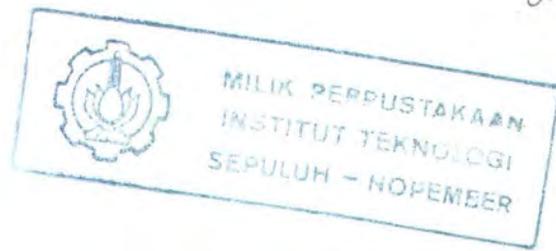


3100099010580



TUGAS AKHIR
OE 1701

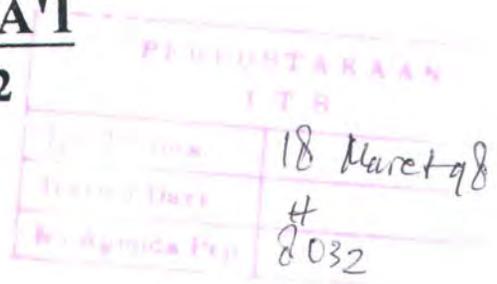
**PREDIKSI LAJU KOROSI
PADA PIPA GAS ALAM DENGAN
PENDEKATAN DE WAARD-MILLIAMS**



RSke
620.112.23
Rif
P-1
1997

Disusun Oleh :

IMAM RIFA'I
4392100022



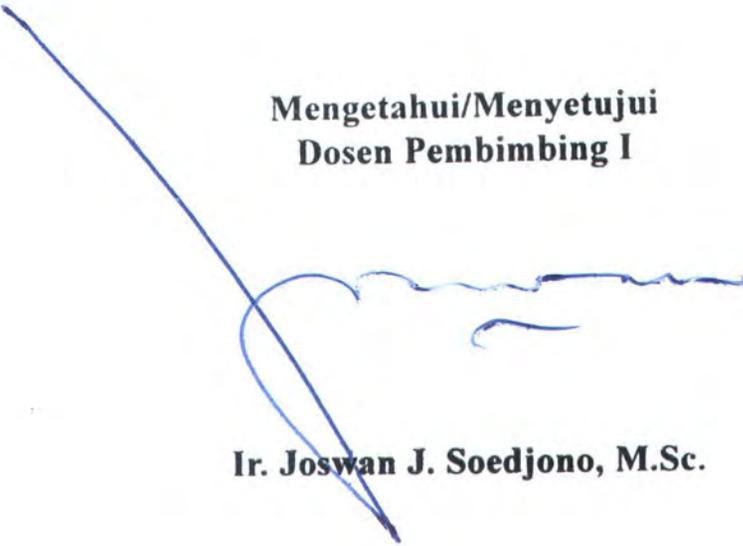
**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
1997**

**PREDIKSI LAJU KOROSI
PADA PIPA GAS ALAM DENGAN
PENDEKATAN DE WAARD-MILLIAMS**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Kelautan**

**Mengetahui/Menyetujui
Dosen Pembimbing I**



Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

**Surabaya
September, 1997**

**PREDIKSI LAJU KOROSI
PADA PIPA GAS ALAM DENGAN
PENDEKATAN DE WAARD-MILLIAMS**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Kelautan**

**Mengetahui/Menyetujui
Dosen Pembimbing II**

Ir. Heri Supomo, M.Sc.

**Surabaya
September, 1997**

ABSTRAK



Pikiran yang menciptakan ilmu, dikontrol oleh hati yang memeluk perasaan agama, yang memberikan dasar etik terhadap penggunaan-penggunaan pelbagai pendapat ilmu dalam praktek hidup. Tujuan ilmu mestilah sejalan dengan tujuan agama, yaitu mencapai kesejahteraan umat manusia. Ilmu adalah alat; tujuan adalah jasmani dan rohani.

ABSTRAK

Studi ini dimaksudkan untuk memprediksi laju korosi pada pipa gas alam. Gas yang mengalir didalam pipa, disamping methana, ethana, propana, buthana, atau (volatile paraffin) juga terdapat senyawa lain yaitu karbon dioksida dan uap air sehingga korosi internal dalam saluran pipa pasti terjadi . Laju korosi itu bergantung pada lingkungannya. Perubahan kecil pada lingkungan, misalnya temperatur (suhu), tekanan internal, laju aliran dan adanya pH, dapat mengubah sifat dan keganasan korosi secara radikal.

Bertitik tolak dari sini, maka laju korosi pada pipa gas alam ini akan diprediksi dengan pendekatan persamaan de Waard-Milliams. Studi kasus yang digunakan untuk menganalisa masalah ini pada saluran pipa (pipeline) TRANSJAVA yang mentransportasikan gas dari Pagerungan sampai ke Porong sejauh 354 km.

Gas alam mengalir dalam pipeline karena adanya perbedaan energi sehingga menyebabkan tekanan berbeda dari ujung ke ujung pipa. Perubahan tekanan akan memberikan pengaruh laju korosi yang berbeda sepanjang pipa, untuk pipa transjava ini mempunyai ketebalan yang sama yaitu 0,625 in dengan standar API 5LX 65 sehingga ketahanan korosi sepanjang saluran pipa berbeda. Dari prediksi diperoleh saluran pipa tidak mampu mencapai umur yang diharapkan yaitu untuk saluran pipa sepanjang 234 km dari Pagerungan hanya berusia 25-29 tahun.

Sehingga diperlukan perencanaan pemeliharaan yang berupa tindakan prediktif, korektif dan prefentif. Untuk meminimkan kerusakan yang berupa kebocoran .

KATA PENGANTAR



Kerinduan kalbu yang ingin semakin dekat kepada Sang Kreator, lambat laun niscaya akan dikabulkan, bergantung sejauh mana mental kita menyanggah godaan demi godaan.

KATA PENGANTAR

Segala puji hanyalah bagi Alloh Robul Alamin, yang telah memberikan nikmat, barokah, hidayah dan inayah serta ridho Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan judul :

PREDIKSI LAJU KOROSI PADA PIPA GAS ALAM DENGAN PENDEKATAN DE WAARD - MILLIAMS

Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan untuk menyelesaikan studi program sarjana pada Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

Penulis menyadari bahwa Buku Tugas Akhir ini jauh dari kesempurnaan, hal ini karena adanya sejumlah keterbatasan yang ada pada penulis. Besar harapan kami, semoga Buku Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi semua pihak yang memerlukannya.

Dengan ketulusan dan dengan rasa rendah hati penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada :

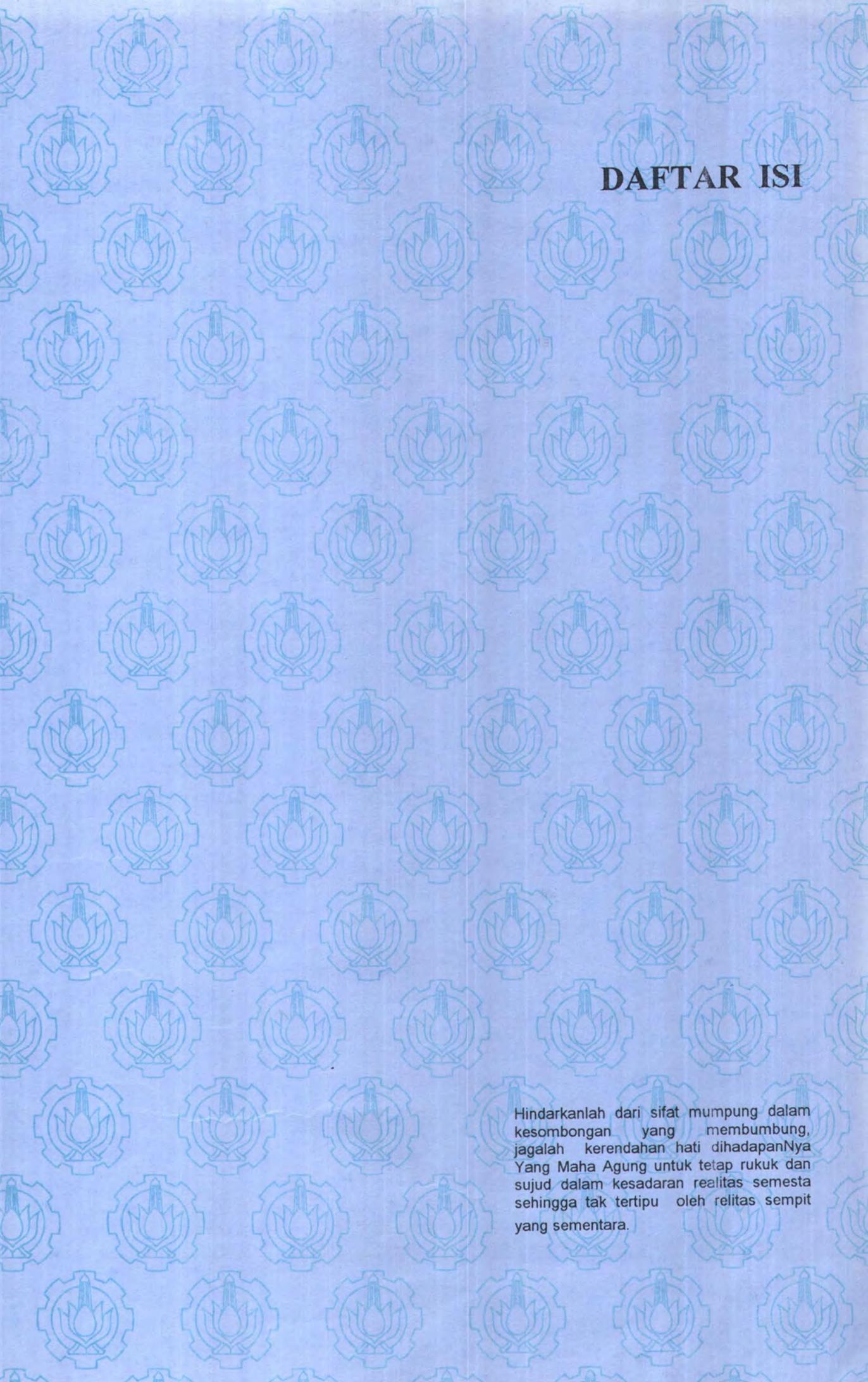
1. Ir. Abdoel Gofoer M.Sc., selaku dosen pembimbing I Tugas Akhir yang telah memberikan bimbingan selama pengerjaan.
2. Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc. selaku pengganti dosen pembimbing I yang telah memberikan bimbingan sampai terselesainya Tugas Akhir.
3. Ir. Heri Supomo, M.Sc. selaku dosen pembimbing II Tugas Akhir yang telah memberikan bimbingan dan kemudahan dalam pengerjaan.

4. Ir. Widi Agus Pratikto, MSc, PhD selaku dosen wali yang banyak membantu selama menjalankan studi.
5. Ir. Eko B. Djatmiko, PhD selaku Ketua Jurusan Teknik Kelautan.
6. Seluruh Staff Pengajar Jurusan Teknik Kelautan FTK-ITS yang telah sudi membagi pengetahuan, wawasan dan pengalamannya yang berharga.
7. **Ibu dan Bapak** (H. Nur Kusnan), selaku pembimbing, pendidik dan pendamping dari penulis sejak dalam buaian hingga dewasa, yang melakukan seluruh amal perbuatannya tanpa pamrih, semoga Allah selalu membalas amal ibadahnya.
8. Kakakku dan adikku yang telah memberikan bantuan, do'a dan motivasi untuk maju serta tak lupa saudaraku yang semenjak kecil selalu bersama-sama dari sd sampai sma (Umi & Rofi'i).
9. Rekan-rekan Jurusan Teknik Kelautan Angkatan 92. ranu, dani, yunianto, arifin, adi, taufik, budi, dwi serta yang lainnya yang tak bisa kusebutkan, tak lupa trimakasih untuk dodot dan willi atas tisu dan minumannya.
10. Bapak dan Ibu kost (H. masrukin) sekeluarga dan teman kost GL 62 dengan sabar dan ihklas memberikan doa dan kemudahan dalam penggunaan fasilitas.
11. Segenap pihak dan rekanan yang tidak mungkin disebutkan pada saat ini.

Semoga atas segala dorongan, bimbingan dan bantuan yang diberikan mendapat rahmat serta balasan dari Allah SWT. Amien.

Surabaya, September 1997

Penulis.



DAFTAR ISI

Hindarkanlah dari sifat mumpung dalam kesombongan yang membumbung, jagalah kerendahan hati dihadapanNya Yang Maha Agung untuk tetap rukuk dan sujud dalam kesadaran realitas semesta sehingga tak tertipu oleh relitas sempit yang sementara.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR NOTASI	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar belakang	1
1.2 Tujuan Penulisan	3
1.3 Perumusan Masalah	3
1.4 Batasan Masalah	4
1.5 Metodologi	4
BAB II DASAR TEORI	6
2.1 Pengertian Korosi	6
2.2 Prinsip Dasar Terjadinya Korosi	6
2.2.1 Aspek Kimia Listrik	7
2.2.2 Polarisasi	9
2.2.3 Pasivitas	11
2.3 Faktor Pengaruh Lingkungan	12
2.3.1 Pengaruh Lingkungan	12

2.3.2	Pengaruh Oxidiser	13
2.3.3	Pengaruh dari Kecepatan Media	13
2.3.4	Pengaruh Temperatur	15
2.3.5	Pengaruh Konsentrasi Media Korosif	16
2.4	Jenis-jenis Korosi	17
2.4.1	Korosi Homogen	17
2.4.2	Korosi Lubang	18
2.4.3	Korosi Erosi	19
2.4.3.1	Efek Temperatur	20
2.4.3.2	Pengaruh Kecepatan	20
2.4.3.3	Turbulen	21
2.4.3.4	Efek galvanik	21
2.4.3.5	Sifat Metal dan Campuran	21
2.4.4	Korosi Galvanis	22
2.4.5	Stress Corrosion	23
2.5	Pelarutan Gas	24
2.5.1	Pelarutan CO ₂	24
2.5.2	Pelarutan Oksigen	26
2.6	Aspek-aspek yang berkaitan pada Pengoperasian Saluran Pipa	28
2.6.1	Standar dan Persyaratan	28
2.6.2	Kriteria Jenis Ukuran	29
2.6.3	Aliran Gas	29
2.6.3.1	Reynold Number	30

2.3.2	Pengaruh Oxidiser	13
2.3.3	Pengaruh dari Kecepatan Media	13
2.3.4	Pengaruh Temperatur	15
2.3.5	Pengaruh Konsentrasi Media Korosif	16
2.4	Jenis-jenis Korosi	17
2.4.1	Korosi Homogen	17
2.4.2	Korosi Lubang	18
2.4.3	Korosi Erosi	19
2.4.3.1	Efek Temperatur	20
2.4.3.2	Pengaruh Kecepatan	20
2.4.3.3	Turbulen	21
2.4.3.4	Efek galvanik	21
2.4.3.5	Sifat Metal dan Campuran	21
2.4.4	Korosi Galvanis	22
2.4.5	Stress Corrosion	23
2.5	Pelarutan Gas	24
2.5.1	Pelarutan CO ₂	24
2.5.2	Pelarutan Oksigen	26
2.6	Aspek-aspek yang berkaitan pada Pengoperasian Saluran Pipa	28
2.6.1	Standar dan Persyaratan	28
2.6.2	Kriteria Jenis Ukuran	29
2.6.3	Aliran Gas	29
2.6.3.1	Reynold Number	30

2.6.3.2	Moody Friction Factor	31
2.6.3.3	Jenis Fluida	33
2.6.4	Saluran Gas (<i>Gas line</i>)	34
2.6.5	Kecepatan Kritis Saluran Pipa	35
2.6.6	Standart ANSI B 31.8	36
2.6.7	Grade Pipa	37
2.7	Dasar Pendekatan Persamaan Laju Korosi	38
2.8	Faktor-faktor Koreksi	39
2.8.1	Pengaruh Tekanan Total	39
 BAB III ANALISA DAN PERHITUNGAN KOROSI INTERNAL		
	PIPA GAS	42
3.1	Pendahuluan	42
3.2	Data komposisi Gas dan Pipa	43
3.2.1	Perhitungan dan Analisa Data Pipa	45
3.2.2	Perhitungan dan Analisa Kandungan Gas	47
3.2.3	Analisa Klasifikasi Gerakan Fluida	50
3.2.4	Perhitungan dan Analisa Pressure Drop	52
3.3.5	Analisa Ketebalan Pipa	57
3.3.6	Perhitungan dan Analisa Kecepatan Kritis	58
3.3.7	Analisa Kandungan Karbon Dioksida	60
3.3.8	Perhitungan dan Analisa Laju Korosi	62

BAB IV	PENGENDALIAN DAN KONTROL KOROSI INTERNAL	
	PADA PIPELINE	68
4.1	Umum	68
4.2	Merubah dimensi pipa	69
4.3	Dehidrasi	74
4.4	Intenal Coating	76
4.5	Reduksi Karbon Dioksida	77
4.6	Injeksi Inhibitor	77
4.7	Monitor Korosi	78
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	82
5.1	Kesimpulan	82
5.2	Saran	84
DAFTAR PUSTAKA		
LAMPIRAN A		
LAMPIRAN B		
LAMPIRAN C		

DAFTAR GAMBAR



DAFTAR GAMBAR

2.1	Korosi pada besi di udara bebas	6
2.2	Proses korosi akibat kimia listrik	7
2.3	Aktivasi polarisasi	10
2.4	Konsentrasi polarisasi	10
2.5	Kurva pasifitas yang biasa terjadi	11
2.6	Pengaruh kecepatan media terhadap korosi	14
2.7	Pengaruh suhu terhadap korosi	15
2.8	Pengaruh konsentrasi korosif terhadap korosi	16
2.9	Korosi erosi dalam dinding pipa	21
2.10	Kurva tekanan drop	34
2.11	Harga fugasitas karbon dioksida	40
3.1	Faktor kompresibilitas untuk gas alam	49
3.2	Grafik viskositas gas alam	54
3.3	Grafik angka kekasaran pipa	56
3.4	Kecepatan kritis sepanjang pipa	59
3.5	Grafik laju korosi sepanjang saluran pipa	64
3.6	Kondisi pH sepanjang saluran pipa	66
3.7	Grafik laju korosi koreksi yang terjadi sepanjang saluran pipa	67
4.1	Grafik umur pipa dan laju korosi pada ketebalan yang konstan.....	72
4.2	Perubahan ketebalan dan umur pipa.....	73

4.3	Grafik pengaruh perubahan tekanan pada laju korosi	74
4.4	Pengaruh perubahan suhu dan tekanan.....	75

DAFTAR TABEL



DAFTAR TABEL

2.1	Standar EMF pada logam	23
2.2	Kekasaran beberapa jenis pipa	32
2.3	Kekuatan yield strenght dan stress dari grade pipa	37
3.4	Komposisi gas	44
3.2	Komposisi dan sifat material pembentuk pipa API SLX 65	46
3.3	Kandungan faraksi mol, temperatur kritis dan tekanan kritis gas alam	48
3.4	Tekanan parsial karbon dioksida dengan pressure drop	62
3.5	Laju korosi sepanjang pipa	63

DAFTAR NOTASI



DAFTAR NOTASI

a	=	Koefisien Fugasitas
C	=	Konstanta panjang pipa
D	=	Diameter Pipa, in
d_o	=	Diameter Luar pipa, in
M	=	Angka Mach
P	=	Pressure, psia
P_1	=	Tekanan hilir
P_2	=	Tekanan hulu
p_{CO_2}	=	Tekanan Parsial Karbon dioksida, psia
Re	=	Reynold Number
S	=	Spesifik Grafiti
S	=	Minimum Yield Pipa
T	=	Temperatur, R
V	=	Kecepatan aliran, ft/s
ρ	=	Massa jenis
μ	=	Viskositas
V_c	=	Kecepatan Kritis, ft/s
V_{nomo}	=	Laju Korosi, mm/year



MILIK PERPUSTAKAAN
INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH - NOPEMBER

BAB I

PENDAHULUAN

Demi massa.

Sesungguhnya manusia itu benar - benar dalam kerugian.

Kecuali orang - orang beriman dan mengerjakan amal sholeh dan nasehat menasehati supaya menaati kebenaran dan nasehat menasehati supaya sabar.

(QS Al Hasyr,1-3)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Sumber hidrokarbon yang tersedia di wilayah Indonesia sangatlah besar, khususnya untuk jenis gas alam atau sering dikenal dengan Liquefied Natural Gas (LNG). Daerah operasi gas alam ini untuk wilayah teritorial Indonesia yaitu terdapat di Arun (Sumatera Utara), di Bontang (Kalimantan Timur), di Jawa Timur (Pagerungan), dan saat ini juga dikembangkan di daerah Natuna.

Sejarah gas alam Indonesia mencatat pada tanggal 20 desember 1973 sebagai perkembangan gas alam di Indonesia, karena pada waktu itu di tanda tangani kontrak penjualan pertama dengan jepang. Akan tetapi pada akhir tahun ini diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri terutama untuk kebutuhan tertentu, misalnya eksploitasi gas alam di Pagerungan sebagai pemasok bahan baku industri di daerah jawa timur.

Sedangkan permasalahan yang timbul diantaranya adalah bagaimana cara transportasi gas alam tersebut yang paling sesuai, khususnya transportasi gas alam dari pagerungan sampai ke Porong. Untuk transportasi gas alam tersebut dengan menggunakan saluran pipa (*pipe line*).

Pemakaian sarana saluran pipa untuk transportasi gas alam telah diterapkan di Jawa Timur yaitu dari Pagerungan sampai ke Porong dengan

pertimbangan dari berbagai segi. Dari segi ekonomi, Ini akan jauh lebih murah dari pada transportasi dengan cara lain misalnya, dengan kapal. Sarana transportasi gas alam ini merupakan permasalahan yang serius baik ditinjau dari segi ekonomi maupun dari segi teknik.

Dari segi ekonomi untuk sarana pengangkutan (*transportasi*) regional antara kapal dan saluran pipa adalah lebih ekonomis dengan menggunakan saluran pipa. Karena dilihat dari sifat gas itu merupakan ikatan karbon rendah yang mempunyai massa relatif kecil dan titik didih yang sangat rendah, sehingga cara pengangkutan dengan kapal memerlukan kekuatan material yang sangat tinggi. Akan tetapi untuk transportasi dengan saluran pipa akan jauh berbeda karena tidak memerlukan penyimpanan, yaitu langsung didistribusikan ke konsumen (*onshore reciving fasility/ ORF*).

Dari segi teknik pun transportasi dengan kapal akan jauh lebih rumit, baik teknik cara penyimpanan maupun teknis perawatan (*maintenance*). Apabila terjadi suatu kebocoran maka saluran pipa (*pipe line*) akan lebih mudah cara mengatasinya.

Adapun kasus kerusakan yang sering timbul dari transportasi dengan menggunakan saluran pipa (*pipe line*) yaitu adanya korosi (*karat*) internal yang terjadi pada saluran pipa. Akibat korosi ini akan membawa dampak yang sangat merugikan yaitu menurunkan nilai kekuatan struktur, sehingga perlu mendapat perhatian yang serius. Untuk saluran pipa gas alam ini, gas yang mengalir didalam saluran pipa (*pipe line*) disamping membawa karbondioksida yang korosif juga

mengandung uap air yang mempercepat proses terjadinya korosi. Untuk ini diperlukan suatu tindakan dan perencanaan pemeliharaan yang lebih ketat untuk memproteksi investasi dan berusaha untuk meminimkan kerusakan yang bersifat preventif, korektif dan prediktif, perlu diadakan pemeriksaan dan pemantauan laju korosi yang terjadi, baik dengan pengukuran (*observasi*) maupun dengan perhitungan (*teoritis*).

1.2 TUJUAN PENULISAN

Adapun tujuan penulisan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui besar laju korosi internal yang terjadi pada pipa gas alam.
2. Mengetahui faktor yang mempercepat laju korosi.
3. Memberikan solusi cara pencegahannya.

1.3 PERUMUSAN MASALAH

Dalam tugas akhir ini, permasalahan yang dibahas adalah karena adanya gas alam yang mengalir dalam saluran pipa, gas tersebut mengandung senyawa karbon dioksida. Elemen tersebut bersifat korosif serta adanya lingkungan internal yang mendukung proses terjadinya korosi. Maka permasalahan yang dapat diambil adalah :

1. Cepat laju korosi itu pasti terjadi, yaitu untuk mendapatkan besarnya pengurangan ketebalan dinding pipa akibat pengaruh korosi internal perlu dilakukan perhitungan laju korosi. Dari hasil perhitungan laju korosi tersebut akan diketahui ketebalan dinding pipa pada suatu periode tertentu.

2. Menentukan faktor yang sangat dominan untuk mempercepat laju korosi.
3. Cara pencegahan korosi.

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk memprediksi laju korosi internal pada saluran pipa gas alam ini, maka permasalahannya dibatasi pada :

- ♦ Konsentrasi kandungan gas alam yang mengalir pada saluran pipa gas alam adalah konstan.
- ♦ Korosi internal yang terjadi hanya akibat adanya senyawa karbondioksida
- ♦ Tidak membahas daya pompa
- ♦ Pengaruh temperatur luar diabaikan
- ♦ Kecepatan gas konstan
- ♦ Jenis pipa gas alam yang digunakan sesuai standar ANSI B.31.8
- ♦ Tidak membahas biaya perbaikan, perawatan pipa akibat adanya kerusakan.
- ♦ Tanpa ada coating

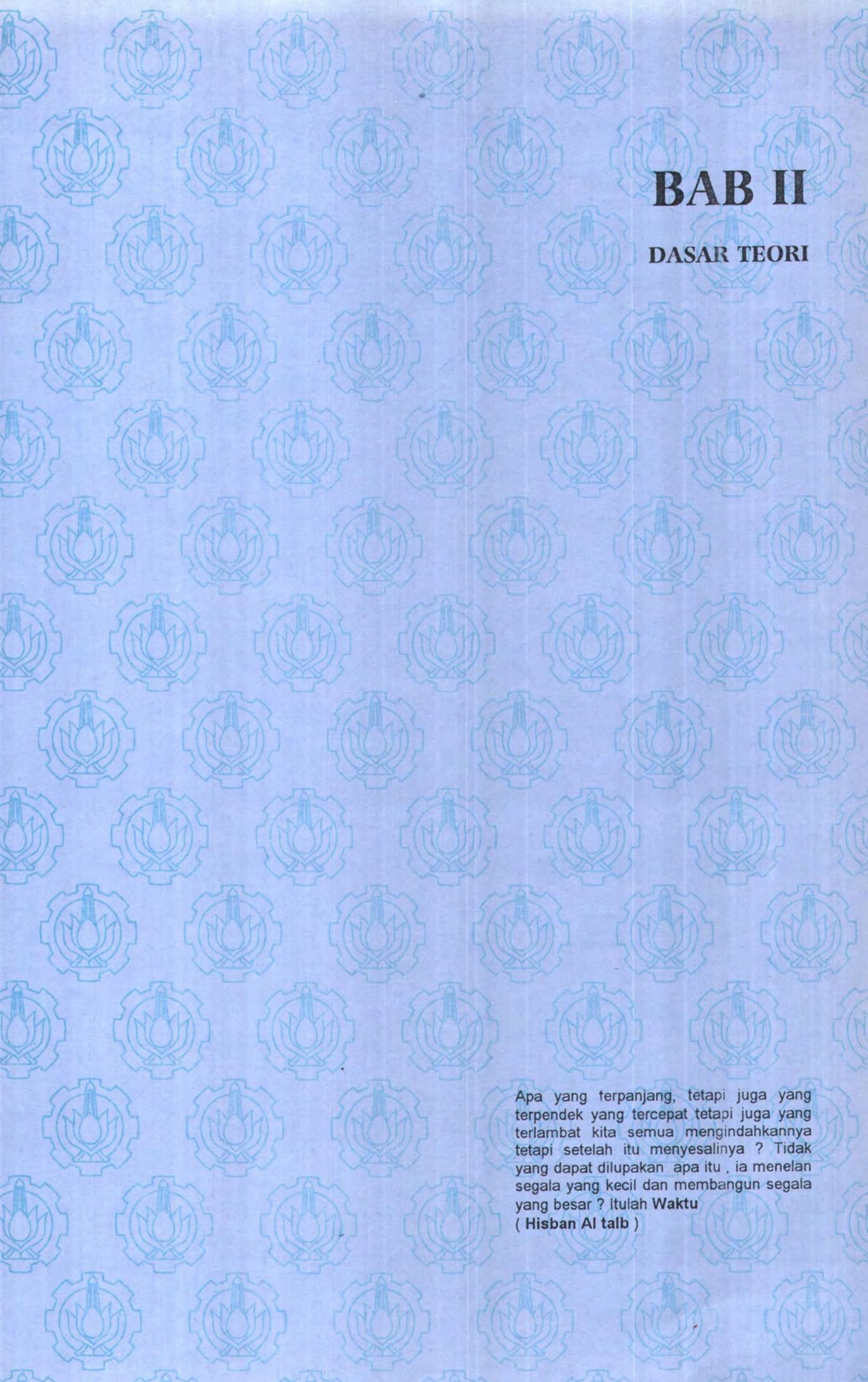
1.5 METODOLOGI

Untuk memprediksi laju korosi pada pipa gas alam ini, hal-hal yang perlu diketahui adalah :

- ♦ Suhu (*temperatur*)
- ♦ Tekanan parsial karbon dioksida
- ♦ Kandungan karbon dioksida (*Fraksi mol CO₂*)

Gas yang mengalir dalam saluran pipa tersebut akibat adanya perbedaan tekanan (*pressure drop*). Sehingga pertama kali yang perlu dianalisa adalah tekanan yang bekerja sepanjang pipa tersebut, kemudian dengan adanya tekanan ini dapat dihitung besarnya tekanan parsial dari karbon dioksida. Dari data dapat diketahui besarnya fraksi mol karbon dioksida yang mengalir pada saluran pipa gas alam tersebut. Dimana gas akan mengalir bila ada perbedaan energi, kemudian dengan dasar pendekatan de waard- milliams dapat diprediksi laju korosi pada saluran pipa gas alam itu sesuai dengan lingkungan yang mempengaruhinya. Dari pendekatan laju korosi ini ada beberapa faktor yang perlu diperhitungkan. Faktor- faktor ini merupakan faktor koreksi yang mempengaruhi dari pendekatan diatas untuk mendapatkan laju korosi yang mendekati laju korosi yang sebenarnya terjadi (harga yang konservatif). Adapun faktor-faktor koreksi tersebut adalah tekanan (*pressure*), temperatur, dan glicol.

Dari prediksi ini dapat dibuatkan tabel dan grafik, dan dibandingkan dengan waktu umur pipa (*life time*). Sehingga dapat dianalisa bagaimana pengaruh perubahan lingkungan terhadap laju korosi ini.



BAB II

DASAR TEORI

Apa yang terpanjang, tetapi juga yang terpendek yang tercepat tetapi juga yang terlambat kita semua menginginkannya tetapi setelah itu menyesalinya ? Tidak yang dapat dilupakan apa itu , ia menelan segala yang kecil dan membangun segala yang besar ? Itulah Waktu (Hisban Al talb)

BAB II

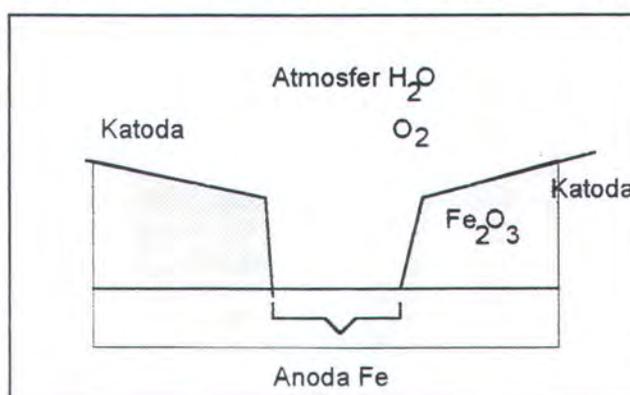
DASAR TEORI

2.1 PENGERTIAN KOROSI

Korosi adalah gejala kerusakan (destruktif) dari suatu material (logam) karena adanya reaksi kimia dengan lingkungannya.

2.2 PRINSIP DASAR TERJADINYA KOROSI

Ditinjau dari segi mekanisme terjadinya korosi, sebagian besar proses korosi berlangsung menurut mekanisme elektrokimia. Berdasarkan teori elektrokimia, korosi terjadi karena adanya lingkungan basah (mengandung air) dan adanya oksigen. Sebagai contoh, bila pelat baja telanjang berada dilingkungan atmosfer, setelah beberapa waktu lamanya permukaan pelat tersebut akan di seliputi oleh lapisan oksida tipis yang tersebar tidak merata. Dengan adanya lapisan oksida tipis tersebut, terjadilah perbedaan potensial antara sistem pelat dengan oksidanya, sehingga timbullah suatu sel korosi seperti gambar berikut.



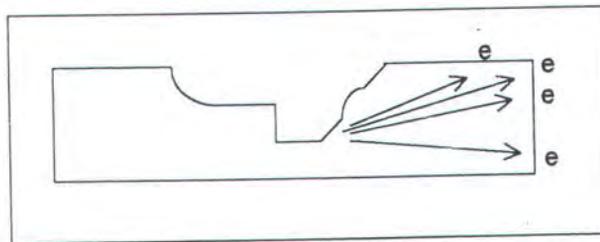
Gambar 2.1 Korosi pada besi diudara bebas

2.2.1 ASPEK KIMIA LISTRIK

Salah satu penyebab terjadinya korosi yaitu timbulnya reaksi redoks antara unsur dengan kondisi media yang mendukung. Berikut adalah salah satu contoh reaksi redoks sebagai penyebab korosi.

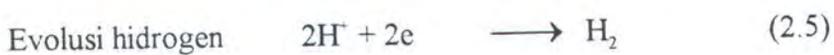


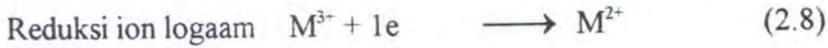
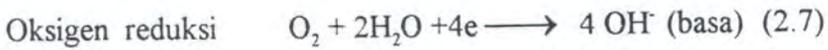
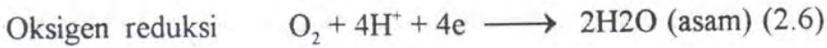
Dari persamaan reaksi di atas maka jelaslah bahwa logam akan mengalami pelepasan elektron karena media korosif sehingga dihasilkan ion logam. Besarnya elektron yang dilepaskan akan sangat tergantung terhadap valensi logam dan secara langsung akan berpengaruh terhadap kecepatan korosi. Sedangkan penggambaran proses terjadinya korosi akibat kimia listrik secara sederhana dapat dilihat seperti dibawah ini.



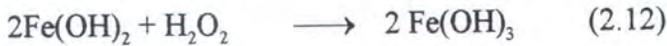
Gambar 2.2 Proses korosi akibat kimia listrik

Dalam korosi logam ada beberapa reaksi katodik yang sering terjadi yaitu :





Evolusi hidrogen adalah reaksi katodik yang sering terjadi jika larutan asam merupakan media korosif. Oksigen reduksi sangat umum terjadi jika larutan air pada udara terbuka merupakan media timbulnya korosi. Sedangkan ionisasi dan deposisi logam akan hanya terjadi pada proses kimia. Namun demikian pada dasarnya semua reaksi ini adalah sama yakni memerlukan dan melepaskan elektron. dibawah ini merupakan mekanisme reaksi korosi yang terjadi pada besi.



Persamaan reaksi (2.10) diatas yaitu dengan terbentuknya besi fero karena besi berada dalam lingkungan air. Persamaan reaksi (2.11) hidrogen bebas yang diharap bereaksi dengan oksigen yang terlarut untuk membentuk hidrogen peroksida. Persamaan reaksi (2.12) hidrogen peroksida bereaksi dengan hidroksida besi fero dan menghasilkan hidroksida besi feri yang dikenal dengan karat.

Persamaan reaksi (2.13) merupakan reaksi oksida logam besi menjadi hidroksida besi fero.

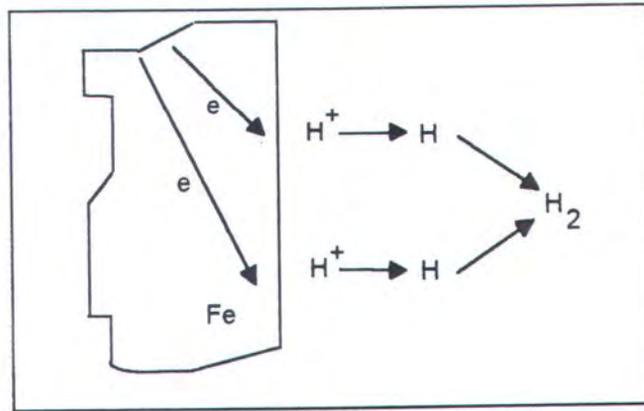
Pada prinsipnya kejadian diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa jika besi mengalami korosi maka akan berlanjut sampai besi hilang semuanya. Atau dapat dikatakan bahwa reaksi korosi yang terjadi pada baja, tanpa perlindungan korosi yang bagus akan berlangsung secara terus menerus tanpa ada hentinya.

2.2.2 POLARISASI

Polarisasi adalah salah satu bentuk reaksi korosi yang merupakan penyebab timbulnya karat pada kerusakan logam. Dalam suatu larutan proses polarisasi akan terjadi dan hal ini merupakan faktor yang sangat mempengaruhi kecepatan korosi (corrosion rate). Secara difinitif polarisasi itu merupakan proses pengutuban ion hidrogen secara kimia listrik sehingga terbentuk gas hidrogen dengan bantuan pengikatan elektron yang dihasilkan dari proses degradasi logam.

Jenis dari polarisasi secara teoritis ada 2 (dua) macam yaitu aktivasi polarisasi (*activation polarisation*) dan konsentrasi polarisasi (*Concentration polarisation*). Perbedaan polarisasi ini adalah pengontrol reaksinya. Aktivasi polarisasi dapat berlangsung dengan kontrol urutan reaksi pembentuk gas hidrogen, pada logam dengan larutan elektrolit yang bersentuhan.

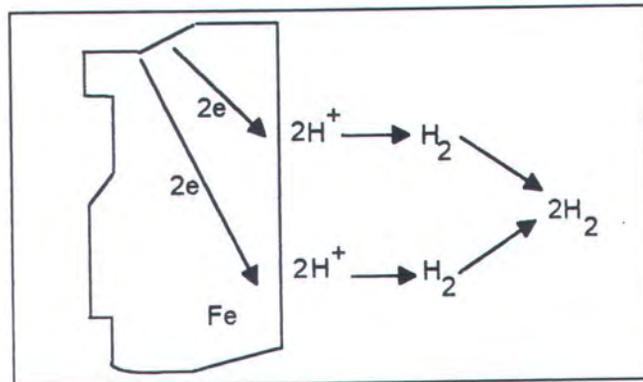
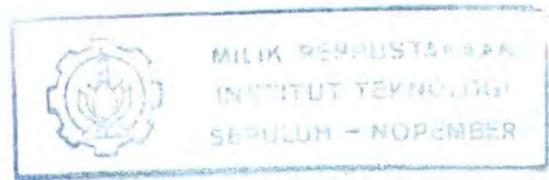
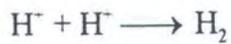
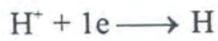
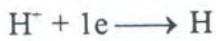
Sedangkan konsentrasi polarisasi terjadi akibat adanya konsentrasi ion hidroksil yang pekat sehingga pengontrolnya adalah konsentrasi dari ion H^+ . Dari kedua polarisasi ini akan jelas terlihat pada sket gambar jenis polarisasi dibawah ini.



Gambar 2.3 Aktivasi polarisasi

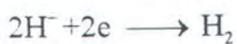
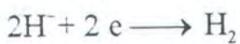
Gambar di atas secara reaksi kimia dapat dituliskan sebagai berikut :

- ♦ Untuk aktivasi polarisasi :



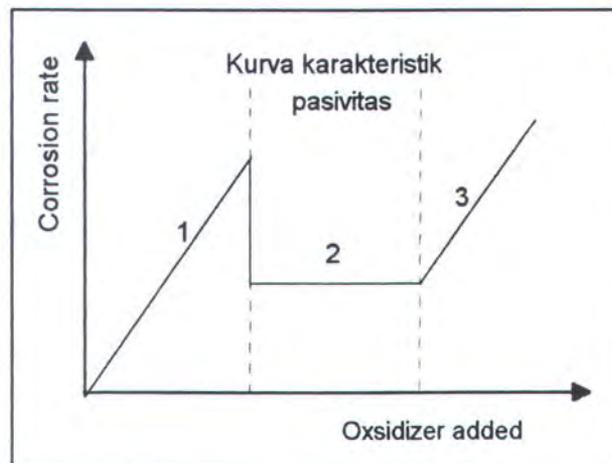
Gambar 2.4 Konsentrasi polarisasi

- ♦ Untuk konsentrasi polarisasi :



2.2.3 PASIVITAS

Pasivitas adalah proses pengurangan daya reaktivitas suatu elemen korosi. Dengan proses pasivitas ini seolah-olah logam dikatakan mendekati mulia seperti platinum atau argentum. Namun demikian dengan keterbatasan ilmu logam, unsur kandungan logam masih sulit untuk membuat pasivitas secara sempurna. Hal ini dikarenakan adanya unsur penghambat pasivitas pada logam paduan. Unsur penghambat pasivitas ini diantaranya seperti uranium, zinc, silikon, aluminium, magnesium dan lainnya. Proses pasivitas ini dapat dilihat secara jelas pada gambar berikut.



Gambar 2.5 Kurve pasivitas yang biasa terjadi

Kondisi yang dimaksud dalam kurva dengan ditunjukkan angka 1, 2, 3, adalah kondisi karakteristik logam terhadap lingkungannya. Untuk lebih jelasnya tentang pasivitas dapat dijelaskan seperti dibawah ini.

Sebuah logam yang diletakkan pada media oksidator ditambah secara periodik dan terus menerus, maka akan menghasilkan kecepatan korosi yang bertambah juga. Akan tetapi bila ditambah lagi jumlah oksidatornya, setelah mencapai konsentrasi tertentu kecepatan korosi akan turun secara drastis. Selanjutnya dengan penambahan oksidator yang tidak dihentikan akan berakibat stabil pada kecepatan korosi tertentu. Keadaan inilah yang dalam keterangan diatas disebut kondisi pasif. Untuk penambahan yang diteruskan maka kondisi pasivitas akan hilang dan timbul kenaikan kecepatan korosi lagi. Hal ini sesuai dengan gambar diatas.

2.3 FAKTOR PENGARUH KOROSI

Dalam mempelajari korosi maka banyak hal-hal yang harus diperhitungkan dalam kaitannya dengan faktor yang paling dominan mempengaruhi kecepatan korosi. Untuk memberikan arah dalam studi ini maka perlu dilakukan pengkajian lebih lanjut mengenai dampak lingkungan, metalurgi terhadap kasus korosi. Ada beberapa faktor yang merupakan penyebab terjadinya korosi, oleh karena itu untuk mencegah secara kompak perlu diketahui faktor-faktor penentu kecepatan korosi sehingga dalam proses pencegahannya akan lebih efektif.

2.3.1 PENGARUH LINGKUNGAN

Sering kali dalam proses industri, material khususnya logam mengalami perubahan sifat dikarenakan proses produksi. Selain itu juga dipengaruhi oleh

lingkungannya benda tersebut dibuat. Bagaimana efek perubahan-perubahan ini terhadap logam itu sendiri. Ini yang harus dievaluasi dalam kaitannya dengan proses yang terjadi, khususnya laju korosi (*corrosion rate*) dari logam yang mengalami dampak tersebut. Untuk lebih memahami pengaruh diatas maka dibawah ini akan dibahas pengaruh lingkungan terhadap kecepatan korosi suatu benda (logam).

2.3.2 PENGARUH OXIDIZER

Pengaruh dari daya pengoksidasian (*oxidizing power*) terhadap proses korosi yakni berhubungan dengan active passive metal. Apabila oxidizer ditambah maka akan menyebabkan laju korosi (*corrosion rate*) bertambah. Sedangkan pada tingkat perubahan oxidizer tertentu laju korosi akan konstan, namun apabila penambahan oxidizer tersebut diteruskan maka laju korosi akan kembali bertambah secara dramatik. Hal ini sangat tergantung dari faktor-faktor korosi.

2.3.3 PENGARUH DARI KECEPATAN MEDIA

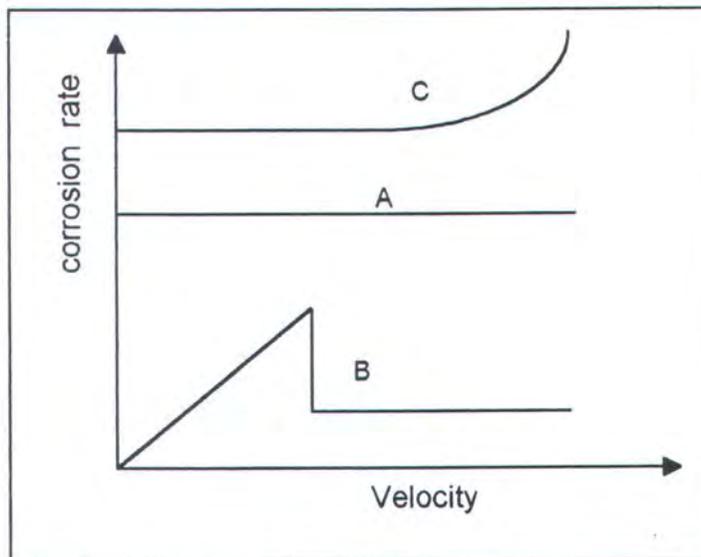
Pengaruh dari kecepatan media terhadap corosian rate adalah seperti yang terjadi pada penambahan oxidizer dan sangat tergantung pada karakteristik logam dan lingkungan dimana benda tersebut berada. Menurut observasi, terdapat tiga jenis karakteristik logam dalam hubungannya dengan kecepatan media yaitu :

- ♦ Jenis A : proses korosi dikontrol oleh katodic difusion sehingga kecepatan media akan sangat berpengaruh pada laju korosi (*corrosion rate*).

- ♦ Jenis B : Proses korosi dikontrol oleh activation polarisation dan kecepatan media tidak berpengaruh terhadap laju korosi.
- ♦ Jenis C : Beberapa logam mempunyai ketahanan korosi di dalam media tertentu, apabila agitasi diberikan pada larutan media maka akan terjadi perilaku hubungan kecepatan dengan laju korosi seperti gambar kurva di bawah ini

Sedangkan contoh kondisi kurva menurut jenis-jenis diatas adalah sebagai

berikut :



Gambar 2.6 pengaruh kecepatan media terhadap korosi

- ♦ Kurva A :
 - Kondisi 1 : Fe dalam H_2O dan O_2
 - Cu dalam H_2O dan O_2
 - Kondisi 1 -2 : SS (10 Cr, 8 Ni) dalam $H_2SO_4 + Fe^+$
- ♦ Kurva B :
 - Fe dalam larutan HCl yang dikocok

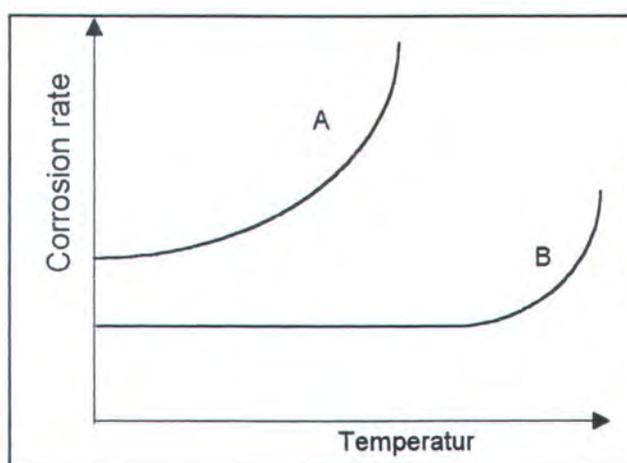
SS dalam H_2SO_4 pekat

♦ Kurva C :

Pb dalam larutan H_2SO_4

2.3.4 PENGARUH TEMPERATUR

Dengan bertambahnya temperatur berarti akan menambah semakin cepatnya reaksi kimia. Hal ini dapat dijelaskan dalam ilustrasi gambar 2.8 sebagai berikut :



Gambar 2.7 Pengaruh suhu terhadap korosi

Kurva A : menggambarkan bahwa dengan bertambahnya suhu, kecepatan korosi secara langsung berubah menjadi lebih tinggi.

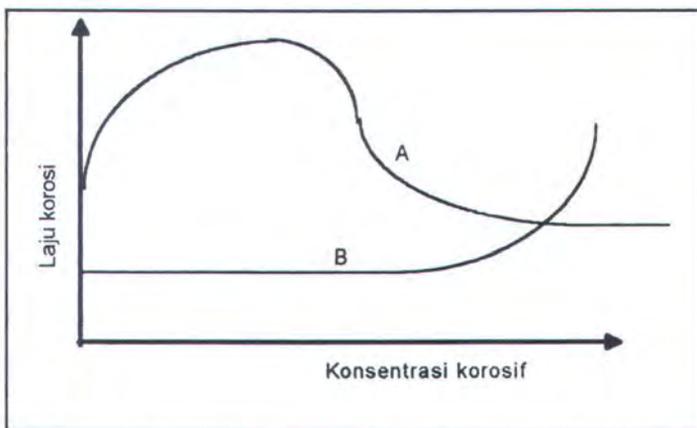
Kurva B : merupakan sifat-sifat metal dimana penambahan temperatur hanya berpengaruh terhadap kecepatan korosi hanya pada suhu yang sangat tinggi.

Sebagai contoh pada penambahan asam nitrat berarti akan mempertinggi daya pengoksidasiannya. Pada suhu rendah sampai dengan suhu menengah, stainless steel yang terbuka (telanjang) didalam larutan nitrit adalah mencapai kondisi pasif

dan mendekati kondisi tranpasif. Dengan demikian daya pengoksidasian akan secara cepat menaikkan corrosion rate dari stainless stell tersebut.

2.3.5 PENGARUH KONSENTRASI MEDIA KOROSIF

Dengan perubahan konsentrasi media korosif pada lingkungan benda konstruksi akan menimbulkan beberapa kondisi korosi. Secara teoritis maka pengaruh konsentrasi ini akan menimbulkan karakteristik berbeda antara kedua benda konstruksi .



Gambar 2.8 Pengaruh konsentrasi korosif terhadap korosi

Kurva A menunjukkan bahwa jika konsentrasi korosif ditambah maka kecepatan korosi akan bertambah pada kondisi konsentrasi tertentu. Namun demikian ada beberapa material yang jika konsentrasi korosif ditambah maka dengan sekonyong-konyong kecepatan korosi bertambah juga. Misalnya korosi erosi antara fluida viskositas rendah dibandingkan dengan yang berkekentalan tinggi. Dengan konsentrasi yang tinggi berarti kapasitas atom dan ion juga banyak sehingga kecepatan korosi secara langsung akan bertambah.

2.4 JENIS - JENIS KOROSI

Klasifikasi bentuk korosi akan dapat mempermudah membedakan macam korosi yang terjadi, sehingga dalam tahap pencegahannya akan lebih mudah serta bisa memilih material yang sesuai dengan lingkungan tertentu. Dengan demikian tindakan pencegahan dan kontrol tersebut akan dapat diantisipasi secara tepat. Material yang dipilih harus memiliki ketahanan yang sesuai dengan jenis bentuk korosi yang akan terjadi pada lingkungan itu. Analisa bentuk korosi ini dapat dilakukan dengan mata telanjang dan sering kali diperlukan pembesaran tertentu atau teknik lain untuk membedakannya. Secara garis besar jenis korosi dapat dibedakan menjadi beberapa jenis, jenis-jenis tersebut antara lain adalah :

- ♦ Korosi homogen
- ♦ Korosi Lubang
- ♦ Korosi Erosi
- ♦ Korosi Galvanik
- ♦ Korosi Tegangan

2.4.1 KOROSI HOMOGEN

Korosi homogen adalah jenis korosi yang sering dan umum pada konstruksi-konstruksi logam. Korosi ini merupakan suatu kasus dimana logam mengalami korosi secara merata pada permukaan logam itu dan biasanya pada korosi ini sulit dibedakan antara anodik dan katodiknya. Korosi ini akan terjadi akibat dari adanya reaksi oksidasi dan reduksi antara media korosif dengan

logam. Jenis korosi ini memang tidak lebih berbahaya bila dibandingkan dengan korosi lubang. Karena pada korosi homogen berkurangnya kekuatan material yang mengalami korosi sebanding dengan berkurangnya ketebalan material.

Sebagai contoh korosi homogen ini adalah korosi yang terjadi pada badan kapal, korosi yang terjadi pada atap rumah (zinc), korosi pada pilar-pilar pelabuhan dan sebagainya. Korosi ini sangat mudah dibedakan karena seluruh permukaan logam akan terkena korosi secara merata.

Tindakan pencegahan korosi homogen dapat dilakukan dengan pemilihan material yang sesuai, coating yang sesuai, penambahan inhibitor dan katodik protection atau biasanya diantisipasi dengan pemakaian material yang kurang tahan korosi homogen.

2.4.2 KOROSI LUBANG

Korosi lubang ini merupakan bentuk serangan korosi yang sangat terlokalisasi sehingga menghasilkan suatu lubang yang relatif kecil pada suatu logam. Lubang-lubang tersebut kadang sendiri ataupun berkelompok hingga kelihatan sebagai permukaan logam kasar.

Korosi lubang ini merupakan salah satu bentuk korosi yang paling merusakkan, sehingga peralatan bisa gagal berfungsi karena sedikit kehilangan berat. Sifat kegagalan pada korosi ini bersifat mendadak atau tiba-tiba. Korosi lubang sangat sulit dideteksi karena ukurannya yang sangat kecil, bahkan kadang-kadang tertutup oleh produk korosi. Lubang pada umumnya tumbuh

searah gravitasi dan kebanyakan berkembang dan tumbuh kearah bawah dari permukaan mendatar. Sejumlah kecil yang mulai tumbuh dari permukaan vertikal, dan sangat jarang tumbuh keatas dari dasar permukaan horisontal.

Biasanya lubang memerlukan tahap pendahuluan yang lama sebelum lubang yang tampak ini muncul. Periode ini bisa beberapa tahun tergantung pada logam dan lingkungan korosifnya.

Korosi lubang biasanya berhubungan dengan keadaan diam dari larutan dimana logam berada, misalnya dalam tangki atau bagian-bagian pipa yang tidak aktif. Kecepatan fluida akan mengurangi serangan korosi lubang.

2.4.3 KOROSI EROSI

Merupakan peluruhan permukaan logam karena campuran pengaruh korosi dan erosi, korosi ini sering dikenal dengan nama *impingement attack* dan *cavitation damage*. Akan tetapi proses ini merupakan campuran dari peristiwa yang berbeda yaitu korosi dan erosi.

Korosi erosi adalah percepatan atau penambahan keburukan sifat material karena gerakan relatif antara fluida korosif dengan permukaan metal. Secara umum gerakan ini sangat cepat dan pengaruh pemakaian secara mekanika atau abrasi yang rumit. Hasil dari korosi erosi merusak pelindung permukaan dari metal dan campurannya. Beberapa tipe media korosif yang menyebabkan korosi erosi meliputi gas, larutan encer, sistem organik dan metal encer. Sejak korosi diperlukan dalam proses korosi erosi semua faktor yang mempengaruhi korosi

perlu dipertimbangkan, yaitu permukaan film, kecepatan, turbulen, efek galvanik, sifat metal dan campurannya.

2.4.3.1 EFEK TEMPERATUR

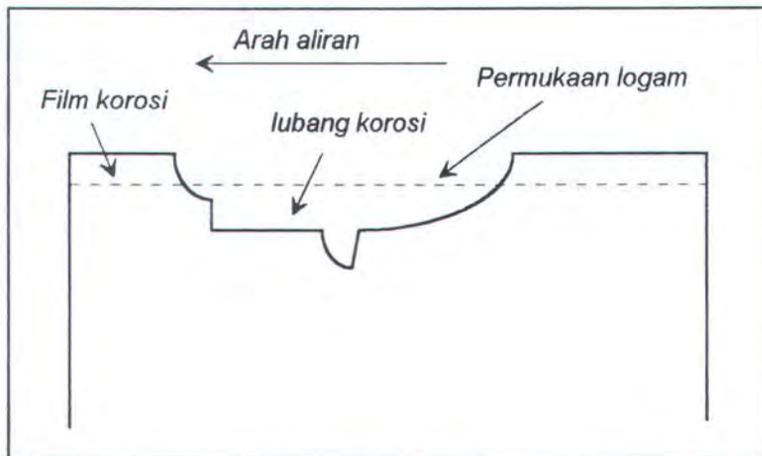
Efek temperatur dan pH akan sangat mempengaruhi kecepatan korosi erosi. Umumnya temperatur tinggi berakibat pada kecepatan erosi yang semakin tinggi. Sedangkan untuk pH yang rendah kecepatan korosi tinggi dan akan turun seiring dengan bertambahnya pH. Tetapi pada pH tertentu kecepatan akan naik dan kemudian akan turun lagi. Penggunaan inhibitor secara efektif untuk menurunkan korosi erosi tergantung pada sifat dan tipe film yang dibentuk, juga tergantung pada reaksi antara metal dengan inhibitor.

2.4.3.2 PENGARUH KECEPATAN

Kecepatan akibat lingkungan berperan penting terhadap korosi erosi dan kecepatan sering sangat besar pengaruhnya terhadap mekanisme reaksi korosi. Peran efek pemakaian secara mekanik sangat besar pengaruhnya terutama bila larutan dalam kondisi kental atau tersuspensi. Bertambahnya kecepatan secara umum akan mengakibatkan bertambahnya pengikisan terutama jika diselubungi aliran yang berkecepatan kuat.

2.4.3.3 TURBULEN

Banyak kegagalan korosi erosi terjadi karena adanya aliran turbulen. Turbulen mengakibatkan gerakan cairan lebih besar pada permukaan logam dibanding laminer terjadi persentuhan yang lebih antara logam dengan sekitarnya.



Gambar 2.9 Korosi erosi dalam dinding pipa

2.4.3.4 EFEK GALVANIK

Galvanik atau korosi antara dua logam dapat berpengaruh terhadap korosi erosi jika kedua logam yang berbeda dihubungkan dalam sistim aliran. Efek galvanik dapat mencapai harga nol dalam kondisi statis dan bertambah besar jika terjadi gerakan.

2.4.3.5 SIFAT METAL DAN CAMPURAN

Komposisi kimia, ketahanan korosi, kekerasan serta sifat-sifat metalurgi logam dan campuran dapat mempengaruhi penampilan material pada kondisi erosi. Logam-logam lunak lebih terpengaruh oleh korosi erosi karena lebih terpengaruh pada sifat-sifat mekanis. Kekerasan merupakan kriteria yang baik dalam ketahanan logam terhadap erosi mekanis atau abrasi akan tetapi bukan untuk korosi erosi. Salah satu cara untuk membuat ketahanan terhadap korosi erosi adalah *solid solution hardening*.

2.4.4 KOROSI GALVANIS

Karena adanya perbedaan potensial antara logam yang satu dengan yang lainnya, apabila berada pada lingkungan yang konduktif atau dalam larutan elektrolit akan menyebabkan kontak, secara listrik kedua logam yang berbeda tersebut dihubungkan, adanya perbedaan potensial akan menimbulkan aliran elektrolit atau listrik diantara kedua logam. Logam yang mempunyai tahanan korosi rendah akan terkikis dan yang tahanannya lebih tinggi akan mengalami penurunan daya korosinya. Sedang korosi galvanik terjadi akibat beberapa aspek yaitu tegangan potensial (*emf*) dan deret galvanik, pengaruh lingkungan pengaruh jarak pengaruh luasan.

Pada dasarnya semua korosi terjadi secara galvanis akan tetapi yang dimaksud dengan serangan galvanis menyangkut dua sel logam yang mengalami korosi. Tegangan potensial (EMF) dari berbagai jenis logam murni adalah sangat bervariasi antara satu dengan yang lainnya. Hal ini dapat dilihat dari tabel 2.1 potensial logam (*Fontana, Mars G. and Greene, Nobert D., "Corrosion Engineering", 1983*). Jika logam murni tersebut dicampur sehingga membentuk alloy tersebut akan berbeda sesuai dengan komposisi logam yang terkandung didalamnya. Perbedaan potensial inilah yang menyebabkan terjadinya korosi galvanik.

Lingkungan akan mempengaruhi keagresifan logam untuk terkorosi. Hal ini dapat dijelaskan karena adanya temperatur, molaritas dan faktor lingkungan tertentu sehingga kecenderungan sifat korosif suatu logam akan dapat berubah. Korosi karena galvanis mencapai tingkat tertinggi pada jarak terdekat dan menjadi

dibedakannya antara SCC dan Hydrogen-embrittlement dari perbedaan kondisi lingkungannya (*Environmental Variabel*). Retak-retak stress corrosion mempunyai penampilan brittle fracture sebagai akibat dari proses korosi lokal.

Ada dua jenis SCC, yaitu :

1. Intregranular, yang bergerak sepanjang grain boundaries.
2. transgranular, pergerakan tidak nyata pilihan (*preferensi*) boundarynya.

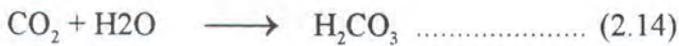
Keretakan biasanya mengarah tegak lurus terhadap tegangan. Untuk keadaan-keadaan khusus seperti kondisi tegangan biaksial maka arah penjalaran retak cenderung random atau acak. Kondisi pencabangan retak juga dapat terjadi tergantung pada struktur dan komposisi metal serta lingkungannya.

2.5 PELARUTAN GAS

Oksigen, karbondioksida, atau hidrogen sulfida larut di air dapat menyebabkan meningkatnya korosifitas. Pada kenyataannya pelarutan gas adalah penyebab utama dari kebanyakan problem korosi. Jika ketiga unsur tersebut dapat terlarut dan air berada pada pH netral atau lebih tinggi, pada umumnya air di ladang minyak dapat menyebabkan beberapa masalah korosi.

2.5.1 PELARUTAN CO₂

Saat CO₂ larut di air, membentuk carbonic acid, akan menurunkan pH air dan menambah korosifitas. Tidak sangat korosif seperti oksigen, tapi biasanya menyebabkan pitting.



Korosi yang disebabkan oleh CO_2 disebut *sweet corrosion*. Sebagai tambahan untuk produk keasaman oleh CO_2 , low molecular weight organic acids seperti acetic acid yang ikut mendukung terjadinya korosi. Asam ini jarang menjadi penyebab utama korosi tapi sesekali memainkan peran utama untuk mengetahui laju korosi yang terjadi.

Beberapa faktor yang membentuk kalakuan CO_2 harus diperhatikan, karena perannya yang menonjol pada korosi manis (*sweet corrosion*). Faktor terpenting yang membentuk pelarutan CO_2 adalah tekanan, suhu, dan komposisi air. Tekanan menambah daya larut menjadi penurunan pH, suhu mengurangi daya larut untuk menaikkan pH dan pelarutan mineral dapat menjadi buffer pada air (mencegah pH turun).

Pada pengembunan gas sumur dengan pelarutan beberapa mineral dan pada suhu yang relatif tinggi. Tekanan mengontrol faktor yang mempengaruhi daya larut CO_2 . Pada kenyataannya tekanan partial CO_2 dapat digunakan sebagai tolok ukur untuk memperkirakan korosi dari pengembunan gas .

$$\text{tekanan partial} = \text{tekanan total} \times \text{fraksi mol dari } \text{CO}_2 \text{ pada gas}$$

Penggunaan tekanan partial CO_2 sebagai tolok ukur untuk memperkirakan adanya indikasi korosi, dapat diklasifikasikan sebagai berikut :

1. Tekanan partial diatas 30 psi biasanya indikasi korosi
2. Tekanan partial antara 3 - 30 psi mungkin indikasi korosi

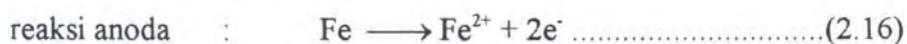
3. Tekanan partial dibawah 3 psi tidak korosi

Air garam biasanya menghasilkan sweet oil well, mengandung larutan mineral dan hubungan terdahulu tidak selalu sesuai. Bagaimanapun, korosi hampir selalu sesuai dengan kandungan CO₂ yang tinggi. Sebagai pendekatan pertama, tekanan partial dari CO₂ berguna untuk memperkirakan korosifitas dari sweet oil well.

2.5.2 PELARUTAN OKSIGEN

Senyawa oksigen adalah yang paling berbahaya dibanding lainnya. Ini karena beberapa korosi terjadi pada konsentrasi yang sangat rendah (*kurang dari 1 ppm*) dan jika oksigen atau keduanya dari dua gas yang ada, ini menyebabkan perubahan drastis dan korosifitas. Sebagai catatan bahwa oksigen tidak bisa terdapat pada sub surface air. Jika oksigen ada, akan kontak dengan udara menyebabkan kebocoran pada daerah yang tidak terlindungi dari atmosfer. Air dari danau, laut, arus akan jenuh dengan oksigen dan air dari shallow well's dapat mengandung oksigen.

Kelarutan oksigen dalam air adalah fungsi dari tekanan, suhu dan kandungan Cl. Korosi karena senyawa oksigen dimulai dari reaksi berikut :



Oksigen mempercepat korosi pada berbagai keadaan. Ini dikarenakan oksigen sangat kuat (menghasilkan potensial elektrokimia tinggi) dan rapid oxidizing agent pada reaksi katodik. Ini berarti oksigen akan lebih mudah bergabung dengan

elektron pada katode dan menjadikan reaksi korosi untuk membentuk terutama laju terbatas melalui laju dimana oksigen dapat menyebar ke katode.

Oksigen biasanya menyebabkan pitting. Perlu diketahui bahwa korosifitas dari udara murni bertambah seperti penambahan kandungan oksigen terlarut sampai a point. jika tersedia cukup oksigen di air , $Fe^{2+} \longrightarrow Fe^{3+}$ oksida dapat terjadi sangat sering, sebelum ion Fe^{2+} berkesempatan untuk menyebar dari permukaan logam. Pada kasus ini $Fe(OH)_3$ dapat membentuk pada permukaan logam dan menjadi protektive. Bagaimanapun jika cukup ion Cl tersedia, mereka bercampur dengan formasi protektive film dan laju korosi berlanjut untuk bertambah dengan konsentrasi oksigen.

Walau konsentrasi oksigen sangat kecil ($< 1 ppm$) dapat menyebabkan kerusakan, sebab oksigen memperkuat oksidasi alami. Ini dapat menambah hasil korosifitas dari pelepasan gas lainnya seperti H_2S atau CO_2 melalui perubahan scale protektive menjadi non protektive dan pada potensial yang tinggi menjadi tahan pada sel elektrokimia (NACE, 1992).

Konsentrasi cell atau differential aeration cell dapat menyebabkan serangan istimewa atau pitting. Kadang-kadang ada perbedaan pada kandungan oksigen pada luasan sistim, penyerangan memerlukan tempat istimewa pada area tersebut pada konsentrasi oksigen terendah. Contoh : air-udara, interface, crevice dan 'oksigen tubedes' di sistim air.

2.6 ASPEK-ASPEK YANG BERKAITAN PADA PENGOPERASIAN SALURAN PIPA

Ada beberapa faktor dalam pengoperasian pipa bawah laut yang perlu diperhatikan yaitu dari pemilihan jenis pipa, diameter, tebal dinding, dan tekanan yang bekerja pada pipa. Komponen-komponen perpipaan harus didesain dan difabrikasi sesuai dengan standar dan code edisi terakhir yang ditetapkan oleh standar nasional, seperti ANSI atau DSN (*Indonesia*).

2.6.1 STANDAR DAN PERSYARATAN

Ada beberapa standar dan persyaratan yang digunakan untuk menghitung ketebalan dinding pipa. Peraturan dan standar itu mengacu pada standar yang digunakan di Amerika, adapun standar yang paling umum digunakan pada saluran produksi minyak dan gas sesuai untuk standar nasional adalah sebagai berikut :

1. ANSI B31.3 *Power Piping*. Standar ini memperhatikan arus dan digunakan oleh U.S Coast Guard on allrigs.
2. ANSI B31.3 *Chemical Plant and Petroleum Refinery pipa*. Standar ini digunakan oleh U.S Mineral Management Service for Offshore Platform in federal Waters. Juga digunakan pada fasilitas lepas pantai di belahan lain dunia.
3. ANSI B31.4 *Liquid Petroleum Transportation Piping System*. Standar ini biasanya digunakan pada fasilitas produksi minyak di darat.

4. ANSI B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping System*.

Standar ini digunakan pada jaringan produksi gas di darat dan lepas pantai untuk transportasi atau distribusi gas.

Pada umumnya untuk perhitungan tebal dinding pipa biasanya digunakan ANSI B 31.3 dan 31. 8 (*Arnold, Ken and Stewart, Maurice* 1986). Dalam tugas akhir ini, perhitungan tebal dinding pipa bawah laut berpedoman pada perumusan menurut ANSI B 31.8.

2.6.2 KRITERIA JENIS UKURAN

Ketika memilih jenis ukuran pipa yang perlu diperhatikan adalah *pressure drop* dan kecepatan aliran. Ukuran tersebut harus cukup besar sehingga memungkinkan tekanan fluida untuk melewatinya serta debit aliran tercapai. *Pressure drop* tidak menjadi kriteria dalam sistim perpipaan fasilitas produksi, selama tekanan rugi tidak mengganggu katup kontrol dan adanya relatifitas penurunan tekanan yang kecil dalam perbandingan ukuran.

Penurunan tekanan merupakan kriteia yang penting untuk jalur pengoperasian jarak jauh pada tingkat tekanan yang sama. Dalam perhitungan tekanan rugi, khususnya untuk aliran bertekanan rendah dan tekanan atmosfer. Penyesuaian panjang dan perubahan elevasi harus diperhatikan.

2.6.3 ALIRAN GAS

Persamaan *Darcy* mengasumsikan bahwa harga densitas gas adalah konstan pada seksi pipa antara titik masuk dengan titik keluar. Sementara asumsi ini adalah

valid untuk aliran cair sedangkan untuk aliran gas pada pipa tak dibenarkan. Dimana harga densitas adalah fungsi dari kekuatan pada tekanan dan temperatur, sehingga aliran gas yang melewati saluran pipa harga dari tekanan dan temperatur akan memperbesar tekanan drop sehingga akan meningkatkan harga densitas gas itu. Pada saat yang sama apabila panas tidak bertambah dalam sistim pipa tersebut, maka gas akan mendingin, sehingga menyebabkan harga densitas gas akan meningkat.

2.6.3.1 REYNOLDS NUMBER

Reynolds Number adalah parameter yang menghubungkan perbandingan dari gaya inersia dengan gaya viscous (*Steeter, Victor L. dan Wyle, E. Benjamin, "Fluid Mechanic,"1992*). Dapat dijelaskan dengan persamaan sebagai berikut :

$$Re = \frac{\rho D V}{\mu} \dots\dots\dots(2.18)$$

Dimana : Re = Reynolds Number.

D = diameter pipa, ft

V = kecepatan aliran, ft/sec

ρ = massa jenis, lb/ft³

μ = viskositas, lb/ft-sec

atau dapat dicari dengan persamaan seperti dibawah :

$$Re = 20.100 \frac{Qg \times S}{d \times \mu} \dots\dots\dots(2.19)$$

Dimana : Re = Angka Reynold

- μ = Viskositas, cp
 Q_g = laju alir gas, ft³/sec
 S = Spesifik gravity
 d = diameter internal, in

Dari bilangan Reynolds ini, maka aliran fluida dalam pipa dapat dibedakan dalam tiga macam yaitu :

1. Aliran Laminer.
 2. Aliran Turbulent.
 3. Aliran Transisi.
- ♦ Aliran laminar terjadi apabila partikel-partikel fluida bergerak sepanjang lintasan lurus sejajar dengan sumbu pipa. Untuk aliran laminar angka Reynolds (Re) kurang dari 2000
 - ♦ Aliran turbulent terjadi apabila partikel-partikel bergerak secara serampangan ke semua arah. Untuk aliran turbulent angka Reynolds lebih besar dari 3000
 - ♦ Aliran transisi adalah aliran dimana partikel-partikel gerakannya antara laminar dan turbulent. Untuk aliran transisi batas angka Reynolds adalah $2000 < Re < 3000$.

2.6.3.2 MOODY FRICTION FACTOR

Faktor yang proporsional dalam persamaan sebelum ini disebut faktor gesek Moody (*Moody Friction Factor*) dan ditentukan dari diagram tahanan

Moody yang terlampir pada lampiran. Faktor gesekan kadangkala dijelaskan dengan fanning friction faktor, dengan nilai satu sampai empat dari *moody friction factor*.

Pada umumnya, faktor gesek adalah fungsi dari Reynolds Number (Re) dan kekasaran relatif pipa (ϵ/D). Untuk aliran laminar, faktor gesek (f) hanya merupakan fungsi tunggal dari Reynolds Number (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*). Untuk aliran turbulen, faktor gesek merupakan fungsi dari kekasaran pipa dan Reynolds Number. Sedangkan untuk harga Re yang besar, faktor gesek hanya merupakan fungsi tunggal dari ϵ/D .

$$f = \frac{64}{Re} \dots\dots\dots(2.20)$$

Untuk tabel kekasaran pipa dapat dilihat dibawah ini (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*) :

Type of pipe (new, clean condition)	Roughness ϵ (ft)	Roughness ϵ (in)
Unlined Concret	0.001 - 0.01	0.012 - 0.12
Cast Iron - Uncoated	0.00085	0.01
Galvanized Iron	0.0005	0.006
Carbon Steel	0.00015	0.0018
Fiberglass Epoxy	0.000025	0.0003
Drawn Tubing	0.000005	0.00006

Tabel 2.2 Kekasaran beberapa jenis pipa (API RP 14)

2.6.3.3 JENIS FLUIDA

Untuk mengetahui apakah aliran gas yang mengalir dalam pipa apakah termasuk aliran mampumampat (*kompresibel*) atau tak mampumampat (*inompresibel*) maka dapat didekati dengan angka mach. Aliran tak mampumampat adalah aliran dimana variasi atau perubahan densitasnya sepanjang medan aliran adalah kecil dan relatif tidak berarti. Sedangkan sebaliknya disebut aliran mampumampat, aliran fluida inkompresibel selalu bersifat inkompresibel sedangkan aliran fluida kompresibel bisa bersifat kompresibel dan inkompresibel (*S.Victor L dan W. E.Benjamin,"Fluid Mechanic"* 1985). Penyederhanaan lebih lanjut mungkin dilakukan kalau fluidanya taktermampatkan, artinya perubahan massanya dapat diabaikan dalam syarat kekekalan massa. Semua zat cair hampir taktermampatkan dan aliran gas dapat berperilaku seakan-akan gas ini termampatkan, terutama kalau kecepatan gas itu kurang dari sekitar 30 persen dari kelajuan bunyi didalam gas tersebut. Sehingga gas bisa membentuk aliran inkompresibel pada kecepatan rendah relatif terhadap kecepatan suara didalam fluida tersebut.

Persamaan angka mach dapat ditulis sebagai berikut :

$$M = \frac{V}{C} \dots\dots\dots(2.21)$$

Dimana : M = Angka mach

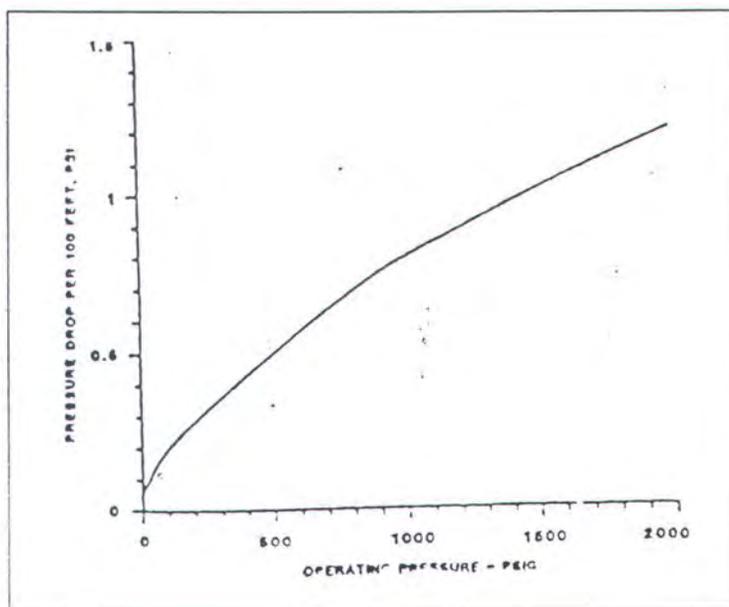
V = Kecepatan aliran, m/s

C = Kecepatan suara dalam fluida, m/s

Bila $M < 0,3$, perubahan density hanya sekitar dua persen dari harga utamanya. Jadi untuk gas ataupun udara mengalir dengan $M < 0,3$ dapat diperlukan sebagai aliran inkompresibel, $M = 0,3$ didalam udara standar sama dengan kecepatan sekitar 100m/detik (*S.Victor L dan W. E.Benjamin, "Fluid Mechanic"* 1985). Sedangkan kecepatan suara (C) dalam fluida gas hidrokarbon sebesar 185 m/sec.

2.6.4 SALURAN PIPA GAS (*GAS LINE*)

Seperti dalam saluran pipa yang digunakan untuk aliran cairan, pertama yang perlu diperhatikan adalah membuat ketentuan dimana tekanan yang cukup untuk memindahkan gas dalam saluran pipa tersebut. Sebagai contoh kasus dalam masalah ini yaitu saluran gas yang panjang dimana saluran pipa itu mempunyai laju alir yang sangat besar, sedangkan untuk saluran pipa yang pendek tidak akan banyak masalah untuk menghindari kecepatan dan tekanan drop (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*).



Gambar 2.11 kurva tekanan drop

2.6.5 KECEPATAN KRITIS SALURAN PIPA

Pada bagian ini dibahas tentang konsep yang dipakai dalam memilih jenis ukuran dan ketebalan dinding pipa bawah laut. Dengan memperhatikan kriteria pressure drop dan kecepatan aliran fluida yang mengalirnya. Untuk mengetahui kecepatan fluida dapat dipergunakan persamaan dibawah ini (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*) :

$$V_c = 0,6 C \left[\frac{T}{S.P} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(2.22)$$

Dimana : V_c = kecepatan kritis aliran, ft/s

T = Temperatur, °R

S = Spesifik gravity gas pada kondisi standart (air=1)

P = Pressure, psia

C = Konstanta, untuk pipa ini = 100

Harga konstanta empiris bervariasi, sesuai dengan API RP14E "*Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System*" memberikan harga 100 untuk pipa yang panjang.

Seperti dalam saluran pipa cairan, maka saluran pipa gas ini harus mempunyai kecepatan maksimum dan minimum. Dimana menurut *Ken Arnold dan Maurice Stewart 1986* untuk saluran gas maka besarnya kecepatan disarankan dengan interval :

- ♦ 15 - 50 ft/sec untuk mencegah CO₂ bereaksi
- ♦ 15 - 60 ft/sec untuk mencegah aliran berisik atau gemuruh.

- ♦ kecepatan diatas 15 ft/sec diharapkan agar sedimen dapat terbawa oleh aliran.
- ♦ kecepatan diatas 60 ft/sec akan menyebabkan terjadinya erosi korosi.

Setelah menyeleksi diameter dalam yang tepat, maka diameter dalam ini digunakan untuk memilih ketebalan dinding pipa yang sesuai untuk menahan tekanan dalam pipa tersebut.

2.6.6 STANDART ANSI B 31.8

ANSI B31.8 adalah standar *Gas Transmission and Distribution Piping System*. Standar ini digunakan pada jaringan produksi gas di darat maupun dilepas pantai sebagai transportasi atau distribusi gas.

Ketebalan saluran pipa menurut peraturan ANSI B 31.8 untuk besarnya diameter pipa yang diketahui dapat dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$t = \frac{Pd_o}{2(FETS)} \dots\dots\dots(2.23)$$

Dimana : t = ketebalan yang disyaratkan dalam penentuan pipa, in

P = tekanan dalam pipa, psi

d_o = diameter luar pipa, in

S = minimum yield strenght pipa, psi

F = jenis konstruksi faktor desain

E = faktor memanjang sambungan

= 1.0 untuk seamless, ERW, dan flash weld

= 0,8 untuk furnace lap dan electrical fusion welded pipe

= 0,6 untuk furnace butt welded pipe

T = faktor skala untuk temperatur

Persamaan diatas hanya untuk ketebalan dinding silinder tipis dengan asumsi $(\sigma + P) = \sigma$. Asumsi ini merupakan asumsi yang digunakan dengan mengacu pada ketebalan dinding pipa.

2.6.7 GRADE PIPA

Untuk menentukan jenis (grade) pipa yang sesuai dengan kekuatan luluh dan stress beban yang diterima oleh pipa dapat dilihat pada tabel dibawah ini. Dengan memperhatikan jenis grade pipa yang digunakan diharapkan mampu menahan tekanan yang bekerja dalam pipa.

Grade	Yield strength min		Stress at 0.005 strain		Elongation at failure	API specification
	psi	N/mm ²	psi	N/mm ²		
X 42	60.000	414	42.000	289	ca.23%	5LS, 5LX
X 46	63.000	435	46.000	317	ca.23%	
X 52	66.000	455	52.000	359	ca.22%	
X54	72.000	497	52.000	359	ca.22%	
X 56	71.000	490	56.000	386	ca.20%	
	75.000	517	56.000	386	ca.20%	
X 60	75.000	517	60.000	414	ca.18%	
	78.000	538	60.000	414	ca.18%	
X 65	77.000	531	65.000	448	ca.18%	5LX
	80.000	552	65.000	448	ca.18%	

Tabel 2.3 Kekuatan yield strenght dan stress dari grade pipa (API SPEC 5L)

Perpipaan harus didesain untuk memenuhi persyaratan tekanan dan suhu dari penggunaan yang direncanakan. Beberapa komponen perpipaan mempunyai rating tekanan spesifik, rating ini harus dihitung berdasarkan tebal dinding dan nilai tekanan boleh.

2.7 DASAR PENDEKATAN PERSAMAAN LAJU KOROSI

Sebagai titik awal untuk memprediksi laju korosi baja karbon (*carbon steel*) dalam suatu lingkungan yang mengandung karbon dioksida (CO_2), persamaan deWaard-Milliams dan nomogram yang berkaitan telah memberikan keuntungan yang luas. Persamaan prediksi ini mempunyai dua variabel pendekatan yang tergantung pada waktu dan tergantung pada temperatur dan tekanan parsial karbondioksida (*de Waard, C. dan Milliams, D.E., "Paper Corrosion," 1991*). Adapun persamaannya dapat dituliskan seperti dibawah ini :

$$\log V_{\text{nomo}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log (p \text{ CO}_2) \dots \dots \dots (2.24)$$

Dimana : V_{nomo} = laju korosi, mm/y

T = temperatur, ° K

$p\text{CO}_2$ = tekanan parsial (bar)

Untuk mendapatkan tekanan parsial karbon dioksida yaitu dengan mengalikan fraksi mol karbon dioksida yang terdapat pada hidrokarbon dengan tekanan total internal yang bekerja pada saluran pipa.

Model formula prediksi diatas yang secara sistematis perlu adanya suatu koreksi. Yaitu dengan mengkalikan V_{nomo} dengan faktor-faktor yang mendukung.

Masing-masing faktor itu mempunyai pengaruh secara fisis atau kimia yang dapat menyebabkan penyimpangan dari persamaan (2.24).

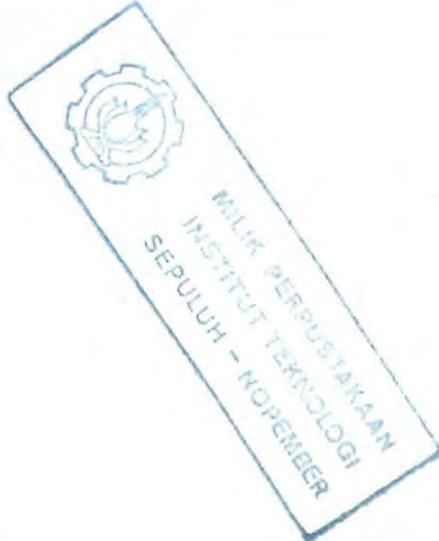
2.8 FAKTOR-FAKTOR KOREKSI

Faktor-faktor ini dalam hampir semua kasus mempunyai harga lebih kecil dari satu dan akan cenderung mengurangi laju korosi yang diprediksi dengan persamaan ini, sehingga dalam banyak kasus untuk memprediksi laju korosi yang terjadi pada saluran pipa tidak akan memberikan hasil-hasil yang kelewat konservatif. Hanya untuk kasus koreksi pH dalam kondisi dibawah jenuh dengan hasil korosi FeCO_3 atau Fe_3O_4 , maka harga faktor koreksinya adalah lebih besar dari satu yang mungkin diperoleh.

2.8.1 PENGARUH TEKANAN TOTAL

Suatu peningkatan tekanan total dari gas yang mengalir dalam saluram pipa (*pipeline*) akan menyebabkan peningkatan laju korosi, karena tekanan parsial karbon dioksida (CO_2) dalam persamaan (2.22) akan meningkat dalam kesebandingan. Tetapi dengan tekanan yang meningkat ketidak-idealan dari gas akan memainkan peranan yang menentukan, sehingga disamping tekanan parsial karbon dioksida terdapat harga fugasitas karbon dioksida ($f\text{CO}_2$) dari gas tersebut yang harus digunakan. Sehingga persamaan (2.24) yang semula dapat ditulis seperti dibawah ini :

$$\text{Log } V_{\text{nomo}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \text{ Log } (f \text{CO}_2) \dots\dots\dots(2.25)$$



Dimana : V_{nomo} = laju korosi, mm/y

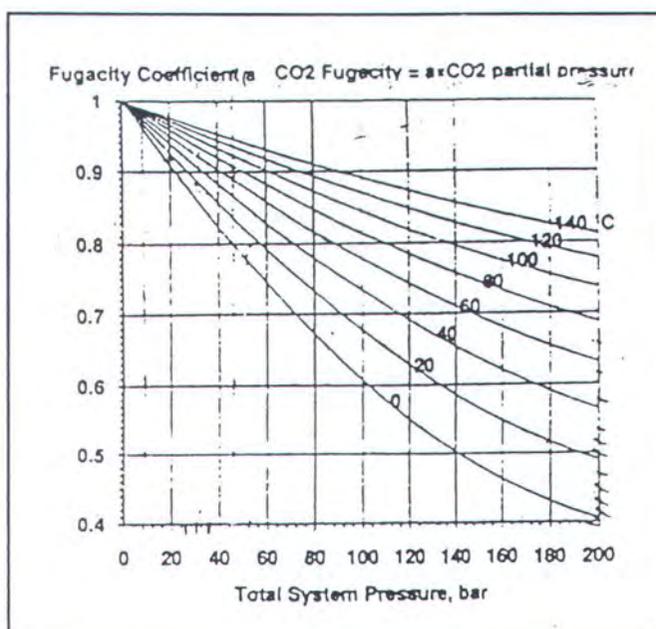
T = temperatur, $^{\circ}\text{K}$

$f_{\text{CO}_2} = a \times p_{\text{CO}_2}$

a = koefisien fugasitas

p_{CO_2} = tekanan parsial (bar)

Koefisien fugasitas dapat dihitung dengan memisahkan keadaan untuk campuran karbon dioksida dengan gas alam. Untuk perhitungan sistem biner $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ dibuat dengan menggunakan suatu pendekatan yang digambarkan oleh *lammers J.* dapat dilihat dalam gambar 2.12 dan dapat digunakan sebagai penaksiran konservatif untuk variabel a .



Gambar 2.12 Harga fugasitas karbon dioksida

Pengaruh dari pembentukan lapisan pelindung (*film*) telah dipelajari secara meluas. Pengendapan FeCO_3 atau Fe_3CO_4 akan dihasilkan dalam pembentukan

lapisan pelindung (*film*) pada temperatur yang lebih rendah misalnya $< 60^{\circ} \text{C}$, *Film* hasil korosi memiliki penampakan yang seperti corengan (*smudge*) dan mudah dibuang dengan mengalirkan cairan.

Protetik film tersebut akibat dari adanya perubahan yang diberikan dalam saluran pipa. Sehingga persamaan 2.24, dengan adanya pengaruh dari tekanan total akan mendapatkan koreksi laju korosi yang terjadi (*Dugstat A. dan Videm K., "CO₂ corrosion of steel,"*). Formula yang diberikan untuk mengkoreksi perubahan tekanan total dalam sistim pipa tersebut adalah.

$$\log F_{\text{sistem}} = 0,67 \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right) P \dots\dots\dots 2.26$$

Dari formula diatas nantinya dapat dibuatkan grafik yang menghubungkan perubahan tekanan dan pengaruh perubahan temperatur, apabila diberikan dalam sistim saluran pipa tersebut.

Pada temperatur yang lebih tinggi *film* ini berbeda teksturnya yaitu lebih protektif, dan lebih sedikit terbersihkan dengan mudah. Peningkatan temperatur lebih lanjut dihasilkan dalam laju korosi yang lebih rendah dan laju korosi berlangsung sampai melewati suatu harga yang maksimum. Pada temperatur tertentu, pH setempat (*lokal*) dan konsentrasi Fe^{++} yang terbentuk pada permukaan baja adalah sedemikian rupa sehingga pelindung tipis (*protektif film*) terbentuk.

Protektif film ini tergantung pada laju alir. Untuk laju alir yang lebih tinggi akan dihasilkan dalam temperatur skala yang lebih tinggi, juga pH besar yang lebih tinggi akan cenderung memperendah temperatur ini.

BAB III

PERHITUNGAN DAN ANALISA LAJU KOROSI PADA PIPA GAS ALAM

Waktu adalah yang terpanjang karena ukuran keabadian dan yang terpendek karena tak seorangpun punya cukup waktu untuk menyelesaikan tugas kehidupannya, bagi mereka yang gembira waktu berlalu begitu cepat, tetapi bagi yang menderita waktu berlalu begitu lambat tidak ada yang dapat dilakukan tanpa itu karena waktu adalah satu-satunya pentas kehidupan, waktu adalah unsur dasar bagi pembentukan kehidupan, ia memulai semua yang tidak berfaedah dan mengekalkan semua yang hebat dan bahaya.

BAB III

PERHITUNGAN DAN ANALISA

KOROSI INTERNAL PIPA GAS

3.1 PENDAHULUAN

Korosi internal diakui dapat terjadi dalam operasi saluran pipa, dan komoditas yang akan mengkorosi permukaan internal pipa sehingga komponen-komponen dalam sistem perpipaan harus tidak disalurkan, kecuali jika dampak korosif komoditas tersebut telah diinvestigasi dan langkah-langkah yang cukup telah diambil untuk mengurangi korosi internal. Pada umumnya pengontrolan korosi internal diperlukan pada saluran-saluran produk petroleum dan LNG (*Liquified Natural Gas*). Untuk melindungi kualitas produk, menjaga efisiensi saluran supaya tetap tinggi, dan mencegah korosi permukaan internal. Sedangkan petunjuk pelaksanaan untuk hal ini sering digunakan dengan scrapping, pigging atau spiring, dehidrasi, inhibition atau pelapisan internal (NACE RP-01-75).

Bagaimanapun kelemahan dari saluran pipa (*pipeline*) adalah korosi, sehingga akan mengurangi tahanan dari saluran pipa untuk menahan gaya-gaya yang bekerja pada saluran pipa tersebut. Pencegahan korosi memerlukan perhatian menyeluruh dari *life time* saluran pipa .

Kelayakan pemindahan (*transporting*) gas alam yang basah, yang belum ditreatment menjadi faktor penting untuk pengembangan dalam memproduksi gas

alam. Dalam memprediksi korosifitas (*pengkaratan*) yang dihubungkan dengan keberadaan jumlah gas CO₂, walaupun kandungannya kecil seringkali dapat memainkan peranan yang menentukan dalam kelayakan prediksi korosi ini. Sampai akhir ini, tinjauan ulang yang sistematis diperlukan dari setiap parameter yang dapat mempengaruhi laju korosi dari baja karbon (*carbon steel*).

Pada saluran pipa transjava panjang total saluran pipa dari Pagerungan sampai ke Porong adalah 354 km. Kondisi gas yang keluar dari sumur (*well*) masuk kedalam tes separator, untuk mengetahui kandungan dari hidrokarbon yang dihasilkan. Dari tes separator tersebut kandungan fraksi mol gas yang terdapat pada hidrokarbon tersebut diketahui. Dari data tersebut, maka kandungan gas karbon dioksida digunakan sebagai memprediksi laju korosi. Sampai akhir ini tinjauan ulang yang sistematis diperlukan dari setiap parameter, untuk parameter ini pengaruh-pengaruhnya dapat diketahui dengan tingkat kepastian yang tinggi. Sehingga untuk mengetahui laju korosi internal per periode dapat diprediksi laju korosi yang akan terjadi sehingga pada daerah-daerah yang kritis dapat dideteksi dan dikontrol.

3.2 DATA KOMPOSISI GAS DAN PIPA

Data komposisi gas yang dihasilkan di ladang Pagerungan dapat dilihat pada tabel 3.1 dibawah ini :

PRODUK SPESIFIKASI GAS

data spesifikasi produksi gas yang dihasilkan sebagai berikut :

- Gross Heating Value : 950 to 1200 BTU/SCF

- ♦ Temperatur : 18° F to 120° F
- ♦ Hidrogen Sulfida : 1 grain/100 SCF
- ♦ Water Content : 10 lbs/MMSC
@ 14,7 psia (60° F) Max
- ♦ Gas Hydrocarbon : 300 psig @ 60° F
dew point
- ♦ Pressure : 300 psig

Sedangkan komposisi kandungan hidrokarbon adalah sebagai berikut :

COMPONENT	CHEMICAL SIMBOL	MOL %
Nitrogen	N ₂	1,67
Carbon Dioksida	CO ₂	2,66
Methana	C ₁	88,52
Ethana	C ₂	3,79
Propana	C ₃	2,04
iso - Butana	iC ₄	0,36
n - Butana	nC ₄	0,5
iso - Pentana	iC ₅	0,15
n - pentana	nC ₅	0,12
Hexana	C ₆	0,05
Heptana plus	C ₇ ⁺	0,14
	TOTAL	100 %

tabel 3.1 Komposisi gas (P.T. TJGP)

Data untuk jenis perpipaan yang digunakan dalam transportasi gas di pagerungan adalah sebagai berikut :

DATA PIPE LINE (*EAST JAVA GAS PIPELINE*)

- ♦ Panjang pipa : 354 km

- ♦ Diameter luar : 28-inch (711 mm)
- ♦ Tebal dinding nominal : 0,625-inch (15,9mm)
- ♦ Diameter dalam : 26,75-inch (679,45 mm)
- ♦ Steel quality : API 5L X65 (SMYS - 448 MPa)
- ♦ Desain tekanan : 2000 psig (137,9 barg)
- ♦ Maximum desain : 100° F(37,8° C)
temperatur
- ♦ Ekternal coating : coal tar enamel and concrete wight coating.

3.3 PERHITUNGAN DAN ANALISA DATA PIPA

Dari data diketahui bahwa pipa yang dipakai adalah jenis API 5L X65. Spesifikasi jenis pipa ini adalah ERW. ERW ini menunjukkan pengelasan pipa menggunakan Electrical Resistance Welding pada Longitudinal seam weld. Jenis pipa API 5LX65 ini mempunyai :

- ♦ Specified Minimum Yield Strength sebesar 65.000 Psi.
- ♦ Ketebalan nominal 15,90 mm dan tebal corrosion 0,05 in.
- ♦ Desain tekanan 2000 psia.

Untuk komposisi campuran material dan sifatnya pada jenis pipa ini dapat dilihat dari tabel 3.2 ini (*Palmer,Andrew,King, Roger dan Curson, Nigel 1991*). Dari tabel 3.2 ini dapat diketahui bahwa senyawa Chromium, Molybdenum dan nickel mempunyai pengaruh pada ketahanan korosi .

Untuk mengetahui kekuatan material terhadap serangan korosi dapat dilihat

dari pitting resistance suatu material. Formula untuk mengetahui pitting resistance terdapat dua formula. (Palmer, Andrew, King, Roger, dan Nigel 1991)

$$\text{PRE } 1 = \text{Cr} + 3 \text{ Mo} \text{ (\% berat Chromium dan Molybdenum)} \quad (3.3)$$

$$\text{PRE } 2 = \text{Cr} + 3,3 \text{ Mo} + 16 \text{ N} \text{ (jika mengandung Nitrogen)} \quad (3.4)$$

SENYAWA	SIMBOL	KANDUNGAN (%BERAT)	SIFAT
Carbon	C	0,26	menambah tensile strength dan kekerasan
Manganese	Mn	1,4	menambah tensile strength, hardnes, abrasion resistance, mengurangi porosity
Sulphur	S	0,05	menambah porosity dan brittleness
Copper	Cu	0,35	memperbaiki sour craking resistance
Chromium	Cr	0,2	menambah tensile strength, hardnes, corrosion resistance
Nickel	Ni	0,3	menambah tensile strength, toughness, corrosion resistance
Phosphorous	P	0,04	menambah kekerasan dan mengurangi craking
Aluminium	Al	0,08	menambah hardnes, deoxidizer, grain refinement.
Molibdenum	Mo	0,35	menambah tensile strength, corrosion resistance
Titanium	Ti	0,02	menambah tensile strength, hardenability,
Niobium	Nb	0,05	mengurangi penipisan karbida pada HAZ
Vanadium	V	0,02	menambah tensile strength, hardenability, wear resistance

Tabel 3.2 Komposisi dan sifat material pembentuk pipa API 5LX 65

Untuk kasus pipa ini digunakan formula 3.3 karena tidak mengandung senyawa pembentuk nitrogen. Sehingga didapatkan pitting resistance pada pipa sebesar :

$$\text{PRE } 1 = 0,2 + (3 \times 0,2)$$

$$PRE\ 1 = 0,6$$

Pada jenis material pipa ini nilai PRE antara 0 - 15 (*Palmer, Andrew, King, Roger dan Curson, Nigel 1991*). Dengan nilai PRE = 0,6 menunjukkan bahwa pipa ini memiliki ketahanan korosi yang rendah.

3.3.1 PERHITUNGAN DAN ANALISA KANDUNGAN GAS

Dari data yang dikumpulkan, dapat diketahui :

- ♦ Tekanan = 300 Psig = 314,7 Psia
- ♦ Produksi Gas = 164 MMSCFD
- ♦ Kandungan Air = 10 lbs/MMSC
- ♦ Kandungan hidrogen sulfida = 1 grain/100SCF
- ♦ Temperatur operasi gas = 60 °F

Menurut *Ken Arnold dan Maurice Stewart (1986)* spesifik gravity atau rapat relatif adalah perbandingan antara massa zat tersebut dengan massa zat air pada volume yang sama. Dari tabel 3.3 dapat diketahui harga berat molekul dari senyawa hidrokarbon sehingga harga spesifik gravitynya adalah :

$$S = \frac{MW}{29} \dots\dots\dots (3.5)$$

$$S = \frac{19,665}{29} = 0.678$$

Jadi spesifik grafiti gas alam sebesar 0,678, karena fluida yang mengalir dalam bentuk gas sehingga untuk mengetahui besarnya faktor kompresibilitas gas (*Compressibility gas faktor*), yaitu dengan menggunakan pendekatan molal

rata-rata temperatur kritis dan tekanan kritis (*Donal L. Kats dan Robert L. Lee. "Natural Gas Production Storage".1990*), memberikan harga tekanan dan temperatur semu, yaitu temperatur reduksi dan tekanan reduksi. Temperatur reduksi adalah temperatur aktual dibagi dengan temperatur kritis senyawa tertentu dalam kandungan gas tersebut. sedangkan tekanan reduksi adalah tekanan aktual dibagi dengan tekanan kritis senyawa dalam kandungan gas tersebut.

KOMPONE N	FRAKSI MOL y	BERAT MOL	POUND PER 16 MOL GAS	CRITICAL TEMP Tc (°R)	CRITICAL PRESS Pc (Psia)	yTc	yPc
N ₂	1,67	28,02	0,446	226,9	492	3,79	8,216
CO ₂	2,66	44,01	2,201	547,7	1.072	14,569	28,515
C ₁	88,52	16,04	13,759	343,3	673,1	303,889	295,828
C ₂	3,79	30,07	1,128	549,8	708,3	20,837	26,845
C ₃	2,04	44,09	0,931	666	617,4	13,586	12,595
iC ₄	0,36	58,12	0,302	734,7	529,1	2,645	1,905
nC ₄	0,5	58,12	0,378	765,3	550,7	3,827	2,754
iC ₅	0,15	72,15	0,137	829,8	483	1,245	0,725
nC ₅	0,12	72,15	0,115	845,6	489,5	1,015	0,587
C ₆	0,05	84	0,075	905,4	431,6	0,453	0,216
C ₇ ⁺	0,14	96	0,192	975,8	437,1	1,366	0,612
TOTAL	100 %		19,665			367,221	678,797

Tabel 3.3 Fraksi mol , berat molekul,temperatur kritis dan tekanan kritis gas alam
(*Standing dan Katz 4-72*).

Temperatur reduksi dan tekanan reduksi dari tabel dibawah diperoleh harga sebagai berikut :

Temperatur reduksi :

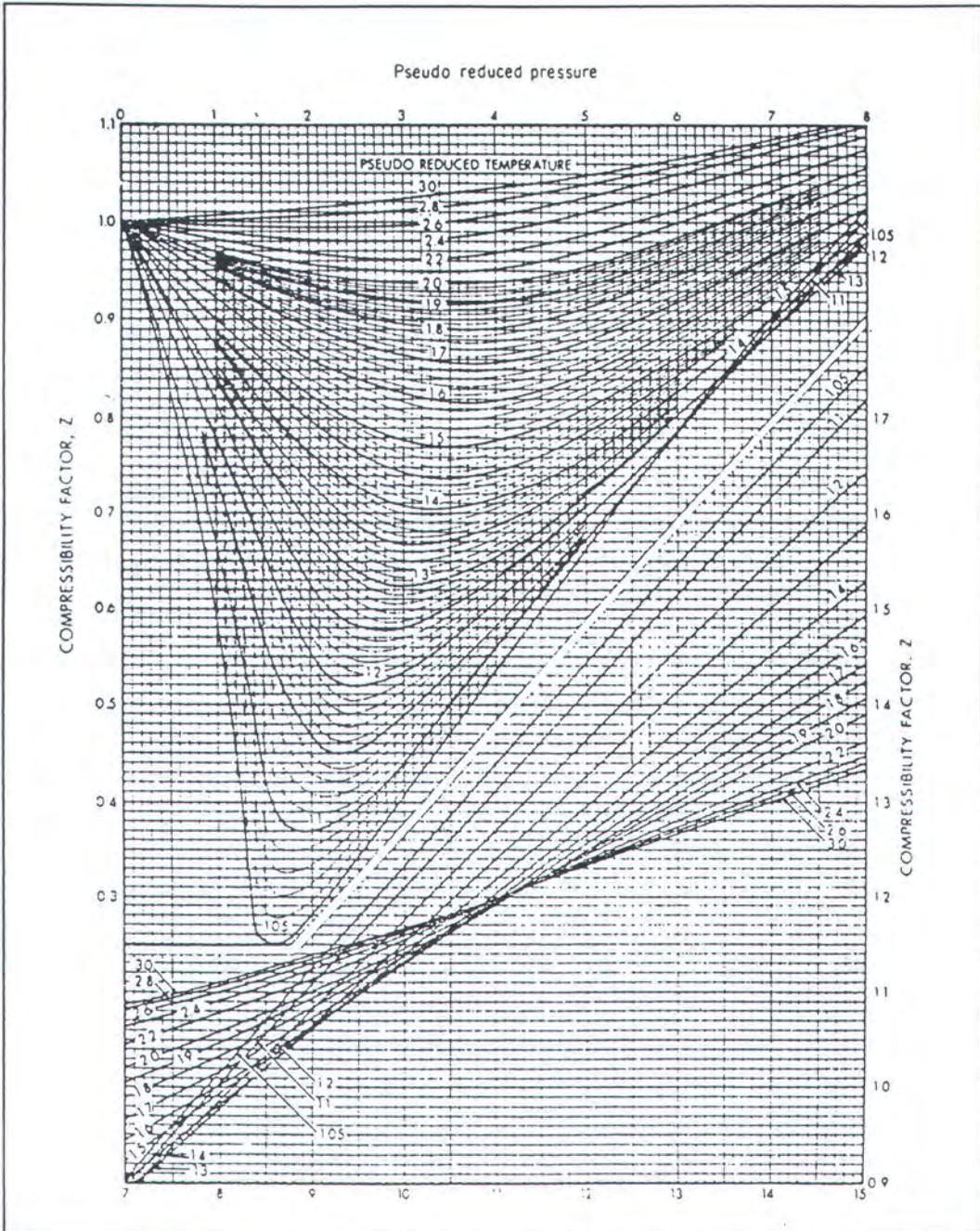
$$Tr = \frac{T}{yTc} \dots\dots\dots (3.6)$$

$$Tr = \frac{520}{367,221} = 1.41$$

tekanan reduksinya :

$$Pr = \frac{P}{yP_c} \dots\dots\dots (3.7)$$

$$Pr = \frac{314,7}{678,797} =$$



Gambar 3.1 Faktor kompresibilitas gas alam (Standing dan Katz 4-72).

Dari harga-harga temperatur reduksi dan tekanan reduksi diatas dapat diketahui besarnya harga faktor kompresibilitas gas (Z) yaitu dengan memotong garis antara tekanan reduksi dan temperatur reduksi yang terdapat dalam grafik 3.1 (*Standing dan Katz 4-72*). Didapatkan harga faktor kompresibilitas gas sebesar 0,93. Dari harga kompresibilitas sebesar 0,93 diatas maka kecepatan aliran kritis gas sepanjang saluran pipa dapat dianalisa.

3.4 ANALISA KLASIFIKASI GERAKAN FLUIDA

Untuk mengetahui aliran gas yang mengalir dalam pipa apakah termasuk aliran mampumampat (*compressibel*) atau aliran tak mampumampat (*incompressibel*) maka dapat didekati dengan angka mach (*S,Victor L dan W.E Benjamin, "Fluid Mechanic" 1985*). Persamaan (2.21) angka mach dapat dituliskan sebagai berikut :

$$M = \frac{V}{C}$$

Dimana : M= Angka mach

V= Kecepatan aliran fluida, ft/sec

C = Kecepatan suara dalam fluida, ft/sec

Dari data yang diperoleh besarnya flow rate gas sebesar 164 MMscfd. Sedangkan kecepatan aliran fluida (V) diatas adalah kecepatan aliran aktual didalam pipa (V_{act}), sehingga flow rate gas harus dikonversikan kedalam flow rate actual (Q_{act}), untuk kecepatan suara dalam fluida kususnya gas alam dapat

diketahui dari *Frank M. White, "Fluid Mechanics", 1986* sebesar 180 m/det sehingga :

Q_g dalam satuan MMscfd, dan Q_{act} dalam satuan ft^3/sec

Konversi Q_g kedalam Q_{act} adalah sebagai berikut :

$$Q_{act} = Q_g \times 10^6 \frac{scf}{day} \times \frac{day}{24hr} \times \frac{hr}{3,600s} \times \frac{14,7}{P} \times \frac{TZ}{520}$$

$$Q_{act} = 0,327 \frac{T \times Z \times Q_g}{P}$$

Maka diperoleh :

$$Q_{act} = 0,327 \frac{520 \times 0,93 \times 164}{314,7}$$

$$Q_{act} = 82,41 \text{ ft}^3/\text{sec}$$

Dari data diketahui diameter dalam pipa sebesar 26,75 in, Sehingga besarnya luasan pipa adalah :

$$A = \frac{\Pi \times d^2}{4 \times 144}$$

$$= 3,94 \text{ ft}^2$$

Kecepatan aktualnya dalam aliran pipa adalah :

$$V_{act} = \frac{82,41}{3,94} = 20,91 \text{ ft/sec}$$

Maka angka Machnya adalah :

$$M = \frac{20,91 \times 0,33}{180}$$

$$= 0,0383$$

Dari kecepatan aktual diatas dapat diperoleh angka mach sebesar 0.0383, maka aliran fluida didalam pipa tersebut dapat dianggap aliran tak mampumampat (*incompressibel*). Syarat angka mach adalah bila $M < 0.3$ maka perubahan densitas fluida gas hanya sekitar 2 persen dari harga utamanya (*S,Victor L dan W.E Benjamin, "Fluid Mechanic", 1985*). Jadi untuk gas ataupun udara yang mengalir dengan angka mach kurang dari 0,3 maka dapat diperlukan sebagai aliran tak mampumampat (*incompresible*).

3.5 PERHITUNGAN DAN ANALISA PRESSURE DROP PADA PIPA

Dari data diketahui :

Tekanan hilir = 300 psig = 314,7 psia

Flow rate = 164 MMscfd

Temperatur = 60 °F

Kompresibility faktor = 0,93

Panjang pipa = 354 km

Diameter internal = 26.75 in



Diasumsikan temperatur yang bekerja sepanjang saluran pipa adalah isothermal, karena tidak ada penambahan panas dari luar maupun dalam saluran pipa tersebut, dan perbedaan temperatur air laut untuk kondisi siang malam relatif kecil serta coating concret dianggap sebagai isolator. Sehingga persamaan tekanan drop dalam pipa sepanjang L menurut *Ken Arnold dan Maurice Stewart (1986)*, dapat dituliskan seperti dibawah ini:

$$P_1^2 - P_2^2 = 25,2 \frac{S \times Q_g^2 \times Z \times T \times f \times L}{d^5}$$

Dimana :

P_1	= tekanan hulu, psia
P_2	= tekanan hilir, psia
S	= spesifik gravity gas pada kondisi standar
Q_g	= Flow rate gas, MMscfd
Z	= faktor kompresibilitas untuk gas
T	= Temperatur yang bekerja, $^{\circ}R$
f	= Faktor moody friction
d	= Diameter internal, in

Pressure drop adalah tekanan yang bekerja pada pipa akan berangsur-angsur turun dari ujung ke ujung pipa akibat adanya gesekan antara fluida dengan dinding pipa tersebut. Ini perlu diperhitungkan untuk saluran pipa yang sangat panjang seperti pada saluran pipa transjava ini.

Untuk mendapatkan besarnya faktor gesekan (*friction factor*) dari formula diatas dengan mencari besarnya angka Reynold dan perbandingan antara faktor kekasaran dengan diameter pipa .

Angka Reynold diperoleh sesuai dengan persamaan 2.17 sebagai berikut

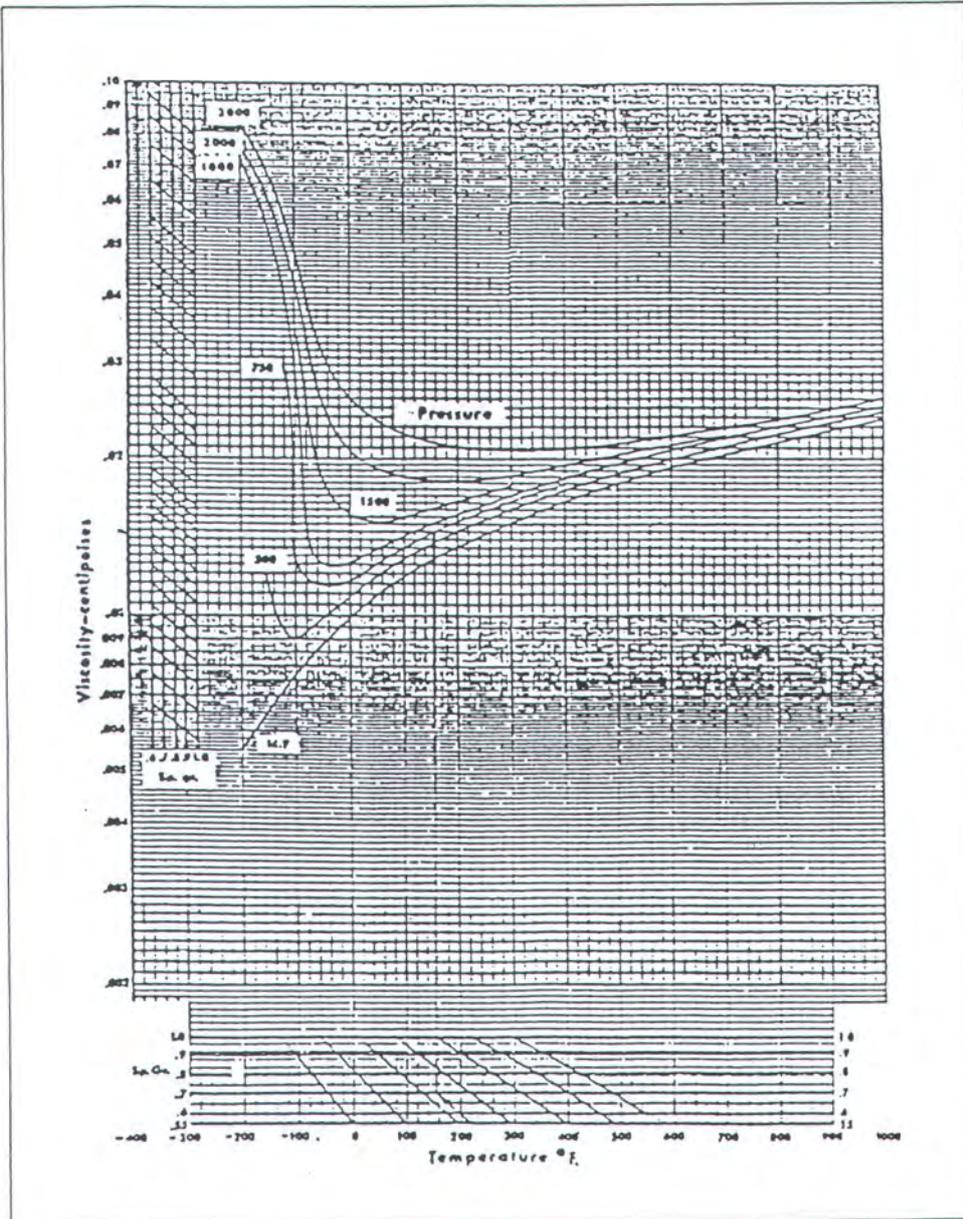
$$Re = 20.100 \frac{Q_g \times S}{d \times \mu}$$

Dimana : Re = Angka Reynold

μ = Viskositas, cp

S = Spesifik grafiti

Sedangkan besarnya viscositas (cp) untuk gas alam ini dapat dilihat dari grafik 3.2 dibawah ini (Ken, Arnold and Maurice, Stewart. "Surface Production Operation", 1986).



Gambar 3.2 viskositas gas hidrokarbon (GPSA Engineering Data Book)

Dengan menarik garis antara perpotongan temperatur dan tekanan yang

bekerja pada pipa gas alam ini dapat dilihat dari grafik diatas, didapatkan harga viscositasnya sebesar 0,013 cp. Viscositas merupakan tahanan suatu fluida terhadap tegangan geser yang tergantung pada kohesinya dan pada laju perpindahan momentum molekularnya. Gas mempunyai molekul-molekul yang lebih renggang daripada liquid, sehingga gaya-gaya kohesinya jauh lebih kecil daripada liquid. Jadi kohesi merupakan penyebab utama viskositas. Perpindahan moleku-molekul hilir mudik adalah kegiatan molekular yang menimbulkan tegangan geser semu dalam gas (*Streeter, Victor L. , Wylie, E. Benyamin. "fluid mechanic".*).

Sedangkan untuk mendapatkan besarnya faktor gesekan (*friction faktor*) dari formula diatas dengan mencari besarnya angka Reynold dan perbandingan antara faktor kekasaran (*f*) dengan diameter pipa.

Angka Reynold diperoleh sesuai dengan persamaan 2.17 sebagai berikut

$$Re = 20.100 \frac{Qg \times S}{d \times \mu}$$

Dimana :

$$Re = \text{Angka Reynold}$$

$$\mu = \text{Viskositas, cp}$$

Sehingga angka Reynoldnya adalah

$$Re = 20.100 \frac{164 \times 0,678}{26,75 \times 0,013}$$

$$Re = 6426913.587$$

bekerja pada pipa gas alam ini dapat dilihat dari grafik diatas, didapatkan harga viscositasnya sebesar 0,013 cp. Viscositas merupakan tahanan suatu fluida terhadap tegangan geser yang tergantung pada kohesinya dan pada laju perpindahan momentum molekularnya. Gas mempunyai molekul-molekul yang lebih renggang daripada liquid, sehingga gaya-gaya kohesinya jauh lebih kecil daripada liquid. Jadi kohesi merupakan penyebab utama viskositas. Perpindahan moleku-molekul hilir mudik adalah kegiatan molekular yang menimbulkan tegangan geser semu dalam gas (*Streeter, Victor L. , Wylie, E. Benyamin. "fluid mechanic"*).

Sedangkan untuk mendapatkan besarnya faktor gesekan (*friction factor*) dari formula diatas dengan mencari besarnya angka Reynold dan perbandingan antara faktor kekasaran (*f*) dengan diameter pipa.

Angka Reynold diperoleh sesuai dengan persamaan 2.17 sebagai berikut

$$Re = 20.100 \frac{Qg \times S}{d \times \mu}$$

Dimana :

Re = Angka Reynold

μ = Viskositas, cp

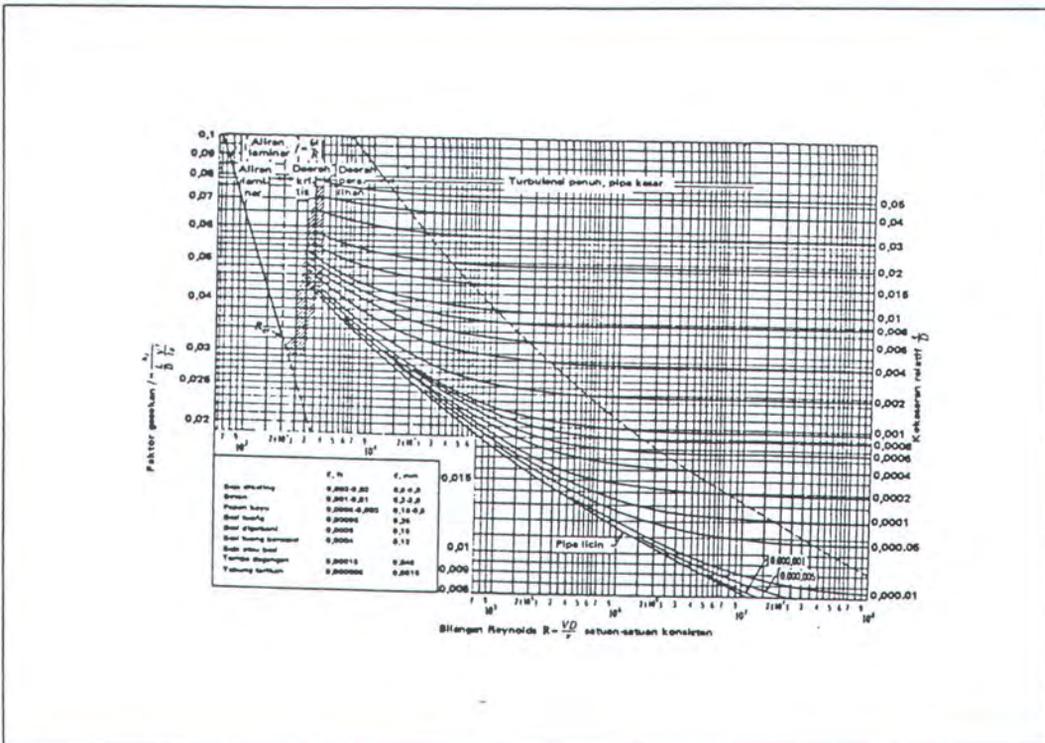
Sehingga angka Reynoldnya adalah

$$Re = 20.100 \frac{164 \times 0,678}{26,75 \times 0,013}$$

$$Re = 6426913.587$$

Untuk kekasaran pipa sesuai dengan tabel 2.2 pada *carbon steel* sebesar 0,0018 in, dan diameter dalam pipa sesuai dengan data sebesar 26,75 in. Sehingga besarnya perbandingan antara kekasaran pipa dengan diameter pipa (ϵ/d), diperoleh $(0,0018/26,75) = 0.000067$.

Jadi faktor kekasaran pipa (*friction factor*) dapat dilihat dari grafik dibawah ini (S,Victor L dan W.E Benjamin, "*Fluid Mechanic*", 1985) dan didapatkan harga 0,016



Gambar 3. 3 Grafik angka kekasaran pipa (S,Victor L dan W.E Benjamin, 1985)

Grafik pada gambar 3.3 merupakan penggambaran paling mudah yang diberikan oleh *moody*, untuk menentukan faktor gesekan dalam pipa perdagangan yang bersih. Dari perhitungan, f gesekan merupakan faktor tanpa dimensi dan harus dipilih sedemikian rupa untuk memberikan rugi-tekan (*pressure drop*) yang

benar. f gesekan bukan merupakan konstanta, tetapi bergantung pada kecepatan, garis tengah pipa, kerapatan dan viscositas.

Sehingga Tekanan dropnya dapat dicari dengan memasukkan semua harga yang telah didapat kedalam persamaan 2.22 :

$$P_1^2 - P_2^2 = 25,2 \frac{(0,678) \times (164)^2 \times (0,93) \times (520) \times (0,016) \times (354 \cdot 10^3 / 0,33)}{(26,75)^5}$$

$$P_1^2 - (314,7^2) = 278480,37$$

$$P_1 = 614,423 \text{ Psia}$$

Pressure drop ΔP dari ujung ke ujung pipa adalah 299.723 psia, untuk tekanan drop besarnya berbanding lurus dengan panjang pipa, untuk memprediksi laju korosi internal yang terjadi pada saluran pipa ini diambil interval 10 km panjang pipa per tekanan drop.

3.6 ANALISA KETEBALAN PIPA

Pipa tidak mempunyai rating tekanan yang ditabulasikan. Ratingnya dihitung dengan rumus pada ANSI B31 yang berlaku. Penghitungan tekanan dapat dilakukan dengan salah satu dari dua cara berikut:

- ♦ Menghitung tebal dinding pipa tertipis yang akan memenuhi tekanan dan suhu desain yang dinyatakan ditambah dengan pengaruh korosi (*Corrosion allowance*) yang diberikan atau
- ♦ Menghitung tekanan desain maksimum pada suhu yang dinyatakan untuk tebal dinding dan pengaruh korosi yang diketahui.

Persamaan umum sesuai pernyataan pertama dapat dituliskan sebagai berikut :

$$t_{\min} = \frac{P.D}{2(S.E + P.Y)} + C$$

Dimana :

- P = tekanan kerja, (psi)
- D = Diameter luar, (in)
- S = Allowable stress
- E = Weld joint factor
- C = Allowance corosion
- Y = Faktor tergantung material = 0,4
- t_{\min} = Tebal pipa (in)

Sesuai dengan persamaan diatas maka ketebalan minimum yang diijinkan akan semakin kecil dari ujung hulu menuju keujung hilir, ini disebabkan adanya penurunan tekanan (*pressure drop*). Dalam perancangan saluran pipa ini menggunakan jenis dan ketebalan pipa yang sama dan dari perhitungan pada lampiran didapatkan harga ketebalan minimum pipa sebesar 0,185 in pada ujung hulu pipa (Pagerungan).

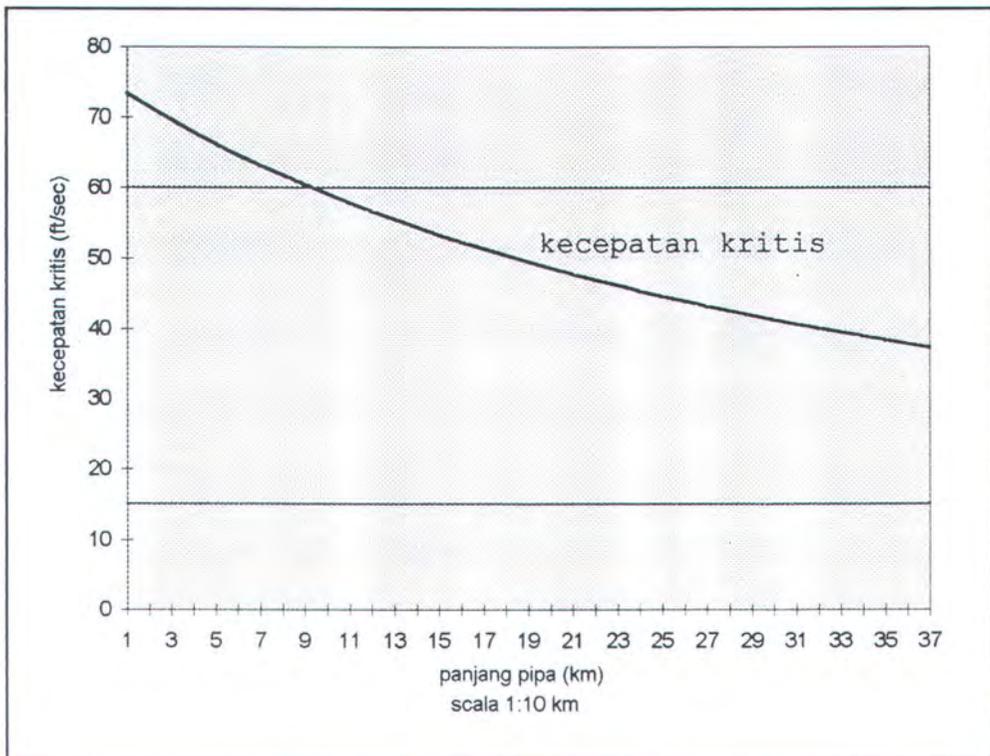
3.7 PERHITUNGAN DAN ANALISA KECEPATAN KRITIS

Seperti dalam saluran pipa untuk cairan (*liquid*), maka saluran pipa gas ini juga mempunyai kecepatan maksimum dan minimum. Yaitu kecepatan dimana

batas-batas interval kecepatannya mempunyai pengaruh terhadap laju korosi yang terjadi pada saluran pipa tersebut. Untuk persamaan kecepatan kritisnya sesuai dengan persamaan 2.20 (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation*) adalah sebagai berikut :

$$V_c = 0,6 C \left[\frac{T}{S.P} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Dari persamaan diatas kecepatan kritisnya tergantung pada temperatur, spesifik gravity dan tekanan yang bekerja pada pipa. Dari data temperatur yang bekerja adalah 60°F, spesifik grafitinya adalah 0,675, sedangkan tekanan internal yang bekerja sepanjang pipa sesuai dengan tekanan drop yang terjadi. Sehingga kecepatan kritis yang terjadi sepanjang pipa dapat dilihat dalam grafik dibawah ini.



Grafik 3.4 kecepatan kritis sepanjang pipa

Dari grafik diatas diketahui bahwa pada jarak 92 km dari hilir terjadi aliran kritis, sedangkan pada jarak 92 km sampai ke hulu alirannya sepanjang saluran pipa adalah normal. Sehingga aliran gas sepanjang saluran pipa tersebut harus dihindari beberapa interval kecepatan menurut (*Ken Arnold dan Maurice Stewart 1986*) untuk saluran gas maka besarnya kecepatan kritis disarankan :

- ♦ 15 - 50 ft/sec untuk mencegah CO₂ bereaksi.
- ♦ 15 - 60 ft/sec untuk mencegah aliran berisik atau gemuruh.
- ♦ kecepatan diatas 15 ft/sec diharapkan agar sedimen dapat terbawa oleh aliran.
- ♦ kecepatan diatas 60 ft/sec akan menyebabkan terjadinya erosi korosi.

Untuk menghindari kecepatan kritis diatas dapat dilakukan dengan menyeleksi diameter dalam yang tepat, untuk saluran pipa ini menggunakan diameter 28 inchi. Pada grafik perhitungan diatas dapat diketahui bahwa kecepatan aliran kritis terjadi pada jarak 92 km dari hilir. Maka untuk menghindarinya dapat mengubah ukuran diameter saluran pipa ini dan diameter ini digunakan untuk memilih ketebalan dinding pipa yang sesuai untuk menahan tekanan dalam pipa tersebut.

3.8 ANALISA KANDUNGAN KARBON DIOKSIDA

Kandungan karbon dioksida dari data sebesar 2,66 persen, sedangkan tekanan yang bekerja pada pipa sesuai dengan tekanan drop sepanjang saluran pipa tersebut. Sesuai dengan peraturan pada tekanan rendah, suhu rendah pada saluran

adalah :

- ♦ Tekanan parsial dari karbondioksida kurang dari 1bar / 3 psi adalah korosi rendah (*low corrosion*).
- ♦ Tekanan parsial dari karbondioksida antara 1-2 bar / 3 - 30 psi adalah korosi sedang (*modest corrosion*).
- ♦ Tekanan parsial dari karbondioksida diatas 2 bar / 30 psi adalah korosi tinggi (*high corrosion*).

Istilah yang digunakan untuk korosi pada sistim yang mengandung karbondioksida tanpa mengandung hidrogen sulfida adalah *sweet corrosion*. Karbondioksida merupakan gelembung-gelembung gas besar dimana dihasilkan larutan asam dan korosi ini bertambah menurut :

- ♦ konsentrasi karbondioksida bertambah.
- ♦ tekanan sistim bertambah
- ♦ suhu bertambah

Dalam saluran pipa tersebut kondisi sistem dalam pipa adalah sebagai berikut, jumlah konsentrasi dari karbon dioksida tetap sepanjang saluran pipa itu sedangkan tekanan dalam saluran pipa berubah sebanding dengan panjang pipa. Sesuai dengan tekanan drop maka tekanan parsial dari karbon dioksida yang bekerja pada pipa tersebut akan berubah pula.

Untuk tekanan parsial dihitung dari kandungan fraksi mol atau volume prosentase dikalikan dengan tekanan total dalam sistem :

$$\text{Tekanan parsial CO}_2 = (\text{mol \%} / 100) \times P \text{ sistim}$$

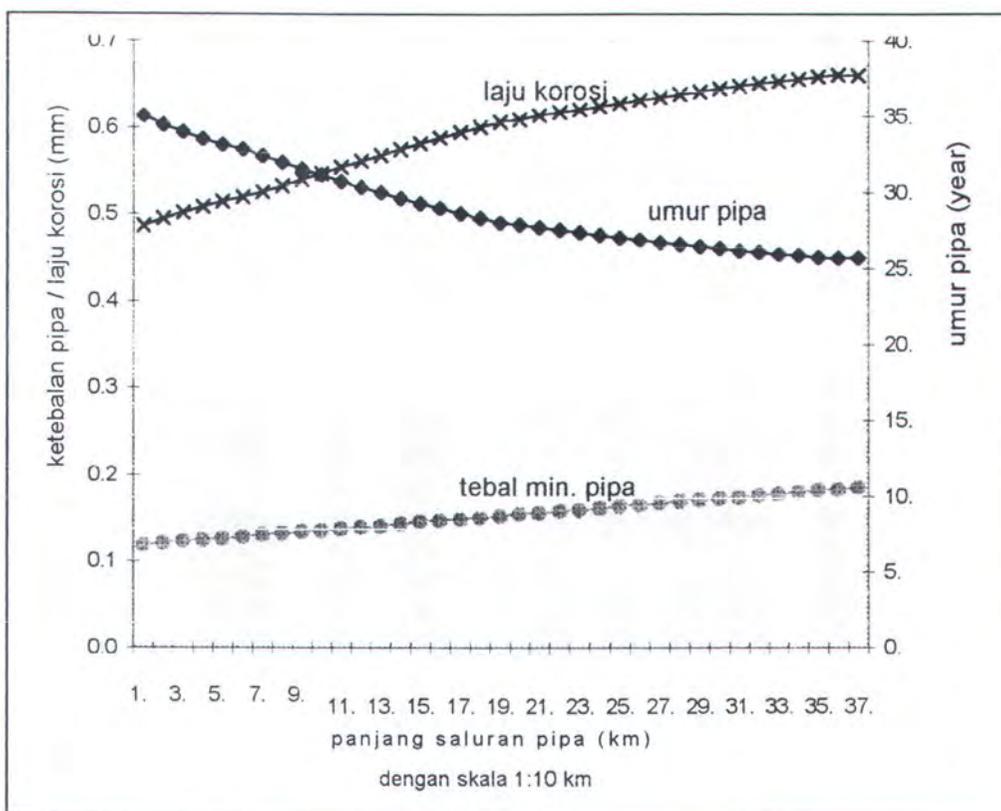
awal *de Waard-Milliams* sesuai dengan persamaan 2.25 adalah sebagai berikut :

$$\log V_{\text{nomo}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log (f \text{CO}_2)$$

Dengan memasukkan semua harga yaitu tekanan drop sepanjang pipa, kandungan konsentrasi karbondioksida dan temperatur yang bekerja dalam saluran pipa, maka tekanan total pada saluran pipa tersebut harus dikalikan dengan harga fugasitasnya yaitu dilihat dalam grafik 2.12. Dari perhitungan dalam lampiran besarnya laju korosi internal tanpa ada koreksi yang terjadi didapat yaitu :

pressure drop	314,7	323,167	331,634	340,1	348,567	357,034	365,501	373,967	482,344	390,901
laju korosi	0,486	0,494	0,502	0,51	0,518	0,525	0,533	0,532	0,539	0,547
	399,368	407,834	416,301	424,768	433,235	441,701	450,168	458,635	467,102	475,568
	0,554	0,561	0,568	0,574	0,581	0,588	0,594	0,601	0,607	0,614
	484,035	492,502	500,969	509,435	517,902	526,369	534,836	543,302	551,769	560,236
	0,62	0,626	0,633	0,639	0,645	0,651	0,657	0,663	0,669	0,673
	568,703	577,169	585,636	594,103	602,57	611,036	619,503			
	0,679	0,684	0,689	0,694	0,699	0,705	0,71			

Tabel 3.5 Laju korosi sepanjang saluran pipa



Grafik 3.5 Laju korosi sepanjang saluran pipa

Prediksi diatas harus dikoreksi dengan Temperatur yang bekerja. Dari data yang diperoleh temperaturnya 60° F. Sehingga lapisan pelindung tipis (*protektif film*) yang terjadi adalah :

- 1 Temperatur $< 60^{\circ}$ C lunak dan mudah dibersihkan oleh aliran.
- 2 Temperatur $> 60^{\circ}$ C mempunyai susunan (*texture*) yang lebih bertalian dan protektif serta lebih tahan terhadap aliran.

Karena temperaturnya kurang dari 60° C, Lapisan tipis (*film*) yang terjadi termasuk lunak dan mudah dibersihkan. Jadi laju korosi dari tabel diatas harus dikoreksi dengan kondisi lingkungan internal saluran pipa tersebut. Persamaan koreksi untuk lapisan film karena temperatur adalah sebagai berikut :

$$\log F_{sca} = \frac{2400}{T} - 0.6 \log (f \text{ CO}_2) - 6.7 \dots\dots\dots(3.8)$$

Untuk kecepatan aliran diatas 20 m/sec harga F dalam formula (3.1) adalah 1 dan bila terjadi laju aliran antara 15 - 20 m/s akan menyebabkan erosi. Dengan temperatur 60°F dan tekanan internal pada tabel diatas Bentuk senyawa korosi yang terjadi dalam saluran pipa tersebut sesuai dengan persamaan 2.14 dan persamaan 2.15 ada dua kemungkinan (*R.H Hausler, TX: NACE, 1987*) yaitu :

Sehingga persamaan koreksi untuk pengaruh pH pada saluran pipa tersebut dapat ditulis seperti dibawah ini :

Untuk Fe_3O_4 :

$$\text{pH}_{\text{sat}} = 1,36 + \frac{1307}{t+273} + 0,17 \log (f\text{CO}_2) \dots\dots\dots(3.9)$$

Dan untuk FeCO_3 :

$$\text{pH}_{\text{sat}} = 5,4 + 0,66 \log (f\text{CO}_2) \dots\dots\dots(3.10)$$

Karena temperatur yang rendah, sehingga asam karbon dioksida akan lebih mudah mengkap dua elektron dari besi dua positif. Dalam kenyataanya yang sering terjadi dalam lapisan tipis (*film*) dalam bentuk senyawa FeCO_3 . Hal ini dikarenakan energi yang digunakan karbon dioksida untuk mengikat besi dalam bentuk senyawa tersebut cukup rendah yaitu dua elekton besi (Fe^{2+}). Persamaan reaksinya dapat ditulis dibawah ini :



DAFTAR TABEL

2.1	Standar EMF pada logam	23
2.2	Kekasaran beberapa jenis pipa	32
2.3	Kekuatan yield strenght dan stress dari grade pipa	37
3.4	Komposisi gas	44
3.2	Komposisi dan sifat material pembentuk pipa API 5LX 65	46
3.3	Kandungan faraksi mol, temperatur kritis dan tekanan kritis gas alam	48
3.4	Tekanan parsial karbon dioksida dengan pressure drop	62
3.5	Laju korosi sepanjang pipa	63

DAFTAR NOTASI



DAFTAR NOTASI

a	=	Koefisien Fugasitas
C	=	Konstanta panjang pipa
D	=	Diameter Pipa, in
d_o	=	Diameter Luar pipa, in
M	=	Angka Mach
P	=	Pressure, psia
P_1	=	Tekanan hilir
P_2	=	Tekanan hulu
p_{CO_2}	=	Tekanan Parsial Karbon dioksida, psia
Re	=	Reynold Number
S	=	Spesifik Grafiti
S	=	Minimum Yield Pipa
T	=	Temperatur, R
V	=	Kecepatan aliran, ft/s
ρ	=	Massa jenis
μ	=	Viskositas
V_c	=	Kecepatan Kritis, ft/s
V_{nomo}	=	Laju Korosi, mm/year

MILIK PERPUSTAKAAN
INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH - NOPEMBER

BAB I

PENDAHULUAN

Demi massa.
Sesungguhnya manusia itu benar - benar dalam kerugian.
Kecuali orang - orang beriman dan mengerjakan amal sholeh dan nasehat menasehati supaya menaati kebenaran dan nasehat menasehati supaya sabar.
(QS Al Hasyr,1-3)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Sumber hidrokarbon yang tersedia di wilayah Indonesia sangatlah besar, khususnya untuk jenis gas alam atau sering dikenal dengan Liquefied Natural Gas (LNG). Daerah operasi gas alam ini untuk wilayah teritorial Indonesia yaitu terdapat di Arun (Sumatera Utara), di Bontang (Kalimantan Timur), di Jawa Timur (Pagerungan), dan saat ini juga dikembangkan di daerah Natuna.

Sejarah gas alam Indonesia mencatat pada tanggal 20 desember 1973 sebagai perkembangan gas alam di Indonesia, karena pada waktu itu di tanda tangani kontrak penjualan pertama dengan jepang. Akan tetapi pada akhir tahun ini diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri terutama untuk kebutuhan tertentu, misalnya eksploitasi gas alam di Pagerungan sebagai pemasok bahan baku industri di daerah jawa timur.

Sedangkan permasalahan yang timbul diantaranya adalah bagaimana cara transportasi gas alam tersebut yang paling sesuai, khususnya transportasi gas alam dari pagerungan sampai ke Porong. Untuk transportasi gas alam tersebut dengan menggunakan saluran pipa (*pipe line*).

Pemakaian sarana saluran pipa untuk transportasi gas alam telah diterapkan di Jawa Timur yaitu dari Pagerungan sampai ke Porong dengan

pertimbangan dari berbagai segi. Dari segi ekonomi, Ini akan jauh lebih murah dari pada transportasi dengan cara lain misalnya, dengan kapal. Sarana transportasi gas alam ini merupakan permasalahan yang serius baik ditinjau dari segi ekonomi maupun dari segi teknik.

Dari segi ekonomi untuk sarana pengangkutan (*transportasi*) regional antara kapal dan saluran pipa adalah lebih ekonomis dengan menggunakan saluran pipa. Karena dilihat dari sifat gas itu merupakan ikatan karbon rendah yang mempunyai massa relatif kecil dan titik didih yang sangat rendah, sehingga cara pengangkutan dengan kapal memerlukan kekuatan material yang sangat tinggi. Akan tetapi untuk transportasi dengan saluran pipa akan jauh berbeda karena tidak memerlukan penyimpanan, yaitu langsung didistribusikan ke konsumen (*onshore reciving fasility/ ORF*).

Dari segi teknik pun transportasi dengan kapal akan jauh lebih rumit, baik teknik cara penyimpanan maupun teknis perawatan (*maintenance*). Apabila terjadi suatu kebocoran maka saluran pipa (*pipe line*) akan lebih mudah cara mengatasinya.

Adapun kasus kerusakan yang sering timbul dari transportasi dengan menggunakan saluran pipa (*pipe line*) yaitu adanya korosi (*karat*) internal yang terjadi pada saluran pipa. Akibat korosi ini akan membawa dampak yang sangat merugikan yaitu menurunkan nilai kekuatan struktur, sehingga perlu mendapat perhatian yang serius. Untuk saluran pipa gas alam ini, gas yang mengalir didalam saluran pipa (*pipe line*) disamping membawa karbondioksida yang korosif juga

mengandung uap air yang mempercepat proses terjadinya korosi. Untuk ini diperlukan suatu tindakan dan perencanaan pemeliharaan yang lebih ketat untuk memproteksi investasi dan berusaha untuk meminimkan kerusakan yang bersifat preventif, korektif dan prediktif, perlu diadakan pemeriksaan dan pemantauan laju korosi yang terjadi, baik dengan pengukuran (*observasi*) maupun dengan perhitungan (*teoritis*).

1.2 TUJUAN PENULISAN

Adapun tujuan penulisan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui besar laju korosi internal yang terjadi pada pipa gas alam.
2. Mengetahui faktor yang mempercepat laju korosi.
3. Memberikan solusi cara pencegahannya.

1.3 PERUMUSAN MASALAH

Dalam tugas akhir ini, permasalahan yang dibahas adalah karena adanya gas alam yang mengalir dalam saluran pipa, gas tersebut mengandung senyawa karbon dioksida. Elemen tersebut bersifat korosif serta adanya lingkungan internal yang mendukung proses terjadinya korosi. Maka permasalahan yang dapat diambil adalah :

1. Cepat laju korosi itu pasti terjadi, yaitu untuk mendapatkan besarnya pengurangan ketebalan dinding pipa akibat pengaruh korosi internal perlu dilakukan perhitungan laju korosi. Dari hasil perhitungan laju korosi tersebut akan diketahui ketebalan dinding pipa pada suatu periode tertentu.

2. Menentukan faktor yang sangat dominan untuk mempercepat laju korosi.
3. Cara pencegahan korosi.

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk memprediksi laju korosi internal pada saluran pipa gas alam ini, maka permasalahannya dibatasi pada :

- ♦ Konsentrasi kandungan gas alam yang mengalir pada saluran pipa gas alam adalah konstan.
- ♦ Korosi internal yang terjadi hanya akibat adanya senyawa karbondioksida
- ♦ Tidak membahas daya pompa
- ♦ Pengaruh temperatur luar diabaikan
- ♦ Kecepatan gas konstan
- ♦ Jenis pipa gas alam yang digunakan sesuai standar ANSI B.31.8
- ♦ Tidak membahas biaya perbaikan, perawatan pipa akibat adanya kerusakan.
- ♦ Tanpa ada coating

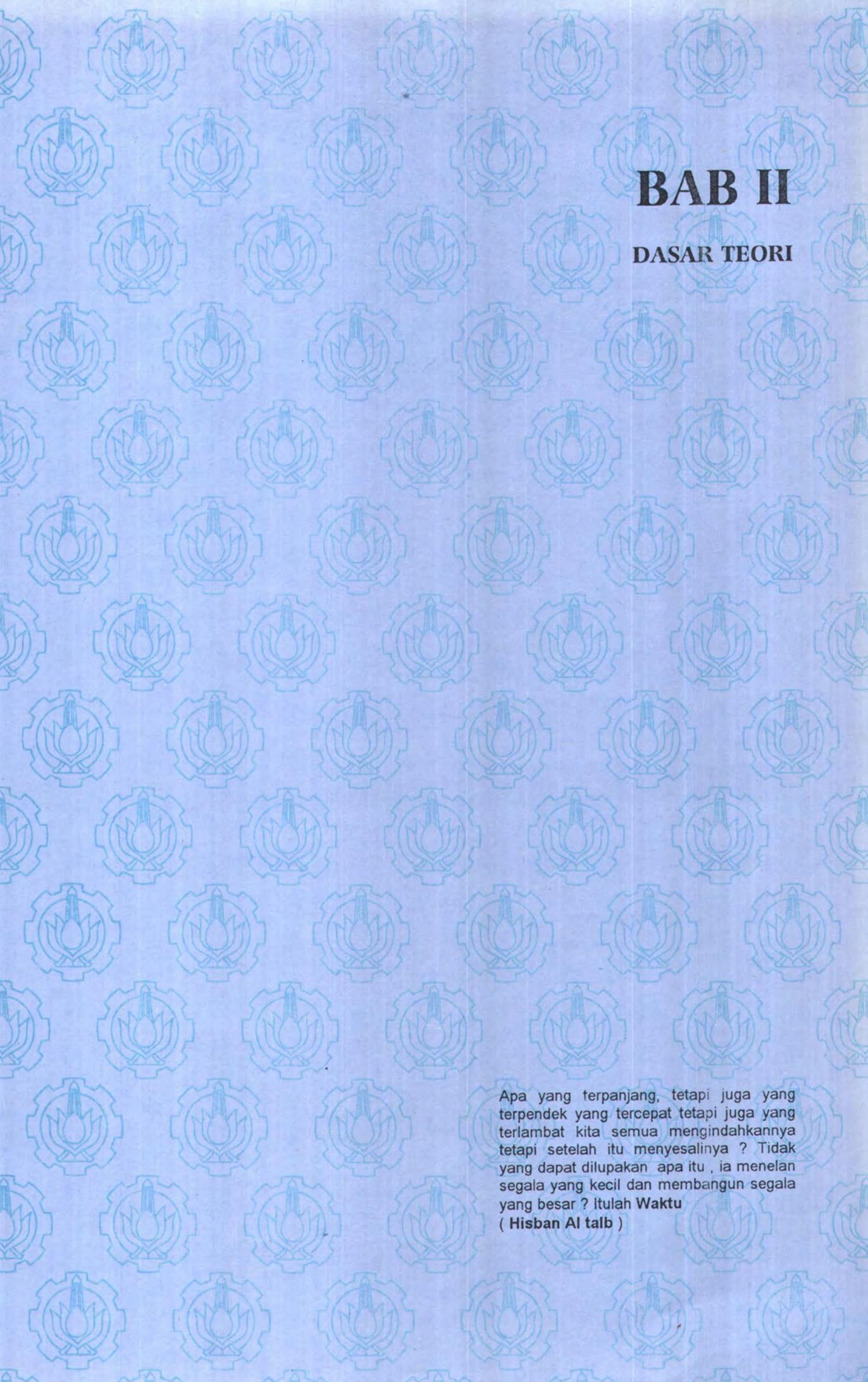
1.5 METODOLOGI

Untuk memprediksi laju korosi pada pipa gas alam ini, hal-hal yang perlu diketahui adalah :

- ♦ Suhu (*temperatur*)
- ♦ Tekanan parsial karbon dioksida
- ♦ Kandungan karbon dioksida (*Fraksi mol CO_2*)

Gas yang mengalir dalam saluran pipa tersebut akibat adanya perbedaan tekanan (*pressure drop*). Sehingga pertama kali yang perlu dianalisa adalah tekanan yang bekerja sepanjang pipa tersebut, kemudian dengan adanya tekanan ini dapat dihitung besarnya tekanan parsial dari karbon dioksida. Dari data dapat diketahui besarnya fraksi mol karbon dioksida yang mengalir pada saluran pipa gas alam tersebut. Dimana gas akan mengalir bila ada perbedaan energi, kemudian dengan dasar pendekatan de waard- milliams dapat diprediksi laju korosi pada saluran pipa gas alam itu sesuai dengan lingkungan yang mempengaruhinya. Dari pendekatan laju korosi ini ada beberapa faktor yang perlu diperhitungkan. Faktor- faktor ini merupakan faktor koreksi yang mempengaruhi dari pendekatan diatas untuk mendapatkan laju korosi yang mendekati laju korosi yang sebenarnya terjadi (harga yang konservatif). Adapun faktor-faktor koreksi tersebut adalah tekanan (*pressure*), temperatur, dan glicol.

Dari prediksi ini dapat dibuatkan tabel dan grafik, dan dibandingkan dengan waktu umur pipa (*life time*). Sehingga dapat dianalisa bagaimana pengaruh perubahan lingkungan terhadap laju korosi ini.



BAB II

DASAR TEORI

Apa yang terpanjang, tetapi juga yang terpendek yang tercepat tetapi juga yang terlambat kita semua menginginkannya tetapi setelah itu menyesalinya ? Tidak yang dapat dilupakan apa itu , ia menelan segala yang kecil dan membangun segala yang besar ? Itulah Waktu (Hisban Al talb)

BAB II

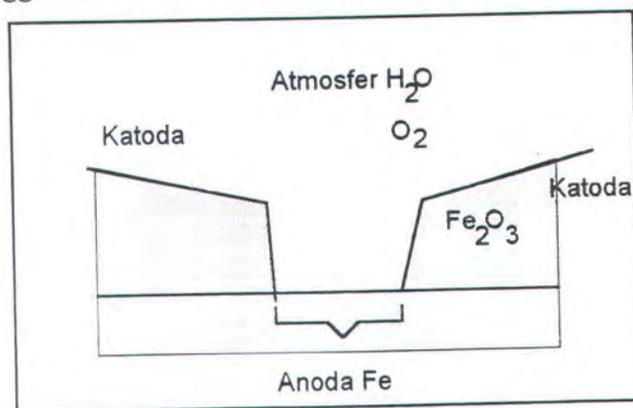
DASAR TEORI

2.1 PENGERTIAN KOROSI

Korosi adalah gejala kerusakan (destruktif) dari suatu material (logam) karena adanya reaksi kimia dengan lingkungannya.

2.2 PRINSIP DASAR TERJADINYA KOROSI

Ditinjau dari segi mekanisme terjadinya korosi, sebagian besar proses korosi berlangsung menurut mekanisme elektrokimia. Berdasarkan teori elektrokimia, korosi terjadi karena adanya lingkungan basah (mengandung air) dan adanya oksigen. Sebagai contoh, bila pelat baja telanjang berada dilingkungan atmosfer, setelah beberapa waktu lamanya permukaan pelat tersebut akan di seliputi oleh lapisan oksida tipis yang tersebar tidak merata. Dengan adanya lapisan oksida tipis tersebut, terjadilah perbedaan potensial antara sistem pelat dengan oksidanya, sehingga timbullah suatu sel korosi seperti gambar berikut.



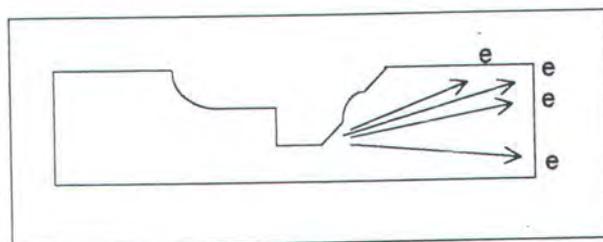
Gambar 2.1 Korosi pada besi diudara bebas

2.2.1 ASPEK KIMIA LISTRIK

Salah satu penyebab terjadinya korosi yaitu timbulnya reaksi redoks antara unsur dengan kondisi media yang mendukung. Berikut adalah salah satu contoh reaksi redoks sebagai penyebab korosi.

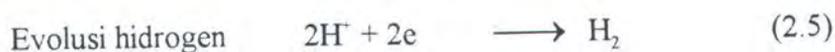


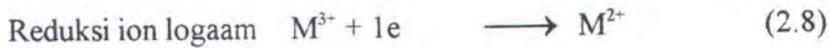
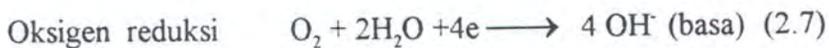
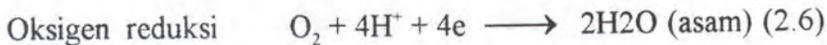
Dari persamaan reaksi diatas maka jelaslah bahwa logam akan mengalami pelepasan elektron karena media korosif sehingga dihasilkan ion logam. Besarnya elektron yang dilepaskan akan sangat tergantung terhadap valensi logam dan secara langsung akan berpengaruh terhadap kecepatan korosi. Sedangkan penggambaran proses terjadinya korosi akibat kimia listrik secara sederhana dapat dilihat seperti dibawah ini.



Gambar 2.2 Proses korosi akibat kimia listrik

Dalam korosi logam ada beberapa reaksi katodik yang sering terjadi yaitu :





Evolusi hidrogen adalah reaksi katodik yang sering terjadi jika larutan asam merupakan media korosif. Oksigen reduksi sangat umum terjadi jika larutan air pada udara terbuka merupakan media timbulnya korosi. Sedangkan ionisasi dan deposisi logam akan hanya terjadi pada proses kimia. Namun demikian pada dasarnya semua reaksi ini adalah sama yakni memerlukan dan melepaskan elektron. dibawah ini merupakan mekanisme reaksi korosi yang terjadi pada besi.



Persamaan reaksi (2.10) diatas yaitu dengan terbentuknya besi fero karena besi berada dalam lingkungan air. Persamaan reaksi (2.11) hidrogen bebas yang diharap bereaksi dengan oksigen yang terlarut untuk membentuk hidrogen peroksida. Persamaan reaksi (2.12) hidrogen peroksida bereaksi dengan hidroksida besi fero dan menghasilkan hidroksida besi feri yang dikenal dengan karat.

Persamaan reaksi (2.13) merupakan reaksi oksida logam besi menjadi hidroksida besi fero.

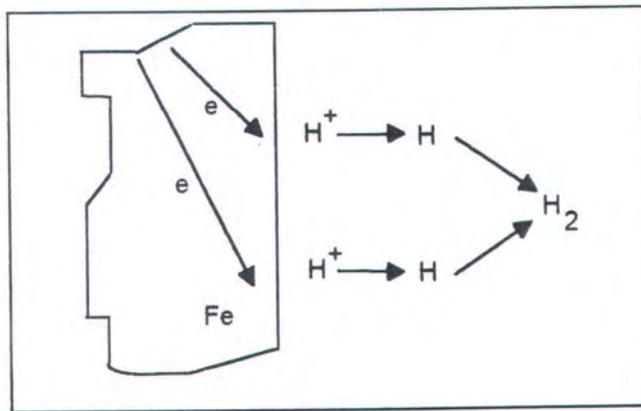
Pada prinsipnya kejadian diatas dapat ditarik kesimpulan bahwa jika besi mengalami korosi maka akan berlanjut sampai besi hilang semuanya. Atau dapat dikatakan bahwa reaksi korosi yang terjadi pada baja, tanpa perlindungan korosi yang bagus akan berlangsung secara terus menerus tanpa ada hentinya.

2.2.2 POLARISASI

Polarisasi adalah salah satu bentuk reaksi korosi yang merupakan penyebab timbulnya karat pada kerusakan logam. Dalam suatu larutan proses polarisasi akan terjadi dan hal ini merupakan faktor yang sangat mempengaruhi kecepatan korosi (corrosion rate). Secara difinitif polarisasi itu merupakan proses pengutuban ion hidrogen secara kimia listrik sehingga terbentuk gas hidrogen dengan bantuan pengikatan elektron yang dihasilkan dari proses degradasi logam.

Jenis dari polarisasi secara teoritis ada 2 (dua) macam yaitu aktivasi polarisasi (*activation polarisation*) dan konsentrasi polarisasi (*Concentration polarisation*). Perbedaan polarisasi ini adalah pengontrol reaksinya. Aktivasi polarisasi dapat berlangsung dengan kontrol urutan reaksi pembentuk gas hidrogen, pada logam dengan larutan elektrolit yang bersentuhan.

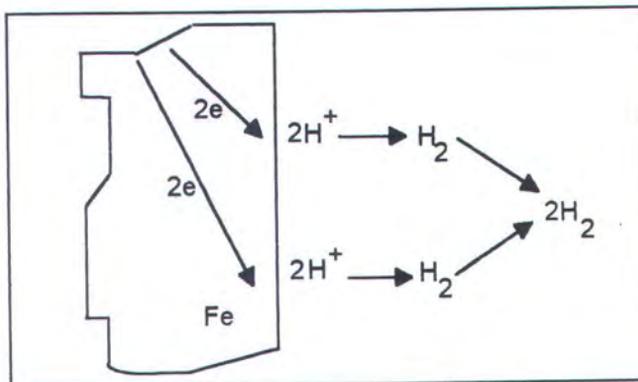
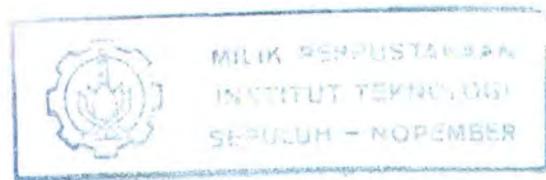
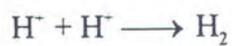
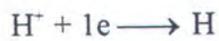
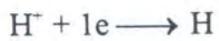
Sedangkan konsentrasi polarisasi terjadi akibat adanya konsentrasi ion hidroksil yang pekat sehingga pengontrolnya adalah konsentrasi dari ion H^+ . Dari kedua polarisasi ini akan jelas terlihat pada sket gambar jenis polarisasi dibawah ini.



Gambar 2.3 Aktivasi polarisasi

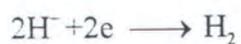
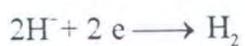
Gambar di atas secara reaksi kimia dapat dituliskan sebagai berikut :

- ♦ Untuk aktivasi polarisasi :



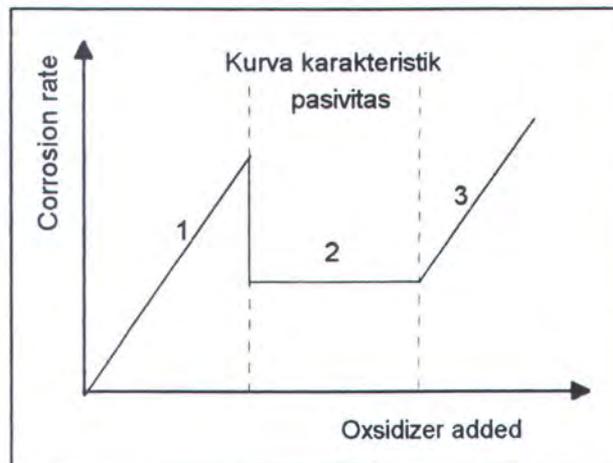
Gambar 2.4 Konsentrasi polarisasi

- ♦ Untuk konsentrasi polarisasi :



2.2.3 PASIVITAS

Pasivitas adalah proses pengurangan daya reaktivitas suatu elemen korosi. Dengan proses pasivitas ini seolah-olah logam dikatakan mendekati mulia seperti platinum atau argentum. Namun demikian dengan keterbatasan ilmu logam, unsur kandungan logam masih sulit untuk membuat pasivitas secara sempurna. Hal ini dikarenakan adanya unsur penghambat pasivitas pada logam paduan. Unsur penghambat pasivitas ini diantaranya seperti uranium, zinc, silikon, aluminium, magnesium dan lainnya. Proses pasivitas ini dapat dilihat secara jelas pada gambar berikut.



Gambar 2.5 Kurve pasivitas yang biasa terjadi

Kondisi yang dimaksud dalam kurva dengan ditunjukkan angka 1, 2, 3, adalah kondisi karakteristik logam terhadap lingkungannya. Untuk lebih jelasnya tentang pasivitas dapat dijelaskan seperti dibawah ini.

Sebuah logam yang diletakkan pada media oksidator ditambah secara periodik dan terus menerus, maka akan menghasilkan kecepatan korosi yang bertambah juga. Akan tetapi bila ditambah lagi jumlah oksidatornya, setelah mencapai konsentrasi tertentu kecepatan korosi akan turun secara drastis. Selanjutnya dengan penambahan oksidator yang tidak dihentikan akan berakibat stabil pada kecepatan korosi tertentu. Keadaan inilah yang dalam keterangan diatas disebut kondisi pasif. Untuk penambahan yang diteruskan maka kondisi pasivitas akan hilang dan timbul kenaikan kecepatan korosi lagi. Hal ini sesuai dengan gambar diatas.

2.3 FAKTOR PENGARUH KOROSI

Dalam mempelajari korosi maka banyak hal-hal yang harus diperhitungkan dalam kaitannya dengan faktor yang paling dominan mempengaruhi kecepatan korosi. Untuk memberikan arah dalam studi ini maka perlu dilakukan pengkajian lebih lanjut mengenai dampak lingkungan, metalurgi terhadap kasus korosi. Ada beberapa faktor yang merupakan penyebab terjadinya korosi, oleh karena itu untuk mencegah secara kompak perlu diketahui faktor-faktor penentu kecepatan korosi sehingga dalam proses pencegahannya akan lebih efektif.

2.3.1 PENGARUH LINGKUNGAN

Sering kali dalam proses industri, material khususnya logam mengalami perubahan sifat dikarenakan proses produksi. Selain itu juga dipengaruhi oleh

lingkungannya benda tersebut dibuat. Bagaimana efek perubahan-perubahan ini terhadap logam itu sendiri. Ini yang harus dievaluasi dalam kaitannya dengan proses yang terjadi, khususnya laju korosi (*corrosion rate*) dari logam yang mengalami dampak tersebut. Untuk lebih memahami pengaruh diatas maka dibawah ini akan dibahas pengaruh lingkungan terhadap kecepatan korosi suatu benda (logam).

2.3.2 PENGARUH OXIDIZER

Pengaruh dari daya pengoksidasian (*oxidizing power*) terhadap proses korosi yakni berhubungan dengan active passive metal. Apabila oxidizer ditambah maka akan menyebabkan laju korosi (*corrosion rate*) bertambah. Sedangkan pada tingkat perubahan oxidizer tertentu laju korosi akan konstan, namun apabila penambahan oxidizer tersebut diteruskan maka laju korosi akan kembali bertambah secara dramatik. Hal ini sangat tergantung dari faktor-faktor korosi.

2.3.3 PENGARUH DARI KECEPATAN MEDIA

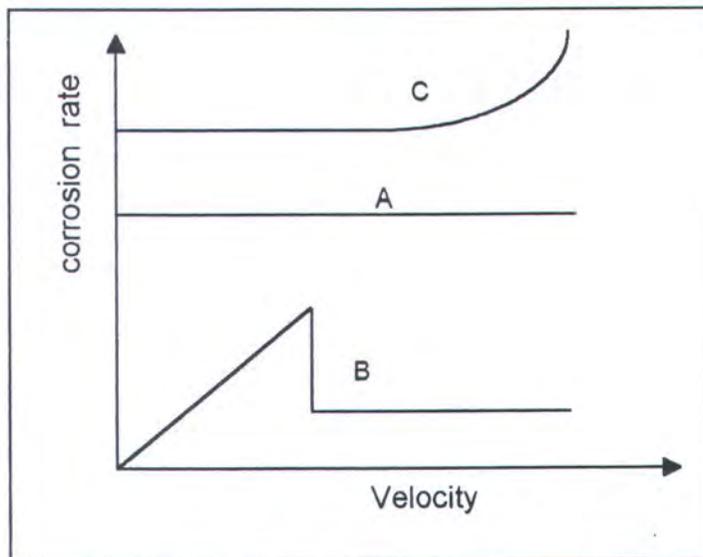
Pengaruh dari kecepatan media terhadap corosian rate adalah seperti yang terjadi pada penambahan oxidizer dan sangat tergantung pada karakteristik logam dan lingkungan dimana benda tersebut berada. Menurut observasi, terdapat tiga jenis karakteristik logam dalam hubungannya dengan kecepatan media yaitu :

- ♦ Jenis A : proses korosi dikontrol oleh katodic difusion sehingga kecepatan media akan sangat berpengaruh pada laju korosi (*corrosion rate*).

- ♦ Jenis B : Proses korosi dikontrol oleh activation polarisation dan kecepatan media tidak berpengaruh terhadap laju korosi.
- ♦ Jenis C : Beberapa logam mempunyai ketahanan korosi di dalam media tertentu, apabila agitasi diberikan pada larutan media maka akan terjadi perilaku hubungan kecepatan dengan laju korosi seperti gambar kurva di bawah ini

Sedangkan contoh kondisi kurva menurut jenis-jenis diatas adalah sebagai

berikut :



Gambar 2.6 pengaruh kecepatan media terhadap korosi

- ♦ Kurva A :

Kondisi 1 : Fe dalam H_2O dan O_2

Cu dalam H_2O dan O_2

Kondisi 1-2 : SS (10 Cr, 8 Ni) dalam $H_2SO_4 + Fe^+$

- ♦ Kurva B :

Fe dalam larutan HCl yang dikocok

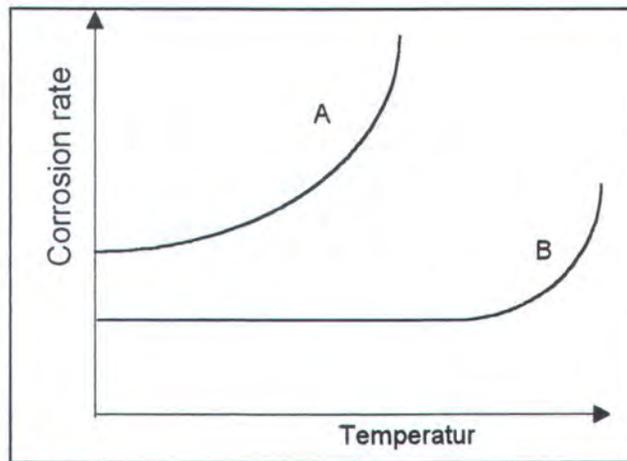
SS dalam H_2SO_4 pekat

♦ Kurva C :

Pb dalam larutan H_2SO_4

2.3.4 PENGARUH TEMPERATUR

Dengan bertambahnya temperatur berarti akan menambah semakin cepatnya reaksi kimia. Hal ini dapat dijelaskan dalam ilustrasi gambar 2.8 sebagai berikut :



Gambar 2.7 Pengaruh suhu terhadap korosi

Kurva A : menggambarkan bahwa dengan bertambahnya suhu, kecepatan korosi secara langsung berubah menjadi lebih tinggi.

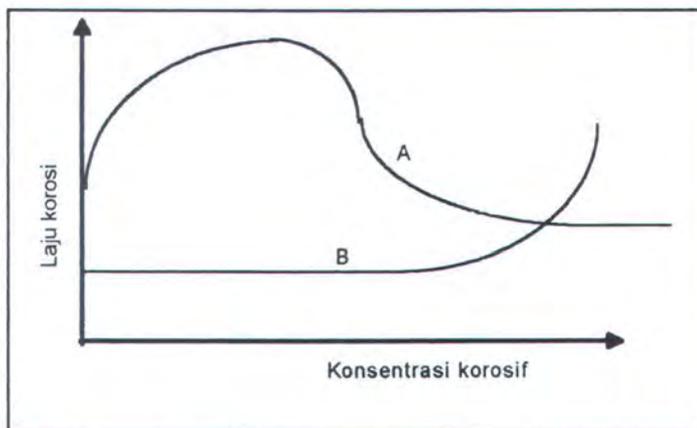
Kurva B : merupakan sifat-sifat metal dimana penambahan temperatur hanya berpengaruh terhadap kecepatan korosi hanya pada suhu yang sangat tinggi.

Sebagai contoh pada penambahan asam nitrat berarti akan mempertinggi daya pengoksidasiannya. Pada suhu rendah sampai dengan suhu menengah, stainless steel yang terbuka (telanjang) didalam larutan nitrit adalah mencapai kondisi pasif

dan mendekati kondisi tranpasif. Dengan demikian daya pengoksidasian akan secara cepat menaikkan corrosion rate dari stainless stell tersebut.

2.3.5 PENGARUH KONSENTRASI MEDIA KOROSIF

Dengan perubahan konsentrasi media korosif pada lingkungan benda konstruksi akan menimbulkan beberapa kondisi korosi. Secara teoritis maka pengaruh konsentrasi ini akan menimbulkan karakteristik berbeda antara kedua benda konstruksi .



Gambar 2.8 Pengaruh konsentrasi korosif terhadap korosi

Kurva A menunjukkan bahwa jika konsentrasi korosif ditambah maka kecepatan korosi akan bertambah pada kondisi konsentrasi tertentu. Namun demikian ada beberapa material yang jika konsentrasi korosif ditambah maka dengan sekonyong-konyong kecepatan korosi bertambah juga. Misalnya korosi erosi antara fluida viskositas rendah dibandingkan dengan yang berkekentalan tinggi. Dengan konsentrasi yang tinggi berarti kapasitas atom dan ion juga banyak sehingga kecepatan korosi secara langsung akan bertambah.

2.4 JENIS - JENIS KOROSI

Klasifikasi bentuk korosi akan dapat mempermudah membedakan macam korosi yang terjadi, sehingga dalam tahap pencegahannya akan lebih mudah serta bisa memilih material yang sesuai dengan lingkungan tertentu. Dengan demikian tindakan pencegahan dan kontrol tersebut akan dapat diantisipasi secara tepat. Material yang dipilih harus memiliki ketahanan yang sesuai dengan jenis bentuk korosi yang akan terjadi pada lingkungan itu. Analisa bentuk korosi ini dapat dilakukan dengan mata telanjang dan sering kali diperlukan pembesaran tertentu atau teknik lain untuk membedakannya. Secara garis besar jenis korosi dapat dibedakan menjadi beberapa jenis, jenis-jenis tersebut antara lain adalah :

- ♦ Korosi homogen
- ♦ Korosi Lubang
- ♦ Korosi Erosi
- ♦ Korosi Galvanik
- ♦ Korosi Tegangan

2.4.1 KOROSI HOMOGEN

Korosi homogen adalah jenis korosi yang sering dan umum pada konstruksi-konstruksi logam. Korosi ini merupakan suatu kasus dimana logam mengalami korosi secara merata pada permukaan logam itu dan biasanya pada korosi ini sulit dibedakan antara anodik dan katodiknya. Korosi ini akan terjadi akibat dari adanya reaksi oksidasi dan reduksi antara media korosif dengan

logam. Jenis korosi ini memang tidak lebih berbahaya bila dibandingkan dengan korosi lubang. Karena pada korosi homogen berkurangnya kekuatan material yang mengalami korosi sebanding dengan berkurangnya ketebalan material.

Sebagai contoh korosi homogen ini adalah korosi yang terjadi pada badan kapal, korosi yang terjadi pada atap rumah (zinc), korosi pada pilar-pilar pelabuhan dan sebagainya. Korosi ini sangat mudah dibedakan karena seluruh permukaan logam akan terkena korosi secara merata.

Tindakan pencegahan korosi homogen dapat dilakukan dengan pemilihan material yang sesuai, coating yang sesuai, penambahan inhibitor dan katodik protection atau biasanya diantisipasi dengan pemakaian material yang kurang tahan korosi homogen.

2.4.2 KOROSI LUBANG

Korosi lubang ini merupakan bentuk serangan korosi yang sangat terlokalisasi sehingga menghasilkan suatu lubang yang relatif kecil pada suatu logam. Lubang-lubang tersebut kadang sendiri ataupun berkelompok hingga kelihatan sebagai permukaan logam kasar.

Korosi lubang ini merupakan salah satu bentuk korosi yang paling merusakkan, sehingga peralatan bisa gagal berfungsi karena sedikit kehilangan berat. Sifat kegagalan pada korosi ini bersifat mendadak atau tiba-tiba. Korosi lubang sangat sulit dideteksi karena ukurannya yang sangat kecil, bahkan kadang-kadang tertutup oleh produk korosi. Lubang pada umumnya tumbuh

searah gravitasi dan kebanyakan berkembang dan tumbuh kearah bawah dari permukaan mendatar. Sejumlah kecil yang mulai tumbuh dari permukaan vertikal, dan sangat jarang tumbuh keatas dari dasar permukaan horisontal.

Biasanya lubang memerlukan tahap pendahuluan yang lama sebelum lubang yang tampak ini muncul. Periode ini bisa beberapa tahun tergantung pada logam dan lingkungan korosifnya.

Korosi lubang biasanya berhubungan dengan keadaan diam dari larutan dimana logam berada, misalnya dalam tangki atau bagian-bagian pipa yang tidak aktif. Kecepatan fluida akan mengurangi serangan korosi lubang.

2.4.3 KOROSI EROSI

Merupakan peluruhan permukaan logam karena campuran pengaruh korosi dan erosi, korosi ini sering dikenal dengan nama *impingement attack* dan *cavitation damage*. Akan tetapi proses ini merupakan campuran dari peristiwa yang berbeda yaitu korosi dan erosi.

Korosi erosi adalah percepatan atau penambahan keburukan sifat material karena gerakan relatif antara fluida korosif dengan permukaan metal. Secara umum gerakan ini sangat cepat dan pengaruh pemakaian secara mekanika atau abrasi yang rumit. Hasil dari korosi erosi merusak pelindung permukaan dari metal dan campurannya. Beberapa tipe media korosif yang menyebabkan korosi erosi meliputi gas, larutan encer, sistem organik dan metal encer. Sejak korosi diperlukan dalam proses korosi erosi semua faktor yang mempengaruhi korosi

perlu dipertimbangkan, yaitu permukaan film, kecepatan, turbulen, efek galvanik, sifat metal dan campurannya.

2.4.3.1 EFEK TEMPERATUR

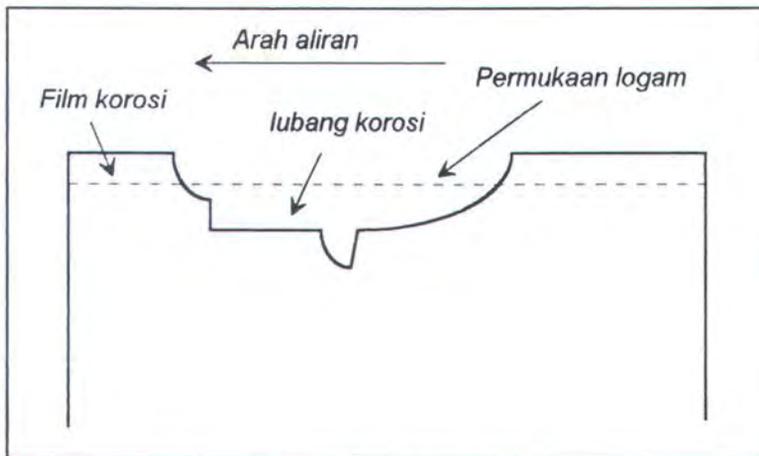
Efek temperatur dan pH akan sangat mempengaruhi kecepatan korosi erosi. Umumnya temperatur tinggi berakibat pada kecepatan erosi yang semakin tinggi. Sedangkan untuk pH yang rendah kecepatan korosi tinggi dan akan turun seiring dengan bertambahnya pH. Tetapi pada pH tertentu kecepatan akan naik dan kemudian akan turun lagi. Penggunaan inhibitor secara efektif untuk menurunkan korosi erosi tergantung pada sifat dan tipe film yang dibentuk, juga tergantung pada reaksi antara metal dengan inhibitor.

2.4.3.2 PENGARUH KECEPATAN

Kecepatan akibat lingkungan berperan penting terhadap korosi erosi dan kecepatan sering sangat besar pengaruhnya terhadap mekanisme reaksi korosi. Peran efek pemakaian secara mekanik sangat besar pengaruhnya terutama bila larutan dalam kondisi kental atau tersuspensi. Bertambahnya kecepatan secara umum akan mengakibatkan bertambahnya pengikisan terutama jika diselubungi aliran yang berkecepatan kuat.

2.4.3.3 TURBULEN

Banyak kegagalan korosi erosi terjadi karena adanya aliran turbulen. Turbulen mengakibatkan gerakan cairan lebih besar pada permukaan logam dibanding laminar terjadi persentuhan yang lebih antara logam dengan sekitarnya.



Gambar 2.9 Korosi erosi dalam dinding pipa

2.4.3.4 EFEK GALVANIK

Galvanik atau korosi antara dua logam dapat berpengaruh terhadap korosi erosi jika kedua logam yang berbeda dihubungkan dalam sistem aliran. Efek galvanik dapat mencapai harga nol dalam kondisi statis dan bertambah besar jika terjadi gerakan.

2.4.3.5 SIFAT METAL DAN CAMPURAN

Komposisi kimia, ketahanan korosi, kekerasan serta sifat-sifat metalurgi logam dan campuran dapat mempengaruhi penampilan material pada kondisi erosi. Logam-logam lunak lebih terpengaruh oleh korosi erosi karena lebih terpengaruh pada sifat-sifat mekanis. Kekerasan merupakan kriteria yang baik dalam ketahanan logam terhadap erosi mekanis atau abrasi akan tetapi bukan untuk korosi erosi. Salah satu cara untuk membuat ketahanan terhadap korosi erosi adalah *solid solution hardening*.

2.4.4 KOROSI GALVANIS

Karena adanya perbedaan potensial antara logam yang satu dengan yang lainnya, apabila berada pada lingkungan yang konduktif atau dalam larutan elektrolit akan menyebabkan kontak, secara listrik kedua logam yang berbeda tersebut dihubungkan, adanya perbedaan potensial akan menimbulkan aliran elektrolit atau listrik diantara kedua logam. Logam yang mempunyai tahanan korosi rendah akan terkikis dan yang tahanannya lebih tinggi akan mengalami penurunan daya korosinya. Sedang korosi galvanik terjadi akibat beberapa aspek yaitu tegangan potensial (*emf*) dan deret galvanik, pengaruh lingkungan pengaruh jarak pengaruh luasan.

Pada dasarnya semua korosi terjadi secara galvanis akan tetapi yang dimaksud dengan serangan galvanis menyangkut dua sel logam yang mengalami korosi. Tegangan potensial (EMF) dari berbagai jenis logam murni adalah sangat bervariasi antara satu dengan yang lainnya. Hal ini dapat dilihat dari tabel 2.1 potensial logam (*Fontana, Mars G. and Greene, Nobert D., "Corrosion Engineering", 1983*). Jika logam murni tersebut dicampur sehingga membentuk alloy tersebut akan berbeda sesuai dengan komposisi logam yang terkandung didalamnya. Perbedaan potensial inilah yang menyebabkan terjadinya korosi galvanik.

Lingkungan akan mempengaruhi keagresifan logam untuk terkorosi. Hal ini dapat dijelaskan karena adanya temperatur, molaritas dan faktor lingkungan tertentu sehingga kecenderungan sifat korosif suatu logam akan dapat berubah. Korosi karena galvanis mencapai tingkat tertinggi pada jarak terdekat dan menjadi

dibedakannya antara SCC dan Hydrogen-embrittlement dari perbedaan kondisi lingkungannya (*Enviromental Variabel*). Retak-retak stress corrosion mempunyai penampilan brittle fracture sebagai akibat dari proses korosi lokal.

Ada dua jenis SCC, yaitu :

1. Intregranular, yang bergerak sepanjang grain boundaries.
2. transgranular, pergerakan tidak nyata pilihan (*preferensi*) boundary-nya.

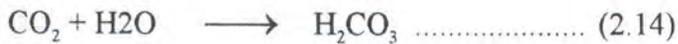
Keretakan biasanya mengarah tegak lurus terhadap tegangan. Untuk keadaan-keadaan khusus seperti kondisi tegangan biaksial maka arah penjalaran retak cenderung random atau acak. Kondisi pencabangan retak juga dapat terjadi tergantung pada struktur dan komposisi metal serta lingkungannya.

2.5 PELARUTAN GAS

Oksigen, karbondioksida, atau hidrogen sulfida larut di air dapat menyebabkan meningkatnya korosifitas. Pada kenyataannya pelarutan gas adalah penyebab utama dari kebanyakan problem korosi. Jika ketiga unsur tersebut dapat terlarut dan air berada pada pH netral atau lebih tinggi, pada umumnya air di ladang minyak dapat menyebabkan beberapa masalah korosi.

2.5.1 PELARUTAN CO₂

Saat CO₂ larut di air, membentuk carbonic acid, akan menurunkan pH air dan menambah korosifitas. Tidak sangat korosif seperti oksigen, tapi biasanya menyebabkan pitting.



Korosi yang disebabkan oleh CO_2 disebut *sweet corrosion*. Sebagai tambahan untuk produk keasaman oleh CO_2 , low molecular weight organic acids seperti acetic acid yang ikut mendukung terjadinya korosi. Asam ini jarang menjadi penyebab utama korosi tapi sesekali memainkan peran utama untuk mengetahui laju korosi yang terjadi.

Beberapa faktor yang membentuk kalakuan CO_2 harus diperhatikan, karena perannya yang menonjol pada korosi manis (*sweet corrosion*). Faktor terpenting yang membentuk pelarutan CO_2 adalah tekanan, suhu, dan komposisi air. Tekanan menambah daya larut menjadi penurunan pH, suhu mengurangi daya larut untuk menaikkan pH dan pelarutan mineral dapat menjadi buffer pada air (mencegah pH turun).

Pada pengembunan gas sumur dengan pelarutan beberapa mineral dan pada suhu yang relatif tinggi. Tekanan mengontrol faktor yang mempengaruhi daya larut CO_2 . Pada kenyataannya tekanan partial CO_2 dapat digunakan sebagai tolok ukur untuk memperkirakan korosi dari pengembunan gas .

tekanan partial = tekanan total x fraksi mol dari CO_2 pada gas

Penggunaan tekanan partial CO_2 sebagai tolok ukur untuk memperkirakan adanya indikasi korosi, dapat diklasifikasikan sebagai berikut :

1. Tekanan partial diatas 30 psi biasanya indikasi korosi
2. Tekanan partial antara 3 - 30 psi mungkin indikasi korosi

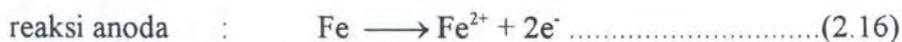
3. Tekanan partial dibawah 3 psi tidak korosi

Air garam biasanya menghasilkan sweet oil well, mengandung larutan mineral dan hubungan terdahulu tidak selalu sesuai. Bagaimanapun, korosi hampir selalu sesuai dengan kandungan CO₂ yang tinggi. Sebagai pendekatan pertama, tekanan partial dari CO₂ berguna untuk memperkirakan korosifitas dari sweet oil well.

2.5.2 PELARUTAN OKSIGEN

Senyawa oksigen adalah yang paling berbahaya dibanding lainnya. Ini karena beberapa korosi terjadi pada konsentrasi yang sangat rendah (*kurang dari 1 ppm*) dan jika oksigen atau keduanya dari dua gas yang ada, ini menyebabkan perubahan drastis dan korosifitas. Sebagai catatan bahwa oksigen tidak bisa terdapat pada sub surface air. Jika oksigen ada, akan kontak dengan udara menyebabkan kebocoran pada daerah yang tidak terlindungi dari atmosfer. Air dari danau, laut, arus akan jenuh dengan oksigen dan air dari shallow well's dapat mengandung oksigen.

Kelarutan oksigen dalam air adalah fungsi dari tekanan, suhu dan kandungan Cl. Korosi karena senyawa oksigen dimulai dari reaksi berikut :



Oksigen mempercepat korosi pada berbagai keadaan. Ini dikarenakan oksigen sangat kuat (menghasilkan potensial elektrokimia tinggi) dan rapidoxidizing agent pada reaksi katodik. Ini berarti oksigen akan lebih mudah bergabung dengan

elektron pada katode dan menjadikan reaksi korosi untuk membentuk terutama laju terbatas melalui laju dimana oksigen dapat menyebar ke katode.

Oksigen biasanya menyebabkan pitting. Perlu diketahui bahwa korosifitas dari udara murni bertambah seperti penambahan kandungan oksigen terlarut sampai a point. jika tersedia cukup oksigen di air, $\text{Fe}^{2+} \longrightarrow \text{Fe}^{3+}$ oksida dapat terjadi sangat sering, sebelum ion Fe^{2+} berkesempatan untuk menyebar dari permukaan logam. Pada kasus ini $\text{Fe}(\text{OH})_3$ dapat membentuk pada permukaan logam dan menjadi protektive. Bagaimanapun jika cukup ion Cl tersedia, mereka bercampur dengan formasi protektive film dan laju korosi berlanjut untuk bertambah dengan konsentrasi oksigen.

Walau konsentrasi oksigen sangat kecil ($< 1 \text{ ppm}$) dapat menyebabkan kerusakan, sebab oksigen memperkuat oksidasi alami. Ini dapat menambah hasil korosifitas dari pelepasan gas lainnya seperti H_2S atau CO_2 melalui perubahan scale protektive menjadi non protektive dan pada potensial yang tinggi menjadi tahan pada sel elektrokimia (NACE, 1992).

Konsentrasi cell atau differential aeration cell dapat menyebabkan serangan istimewa atau pitting. Kadang-kadang ada perbedaan pada kandungan oksigen pada luasan sistim, penyerangan memerlukan tempat istimewa pada area tersebut pada konsentrasi oksigen terendah. Contoh : air-udara, interface, crevice dan 'oksigen terdes' di sistim air.

2.6 ASPEK-ASPEK YANG BERKAITAN PADA PENGOPERASIAN SALURAN PIPA

Ada beberapa faktor dalam pengoperasian pipa bawah laut yang perlu diperhatikan yaitu dari pemilihan jenis pipa, diameter, tebal dinding, dan tekanan yang bekerja pada pipa. Komponen-komponen perpipaan harus didesain dan difabrikasi sesuai dengan standar dan code edisi terakhir yang ditetapkan oleh standar nasional, seperti ANSI atau DSN (*Indonesia*).

2.6.1 STANDAR DAN PERSYARATAN

Ada beberapa standar dan persyaratan yang digunakan untuk menghitung ketebalan dinding pipa. Peraturan dan standar itu mengacu pada standar yang digunakan di Amerika, adapun standar yang paling umum digunakan pada saluran produksi minyak dan gas sesuai untuk standar nasional adalah sebagai berikut :

1. ANSI B31.3 *Power Piping*. Standar ini memperhatikan arus dan digunakan oleh U.S Coast Guard on all rigs.
2. ANSI B31.3 *Chemical Plant and Petroleum Refinery pipe*. Standar ini digunakan oleh U.S Mineral Management Service for Offshore Platform in federal Waters. Juga digunakan pada fasilitas lepas pantai dibelahan lain dunia.
3. ANSI B31.4 *Liquid Petroleum Transportation Piping System*. Standar ini biasanya digunakan pada fasilitas produksi minyak didarat.

4. ANSI B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping System*.

Standar ini digunakan pada jaringan produksi gas di darat dan lepas pantai untuk transportasi atau distribusi gas.

Pada umumnya untuk perhitungan tebal dinding pipa biasanya digunakan ANSI B 31.3 dan 31. 8 (*Arnold, Ken and Stewart, Maurice* 1986). Dalam tugas akhir ini, perhitungan tebal dinding pipa bawah laut berpedoman pada perumusan menurut ANSI B 31.8.

2.6.2 KRITERIA JENIS UKURAN

Ketika memilih jenis ukuran pipa yang perlu diperhatikan adalah *pressure drop* dan kecepatan aliran. Ukuran tersebut harus cukup besar sehingga memungkinkan tekanan fluida untuk melewatinya serta debit aliran tercapai. *Pressure drop* tidak menjadi kriteria dalam sistim perpipaan fasilitas produksi, selama tekanan rugi tidak mengganggu katup kontrol dan adanya relatifitas penurunan tekanan yang kecil dalam perbandingan ukuran.

Penurunan tekanan merupakan kriteia yang penting untuk jalur pengoperasian jarak jauh pada tingkat tekanan yang sama. Dalam perhitungan tekanan rugi, khususnya untuk aliran bertekanan rendah dan tekanan atmosfer. Penyesuaian panjang dan perubahan elevasi harus diperhatikan.

2.6.3 ALIRAN GAS

Persamaan *Darcy* mengasumsikan bahwa harga densitas gas adalah konstan pada seksi pipa antara titik masuk dengan titik keluar. Sementara asumsi ini adalah

valid untuk aliran cair sedangkan untuk aliran gas pada pipa tak dibenarkan. Dimana harga densitas adalah fungsi dari kekuatan pada tekanan dan temperatur, sehingga aliran gas yang melewati saluran pipa harga dari tekanan dan temperatur akan memperbesar tekanan drop sehingga akan meningkatkan harga densitas gas itu. Pada saat yang sama apabila panas tidak bertambah dalam sistim pipa tersebut, maka gas akan mendingin, sehingga menyebabkan harga densitas gas akan meningkat.

2.6.3.1 REYNOLDS NUMBER

Reynolds Number adalah parameter yang menghubungkan perbandingan dari gaya inersia dengan gaya viscous (*Steeter, Victor L. dan Wyle, E. Benjamin, "Fluid Mechanic,"1992*). Dapat dijelaskan dengan persamaan sebagai berikut :

$$Re = \frac{\rho D V}{\mu} \dots\dots\dots(2.18)$$

Dimana : Re = Reynolds Number.

D = diameter pipa, ft

V = kecepatan aliran, ft/sec

ρ = massa jenis, lb/ft³

μ = viskositas, lb/ft-sec

atau dapat dicari dengan persamaan seperti dibawah :

$$Re = 20.100 \frac{Qg \times S}{d \times \mu} \dots\dots\dots(2.19)$$

Dimana : Re = Angka Reynold

- μ = Viskositas, cp
 Q_g = laju alir gas, ft³/sec
 S = Spesifik gravity
 d = diameter internal, in

Dari bilangan Reynolds ini, maka aliran fluida dalam pipa dapat dibedakan dalam tiga macam yaitu :

1. Aliran Laminer.
 2. Aliran Turbulent.
 3. Aliran Transisi.
- ♦ Aliran laminer terjadi apabila partikel-partikel fluida bergerak sepanjang lintasan lurus sejajar dengan sember pipa. Untuk aliran laminer angka reynolds (Re) kurang dari 2000
 - ♦ Aliran turbulent terjadi apabila partikel-partikel bergerak secara seram-pangan kesemua arah. Untuk aliran turbulent angka reynolds lebih besar dari 3000
 - ♦ Aliran transisi adalah aliran dimana partikel-partikel gerakannya antara laminer dan turbulent. Untuk aliran transisi batas angka reynolds adalah $2000 < Re < 3000$.

2.6.3.2 MOODY FRICTION FACTOR

Faktor yang proporsional dalam persamaan sebelum ini disebut faktor gesek moody (*Moody Friction Faktor*) dan ditentukan dari diagram tahanan

Moody yang terlampir pada lampiran. Faktor gesekan kadangkala dijelaskan dengan fanning friction faktor, dengan nilai satu sampai empat dari *moody friction factor*.

Pada umumnya, faktor gesek adalah fungsi dari Reynolds Number (Re) dan kekasaran relatif pipa (ϵ/D). Untuk aliran laminar, faktor gesek (f) hanya merupakan fungsi tunggal dari Reynolds Number (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*). Untuk aliran turbulen, faktor gesek merupakan fungsi dari kekasaran pipa dan Reynolds Number. Sedangkan untuk harga Re yang besar, faktor gesek hanya merupakan fungsi tunggal dari ϵ/D .

$$f = \frac{64}{Re} \dots\dots\dots(2.20)$$

Untuk tabel kekasaran pipa dapat dilihat dibawah ini (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*) :

Type of pipe (new, clean condition)	Roughness ϵ (ft)	Roughness ϵ (in)
Unlined Concret	0.001 - 0.01	0.012 - 0.12
Cast Iron - Uncoated	0.00085	0.01
Galvanized Iron	0.0005	0.006
Carbon Steel	0.00015	0.0018
Fiberglass Epoxy	0.000025	0.0003
Drawn Tubing	0.000005	0.00006

Tabel 2.2 Kekasaran beberapa jenis pipa (API RP 14)

2.6.3.3 JENIS FLUIDA

Untuk mengetahui apakah aliran gas yang mengalir dalam pipa apakah termasuk aliran mampumampat (*kompresibel*) atau tak mampumampat (*inkompresibel*) maka dapat didekati dengan angka mach. Aliran tak mampumampat adalah aliran dimana variasi atau perubahan densitasnya sepanjang medan aliran adalah kecil dan relatif tidak berarti. Sedangkan sebaliknya disebut aliran mampumampat, aliran fluida inkompresibel selalu bersifat inkompresibel sedangkan aliran fluida kompresibel bisa bersifat kompresibel dan inkompresibel (*S. Victor L dan W. E. Benjamin, "Fluid Mechanic" 1985*). Penyederhanaan lebih lanjut mungkin dilakukan kalau fluidanya taktermampatkan, artinya perubahan massanya dapat diabaikan dalam syarat kekekalan massa. Semua zat cair hampir taktermampatkan dan aliran gas dapat berperilaku seakan-akan gas ini termampatkan, terutama kalau kecepatan gas itu kurang dari sekitar 30 persen dari kelajuan bunyi didalam gas tersebut. Sehingga gas bisa membentuk aliran inkompresibel pada kecepatan rendah relatif terhadap kecepatan suara didalam fluida tersebut.

Persamaan angka mach dapat ditulis sebagai berikut :

$$M = \frac{V}{C} \dots\dots\dots(2.21)$$

Dimana : M = Angka mach

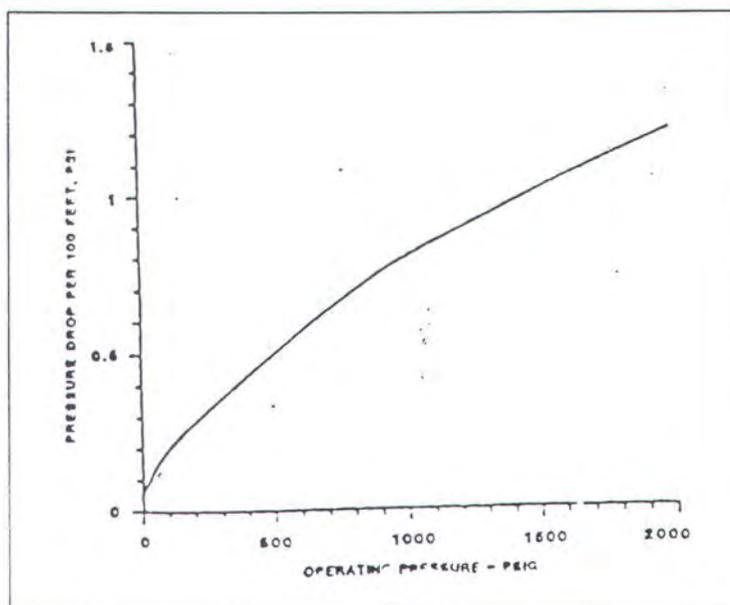
V = Kecepatan aliran, m/s

C = Kecepatan suara dalam fluida, m/s

Bila $M < 0,3$, perubahan density hanya sekitar dua persen dari harga utamanya. Jadi untuk gas ataupun udara mengalir dengan $M < 0,3$ dapat diperlukan sebagai aliran inkompresibel, $M = 0,3$ didalam udara standar sama dengan kecepatan sekitar 100m/detik (*S.Victor L dan W. E.Benjamin, "Fluid Mechanic"* 1985). Sedangkan kecepatan suara (C) dalam fluida gas hidrokarbon sebesar 185 m/sec.

2.6.4 SALURAN PIPA GAS (*GAS LINE*)

Seperti dalam saluran pipa yang digunakan untuk aliran cairan, pertama yang perlu diperhatikan adalah membuat ketentuan dimana tekanan yang cukup untuk memindahkan gas dalam saluran pipa tersebut. Sebagai contoh kasus dalam masalah ini yaitu saluran gas yang panjang dimana saluran pipa itu mempunyai laju alir yang sangat besar, sedangkan untuk saluran pipa yang pendek tidak akan banyak masalah untuk menghindari kecepatan dan tekanan drop (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*).



Gambar 2.11 kurva tekanan drop

2.6.5 KECEPATAN KRITIS SALURAN PIPA

Pada bagian ini dibahas tentang konsep yang dipakai dalam memilih jenis ukuran dan ketebalan dinding pipa bawah laut. Dengan memperhatikan kriteria pressure drop dan kecepatan aliran fluida yang mengalirnya. Untuk mengetahui kecepatan fluida dapat dipergunakan persamaan dibawah ini (*Ken Arnold dan Maurice Stewart, "Surface Production Operation", 1986*) :

$$V_c = 0,6 C \left[\frac{T}{S.P} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(2.22)$$

Dimana : V_c = kecepatan kritis aliran, ft/s

T = Temperatur, °R

S = Spesifik gravity gas pada kondisi standart (air=1)

P = Pressure, psia

C = Konstanta, untuk pipa ini = 100

Harga konstanta empiris bervariasi, sesuai dengan API RP14E "*Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System*" memberikan harga 100 untuk pipa yang panjang.

Seperti dalam saluran pipa cairan, maka saluran pipa gas ini harus mempunyai kecepatan maksimum dan minimum. Dimana menurut *Ken Arnold dan Maurice Stewart 1986* untuk saluran gas maka besarnya kecepatan disarankan dengan interval :

- ♦ 15 - 50 ft/sec untuk mencegah CO₂ bereaksi
- ♦ 15 - 60 ft/sec untuk mencegah aliran berisik atau gemuruh.

- ♦ kecepatan diatas 15 ft/sec diharapkan agar sedimen dapat terbawa oleh aliran.
- ♦ kecepatan diatas 60 ft/sec akan menyebabkan terjadinya erosi korosi.

Setelah menyeleksi diameter dalam yang tepat, maka diameter dalam ini digunakan untuk memilih ketebalan dinding pipa yang sesuai untuk menahan tekanan dalam pipa tersebut.

2.6.6 STANDART ANSI B 31.8

ANSI B31.8 adalah standar *Gas Transmission and Distribution Piping System*. Standar ini digunakan pada jaringan produksi gas di darat maupun dilepas pantai sebagai transportasi atau distribusi gas.

Ketebalan saluran pipa menurut peraturan ANSI B 31.8 untuk besarnya diameter pipa yang diketahui dapat dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$t = \frac{Pd_o}{2(FETS)} \dots\dots\dots(2.23)$$

Dimana : t = ketebalan yang disyaratkan dalam penentuan pipa, in

P = tekanan dalam pipa, psi

d_o = diameter luar pipa, in

S = minimum yield strenght pipa, psi

F = jenis konstruksi faktor desain

E = faktor memanjang sambungan

= 1,0 untuk seamless, ERW, dan flash weld

= 0,8 untuk furnace lap dan electrical fusion welded pipe

= 0,6 untuk furnace butt welded pipe

T = faktor skala untuk temperatur

Persamaan diatas hanya untuk ketebalan dinding silinder tipis dengan asumsi $(\sigma + P) = \sigma$. Asumsi ini merupakan asumsi yang digunakan dengan mengacu pada ketebalan dinding pipa.

2.6.7 GRADE PIPA

Untuk menentukan jenis (grade) pipa yang sesuai dengan kekuatan luluh dan stress beban yang diterima oleh pipa dapat dilihat pada tabel dibawah ini. Dengan memperhatikan jenis grade pipa yang digunakan diharapkan mampu menahan tekanan yang bekerja dalam pipa.

Grade	Yield strength min		Stress at 0.005 strain		Elongation at failure	API specification
	psi	N/mm ²	psi	N/mm ²		
X 42	60.000	414	42.000	289	ca.23%	5LS, 5LX
X 46	63.000	435	46.000	317	ca.23%	
X 52	66.000	455	52.000	359	ca.22%	
X54	72.000	497	52.000	359	ca.22%	
X 56	71.000	490	56.000	386	ca.20%	
	75.000	517	56.000	386	ca.20%	
X 60	75.000	517	60.000	414	ca.18%	
	78.000	538	60.000	414	ca.18%	
X 65	77.000	531	65.000	448	ca.18%	5LX
	80.000	552	65.000	448	ca.18%	

Tabel 2.3 Kekuatan yield strenght dan stress dari grade pipa (API SPEC 5L)

Perpipaan harus didesain untuk memenuhi persyaratan tekanan dan suhu dari penggunaan yang direncanakan. Beberapa komponen perpipaan mempunyai rating tekanan spesifik, rating ini harus dihitung berdasarkan tebal dinding dan nilai tekanan boleh.

2.7 DASAR PENDEKATAN PERSAMAAN LAJU KOROSI

Sebagai titik awal untuk memprediksi laju korosi baja karbon (*carbon steel*) dalam suatu lingkungan yang mengandung karbon dioksida (CO_2), persamaan deWaard-Milliams dan nomogram yang berkaitan telah memberikan keuntungan yang luas. Persamaan prediksi ini mempunyai dua variabel pendekatan yang tergantung pada waktu dan tergantung pada temperatur dan tekanan parsial karbondioksida (*de Waard, C. dan Milliams, D.E., "Paper Corrosion," 1991*). Adapun persamaannya dapat dituliskan seperti dibawah ini :

$$\log V_{\text{nomo}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log (p \text{ CO}_2) \dots\dots\dots(2.24)$$

Dimana : V_{nomo} = laju korosi, mm/y

T = temperatur, ° K

$p\text{CO}_2$ = tekanan parsial (bar)

Untuk mendapatkan tekanan parsial karbon dioksida yaitu dengan mengalikan fraksi mol karbon dioksida yang terdapat pada hidrokarbon dengan tekanan total internal yang bekerja pada saluran pipa.

Model formula prediksi diatas yang secara sistematis perlu adanya suatu koreksi. Yaitu dengan mengalikan V_{nomo} dengan faktor-faktor yang mendukung.

Masing-masing faktor itu mempunyai pengaruh secara fisis atau kimia yang dapat menyebabkan penyimpangan dari persamaan (2.24).

2.8 FAKTOR-FAKTOR KOREKSI

Faktor-faktor ini dalam hampir semua kasus mempunyai harga lebih kecil dari satu dan akan cenderung mengurangi laju korosi yang diprediksi dengan persamaan ini, sehingga dalam banyak kasus untuk memprediksi laju korosi yang terjadi pada saluran pipa tidak akan memberikan hasil-hasil yang kelewat konservatif. Hanya untuk kasus koreksi pH dalam kondisi dibawah jenuh dengan hasil korosi FeCO_3 atau Fe_3O_4 , maka harga faktor koreksinya adalah lebih besar dari satu yang mungkin diperoleh.

2.8.1 PENGARUH TEKANAN TOTAL

Suatu peningkatan tekanan total dari gas yang mengalir dalam saluram pipa (*pipeline*) akan menyebabkan peningkatan laju korosi, karena tekanan parsial karbon dioksida (CO_2) dalam persamaan (2.22) akan meningkat dalam kesebandingan. Tetapi dengan tekanan yang meningkat ketidak-idealan dari gas akan memainkan peranan yang menentukan, sehingga disamping tekanan parsial karbon dioksida terdapat harga fugasitas karbon dioksida ($f\text{CO}_2$) dari gas tersebut yang harus digunakan. Sehingga persamaan (2.24) yang semula dapat ditulis seperti dibawah ini :

$$\text{Log } V_{\text{nomo}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \text{ Log } (f \text{ CO}_2) \dots\dots\dots(2.25)$$



Dimana : V_{nomo} = laju korosi, mm/y

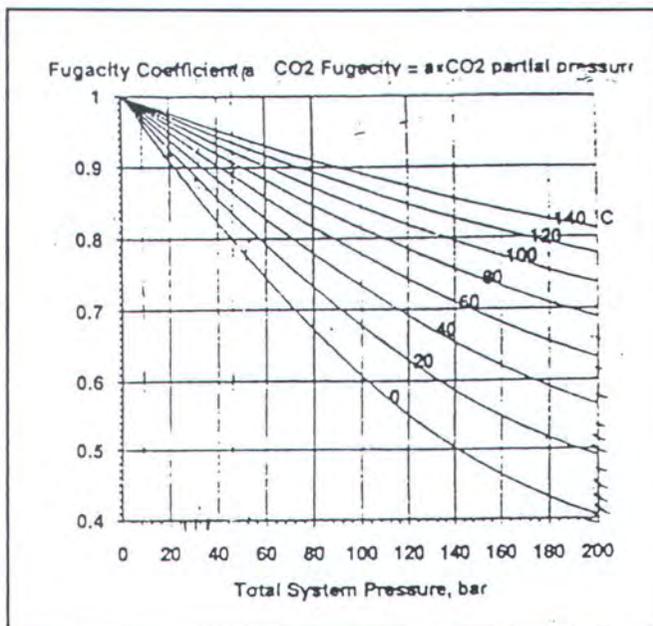
T = temperatur, ° K

$$f_{\text{CO}_2} = a \times p_{\text{CO}_2}$$

a = koefisien fugasitas

p_{CO_2} = tekanan parsial (bar)

Koefisien fugasitas dapat dihitung dengan memisahkan keadaan untuk campuran karbon dioksida dengan gas alam. Untuk perhitungan sistem biner $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ dibuat dengan menggunakan suatu pendekatan yang digambarkan oleh *lammers J.* dapat dilihat dalam gambar 2.12 dan dapat digunakan sebagai penaksiran konservatif untuk variabel a .



Gambar 2.12 Harga fugasitas karbon dioksida

Pengaruh dari pembentukan lapisan pelindung (*film*) telah dipelajari secara meluas. Pengendapan FeCO_3 atau Fe_3CO_4 akan dihasilkan dalam pembentukan

lapisan pelindung (*film*) pada temperatur yang lebih rendah misalnya $< 60^{\circ} \text{C}$, *Film* hasil korosi memiliki penampakan yang seperti corengan (*smudge*) dan mudah dibuang dengan mengalirkan cairan.

Protetik film tersebut akibat dari adanya perubahan yang diberikan dalam saluran pipa. Sehingga persamaan 2.24, dengan adanya pengaruh dari tekanan total akan mendapatkan koreksi laju korosi yang terjadi (*Dugstat A. dan Videm K., "CO₂ corrosion of steel,"*). Formula yang diberikan untuk mengkoreksi perubahan tekanan total dalam sistim pipa tersebut adalah.

$$\log F_{\text{sistem}} = 0,67 \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right) P \dots\dots\dots 2.26$$

Dari formula diatas nantinya dapat dibuatkan grafik yang menghubungkan perubahan tekanan dan pengaruh perubahan temperatur, apabila diberikan dalam sistim saluran pipa tersebut.

Pada temperatur yang lebih tinggi *film* ini berbeda teksturnya yaitu lebih protektif, dan lebih sedikit terbersihkan dengan mudah. Peningkatan temperatur lebih lanjut dihasilkan dalam laju korosi yang lebih rendah dan laju korosi berlangsung sampai melewati suatu harga yang maksimum. Pada temperatur tertentu, pH setempat (*lokal*) dan konsentrasi Fe^{++} yang terbentuk pada permukaan baja adalah sedemikian rupa sehingga pelindung tipis (*protektif film*) terbentuk.

Protektif film ini tergantung pada laju alir. Untuk laju alir yang lebih tinggi akan dihasilkan dalam temperatur skala yang lebih tinggi, juga pH besar yang lebih tinggi akan cenderung memperendah temperatur ini.

BAB III

PERHITUNGAN DAN ANALISA LAJU KOROSI PADA PIPA GAS ALAM

Waktu adalah yang terpanjang karena ukuran keabadian dan yang terpendek karena tak seorangpun punya cukup waktu untuk menyelesaikan tugas kehidupannya, bagi mereka yang gembira waktu berlalu begitu cepat, tetapi bagi yang menderita waktu berlalu begitu lambat tidak ada yang dapat dilakukan tanpa itu karena waktu adalah satu-satunya pentas kehidupan, waktu adalah unsur dasar bagi pembentukan kehidupan, ia memulai semua yang tidak berfaedah dan mengekalkan semua yang hebat dan bahaya.

BAB III

PERHITUNGAN DAN ANALISA

KOROSI INTERNAL PIPA GAS

3.1 PENDAHULUAN

Korosi internal diakui dapat terjadi dalam operasi saluran pipa, dan komoditas yang akan mengkorosi permukaan internal pipa sehingga komponen-komponen dalam sistem perpipaan harus tidak disalurkan, kecuali jika dampak korosif komoditas tersebut telah diinvestigasi dan langkah-langkah yang cukup telah diambil untuk mengurangi korosi internal. Pada umumnya pengontrolan korosi internal diperlukan pada saluran-saluran produk petroleum dan LNG (*Liquified Natural Gas*). Untuk melindungi kualitas produk, menjaga efisiensi saluran supaya tetap tinggi, dan mencegah korosi permukaan internal. Sedangkan petunjuk pelaksanaan untuk hal ini sering digunakan dengan scrapping, pigging atau spiring, dehidrasi, inhibition atau pelapisan internal (NACE RP-01-75).

Bagaimanapun kelemahan dari saluran pipa (*pipeline*) adalah korosi, sehingga akan mengurangi tahanan dari saluran pipa untuk menahan gaya-gaya yang bekerja pada saluran pipa tersebut. Pencegahan korosi memerlukan perhatian menyeluruh dari *life time* saluran pipa .

Kelayakan pemindahan (*transporting*) gas alam yang basah, yang belum ditreatment menjadi faktor penting untuk pengembangan dalam memproduksi gas

alam. Dalam memprediksi korosifitas (*pengkaratan*) yang dihubungkan dengan keberadaan jumlah gas CO₂, walaupun kandungannya kecil seringkali dapat memainkan peranan yang menentukan dalam kelayakan prediksi korosi ini. Sampai akhir ini, tinjauan ulang yang sistematis diperlukan dari setiap parameter yang dapat mempengaruhi laju korosi dari baja karbon (*carbon steel*).

Pada saluran pipa transjava panjang total saluran pipa dari Pagerungan sampai ke Porong adalah 354 km. Kondisi gas yang keluar dari sumur (*well*) masuk kedalam tes separator, untuk mengetahui kandungan dari hidrokarbon yang dihasilkan. Dari tes separator tersebut kandungan fraksi mol gas yang terdapat pada hidrokarbon tersebut diketahui. Dari data tersebut, maka kandungan gas karbon dioksida digunakan sebagai memprediksi laju korosi. Sampai akhir ini tinjauan ulang yang sistematis diperlukan dari setiap parameter, untuk parameter ini pengaruh-pengaruhnya dapat diketahui dengan tingkat kepastian yang tinggi. Sehingga untuk mengetahui laju korosi internal per periode dapat diprediksi laju korosi yang akan terjadi sehingga pada daerah-daerah yang kritis dapat dideteksi dan dikontrol.

3.2 DATA KOMPOSISI GAS DAN PIPA

Data komposisi gas yang dihasilkan di ladang Pagerungan dapat dilihat pada tabel 3.1 dibawah ini :

PRODUK SPESIFIKASI GAS

data spesifikasi produksi gas yang dihasilkan sebagai berikut :

- ♦ Gross Heating Value : 950 to 1200 BTU/SCF

- ♦ Temperatur : 18° F to 120° F
- ♦ Hidrogen Sulfida : 1 grain/100 SCF
- ♦ Water Content : 10 lbs/MMSC
@ 14,7 psia (60° F) Max
- ♦ Gas Hydrocarbon : 300 psig @ 60° F
dew point
- ♦ Pressure : 300 psig

Sedangkan komposisi kandungan hidrokarbon adalah sebagai berikut :

COMPONENT	CHEMICAL SIMBOL	MOL %
Nitrogen	N ₂	1,67
Carbon Dioksida	CO ₂	2,66
Methana	C ₁	88,52
Ethana	C ₂	3,79
Propana	C ₃	2,04
iso - Butana	iC ₄	0,36
n - Butana	nC ₄	0,5
iso - Pentana	iC ₅	0,15
n - pentana	nC ₅	0,12
Hexana	C ₆	0,05
Heptana plus	C ₇ ⁺	0,14
	TOTAL	100 %

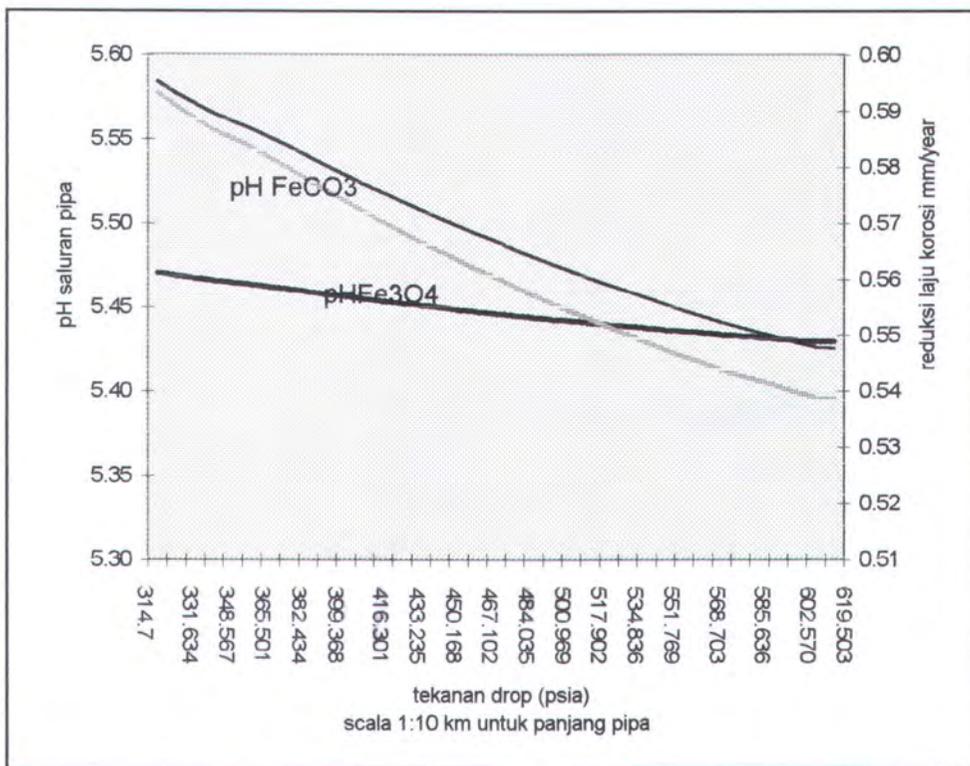
tabel 3.1 Komposisi gas (P.T. TJGP)

Data untuk jenis perpipaan yang digunakan dalam transportasi gas di pagerungan adalah sebagai berikut :

DATA PIPE LINE (*EAST JAVA GAS PIPELINE*)

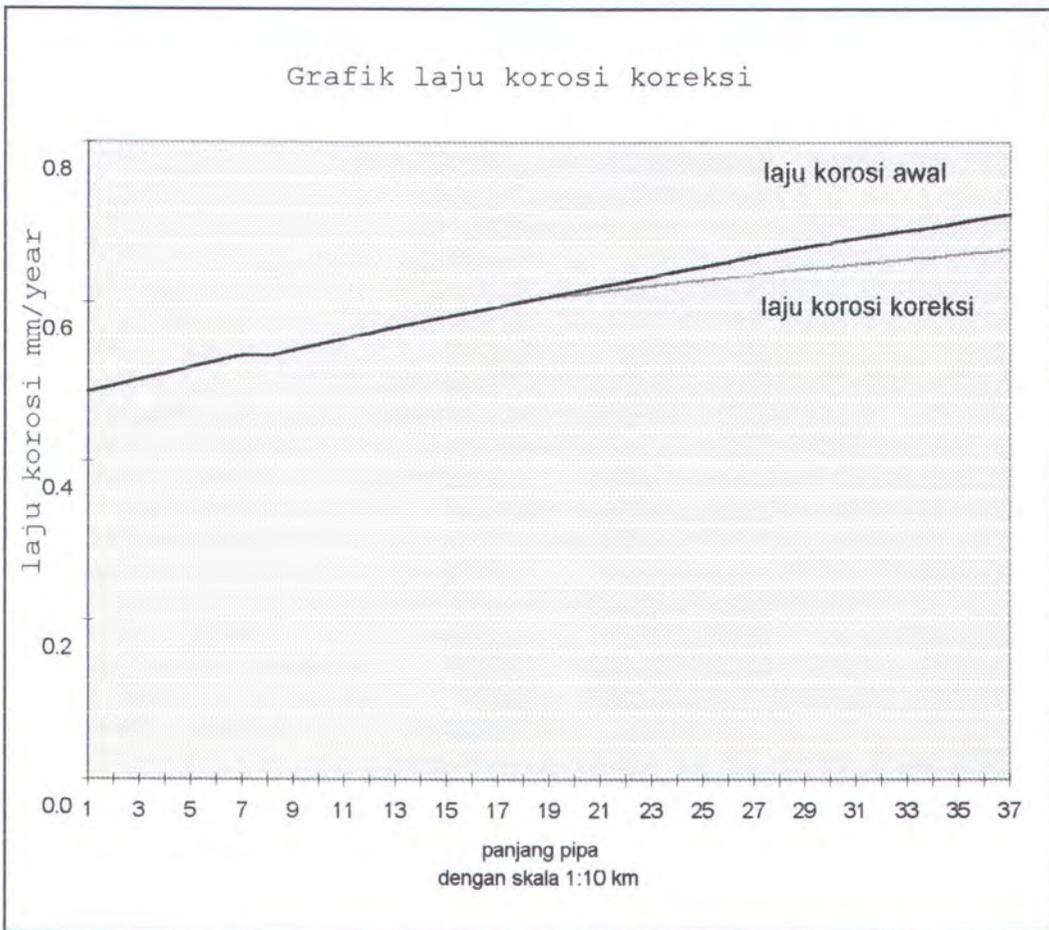
- ♦ Panjang pipa : 354 km

Dari formula (3.10) diatas grafik pH sepanjang saluran pipa akan naik dari hulu sampai kehilir (porong). Harga pH sepanjang saluran pipa paling tinggi dalam pembentukan lapisan tipis (film) terjadi pada ujung hilir yaitu sebesar 5.5844 dan pada ujung hulu pHnya sebesar 5.4283 sedangkan apabila asam karbon membentuk Fe_3CO_4 kondisi keasaman sepanjang saluran pipa relatif sama. Untuk grafik pH yang terjadi pada saluran pipa dapat dilihat dibawah ini :



Grafik 3.6 Kondisi pH sepanjang saluran pipa





Gambar 3.7 Grafik laju korosi sepanjang saluran pipa

Adanya harga fugasitas untuk tekanan parsial dari karbon dioksida ini menyebabkan laju korosi internal sepanjang pipa tidak linier. Sehingga semakin tinggi tekanannya maka laju korosi tidak makin tinggi. Sesuai dengan perhitungan dan gambar grafik diatas, maka laju korosi internal sepanjang pipa dengan perubahan tekanan dalam pipa tersebut dapat diketahui dalam perhitungan dilampiran a. sehingga pencegahan atau pengendalian dapat dilakukan secara tepat pada saluran pipa tersebut.

BAB IV

PENGENDALIAN DAN KONTROL KOROSI INTERNAL PADA PIPELINE

Sesungguhnya Tuhanku melapangkan rezki bagi siapa yang dikehendaki-Nya dan menyempitkan (nya) (bagi siapa yang dikehendaki-Nya), akan tetapi kebanyakan manusia tidak mengetahui.
(Q.S. SABA', 34)

BAB IV

PENGENDALIAN DAN KONTROL

KOROSI INTERNAL PADA PIPELINE

4.1 UMUM

Pada saluran pipa transjawa untuk mengontrol laju korosi yang terjadi agar bisa seminimal mungkin harus dilakukan suatu langkah pengendalian pencegahan korosi sesuai dengan faktor yang mempengaruhi korosi baik primer maupun sekunder. Pada kebanyakan struktur, titik yang paling lemah adalah kurangnya perhatian pada pengendalian korosi selama tahap perancangan (*Treathewaey, K.R. dan Chamberlain, J. 1991*).

Solusi untuk pengendalian laju korosi yang terjadi akibat dari hadirnya kandungan karbon dioksida agar seminimal mungkin, dapat dilakukan berbagai cara antara lain adalah :

- ♦ merubah dimensi pipa
- ♦ dehydration
- ♦ internal coating
- ♦ reduksi pada kandungan CO_2 dan temperatur
- ♦ injeksi inhibitor
- ♦ monitor korosi

Dalam bab ini akan dibahas tentang modifikasi rancangan, dehidrasi, internal coating, reduksi pada kandungan karbon dioksida dan injeksi inhibitor.

4.2 MERUBAH DIMENSI PIPA

Dari perhitungan sebelumnya dapat diketahui bahwa pada saluran pipa tersebut terjadi aliran kritis dari ujung hilir sampai sejauh 92 km, yaitu dengan besar kecepatannya diatas 60,432 ft/det. Pada kecepatan tersebut akan terjadi kondisi kritis. Oleh karena itu perlu dirubah ukuran diameter saluran pipa (*pipeline*) agar mendapatkan kecepatan aliran fluida yang memenuhi persyaratan yang diijinkan untuk mencegah terjadinya reaksi korosi karbon dioksida tersebut.

Sedangkan sepanjang saluran pipa tersebut, korosi internal yang terjadi paling besar pada hulu saluran pipa sepanjang 10 km dengan laju korosi sebesar 0,7099 mm/year. Jadi walaupun pada ujung hulu, saluran pipa sejauh 0 - 10 km dari pagerungan ini tidak terjadi aliran kritis akan tetapi terjadi korosi internal yang paling tinggi. Hal ini disebabkan karena adanya tekanan internal yang besar sehingga tekanan parsial karbondioksida yang bekerja paling besar.

Adanya dua penyebab tersebut diatas yaitu tekanan dan laju aliran kritis, untuk memperkecil laju korosi yang terjadi diperlukan suatu langkah yaitu dengan merubah rancangannya agar waktu pakai (*life time*) dari saluran pipa tersebut dapat dicapai tanpa mengalami gangguan kebocoran.

Dari perhitungan dalam lampiran dapat diketahui umur saluran pipa, yaitu terjadi perbedaan yang sangat tinggi sepanjang saluran pipa tersebut. Dari ujung hulu di Pagerungan hanya mampu mencapai umur 25,68 tahun, sedangkan pada ujung hilir dapat mencapai umur 35,034 tahun. Umur keseluruhan sepanjang saluran pipa dapat dilihat dibawah ini :

panjang pipa (km)	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70
umur pipa (year)	35.034	34.460	33.963	33.490	33.134	32.786	32.796

70 - 80	80 - 90	90 - 100	100 - 110	110 - 120	120 - 130	130 - 140
32.378	31.978	31.543	30.131	30.730	30.344	29.611

140 - 150	150 - 160	160 - 170	170 - 180	180 - 190	190 - 200	200 - 210
29.264	28.927	28.604	28.289	28.006	27.862	27.685

210 - 220	220 - 230	230 - 240	240 - 250	250 - 260	260 - 270	270 - 280
27.513	27.348	27.186	27.028	26.874	26.725	26.579

280 - 290	290 - 300	300 - 310	310 - 320	320 - 330	330 - 340	340 - 350
26.438	26.305	26.170	26.051	25.855	25.732	25.656

350 - 360
25.680

Tabel 4.1 Umur pipa sepanjang saluran

Sehingga ketebalan saluran pipa diatas kurang memenuhi waktu pakai yang diperkirakan. Karena ketebalan pipa sepanjang saluran pipa tersebut mempunyai ketebalan yang sama dari ujung hulu sampai ujung hilir, dengan kondisi tekanan yang berbeda. Sehingga perlu merubahnya sesuai dengan persamaan 2.21 (ANSI B 31.8) yaitu :

$$t = \frac{Pd_o}{2(FETS)}$$

Dimana :

T = Faktor temperatur diambil 1 untuk temperatur dibawah 250° F

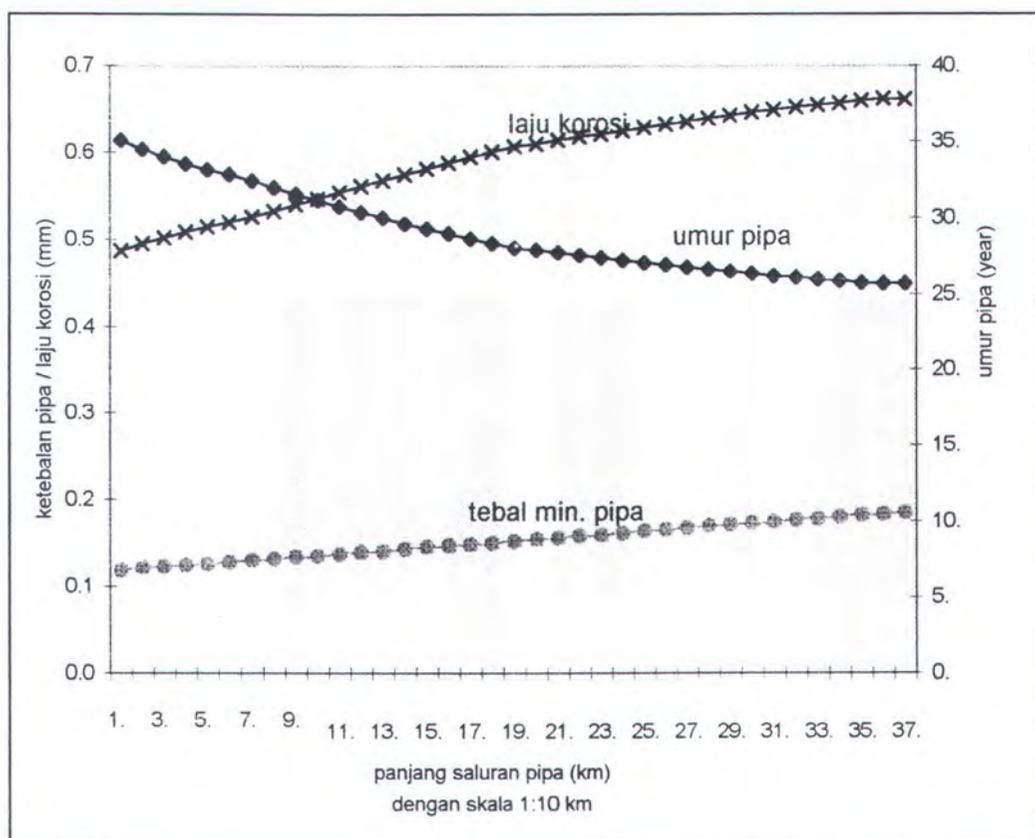
E = Faktor sambungan memanjang, 1 untuk jenis pipa dengan pengelasan ERW.

S = Spesifikasi minimum yield stress, 65.000 psi

F = Faktor desain konstruksi, 0.72 untuk lepas pantai

Tekanan desain untuk saluran pipa ini dari data sebesar 2000 psia. sehingga ketebalan minimumnya adalah 0.185 in. Dari ketebalan rancangan ini ternyata tidak mampu menahan laju korosi dalam prediksi sebelumnya untuk pipa sepanjang 120 km dari hilir (Porong) sampai ke hulu (Pagerungan). ketebalan ini dapat memilih ukuran yang tepat dengan waktu laju korosi pada tabel lampiran.

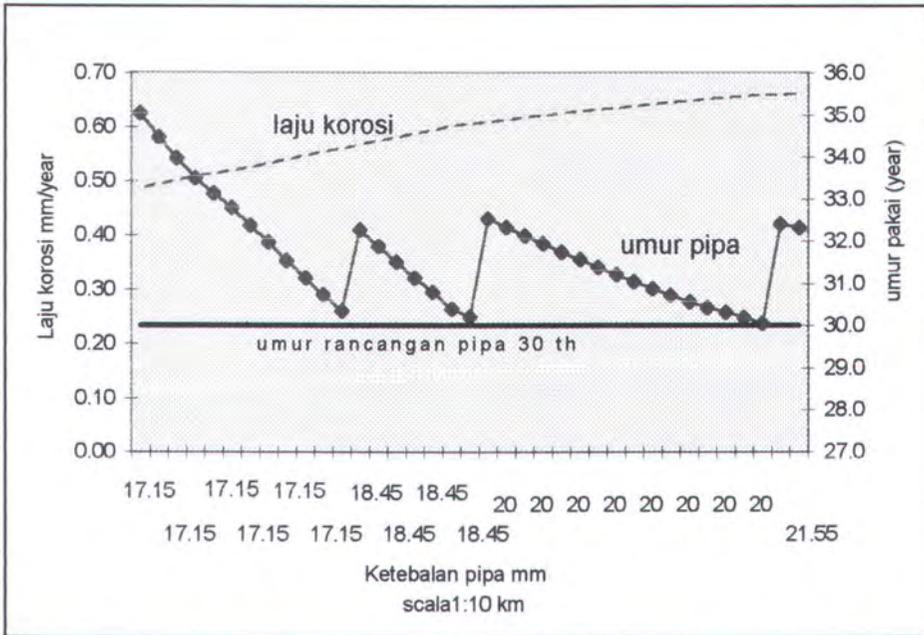
Modifikasi yang perlu dilakukan adalah merubah ukuran ketebalan saluran pipa sepanjang 120 - 350 km dari hulu, yaitu dalam tabel lampiran dipilih pipa dengan diameter luar yang sama, dengan ketebalan yang berbeda yang sesuai dengan umur yang diharapkan. Dengan memilih ketebalan di atasnya untuk mendapatkan umur yang ditargetkan yaitu 30 tahun. Sedangkan saluran pipa sepanjang 0 - 120 km dari Porong ke Pagerungan telah memenuhi syarat, dan 0 - 60 km mempunyai umur lebih dari 5 tahun. Jadi jarak 0-120 km dari hilir tidak perlu merubah ukuran ketebalan pipa tersebut.



Gambar 4.1 Grafik umur pipa dan laju korosi pada ketebalan konstan

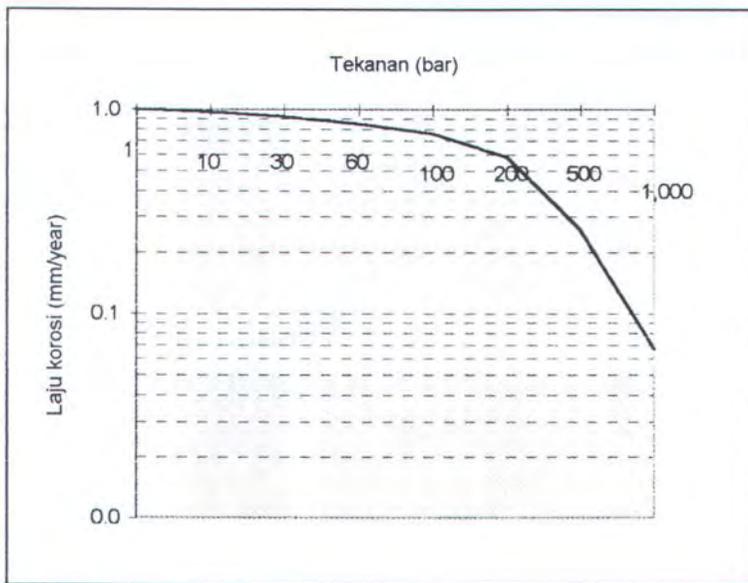
Dari perhitungan dalam lampiran dengan merubah ukuran-ukuran ketebalan pipa dapat diharapkan mampu mencapai umur pakai. Akan tetapi dengan merubah ketebalan pipa ini terjadi perubahan lingkungan internal dalam saluran pipa tersebut yaitu faktor kekasaran pipa, sehingga tekanan internal yang bekerja berubah sepanjang saluran. digambarkan sebuah grafik umur pipa dengan laju korosi seperti dibawah ini.

Hasil dari perubahan ukuran ketebalan dapat dilihat dalam gambar dibawah ini :



Grafik 4.2 perubahan ketebalan dan umur pipa

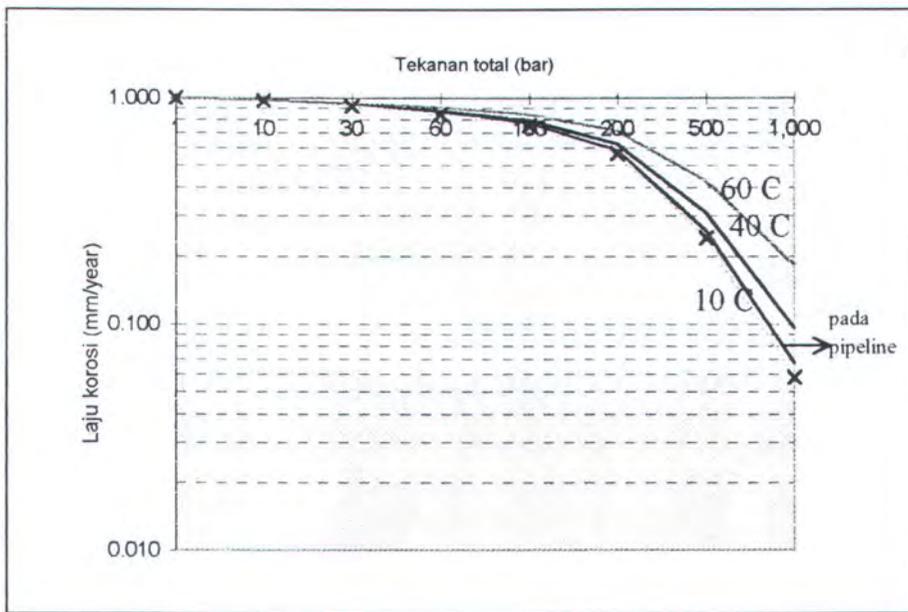
Dari grafik 4.2 terlihat jelas bahwa perubahan ketebalan yang dilakukan akan memberikan umur saluran pipa yang cukup aman, yaitu 30 tahun. Sedangkan pada perubahan ketebalan pipa akan terjadi kondisi minimum dan maksimum umur pipa, hal ini disebabkan karena adanya perubahan yang mendadak antar saluran pipa tersebut. Meskipun terjadi perubahan ketebalan yaitu 1,575 mm ini masih dalam batas yang diijinkan, yaitu batas penyambungan antar pipa dengan pengelasan harus kurang dari 3 mm (API 1107 third edition "Pipeline Mintenance Welding Prctices", april 1991). Ini diharapkan untuk menghindari tegangan kritis antar pipa tersebut.



Gambar 4.3 Grafik Pengaruh perubahan tekanan pada laju korosi

Dari grafik diatas dapat diketahui pengaruh perubahan dimensi pipa, yaitu dengan perubahan tekanan yang terjadi pada saluran pipa akibat dari penambahan ketebalan, koreksi laju korosi tidak banyak berubah yaitu mempunyai harga sebesar 0,9 sampai 1. Akan tetapi apabila tekanan dalam pipa diperbesar maka laju korosi akan memberikan pengaruh yaitu koreksi akan semakin besar, sehingga laju korosi yang terjadi juga akan semakin kecil. Sesuai gambar 2.11 grafik fugasitas akan semakin kecil.

Dibawah ini dibuatkan grafik koreksi perubahan tekanan dan perubahan suhu yang terjadi pada sistim saluran pipa. Sehingga prediksi diatas selama umur pakai akan dapat diketahui dengan tepat.



Grafik 4.4- Pengaruh perubahan suhu dan tekanan

4.3 DEHIDRASI

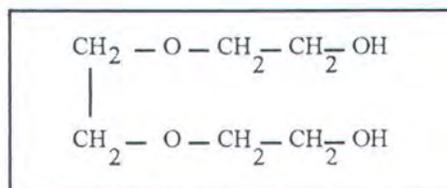
Dari data yang diperoleh Gas alam yang mengalir dalam saluran pipa selalu mengandung uap air. Sehingga untuk membersihkannya, salah satu cara yang perlu dilakukan adalah dengan dehidrasi. Sedangkan dehidrasi pada gas alam adalah proses pengikatan kandungan air yang ikut dalam gas alam dalam bentuk uap. Dehidrasi disamping digunakan untuk menyerap air dari fase gas (*formasi hidrat gas*) juga dapat mereduksi korosi internal. Tidak sedikit wujud gas dalam bentuk kering (*dry*) akan tetapi gas bersama uap air dapat mengondensasi dalam saluran pipa (*pipeline*) dan berakumulasi pada titik terendah sepanjang saluran pipa tersebut.

Untuk dehidrasi gas alam ini ada beberapa metode yang sering dilakukan yaitu pendinginan langsung (*direct cooling*), penyerapan (*absorption*), dan

adsorption. Molekul yang sering digunakan untuk proses dehidrasi dengan cara adsorption adalah zeolite, silica gel, dan bauxite. Dalam proses adsorption, paling sering digunakan adalah diethylene glycol (DEG) dan triethylene glycol (TEG).

Kandungan air jenuh pada gas alam akan menurun dengan meningkatnya tekanan atau menurunnya temperatur. Namun gas-gas alam panas yang jenuh dengan uap air, cara dehidrasi yang tepat dengan melakukan pendinginan langsung (*direct cooling*).

Absorpsi air dengan glycol, air dan glycol dapat saling melarutkan dalam fase cair (*liquid*), membentuk ikatan hidrogen-oksigen sehingga tekanan uap air menjadi sangat rendah. Yang sering digunakan glycol untuk dehidrasi adalah triethylene glycol (TEG). Bentuk rantai molekul ikatan hidrogen oksigen dapat dilihat seperti dibawah ini.



Proses pengeringan gas dilakukan dengan absorber, dalam absorber ini air diikat dengan TEG, air yang telah terikat oleh glycol ini kemudian masuk dalam surge tank untuk dipisahkan antara air dan glycol dalam stripping colom untuk didisposal.

Koreksi laju korosi perlu dilakukan untuk glycol ini, karena adanya glycol dapat mereduksi laju korosi internal yang terjadi. Pengaruh glikol pada korosi karbon dioksida (CO_2) secara sistimatis diseleksi oleh uji-uji veritek dengan

coupon-coupon (*rasio volume / permukaan, kira-kira 10l/cm²*) dari dua tingkat karbon baja dalam campuran-campuran glikol atau air pada 20° C dan 40° C. Untuk tipe-tipe dan tingkatan-tingkatan MEG dan DEG yang bervariasi, baik dengan pengukuran hilangnya berat ataupun hambatan (*resistensi*) polarisasi. Untuk tingkatan-tingkatan analitis, pengaruh laju korosi dapat diungkapkan sebagai suatu pengkali F_{glyc} :

$$\text{Log } F_{glyc} = A \log (\%W) - 2A$$

% W = Kandungan air , dalam % berat.

Harga A menunjukkan hanya sedikit tergantung pada tipe glikol, dan A = 1,6 dapat digunakan untuk model semua glikol.

Tindakan pengeringan dari glikol yang diijeksikan akan menurunkan titik embun air dari gas. ini berarti bahwa air murni tidak dapat mengembun (terkondensasi) selama temperatur tidak turun dibawah titik embun. Ini tidak Berarti bahwa tak ada yang dapat mengembun (mengkondensasi) sama sekali. Sejumlah kecil campuran antara glikol dan air mungkin masih mengembun bersama-sama dengan cairan hidrokarbon.

4.4 INTERNAL COATING

Coating adalah lapisan organik tipis seperti bubuk atau cairan dimana tetap mengeras dan melekat pada logam. Internal coating tidak bisa digunakan sebagai pelindung karena integritas coating tidak dapat menjamin untuk jangka waktu yang lama.

Internal coating menjadi lebih sering digunakan untuk menahan korosi, menahan goresan, memperbaiki aliran fluida dan untuk menahan ketebalan deposisi lilin pada pipa. Saluran pipa yang mengalirkan gas dan hidrokarbon mempunyai masalah korosi internal, ini disebabkan kandungan gas tersebut disamping terdapat senyawa karbondioksida juga terdapat uap air yang masih tercampur. Jika kandungan uap air melebihi nilai kritis atau laju aliran rendah akan terbentuk stratified water bottom pada saluran pipa tersebut.

Kelemahan internal coating pada saluran pipa gas adalah jika terserap oleh hidrokarbon. Pada tekanan reversal, hidrokarbon tercampur dengan coating sebab coating akan mengalami retak atau pecah-pecah.

Saluran pipa harus bersih dan kering dari kotoran, untuk pemakaian internal coating pada saluran pipa tersebut. Pembersihan dilakukan dengan menggunakan blasting. Internal coating yang digunakan pada saluran pipa umumnya dengan single coat, ini diharapkan gas yang mengalir dalam pipa tersebut tetap bersih.

Jenis internal coating yang umum digunakan pada saluran pipa gas adalah high temperatur phenolics, epoxy phenolics dan coal tar epoxies tetapi yang sering digunakan adalah jenis epoxy (Kane,R.D, Wilhem,S.M.dan Asperger,R.G). Untuk high temperatur phenolics mempunyai sifat sebagai berikut :

1. temperatur capabilities baik ($<75^{\circ}\text{C}$) dan chemical resistance yang baik.
2. impact resistance yang rendah.
3. sulit untuk diperbaiki.

sedangkan untuk epoxy phenolics mempunyai sifat

1. temperatur capabilities baik ($<75^{\circ}\text{C}$).
2. mudah digunakan dan diperbaiki.
3. impact resistance yang tinggi.

Pada operasi suhu yang tinggi internal coating tidak tingkat kehandalan perlindungan yang diperlukan untuk pengoperasian waktu yang lama (NACE RP - 01 - 75).

4.5 REDUKSI KANDUNGAN KARBON DIOKSIDA

Reduksi karbon dioksida serta senyawa lain yang terdapat pada kandungan hidrokarbon dilakukan pada central prosesing unit, sebelum gas alam dialirkan pada pipa. Reduksi ini dilakukan pada separator, adapun kandungan karbon dioksida senyawa yang digunakan untuk mereduksi adalah senyawa yang bersifat basa, misalnya natrium hidroksida (NaOH). Jenis senyawa ini paling tepat untuk mereduksi karena mudah didapat pada air laut dan murah.

4.6 INJEKSI INHIBITOR

Inhibitor digunakan untuk menahan korosi internal yang terjadi pada saluran pipa tersebut. Penggunaan inhibitor pada saluran pipa dapat digabungkan atau diinjeksikan pada aliran gas tersebut atau dengan coating. Ada tiga macam inhibitor yang sering digunakan yaitu inhibitor pasif, inhibitor aktif dan zat yang dapat merubah tingkat kekorosifan lingkungan. Inhibitor yang sering digunakan untuk hidrokarbon adalah jenis inhibitor pasif.

Inhibitor pasif bereaksi membentuk film yang terserap pada permukaan

logam yang dapat menahan reaksi antara katodik dan anodik. Organik material memiliki molekul yang cukup berat dengan aktif group atau side chain yang bergabung. Aktif group berbentuk seperti kepala dan menyebabkab molekul terserap pada permukaan logam sedangkan ekor organik akan terbentuk menahan difusi dari korodan pada permukaan logam. Inhibitor terserap pada permukaan logam oleh chemisorption, lapisan berikutnya akan terbentuk oleh ikatan fisik. Sehingga film yang terbentuk bersifat hydrophobic, sehingga penetrasi pada berkurang. Namun begitu film terbentuk tidak permanen akan tetapi akan rusak dan terbentuk kembali. Untuk menjaga lapisan tipis (film), maka konsentrasi inhibitor pada fluida harus diatas harga minimum. Bentuk dari pelarutan adalah penting untuk menunjukkan bagaimana reaksi inhibitor pada permukaan logam serta kondisi hidrodinamik pada saluran pipe perlu diperhtikan.

4.7 MONITOR KOROSI

Pemantauan laju korosi harus dilakukan beberapa periode sesuai dengan peraturan, ini seringkali diabaikan karena mahalnya pengukuran (*observasi*). Selain dari langkah prediksi diatas, yang paling mudah dilakukan untuk memantau laju korosi yaitu dengan memakai probe atau coupon yang dipasang pada ujung hulu dan ujung hilir.

Selama tahun keempat dari operasi saluran pipa di pagerungan ini belum pernah dilakukan pengukuran korosi sepanjang saluran pipa tersebut. Meskipun belum pernah dilakukan akan tetapi pemantauan laju korosi harus dilakukan. Hal

ini dikarenakan dari perhitungan sebelumnya saluran pipa akan mengalami kebocoran pada usia 25 tahun.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN



Kebahagiaan dilahirkan oleh kesulitan dan kepayahan. Anda tidak bisa menemukannya di istana, tetapi bisa menemukannya disawah, diladang dan diperusahaan-perusahaan.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan data, analisa dan pembahasan masalah hingga penyelesaian pada bab-bab terdahulu, dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Saluran pipa mengalami laju korosi sebagai berikut :
 - ♦ Untuk saluran pipa sejauh 0 sampai 120 km (Porong menuju ke Pagerungan) mampu menahan korosi, besarnya laju korosi 0.4862 - 0.5606 mm/year sehingga umur yang dicapai 30 sampai 35 tahun.
 - ♦ Sedangkan panjang saluran pipa dari Porong 120 km menuju ke Pagerungan sampai 354 km akan terjadi kebocoran pada usia 29,973 tahun sampai 25,68 tahun sebelum umur pakai tercapai, akibat korosi internal yang terjadi dengan laju korosi sebesar 0,5675 mm/year sampai 0,6606 mm/year. Jadi pada ujung hulu (Pagerungan mengalami laju korosi paling tinggi).
2. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju korosi internal pada saluran pipa tersebut adalah :
 - ♦ Saluran pipa sepanjang 0 sampai 120 km dari ujung hilir (Porong) mengalami aliran kritis, sebesar 60,43ft/sec sampai 73,439 ft/sec. Dimana aliran kritis ini menggambarkan bahwa meskipun dalam

perhitungan laju korosi yang terjadi rendah yaitu 0.4862 - 0.5606 mm/year akan tetapi termasuk dalam kondisi kritis yaitu kondisi dimana aliran fluida aktual yang terjadi berkurang seiring dengan tekanan drop, sehingga reaksi antara karbon dioksida dengan baja karbon mudah terjadi dengan membentuk senyawa FeCO_3 .

- ♦ Terdapatnya kandungan karbon dioksida sebesar 2,66 % mol, sehingga tekanan parsial karbon dioksida yang terjadi sepanjang saluran sebesar 8,371 psia sampai 16,478 psia, ini menunjukkan bahwa senyawa tersebut mampu menyebabkan korosi sedang (*modest*).
- ♦ Kondisi awal derajat keasaman sepanjang saluran pipa akibat dari hadirnya senyawa karbon dioksida dan uap air mempunyai harga 3,8-3,91 yang membentuk senyawa asam karbon, yang mampu menyebabkan reaksi korosi.
- ♦ Temperatur yang bekerja pada saluran pipa kurang dari 60°C yaitu sebesar 15.56°C atau 60°F , ini menunjukkan bahwa lapisan *protective film* yang terbentuk dalam saluran pipa tersebut lunak dan mudah terbawa oleh aliran fluida.
- ♦ Pada tekanan yang tinggi *protective film* berpengaruh, yaitu pada tekanan parsial karbon dioksida sebesar 12,1997 psia sampai 16,4778 psia pada saluran pipa tersebut, sehingga dengan meningkatnya tekanan pada saluran pipa dari ujung hilir (Porong) ke ujung hulu (Pagerungan), laju korosi yang terjadi dihambat oleh Lapisan film ini.

- ♦ Kecenderungan senyawa yang terbentuk pada lapisan film adalah FeCO_3 maka pH sepanjang aliran yang terjadi berubah antara 5,4248 - 5,5844. Jadi tekanan dalam saluran pipa tersebut bertambah maka pH akan turun (makin asam), sehingga laju korosi dipengaruhi oleh tekanan yang menyebabkan pH semakin tinggi.
3. Untuk bisa mencapai waktu pakai (*life time*) dari saluran pipa ini dapat dilakukan beberapa cara antara lain :
- ♦ Merubah ukuran ketebalan pipa, yaitu sebesar 18,45 mm sepanjang 120 km - 180 km dari ujung hilir (Porong), dan ketebalan sebesar 20 mm untuk 190 km - 340 km serta 340 sampai 354 km dengan ketebalan 21,55 mm sehingga mampu mencapai waktu pakai (*life time*) selama 30 tahun dapat dilihat dalam grafik dilampiran.
 - ♦ Dehidrasi, Pengeringan gas yang paling baik digunakan untuk mengikat kandungan air adalah jenis dari triethylene glycol (TEG).
 - ♦ Internal coating, jenis internal coating yang paling sesuai untuk aliran gas adalah epoxy phenolics untuk temperatur 0 - 124 °C. dan tekanan 600 psi.
 - ♦ Reduksi karbon dioksida, yang digunakan untuk mereduksi adalah senyawa yang bersifat basa, dari pertimbangan ekonomis paling murah dan efektif yaitu natrium hidroksida (NaOH) didapat dari air laut.
 - ♦ Injeksi inhibitor, digunakan pada saluran pipa tersebut karena korosi yang terjadi berlanjut, inhibitor yang sering dipakai adalah jenis inhibitor

pasif.

- ♦ Monitor korosi, Dengan memasang coupon atau probe, yang sesuai dengan jenis pipa yang digunakan, coupon ini dipasang pada periode bulanan dengan menghitung prosen berat yang hilang.

5.2 SARAN

- ♦ Laju korosi yang diperhitungkan ini dapat digunakan sebagai acuan awal untuk menentukan kebocoran pipa pada periode tertentu kusus untuk saluran pipa transjava.
- ♦ Sebagai pembanding prediksi ini dapat digunakan diagram nomogram yang kevalidannya tidak diragukan terdapat pada lampiran.
- ♦ Prediksi laju korosi diatas hanya memperhitungkan akibat adanya karbon dioksida, untuk melengkapi prediksi korosi yang terjadi perlu memperhatikan senyawa lain yang bersifat korosif.

DAFTAR PUSTAKA



DAFTAR PUSTAKA

Arnold, ken., Stewart, Maurice. " Surface Production Operation design Oil-Handling Systems and Facilities".Volume I, Gulf Pablisng Company. Houston, Texas.

American Nasional Standard. "Specification for Line Pipe". washington. 1992.

API Recomanded Practice 1107. "Pipeline Maintenance Welding Practices". third edition. washington.1991.

de Waard,C., Milliams, D.E.. . "Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines". First International Conference on internal and external Protection of Pipes. paper F1.1975.

de Waard,C., Milliams, D.E., "Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines". Proceeding corrosion. 1991.

Fontana, Mars G. , Greene Norbert D ."Corrosion Engineering internasional". internasional student edition, Mc Graw Hill 1983.

Ir. Soelindriyo. "Service Liquid and Gas". pusat pengembangan perminyakan dan gas bumi. Cepu.1996.

Katz, Donald L. , Lee, Robert L. , "Natural Gas Production and Storage". internasional edition.1990.

National Assosiation Corrosion Engineering (NACE), RP-01-75. Corrosion Control in Petroleum Production.

Renoc. King,. B.M.E., M.M.E, D.Sc., P.E, Sabin Crocker, M.E."Piping Hand Book". fifth edition. Mc Graw Hill. Book Company 1973.

Saberky, Rolf H. , Costa Allan J. , and Huptmann, Edward G. " Fluid Flow a First course in Fluid Mechanics".

Streeter, Victor L., Wyle, E. Benjamin. " Mekanika Fluida". edisi delapan. penerbit Erlangga. 1992.

Treatwey, K.R. and Chamberlain, J."Korosi Untuk Mahasiswa dan Rekasayawan". Gramedia. Jakarta.

LAMPIRAN



MILIK PERPUSTAKAAN
INSTITUT TEKNOLOGI
SEPULUH - NOPEMBER

komponen	fraksi mol y	berat mol	pound per 16 mol gas	temperatur kritis Tc (^o R)	tekanan kritis Pc (psia)	yPc	yTc
N ₂	0.0167	28.02	0.446	226.90	492	8.216	3.789
CO ₂	0.0266	44.01	2.201	547.70	1072	28.515	14.569
C ₁	0.8852	16.04	13.759	343.30	673.1	595.828	303.889
C ₂	0.0379	30.07	1.128	549.80	708.3	26.845	20.837
C ₃	0.0204	44.09	0.931	666.00	617.4	12.595	13.586
iC ₄	0.0036	58.12	0.302	734.70	529.1	1.905	2.645
nC ₄	0.0050	58.12	0.378	765.30	550.7	2.754	3.827
iC ₅	0.0015	72.15	0.137	829.80	483	0.725	1.245
nC ₅	0.0012	72.15	0.115	845.60	489.5	0.587	1.015
C ₆	0.0005	84	0.075	905.40	431.6	0.216	0.453
C ₇ ⁺	0.0014	96	0.192	975.80	437.1	0.612	1.366
total			19.664			678.797	367.221

LANJUTAN LAMPIRAN A

PERHITUNGAN KETEBALAN MINIMUM SALURAN PIPA

$$\begin{aligned} \text{Besarnya spesifik gravity} &= MW/29 \\ &= 0.678 \end{aligned}$$

$$\text{Tekanan pada hulu} = 614.423 \text{ psia}$$

$$\text{Tekanan pada hilir} = 314.7 \text{ psia}$$

Interval tekanan pressure drop setiap 10 km

$$\text{delta tekanannya} = 299.723 \text{ psia}$$

$$\text{pressure drop setiap 10km} = 8.467 \text{ psia}$$

tekanan	diameter	faktor (Y)	tebal minimum
314.7	28	0.4	1.719
323.167	28	0.4	1.766
331.634	28	0.4	1.812
340.100	28	0.4	1.858
348.567	28	0.4	1.904
357.034	28	0.4	1.950
365.501	28	0.4	1.997
373.967	28	0.4	2.043
382.434	28	0.4	2.089
390.901	28	0.4	2.135
399.368	28	0.4	2.181
407.834	28	0.4	2.228
416.301	28	0.4	2.274
424.768	28	0.4	2.320
433.235	28	0.4	2.366
441.701	28	0.4	2.412
450.168	28	0.4	2.458
458.635	28	0.4	2.505
467.102	28	0.4	2.551
475.568	28	0.4	2.597
484.035	28	0.4	2.643
492.502	28	0.4	2.689
500.969	28	0.4	2.735

509.435	28	0.4	2.782
517.902	28	0.4	2.828
526.369	28	0.4	2.874
534.836	28	0.4	2.920
543.302	28	0.4	2.966
551.769	28	0.4	3.012
560.236	28	0.4	3.058
568.703	28	0.4	3.105
577.169	28	0.4	3.151
585.636	28	0.4	3.197
594.103	28	0.4	3.243
602.570	28	0.4	3.289
611.036	28	0.4	3.335
619.503	28	0.4	3.381

LANJUTAN

PERHITUNGAN KECEPATAN KRITIS SALURAN PIPA

perhitungan kecepatan kritis pada saluran pipa

tekanan drop pipa	S	Temp (R)	V kritis	tekanan parsial CO2
314.7	0.675	520	73.439	8.3710
323.167	0.675	520	71.515	8.5962
331.634	0.675	520	69.689	8.8215
340.100	0.675	520	67.954	9.0467
348.567	0.675	520	66.303	9.2719
357.034	0.675	520	64.731	9.4971
365.501	0.675	520	63.231	9.7223
373.967	0.675	520	61.800	9.9475
382.434	0.675	520	60.432	10.1727
390.901	0.675	520	59.123	10.3980
399.368	0.675	520	57.869	10.6232
407.834	0.675	520	56.668	10.8484
416.301	0.675	520	55.515	11.0736
424.768	0.675	520	54.409	11.2988
433.235	0.675	520	53.345	11.5240
441.701	0.675	520	52.323	11.7493
450.168	0.675	520	51.339	11.9745
458.635	0.675	520	50.391	12.1997
467.102	0.675	520	49.478	12.4249
475.568	0.675	520	48.597	12.6501
484.035	0.675	520	47.747	12.8753
492.502	0.675	520	46.926	13.1005
500.969	0.675	520	46.133	13.3258
509.435	0.675	520	45.366	13.5510
517.902	0.675	520	44.624	13.7762
526.369	0.675	520	43.907	14.0014
534.836	0.675	520	43.212	14.2266
543.302	0.675	520	42.538	14.4518
551.769	0.675	520	41.885	14.6771
560.236	0.675	520	41.252	14.9023
568.703	0.675	520	40.638	15.1275
577.169	0.675	520	40.042	15.3527
585.636	0.675	520	39.463	15.5779
594.103	0.675	520	38.901	15.8031
602.570	0.675	520	38.354	16.0283
611.036	0.675	520	37.823	16.2536
619.503	0.675	520	37.306	16.4788

LANJUTAN

PERHITUNGAN LAJU KOROSI AWAL SALURAN PIPA

kandungan karbon dioksida 2,66 % mol

tekanan drop pipa	tek. parsial CO ₂	faktor fugasitas	temperatur	log V _{nomo}	laju korosi
314.7	0.5695	0.923	288.556	-0.3132	0.4862
323.167	0.5848	0.921	288.556	-0.3061	0.4942
331.634	0.6001	0.917	288.556	-0.2999	0.5013
340.100	0.6154	0.913	288.556	-0.2938	0.5084
348.567	0.6307	0.905	288.556	-0.2892	0.5138
357.034	0.6461	0.897	288.556	-0.2848	0.5190
365.501	0.6614	0.893	288.556	-0.2793	0.5257
373.967	0.6767	0.889	288.556	-0.2739	0.5322
382.434	0.6920	0.887	288.556	-0.2681	0.5394
390.901	0.7073	0.885	288.556	-0.2624	0.5466
399.368	0.7227	0.883	288.556	-0.2568	0.5536
407.834	0.7380	0.881	288.556	-0.2513	0.5606
416.301	0.7533	0.879	288.556	-0.2460	0.5675
424.768	0.7686	0.877	288.556	-0.2408	0.5743
433.235	0.7839	0.875	288.556	-0.2358	0.5811
441.701	0.7993	0.873	288.556	-0.2308	0.5878
450.168	0.8146	0.871	288.556	-0.2259	0.5944
458.635	0.8299	0.869	288.556	-0.2212	0.6009
467.102	0.8452	0.866	288.556	-0.2169	0.6069
475.568	0.8606	0.865	288.556	-0.2120	0.6138
484.035	0.8759	0.863	288.556	-0.2075	0.6201
492.502	0.8912	0.861	288.556	-0.2031	0.6264
500.969	0.9065	0.859	288.556	-0.1989	0.6326
509.435	0.9218	0.857	288.556	-0.1947	0.6388
517.902	0.9372	0.855	288.556	-0.1905	0.6449
526.369	0.9525	0.853	288.556	-0.1865	0.6509
534.836	0.9678	0.851	288.556	-0.1825	0.6568
543.302	0.9831	0.849	288.556	-0.1787	0.6627
551.769	0.9984	0.847	288.556	-0.1748	0.6686
560.236	1.0138	0.844	288.556	-0.1714	0.6738
568.703	1.0291	0.842	288.556	-0.1678	0.6796
577.169	1.0444	0.839	288.556	-0.1645	0.6847
585.636	1.0597	0.835	288.556	-0.1617	0.6892
594.103	1.0750	0.831	288.556	-0.1589	0.6936
602.570	1.0904	0.829	288.556	-0.1555	0.6991
611.036	1.1057	0.825	288.556	-0.1528	0.7034
614.423	1.1118	0.823	288.556	-0.1519	0.7048

LANJUTAN

PERHITUNGAN LAJU KOROSI KOREKSI SALURAN PIPA

laju korosi yang dikoreksi dengan suhu dan pH

tekanan drop	Fsistem suhu	Log Vnomo	Log (Vnomo x Fsistem)	laju korosi koreksi	Laju korosi semula	pHsat
314.7	1.00	-0.3132	0.6868	0.4862	0.4862	5.5844
323.167	1.00	-0.3061	-1.3061	0.4942	0.4942	5.5774
331.634	1.00	-0.2999	-1.2999	0.5013	0.5013	5.5712
340.100	1.00	-0.2938	-1.2938	0.5084	0.5084	5.5652
348.567	1.00	-0.2892	-1.2892	0.5138	0.5138	5.5607
357.034	1.00	-0.2848	-1.2848	0.5190	0.5190	5.5564
365.501	1.00	-0.2793	-1.2793	0.5257	0.5257	5.5509
373.967	1.00	-0.2739	-1.2739	0.5322	0.5322	5.5457
382.434	1.00	-0.2681	-1.2681	0.5394	0.5394	5.5399
390.901	1.00	-0.2624	-1.2624	0.5466	0.5466	5.5343
399.368	1.00	-0.2568	-1.2568	0.5536	0.5536	5.5288
407.834	1.00	-0.2513	-1.2513	0.5606	0.5606	5.5234
416.301	1.00	-0.2460	-1.2460	0.5675	0.5675	5.5182
424.768	1.00	-0.2408	-1.2408	0.5743	0.5743	5.5130
433.235	1.00	-0.2358	-1.2358	0.5811	0.5811	5.5080
441.701	1.00	-0.2308	-1.2308	0.5878	0.5878	5.5032
450.168	1.00	-0.2259	-1.2259	0.5944	0.5944	5.4984
458.635	1.00	-0.2212	-1.2232	0.6022	0.6009	5.4937
467.102	1.00	-0.2169	-1.2148	0.6057	0.6069	5.4894
475.568	0.99	-0.2120	-1.2058	0.6100	0.6138	5.4846
484.035	0.99	-0.2075	-1.1973	0.6138	0.6201	5.4802
492.502	0.99	-0.2031	-1.1890	0.6176	0.6264	5.4759
500.969	0.98	-0.1989	-1.1809	0.6213	0.6326	5.4717
509.435	0.98	-0.1947	-1.1730	0.6249	0.6388	5.4676
517.902	0.97	-0.1905	-1.1652	0.6285	0.6449	5.4635
526.369	0.97	-0.1865	-1.1575	0.6320	0.6509	5.4595
534.836	0.97	-0.1825	-1.1500	0.6355	0.6568	5.4556
543.302	0.96	-0.1787	-1.1426	0.6389	0.6627	5.4518
551.769	0.96	-0.1748	-1.1354	0.6422	0.6686	5.4480
560.236	0.96	-0.1714	-1.1293	0.6454	0.6738	5.4447
568.703	0.95	-0.1678	-1.1223	0.6487	0.6796	5.4411
577.169	0.95	-0.1645	-1.1161	0.6516	0.6847	5.4379
585.636	0.95	-0.1617	-1.1104	0.6539	0.6892	5.4351
594.103	0.95	-0.1589	-1.1052	0.6564	0.6936	5.4323
602.570	0.94	-0.1555	-1.0987	0.6594	0.6991	5.4290
611.036	0.94	-0.1528	-1.0930	0.6613	0.7034	5.4263
614.423	0.94	-0.1519	-1.0892	0.6606	0.7048	5.4255

LANJUTAN

PERHITUNGAN UMUR SALURAN PIPA

perhitungan umur saluran pipa dengan ketebalan 15.9mm

tekanan drop	tebal minimum	laju korosi	tebal pipa	umur pipa
314.7	0.118	0.4862	17.15	35.034
323.167	0.121	0.4942	17.15	34.460
331.634	0.123	0.5013	17.15	33.963
340.100	0.124	0.5084	17.15	33.490
348.567	0.126	0.5138	17.15	33.134
357.034	0.128	0.5190	17.15	32.796
365.501	0.130	0.5257	17.15	32.378
373.967	0.132	0.5322	17.15	31.978
382.434	0.134	0.5394	17.15	31.545
390.901	0.135	0.5466	17.15	31.131
399.368	0.137	0.5536	17.15	30.730
407.834	0.139	0.5606	17.15	30.344
416.301	0.140	0.5675	17.15	29.973
424.768	0.143	0.5743	17.15	29.611
433.235	0.145	0.5811	17.15	29.264
441.701	0.147	0.5878	17.15	28.927
450.168	0.148	0.5944	17.15	28.604
458.635	0.150	0.6009	17.15	28.289
467.102	0.152	0.6069	17.15	28.006
475.568	0.154	0.6100	17.15	27.862
484.035	0.156	0.6138	17.15	27.685
492.502	0.158	0.6176	17.15	27.513
500.969	0.159	0.6213	17.15	27.348
509.435	0.161	0.6249	17.15	27.186
517.902	0.163	0.6285	17.15	27.028
526.369	0.165	0.6320	17.15	26.874
534.836	0.167	0.6355	17.15	26.725
543.302	0.169	0.6389	17.15	26.579
551.769	0.171	0.6422	17.15	26.438
560.236	0.172	0.6454	17.15	26.305
568.703	0.174	0.6487	17.15	26.170
577.169	0.176	0.6516	17.15	26.051
585.636	0.178	0.6539	17.15	25.956
594.103	0.180	0.6564	17.15	25.855
602.570	0.182	0.6594	17.15	25.732
611.036	0.183	0.6613	17.15	25.656
614.423	0.185	0.6606	17.15	25.680

LAMPIRAN A

PERUBAHAN KETEBALAN PIPA DAN UMUR PIPA

perhitungan umur pipa dengan merubah ukuran ketebalan pipa

tekanan drop	tebal pipa	tebal minimum	laju korosi	umur pipa
314.7	17.15	0.118	0.4862	35.034
323.167	17.15	0.121	0.4942	34.460
331.634	17.15	0.123	0.5013	33.963
340.100	17.15	0.124	0.5084	33.490
348.567	17.15	0.126	0.5138	33.134
357.034	17.15	0.128	0.5190	32.796
365.501	17.15	0.130	0.5257	32.378
373.967	17.15	0.132	0.5322	31.978
382.434	17.15	0.134	0.5394	31.545
390.901	17.15	0.135	0.5466	31.131
399.368	17.15	0.137	0.5536	30.730
407.834	17.15	0.139	0.5606	30.344
411.586	18.45	0.140	0.5675	32.264
415.337	18.45	0.143	0.5743	31.875
419.089	18.45	0.145	0.5811	31.501
422.841	18.45	0.147	0.5878	31.139
426.592	18.45	0.148	0.5944	30.791
430.344	18.45	0.150	0.6022	30.390
430.344	18.45	0.152	0.6057	30.212
486.750	20	0.154	0.6100	32.534
508.956	20	0.156	0.6138	32.328
530.232	20	0.158	0.6176	32.128
550.687	20	0.159	0.6213	31.935
570.408	20	0.161	0.6249	31.746
589.470	20	0.163	0.6285	31.563
607.935	20	0.165	0.6320	31.384
625.856	20	0.167	0.6355	31.210
643.277	20	0.169	0.6389	31.040
660.239	20	0.171	0.6422	30.875
676.775	20	0.172	0.6454	30.720
692.918	20	0.174	0.6487	30.564
708.692	20	0.176	0.6516	30.425
724.123	20	0.178	0.6539	30.314
739.232	20	0.180	0.6564	30.197
754.039	20	0.182	0.6594	30.054
768.560	21.55	0.183	0.6594	32.404
782.812	21.55	0.185	0.6613	32.306

PERHITUNGAN pH AWAL

tekanan drop	FeCO ₃	Fe ₃ CO ₄	laju korosi	log water	pH water+CO ₂
314.7	5.5844	5.4707	0.5933	1.829	3.9122
323.167	5.5774	5.4689	0.5909	1.819	3.9069
331.634	5.5712	5.4673	0.5887	1.809	3.9023
340.100	5.5652	5.4658	0.5866	1.799	3.8977
348.567	5.5607	5.4646	0.5851	1.789	3.8943
357.034	5.5564	5.4635	0.5836	1.780	3.8910
365.501	5.5509	5.4621	0.5817	1.771	3.8869
373.967	5.5457	5.4608	0.5798	1.762	3.8829
382.434	5.5399	5.4593	0.5778	1.754	3.8785
390.901	5.5343	5.4578	0.5759	1.745	3.8743
399.368	5.5288	5.4564	0.5740	1.737	3.8701
407.834	5.5234	5.4550	0.5721	1.729	3.8660
416.301	5.5182	5.4537	0.5703	1.721	3.8621
424.768	5.5130	5.4524	0.5685	1.713	3.8582
433.235	5.5080	5.4511	0.5668	1.705	3.8544
441.701	5.5032	5.4498	0.5651	1.698	3.8507
450.168	5.4984	5.4486	0.5635	1.690	3.8471
458.635	5.4937	5.4474	0.5618	1.683	3.8435
467.102	5.4894	5.4463	0.5604	1.676	3.8403
475.568	5.4846	5.4450	0.5587	1.669	3.8367
484.035	5.4802	5.4439	0.5572	1.662	3.8333
492.502	5.4759	5.4428	0.5557	1.656	3.8301
500.969	5.4717	5.4417	0.5543	1.649	3.8269
509.435	5.4676	5.4406	0.5529	1.643	3.8237

PERHITUNGAN pH AWAL

517.902	5.4635	5.4396	0.5515	1.636	3.8207
526.369	5.4595	5.4386	0.5501	1.630	3.8176
534.836	5.4556	5.4376	0.5488	1.624	3.8147
543.302	5.4518	5.4366	0.5475	1.618	3.8118
551.769	5.4480	5.4356	0.5462	1.612	3.8089
560.236	5.4447	5.4348	0.5451	1.606	3.8064
568.703	5.4411	5.4338	0.5438	1.600	3.8037
577.169	5.4379	5.4330	0.5428	1.594	3.8012
585.636	5.4351	5.4323	0.5418	1.589	3.7991
594.103	5.4323	5.4316	0.5409	1.583	3.7970
602.570	5.4290	5.4307	0.5397	1.578	3.7945
611.036	5.4263	5.4300	0.5388	1.572	3.7925
619.503	5.4255	5.4298	0.5385	1.567	3.7918

LANJUTAN

PERHITUNGAN pH SALURAN PIPA

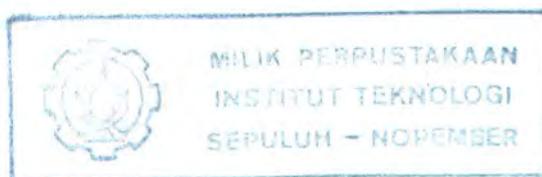
tekanan drop	FeO ₄	Fe ₃ CO ₄	laju korosi
314.7	5.5844	5.4707	0.5933
323.167	5.5774	5.4689	0.5909
331.634	5.5706	5.4672	0.5885
340.100	5.5640	5.4655	0.5862
348.567	5.5576	5.4638	0.5840
357.034	5.5513	5.4622	0.5818
365.501	5.5452	5.4606	0.5797
373.967	5.5457	5.4608	0.5798
382.434	5.5399	5.4593	0.5778
390.901	5.5343	5.4578	0.5759
399.368	5.5288	5.4564	0.5740
407.834	5.5234	5.4550	0.5721
416.301	5.5182	5.4537	0.5703
424.768	5.5130	5.4524	0.5685
433.235	5.5080	5.4511	0.5668
441.701	5.5032	5.4498	0.5651
450.168	5.4984	5.4486	0.5635
458.635	5.4937	5.4474	0.5618
467.102	5.4891	5.4462	0.5603
475.568	5.4846	5.4450	0.5587
484.035	5.4802	5.4439	0.5572
492.502	5.4759	5.4428	0.5557
500.969	5.4717	5.4417	0.5543
509.435	5.4676	5.4406	0.5529
517.902	5.4635	5.4396	0.5515
526.369	5.4595	5.4386	0.5501
534.836	5.4556	5.4376	0.5488
543.302	5.4518	5.4366	0.5475
551.769	5.4480	5.4356	0.5462
560.236	5.4450	5.4348	0.5452
568.703	5.4414	5.4339	0.5440
577.169	5.4382	5.4331	0.5429
585.636	5.4351	5.4323	0.5418
594.103	5.4323	5.4316	0.5409
602.570	5.4290	5.4307	0.5397
611.036	5.4256	5.4298	0.5386
619.503	5.4248	5.4296	0.5383

509.435	5.4676	5.4406	0.5529	1.643	3.8237	0.5260	1.5295
517.902	5.4635	5.4396	0.5515	1.636	3.8207	0.5257	1.5283
526.369	5.4595	5.4386	0.5501	1.630	3.8176	0.5254	1.5271
534.836	5.4556	5.4376	0.5488	1.624	3.8147	0.5251	1.5259
543.302	5.4518	5.4366	0.5475	1.618	3.8118	0.5248	1.5247
551.769	5.4480	5.4356	0.5462	1.612	3.8089	0.5245	1.5236
560.236	5.4447	5.4348	0.5451	1.606	3.8064	0.5243	1.5226
568.703	5.4411	5.4338	0.5438	1.600	3.8037	0.5240	1.5215
577.169	5.4379	5.4330	0.5428	1.594	3.8012	0.5237	1.5205
585.636	5.4351	5.4323	0.5418	1.589	3.7991	0.5235	1.5196
594.103	5.4323	5.4316	0.5409	1.583	3.7970	0.5233	1.5188
602.570	5.4290	5.4307	0.5397	1.578	3.7945	0.5230	1.5178
611.036	5.4263	5.4300	0.5388	1.572	3.7925	0.5228	1.5170
619.503	5.4255	5.4298	0.5385	1.567	3.7918	0.5228	1.5167

LANJUTAN

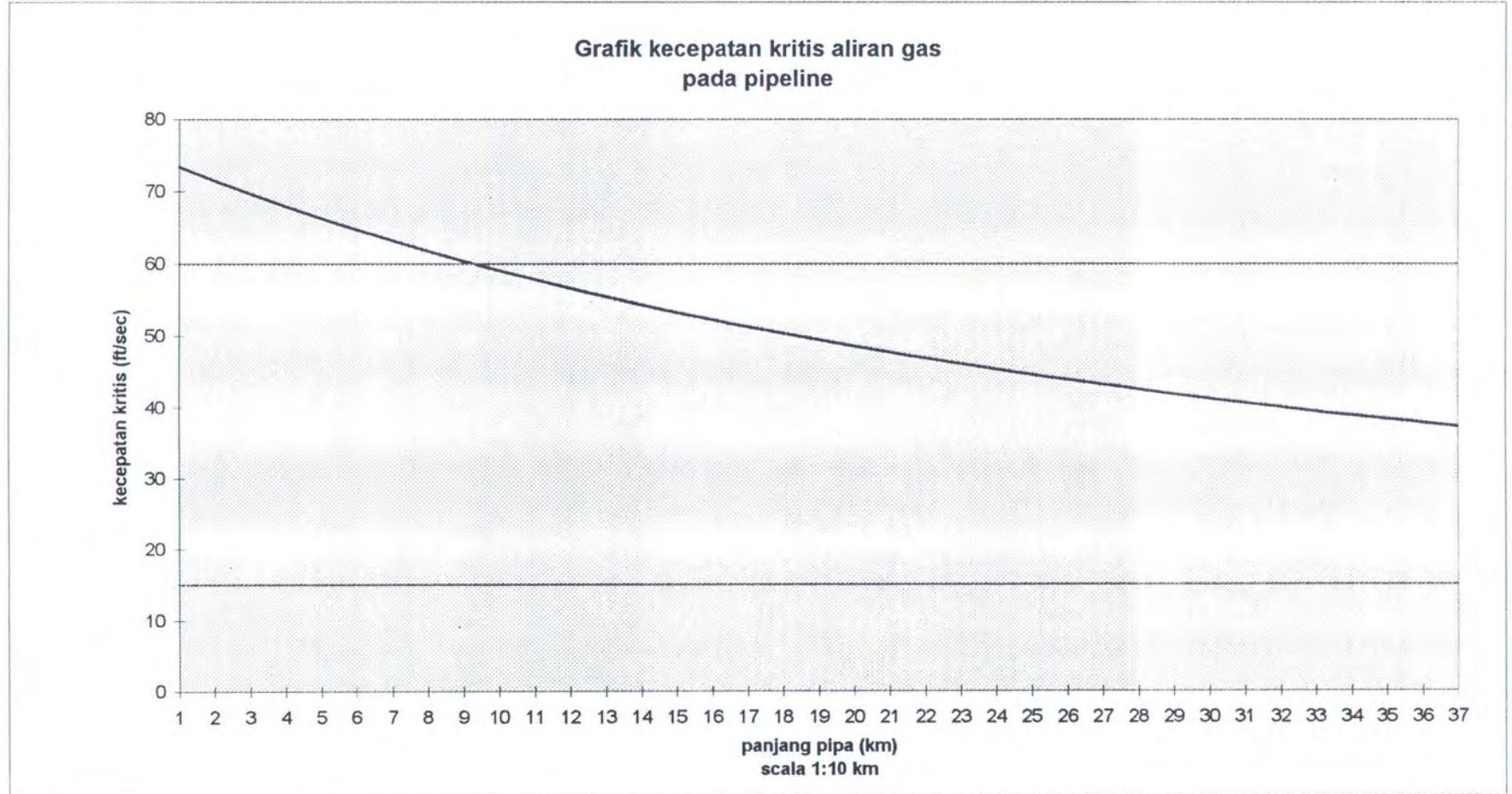
PERHITUNGAN PENGARUH TEKANAN

tekanan bar	reduksi korosi (60 F)	reduksi 30	reduksi 40	reduksi 10	reduksi 60
1	0.997	0.998	0.998	0.997	0.998
10	0.973	0.977	0.977	0.972	0.983
30	0.922	0.932	0.932	0.918	0.950
60	0.850	0.869	0.869	0.843	0.903
100	0.763	0.791	0.791	0.752	0.843
200	0.582	0.626	0.626	0.566	0.711
500	0.259	0.309	0.309	0.241	0.427
1,000	0.067	0.096	0.096	0.058	0.182

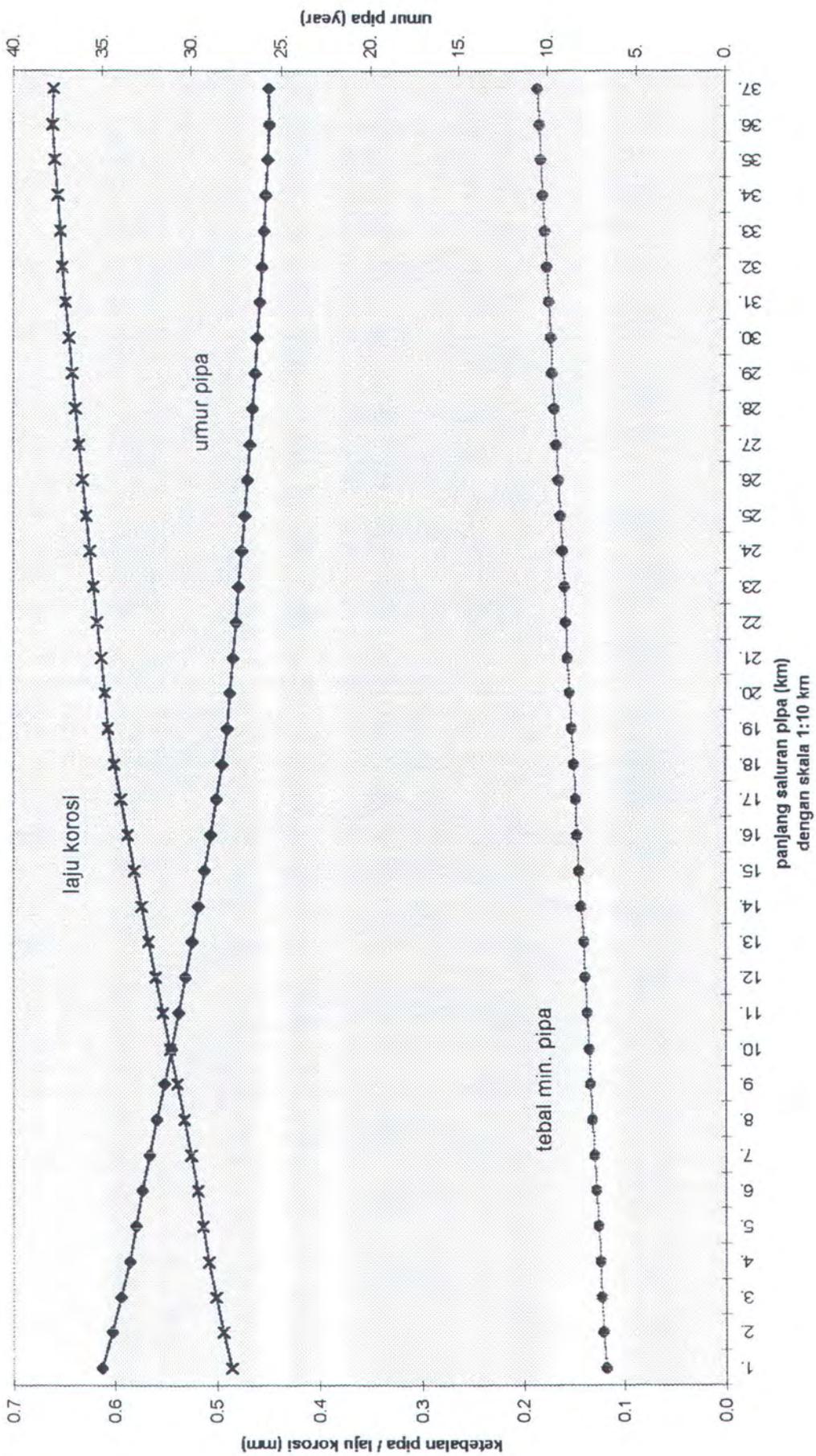


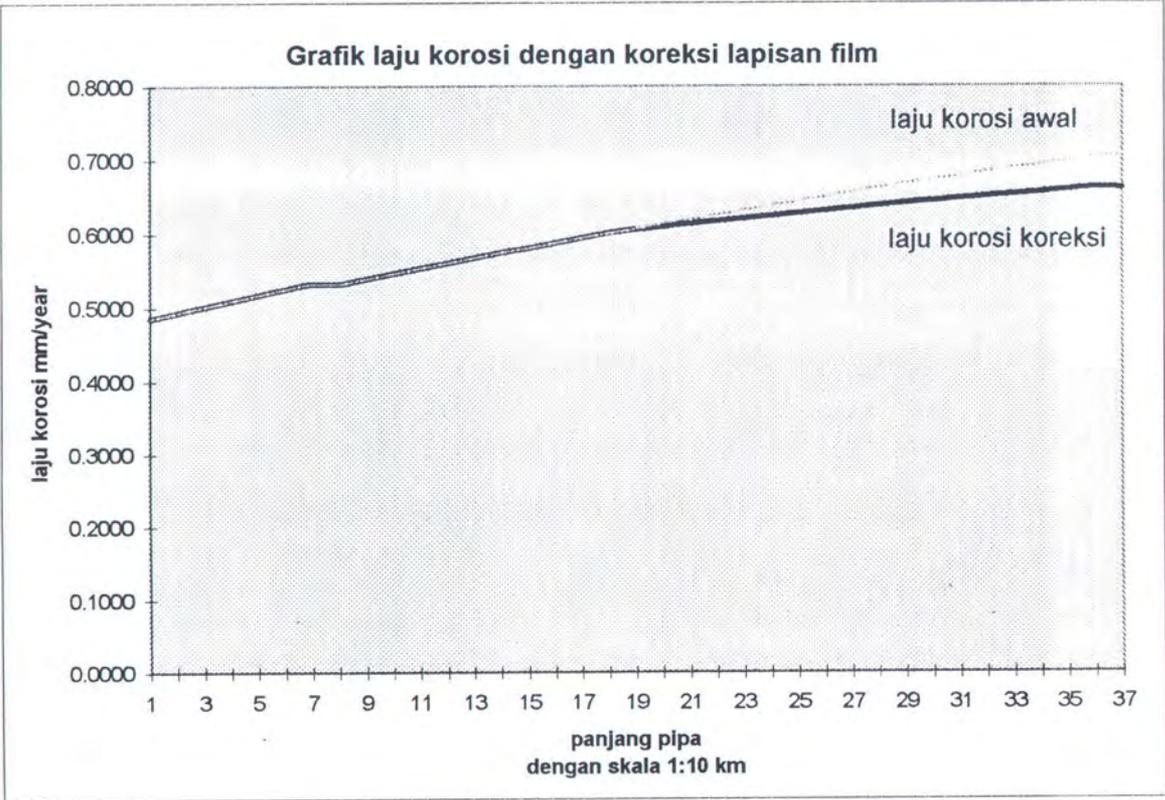
Glikol kons(20)	kons(40)	kons(60)	kons(90)	laju korosi awal	red. kon 40	red.kon 60	red. kon 90
-3.8988	-3.4171	-3.1354	-2.8537	0.4862	0.4860	0.4854	0.4848
-2.7844	-3.4211	-3.1393	-2.8576	0.4942	0.4925	0.4934	0.4928
-2.7882	-3.4249	-3.1432	-2.8614	0.5013	0.4997	0.5006	0.5000
-2.7920	-3.4287	-3.1469	-2.8652	0.5084	0.5068	0.5077	0.5070
-2.7956	-3.4323	-3.1506	-2.8689	0.5138	0.5122	0.5131	0.5124
-2.7993	-3.4360	-3.1542	-2.8725	0.5190	0.5174	0.5183	0.5177
-2.8028	-3.4395	-3.1578	-2.8760	0.5257	0.5241	0.5250	0.5243
-2.8063	-3.4430	-3.1613	-2.8795	0.5322	0.5306	0.5315	0.5309
-2.8097	-3.4464	-3.1647	-2.8829	0.5394	0.5379	0.5387	0.5381
-2.8131	-3.4498	-3.1681	-2.8863	0.5466	0.5450	0.5459	0.5453
-2.8164	-3.4531	-3.1714	-2.8896	0.5536	0.5521	0.5529	0.5523
-2.8197	-3.4564	-3.1746	-2.8929	0.5606	0.5591	0.5599	0.5593
-2.8229	-3.4596	-3.1778	-2.8961	0.5675	0.5660	0.5668	0.5662
-2.8260	-3.4627	-3.1810	-2.8992	0.5743	0.5728	0.5737	0.5731
-2.8291	-3.4658	-3.1841	-2.9023	0.5811	0.5796	0.5804	0.5798
-2.8322	-3.4689	-3.1871	-2.9054	0.5878	0.5863	0.5871	0.5865
-2.8352	-3.4719	-3.1902	-2.9084	0.5944	0.5929	0.5937	0.5932
-2.8382	-3.4749	-3.1931	-2.9114	0.6022	0.6007	0.6015	0.6009
-2.8411	-3.4778	-3.1961	-2.9143	0.6057	0.6042	0.6050	0.6044
-2.8440	-3.4807	-3.1990	-2.9172	0.6100	0.6086	0.6094	0.6088
-2.8468	-3.4836	-3.2018	-2.9201	0.6138	0.6124	0.6132	0.6126
-2.8497	-3.4864	-3.2046	-2.9229	0.6176	0.6162	0.6170	0.6164
-2.8524	-3.4891	-3.2074	-2.9256	0.6213	0.6199	0.6207	0.6201
-2.8552	-3.4919	-3.2101	-2.9284	0.6249	0.6235	0.6243	0.6237

-2.8579	-3.4946	-3.2128	-2.9311	0.6285	0.6271	0.6279	0.6273
-2.8606	-3.4973	-3.2155	-2.9338	0.6320	0.6306	0.6314	0.6308
-2.8632	-3.4999	-3.2182	-2.9364	0.6355	0.6341	0.6349	0.6343
-2.8658	-3.5025	-3.2208	-2.9390	0.6389	0.6375	0.6383	0.6377
-2.8684	-3.5051	-3.2233	-2.9416	0.6422	0.6409	0.6416	0.6411
-2.8709	-3.5076	-3.2259	-2.9441	0.6454	0.6441	0.6448	0.6443
-2.8734	-3.5101	-3.2284	-2.9467	0.6487	0.6473	0.6481	0.6476
-2.8759	-3.5126	-3.2309	-2.9491	0.6516	0.6502	0.6510	0.6504
-2.8784	-3.5151	-3.2334	-2.9516	0.6539	0.6526	0.6533	0.6528
-2.8808	-3.5175	-3.2358	-2.9540	0.6564	0.6550	0.6558	0.6552
-2.8832	-3.5199	-3.2382	-2.9565	0.6594	0.6581	0.6588	0.6583
-2.8856	-3.5223	-3.2406	-2.9588	0.6613	0.6600	0.6608	0.6602
-2.8880	-3.5247	-3.2429	-2.9612	0.6606	0.6593	0.6600	0.6595

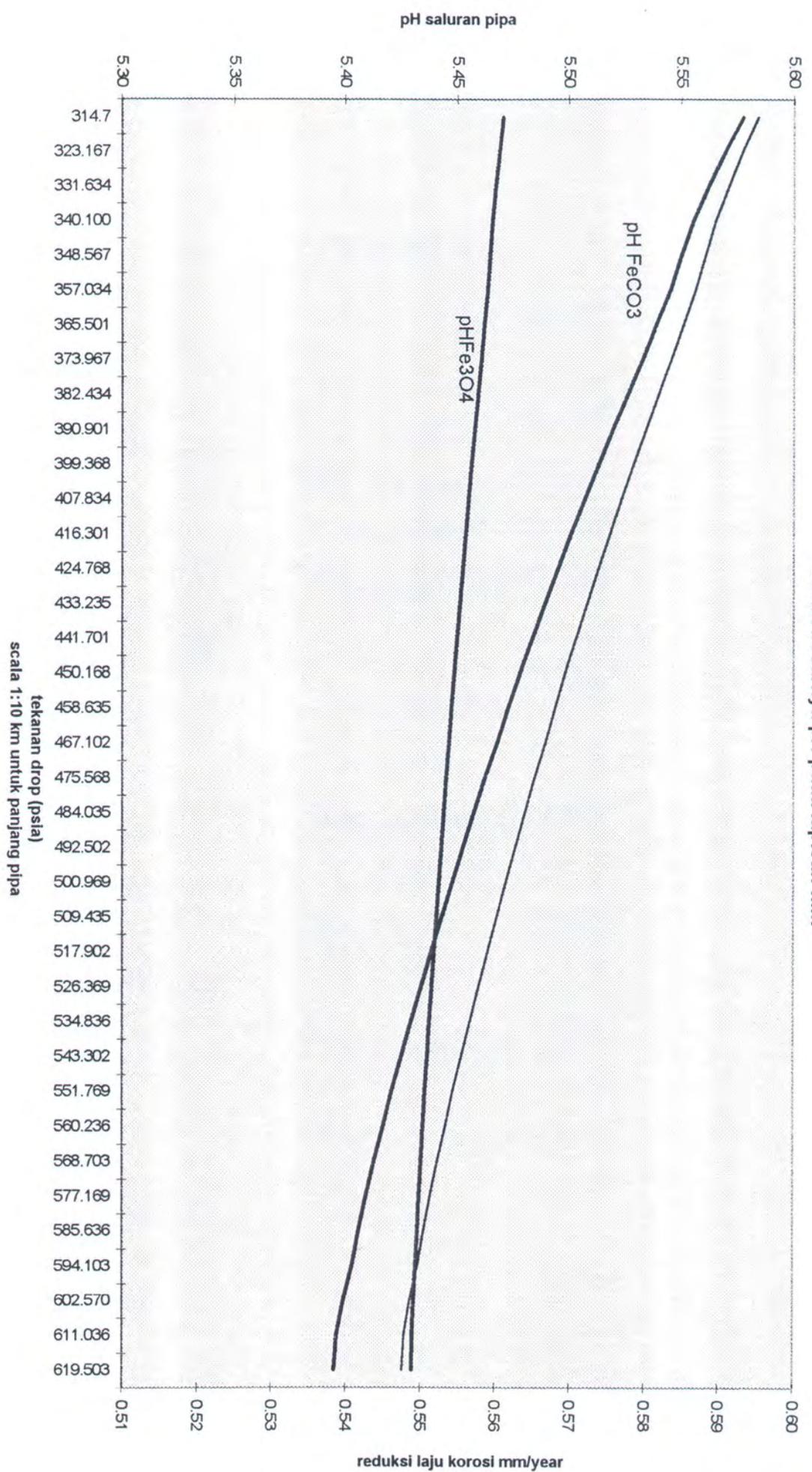


Grafik laju korosi dan umur pipa sepanjang saluran pipa





Grafik besarnya pH pada lapisan film



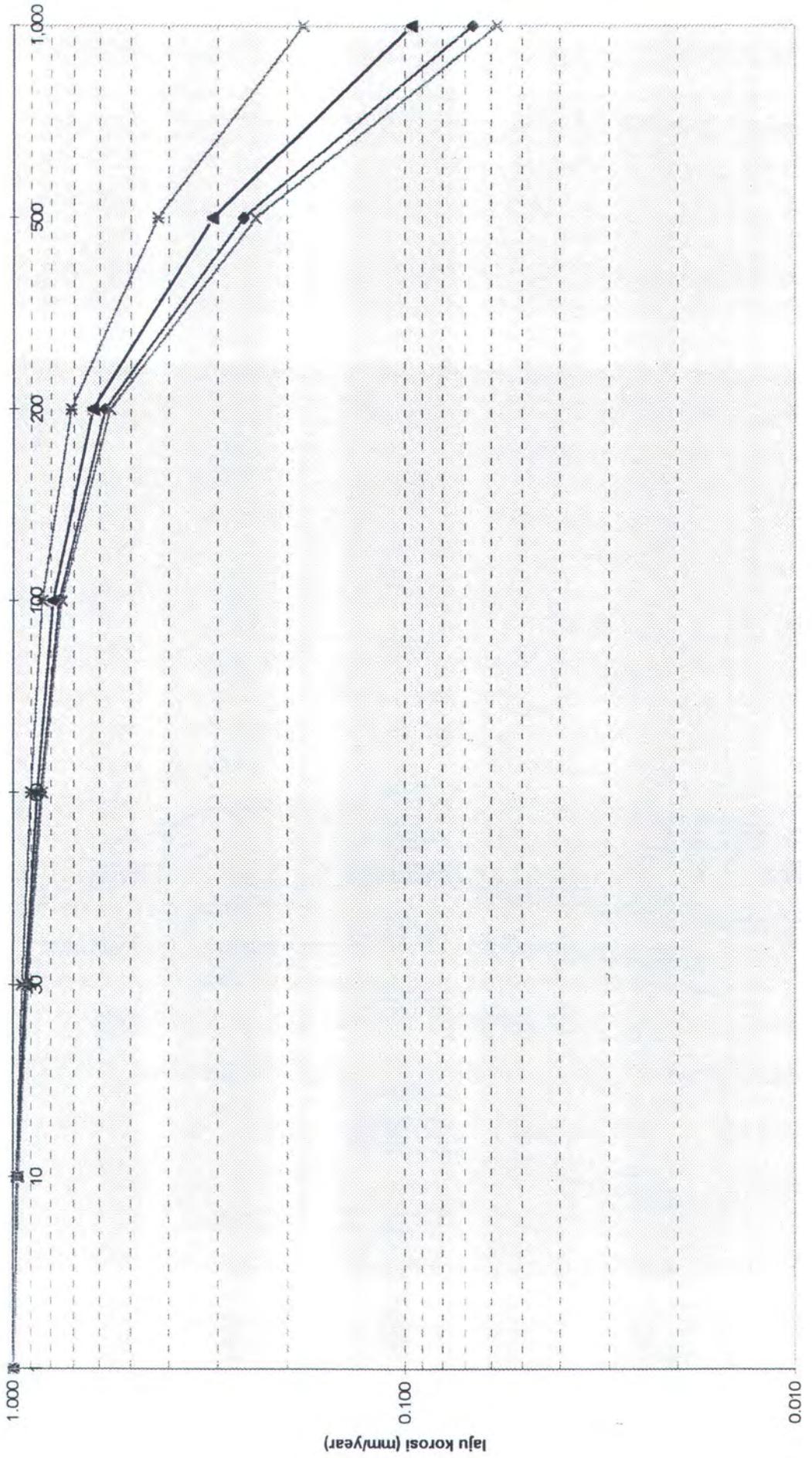
tekanan drop (psia)
scala 1:10 km untuk panjang pipa

pH saluran pipa

reduksi laju korosi mm/year

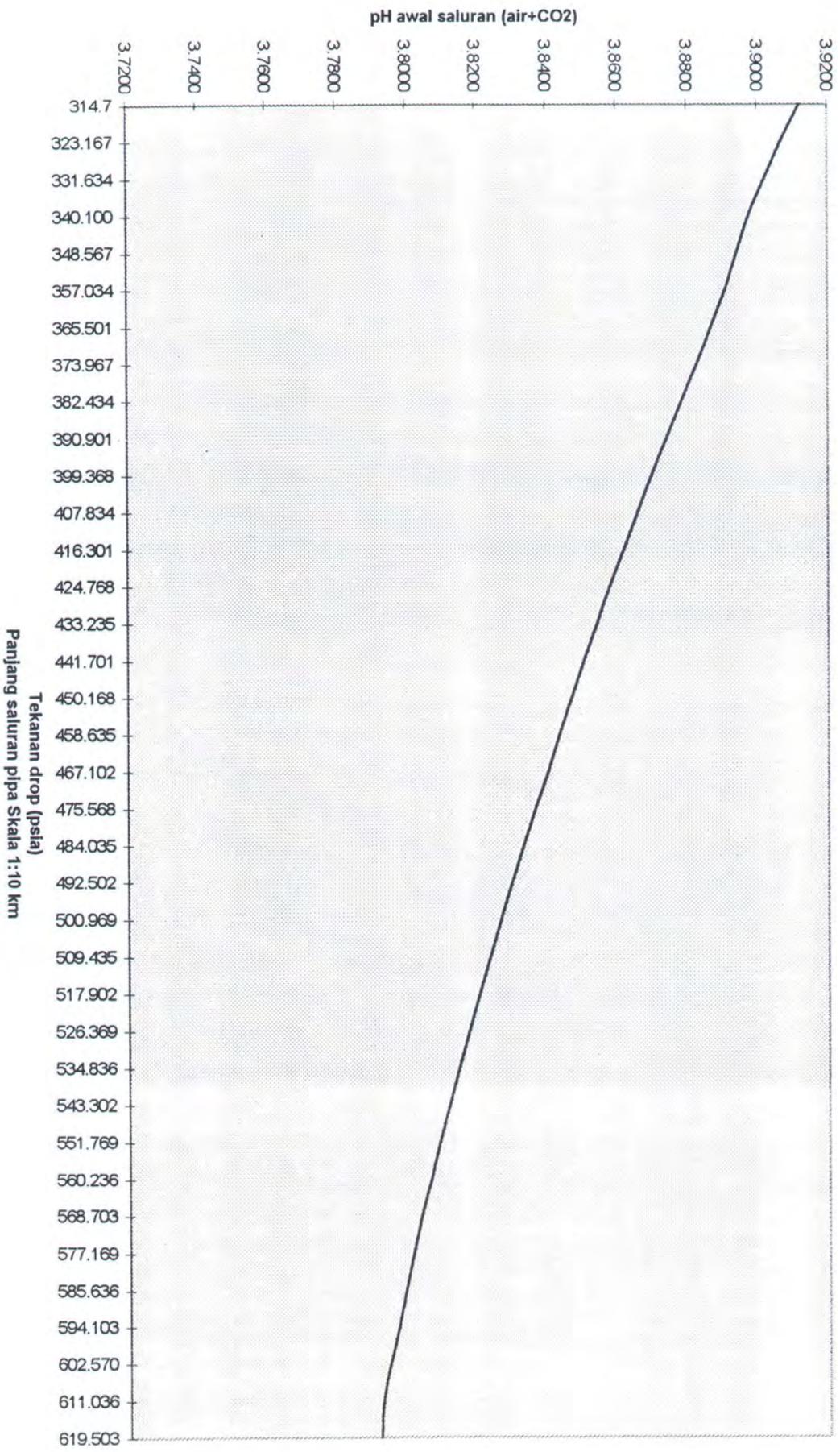
LAMPIRAN B

Grafik pengaruh perubahan tekanan vs suhu



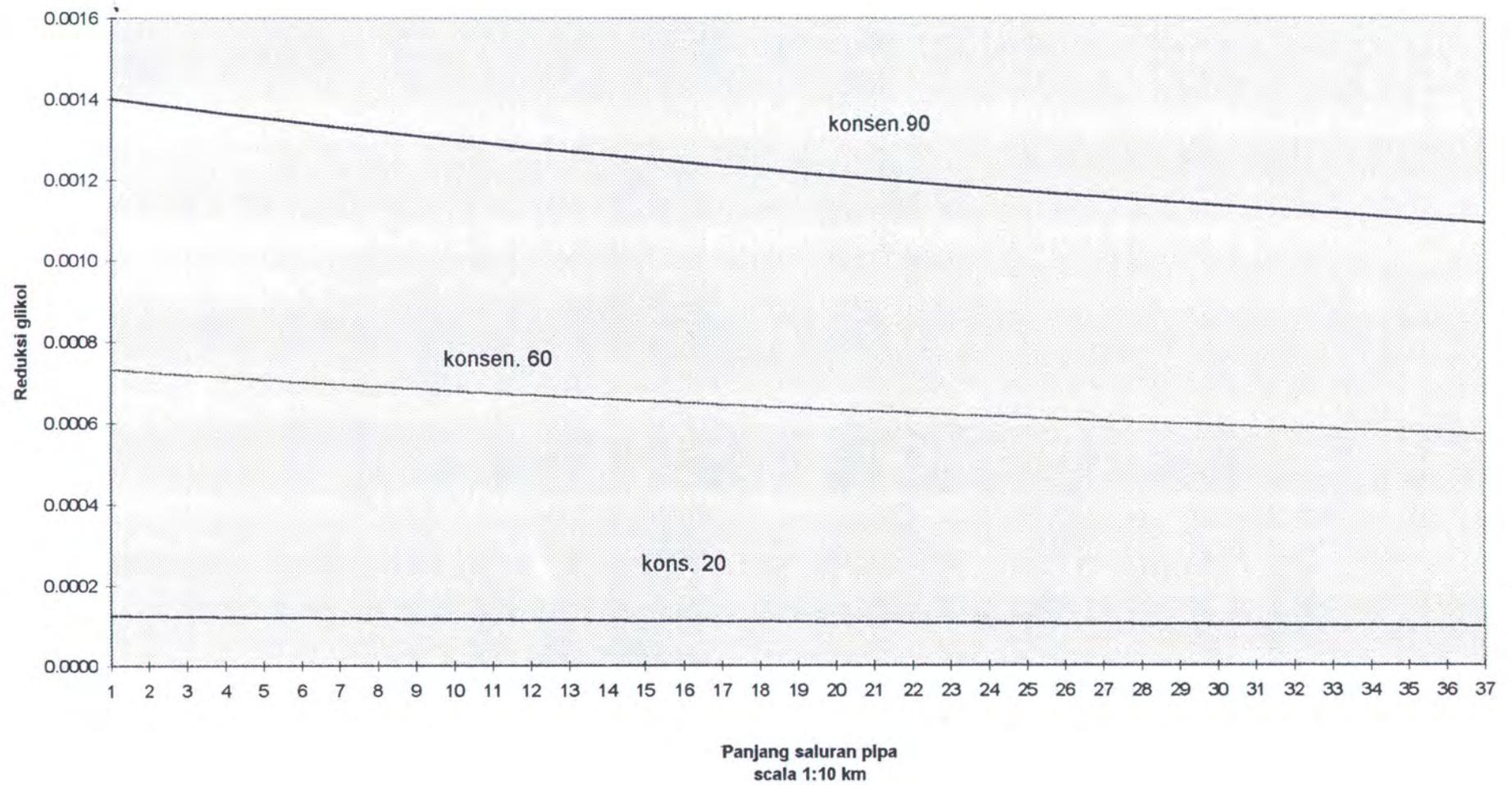
- Series 1 (Diamond marker)
- Series 2 (Square marker)
- Series 3 (Triangle marker)
- Series 4 (X marker)

Grafik besar pH kondisi awal sepanjang pipa



Tekanan drop (psia)
Panjang saluran pipa Skala 1:10 km

Grafik reduksi glikol dengan beberapa konsentrasi



LAMPIRAN C

8.3 COST COMPARISON

In order to compare the technically acceptable alternative wall thickness and steel grade combinations on an economic basis, budget costs were obtained from a Japanese mill (Ref. 8). Table No. 8.2 presents the budget costs for line pipe and buckle arrestors.

TABLE NO. 8.2 LINEPIPE COST COMPARISON

PIPE O.D. (INCH)	PIPE GRADE (API)	WALL THICK. (INCH)	COST PER M.T. (USD/M.T.)	COST PER BUCKLE ARRESTOR (USD)
28	X-52	0.75 (19.1 mm)	710	437
28	X-56	0.75 (19.1 mm)	720	437
28	X-60	0.688 (17.5 mm)	730	437
28	X-65	0.625 (15.9 mm)	740	530

Table No. 8.3 summarises the costs for the various wall thickness and steel grade combinations for the offshore pipeline assuming a total length of 360 km.

8.0 PIPE GRADE AND COST OPTIMIZATION

8.1 GENERAL

This Section of the Report presents an alternative steel grade review by calculating and costing combinations of wall thicknesses and steel grades that will satisfy the internal pressure, external collapse and buckling criteria.

8.2 WALL THICKNESS CALCULATION

The wall thicknesses for different grades of steel are calculated using the same design criteria and procedures used for the grade X-60 pipe. The alternative combinations of wall thickness and steel grade together with the buckle arrestor requirements are presented in Table No. 8.1 below.

TABLE NO. 8.1 ALTERNATIVE STEEL GRADE AND WALL THICKNESS

PIPE O.D. (INCH)	PIPE GRADE (API)	WALL THICKNESS (INCH)	BUCKLE ARRESTOR REQUIREMENTS		
			CRITICAL DEPTH (M)	SPACING (M)	TOTAL NO.
28	X-52	0.75 (19.1 mm)	91	122	820
28	X-56	0.75 (19.1 mm)	98	122	195
28	X-60	0.688 (17.5 mm)	88	122	845
28	X-65	0.625 (15.9 mm)	77	122	920

- Tape Wraps
- Shrink Sleeves
- Fusion Bonded Epoxy (FBE)

Typical infill systems are:

- Asphalt Mastic
- Polyurethane Foam

2.1.5 Sacrificial Anode Design

The design of the Cathodic Protection system is addressed in Section 6.0 of the Report. The pipeline will be cathodically protected by a sacrificial anode system. The proposed anode material is aluminium alloy containing aluminium, zinc and indium (Al-Zn-In) which is marketed as 'Galvalum III'.

The anodes are designed in accordance with the methods outlined in Det norske Veritas, Recommended Practice, RP B401 (Ref. 6).

Anode dimensions and spacings are calculated to satisfy design requirements.

2.2 CONCLUSIONS

The following conclusions are drawn for the work performed:

- The following external anti-corrosion coatings are technically acceptable for the offshore section of the East Java Gas Pipeline:
 - o Coal Tar Enamel
 - o Fusion Bonded Epoxy (FBE)

- The following field joint anti-corrosion coatings are technically acceptable for the offshore section of the East Java Gas Pipeline:

- o Heat Shrink Sleeves
- o Cold Applied Tape
- o Fusion Bonded Epoxy (FBE), (only if the external anti-corrosion coating is FBE)

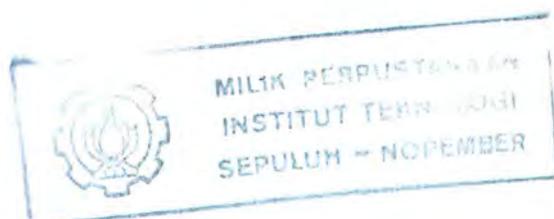
Hot poured asphaltic mastic will be used as the field joint 'infill' material unless the pipelay 'Contractor' proposes a technically acceptable and less expensive method of filling the field joints.

- The following type of sacrificial anodes are technically suitable for the East Java Gas Pipeline:

TABLE 2.1 ANODE CONSTRUCTION DETAIL SUMMARY

Anode Material	Galvalum III (Al-Zn-In)
Construction	Half shell
Mechanical Attachment	Welded anode straps
Electrical Attachment	Thermit Welding (Cadweld)

- The following tables present details of anode dimensions for the offshore pipeline for the concrete coating thicknesses envisaged at this stage in the project.



3.0 DESIGN DATA

3.1 GENERAL

This section of the Report presents the basic data and design parameters upon which the external corrosion protection of the pipeline is undertaken.

The information presented in this section reflects available data and any assumptions made for the purposes of performing the 'Design Basis for Onshore and Offshore Pipelines' (Ref. 1). Where information has been obtained from other sources, appropriate references are included.

3.2 OPERATIONAL AND PROCESS DATA

3.2.1 Service and Size

The external corrosion protection design for the offshore section of the East Java Gas Pipeline is based on the pipeline dimensions contained in Table 3.1.

TABLE 3.1 - SERVICE AND LINE SIZE DATA

SERVICE	NOMINAL SIZE	LENGTH
Gas	28-inch (711 mm)	364 km

3.2.2 Process Design Data

Process design data for the pipeline system is given below:

- Maximum operating temperature : 100°F (37.8°C)
- Design life : 30 years

3.3 MATERIALS AND RELATED DATA

3.3.1 Pipeline Materials Data

The following data will be used for the design:

Steel Pipe,

outside diameter : 28-inch (711 mm)
wall diameter : 0.625-inch (15.9 mm)
steel specification : API 5L
steel grade : X65

Concrete Weight Coating, (Ref. 2),

DISTANCE FROM PAGERUNGAN BESAR ISLAND (km)	LENGTH OF PIPELINE (km)	CONCRETE THICKNESS (inches)
0.00 to 0.62	0.62	2.0
0.62 to 0.80	0.18	4.5
0.80 to 24.00	23.2	2.5
24.00 to 43.00	19	4.5
43.00 to 315.00	272	2.0
315.00 to 345.00	30	2.5
345.00 to 348.10	3.1	4.5
348.10 to 350.10	2.0	3.0
350.10 to 353.40	3.3	2.0
353.40 to 355.60	2.2	2.5

3.3.2 Corrosion Protection

External Coating

The pipeline will be externally coated with a suitable external anti-corrosion coating as determined in this Report.

Cathodic Protection

The pipeline will be cathodically protected by a sacrificial anode system in accordance with the following basic data:

- System life : 30 years
- Seawater resistivity : 20 ohm cm
- Seabed resistivity : 150 ohm cm
- Protection potential : -0.8 V

3.4

PIPELINE INSTALLATION DATA

The pipeline will be installed by a conventional laybarge and will lie exposed on the seabed throughout its design life except for the shore approach and landfall sections of the route which will be trenched and buried.

3.5

PIPELINE DATA (EAST JAVA GAS PIPELINE)

Offshore length	:	356 km
Outside diameter	:	28-inch (711 mm)
Wall thickness	:	0.625-inch (15.9 mm) <i>16 mm</i>
Inside diameter	:	26.75-inch (679.45 mm)
Steel quality	:	API 5L X65 (SMYS - 448 MPa)
Design pressure	:	2000 psig (137.9 barg)
Maximum design temperature	:	100°F (37.8°C)
External coatings	:	coal tar enamel and concrete weight coating

3.6

PROJECT REQUIREMENTS

Presently, three (3) future subsea tie-ins into the East Java Gas Pipeline are identified as shown on Figure 3.2-1. These future tie-ins must be performed without stopping or interrupting the main flow of 'sales gas' through the East Java Gas Pipeline. This requirement is mandatory.

PRODUCT GAS COMPOSITION

A typical Pagerungan gas composition is presented in Table 3.3-1 below:

TABLE 3.3-1 PRODUCT GAS COMPOSITION

COMPONENT	CHEMICAL SYMBOL	MOL %
Nitrogen	N ₂	1.67
Carbon Dioxide	CO ₂	2.66
Methane	C ₁	88.52
Ethane	C ₂	3.79
Propane	C ₃	2.04
iso - Butane	iC ₄	0.36
n - Butane	nC ₄	0.50
iso - Pentane	iC ₅	0.15
n - Pentane	nC ₅	0.12
Hexane	C ₆	0.05
Heptanes plus	C ₇₊	0.14
	TOTAL	100%

PRODUCT GAS SPECIFICATION

Gross Heating Value	:	950 to 1200 BTU/SCF
Specific Gravity	:	0.6 to 0.8 (Air = 1.00)
Temperature	:	18°F to 120°F
Hydrogen Sulfide	:	1 grain/100 SCF
Water Content	:	10 lbs/MMSCF @14.7 psia (60°F) Max.
Gas Hydrocarbon dew point	:	300 psig @60°F
Pressure	:	Not less than 300 psig

TABLE 3.8-1 EAST JAVA GAS PIPELINE PIGGING OPERATIONS

LIFETIME PHASE	OPERATION	TYPE OF PIGS
Installation	Buckle detection	Buckle detection pig
Testing	Cleaning, gauging, flooding	Cup pigs, bi-directional pigs, foam pigs
Commissioning	Dewatering, cleaning, drying	Cup pigs, BI-DI's, foam pigs
Operation	Inspection	Intelligent pigs Kaliper pigs

N.B. No operational pigging other than 'inspection' is anticipated for the offshore section of the East Java Gas Pipeline.

3.8.2 Lateral Incoming/Outgoing Lines

The lateral lines will be pigged during testing and commissioning similar to the East Java Gas Pipeline. The operational pigging requirements of these lines are as yet unknown. However, the actual tie-in facility itself will never be pigged.

CODE REQUIREMENTS

ASME B31.8 (Ref. 3) and DnV '81 (Ref. 2) were checked for references to subsea tie-ins. Neither code has specific references to lateral subsea tie-ins. However, both codes have separate sections on the fabrication details of pipeline components. DnV's section on fabrication details is much less elaborate than the B31.8 code. DnV specifies material compositions and dimensional tolerances for tees and bends as being the same as the line pipe.

In ASME B31.8 valve and flange manufacturing standards are defined. In addition, welded and extruded branch connections and their reinforcement requirements are defined.

Testing the separate components after manufacturing is a requirement specified by both codes.

For installation, the DnV code describes global requirements for subsea tie-ins in general but the ASME code gives no requirements.

For design, both codes have no specific limitations in height, length, type of bends or type of valves.

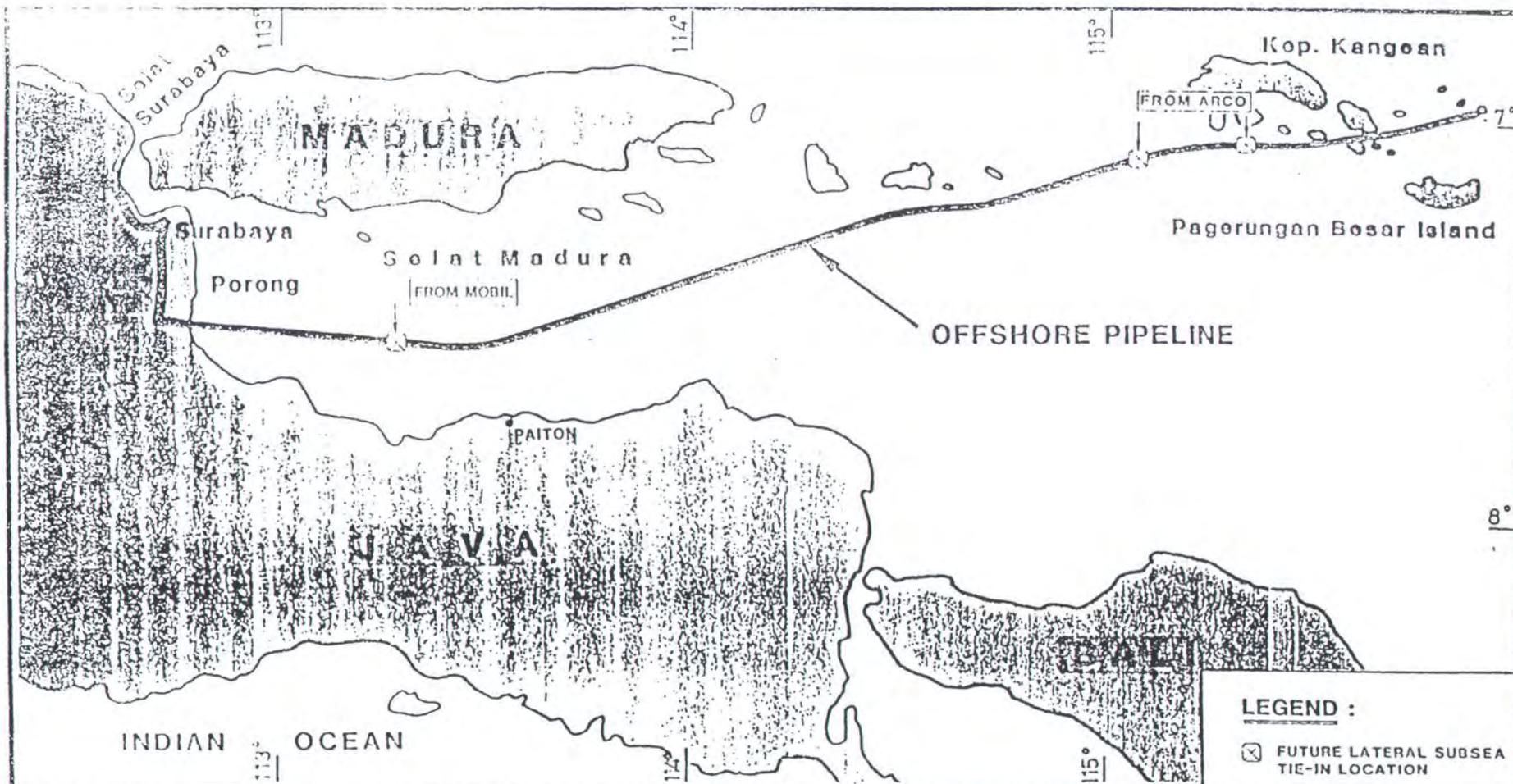
3.8

PIGGING REQUIREMENTS

3.8.1

East Java Gas Pipeline

Table 3.8-1 shows the pigging operations anticipated for the East Java Gas Pipeline during the different stages of its lifetime.



P.T. TRANS JAVA GAS PIPELINE

EAST JAVA GAS PIPELINE

FUTURE LATERAL SUBSEA TIE-IN LOCATIONS



P.T. REKAJASINDO DINAABADI

P.T. RJRA

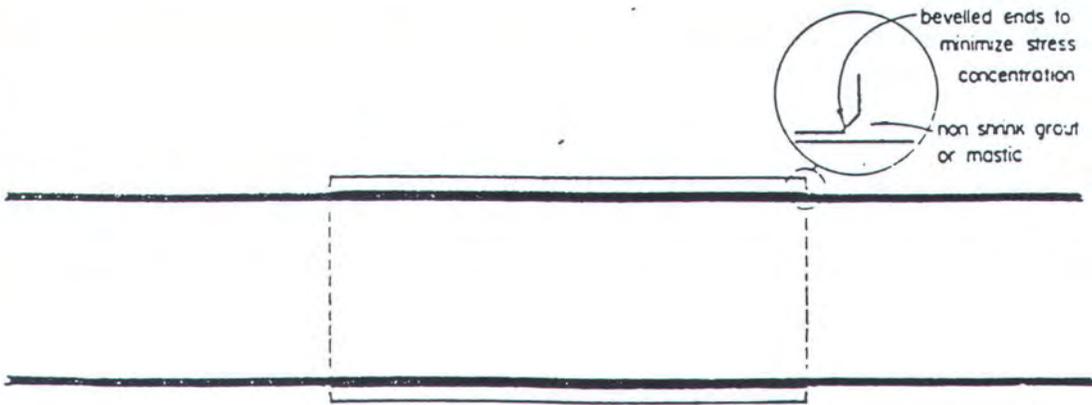
Scale	Drawn	Check	Date	Job No.	Drawing No.	Rev.
AS SHOWN	HALIP	TB	20.11.90	3626.03	FIG. 3.2 - 1	0



HEAVY WALLED CYLINDER OR INTEGRAL ARRESTOR



WELDED RING ARRESTORS



FREE RING ARRESTOR

NOTE: Pipe coatings omitted for clarity

**P.T. TRANS JAVA GAS
PIPELINE (TJGP)**

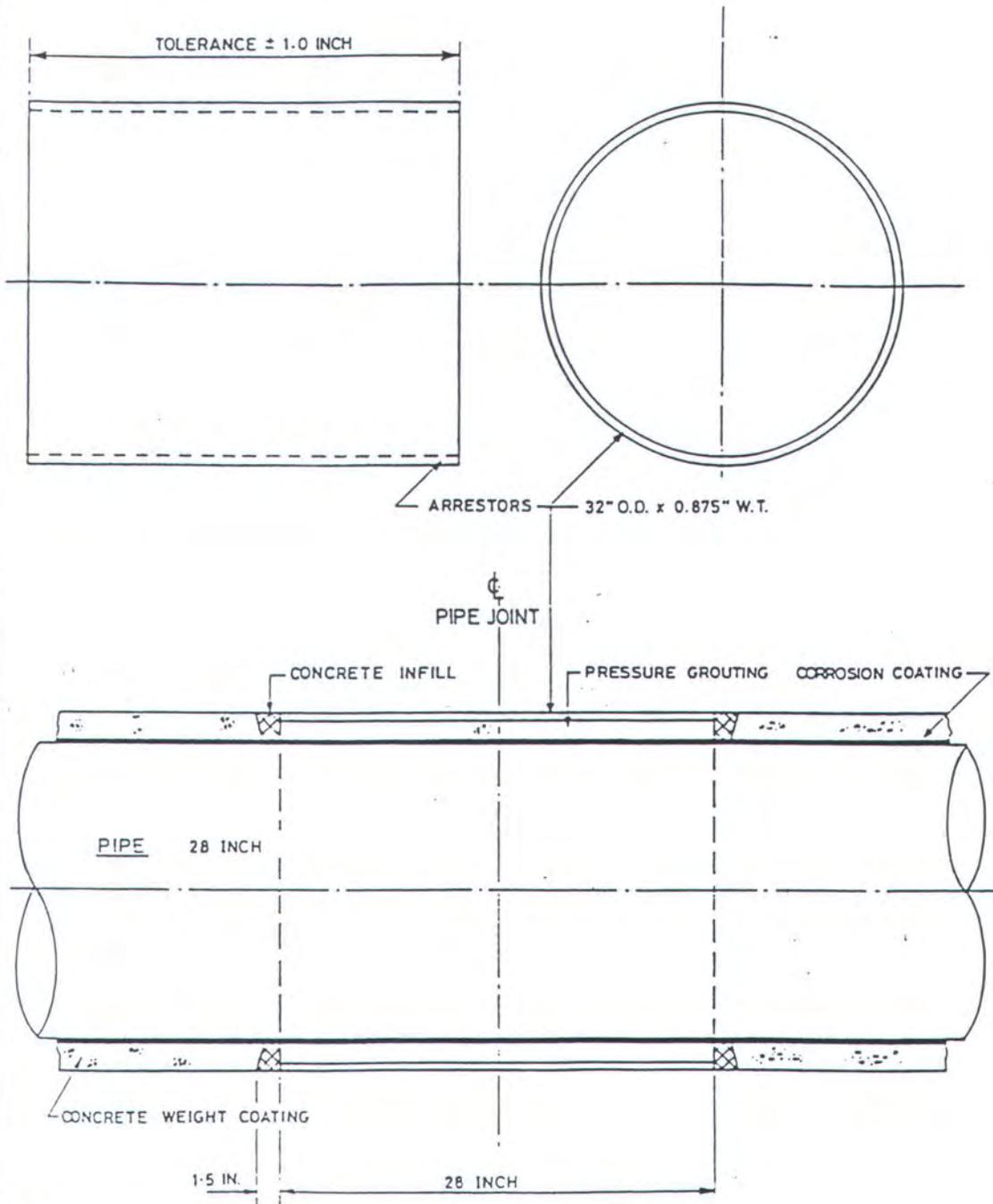
EAST JAVA GAS PIPELINE

TYPES OF BUCKLE ARRESTOR



P.T. REKAJASINDO BINAABADI

Scale	Drawn	Check	Date	Job No.	Drawing No.	Rev.
—	AZ	LCF	3.10.90	3626.03	FIG. 7.1	0



NOTES:-

1. ARRESTOR TO BE INSTALLED IN THE MIDDLE OF THE PIPE JOINT.

**P.T. TRANS JAVA GAS
PIPELINE (TJGP)**

**EAST JAVA GAS PIPELINE
DETAILS AND INSTALLATION
ARRANGEMENT OF ARRESTORS**



P.T. REKAJASINDO BINAABADI

Scale	Drawn	Check	Date	Job No.	Drawing No.	Rev.
—	AZ	LCF	3.10.90	3626.03	FIG. 7.3	0

