

**ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN
FITNESS FOR SERVICE PADA FASILITAS
PRODUKSI OIL DAN GAS LINE DI LEPAS PANTAI
DI LAUT JAWA**

TESIS

Oleh :

HERMAN ANTONO
0606003801



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

**ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN
FITNESS FOR SERVICE PADA FASILITAS
PRODUKSI OIL DAN GAS LINE DI LEPAS PANTAI
DI LAUT JAWA**

Oleh :

HERMAN ANTONO
0606003801



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

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

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis dengan judul :

ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN FITNESS FOR SERVICE PADA FASILITAS PRODUKSI OIL DAN GAS LINE DI LEPAS PANTAI DI LAUT JAWA

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

Depok, 14 Juli 2008

Herman Antono
NPM. 0606003801

PENGESAHAN

Tesis dengan judul :

**ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN FITNESS
FOR SERVICE PADA FASILITAS PRODUKSI OIL DAN GAS
LINE DI LEPAS PANTAI DI LAUT JAWA**

dibuat untuk memenuhi sebagian persyaratan akademis dalam meraih gelar Magister Teknik pada Kekhususan Korosi dan Proteksi Departemen Teknik Metalurgi dan Material Program Pascasarjana Universitas Indonesia. Tesis ini telah diujikan pada sidang ujian tesis pada tanggal 14 Juli 2008 dan dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai tesis pada Departemen Teknik Metalurgi dan Material Fakultas teknik Universitas Indonesia.

Depok, 14 Juli 2008

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi S, DEA
NIP . 131 627 863

Ir. Andi Rustandi, MT
NIP. 131 864 221

UCAPAN TERIMA KASIH

Bismillaahir Rahmaanir Rahiim,

Segala puji dan syukur kehadirat ALLAH SWT Tuhan semesta alam, karena atas lindungan, rahmat dan ridho-NYA penulis bisa menyelesaikan tesis ini. Shalawat serta salam juga penulis sampaikan teruntuk Nabi Muhammad SAW beserta keluarga dan para sahabatnya.

Tesis dengan judul “Assessment Hasil Inspeksi Menggunakan Fitness For Service Pada Fasilitas Produksi Oil Dan Gas Line Di Lepas Pantai Di Laut Jawa” ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan akademis dalam meraih gelar Magister Teknik pada Program Studi Ilmu Material Fakultas Teknik Metalurgi dan Material Program Pascasarjana Universitas Indonesia

Pada kesempatan ini, penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih yang tak terhingga kepada istri tercinta (Asih) dan anak-anak tersayang (Bahiej dan Atika) atas segala limpahan kasih sayang, doa yang tidak pernah terputus dan atas semua dukungannya sehingga penulis bisa menyelesaikan perkuliahan dan pembuatan tesis ini.

Selain itu, penulis juga ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah turut membantu dan mendukung dalam proses penyelesaian tesis ini, karena penulis menyadari atas segala kelemahan dan kekurangan yang penulis miliki, sehingga tanpa bantuan dan dukungan dari pihak lain penulis tidak mungkin dapat menyelesaikan tesis ini.

Secara khusus, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi Soedarsono, DEA, selaku Pembimbing yang telah merelakan sebagian waktunya untuk memberi bimbingan, masukan dan motivasi pada penulis sehingga bisa menyelesaikan tesis ini.
2. Bapak Ir. Andi Rustandi, MT, selaku pembimbing yang telah banyak memberikan masukan dan motivasi tanpa henti pada penulis ditengah banyak kesibukannya sehingga penulis bisa menyelesaikan tesis ini.

3. Bapak Dr. Emil Budianto, Ibu Dra. Sari Katili, MS, Ibu Ir. Yunita Sadeli, MSc. yang telah bersedia meluangkan waktu dan pemikiran untuk menguji dan memberikan masukan berharga untuk tesis ini.
4. Ibu Prof. Dr. Ir. Anne Zulfia, MSc, selaku pembimbing akademik Departemen Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
5. Bapak Dr. Ing. Bambang Suharno, MSc, selaku ketua Departemen Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
6. Bapak Dr. Ir. Winarto, MSc, selaku Wakadep bidang akademik Departemen Metalurgi dan Material Fakultas Teknik Universitas Indonesia.
7. Seluruh dosen dan staf karyawan Departemen Metalurgi dan Material FTUI.
8. Orang tua tercinta Bapak H.W. Koharatmadja & Ibu Hj. Salmun Muchimah serta Bapak H. Kursin Kargan & Ibu Hj. Turiyah Wastro.
9. Keluarga besar PT. Java Velosi Mandiri terutama bapak Rudi, bapak Arif, bapak Purbadi dan semua rekan kerja, atas bantuannya.
10. Serta semua pihak yang telah membantu penulis, yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu.

“Tak ada gading yang tak retak”, penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam tesis ini. oleh karena itu, penulis sangat mengharapkan sekali adanya masukan berupa saran dan kritik dari pembaca demi perbaikan tesis ini.

Akhir kata, semoga penelitian ini dapat bermanfaat sesuai dengan apa yang diharapkan.

Jakarta, 14 Juli 2008

Herman Antono

Herman Antono
NPM 0606003901
T. Metalurgi & Material

Dosen Pembimbing
I. Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi, DEA
II. Ir. Andi Rustandi, MT

**ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN FITNESS
FOR SERVICE PADA FASILITAS PRODUKSI OIL DAN GAS
LINE DI LEPAS PANTAI DI LAUT JAWA**

ABSTRAK

Fitness For Service assessment dilaksanakan untuk memastikan bahwa proses plant equipment, seperti bejana tekan dan perpipaan, akan beroperasi dengan aman dan dapat dipercaya sampai periode yang diinginkan. API 579-1/ASME FFS-1 menyediakan suatu prosedur yang umum untuk *Fitness For Service assessment*. Prosedur *assessment* ini akan mengevaluasi kondisi saat ini, yaitu sisa kekuatan equipment dimana sudah mengalami penurunan dibandingkan kondisi awalnya. Mekanisme penurunannya pada umumnya disebabkan oleh korosi, korosi local dan piting. Metoda untuk mengevaluasi kekuatan dan sisa umur pakai dari equipment berisi jenis-jenis degradasi akan diperkenalkan dan direview.

Penelitian ini menguraikan proses perhitungan dan analisa dengan menggunakan metoda *Fitness For Service* (FFS) menurut API 579-1/ASME FFS-1, terhadap data hasil inspeksi pada piping fasilitas produksi minyak dan gas bumi yang diperoleh berdasarkan *Risk Based Inspection* (RBI) menurut API RP 580.

Hasil *assessment* berdasarkan API 579-1/ASME FFS-1 dapat merekomendasikan secara akurat apakah fasilitas piping tersebut mengalami “*derate*”, “*repair*” atau “*replace*”.

Kata kunci : fitness for service, kekuatan, sisa umur pakai, rekomendasi

Herman Antono

Counsellor

NPM 0606003901

I. Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi, DEA

Metallurgy & Material Eng.

II. Ir. Andi Rustandi, MT

**ASSESSMENT HASIL INSPEKSI MENGGUNAKAN FITNESS
FOR SERVICE PADA FASILITAS PRODUKSI OIL DAN GAS
LINE DI LEPAS PANTAI DI LAUT JAWA**

ABSTRACT

Fitness for service assessment is performed to make sure that process plant equipment, such as pressure vessels and pipings, will operate safely and reliably for some desired future period. API 579-1/ASME FFS-1 provides a general procedure for assessing fitness for service. The assessment procedure evaluates the remaining strength of the equipment in its current condition, which may be degraded from its original conditions. Common degradation mechanisms include general corrosion and localized corrosion. Methods for evaluating the strength and remaining service life of equipment subjected to these types of degradation are presented and reviewed.

This research elaborates process calculation and analysis by using Fitness For Service (FFS)method according to API 579-1/ASME FFS-1. Data of inspection results of gas and oil producing piping facilities are obtained based on Risk Based Inspection (RBI) according to API RP 580

Those assessment results which based on API 579-1/ASME FFS-1 have been analyzed accurately whether its recommendation is “Derate”, “Repair” or “Replace”.

Key Word : fitness for service, strength, remaining service life, recommendation

DAFTAR ISI

	Halaman
JUDUL PENELITIAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	ii
LEMBAR PERSETUJUAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Perumusan Masalah	2
I.3 Tujuan Penelitian	2
I.4 Batasan Masalah	2
I.5 Sistematika Penulisan	3
BAB II DASAR TEORI	4
II.1 Proses Produksi Minyak dan Gas	4
II.1.1 Gathering System (Proses Pengumpul)	5
II.1.2 Sistem Pemisah Gas & Minyak	6
II.1.3 Sistem Kompresi Pengolahan Gas	7
II.2 Design Ketebalan	11
II.3 Risk Based Inspection Assessment	12
II.4 Fitness For Service Assessment	15

BAB III METODOLOGI PENELITIAN	21
BAB IV DATA	22
IV.1 Design Data	22
IV.2 Spesifikasi Design Pipa	24
IV.3 Spesifikasi Material Pipa	26
IV.4 Data Inspeksi	27
BAB V ANALISA DATA	32
V.1 Perhitungan Corrosion Rate Pipa	32
V.2 Perhitungan MAOP Dengan Metode RBI (Kiefner)	37
V.3 Perhitungan MAOP/MAWP Dengan Metode FFS	44
V.4 Perbandingan Perhitungan MAOP/MAWP Dengan Metode RBI Dan Metode FFS	48
BAB VI KESIMPULAN	51
DAFTAR PUSTAKA	52
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman	
Gambar 2.1	Skema proses pengolahan minyak dan gas	4
Gambar 2.2	Gambar sebuah <i>wellhead</i>	5
Gambar 2.3	Suatu manifold pada produksi gas onshore	6
Gambar 2.4	Bejana <i>gravity separator</i>	7
Gambar 2.5	Skema tahapan kompresi gas	8
Gambar 2.6	<i>Tube heat exchanger</i>	9
Gambar 2.7	<i>Scrubber</i> dan <i>reboiler</i>	9
Gambar 2.8	Gambar skema kompresor sentrifugal	10
Gambar 2.9	Skema <i>working windows</i> dari kompresor	11
Gambar 2.10	Prinsip dari RBI	14
Gambar 2.11	Proses pemompaan pada reservoir	16
Gambar 2.12	Segitiga teknologi multi-disiplin dalam <i>FFS assessments</i>	17
Gambar 2.13	Bagan standar API 579-1/ASME FFS-1	19
Gambar 2.14	Data ideal yang dibutuhkan untuk melakukan FFS assessment	20
Gambar 3.1	Diagram alir metodologi penulisan tesis	21
Gambar 5.1	Laju korosi rata-rata pada <i>compression section</i>	37
Gambar 5.2	Laju korosi rata-rata pada <i>flow section</i>	37
Gambar 5.3	Rangkuman hasil perhitungan MAOP <i>compression section</i>	43
Gambar 5.4	Rangkuman hasil perhitungan MAOP di <i>flow section</i>	44
Gambar 5.5	Rangkuman hasil perhitungan MAOP <i>compression section</i>	46
Gambar 5.6	Rangkuman hasil perhitungan MAOP <i>flow section</i>	47
Gambar 5.7	Perbandingan perhitungan MAOP/MAWP antara RBI dan FFS	48
Gambar 5.8	Hasil rekomendasi RBI	49
Gambar 5.9	Hasil rekomendasi FFS	49

DAFTAR TABEL

		Halaman
Tabel 4. 1	Spesifikasi desain pipa pada kesepuluh jalur yang dibahas	24
Tabel 4. 2	Jenis baja karbon yang digunakan pada CS dan FS	26
Tabel 4. 3	Sifat mekanis minimum API 5L X52 dan X56	27
Tabel 4. 4	Hasil inspeksi visual dan pengukuran UT pada jalur pipa CS	28
Tabel 4. 5	Hasil inspeksi visual dan pengukuran UT pada jalur pipa FS	30
Tabel 5. 1	Pengelompokan kualitatif laju korosi	32
Tabel 5. 1	Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada CS	32
Tabel 5. 2	Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada FS	34
Tabel 5. 3	Perhitungan manual pada <i>compression section</i>	38
Tabel 5.4	Perhitungan manual pada <i>flow section</i>	40
Tabel 5.5	Hasil perhitungan FFS pada jalur <i>compression section</i>	45
Tabel 5.6	Hasil perhitungan FFS pada jalur <i>flow section</i>	46

DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran A Data Hasil Kalkulasi RBI
- Lampiran B Hasil Perhitungan Kembali Kalkulasi RBI
- Lampiran C Hasil Kalkulasi FFS



BAB I

PENDAHULUAN

I. 1 LATAR BELAKANG

Pada saat ini sektor minyak dan gas (MIGAS) menjadi andalan yang perlu ditingkatkan kontribusinya guna menunjang perekonomian nasional. Pada perusahaan produksi dan eksplorasi MIGAS selalu dihadapkan pada banyak sekali permasalahan terutama pada peralatan dan system pemipaan yang diakibatkan oleh pengaruh lingkungan operasinya seperti korosi, erosi dan lain-lain.

Korosi adalah salah satu bentuk kerusakan yang mengganggu manusia sejak manusia mulai menggunakan logam. Kegagalan sistem (*failure*) akibat korosi adalah hal yang tidak bisa ditolerir, terutama ketika hal tersebut melibatkan penghentian proses diluar rencana (*unplanned shutdown*), pencemaran terhadap lingkungan, maupun kecelakaan yang menyebabkan cedera dan korban jiwa. Oleh karena itu perlu dilakukan suatu tindakan pencegahan yaitu inspeksi secara berkala dan berkesinambungan, baik pada saat proses desain maupun saat tahap pengoperasian sistem, terutama pada sistem yang sudah berumur tua dan melewati umur desainnya.

Akan tetapi terkadang hasil inspeksinya kurang begitu memuaskan terutama dari hasil rekomendasi yang dikeluarkan setelah dilakukan inspeksi. Karena itu diperlukan suatu metode agar rekomendasi yang dikeluarkan bisa lebih diterima dan dapat dipertanggung jawabkan.

Fitness For Service Assessment adalah suatu analisa *multi-disciplinary engineering* dari equipment untuk menentukan apakah equipment tersebut sudah sesuai untuk dilanjutkan service-nya sampai akhir dari suatu periode operasi yang diinginkan, seperti sampai turnaround yang berikutnya atau perencanaan shutdown. Pertimbangan umum untuk meng-assess fitness for service dari equipment termasuk temuan dari inspeksi seperti korosi, penipisan suatu area (LTA) atau crack dan lain lain. Produk utama dari *Fitness For Service* adalah (1) suatu keputusan untuk run, alter, repair, monitor, atau replace dari equipment dan (2) guidance interval pemeriksaan pada equipment. *Fitness For Service* menerapkan metode analisis untuk mengevaluasi kekurangan-kekurangan, kerusakan, dan penuaan material. Metode analisis itu didasarkan pada analisis tegangan, tetapi juga memerlukan informasi tentang operasi equipment, pengujian tidak

merusak (NDE), dan properties material. Analisis tegangan bisa dilakukan dengan rumusan-rumusan atau desain yang standar atau atas *Finite Element Analysis* (FEA). Dengan teknologi komputer yang modern, pemakaian FEA adalah sungguh umum. Fitness for service memerlukan informasi tentang kondisi operasi yang lampau dan perkiraan dari kondisi operasi yang masa depan. Interaksi dengan personil operasi diwajibkan untuk memperoleh data ini. NDE digunakan untuk menempatkan, ukuran, dan menandai flaw. Material properties diperlukan termasuk informasi damage mekanisme material dan kerusakan di dalam lingkungan, terutama akibat korosi dan temperatur.

I. 2 PERUMUSAN MASALAH

Masalah yang diangkat pada tesis ini adalah penilaian kelayakan penggunaan equipment pada suatu fasilitas produksi lepas pantai MM serta interval inspeksi berikutnya. Penilaian kelayakan tersebut dilakukan dengan memperhatikan nilai ketebalan equipment tersebut dan dihitung dengan menggunakan API 579-1/ASME FFS-1 (*Fitness For Service*).

I. 3 TUJUAN PENELITIAN

Diharapkan tesis ini dapat menunjukkan dampak korosi pada ketebalan pipa dan kekuatannya serta kelayakan penggunaannya sehingga bisa dibuat program inspeksi dan maintenancenya pada kondisi operasional seperti yang telah diatur dalam standar API 579-1/ASME FFS-1, untuk selanjutnya diharapkan bahwa penelitian ini dapat diaplikasikan sehingga keinginan untuk mengurangi *unplanned shutdown* bisa terlaksana.

I. 4 BATASAN MASALAH

Pada tesis ini hanya akan dilakukan proses perhitungan dan analisa pada jalur pipa MGL dan MOL pada platform lepas pantai MM dengan menggunakan data hasil inspeksi yang dilakukan berdasarkan *Risk based Inspection* (RBI) menurut API RP 580.

I. 6 SISTEMATIKA PENULISAN

Agar laporan tesis ini dapat lebih mudah dibaca dan sistematis dalam penyusunannya, maka laporan ini akan dibuat sesuai dengan acuan pembuatan tesis yang digunakan di Fakultas Teknik Universitas Indonesia (FT-UI) dan tersusun sebagai berikut :

1. Bab I : Pendahuluan

Pada bab ini, akan dituliskan dasar dan pokok pemikiran dari dilakukannya penelitian tugas akhir ini

2. Bab II : Dasar Teori

Dasar teori yang akan dituliskan pada bagian ini adalah yang berhubungan dengan jalur pipa pengalir gas, dan standar yang digunakan sebagai acuan pada penelitian tesis ini yaitu API RP 580 dan API 579-1/ASME FFS-1

3. Bab III : Metodologi Penelitian

Bagian ini berisi metodologi penelitian yang akan dilakukan

4. Bab IV : Data

Bagian ini akan berisi tentang perhitungan kembali nilai kekuatan pipa dan analisa kelayakan penggunaan jalur pipa tersebut dalam kondisi operasi saat ini

5. Bab IV : Analisa Data

Bagian ini akan berisi tentang perhitungan kembali nilai kekuatan pipa dan analisa kelayakan penggunaan jalur pipa tersebut dalam kondisi operasi saat ini menggunakan *Fitness For Service* (API 579-1/ASME FFS-1)

6. Bab IV : Kesimpulan

Bab terakhir ini akan menyimpulkan hasil penelitian ini dan saran-saran yang berhubungan dengan penelitian sejenis

7. Tambahan (lampiran data dan gambar)

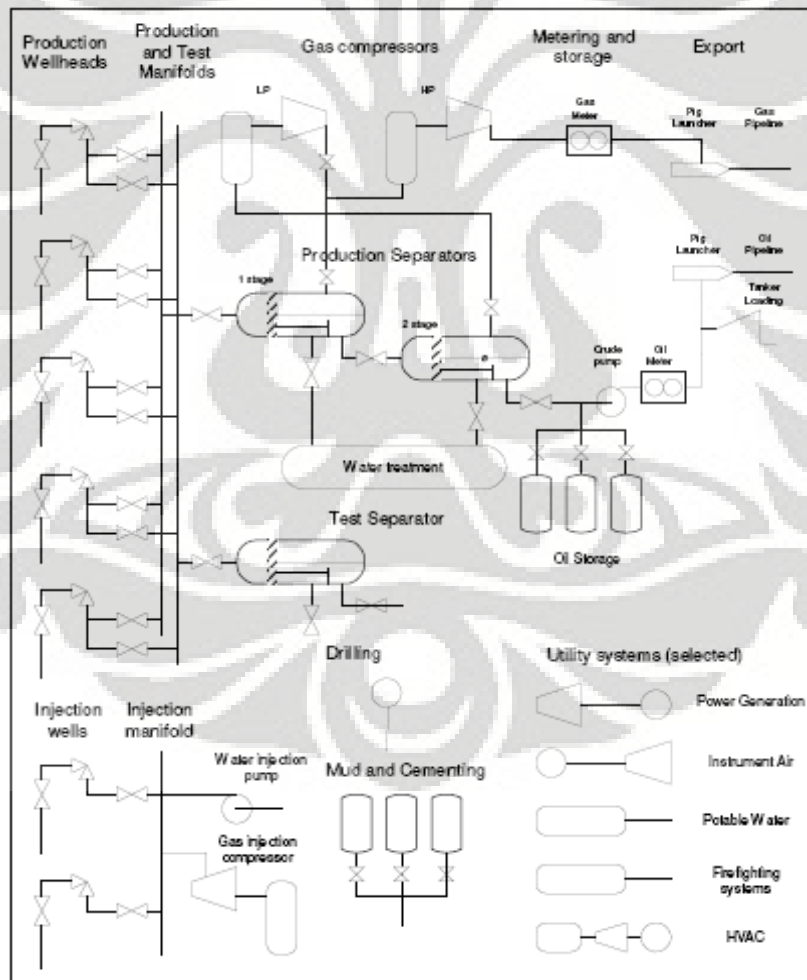
Pada bagian ini akan diisi dengan data dan gambar temuan yang menggambarkan kondisi dari kilang tersebut dan mendukung proses penelitian ini

BAB II

DASAR TEORI

II. 1 PROSES PRODUKSI MINYAK DAN GAS

Minyak dan gas yang akan diolah diambil dari dalam tanah dengan menggunakan sumur-sumur pompa, baik di darat (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*). Proses pengambilan minyak dan gas alam baik di darat, ataupun laut dan tanpa memperhatikan kedalaman penggaliannya, secara umum memiliki prinsip yang sama. Secara sederhana, prosesnya dapat dilihat pada gambar skematik di gambar 1.1 (ABB, *Oil And Gas Production Handbook*, 2006. hal 6).



Gambar 2.1 Skema proses pengolahan minyak dan gas

Dalam suatu sistem distribusi produksi, skematik proses diatas dapat kita bagi menjadi empat (4) sistem besar, yaitu sistem pengumpul (*gathering system*), sistem GOSP (*Gas and Oil Separation Platform*), sistem kompresi, dan sistem penyimpanan (*storage*).

II.1.1 *Gathering System* (Sistem Pengumpul)

Disebelah kiri dari gambar skematik diatas adalah sumur (*wellheads*). Fungsi bagian sumur tersebut adalah untuk memompa dan mendistribusikan gas dan minyak mentah menuju ke bagian pompa *manifold* produksi dan pengujian. Bagian ini disebut dengan *gathering system*.



Gambar 2.2 Gambar sebuah *wellhead*

Saat suatu sumber minyak dan gas alam yang baru sudah ditemukan dan memang memiliki nilai ekonomis karena kandungan gasnya yang mencukupi jumlahnya (*viable*), maka perlu dibuat sebuah sumur pompa diatasnya (*wellheads*) untuk memastikan aliran gas dan minyak keluar dari permukaan tanah dengan lancar dan konsisten jumlahnya. Proses ini diawali dengan membuat suatu *casing* dan penguatnya serta menghitung tekanan di dalam sumur untuk memastikan aliran yang efisien. Laju aliran diatur oleh sebuah *choke*.

Pada produksi *onshore*, aliran gas dan minyak dari masing-masing sumur akan digabungkan dengan aliran dari sumur lain dan dibawa menuju sistem produksi utama lewat suatu jaringan pipa dan sistem *manifold*. Proses ini bertujuan untuk membuat suatu *well set* (kelompok sumur) produksi. Dengan adanya well set ini maka untuk suatu target produksi tertentu akan dapat dipilih variasi komposisi aliran dan penggunaan dari sumur yang dapat berproduksi pada saat itu.

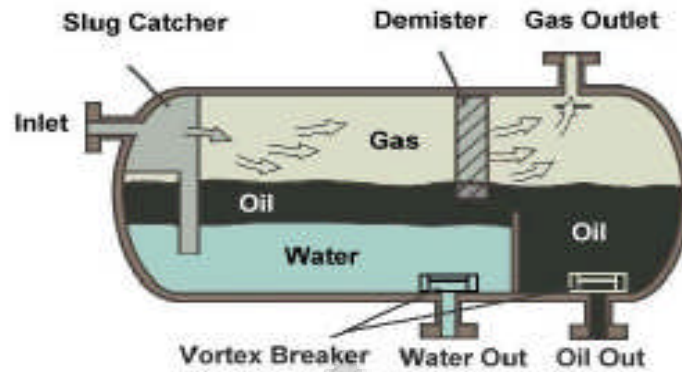


Gambar 2.3 Suatu manifold pada produksi gas onshore

Sementara pada produksi *offshore*, minyak dan gas akan dipompa lewat pompa kering langsung menuju ke bagian pipa produksi, sedangkan minyak dan gas yang dipompa oleh sumur yang terdapat diluar *main platform* akan dialirkan menuju ke bagian *riser* produksi. Riser adalah bagian yang membuat pipa menuju ke struktur platform diatas permukaan laut.

II.1.2 Gas And Oil Separation Platform (Sistem Pemisah Gas Dan Minyak)

Pada beberapa sumur tertentu, gas yang dialirkan sudah memiliki konsentrasi yang diinginkan dan murni dari pengotor sehingga dapat langsung dialirkan menuju bagian pengolahan dan kompresi. Namun seringkali gas yang dipompa dari sumur merupakan gabungan senyawa gas yang berbeda dengan campuran minyak dan air, ditambah dengan zat pengotor. Oleh karena itu, kebanyakan gas dari sumur harus mengalami pengolahan dan pemisahan terlebih dahulu. Proses pemisahan yang paling sederhana adalah dengan menggunakan prinsip pemisahan secara berat jenis (*gravity separator*). Pada prinsip pemisahan ini aliran fluida dari pompa akan dialirkan kedalam bejana horizontal (*horizontal vessel*). Periode penyimpanan di bejana ini adalah selama 5 menit, untuk memberikan kesempatan bagi gas untuk keluar ke atas dan bagi air untuk bergerak ke bagian bawah bejana (karena berat jenisnya adalah lebih berat dibanding gas dan minyak), sementara minyak akan berada di tengah.



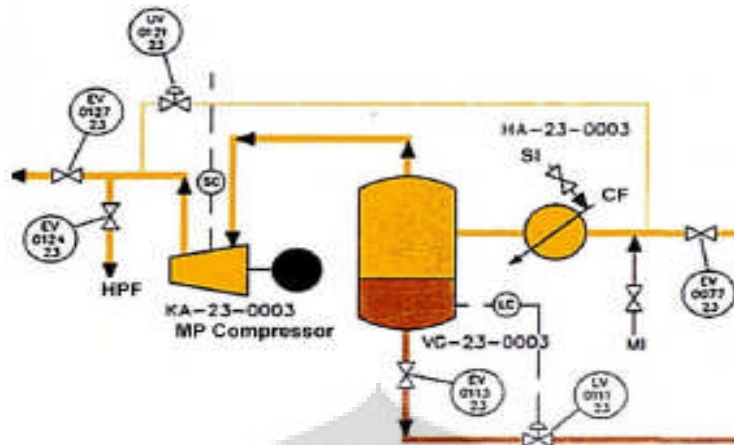
Gambar 2.4 Bejana *gravity separator*

Di dekat mulut *inlet* bejana *gravity separator*, dilengkapi dengan adanya komponen *slug catcher*, fungsinya adalah untuk menyaring dan memisahkan *slug* seperti gelembung udara yang terlalu besar ataupun padatan besar yang terbawa. Pada bagian *inlet* diharapkan aliran fluida yang masuk berada dalam kondisi yang mendekati turbulen sehingga gelembung udara akan lebih mudah tersaring keluar. Pada bagian *outlet* dilengkapi dengan *vortex breaker* dan *demister*. Keduanya diletakkan di dekat bagian *outlet* untuk memastikan bahwa separasi yang dilakukan berhasil memisahkan semua komponen secara sempurna. *Vortex breaker* digunakan untuk menghindari terjadinya pembentukan pusaran yang dapat membuat air dan minyak kembali tercampur, sementara *demister* digunakan untuk menyaring gelembung air yang terbawa oleh gas.

Proses separasi juga dapat dilakukan dalam beberapa tahapan yaitu *high pressure separation* dan *low pressure separation*. Pembagian proses ini dilakukan untuk mencegah terjadinya perubahan tekanan secara mendadak yang dapat menyebabkan terjadinya penguapan cepat (*flash vaporization*) pada fluida dengan komposisi komponen yang mudah menguap (*volatile components*).

II.1.3 Gas Treatment and Compression (Sistem Kompresi dan Pengolahan Gas)

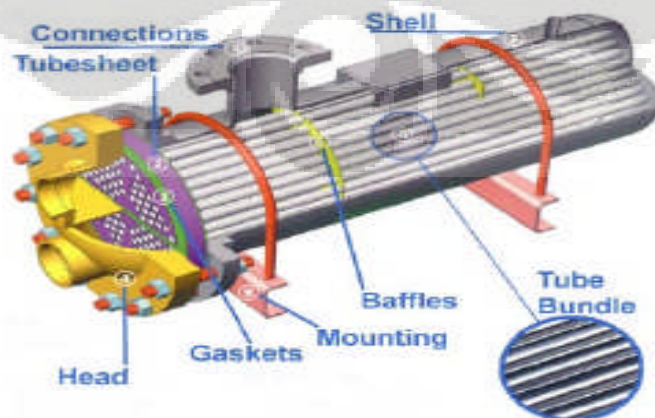
Gas yang dialirkan dari sumur pompa memiliki tekanan yang cukup untuk kemudian dialirkan menuju ke tempat pengolahan, namun minyak dan gas yang baru saja mengalami proses separasi telah kehilangan banyak tekanan. Jenis ini harus dikompresi lagi terlebih dahulu sebelum masuk ke tahapan pengolahan. Tahapan ini melibatkan banyak alat, seperti kompresor, *heat exchanger*, *scrubber* dan *boiler*. Secara sederhana, proses ini dapat digambarkan oleh skema pada gambar 1.5 berikut.



Gambar 2.5 Skema tahapan kompresi gas

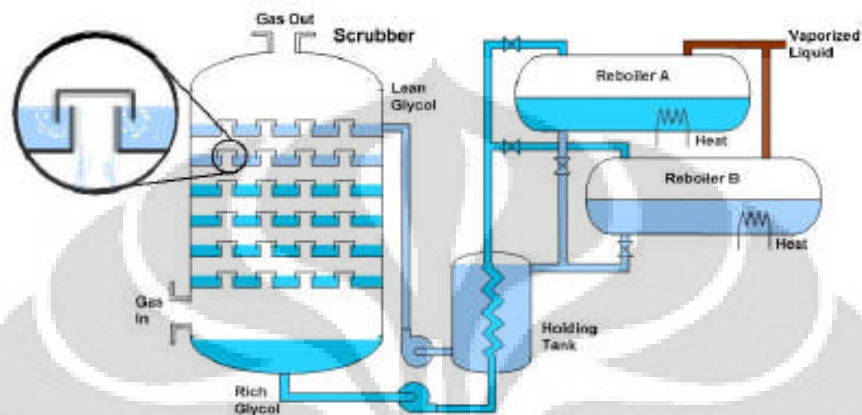
Gas yang keluar dari *gravity separator* (bagian kanan gambar) akan berada dalam kondisi tekanan yang rendah dan memiliki temperatur tinggi. Untuk dapat diolah lebih lanjut, gas tersebut harus dikompresi lagi, namun temperaturnya yang tinggi membuat energi yang dibutuhkan untuk proses kompresi menjadi lebih tinggi dan tidak efisien. Oleh karena itu gas yang keluar dari tahapan separasi dan akan dikompresi, dibawa terlebih dahulu ke *heat exchanger* untuk menurunkan temperaturnya.

Jenis *heat exchanger* yang sering digunakan pada industri migas berbentuk *tube heat exchanger*. Pada jenis ini, temperatur gas akan diturunkan dengan menggunakan *tube* yang berisi fluida pendingin, umumnya air dengan tambahan zat inhibitor. Saat panas yang diberikan oleh gas membuat fluida pada tube menjadi panas, fluida tersebut dapat digunakan untuk memanaskan minyak pada *oil train*, sehingga keseimbangan thermal terjaga.



Gambar 2.6 Tube heat exchanger

Setelah proses pendinginan, sisa uap air yang terkandung pada gas akan terkondensasi dan mengembun menjadi tetes air dan dapat bercampur dengan minyak lagi. Kandungan air yang bercampur dengan minyak harus segera dihilangkan sebelum masuk ke kompresor, karena akan dapat menempel pada bilah turbin dan dapat menyebabkan terjadinya korosi. Untuk memindahkan fraksi kecil air tersebut dari gas digunakan *scrubber*.

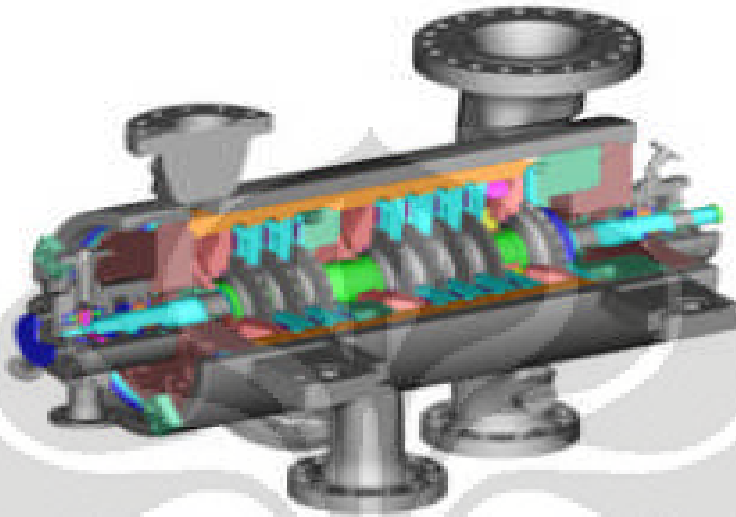


Gambar 2.7 Scrubber dan reboiler

Sistem pengeringan gas (dehidrasi) yang paling sering digunakan adalah dengan memanfaatkan proses absorpsi menggunakan *tri ethylene glycol* (TEG). Pada jenis pengering ini, kompresor scrubber yang digunakan terbuat dari lapisan glycol yang disusun bertingkat. Pada setiap lapisan tersebut dilengkapi dengan *gas trap* yang akan memaksa gelembung udara untuk keluar dari gas saat melewati lapisan glycol. Gas yang akan dikeringkan mengalir dari bagian bawah dan terus naik keatas melewati lapisan glycol yang ada. Sementara itu glycol akan dipompa dari tangki penampung (*holding tank*) ke bagian atas dan dialirkan ke bawah, berlawanan dengan arah aliran gas. Selama proses pengaliran ini, glycol akan terus menyerap fraksi cair dari gas hingga kemudian sampai ke bagian dasar dalam bentuk *rich glycol*. Glycol yang digunakan akan mengalami daur proses dengan cara memindahkan cairan yang diabsorpsi. Proses ini dilakukan pada bagian reboiler, dimana *rich glycol* akan dipanaskan pada temperatur 130-180°C hingga air yang dibawa oleh glycol akan mendidih. Pada reboiler terkadang dilengkapi pula dengan kolom distilasi untuk memisahkan pula antara glycol dengan hidrokarbon lain.

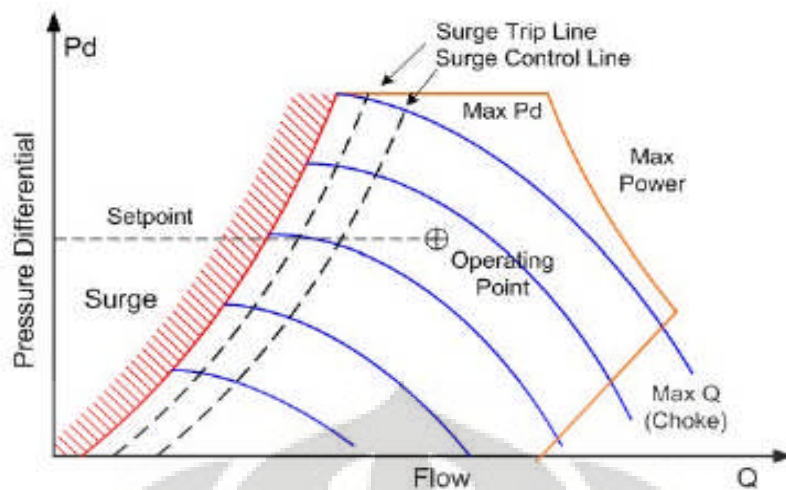
Pada tahapan berikutnya dilakukan kompresi pada gas yang sudah dikeringkan (*drying gas*). Proses ini menggunakan alat kompresor yang akan mengubah tekanan gas yang masuk menjadi lebih tinggi (gas lebih mampat). Jenis kompresor yang sering digunakan pada

industri minyak dan gas alam skala besar adalah jenis kompresor sentrifugal (*centrifugal compressor*), yang memiliki kapasitas proses 500,000 m³/jam dengan besarnya pemberian tekanan; perubahan tekanan maksimal (*differential pressure*) dari alat ini adalah 10 kali (tekanan keluar sama dengan 10 kali lipat tekanan inlet).



Gambar 2.8 Gambar skema kompresor sentrifugal

Parameter operasi utama dari kompresor adalah besarnya aliran dan nilai perubahan tekanan (*pressure differential*). Terdapat nilai maksimum untuk perubahan tekanan ($\max P_d$) dan nilai maksimum aliran (*choke flow, Max Q*) yang mampu dilakukan oleh kompresor. Pada saat nilai aliran (*flow*) rendah, terdapat nilai minimum perubahan tekanan yang harus dicapai agar kompresor tidak kekurangan gas dan tidak dapat beroperasi. Sedangkan bila terlalu besar kondisi kompresi yang dilakukan maka energi yang dibutuhkan akan semakin besar. Penentuan titik operasi dilakukan dengan menentukan titik mendekati optimal yang dapat dicapai tanpa melanggar batasan dengan mempertimbangkan parameter output yang diinginkan (kecepatan proses).



Gambar 2.9 Skema *working windows* dari kompresor

II. 2. DESIGN KETEBALAN

Desain dari jalur pipa melibatkan proses pemilihan nilai diameter dan ketebalan pipa serta material yang digunakan. Untuk penentuan nilai diameter dari pipa didasarkan pada kapasitas dan laju aliran minyak dan gas yang diinginkan agar memenuhi laju kebutuhan produksi. Untuk tugas ini juga diperlukan suatu analisa terhadap kemungkinan terburuk yang dapat terjadi sepanjang masa operasi pipa.

Untuk nilai ketebalan pipa diatas platform (topside pipe) maupun pressure vessel diatur dalam standar-standar yang disepakati. Di Amerika Serikat standar yang digunakan adalah ASME/ANSI B31.3, sementara di Eropa umumnya digunakan standar DNV.

Dengan mempertimbangkan adanya agen korosi yang tercampur dengan fluida seperti air, oksigen, karbon dioksida dan hidrogen sulfida (H_2S), maka ketebalan pipa ditambahkan sebagai kompensasinya. Pada praktek di industri, usaha pencegahan korosi lebih diutamakan dibanding dengan penambahan ketebalan pipa yang akan meningkatkan biaya dan beban pipa. Selain itu adanya kontaminan tertentu seperti karbon dioksida dan hidrogen sulfida akan lebih mendorong terjadinya *localized corrosion* seperti *pitting* (sumuran) yang akan menyebabkan penambahan ketebalan tidak banyak berarti (Hill dan Warwick, 1986).

Walaupun begitu nilai penambahan ketebalan dinding untuk *corrosion allowance* tidak dapat dilupakan begitu saja, dan harus diperhatikan untuk meningkatkan nilai *safety factor*. Penambahan ketebalan dinding ini juga berguna untuk kompensasi kehilangan ketebalan yang dialami pipa saat proses fabrikasi, distribusi ataupun penyimpanan.

Nilai penambahan *corrosion allowance* minimal adalah sebesar 1/16” (sesuai ASME/ANSI B31.3), dan untuk lebih meyakinkan maka harus dilakukan perhitungan terhadap laju korosi pada bagian internal pipa.

II. 3 RISK BASED INSPECTION ASSESSMENT

Menurut *API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection* adalah *risk assessment* dan manajemen proses yang terfokus pada kegagalan peralatan karena kerusakan material. Dengan RBI, bisa dibuat inspection program berdasarkan *risk* yang terjadi. Jelasnya, *Risk Based Inspection* (RBI) adalah metode untuk menentukan rencana inspeksi (equipment mana saja yang perlu diinspeksi, kapan diinspeksi, dan metode inspeksi apa yang sesuai) berdasarkan resiko kegagalan suatu peralatan.

Menurut konsep RBI, Resiko (*Risk*) = PoF x CoF dimana PoF (*Probability of Failure*) adalah kemungkinan terjadinya kegagalan pada suatu periode tertentu. CoF (*Consequence of Failure*) adalah konsekuensi apabila suatu equipment gagal. Sedangkan CoF ada 4 macam yaitu: konsekuensi safety (jumlah personel yang cedera/meninggal), ekonomi (jumlah uang yang hilang akibat berhentinya produksi), lingkungan (polutan yang mencemari lingkungan), dan hukum/politik.

Tahap I dari RBI disebut screening atau *qualitative* RBI. Tujuannya untuk memilah-milah equipment mana saja yang diprioritaskan untuk diinspeksi. Dalam tahap ini, PoF dan CoF dinyatakan secara kualitatif yaitu rendah dan tinggi. PoF rendah x CoF rendah = *Risk* rendah, maka pada equipment dengan *risk* ini cocok diterapkan *corrective maintenance*. PoF tinggi x CoF rendah = *Risk* menengah, maka cocok diterapkan *corrective maintenance*. PoF rendah x CoF tinggi = *Risk* menengah, maka cocok diterapkan *preventive maintenance*. PoF tinggi x CoF tinggi = *Risk* tinggi, maka harus dilakukan analisis detail untuk menentukan rencana inspeksi atau mitigation action. Equipment dengan *Risk* tinggi ini dibawa ke tahap II untuk detailed analysis.

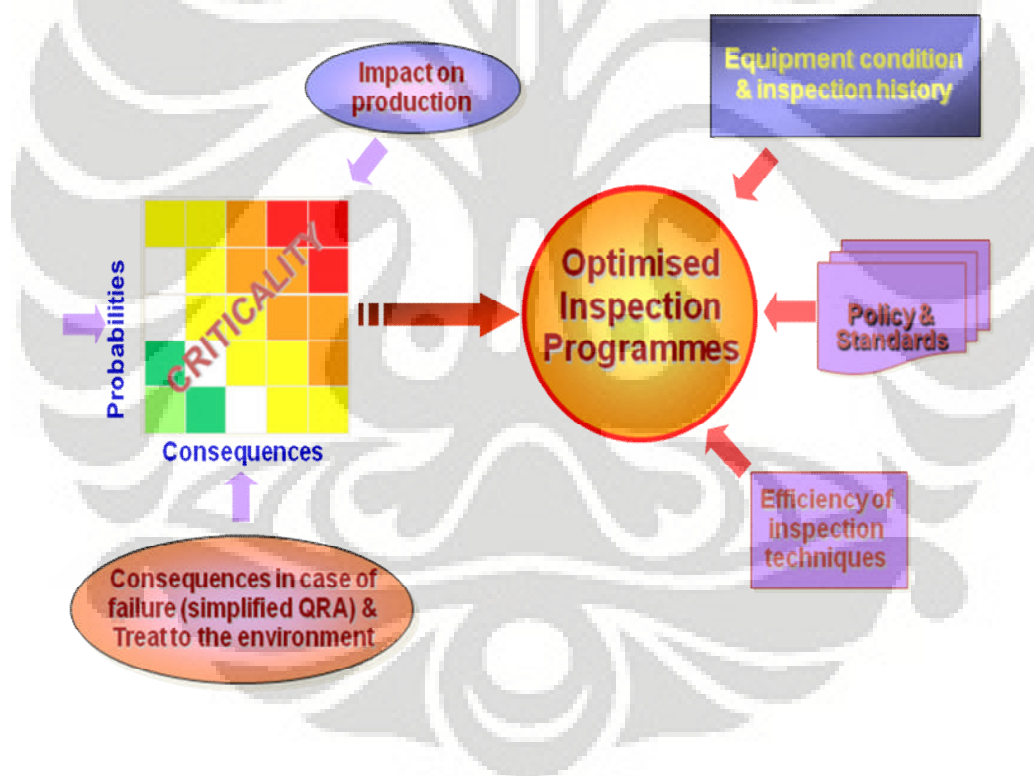
Dalam tahap II ini dilakukan evaluasi PoF dan CoF secara detail, kemudian dapat ditentukan kapan waktu tercapainya *Limit Risk* sebagai dasar penentuan waktu inspeksi. Selain itu juga ditentukan metode inspeksi yang sesuai.

Adapun equipment dengan *risk* rendah dan menengah tetap diperhatikan (tidak boleh dilupakan). Pada equipment tersebut, monitoring perlu dilakukan untuk meyakinkan bahwa *risk*-nya tidak menjadi tinggi. Misalkan pipa yang memiliki coating baru. Pada kondisi

sekarang, pipa ini memiliki PoF rendah karena coating-nya baru. Analisa RBI biasanya dijalankan dalam tiga model perhitungan :

1. Perhitungan resiko "current" / pada saat ini / dianalisa;
2. Model perhitungan resiko pada saat mendatang tanpa inspeksi; dan
3. Model perhitungan resiko pada saat mendatang setelah recommended inspeksi dilaksanakan

Jadi memang ada kemungkinan alat yang memiliki resiko rendah, pada saat mendatang resikonya akan naik karena PoFnya naik akibat penipisan material sesuai dengan asumsi laju korosi. Tapi kalau kita melakukan inspeksi dan ternyata hasil inspeksi tersebut menunjukkan laju korosi aktual sesuai dengan prediksi kita dalam analisa RBI, maka PoF nya akan turun (*teori Bayes*) sehingga resiko masih dapat kita pertahankan rendah.



Gambar 2.10 Prinsip dari RBI

Umumnya dalam praktek, RBI dipakai untuk static equipment seperti pipa, vessel, dan sebagainya yang berfungsi menampung (membawa) fluida bertekanan. Modus kerusakan yang umum dianalisis adalah korosi, crack, dan fatigue. Untuk rotating equipment, sensor, alarm, dan sebagainya dengan modus kegagalan yang bermacam-macam umumnya dianalisis dengan RCM. Adapun aplikasi untuk oil and gas production, refinery, petrochemical dan

power plant dan peralatan yang dicakup adalah *pressure vessel, process piping, storage tanks, rotating equipment, boiler, heater, heat exchanger* dan *pressure relief devices*.

Selain RBI, ada pula metode-metode lain untuk menentukan rencana-rencana inspeksi. Metode inspeksi selain RBI adalah metode konvensional seperti diatur dalam code, misalnya inspeksi yang tercantum dalam API Code untuk *pressure vessel, piping*, dsb. Salah satu kelebihan RBI adalah adanya Tahap I *Screening* (memilah-milah equipment berdasarkan risk), sehingga sumber daya (*resources*) untuk inspeksi dapat di-manage dengan optimal karena tepat sasaran (difokuskan pada alat dengan risk tinggi saja).

Dalam metode inspeksi yang konvensional juga pasti memilah-milah equipment dan merencanakan inspeksi berdasarkan risk, walaupun kita tidak mendokumentasikan hasil Risk Rank dalam sebuah catatan/*record* layaknya hasil formal Risk Assessment. Misalnya, kita akan merencanakan inspeksi equipment bearing pada pompa, pasti lah kita tahu dulu berapa umur bearing dari informasi manufacture dan menetapkan kapan akan diinspeksi ulang, dll. Sebenarnya, prinsip dua metode inspeksi tersebut adalah sama. Prinsip yang dimaksudkan disini adalah prinsip dalam memperhitungkan remaining life suatu peralatan. Di dalam perhitungan remaining life SKPP Migas, code yang dipakai adalah ASME Sec VIII Div I. Code ini pun dipakai pula dalam perhitungan remaining life RBI. Juga data-data dari form U-1A dipakai pula oleh RBI untuk menginput data thickness nominal awal, *Corrosion Allowance*, Diameter dan lain-lain. *Inspection history* dari peralatan pun dipertimbangkan dalam perhitungan RBI. Semakin banyak inspection record dimasukan, maka *confidence level* terhadap corrosion rate peralatan peralatan dimaksud akan lebih tinggi.

Output dari RBI, selain *remaining life* adalah *target reach date*, sehingga dapat diketahui kapan inspeksi berikutnya harus dilakukan sekaligus dengan metodenya. Ada juga modul yang bisa memberi gambaran resiko peralatan pada waktu *next Turn Around* harus dilakukan. Jadi pada saat TA, kita tahu mana saja peralatan yang resikonya tinggi, sehingga nantinya kita bisa fokus pada peralatan tersebut.

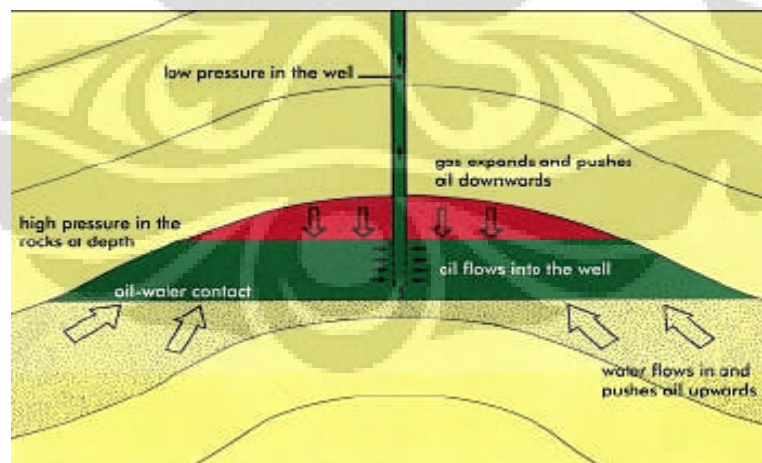
II. 4 FITNESS FOR SERVICE ASSESSMENT (API 579-1/ASME FFS-1)

Pada sektor industri migas terutama pada prasarana *offshore*, yang lebih rawan terserang korosi, usaha pencegahan dan mitigasi serangan korosi menjadi sebuah prioritas. Sekitar 70-80 % material yang digunakan pada fasilitas produksi migas *offshore* terbuat dari baja karbon yang rentan terkorosi. Selain bahaya yang mungkin menyerang struktur *platform* itu sendiri, serangan korosi juga mungkin terjadi pada beberapa sarana lainnya (Shreir, L. L., *Corrosion Volume II : Corrosion Control*, Butterworth-Heinemann, 3rd edition, 1994).

Pada sistem pipa yang digunakan sebagai jalur pendistribusian fluida basah baik air pendingin pada *cooling water systems* ataupun minyak mentah pada sistem *reservoir*, dan jalur pengolahan, membuat pipa akan selalu rentan terhadap serangan korosi basah (*aqueous corrosion*). Serangan korosi pada jalur pipa tersebut dapat terjadi dengan skenario berikut :

1. *Reservoir system*

Pada sistem pemompaan dari sumur (*reservoir system*), korosivitas dari aliran gas dan minyak yang dipompa harus dimonitor terus menerus. Hal ini dikarenakan dua hal yaitu, semakin meningkatnya nilai kadar air pada sumur pompa dan karena meningkatnya produksi hidrogen sulfida (H_2S) akibat semakin menipisnya jumlah minyak pada lapisan tanah yang sering disebut dengan *souring* (pengasaman sumur). Cara yang sering digunakan untuk mengurangi korositas adalah dengan penggunaan inhibitor.



Gambar 2.11 Proses pemompaan pada reservoir

2. *Cooling water systems*

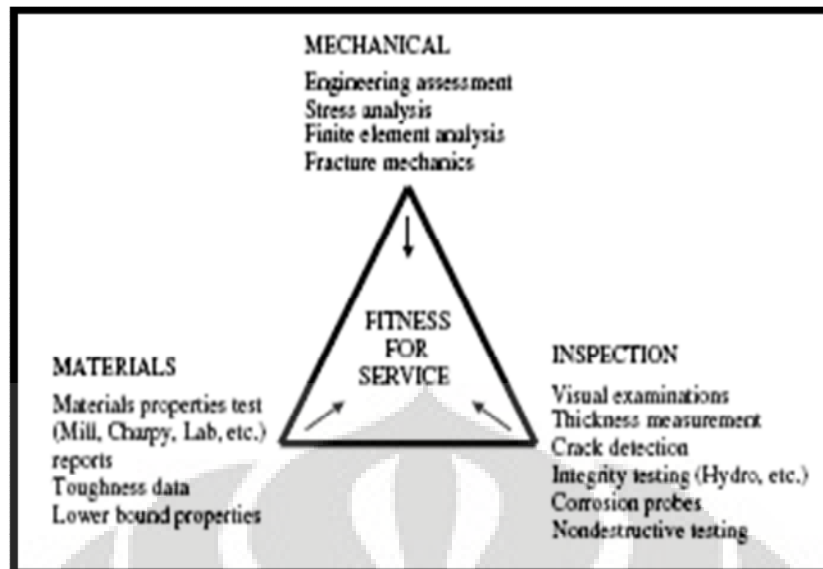
Pada *offshore platform* serangan korosi pada sistem pendingin dan pipa yang digunakan untuk *heat exchanger* amat sering terjadi. Hal ini dikarenakan fluida yang

digunakan pada sistem pendingin adalah air laut. Fluida digunakan sebagai medium penerima panas dari gas dan minyak yang dikompresi, dan air laut pada temperatur tinggi merupakan fluida dengan nilai korosivitas tinggi. Akibatnya adalah adanya kemungkinan terjadinya peristiwa *hot-spot corrosion* pada bagian saluran yang dekat dengan outlet, dimana fluida sudah mencapai temperatur tinggi. Hal ini dapat diatasi dengan membuat suatu heat exchanger yang isothermal atau dengan menggunakan zat inhibitor (Shreir, L. L., *Corrosion Volume II : Corrosion Control*, Butterworth-Heinemann, 3rd edition, 1994)

Korosi yang terjadi pada jalur pipa akan mempengaruhi kinerja dan parameter operasi (tekanan dan temperatur) yang dapat dipenuhi oleh pipa itu sendiri. Pipa dengan kondisi terkorosi amat buruk akan memiliki nilai MAOP (*maximum allowable operation pressure*) yang lebih kecil dibanding pada saat kondisi awal dahulu. Untuk memastikan kondisi pipa masih dapat digunakan dan mencegah terjadinya peristiwa bencana, maka diperlukan adanya suatu inspeksi berkala dan penilaian kelayakan terhadap alat yang digunakan pada operasi. Penilaian kelayakan alat pada suatu proses operasi dikenal dengan istilah *fitness for service assessments* (Esoe, Keith, *Piping and Pipeline Assessments Guide*, 2006, Elsevier Book: Oxford).

Fitness for service assessments (FFS assessments) memiliki dua definisi, yaitu :

1. Evaluasi keteknikan secara kuantitatif yang dilakukan untuk menilai kelayakan dan integritas struktural dari suatu komponen yang memiliki cacat ataupun kerusakan yang digunakan dalam suatu operasi
2. Analisa keteknikan secara multi-disiplin untuk menentukan apakah suatu peralatan masih layak dan mampu digunakan dalam operasi, hingga pada saat *shutdown* yang telah ditentukan (Brown, Robert, *The API 579 Fitness-for-Service Standard – The Current State of Technology and a Ten Year Look Ahead*, 2006 : 10th annual IPEA conference)



Gambar 2.12 Segitiga teknologi multi-disiplin dalam *FFS assessments*

Hasil dari pelaksanaan *FFS assessments*:

1. Keputusan untuk tetap menjalankan alat seperti biasanya, memperbaikinya ataupun menggantinya
2. Keputusan untuk mengganti parameter operasi ataupun tetap menggunakannya
3. Panduan untuk menentukan interval inspeksi berikutnya

Faktor kunci yang harus diperhatikan pada saat pelaksanaan *FFS assessments* adalah:

1. Diperlukan adanya identifikasi terhadap mekanisme penyebab kerusakan
2. Setelah mekanisme terjadinya cacat diketahui, maka diperlukan penelaahan untuk mengevaluasi hubungan cacat dengan waktu (*time dependence*)

Untuk *FFS assessments* pada pipa yang menyangkut korosi, maka perlu diperhatikan beberapa hal berikut yaitu (Escoe, Keith, *Piping and Pipeline Assessments Guide*, 2006, Elsevier Book: Oxford) :

- a. Korosi internal dan eksternal

Pengaruh yang disebabkan oleh terkikisnya logam (*metal loss*) akibat korosi adalah sama baik korosi itu terjadi di bagian luar ataupun dalam. Yang membedakannya adalah cara mengevaluasi besarnya kerusakan. Pada korosi eksternal, pengukuran dapat dengan mudah dilakukan dengan alat sederhana (penggaris atau *pit gauges*) sedangkan korosi internal harus dilakukan dengan alat *ultrasonic*. Perbedaan lainnya

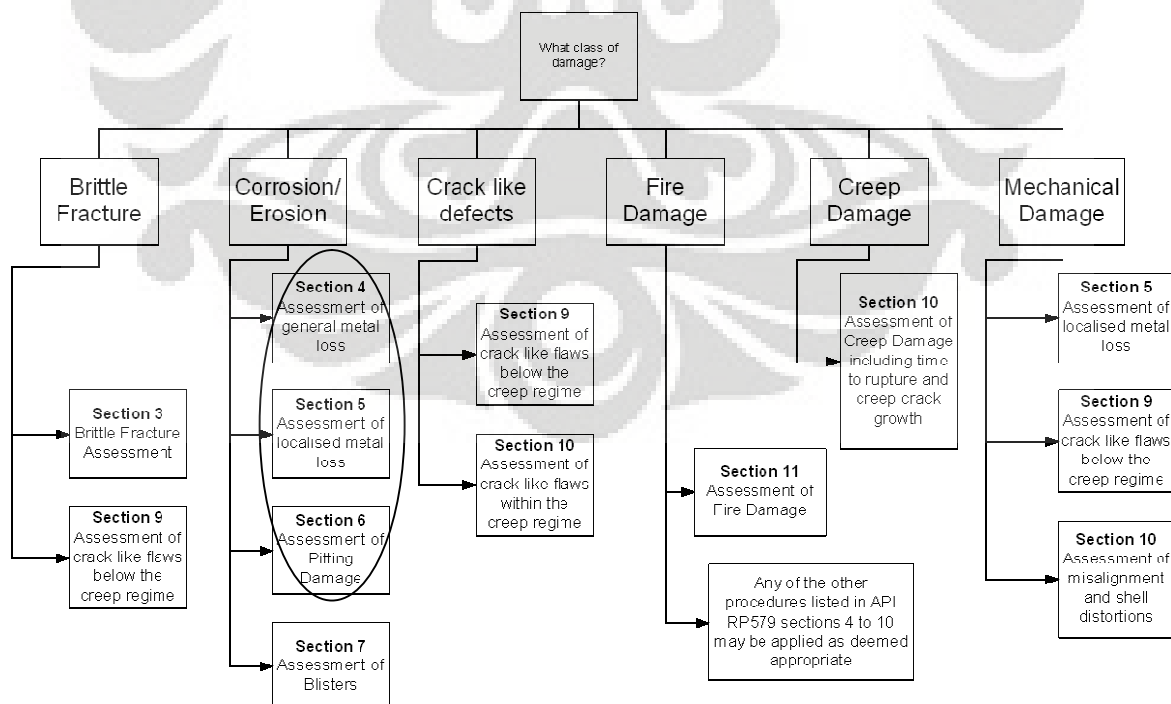
adalah penggunaan *corrosion allowance*. Pada korosi eksternal, sesudah proses penilaian kelayakan, bagian terkorosi dibersihkan dan dilapisi ulang. Sedangkan pada korosi internal, setelah dibersihkan maka perlu ditambahkan *corrosion allowance* yang disesuaikan dengan besar nilai *corrosion rate*.

b. Korosi merata (*uniform*) dan korosi terlokalisir (*localized corrosion*)

Pada korosi terlokalisir, dimana *pitting* yang ada relative terkelompok dan terpisah maka penilaian terhadap pengaruh *pitting* tersebut amat mudah dilakukan dengan hanya mengukur kedalamannya, menggunakan *pit gauge* karena permukaan asli pipa dapat dijadikan sebagai bidang acuan. Sedangkan untuk *uniform corrosion*, pengukura menjadi lebih sulit karena bidang acuan yang tersedia hanya sedikit atau bahkan tidak ada. Oleh karena itu terkadang digunakan metode UT.

API 579-1/ASME FFS-1 adalah standar yang diakui dan dijadikan paduan dalam pelaksanaan proses *FFS assessments* terutama dalam industri pengolahan minyak dan gas alam serta industri petrokimia. Pada dasarnya, dokumen ini disiapkan untuk analisa cacat dan kerusakan pada komponen yang disebabkan kondisi operasi, bukan cacat manufaktur.

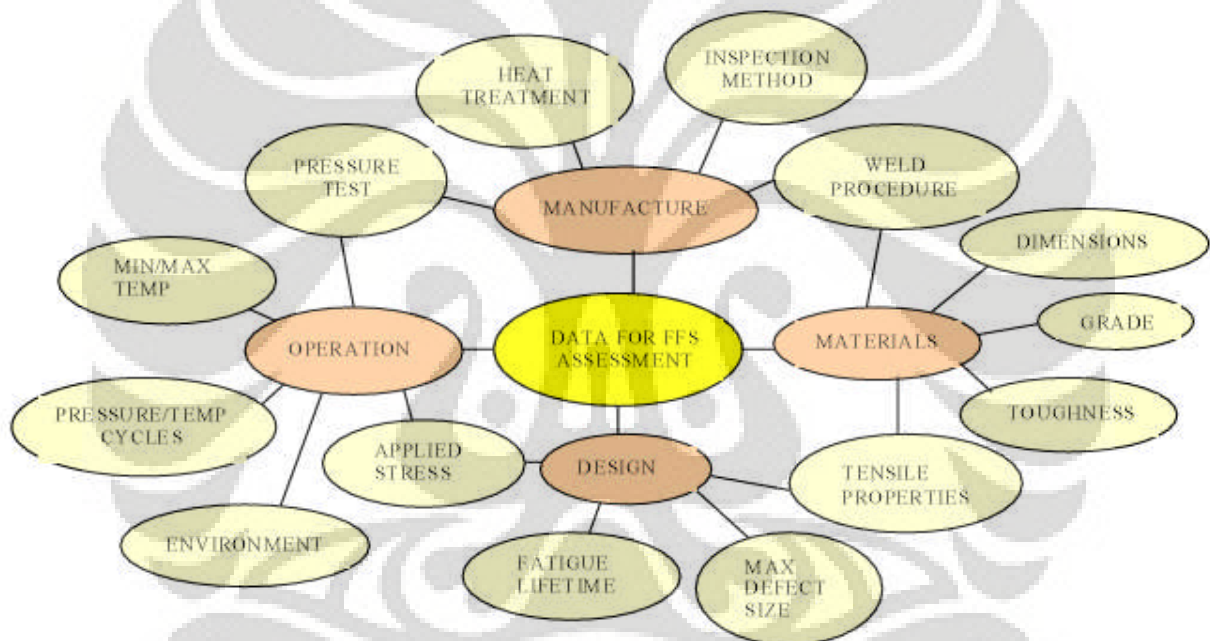
Analisa korosi (*metal loss*) pada pipa dapat dilakukan dengan cara melihat pada bagian 4 untuk korosi merata dan bagian 5 untuk korosi terlokalisir.



Gambar 2.13 Bagan standar API 579-1/ASME FFS-1

Data ideal yang diperlukan untuk melakukan assessment dengan menggunakan FFS (seperti pada gambar 2.14) adalah:

1. Data manufaktur, meliputi: tekanan test, heat treatment, metode inspeksi, serta *Welding Procedure Specification* (WPS)
2. Data material, meliputi: *Welding Procedure Specification* (WPS), dimensi, *grade*, *toughness* dan *tensile* propertisnya
3. Data design, meliputi: *tensile properties*, ukuran *defect* maksimum, *fatigue lifetime* dan *stress*
4. Data operasi, meliputi: *stress*, lingkungan, tekanan/suhu dan *pressure* tes.



Gambar 2.14 Data ideal yang dibutuhkan untuk melakukan FFS assessment

Ada 3 tingkatan pendekatan dalam FFS *assessment* yaitu:

1. *Level 1: criteria conservative screening*, yaitu cukup dilakukan inspeksi minimal, kegiatan ini dapat dilakukan oleh seorang *plant inspector*.
2. *Level 2: evaluasinya lebih presisi daripada level 1*, disini sudah mulai dibutuhkan data yang sederhana dan sedikit dilakukan analisa, kegiatan ini dilakukan oleh seorang engineer yang *qualified*.

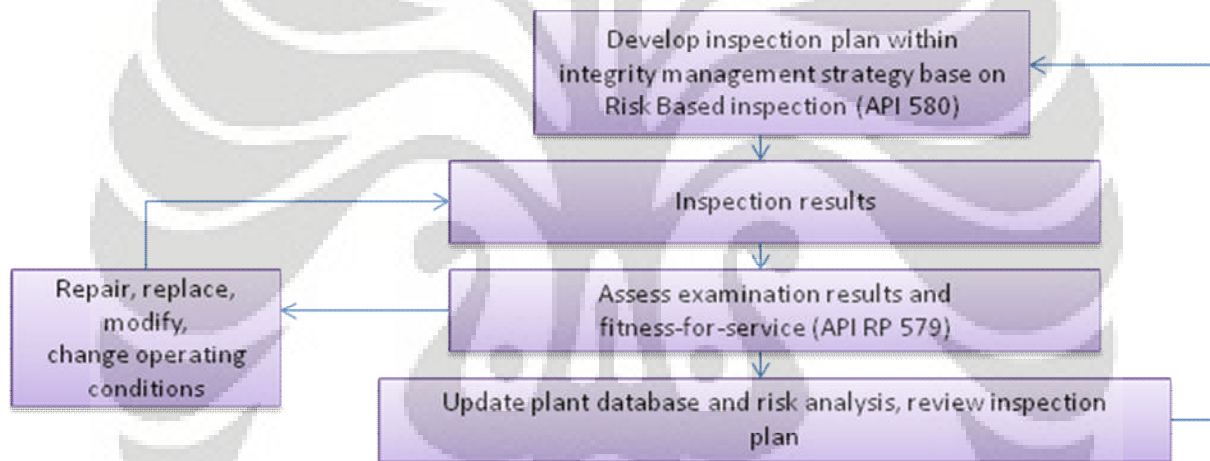
3. *Level 3*: evaluasinya lebih detail lagi, data yang dibutuhkan seperti pada gambar 2.14 karena evaluasinya menggunakan numerical teknik, kegiatan ini dilakukan oleh spesialis FFS *engineer*



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Pada tesis ini, studi literatur dilakukan terus menerus selama proses pengolahan dan analisis data. Data yang didapat berupa spesifikasi awal equipment, data operasi dan kondisi ketebalannya saat ini setelah dilakukan proses inspeksi. Metodologi inspeksi dilakukan berdasarkan *Risk Based Inspection Assessment* (API RP 580). Data yang dihasilkan dari RBI assessment tersebut kemudian dimasukkan/ dihitung kembali menggunakan API 579-1/ASME FFS-1 sehingga menghasilkan rekomendasi apakah equipment tersebut terus tetap dipakai, perlu direpair atau direplace serta kapan harus dilakukan inspeksi lagi selanjutnya.



Gambar 3.1 diagram alir metodologi penulisan tesis

BAB IV

DATA

IV. 1 DATA DESAIN

Data yang digunakan adalah merupakan data dari sebuah *offshore platform* yang terletak pada perairan Laut Jawa, di utara Propinsi DKI Jakarta dengan iklim tropis. Data yang digunakan merupakan hasil pengukuran ketebalan menggunakan metode *Ultrasonic Testing* (UT), dimana pelaksanaannya sesuai dengan *Ultrasonic Testing Procedure* yang dibuat oleh UT ASNT Level III dan sudah di approve oleh QA/QC Manager. Procedure ini dibuat berdasarkan ASME Section V mengenai Non Destructive Testing.

Offshore platform tersebut terdiri dari 2 bagian, yaitu :

1. *Compression section* (CS), digunakan sebagai jalur utama untuk gas alam yang akan dikompresi (*main gas line*).
2. *Flow section* (FS), merupakan jalur utama dari minyak cair (*main oil line*) yang diolah pada *platform* ini.

Total jalur (*lines*) yang terdapat pada MM *offshore platform* adalah 83 jalur. Untuk penelitian kali ini, akan diambil sebanyak sepuluh (10) jalur sebagai bahan pembahasan, dengan lima (5) jalur dari CS dan lima (5) dari FS. Kesepuluh (10) jalur tersebut adalah :

Compression section

1. PG-0101-XD-2" (PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE)
2. PG0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")
3. PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)
4. PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)
5. PG-0117-D-6" (MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)

Flow section

1. PL-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)
2. PL-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)

3. PL-0021-D-10" (V-001-HX TO 16"-D-060-P-021)
4. PL-0013-D-10" (10" NC VALVE TO E-001-BX)
5. PL-0012-D-8" (V-001-CX TO 10"-D-06O-P-013)



IV. 2 SPESIFIKASI DESAIN PIPA

Data berikut akan memberikan gambaran tentang spesifikasi desain pipa yang digunakan, dan parameter proses yang ditetapkan.

Tabel 4. 1 Spesifikasi desain pipa pada kesepuluh jalur yang dibahas

NO	Nomor jalur	Line section	Section	Spesifikasi desain pipa								
				Class	NPS	Material selection	schedule	Temp operasi	Outside diameter	Nominal thickness	MAWS	Design pressure
1	PG-0101-XD-2"	PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE	Compression section	XD	2	API X52	80	500 F	2.375"	0.28"	15000 psig	1200 psig
2	PG-0105-D-4"	RED 6"x4" TO RED 6"x4"		D	6&4	A-234-WPB	80	500 F	6.625" & 4.5"	0.50" & 0.38"	15000 psig	1200 psig
3	PG-0105-D-10"	PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT		D	10	A106B & A-234-WPB	80	500 F	10.75"	0.59"	15000 psig	1200 psig
4	PG-0123-D-2"	MM-R-40-01 TO MM-R-40-01		D	2	A106B & A-234-WPB	80	500 F	2.375"	0.28"	15000 psig	1200 psig
5	PG-0117-D-6"	MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP		D	6	A106B & A-234-WPB	80	500 F	6.625"	0.50"	15000 psig	1200 psig

6	PL-0019-D-10"	E-001-BX to V-001-HX	<i>Flow section</i>	D	10	A106B & A-234-WPB	80	500 F	10.75"	0.59"	15000 psig	1200 psig
7	PL-0021-D-16"	10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16		D	16	A106B & A-234-WPB	80	500 F	16" & 8.625"	0.88" & 0.50"	15000 psig	1200 psig
8	PL-0021-D-10"	V-001-HX TO 16"-D-060-P-021		D	10	A106B & A-234-WPB	80	500 F	10.75"	0.59"	15000 psig	1200 psig
9	PL-0013-D-10"	10" NC VALVE TO E-001-BX		D	10	A106B & A-234-WPB	80	500 F	10.75"	0.59"	15000 psig	1200 psig
10	PL-0012-D-8"	V-001-CX TO 10"-D-060-P-013		D	8	A-234-WPB	80	500 F	8.625"	0.50"	15000 psig	1200 psig

IV.3 SPESIFIKASI MATERIAL PIPA

Seperti yang ditulis pada tabel diatas, material yang dipakai pada kedua jalur adalah jenis A-234-WPB, A106B, dan API 5L X52. Masing-masing material tersebut memiliki fungsi yang berbeda tergantung pada letaknya pada jalur pipa. Untuk jenis material A-234-WPB dan A106B diatur dalam standar ASTM (*American Society of Testing Material*) sementara untuk API 5L X52 diatur oleh standar yang dikeluarkan API (*American Petroleum Institute*).

1. ASTM A-234 (*Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and Elevated Temperatures*) mengatur tentang penggunaan material baja karbon sebagai bagian pengencang pipa.
2. ASTM A-106 (*Seamless Carbon Steel Pipe*) mengatur tentang spesifikasi material yang digunakan pada pipa baja karbon tanpa kampuh
3. API 5L (*Line Pipe*) mengatur tentang material yang digunakan dalam jalur pipa

Untuk komposisi dari masing-masing material, penulis tidak mendapatkan data lengkapnya, namun bila mengacu dari standar yang digunakan maka dapat diperkirakan secara kasar. Untuk material A-234-WPB dan A106 Gr. B dengan nilai kelas ekstra kuat (XD) diatur sifat mekanis minimalnya pada ASME B.31.3 *Appendix A*, tabel A-1 (lampiran).

Tabel 4. 2 Jenis baja karbon yang digunakan pada CS dan FS

No	Material	Fungsi	Spesifikasi	Specified Minimum Strength (ksi)		Keterangan	Efisiensi sambungan (E)
				Tensile	yield		
1*	Baja karbon	<i>Forging dan fitting</i> pipa pada penggunaan temperatur ruang	A-234-WPB	60	35	Pada penggunaan temperature tinggi, baja ini dicampur dengan Mo	1.0
2**	Baja karbon	Digunakan pada pipa standar ataupun pipa saluran	A 106 grade A	48	30	Setingkat dengan ASTM A53, A523,	1.0
			A 106	60	35	API 5L PSL1	

			grade B				
		Dibuat dengan <i>seamless pipe</i>	A 106 grade C	70	40	Digunakan pada temperature tinggi	1.0

Sumber : * ASME B.31.3 *Appendix A*, tabel A-1 ** <http://www.usstubular.com>

Sedangkan untuk material API 5L X52 yang digunakan, maka harus dapat memenuhi standar sifat mekanis minimum yang ditetapkan API.

Tabel 4. 3 Sifat mekanis minimum API 5L X52 dan X56

API 5L Grade	Yield Strength min. (ksi)	Tensile Strength min. (ksi)	Joint Efficiency (E)	Keterangan
X52	52	66	1	Jenis pipa ini semuanya dibuat secara <i>seamless</i>
X56	56	71	1	

Bila dilihat dari spesifikasi diatas, nampak bahwa baik material yang digunakan sebagai *fitting* (A-234-WPB) dan jalur pipa (A-106-B maupun API 5L X52) memiliki kemiripan sifat mekanis yaitu nilai kekuatan tarik dan luluh minimum yang tidak jauh berbeda. Selain itu, keseluruhan jenis pipa yang digunakan pada jalur FS dan CS adalah jenis *seamless pipe* (pipa tanpa kampuh) yang memiliki nilai efisiensi sambungan satu (1.0).

IV. 4 DATA INSPEKSI

Proses inspeksi pada kedua *section* dilakukan pada bulan Mei 2007 yang lalu dengan menggunakan metode NDT, yaitu dengan cara pemeriksaan visual (*visual examination*) dan metode *ultrasonic testing* untuk mengetahui ketebalan dan profil pipa.

Titik pengukuran (*thickness measurement location*, TML) pada setiap pipa harus mencukupi standar yang telah ditetapkan pada API 570 bagian 3.4.3 tentang tuntunan umum dalam melakukan proses inspeksi pada jalur pipa dan dapat digunakan untuk proses evaluasi

lebih lanjut. Proses pemeriksaan secara keseluruhan harus sesuai dengan standar ASME B 3.1.3 *Chapter VI* tentang proses pemeriksaan jalur pipa proses (*processing piping*).

Sedangkan untuk operator yang melakukan proses pemeriksaan UT ini haruslah orang yang berkompeten dengan memegang sertifikasi NDT dan memenuhi kriteria seperti yang telah disebutkan dalam ASME *Section V Article 5* mengenai *Non Destructive Examination*.

Tabel 4. 4 Hasil inspeksi visual dan pengukuran UT pada jalur pipa CS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan aktual (mm)	Kondisi visual
1	PG-0101-XD-2" (PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE)	C1-1	5.11	Cukup
		C1-2	5.49	
		C1-3	5.32	
2	PG0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")	C2-1	11.07	Baik
		C2-2	8.59	
		C2-3	8.07	Buruk
		C2-4	9.07	
		C2-5	8.35	Baik
		C2-6	11.0	
3	PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	C3-1	10.27	Baik
		C3-2	10.16	
		C3-3	10.36	
		C3-4	10.05	
		C3-5	10.43	
		C3-6	14.29	
		C3-7	10.35	
		C3-8	9.89	

		C3-9	10.33	
		C3-10	10.82	
		C3-11	10.86	
		C3-12	13.27	
		C3-13	11.19	
		C3-14	14.34	
		C3-15	12.38	
		C3-16	10.79	Baik
		C3-17	13.22	
		C3-18	13.31	
		C3-19	12.99	
		C3-20	13.36	
		C3-21	13.85	
		C3-22	13.16	
		C3-23	12.47	
		C3-24	13.27	
4	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	C4-1	5.04	
		C4-2	4.11	
		C4-3	4.10	
		C4-4	1.10	Buruk
		C4-5	4.16	Baik
		C4-6	3.98	
		C4-7	4.40	

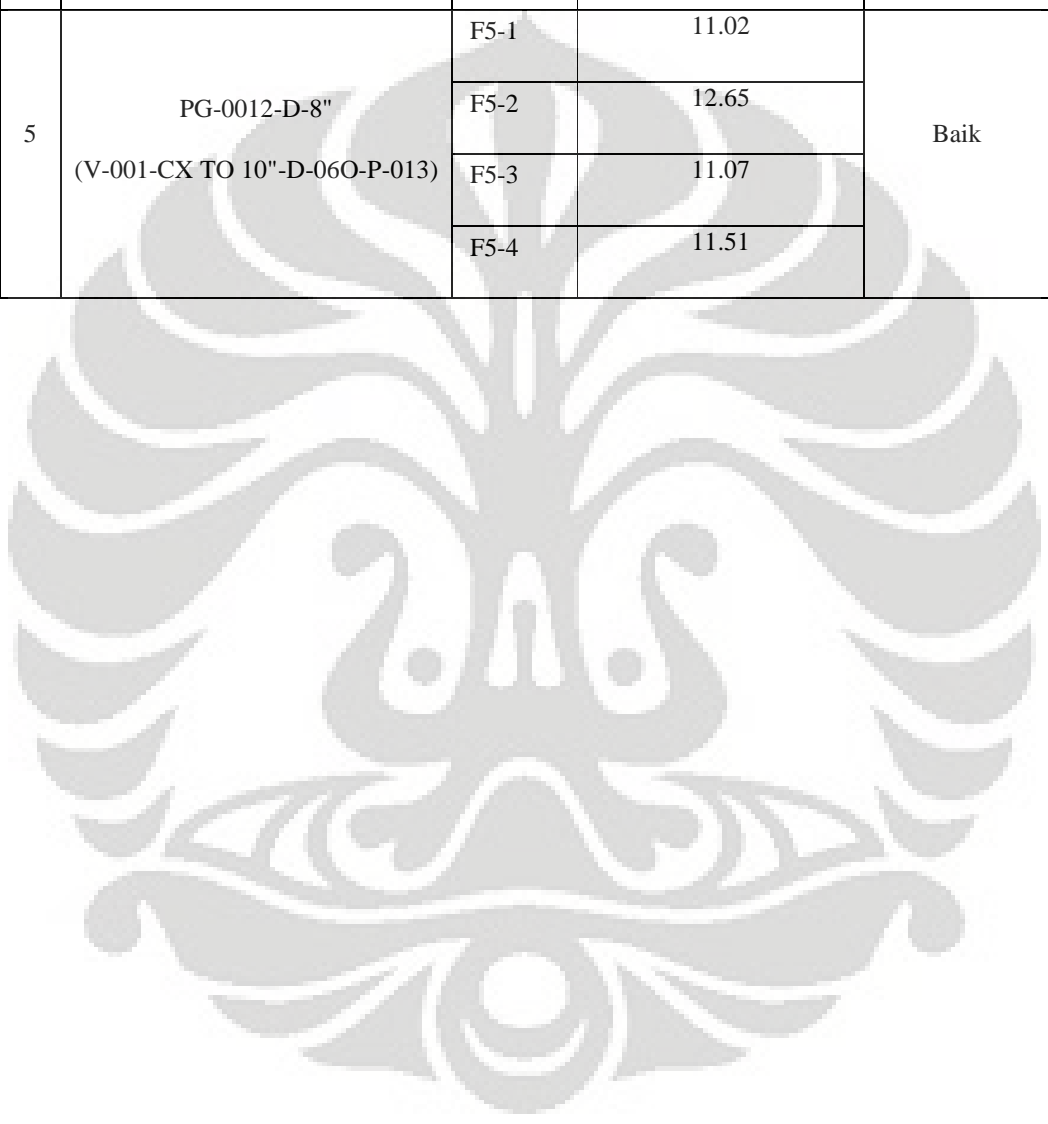
5	PG-0117-D-6" (MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)	C5-1	10.03	Baik
		C5-2	8.85	
		C5-3	9.71	
		C5-4	9.20	
		C5-5	10.75	
		C5-6	11.05	
		C5-7	11.09	
		C5-8	11.84	

Tabel 4. 5 Hasil inspeksi visual dan pengukuran UT pada jalur pipa FS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan aktual (mm)	Kondisi visual
1	PG-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)	F1-1	11.94	Baik
		F1-2	14.65	
		F1-3	14.12	
		F1-4	14.53	
		F1-5	12.43	
		F1-6	12.75	
		F1-7	12.07	
		F1-8	11.35	
		F1-9	12.45	
		F1-10	12.15	
		F1-11	12.62	
		F1-12	12.45	

		F1-13	12.16	
2	PG-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF- 108-D-16)	F2-1	16.02	Baik
		F2-2	16.52	
		F2-3	19.21	
		F2-4	19.07	
		F2-5	15.79	Cukup
		F2-6	15.62	Baik
		F2-7	7.19	Buruk
		F2-8	11.36	
3	PG-0021-D-10" (V-001-HX TO 16"-D-060-P-021)	F3-1	11.05	Baik
		F3-2	11.65	
		F3-3	11.47	
		F3-4	11.36	
		F3-5	11.24	
		F3-6	11.2	
		F3-7	10.63	
		F3-8	10.81	
		F3-9	12.53	
		F3-10	12.27	
		F3-11	12.74	
4	PG-0013-D-10" (10" NC VALVE TO E-001-BX)	F4-1	11.73	Cukup
		F4-2	12.69	
		F4-3	10.84	

		F4-4	10.97	
		F4-5	10.98	
		F4-6	13.57	
		F4-7	10.92	
5	PG-0012-D-8" (V-001-CX TO 10"-D-06O-P-013)	F5-1	11.02	Baik
		F5-2	12.65	
		F5-3	11.07	
		F5-4	11.51	



BAB V

ANALISA DATA

V. 1 PERHITUNGAN CORROSION RATE PIPA

Berdasarkan *Corrosion Rate Qualitative Criteria* (NACE RP0775-99), terdapat empat (4) tingkat laju korosi (hilangnya ketebalan per mm/ tahun) yaitu :

Tabel 5. 1 Pengelompokan kualitatif laju korosi

Corrosion rate	Severity level
< 0.025 mmpy	Low
0.025 mm < x < 0.12 mmpy	Medium
0.13 < x < 0.25 mmpy	High
> 0.25 mmpy	Severe

Tabel berikut merangkum perhitungan laju korosi dari jalur yang telah dipilih pada CS dengan membandingkan ketebalan dinding pipa pada saat instalasi (ketebalan sebelumnya) yaitu pada tahun 1989 dengan nilai ketebalan dinding hasil inspeksi saat ini (tahun 2007) yang berjarak 18 tahun.

Tabel 5. 1 Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada CS

No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan sebelumnya (mm)	Ketebalan aktual (mm)	Laju korosi (mmpy)	Tingkat laju korosi
1	PG-0101-XD-2" (PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE)	C2-1	7.112	5.11	0.111	Medium
		C2-2	7.112	5.49	0.090	Medium
		C2-3	7.112	5.32	0.100	Medium
2	PG-0105-D-4" (RED 6"x4" TO RED 6"x4")	C3-1	12.70	11.07	0.090	Medium
		C3-2	9.31	8.59	0.040	Medium

		C3-3	9.31	8.07	0.069	Medium
		C3-4	9.31	9.07	0.013	Low
		C3-5	9.31	8.35	0.053	Medium
		C3-6	12.70	11.0	0.094	Medium
3	PG-0105-D-10" (PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT)	C4-1	14.986	10.27	0.262	Severe
		C4-2	14.986	10.16	0.268	Severe
		C4-3	14.986	10.36	0.257	Severe
		C4-4	14.986	10.05	0.274	Severe
		C4-5	14.986	10.43	0.253	Severe
		C4-6	14.986	14.29	0.039	Low
		C4-7	14.986	10.35	0.257	Severe
		C4-8	14.986	9.89	0.283	Severe
		C4-9	14.986	10.33	0.259	Severe
		C4-10	14.986	10.82	0.231	High
		C4-11	14.986	10.86	0.229	High
		C4-12	14.986	13.27	0.095	Medium
		C4-13	14.986	11.19	0.211	High
		C4-14	14.986	14.34	0.036	Medium
		C4-15	14.986	12.38	0.145	High
		C4-16	14.986	10.79	0.233	High
		C4-17	14.986	13.22	0.098	Medium
C4-18	14.986	13.31	0.093	Medium		
C4-19	14.986	12.99	0.111	Medium		

		C4-20	14.986	13.36	0.090	Medium
		C4-21	14.986	13.85	0.063	Medium
		C4-22	14.986	13.16	0.101	Medium
		C4-23	14.986	12.47	0.140	High
		C4-24	14.986	13.27	0.095	Medium
4	PG-0123-D-2" (MM-R-40-01 TO MM-R-40-01)	C5-1	7.112	5.04	0.115	Medium
		C5-2	7.112	4.11	0.166	High
		C5-3	7.112	4.10	0.167	High
		C5-4	7.112	1.10	0.334	Severe
		C5-5	7.112	4.16	0.164	High
		C5-6	7.112	3.98	0.174	High
		C5-7	7.112	4.40	0.150	High
5	PG-0117-D-6" (MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP)	C8-1	12.70	10.03	0.148	High
		C8-2	12.70	8.85	0.213	Severe
		C8-3	12.70	9.71	0.166	Severe
		C8-4	12.70	9.20	0.194	Severe
		C8-5	12.70	10.75	0.108	Medium
		C8-6	12.70	11.05	0.092	Medium
		C8-7	12.70	11.09	0.089	Medium
		C8-8	12.70	11.84	0.048	Medium

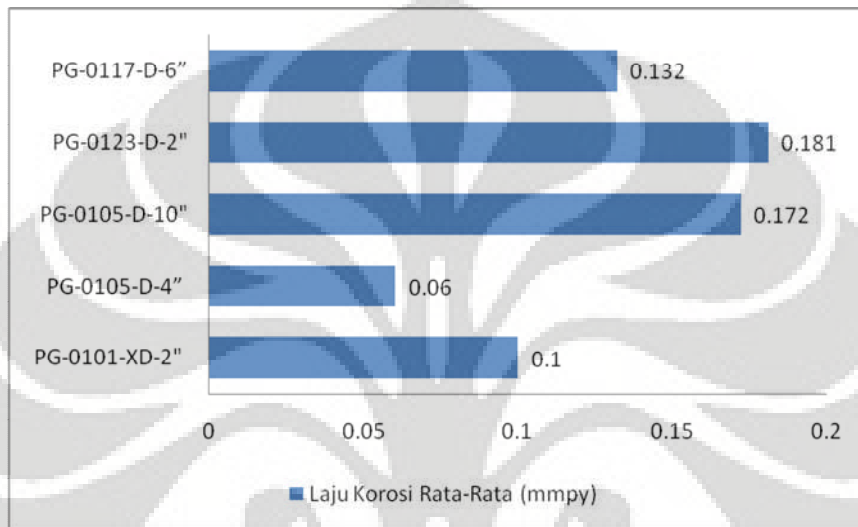
Sedangkan untuk penghitungan laju korosi pada FS dirangkum pada tabel berikut, dengan membandingkan ketebalan awal pipa pada tahun 1980 dengan ketebalan pipa hasil inspeksi terakhir yang dilakukan pada tahun 2007 (interval 27 tahun).

Tabel 5. 2 Penghitungan nilai laju korosi masing-masing jalur pada FS

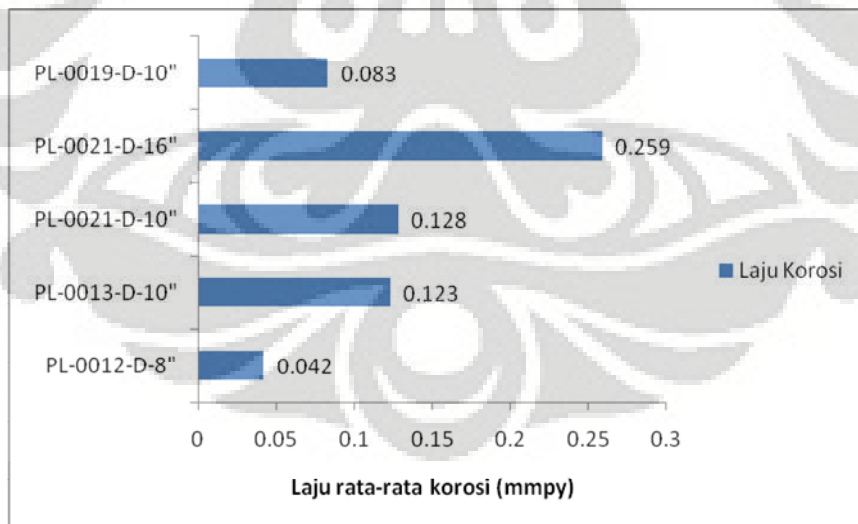
No	Jalur pipa	No Jalur	Ketebalan sebelumnya (mm)	Ketebalan aktual (mm)	Laju korosi (mmpy)	Tingkat laju korosi
1	PL-0019-D-10" (E-001-BX to V-001-HX)	F1-1	14.986	11.94	0.112	Medium
		F1-2	14.986	14.65	0.012	Low
		F1-3	14.986	14.12	0.032	Medium
		F1-4	14.986	14.53	0.016	Low
		F1-5	14.986	12.43	0.095	Medium
		F1-6	14.986	12.75	0.083	Medium
		F1-7	14.986	12.07	0.108	Medium
		F1-8	14.986	11.35	0.135	High
		F1-9	14.986	12.45	0.094	Medium
		F1-10	14.986	12.15	0.105	Medium
		F1-11	14.986	12.62	0.088	Medium
		F1-12	14.986	12.45	0.094	Medium
		F1-13	14.986	12.16	0.105	Medium
2	PL-0021-D-16" (10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16)	F2-1	22.352	16.02	0.234	High
		F2-2	22.352	16.52	0.216	High
		F2-3	22.352	19.21	0.043	Medium
		F2-4	22.352	19.07	0.121	High
		F2-5	22.352	15.79	0.243	High
		F2-6	22.352	15.62	0.249	High
		F2-7	22.352	7.19	0.561	Severe

		F2-8	22.352	11.36	0.407	Severe
3	PL-0021-D-10" (V-001-HX TO 16"-D-060-P-021)	F3-1	14.986	11.05	0.146	High
		F3-2	14.986	11.65	0.124	High
		F3-3	14.986	11.47	0.130	High
		F3-4	14.986	11.36	0.134	High
		F3-5	14.986	11.24	0.139	High
		F3-6	14.986	11.2	0.140	High
		F3-7	14.986	10.63	0.161	High
		F3-8	14.986	10.81	0.155	High
		F3-9	14.986	12.53	0.091	Medium
		F3-10	14.986	12.27	0.101	Medium
		F3-11	14.986	12.74	0.083	Medium
4	PL-0013-D-10" (10" NC VALVE TO E-001-BX)	F4-1	14.986	11.73	0.121	High
		F4-2	14.986	12.69	0.085	Medium
		F4-3	14.986	10.84	0.154	High
		F4-4	14.986	10.97	0.149	High
		F4-5	14.986	10.98	0.148	High
		F4-6	14.986	13.57	0.052	Medium
		F4-7	14.986	10.92	0.151	High
5	PL-0012-D-8" (V-001-CX TO 10"-D-060-P-013)	F5-1	12.7	11.02	0.062	Medium
		F5-2	12.7	12.65	0.002	Low
		F5-3	12.7	11.07	0.060	Medium
		F5-4	12.7	11.51	0.044	Medium

Seperti yang terlihat pada data tabel diatas, baik jalur pada *compression section* ataupun *flow section* memiliki rentang tingkat korosivitas (berdasarkan NACE RP0775-99) dari rendah (*low*) hingga parah (*severe*). Laju korosi rata-rata dari tiap jalur pada kedua *section* dapat dilihat pada grafik 5.1 dan 5.2 dibawah.



Gambar 5.1 Laju korosi rata-rata pada *compression section*



Gambar 5.2 Laju korosi rata-rata pada *flow section*

V. 2 PERHITUNGAN MAWP DENGAN METODE RBI

Perhitungan dilakukan dengan persamaan yang awalnya dikembangkan oleh Kiefner untuk menghitung nilai tekanan maksimum yang mampu ditahan pipa yang telah terkorosi. Persamaan ini tidak menghiraukan panjang korosi yang terjadi. Persamaan ini juga dipakai oleh RBI untuk menghitung nilai MAWP. Adapun persamaanya adalah sebagai berikut:

$$MAWP = \frac{S E t}{(R_o - 0.4t)}$$

MAWP = *maximum allowable working pressure,*

t_{min} = *minimum thickness*

S = *maximum allowable working stress*

E = *joint efficiency*

R_o = *outside radius, diameter luar pipa*

Nilai yang digunakan sebagai nilai MAOP bagi pipa adalah nilai hasil perhitungan MAOP terendah yang terdapat pada jalur tersebut.

Tabel 5. 3 Perhitungan manual pada compression section

Nomor Jalur	Titik pengukuran	Ketebalan sisa dinding pipa (mm)	Nilai MAWP hasil perhitungan	Keterangan	Hasil
PG-0101-XD-2"	C2-1	5.11	1643	Accepted (MAWP >1200 psig)	Maintenance
	C2-2	5.49	1670		
	C2-3	5.32	1655		
PG-0105-D-4"	C3-1	11.07	1747	Accepted (MAWP >1200 psig)	Maintenance
	C3-2	8.59	1921		
	C3-3	8.07	1785		

	C3-4	9.07	2047		
	C3-5	8.35	1858		
	C3-6	11.0	1735		
PG-0105-D-10"	C4-1	10.27	1128	<p>Not Accepted</p> <p>Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik C4-8 dengan 1087 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)</p>	<p>Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 1087 psig atau mengganti komponen</p>
	C4-2	10.16	1116		
	C4-3	10.36	1138		
	C4-4	10.05	1104		
	C4-5	10.43	1146		
	C4-6	14.29	1570		
	C4-7	10.35	1137		
	C4-8	9.89	1087		
	C4-9	10.33	1135		
	C4-10	10.82	1189		
	C4-11	10.86	1193		
	C4-12	13.27	1458		
	C4-13	11.19	1229		
	C4-14	14.34	1576		
	C4-15	12.38	1360		
	C4-16	10.79	1185		
	C4-17	13.22	1452		
	C4-18	13.31	1462		
	C4-19	12.99	1427		
	C4-20	13.36	1468		

	C4-21	13.85	1522		
	C4-22	13.16	1446		
	C4-23	12.47	1370		
	C4-24	13.27	1458		
PG-0123-D-2"	C5-1	5.04	3367	Not Accepted	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 482 psig atau mengganti komponen
	C5-2	4.11	2044	Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik C5-4 dengan 482 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	
	C5-3	4.10	2039		
	C5-4	1.10	482		
	C5-5	4.16	2069		
	C5-6	3.98	1979		
	C5-7	4.40	2188		
PG-0117-D-6"	C8-1	10.03	1788		Accepted (MAWP >1200 psig)
	C8-2	8.85	1578		
	C8-3	9.71	1731		
	C8-4	9.20	1640		
	C8-5	10.75	1917		
	C8-6	11.05	1970		
	C8-7	11.09	1977		
	C8-8	11.84	2111		

Tabel 5.4 Perhitungan manual pada flow section

Nomor Jalur	Titik pengukuran	Ketebalan sisa dinding pipa	Nilai MAWP hasil	Keterangan	Hasil
-------------	------------------	-----------------------------	------------------	------------	-------

		(mm)	perhitungan		
PG-0019-D-10"	F1-1	11.94	1172	Not Accepted Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik F1-8 dengan 1107psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 1107 psig atau mengganti komponen
	F1-2	14.65	1470		
	F1-3	14.12	1412		
	F1-4	14.53	1457		
	F1-5	12.43	1226		
	F1-6	12.75	1261		
	F1-7	12.07	1187		
	F1-8	11.35	1107		
	F1-9	12.45	1228		
	F1-10	12.15	1195		
	F1-11	12.62	1247		
	F1-12	12.45	1229		
	F1-13	12.16	1196		
PG-0021-D-16"	F2-1	16.02	1089	Not Accepted Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik F2-7 dengan 437 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)	Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 437 psig atau mengganti komponen
	F2-2	16.52	1126		
	F2-3	19.21	1324		
	F2-4	19.07	1314		
	F2-5	15.79	1072		
	F2-6	15.62	1059		
	F2-7	7.19	437		
	F2-8	11.36	745		
PG-0021-D-10"	F3-1	11.05	1214	Not Accepted	Mengubah nilai

	F3-2	11.65	1280	<p>Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik F3-7 dengan 1168 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)</p>	<p>tekanan pada pipa menjadi 1168 psig atau mengganti komponen</p>
	F3-3	11.47	1260		
	F3-4	11.36	1248		
	F3-5	11.24	1235		
	F3-6	11.2	1231		
	F3-7	10.63	1168		
	F3-8	10.81	1188		
	F3-9	12.53	1377		
	F3-10	12.27	1348		
	F3-11	12.74	1400		
PG-0013-D-10"	F4-1	11.73	1289	Not Accepted	<p>Mengubah nilai tekanan pada pipa menjadi 1191 psig atau mengganti komponen</p>
	F4-2	12.69	1394	<p>Nilai MAWP terendah hasil perhitungan adalah pada titik F4-3 dengan 1191 psig (nilai MAWP dibawah nilai tekanan desain, 1200 psig)</p>	
	F4-3	10.84	1191		
	F4-4	10.97	1205		
	F4-5	10.98	1206		
	F4-6	13.57	1491		
	F4-7	10.92	1200		
PG-0012-D-8"	F5-1	11.02	1509		<p>Accepted (MAWP >1200 psig)</p>
	F5-2	12.65	1732		
	F5-3	11.07	1516		
	F5-4	11.51	1576		

Kemudian dari hasil perhitungan tersebut (detail perhitungannya lihat lampiran B – Hasil perhitungan kembali kalkulasi RBI), maka dapat ditentukan tindakan lanjutan yang perlu diambil. Data menunjukkan nilai tekanan desain adalah 1200 psig sedangkan nilai tekanan aktual dari tiap pipa adalah 900 psig. Pedoman dalam pengambilan keputusan lanjutan adalah seperti yang digariskan oleh Kiefner berikut :

1. MAWP perhitungan $>$ tekanan desain (1200 psig) $>$ tekanan aktual (900 psig)
Maka pipa tersebut layak untuk terus digunakan dan hanya perlu di-*maintenance*
2. MAWP perhitungan \geq tekanan aktual $<$ tekanan desain
Komponen masih layak digunakan dan hanya perlu melakukan *derating* tekanan proses
3. MAWP perhitungan $<$ tekanan actual (900 psig) $<$ tekanan desain (1200 psig)
Pipa tersebut tidak layak digunakan dan harus diganti komponennya, karena kondisi proses sudah tidak aman untuk dilakukan

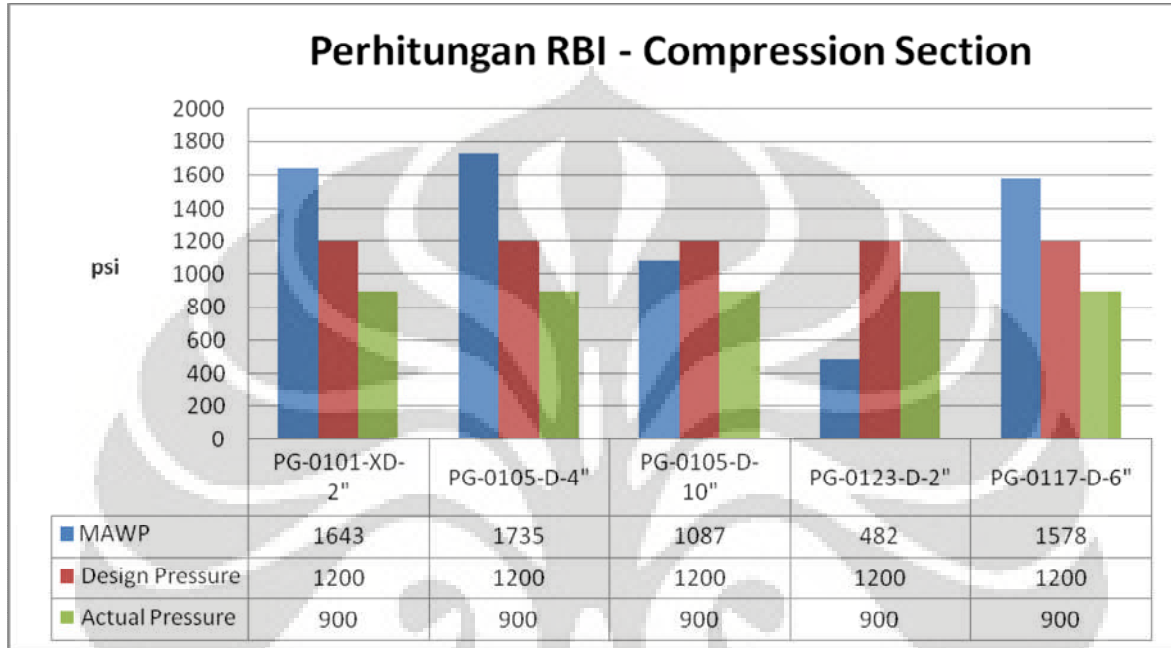
Menggunakan pedoman diatas maka, dari hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan Kiefner (metode RBI) diatas didapatkan hasil sebagai berikut:

- Jalur yang perlu di-*maintenance* (MAWP $>$ tekanan actual proses $>$ tekanan desain)
 - ✓ PG-0101-XD-2" (MAWP = 1643 psig)
 - ✓ PG-0105-D-4" (MAWP = 1735 psig)
 - ✓ PG-0117-D-6" (MAWP = 1640 psig)
 - ✓ PL-0012-D-8" (MAWP = 1509 psig)
- Jalur yang perlu di-*derate* (tekanan actual $<$ MAWP $<$ tekanan desain)
 - PL-0013-D-10" (MAWP = 1191 psig)
 - PL-0021-D-10" (MAWP = 1168 psig)
 - PL-0019-D-10" (MAWP = 1107 psig)
 - PG-0105-D-10" (MAWP = 1087 psig)
- Jalur yang perlu di-*repair/replace* (MAWP $<$ tekanan actual $<$ tekanan desain)

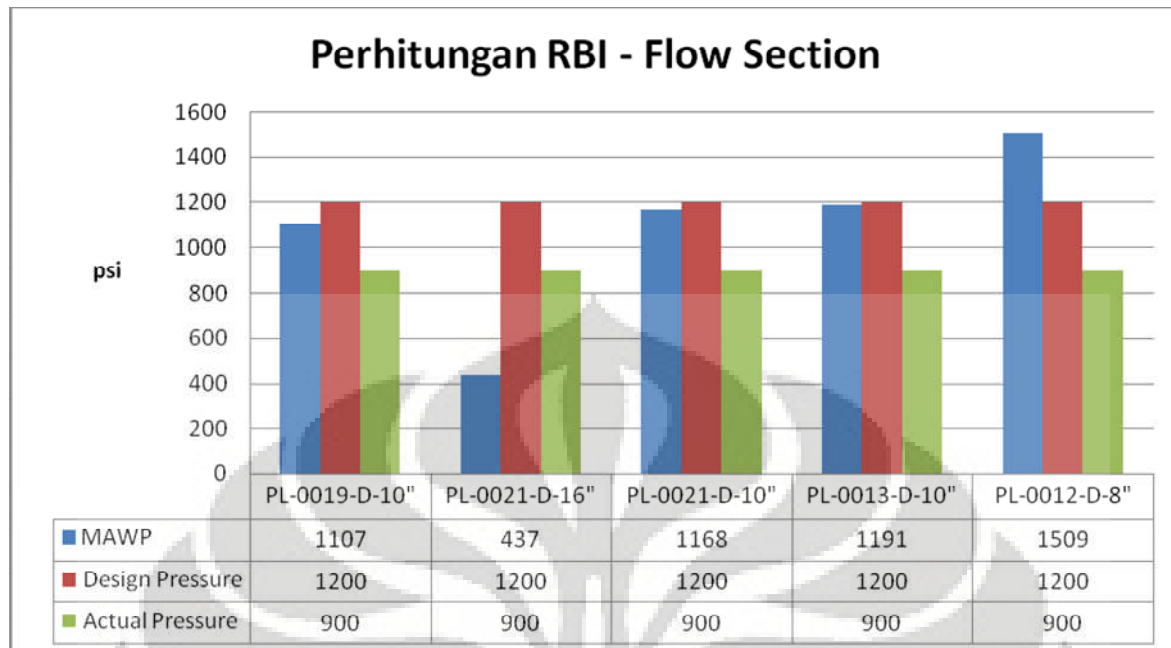
× PG-0123-D-2" (MAWP = 487 psig)

× PL-0021-D-16" (MAWP = 432 psig)

Rangkuman dari hasil perhitungan tersebut dapat dilihat pada grafik 5.3 dan grafik 5.4.



Gambar 5.3 Rangkuman hasil perhitungan MAWP *compression section*



Gambar 5.4 Rangkuman hasil perhitungan MAWP di flow section

V. 3 PERHITUNGAN MAWP DENGAN METODE FFS

Perhitungan dengan metode FFS sesuai dengan step-step sesuai yang sudah diatur dalam API 579-1/ASME FFS-1 yaitu:

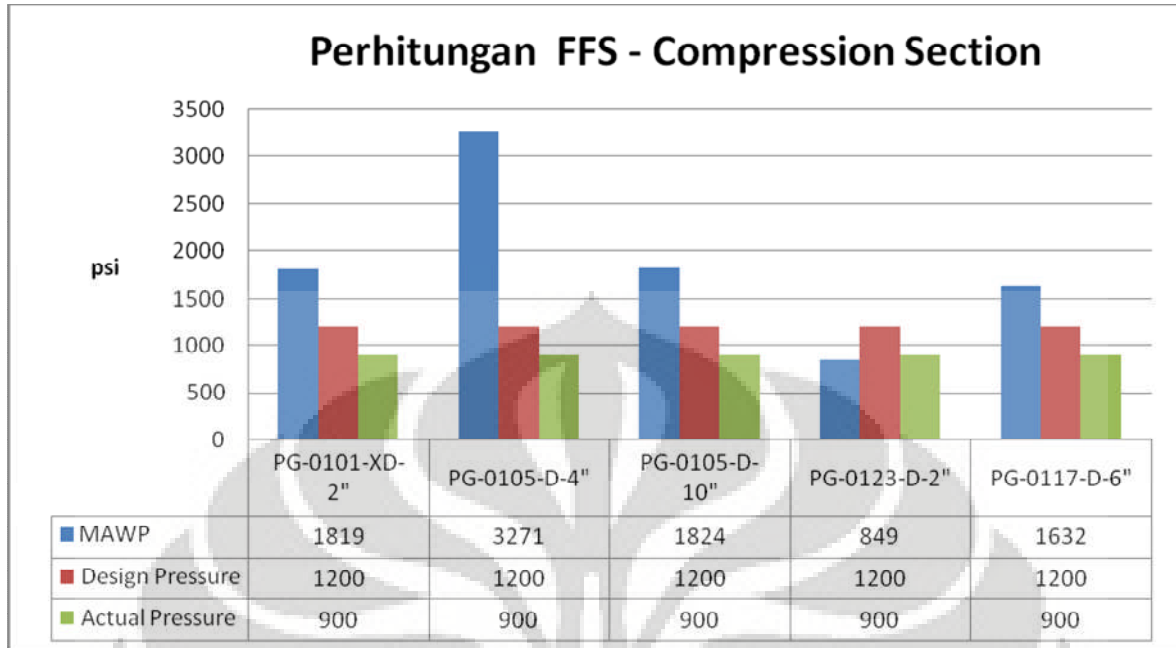
1. Lakukan perhitungan nilai ketebalan minimum yang disyaratkan (*minimum required thickness*, t_m)
2. Tentukan daerah terkorosi pada komponen dan lakukan proses perhitungan ketebalan dinding. Lewat hasil pengukuran didapatkan data yang menunjukkan nilai hasil pengukuran terkecil, t_{mm} . Jika proses penghitungan didasarkan pada profil ketebalan maka lanjutkan ke langkah 3, namun jika berdasarkan pada pembacaan ketebalan maka gunakan table *Future Corrosion Allowance* untuk menentukan nilai *coefficient of variable* (COV). Jika nilai COV < 10% maka lanjutkan ke langkah 6, namun jika nilai COV > 10%, gunakan profil ketebalan sebagai dasar perhitungan.
3. Tentukan nilai L (*thickness averaging length*), dan nilai R_t (*remaining thickness ratio*).

4. Tentukan letak *Critical thickness profile*, CTP dengan menggunakan data profil ketebalan yang akan menunjukkan dimensi daerah logam terkorosi yaitu *s* (*longitudinal*) dan *c* (*circumferential*).
5. Setelah mendapatkan nilai *s* dan *L*, maka dapat dilakukan proses pemeriksaan FFS.
6. Tingkat kelayakan penggunaan komponen pada proses dapat dilihat dari dua kriteria yaitu ketebalan minimum hasil pengukuran dan kekuatan pipa (MAOP)
7. Hasil pemeriksaan adalah rekomendasi untuk komponen, apakah akan di-*derate*, *repair* atau *replace*, atau cukup di-*maintenance*.

Hasil perhitungan dengan menggunakan langkah FFS pada jalur *compression section* dan *flow section* dapat dilihat pada tabel 5.5 dan tabel 5.6 serta pada grafik 5.5 dan 5.6.

No Jalur	MAOP (psi)	Rekomendasi
PG-0101-XD-2"	1819	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)
PG-0105-D-4"	3271	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)
PG-0105-D-10"	1824	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)
PG-0123-D-2"	849	<i>Not Accepted</i> (nilai MAWP < 1200 psi)
PG-0117-D-6"	1632	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)

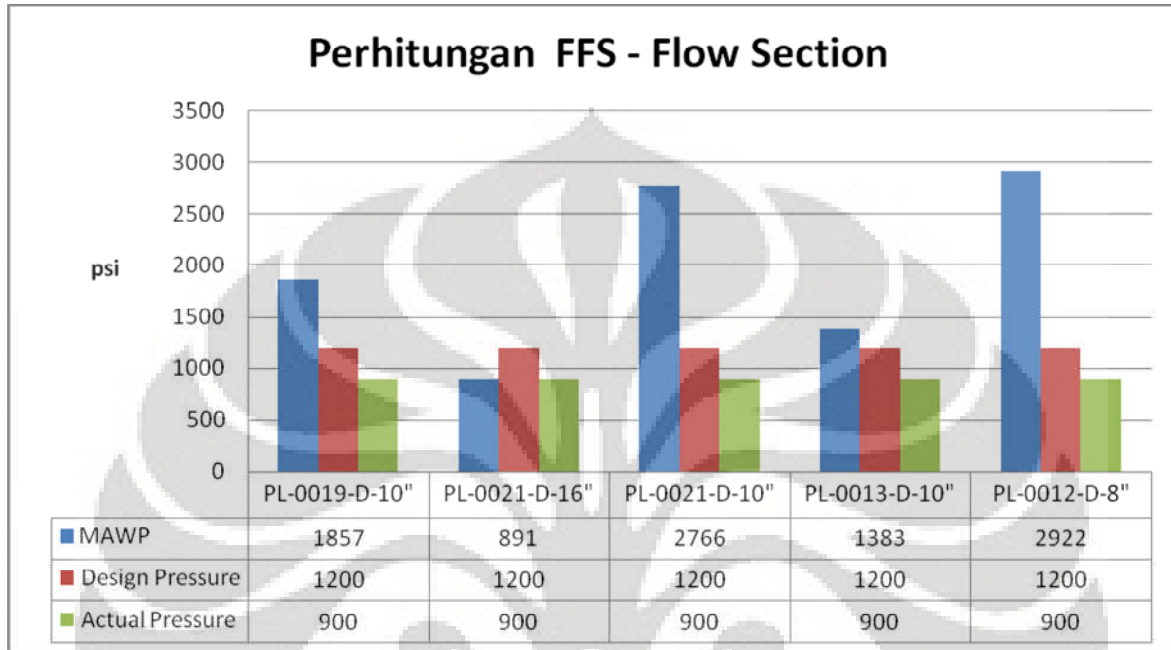
Tabel 5.5 Hasil perhitungan FFS pada jalur *compression section*



Gambar 5.5 Rangkuman hasil perhitungan MAWP *compression section*

No Jalur	MAOP (psi)	Rekomendasi
PL-0019-D-10"	1857	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)
PL-0021-D-16"	891	<i>Not Accepted</i> (nilai MAWP < 1200 psi)
PL-0021-D-10"	2766	<i>Accepted</i> (nilai MAOP > 1200 psi)
PL-0013-D-10"	1383	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)
PL-0012-D-8"	2922	<i>Accepted</i> (nilai MAWP > 1200 psi)

Tabel 5.6 Hasil perhitungan FFS pada jalur *flow section*



Gambar 5.6 Rangkuman hasil perhitungan MAWP *flow section*

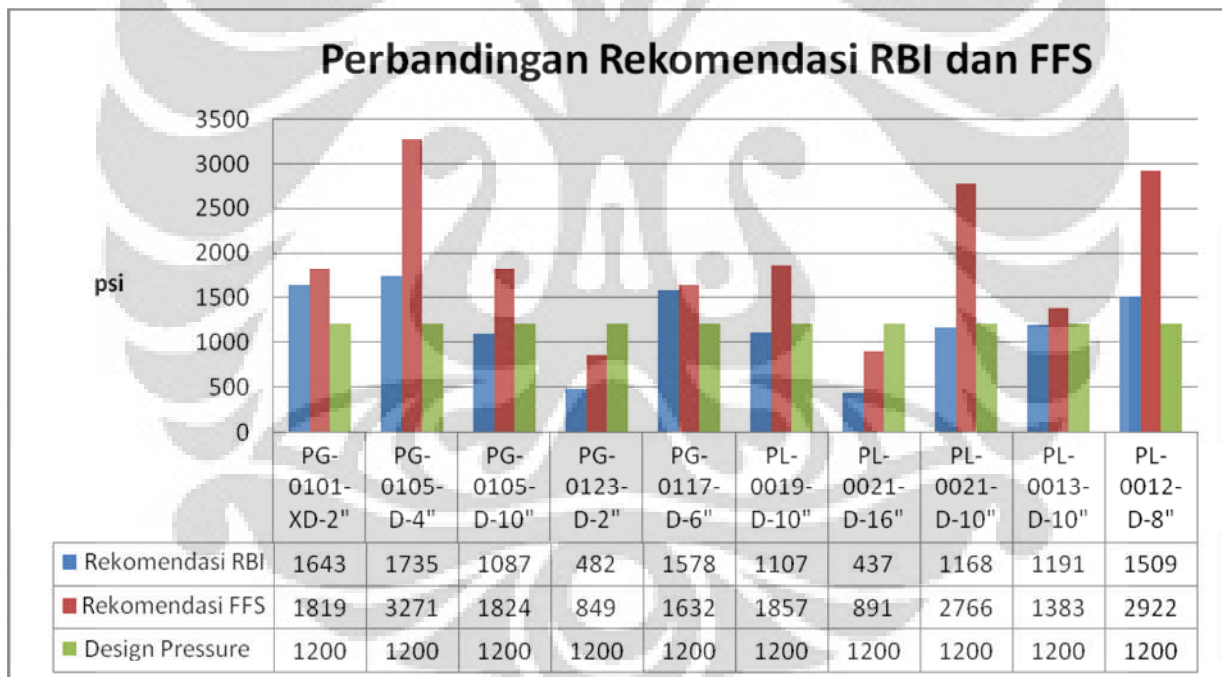
Dari hasil perhitungan tersebut maka didapatkan rekomendasi bagi tiap jalur sebagai berikut :

- o Jalur yang perlu di-*maintenance* (MAOP > tekanan actual proses > tekanan desain)
 - ✓ PG-0101-XD-2" (MAWP = 1819 psig)
 - ✓ PG-0105-D-4" (MAWP = 3271 psig)
 - ✓ PG-0105-D-10" (MAWP = 1824 psig)
 - ✓ PG-0117-D-6" (MAWP = 1632 psig)
 - ✓ PL-0019-D-10" (MAWP = 1857 psig)
 - ✓ PL-0021-D-10" (MAWP = 2766 psig)
 - ✓ PL-0013-D-10" (MAWP = 1383 psig)

- ✓ PL-0012-D-8" (MAWP = 1509 psig)
- Jalur yang perlu di-repair/replace (MAWP < tekanan actual < tekanan desain)
 - × PG-0123-D-2" (MAWP = 849 psig)
 - × PL-0021-D-16" (MAWP = 891 psig)

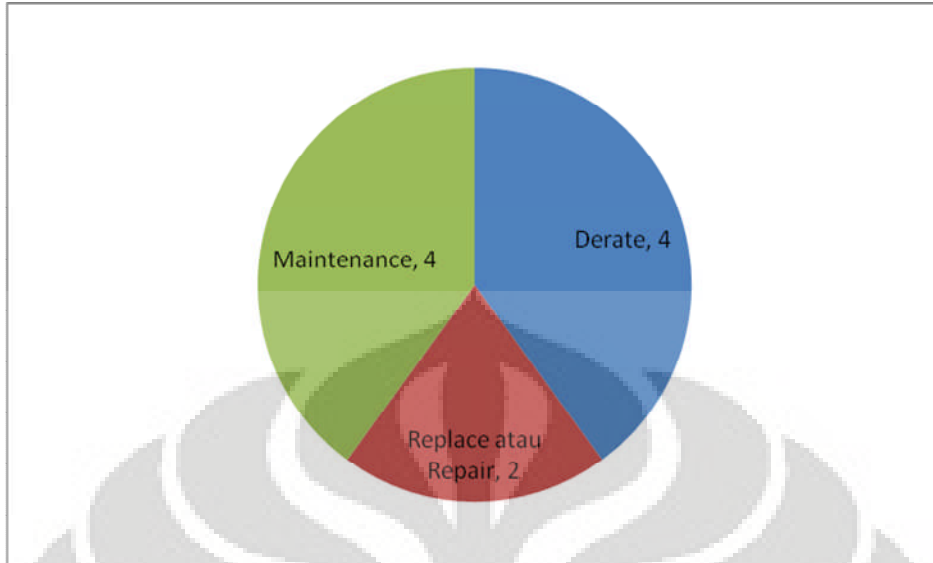
V. 4 PERBANDINGAN PERHITUNGAN MAWP ANTARA METODE RBI DAN METODE FFS

Dari hasil perhitungan yang dilakukan menggunakan pendekatan RBI dan FFS maka didapatkan rekomendasi yang berbeda bagi tiap jalur. Perbedaan ini terjadi karena hasil perhitungan MAOP yang berbeda antara metode RBI dengan metode FFS. Pada gambar 5.7 diperlihatkan perbandingan hasil perhitungan kedua metode bagi tiap jalur.

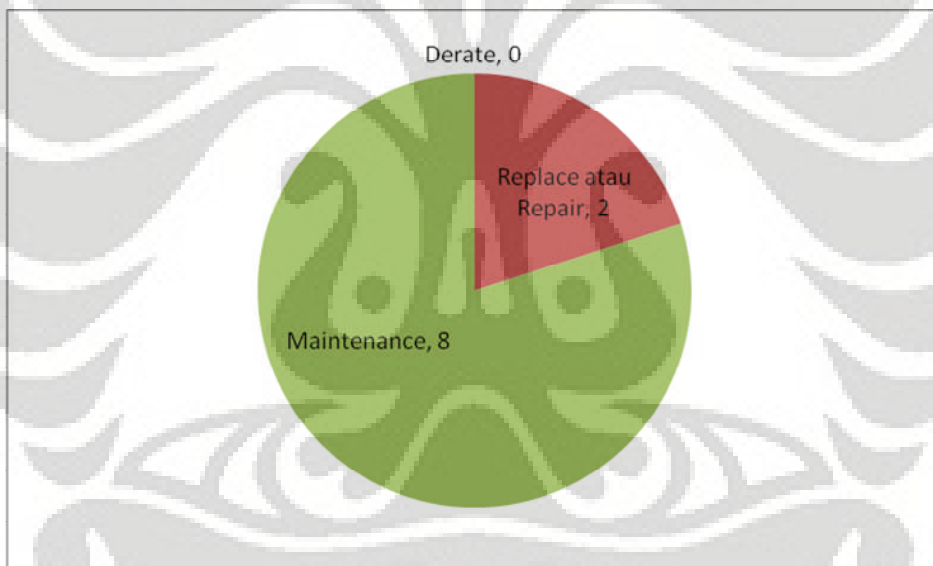


Gambar 5.7 Perbandingan perhitungan MAWP antara RBI dan FFS

Lewat hasil perhitungan dan membandingkannya dengan nilai tekanan desain dan tekanan actual, maka didapatkan rekomendasi bagi tiap jalur yang ada. Gambar 5.8 akan menunjukkan rekomendasi berdasarkan RBI dan gambar 5.9 berdasarkan FFS.



Gambar 5.8 Hasil rekomendasi RBI

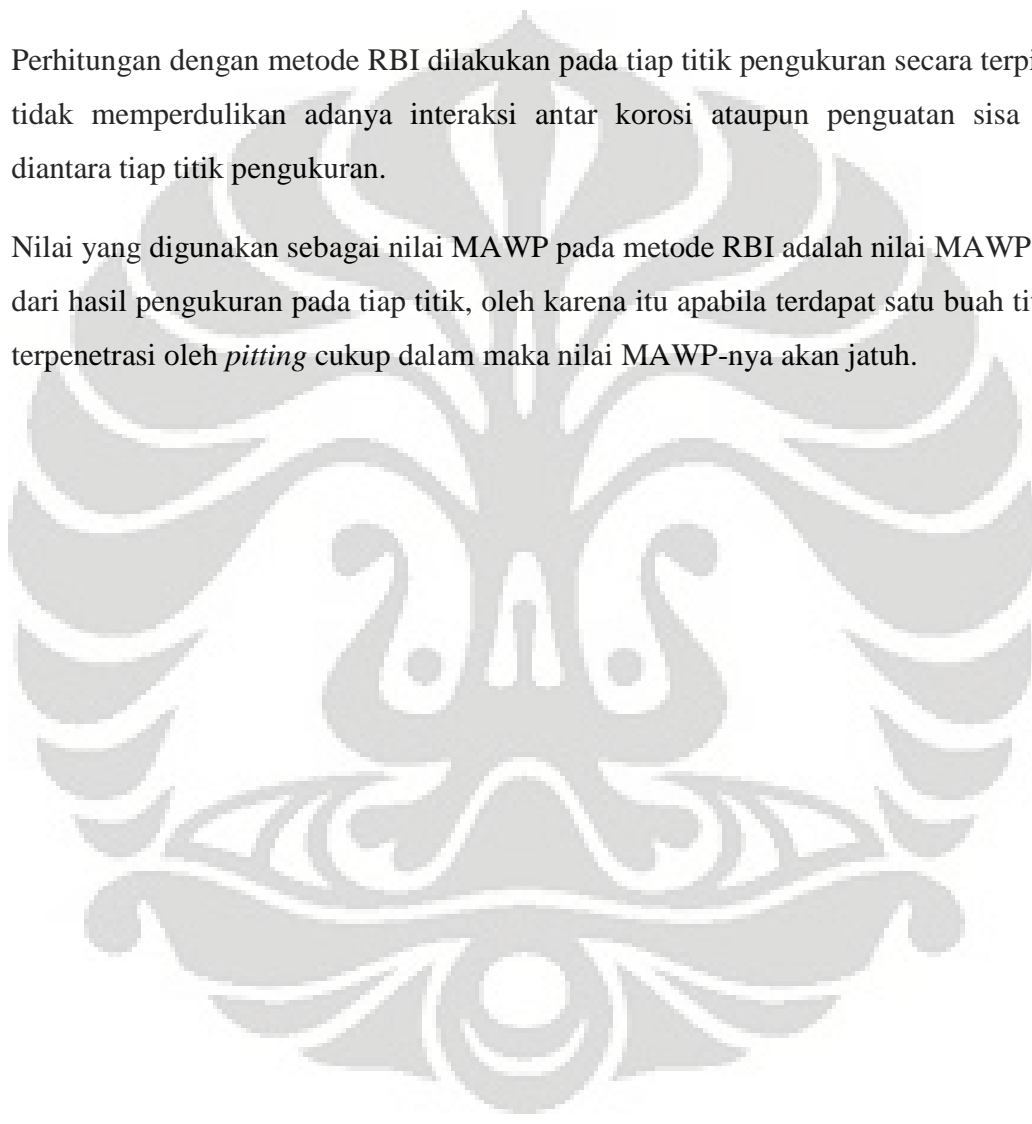


Gambar 5.9 Hasil rekomendasi FFS

Dari kedua *piechart* diatas tampak adanya perbedaan rekomendasi. Metode FFS merekomendasikan 8 jalur untuk tetap dibiarkan apa adanya dan hanya perlu untuk *maintenance* dan 2 jalur lainnya (PG-0123-D-2” dan PL-0021-D-16”) perlu untuk *repair*. Sedangkan metode RBI menghasilkan rekomendasi yang lebih berat, yaitu 4 jalur perlu untuk *derate*, 2 jalur perlu untuk *repair* dan hanya 4 jalur yang layak tetap digunakan dengan parameter proses yang ada.

Perbedaan tadi disebabkan karena nilai hasil perhitungan RBI cenderung menghasilkan nilai yang dibawah hasil perhitungan FFS. Penyebabnya adalah :

1. Pada perhitungan dengan metode RBI yang menggunakan persamaan *Kiefner variable* perhitungannya jauh lebih sederhana dan tidak memperhatikan aspek penting, yaitu panjang daerah yang mengalami korosi
2. Perhitungan dengan metode RBI dilakukan pada tiap titik pengukuran secara terpisah dan tidak memperdulikan adanya interaksi antar korosi ataupun penguatan sisa dinding diantara tiap titik pengukuran.
3. Nilai yang digunakan sebagai nilai MAWP pada metode RBI adalah nilai MAWP terkecil dari hasil pengukuran pada tiap titik, oleh karena itu apabila terdapat satu buah titik yang terpenetrasi oleh *pitting* cukup dalam maka nilai MAWP-nya akan jatuh.



BAB VI

KESIMPULAN

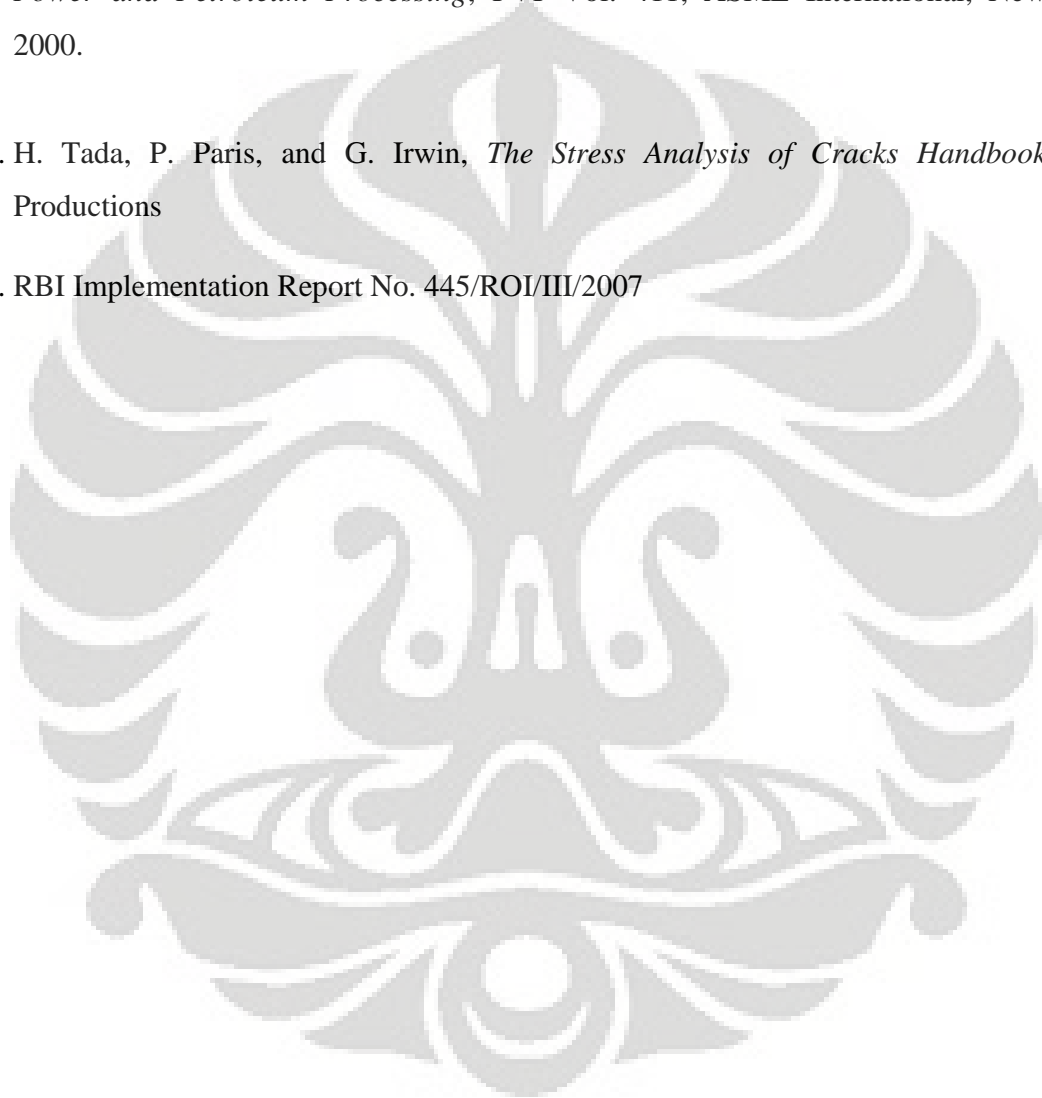
Kesimpulan yang didapatkan dari hasil analisa adalah sebagai berikut:

1. Pertimbangan untuk meng-*assess fitness for service* dari *piping system* termasuk temuan dari inspeksi seperti korosi, penipisan suatu area (LTA) atau dan lain lain adalah rekomendasi dari RBI Assessment dilakukan pada tiap titik pengukuran secara terpisah dan tidak memperdulikan adanya interaksi antar korosi ataupun penguatan sisa dinding diantara tiap titik pengukuran.
2. Hasil *assessment* berdasarkan API 579-1/ASME FFS-1 terhadap data hasil inspeksi pada *piping* fasilitas produksi minyak dan gas bumi (lihat lampiran A- Data hasil kalkulasi RBI) yang dilakukan berdasarkan *Risk Based Inspection* (RBI) menurut API RP 580, dapat merekomendasikan secara akurat apakah fasilitas piping tersebut mengalami *derate, repair* atau *replace*.
3. Hasil rekomendari dari *Risk Based Inspection* tersebut harus dikoreksi terutama rekomendasi *derated* (menurunkan *pressure*) karena pada perhitungan dengan metode RBI perhitungannya jauh lebih sederhana dan tidak memperhatikan aspek penting, yaitu panjang daerah yang mengalami korosi.

DAFTAR PUSTAKA

1. API RP 580. *Risk Based inspection*, American Petroleum Institute. 2002
2. API 581. *Risk Based Inspection Base resource Document*. American Petroleum Institute. 2000
3. API 570. *Piping Inspection Code*. American Petroleum Institute. 2001
4. ASME B31.3 *Process Piping*. The American Society of mechanical Engineer. 1999
5. API 510. *Pressure Vessel Inspection Code*. American Petroleum Institute. 2001
6. ASME Sect. VIII Div. 1 *Design Fabrication and Inspection Pressure Vessel*. The American Society of mechanical Engineer. 1999
7. API 579-1/ASME FFS-1. *Fitness For Service*, American Petroleum Institute. 2008
8. ASME Section V, *Non Destructive Examination*, The American Society of Mechanical Engineer. 2000
9. Fontana, Mars G. *Corrosion Engineering*. International Student Edition, 3th edition. Mc. Graw Hill International. Singapura. 1987
10. Metal Handbook. Ninth Edition. Vol 17. *Non Destructive Evaluation and Quality Control*
11. Antaki, George. *Fitness For Service and Integrity of Piping, Vessel, and Tanks*. Mc. Graw Hill International. Singapura. 2007
12. Edited by M. Prager, *Fitness-for-Service and Decisions for Petroleum and Chemical Equipment*, PVP-Vol. 315, ASME International, New York, 1995.
13. Geitner, F.K., Setting inspection frequencies, *Pipeline and Gas Technology*, November/December 2004
14. Edited by M. Zako and M. Prager, *Fitness-for-Service Evaluations in Petroleum and Fossil Power Plants*, PVP-Vol. 380, ASME International, New York, 1998.

15. Edited by W. J. Koves, *Fitness for Service, Stress Classification and Expansion Joint Design - 2000*, PVP-Vol. 401, ASME International, New York, 2000.
16. Edited by M. Cohn and M. Prager, *Service Experience and Fitness-for-Service in Power and Petroleum Processing*, PVP-Vol. 411, ASME International, New York, 2000.
17. H. Tada, P. Paris, and G. Irwin, *The Stress Analysis of Cracks Handbook*, Paris Productions
18. RBI Implementation Report No. 445/ROI/III/2007



PIPING RBI IMPLEMENTATION PROGRAM 2007
SUMMARY OF PIPING INSPECTION AT MIKE-MIKE F/S AND PIPING CALCULATION RESULT (REVISION AND VALIDATION)

Date of Inspection : May 05 up to May 23, 2007
 Location Inspection : Mike-Mike Flow station

DATE OF REVISION : JULY 27, 2007

List of Drawing CRITICALLY - 1

No.	Location	PIPING DESIGN DATA														INSPECTION DATA				CALCULATION				New MAWP	Finding	Recommendation
		P & ID No.	Line Number	Line Section	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Wall thk Report No.	Point/ Location	Visual	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)	Result			
1	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0111-26"-XD	MM-L-49-01 TO FLANGE PIPE LINE	XD	26	A-234-WPB	XS	500	0.05	1	26	0.50	1200	52000	01/WT/ICR	P1	Good	14.26	12.99	7.62	2046	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					XD	26	API-X52	XS	500	0.05	1	26	0.50	1200	52000	01/WT/ICR	T2	Good	29.93	28.66	7.62	4513	Accepted			
2	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0110-XD-20"	PG-110-D-20 TO PG-111-XD-26	XD	20	A-234-WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	52000	02/WT/ICR	E1	Good	12.47	11.2	5.86	2293	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
3	MMC	MM-COMP-MD-016	PG-0101-XD-2"	PG-101-XD-12 TO 2" NC VALVE	XD	2	A-234-WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	03/WT/ICR	E1	FAIR	5.11	3.84	0.70	6620	Accepted	1200	Coating damage	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					XD	2	API-X52	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	03/WT/ICR	P2	FAIR	5.49	4.22	0.70	7275	Accepted			
					XD	2	A-234-WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	03/WT/ICR	E3	FAIR	5.32	4.05	0.70	6982	Accepted			
4	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0003-D-8"	PV-12 TO SDV	D	8	SA-106-B	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	07/WT/ICR	P1	Good	12.34	11.07	8.76	1516	Accepted	1200	Heavy External Corroded on T3 with size 200 mm x 70 mm and depth 2.5 mm	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	07/WT/ICR	E2	Good	11.72	10.45	8.76	1431	Accepted			
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	07/WT/ICR	T3	BAD	14.25	10.48	8.76	1435	Accepted			
					D	8	SA-106-B	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	07/WT/ICR	P4	Good	12.16	10.89	8.76	1491	Accepted			
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	07/WT/ICR	E5	Good	11.91	10.64	8.76	1457	Accepted			
5	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0105-D-4"	RED 6"x4" TO RED 6"x4"	D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	08/WT/ICR	R1	Good	11.07	9.8	6.73	1747	Accepted	1200	Heavy External Corroded on Thredoilet E3 and all most stud & nut, Gasket	Should be replaced Thredoilet E3 and all most stud & nut, Gasket as per spec and code
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	08/WT/ICR	R1	Good	8.59	7.32	4.57	1921	Accepted			
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	08/WT/ICR	E2	BAD	8.07	6.8	4.57	1785	Accepted			
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	08/WT/ICR	E3	BAD	9.07	7.8	4.57	2047	Accepted			
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	08/WT/ICR	R4	Good	8.35	7.08	4.57	1858	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	08/WT/ICR	R4	Good	11.00	9.73	6.73	1735	Accepted			
6	MMC	MM-COMP-MD-015	PG-0102-XD-20"	PG-101-XD-26" TO PG-102-D-20	XD	20	A.234WPB	XS	500	0.05	1	20	0.50	1200	52000	09/WT/ICR	E1	Good	12.54	11.27	5.86	2307	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
7	MMC	MM-COMP-MD-016	PG-0101-D-2"	FLANGE PIPE LINE TO 2" NC VALVE TO PG-101-D-16"MM-R-43-01	D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	11/WT/ICR	E1	Good	5.32	4.05	2.41	2014	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	11/WT/ICR	P2	Good	5.07	3.8	2.41	1890	Accepted			
8	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0112A-D-12"	PG-112-D-12" TO MM-L-49-01	D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	12/WT/ICR	P1	Good	16.90	15.63	12.95	1448	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
9	MMC	MM-COMP-MD-015	PG-0101-XD-24"	FLANGE PIPE LINE TO SDV 4004	XD	24	API-X52	XS	500	0.05	1	24	0.50	1200	52000	17/WT/ICR	P1	Good	11.62	10.35	7.03	1766	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
10	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0105-D-6"	RED 8"x6" TO RED 6"x4"	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	19/WT/ICR	R1	Good	15.13	13.86	10.92	1523	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	19/WT/ICR	R1	Good	17.06	15.79	6.73	2815	Accepted			
					D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	19/WT/ICR	P2	Good	10.80	9.53	6.73	1699	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	19/WT/ICR	R3	Good	11.77	10.5	6.73	1872	Accepted			
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	19/WT/ICR	R3	Good	13.48	12.21	4.57	3205	Accepted			
11	MMC	MM-COMP-MD-015	PG-0102-D-2"	2" NC VALVE TO PG-102-D-12"	D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	20/WT/ICR	E1	Good	5.40	4.13	2.41	2054	Accepted	1200	Coating damage	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	20/WT/ICR	P2	Good	5.61	4.34	2.41	2158	Accepted			
					D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	20/WT/ICR	E3	Good	5.27	4	2.41	1989	Accepted			
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	20/WT/ICR	P4	Good	5.41	4.14	2.41	2059	Accepted			
12	MMF	ARD-10450-A-4106	PL-0021-D-10"	V-001-HX TO 16"-D-060-P-021	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E1	Good	12.32	11.05	10.92	1214	Accepted	1168	Coating damage	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E2	Good	12.92	11.65	10.92	1280	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E3	Good	12.74	11.47	10.92	1260	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E4	Good	12.63	11.36	10.92	1248	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	P5	Good	12.51	11.24	10.92	1235	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E6	Good	12.47	11.2	10.92	1231	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	P7	Good	11.90	10.63	10.92	1168	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E8	Good	12.08	10.81	10.92	1188	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E9	Good	13.80	12.53	10.92	1377	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	P10	Good	13.54	12.27	10.92	1348	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	E11	Good	14.01	12.74	10.92	1400	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	21/WT/ICR	R12	Good	34.79	33.52	10.92	3683	Accepted			
					D	16	A.234WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	21/WT/ICR	R12	Good	27.38	26.11	16.26	1927	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	E1	Good	13.00	11.73	10.92	1289	Accepted			

PIPING RBI IMPLEMENTATION PROGRAM 2007
SUMMARY OF PIPING INSPECTION AT MIKE-MIKE F/S AND PIPING CALCULATION RESULT (REVISION AND VALIDATION)

Date of Inspection : May 05 up to May 23, 2007
 Location Inspection : Mike-Mike Flow station

DATE OF REVISION : JULY 27, 2007

List of Drawing CRITICALLY - 1

No.	Location	PIPING DESIGN DATA														INSPECTION DATA				CALCULATION				New MAWP	Finding	Recommendation
		P & ID No.	Line Number	Line Section	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Wall thk Report No.	Point/ Location	Visual	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)	Result			
13	MMF	ARD-10450-A-4106	PL-0013-D-10"	10" NC VALVE TO E-001-BX	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	T2	Good	13.96	12.69	10.92	1394	Accepted	1191	Good Condition	Good Maintenance
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	P3	Good	12.11	10.84	10.92	1191	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	E4	Good	12.24	10.97	10.92	1205	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	P5	Good	12.25	10.98	10.92	1206	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	T6	Good	14.84	13.57	10.92	1491	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	24/WT/ICR	E7	Good	12.19	10.92	10.92	1200	Accepted			
14	MMF	ARD-10450-A-4106	PL-0019-D-10"	E-001-BX TO V-001-HX	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E1	Good	11.81	10.54	10.92	1158	No Accepted	1107	Pipe support was broken	Good Maintenance and repair the pipe support and Should be derating with new MAWP = 1107 Psig.
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E2	Good	11.94	10.67	10.92	1172	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	T3	Good	14.65	13.38	10.92	1470	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	T4	Good	14.12	12.85	10.92	1412	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	T5	Good	14.53	13.26	10.92	1457	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E6	Good	12.43	11.16	10.92	1226	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E7	Good	12.75	11.48	10.92	1261	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	P8	Good	12.07	10.8	10.92	1187	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E9	Good	11.35	10.08	10.92	1107	No Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E10	Good	12.45	11.18	10.92	1228	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	P11	Good	12.15	10.88	10.92	1195	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E12	Good	12.62	11.35	10.92	1247	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E13	Good	12.46	11.19	10.92	1229	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	25/WT/ICR	E14	Good	12.16	10.89	10.92	1196	Accepted			
15	MMF	ARD-10450-A-4106	PL-0012-D-8"	V-001-CX TO 10"-D-06O-P-013	D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	E1	Good	12.29	11.02	8.76	1509	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	T2	Good	13.92	12.65	8.76	1732	Accepted			
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	BF3	Good	56.51	55.24	8.76	7565	Accepted			
					D	8	SA-106-B	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	P4	Good	12.34	11.07	8.76	1516	Accepted			
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	E5	Good	12.78	11.51	8.76	1576	Accepted			
					D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	26/WT/ICR	BF6	Good	62.49	61.22	8.76	8383	Accepted			
16	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0112-D-20"	PG-110-D-20 TO RED 20"x12"	D	20	A.234WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	27/WT/ICR	T1	Good	35.08	33.81	20.32	1997	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	20	A.234WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	27/WT/ICR	R2	Good	28.25	26.98	20.32	1593	Accepted			
					D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	27/WT/ICR	R2	Good	18.53	17.26	12.95	1599	Accepted			
17	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0004-D-12"	MODUL A&B TO RED 16"x12"	D	12	SA-234-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	E1	Good	17.00	15.73	12.95	1457	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	P2	Good	16.13	14.86	12.95	1377	Accepted			
					D	12	SA-234-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	E3	Good	16.62	15.35	12.95	1422	Accepted			
					D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	P4	Good	16.91	15.64	12.95	1449	Accepted			
					D	12	SA-234-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	T5	Good	20.34	19.07	12.95	1767	Accepted			
					D	12	SA-234-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	R6	Good	17.94	16.67	12.95	1544	Accepted			
					D	6	SA-234-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	28/WT/ICR	R6	Good	15.91	14.64	6.73	2610	Accepted			
					D	12	SA-234-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	E7	Good	17.80	16.53	12.95	1531	Accepted			
					D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	28/WT/ICR	P8	Good	17.28	16.01	12.95	1483	Accepted			
18	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0110-D-20"	20" NC SPEC BLIND TO PG-110-XD-20	D	20	SA-234-WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	29/WT/ICR	E1	Good	28.89	27.62	20.32	1631	Accepted	1200	Heavy External Corroded on E3 with size 30 mm x 60 mm depth 3.0 mm and Coating damage	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					D	20	SA-234-WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	29/WT/ICR	T2	Good	30.51	29.24	20.32	1727	Accepted			
					D	20	SA-234-WPB	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	29/WT/ICR	E3	BAD	27.76	23.49	20.32	1387	Accepted			
					D	20	SA-106-B	80	500	0.05	1	20	1.03	1200	15000	29/WT/ICR	P4	Good	24.70	23.43	20.32	1384	Accepted			
19	MMC	MM-COMP-MD-019	PG-0112-D-12"	RED 20" x 12" TO WELD CAP	D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	C1	Good	27.37	26.1	12.95	2418	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	T2	Good	21.96	20.69	12.95	1917	Accepted			
					D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	P3	Good	17.64	16.37	12.95	1516	Accepted			
					D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	E4	Good	18.78	17.51	12.95	1622	Accepted			
					D	12	SA-106-B	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	P5	Good	17.14	15.87	12.95	1470	Accepted			
					D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	31/WT/ICR	E6	Good	17.16	15.89	12.95	1472	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E1	Good	11.54	10.27	10.92	1128	No Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P2	Good	11.43	10.16	10.92	1116	No Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E3	Good	11.63	10.36	10.92	1138	No Accepted			

PIPING RBI IMPLEMENTATION PROGRAM 2007
SUMMARY OF PIPING INSPECTION AT MIKE-MIKE F/S AND PIPING CALCULATION RESULT (REVISION AND VALIDATION)

Date of Inspection : May 05 up to May 23, 2007
 Location Inspection : Mike-Mike Flow station

DATE OF REVISION : JULY 27, 2007

List of Drawing CRITICALLY - 1

No.	Location	PIPING DESIGN DATA													INSPECTION DATA				CALCULATION				New MAWP	Finding	Recommendation	
		P & ID No.	Line Number	Line Section	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Wall thk Report No.	Point/ Location	Visual	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)				Result
20	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0105-D-10"	PG-105-D-8" TO MMF GAS LIFT	D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P4	Good	11.32	10.05	10.92	1104	No Accepted	1087	Found Heavy External Corroded on E8 with size 60 mm x 220 mm depth 3.0 mm, 40 mm x 90 mm, 39 mm x 40 mm depth 2 mm and corroded on pipe P6 with size 20 mm x 40 mm depth 1.5 mm	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec. code/standard and Should be derating with new MAWP = 1087 Psig.
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E5	Good	11.70	10.43	10.92	1146	No Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	T6	Good	15.56	14.29	10.92	1570	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P7	Good	11.62	10.35	10.92	1137	No Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E8	Good	11.16	9.89	10.92	1087	No Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P9	Good	11.60	10.33	10.92	1135	No Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E10	Good	12.09	10.82	10.92	1189	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P11	Good	12.13	10.86	10.92	1193	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E12	Good	14.54	13.27	10.92	1458	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P13	Good	12.46	11.19	10.92	1229	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E14	Good	15.61	14.34	10.92	1576	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E15	Good	13.65	12.38	10.92	1360	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P16	Good	12.06	10.79	10.92	1185	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E17	Good	14.49	13.22	10.92	1452	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P18	Good	14.58	13.31	10.92	1462	Accepted			
					D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E19	Good	14.26	12.99	10.92	1427	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P20	Good	14.63	13.36	10.92	1468	Accepted			
D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E21	Good	15.12	13.85	10.92	1522	Accepted								
D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	P22	Good	14.43	13.16	10.92	1446	Accepted								
D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E23	Good	13.74	12.47	10.92	1370	Accepted								
D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	34/WT/ICR	E24	Good	14.54	13.27	10.92	1458	Accepted								
21	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-#04-D-16"	PG-#-D-12" TO PG-101-24 (20")	D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	35/WT/ICR	P1	Good	20.36	19.09	16.26	1409	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	16	SA-234-WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	35/WT/ICR	E2	Good	24.00	22.73	16.26	1678	Accepted			
					D	16	SA-234-WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	35/WT/ICR	E3	Good	23.16	21.89	16.26	1616	Accepted			
22	MMF	ARD-10450-A-4106	PL-0021-D-16"	10"-D-060-P-21 TO MMF-108-D-16	D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	E1	Good	16.02	14.75	16.26	1089	No Accepted	437	Found Heavy External Corroded on E7 with size 70 mm x 950 mm depth 5.0 mm and corroded on pipe P6 on pipe support, Elbow E9 wrong schedule for class D shall be used sch.80, but actually still used sch.40	Elbow E7 have been recoated. Recoating pipe on support as per spec and code, replaced pipes item with correct sch.(sch.80) and Should be derating with new MAWP = 437 Psig.
					D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	P2	Good	16.52	15.25	16.26	1126	No Accepted			
					D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	T3	Good	24.19	22.92	16.26	1692	Accepted			
					D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	E4	Good	19.21	17.94	16.26	1324	Accepted			
					D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	E5	Good	19.07	17.8	16.26	1314	Accepted			
					D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	P6	Good	15.79	14.52	16.26	1072	No Accepted			
					D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	E7	Good	29.07	22.8	16.26	1683	Accepted			
					D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	P8	Good	15.62	14.35	16.26	1059	No Accepted			
					D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	37/WT/ICR	E9	Good	7.19	5.92	16.26	437	No Accepted			
23	MMF	ARD-10450-A-4106	PG-0009-B-12"	V-001-BX TO K-001-BX	B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E1	Good	8.93	7.66	5.94	710	Accepted	550	Good Condition	Good Maintenance
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P2	Good	8.55	7.28	5.94	674	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E3	Good	9.29	8.02	5.94	743	Accepted			
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P4	Good	9.13	7.86	5.94	728	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E5	Good	9.00	7.73	5.94	716	Accepted			
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P6	Good	8.60	7.33	5.94	679	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E7	Good	9.21	7.94	5.94	736	Accepted			
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P8	Good	8.21	6.94	5.94	643	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E9	Good	9.29	8.02	5.94	743	Accepted			
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P10	Good	8.67	7.4	5.94	686	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E11	Good	9.40	8.13	5.94	753	Accepted			
					B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	P12	Good	8.92	7.65	5.94	709	Accepted			
					B	12	SA-234-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	E13	Good	9.82	8.55	5.94	792	Accepted			
B	12	SA-106-B	STD	600	0.05	1	12.75	0.38	550	15000	38/WT/ICR	R14	Good	12.13	10.86	5.94	1006	Accepted								
B	16	SA-234-B	STD	600	0.05	1	16	0.38	550	15000	38/WT/ICR	R14	Good	10.10	8.83	7.45	652	Accepted								
					D	6	SA-234-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	39/WT/ICR	E1	Good	10.50	9.23	6.73	1646	Accepted			
					D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	39/WT/ICR	P2	Good	10.38	9.11	6.73	1624	Accepted			
					D	6	SA-234-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	39/WT/ICR	E3	Good	10.91	9.64	6.73	1719	Accepted			
					D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	39/WT/ICR	P4	Good	10.51	9.24	6.73	1647	Accepted			

PIPING RBI IMPLEMENTATION PROGRAM 2007
SUMMARY OF PIPING INSPECTION AT MIKE-MIKE F/S AND PIPING CALCULATION RESULT (REVISION AND VALIDATION)

Date of Inspection : May 05 up to May 23, 2007
 Location Inspection : Mike-Mike Flow station

DATE OF REVISION : JULY 27, 2007

List of Drawing CRITICALLY - 1

No.	Location	PIPING DESIGN DATA													INSPECTION DATA				CALCULATION				New MAWP	Finding	Recommendation	
		P & ID No.	Line Number	Line Section	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Wall thk Report No.	Point/ Location	Visual	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)				Result
1	MMC	MM-COMP-MD-015	PG-0123-D-2"	MM-R-40-01 TO MM-R-40-01	D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	T1	Good	8.04	6.77	2.41	3367	Accepted	482	Heavy external corroded on pipe P4 with size 55 mm x 70 mm and depth 2.0 mm, Almost all (Stud/Nuts & Gaskets) of flange connection were on bad condition	Should be derating with new MAWP = 550 Psig. And Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard and - replaced all (Studs/Nuts & Gasket) and Should be derating with new MAWP = 482 Psig.
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	P2	Good	5.38	4.11	2.41	2044	Accepted			
					D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	E3	Good	5.37	4.1	2.41	2039	Accepted			
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	P4	BAD	4.24	0.97	2.41	482	No Accepted			
					D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	E5	Good	5.43	4.16	2.41	2069	Accepted			
					D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	P6	Good	5.25	3.98	2.41	1979	Accepted			
					D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	04/WT/ICR	E7	Good	5.67	4.4	2.41	2188	Accepted			
2	MMC	MM-COMP-MD-004	PG-0007-A-1"	PG-100-B-12" TO 1" NC VALVE	A	1	SA-106-B	80	600	0.05	1	1.315	0.19	140	15000	05/WT/ICR	P1	Good	4.25	2.98	0.16	2677	Accepted	140	Good Condition	Good Maintenance
3	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0004-6"-D	PG-004-D-12" TO RED 6"x4"	D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	06/WT/ICR	E1	Good	9.23	7.96	6.73	1419	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	06/WT/ICR	R2	Good	11.81	10.54	6.73	1879	Accepted			
					D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	06/WT/ICR	R2	Good	8.81	7.54	4.57	1979	Accepted			
4	MMC	MM-COMP-MD-016	PG-0101-XD-16"	FLANGE PIPE LINE TO MM-R-43-01	XD	16	A.234WPB	XS	500	0.05	1	16	0.50	1200	52000	10/WT/ICR	E1	Good	13.97	12.7	4.69	3250	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					XD	16	A.234WPB	XS	500	0.05	1	16	0.50	1200	52000	10/WT/ICR	T2	Good	15.41	14.14	4.69	3619	Accepted			
5	MMC	MM-COMP-MD-018	PG-0113-D-2"	PG-117-D-6" TO 2" BALL VALVE	D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	13/WT/ICR	P1	Good	5.57	4.3	2.41	2138	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
6	MMC	MM-COMP-MD-018	PG-0114-3"-D	PG-117-D-6" TO 3" BDV 4110	D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	14/WT/ICR	P1	Good	6.95	5.68	3.56	1917	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
7	MMC	MM-COMP-MD-018	PG-0117-D-6"	MM-V-41-01 TO 6" WELD CAP	D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	E1	Good	11.30	10.03	6.73	1788	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	P2	Good	10.12	8.85	6.73	1578	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	E3	Good	10.98	9.71	6.73	1731	Accepted			
					D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	P4	Good	10.47	9.2	6.73	1640	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	T5	Good	12.02	10.75	6.73	1917	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	T6	Good	12.32	11.05	6.73	1970	Accepted			
					D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	15/WT/ICR	T7	Good	12.36	11.09	6.73	1977	Accepted			
8	MMC	MM-COMP-MD-015	PG-0101-XD-26"	SDV 4004 TO MM-R-40-01	XD	26	API-X52	XS	500	0.05	1	26	0.50	1200	52000	16/WT/ICR	P1	Good	15.45	14.18	7.62	2233	Accepted	1200	Found Slight External Corroded on E2	Should be refurbish and applied the proper paint as per company spec, code/standard
					XD	26	A.234WPB	XS	500	0.05	1	26	0.50	1200	52000	16/WT/ICR	E2	Good	12.83	11.56	7.62	1820	Accepted			
					XD	26	A.234WPB	XS	500	0.05	1	26	0.50	1200	52000	16/WT/ICR	T3	Good	20.47	19.2	7.62	3024	Accepted			
9	MMC	MM-COMP-MD-016	PG-0101-D-16"	PG-101-XD-12" TO V-41-01 (RED 16"x12")	D	16	A.234WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	18/WT/ICR	E1	Good	28.58	27.31	16.26	2016	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	18/WT/ICR	P2	Good	20.56	19.29	16.26	1424	Accepted			
					D	16	A.234WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	18/WT/ICR	R3	Good	25.57	24.3	16.26	1794	Accepted			
					D	12	A.234WPB	80	500	0.05	1	12.75	0.69	1200	15000	18/WT/ICR	R3	Good	29.03	27.76	12.95	2572	Accepted			
10	MMF	ARD-10450-A-4106	PG-0014-D-3"	10"-D-060-P-013 TO PV-200	D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	22/WT/ICR	P1	Good	4.91	3.64	3.56	1228	Accepted	1100	Some item (pipes) wrong schedule for class D shall be used sch.80, but actually still used sch.40	Should be replaced pipes item with correct sch.(sch.80)
					D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	22/WT/ICR	P2	Good	4.77	3.50	3.56	1181	Accepted			
					D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	22/WT/ICR	E3	Good	4.53	3.26	3.56	1100	No Accepted			
					D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	22/WT/ICR	P4	Good	4.95	3.68	3.56	1242	Accepted			
					D	3	SA-106-B	80	500	0.05	1	3.5	0.32	1200	15000	22/WT/ICR	T5	Good	5.89	4.62	3.56	1559	Accepted			
11	MMF	ARD-10450-A-4106	PG-0020-D-8"	10"-D-060-P-013 TO 8" NC VALVE	D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	23/WT/ICR	E1	Good	12.10	10.83	8.76	1483	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	R1	Good	14.31	13.04	10.92	1433	Accepted			

PIPING RBI IMPLEMENTATION PROGRAM 2007
SUMMARY OF PIPING INSPECTION AT MIKE-MIKE F/S AND PIPING CALCULATION RESULT (REVISION AND VALIDATION)

Date of Inspection : May 05 up to May 23, 2007
 Location Inspection : Mike-Mike Flow station

DATE OF REVISION : JULY 27, 2007

List of Drawing CRITICALLY - 1

No.	Location	PIPING DESIGN DATA														INSPECTION DATA				CALCULATION				New MAWP	Finding	Recommendation
		P & ID No.	Line Number	Line Section	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Wall thk Report No.	Point/ Location	Visual	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)	Result			
12	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-0105-D-10"	PG-004-D-16" TO PG-105-D-10"	D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	30/WT/ICR	R1	Good	15.72	14.45	8.76	1979	Accepted	1200	Good Condition	Good Maintenance
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	E2	Good	16.01	14.74	10.92	1619	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	P3	Good	13.93	12.66	10.92	1391	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	E4	Good	15.22	13.95	10.92	1533	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	E5	Good	16.58	15.31	10.92	1682	Accepted			
					D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	P6	Good	15.58	14.31	10.92	1572	Accepted			
					D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	30/WT/ICR	T7	Good	19.40	18.13	10.92	1992	Accepted			
13	MMF	MMF-MD-017	MMF-101-A-1"	MMF-107-D-3" TO MMF-189-A-1"	A	1	SA-106-B	80	600	0.05	1	1.315	0.19	140	15000	JUST VISUAL INSPECTION							All Joint with threaded connection and found heavy corroded on threaded connection	Should be replaced all pipes as per spec and code		
14	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-#04-A-D-6"	RED 6"x4" TO PG-#4-D-12	JUST BALL VALVE												Good Condition	Good Maintenance								
15	MMC	MM-COMP-MD-005	PG-#04-A-D-4"	RED 6"x4" TO RED 6"x4"	JUST BALL VALVE												Good Condition	Good Maintenance								
16	MMC	MM-COMP-MD-016	PG-120-D-6"	PG-120-XD-6" TO PG-101-D-12"	JUST WELDOLET												Good Condition	Good Maintenance								

TOTAL LINE CRITICALY#3 HAVE BEEN INSPECTED = 16 LINES
TOTAL LINE CRITICALY#3 WERE ACCEPTED BASE ON CALCULATION = 15 LINES
TOTAL LINE CRITICALY#3 WERE NOT ACCEPTED BASE ON CALCULATION = 1 LINE

RISK BASED INSPECTION (RBI) RE-CALCULATION FOR MAWP

No.	Location	PIPING DESIGN DATA											INSPECTION DATA		CALCULATION				New MAWP	
		Line Number	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Point/ Location	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)		Result
1	MMC	PG-0101-XD-2"	XD	2	A-234-WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	E1	5.11	3.84	0.70	6620	Accepted	1200
			XD	2	API-X52	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	P2	5.49	4.22	0.70	7275	Accepted	
			XD	2	A-234-WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	52000	E3	5.32	4.05	0.70	6982	Accepted	
2	MMC	PG-0105-D-4"	D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	R1	11.07	9.8	6.73	1747	Accepted	1200
			D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	R1	8.59	7.32	4.57	1921	Accepted	
			D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	E2	8.07	6.8	4.57	1785	Accepted	
			D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	E3	9.07	7.8	4.57	2047	Accepted	
			D	4	A.234WPB	80	500	0.05	1	4.5	0.38	1200	15000	R4	8.35	7.08	4.57	1858	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	R4	11.00	9.73	6.73	1735	Accepted	
3	MMF	PL-0021-D-10"	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E1	12.32	11.05	10.92	1214	Accepted	1168
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E2	12.92	11.65	10.92	1280	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E3	12.74	11.47	10.92	1260	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E4	12.63	11.36	10.92	1248	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P5	12.51	11.24	10.92	1235	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E6	12.47	11.2	10.92	1231	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P7	11.90	10.63	10.92	1168	No Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E8	12.08	10.81	10.92	1188	No Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E9	13.80	12.53	10.92	1377	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P10	13.54	12.27	10.92	1348	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E11	14.01	12.74	10.92	1400	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	R12	34.79	33.52	10.92	3683	Accepted	
			D	16	A.234WPB	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	R12	27.38	26.11	16.26	1927	Accepted	
4	MMF	PL-0013-D-10"	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E1	13.00	11.73	10.92	1289	Accepted	1191
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T2	13.96	12.69	10.92	1394	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P3	12.11	10.84	10.92	1191	No Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E4	12.24	10.97	10.92	1205	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P5	12.25	10.98	10.92	1206	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T6	14.84	13.57	10.92	1491	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E7	12.19	10.92	10.92	1200	Accepted	
5	MMF	PL-0019-D-10"	D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E1	11.81	10.54	10.92	1158	No Accepted	1107
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E2	11.94	10.67	10.92	1172	No Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T3	14.65	13.38	10.92	1470	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T4	14.12	12.85	10.92	1412	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T5	14.53	13.26	10.92	1457	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E6	12.43	11.16	10.92	1226	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E7	12.75	11.48	10.92	1261	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P8	12.07	10.8	10.92	1187	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E9	11.35	10.08	10.92	1107	No Accepted	

No.	Location	PIPING DESIGN DATA											INSPECTION DATA		CALCULATION				New MAWP	
		Line Number	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Point/ Location	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)		Result
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E10	12.45	11.18	10.92	1228	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P11	12.15	10.88	10.92	1195	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E12	12.62	11.35	10.92	1247	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E13	12.46	11.19	10.92	1229	Accepted	
			D	10	A.234WPB	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E14	12.16	10.89	10.92	1196	No Accepted	
6	MMF	PL-0012-D-8"	D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	E1	12.29	11.02	8.76	1509	Accepted	1200
			D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	T2	13.92	12.65	8.76	1732	Accepted	
			D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	BF3	56.51	55.24	8.76	7565	Accepted	
			D	8	SA-106-B	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	P4	12.34	11.07	8.76	1516	Accepted	
			D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	E5	12.78	11.51	8.76	1576	Accepted	
			D	8	A.234WPB	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	BF6	62.49	61.22	8.76	8383	Accepted	
7	MMC	PG-0105-D-10"	D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E1	11.54	10.27	10.92	1128	No Accepted	1087
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P2	11.43	10.16	10.92	1116	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E3	11.63	10.36	10.92	1138	No Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P4	11.32	10.05	10.92	1104	No Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E5	11.70	10.43	10.92	1146	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	T6	15.56	14.29	10.92	1570	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P7	11.62	10.35	10.92	1137	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E8	11.16	9.89	10.92	1087	No Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P9	11.60	10.33	10.92	1135	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E10	12.09	10.82	10.92	1189	No Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P11	12.13	10.86	10.92	1193	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E12	14.54	13.27	10.92	1458	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P13	12.46	11.19	10.92	1229	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E14	15.61	14.34	10.92	1576	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E15	13.65	12.38	10.92	1360	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P16	12.06	10.79	10.92	1185	No Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E17	14.49	13.22	10.92	1452	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P18	14.58	13.31	10.92	1462	Accepted	
			D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E19	14.26	12.99	10.92	1427	Accepted	
			D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P20	14.63	13.36	10.92	1468	Accepted	
D	10	SA-106-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E21	15.12	13.85	10.92	1522	Accepted				
D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	P22	14.43	13.16	10.92	1446	Accepted				
D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E23	13.74	12.47	10.92	1370	Accepted				
D	10	SA-234-B	80	500	0.05	1	10.75	0.59	1200	15000	E24	14.54	13.27	10.92	1458	Accepted				
8	MMF	PL-0021-D-16"	D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	E1	16.02	14.75	16.26	1089	No Accepted	437
			D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	P2	16.52	15.25	16.26	1126	No Accepted	
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	T3	24.19	22.92	16.26	1692	Accepted	
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	E4	19.21	17.94	16.26	1324	Accepted	
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	E5	19.07	17.8	16.26	1314	Accepted	
			D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	P6	15.79	14.52	16.26	1072	No Accepted	
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	E7	29.07	22.8	16.26	1683	Accepted	
			D	16	SA-106-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	P8	15.62	14.35	16.26	1059	No Accepted	

No.	Location	PIPING DESIGN DATA											INSPECTION DATA		CALCULATION				New MAWP	
		Line Number	Class	NPS	Mat'l. Spec.	Sch	Temp. Design (°F)	CA (inch)	E	OD (inch)	Nom. Thk (inch)	Design Pressure (psig)	MAWS (psig)	Point/Location	Thick. Meas. (mm)	Thick. Min. (mm)	Thick. Req (mm)	MAWP (psig)		Result
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	E9	7.19	5.92	16.26	437	No Accepted	
			D	16	SA-234-B	80	500	0.05	1	16	0.88	1200	15000	R10	11.36	10.09	16.26	745	No Accepted	
			D	8	SA-234-B	80	500	0.05	1	8.625	0.50	1200	15000	R10	17.34	16.07	8.76	2201	Accepted	
9	MMC	PG-0123-D-2"	D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	T1	8.04	6.77	2.41	3367	Accepted	482
			D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	P2	5.38	4.11	2.41	2044	Accepted	
			D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	E3	5.37	4.1	2.41	2039	Accepted	
			D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	P4	4.24	0.97	2.41	482	No Accepted	
			D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	E5	5.43	4.16	2.41	2069	Accepted	
			D	2	SA-106-B	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	P6	5.25	3.98	2.41	1979	Accepted	
			D	2	A.234WPB	80	500	0.05	1	2.375	0.28	1200	15000	E7	5.67	4.4	2.41	2188	Accepted	
10	MMC	PG-0117-D-6"	D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	E1	11.30	10.03	6.73	1788	Accepted	1200
			D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	P2	10.12	8.85	6.73	1578	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	E3	10.98	9.71	6.73	1731	Accepted	
			D	6	SA-106-B	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	P4	10.47	9.2	6.73	1640	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	T5	12.02	10.75	6.73	1917	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	T6	12.32	11.05	6.73	1970	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	T7	12.36	11.09	6.73	1977	Accepted	
			D	6	A.234WPB	80	500	0.05	1	6.625	0.50	1200	15000	C8	13.11	11.84	6.73	2111	Accepted	

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0101-XD-2"	Corrosion Rate	: 0.0039	inch/year
Age of Service	: 27	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0039	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 52000	psig
Design Pressure (P)	: 1200	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500	Distance of metal loss (Lmsd)	: 1.0	inch
Operating Pressure	: 900	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 2.375	Circ. Metal loss (c)	: 0.15	inch
Inside diameter (D)	: 1.815	Long. Metal loss (s)	: 0.06	inch
Nominal Thickness (tnom)	: 0.280	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (tmm)	: 0.150	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 46.4			%

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t min).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times F \times E \times T} = 0.038 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t mm), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 3.839$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 0.288$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(R_t = 3.839) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.150 - 0.004 = 0.15) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(L_{msd} = 1.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 0.473 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw.

$$\left(\begin{array}{l} l = 0.288 \\ R_t = 3.839 \end{array} \right) \quad \text{(From Figure 5.6)}$$

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

$$M_t : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 1.020$$

$$RSF : \frac{R_t}{1 - 1/M_t (1 - R_t)} = 1.015$$

$$MAWP : \frac{2 \times S \times E \times F \times T \times t}{D} = 4729 \text{ psig}$$

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 4729 \text{ psig}$$

- Evaluate the circumferential extent of the flaw.

$$\left(\begin{array}{l} c/D = 0.083 \\ R_t = 3.839 \end{array} \right) \quad \text{(From Figure 5.7)}$$

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

Conclusion : As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0105-D-4"	Corrosion Rate	: 0.0025	inch/year
Age of Service	: 27	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0025	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 6.625	Circ. Metal loss (c)	: 0.38	inch
Inside diameter (D)	: 6.000	Long. Metal loss (s)	: 0.35	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.500	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.430	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 14.0			%

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times F \times E \times T} = 0.158 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 2.710$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 0.462$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 2.710) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.430 - 0.003 = 0.43) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 1.751 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw.

$$\left(\begin{array}{l} l = 0.462 \\ Rt = 2.710 \end{array} \right) \quad \text{(From Figure 5.6)}$$

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

$$Mt : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 1.050$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 1.031$$

$$MAWP : \frac{2 \times S \times E \times F \times T \times t}{D} = 3271 \text{ psig}$$

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 3271 \text{ psig}$$

- Evaluate the circumferential extent of the flaw.

$$\left(\begin{array}{l} c/D = 0.063 \\ Rt = 2.710 \end{array} \right) \quad \text{(From Figure 5.7)}$$

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

Conclusion : As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0105-D-10"	Corrosion Rate	: 0.0068	inch/year
Age of Service	: 27	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0068	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 10.750	Circ. Metal loss (c)	: 0.38	inch
Inside diameter (D)	: 9.668	Long. Metal loss (s)	: 1.20	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.389	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 34.1			%

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P \cdot D_o}{2 \times S \times F \times E \times T} = 0.256 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (R_t), flaw dimension.

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 1.493$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 0.980$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(R_t = 1.493) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.389 - 0.007 = 0.38) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.832 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} l = 0.980 \\ R_t = 1.493 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

$$Mt : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 1.209$$

$$RSF : \frac{R_t}{1 - 1/Mt (1 - R_t)} = 1.061$$

$$MAWP : \frac{2 \times S \times E \times F \times T \times t}{D} = 1824 \text{ psig}$$

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 1824 \text{ psig}$$

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.039 \\ R_t = 1.493 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

Conclusion : As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0017-D-6"	Corrosion Rate	: 0.0052	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0052	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 650 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 10.750 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.40	inch
Inside diameter (D)	: 9.750 Inch	Long. Metal loss (s)	: 0.47	inch
Nominal Thickness (tnom)	: 0.500 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (tmm)	: 0.348 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 30.4 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t min).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times F \times E \times T} = 0.256 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t mm), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 1.339$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 0.382$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(R_t = 1.339) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.348 - 0.005 = 0.34) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.844 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} l = 0.382 \\ R_t = 1.339 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

$$M_t : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 1.034$$

$$RSF : \frac{R_t}{1 - 1/M_t (1 - R_t)} = 1.009$$

$$MAWP : \frac{2 \times S \times E \times F \times T \times t}{D} = 1632 \text{ psig}$$

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 1632 \text{ psig}$$

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.041 \\ R_t = 1.339 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

Conclusion : As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0123-D-2"	Corrosion Rate	: 0.0710	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0700	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 650 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 2.375 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.04	inch
Inside diameter (D)	: 1.815 Inch	Long. Metal loss (s)	: 0.41	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.280 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.040 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 85.7 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times F \times E \times T} = 0.057 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = -0.531$$

$$| = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 1.645$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = -0.531) > 0.20 \quad \text{FALSE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.040 - 0.070 = -0.03) > 0.10 \quad \text{FALSE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 0.577 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} | = 1.645 \\ Rt = -0.531 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **un-acceptable**. Conclude rerate safe operating pressure is below :

$$Mt : (1 + 0.48 (|)^2)^{0.5} = 1.516$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 55.230$$

$$MAWP : \frac{2 \times S \times E \times F \times T \times t}{D} = 849 \text{ psig}$$

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 849 \text{ psig}$$

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.021 \\ Rt = -0.531 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **un-acceptable**.

Conclusion : As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Un-Acceptable

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0101-XD-2"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 2.375	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 2.38	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 1.815	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 52000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17500	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: X52	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.280	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.210	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.150	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.200	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 46.43	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0039	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.151	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 0.059	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 1	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0039	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

GO TO SHEET PLANT

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0105-D-4"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 6.63	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 6.63	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 6.000	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.500	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.320	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.430	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.430	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 14.00	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0025	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.38	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 0.35	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0025	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

GO TO SHEET PLANT

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0105-D-10"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 10.75	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 10.75	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 9.668	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90		
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.440	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.389	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.490	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 34.07	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0068	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.38	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 1.2	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0068	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

GO TO SHEET PLANT

GAS

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0017-D-6"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 650	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 6.625	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 10.75	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 9.750	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0050	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.500	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.449	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.348	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.404	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 30.40	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0052	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.398	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 0.47	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0052	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

GO TO SHEET PLANT

GAS

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0123-D-2"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 650	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 2.375	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 2.38	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 1.815	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.280	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.210	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.040	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.220	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 85.71	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0710	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.038	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 0.41	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0700	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

GO TO SHEET PLANT

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PL-0012-D-8"	Corrosion Rate	: 0.0016	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.002	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 8.625 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.44	inch
Inside diameter (D)	: 7.625 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.500 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.433 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 13.4 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.205 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 2.101$$

$$| = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 10.064$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 2.101) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.433 - 0.002 = 0.431) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.252 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} | = 10.064 \\ Rt = 2.101 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.057 \\ Rt = 2.101 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (|)^2)^{0.5} = 7.044$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 1.817$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 2922 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 2922 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PL-0013-D-10"	Corrosion Rate	: 0.0048	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.005	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 17500	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 5.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 10.750 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.43	inch
Inside diameter (D)	: 9.570 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.427 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 27.6 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.512 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 0.825$$

$$| = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 5.690$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 0.825) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.427 - 0.005 = 0.422) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 5.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 3.984 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} | = 5.690 \\ Rt = 0.825 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **un-acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.045 \\ Rt = 0.825 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (|)^2)^{0.5} = 4.067$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 0.862$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 1383 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 1325 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PL-0019-D-10"	Corrosion Rate	: 0.0032	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.003	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 10.750 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.40	inch
Inside diameter (D)	: 9.570 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.396 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 32.9 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.256 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 1.535$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 8.046$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 1.535) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.396 - 0.003 = 0.393) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.817 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} l = 8.046 \\ Rt = 1.535 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **un-acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.041 \\ Rt = 1.535 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 5.664$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 1.402$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 1857 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 1857 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PG-0021-D-10"	Corrosion Rate	: 0.0050	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.005	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 10.750 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.47	inch
Inside diameter (D)	: 9.570 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.468 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 20.7 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.256 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 1.809$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 8.046$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 1.809) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.468 - 0.005 = 0.463) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.817 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} l = 8.046 \\ Rt = 1.809 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.049 \\ Rt = 1.809 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 5.664$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 1.583$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 2766 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 2766 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PL-0021-D-16"	Corrosion Rate	: 0.0100	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.010	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 16.000 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.29	inch
Inside diameter (D)	: 14.240 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.880 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.283 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 67.8 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.381 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 0.717$$

$$l = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 5.407$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 0.717) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.283 - 0.010 = 0.273) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 4.192 \text{ inch} \quad \text{FALSE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} l = 5.407 \\ Rt = 0.717 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **un-acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.020 \\ Rt = 0.717 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (l)^2)^{0.5} = 3.877$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 0.773$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 891 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 766 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Un-Acceptable

PIPING CALCULATION SHEET

I. General Data

Line System	: PL-0012-D-8"	Corrosion Rate	: 0.0016	inch/year
Age of Service	: 27 years	Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.002	Inch
Type of Service	: GAS	Minimum Yield Strength (S)	: 35000	psig
Design Pressure (P)	: 1200 psi	Allow. Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	
Design Temp. (T)	: 500 °F	Distance of metal loss (Lmsd)	: 3.0	inch
Operating Pressure	: 900 psi	Center bend radius (RB)	: 4.01	
Operating Temp.	: 100 °F	Radius of groove-like flaw (gr)	: 0.07	
Outside diameter (Do)	: 8.625 Inch	Circ. Metal loss (c)	: 0.44	inch
Inside diameter (D)	: 7.625 Inch	Long. Metal loss (s)	: 9.80	inch
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.500 Inch	Design Factor (F)	: 0.72	
Min. Measured Thick. (t _{mm})	: 0.433 Inch	Joint Efficiency (E)	: 1.00	
Uniform Metal loss	: 0.000 Inch	Temp. Derating Factor (T)	: 1.0	
Type of defect	: Internal corrosion	Interval from last inspection	: 0.3	years
Thickness loss	: 13.4 %			

II. Formula : Refer to API Recommended Practice-579

a. Minimum required thickness (t_{min}).

$$t_{min} = \frac{P D_o}{2 \times S \times 0.72 \times E} = 0.205 \text{ Inch}$$

b. Minimum measured thickness (t_{mm}), Thickness ratio (Rt), flaw dimension.

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{min}} = 2.101$$

$$| = \frac{1.285 (s)}{\sqrt{D (t_{min})}} = 10.064$$

c. Check the limiting flaw size criteria for Level 1 Assessment

$$(Rt = 2.101) > 0.20 \quad \text{TRUE}$$

$$(t_{mm} - FCA = 0.433 - 0.002 = 0.431) > 0.10 \quad \text{TRUE}$$

$$(Lmsd = 3.0 \text{ inch}) > (1.8 \sqrt{D (t_{min})}) = 2.252 \text{ inch} \quad \text{TRUE}$$

d. Check the criteria for Locally thin area (LTA).

- Evaluate the longitudinal extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} | = 10.064 \\ Rt = 2.101 \end{array} \right)$ (From Figure 5.6)

Acceptability : The longitudinal extent of the flaw is **acceptable**.

- Evaluate the circumferential extent of the flaw. $\left(\begin{array}{l} c/D = 0.057 \\ Rt = 2.101 \end{array} \right)$ (From Figure 5.7)

Acceptability : The circumferential extent of the flaw is **acceptable**.

e. Conclude rerate safe operating pressure is bellow :

$$Mt : (1 + 0.48 (|)^2)^{0.5} = 7.044$$

$$RSF : \frac{Rt}{1 - 1/Mt (1 - Rt)} = 1.817$$

$$MAWP : \frac{2 \times (S \times 0.72) \times E \times t}{D} = 2922 \text{ psig}$$

Next inspection planned 1 years

$$MAWP_{cor.} : P \times \frac{RSF}{RSFa} = 2922 \text{ psig}$$

Conclusion As of Level-1 Assessment, the Inspected Pipe is Acceptable

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PL-0013-D-10"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 10.75	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 10.75	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 9.570	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0625	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 17500	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17500	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.523	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.427	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.509	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 27.63	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0048	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.43	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 9.8	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 5	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0048	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

OIL

GO TO SHEET PLANT

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PL-0019-D-10"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 10.75	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 10.75	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 9.570	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.446	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.396	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.478	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 32.88	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0032	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.395	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 9.8	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0032	inch	
Centre Bend Radius (Rb) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (Rm) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

OIL

GO TO SHEET PLANT

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

Line Number	: PG-0021-D-10"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 10.75	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 10.75	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 9.570	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.590	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.512	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.468	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.492	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 20.68	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0050	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.47	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 9.8	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0050	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

OIL

GO TO SHEET PLANT

API RP 579 CALCULATION DATA FORM

Fill the green colour manually

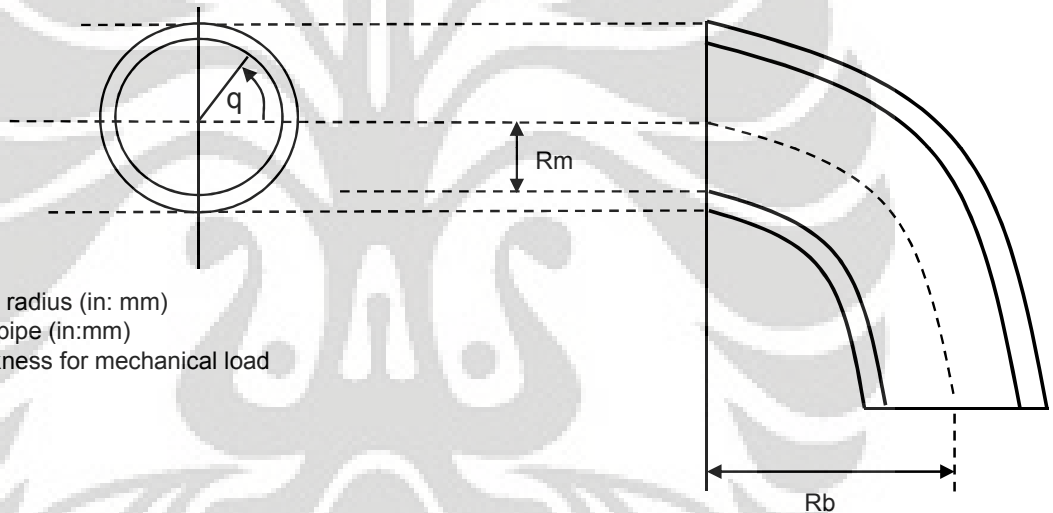
Line Number	: PL-0021-D-16"		
Age of Service	: 27	years	
Interval from Last Inspection	: 0.25	years	
Content	: GAS	----->	OIL / CONDENSATE / GAS
Type of Services	: PLANT	----->	PIPELINE / PLANT
Design Pressure (P)	: 1200	psi	
Operating Pressure	: 900	psi	
Design Temperature (DT)	: 500	°F	
Operating Temperature	: 100	°F	(37.8 C Deg)
Pipe Nominal Diameter	: 16	inch	
Pipe Out side Diameter (Do)	: 16.00	inch	
Pipe Inside Diameter (Di)	: 14.240	inch	
Construction Type	: A	----->	A / B / C
Design Factor (F)	: 0.72		
Pipe Specification			
Line Spec	: Pipeline	----->	PIPELINE / 1B / 3B / 6B / 9B
Corrosion Allowance	: 0.0500	inch	
Specific Min. Yield Strength (S _y)	: 35000	psi	
Maximum Allowable Stress (S)	: 17100	psi	
Allowable Remaining Strength (RSFa)	: 0.90	psi	
Material Specification	: A234WPB	----->	A25/GRA/GRB/X42/X46/X52/X56/X60/X65/X70/UNKNOWN
Coefficient (Y)	: 0.4	----->	FOR PIPING, IF T min < D _o /6
Temperature Derating Fact. (T)	: 1.00		
Type of Joint	: SMS	----->	SMS/ERW/FRN
Long'nal Joint Fact. (E)	: 1.00	----->	Fill this Manually (see the value in standards)
Nominal Thickness (t _{nom})	: 0.880	inch	
Previous Thickness (t _a)	: 0.551	inch	
Type of Defect	: Internal corrosion		
Min. Measured Thickness (t _{mm})	: 0.283	inch	
Uniform Metal Loss	: 0.000	inch	
Average thickness (t _{am})	: 0.520	inch	
Thickness Lost (From Nom.)	: 67.84	%	
Corrosion Rate (C _{rate})	: 0.0100	inch/year	
Circum Metal Loss (c)	: 0.29	inch	
Long. Extent of Corr. Area (s)	: 9.8	inch	
Distance of Metal Loss from edge (L _{msd})	: 3	inch	
Assessment of Remaining life	: 1	years	MAWP Corrded = Design Press. #REF! = 1200 psig
Future Corr. Allowance (FCA)	: 0.0100	inch	
Centre Bend Radius (R _b) - for elbow	: 4.01	inch	
Mean radius of pipe (R _m) - for elbow	: 3.438	inch	
Radius of Groove-like Flaw	: 0.0655	inch	

Click Here

OIL

GO TO SHEET PLANT

- D** : Inside diameter of the cylinder, cone (at the location of the flaw), sphere or formed head ; for the center section of an elliptical head and equivalent inside diameter of $KcDc$ is used where Dc is the inside diameter of the head straight flange and Kc is a factor defined in Appendix, paragraph A.3.6; for the center section of a torispherical head two times the crown radius of the spherical section is used (mm:in).
- FCA** : Future corrosion allowance (mm:in)
- g r** : Radius at the base of a groove-like flaw (mm:in)
- Lmsd** : Distance from the edge of the region of local metal loss under investigation to the nearest major structural discontinuity (mm:in)
- MAWP** : Maximum Allowable Working Pressure (see appendix A, paragraph A.2), (Mpa:psig).
- MFH** : Maximum fill height of the tank, may be calculated (see Appendix A, paragraph A.2), (m:ft) and
- RSFa** : Allowable remaining strength factor (see Section 2, paragraph 2.4.2.2).
- Di** : Inside diameter of the cylinder, corrected for metal loss and future corrosion allow. (mm:in)
- Do** : Outside diameter of the cylinder, corrected for metal loss and future corrosion allow. (mm:in)
- FCA** : Future corrosion allowance applied to the region of local metal loss (mm:in) (see par A.2.7), (mm:in)
- t mm** : Minimum measured wall thickness determined from the critical thickness profiles (mm:in) and
- Sig ys** : Specified minimum yield stress (see app. F), (MPA:psi)
- Rb** : Center line bend radius (see fig A.14), (mm:in)
- E** : Quality factor for ASME B 31.3 Table A-1A or A-1B. E=1.0 for seamless pipe
- Rm** : Mean radius of pipe (see fig A.14) (mm:in)



- Rb** : Centerline bend radius (in: mm)
- Rm** : Mean radius of pipe (in:mm)
- tsl** : Supplement thickness for mechanical load

Formula

$$Rt = \frac{t_{mm} - FCA}{t_{mm}}$$

$$\lambda = \frac{1.285s}{D \sqrt{t_{mm}}}$$

- Check the limiting flaw size criteria; if the following requirements are satisfied, proceed to step 5; otherwise, the flaw is not acceptable per the level-1 assesment procedure.

$$Rt \geq 0.20$$

$$t_{mm} - FCA > 2.5 \text{ mm (0.1 in.)}$$

$$Lmsd > 1.8 \sqrt{D t_{mm}}$$

- $gr^c = \max(0.25 \text{ tmm}, 6.4 \text{ mm (0.25 inch)})$

$$gr > gr^c$$

$$\frac{gr}{(1-Rt) t_{min}} > 1.0$$

- $MAT = -1^\circ (30^\circ F)$

- $RSF = \frac{Rt}{1 + \frac{1}{Mt} (1-Rt)}$

Where

$$Mt = (1 + 0.48 \lambda^2)^{0.5}$$

$$RSF^i = \frac{1 - \left[\frac{A^i}{Ao^i} \right]}{1 - \frac{1}{Mt^i} \left[\frac{A^i}{Ao^i} \right]}$$

L
t mm - FCA
t min.