



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM
PADA JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS ALAM
DI OFFSHORE NORTH WEST JAVA**

TESIS

DEDY ISKANDAR
0606004060

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
JAKARTA
DESEMBER 2008**



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM
PADA JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS ALAM
DI OFFSHORE NORTH WEST JAVA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik.

DEDY ISKANDAR
0606004060

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN TEKNIK
JAKARTA
DESEMBER 2008**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan benar.



Nama : DEDY ISKANDAR

NPM : 0606004060

Tanda Tangan :

Tanggal : 26 November 2008

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : DEDY ISKANDAR
NPM : 0606004060
Program Studi : Teknik Kimia – Manajemen Gas
Judul Tesis : PEMODELAN INTEGRITY MANAGEMENT
SYSTEM PADA JARINGAN PIPA TRANSMISI
GAS ALAM DI OFFSHORE NORTH WEST
JAVA

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra M.Eng ()
Penguji : Prof.Dr.Ir Widodo Wahyu Purwanto DEA ()
Penguji : Ir. Mahmud Sudibandriyo M.Sc, Ph.D ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal :

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Alhamdulillah saya ucapkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Jurusan Manajemen Gas pada Fakultas Teknik Kimia Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, mulai masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. Asep Handaya Saputra M.Eng, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membimbing saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Keluarga, spesial untuk istri tercinta Anggraeny Susetyowati, SE, dan kedua putri Dea Salasabila dan Kaysha Dewayani serta kedua orangtua saya yang telah memberikan dukungan moral dan semangat.
3. Rossu Panji Pribadi, ST yang telah banyak membantu dalam penyelesaian tesis ini.
4. Para sahabat Manajemen Gas angkatan 2006.

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu dan semoga tesis ini bermanfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Tugu Gading Permai, 10 Desember 2008

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Dedy Iskandar
NPM : 0606004060
Program Studi : Manajemen Gas
Departemen : Teknik Kimia
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tesis

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

**PEMODELAN INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM
PADA JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS ALAM
DI OFFSHORE NORTH WEST JAVA**

Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan memublikasikan tesis sayatanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada Tanggal : 10 Desember 2008

Yang menyatakan

(Dedy Iskandar)

ABSTRAK

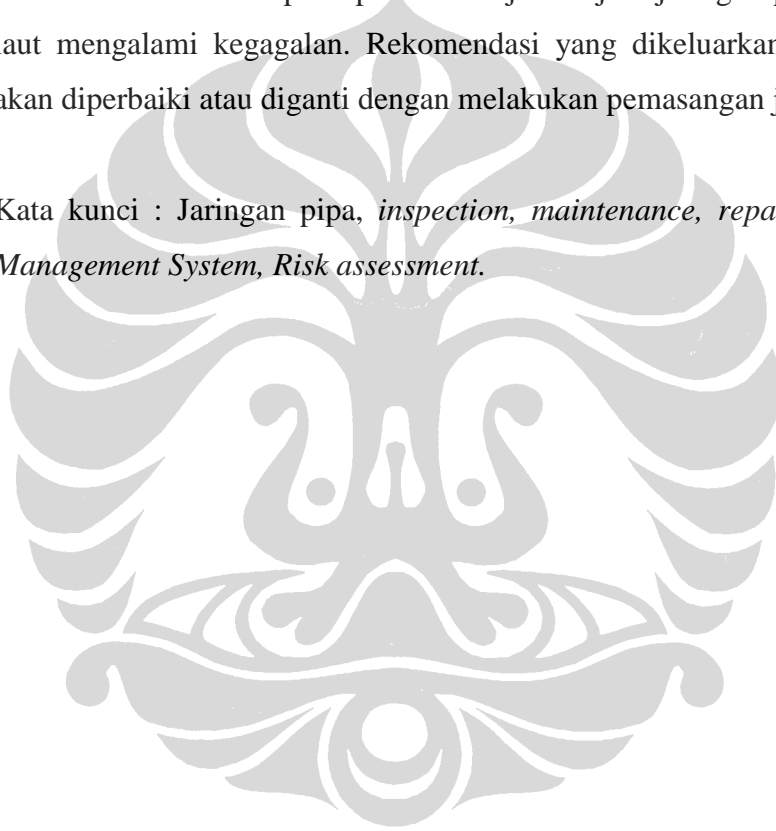
Nama : Dedy Iskandar
Program Studi : Manajemen Gas
Judul : **PEMODELAN INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM PADA JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS ALAM DI OFFSHORE NORTH WEST JAVA**

Sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk melakukan konversi penggunaan minyak bumi ke gas bumi yang menyebabkan peningkatan permintaan terhadap gas bumi di Indonesia. Salah satu penyediaan dan mentransportasikan gas bumi sebagai sumber energi dilakukan melalui jaringan pipa, baik di darat atau bawah laut yang kemudian akan didistribusikan ke pelanggan. Beberapa metode yang digunakan agar suatu jaringan pipa tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman antara lain dengan melakukan *inspection* (pengawasan), *maintenance* (pemeliharaan) dan *repair* (perbaikan jika dibutuhkan) secara teratur. Dengan tidak terintegrasinya metoda-metoda tersebut sehingga potensi kegagalan pada jaringan pipa masih cukup besar, sehingga dilakukan suatu studi terintegrasi pada jaringan pipa gas alam yaitu *Pipeline Integrity Management System (PIMS)*.

Pipeline Integrity Management System meliputi pemodelan atau simulasi yang dilakukan melalui proses assesment yang berkelanjutan dari suatu sistem baik dari segi desain, konstruksi, operasi, pemeliharaan yang sesuai dengan jaringan pipa gas bumi. Tindakan yang dilakukan untuk mengimplementasikan pemodelan ini adalah mencari dan mengintegrasikan informasi yang ada, mengidentifikasi penyebab kegagalan serta melakukan analisa resiko, mengembangkan rencana integrity management, mengimplementasikan program *integrity management* yaitu inspeksi dan survey, menganalisis hasil untuk memutuskan program yang tepat (perbaikan atau penggantian) terhadap jaringan pipa tersebut, melakukan evaluasi dari tindakan yang diambil, kemudian melaporkan dan melakukan *improvement* berkelanjutan.

Hasil dari studi yang dilakukan pada jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan Jawa Barat bagian utara dengan metode *Pipeline Integrity Management System (PIMS)* menunjukkan bahwa tingkat risiko beberapa jaringan pipa gas alam tersebut kategori high. Jaringan pipa gas alam bawah laut yang mempunyai kategori high akan dilakukan analisa ekonomi. Analisa ekonomi yang akan dilakukan yaitu membandingkan biaya yang dibutuhkan untuk menjaga dan memelihara integritas jaringan pipa dengan memasang atau laydown jaringan pipa. Analisa keekonomian ini dilakukan untuk mengetahui dan merekomendasikan kepada pihak manajemen jika jaringan pipa gas alam bawah laut mengalami kegagalan. Rekomendasi yang dikeluarkan yaitu jaringan pipa akan diperbaiki atau diganti dengan melakukan pemasangan jaringan pipa baru.

Kata kunci : Jaringan pipa, *inspection, maintenance, repair, Pipeline Integrity Management System, Risk assessment.*



ABSTRACT

Name : Dedy Iskandar
Study Program : Natural Gas Management
Title : PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM
MODEL IMPLIMENTATION OF OFFSHORE
TRANSMISSION NATURAL GAS PIPELINE AT
NORTH WEST JAVA

According to policy of government regarding conversion oil into the natural gas and increasing demand for natural gas in Indonesia. One of supply and transportation of natural gas as energy source is done by through pipeline, either in onshore or offshore which then will be distributed to customer. Some methods applied that pipeline still can deliver natural gas with properly and safely by doing inspection, maintenance and repair (if it is required) regularly. Nevertheless this method is not so well integrated so the potential failure on the pipeline still quite large. To overcome the lack of the previous methods, we conduct an integrated study for the pipeline known as Pipeline Integrity Management System (PIMS).

Pipeline Integrity Management System (PIMS) includes modeling or simulation conducted through a process of ongoing assessment of a system in design, construction, operation, maintenance, which according to the natural gas pipeline. To implement this modeling is to search and integrates existing information, identifies the root causes of failure and conduct a risk analysis, develops an integrity management plans, inspections and surveys, analyzing the results to decide the appropriate program to the pipelines and evaluating the actions taken, makes a report and continuous improvement.

Result from studies conducted at natural gas pipeline at offshore North West Java field with methods Pipeline Integrity Management System (PIMS) indicates that level of risk some the natural gas pipeline is category high. This result is obtained through risk assessment model of probability and consequences Natural gas

pipeline at offshore North West Java having category high will be conduct economics analysis. Economics analysis which will be done that is comparing cost required to maintain pipeline integrity and installing or laydown new pipeline. Economics analysis conduct is to shown and recommends to the top level management if offshore natural gas pipeline failure. The recommendations to the pipeline is will be keep maintain integrity or install of new pipeline.

Keyword: Pipe network, inspection, maintenance, repair, Pipeline Integrity Management Systems, Risk assessment.

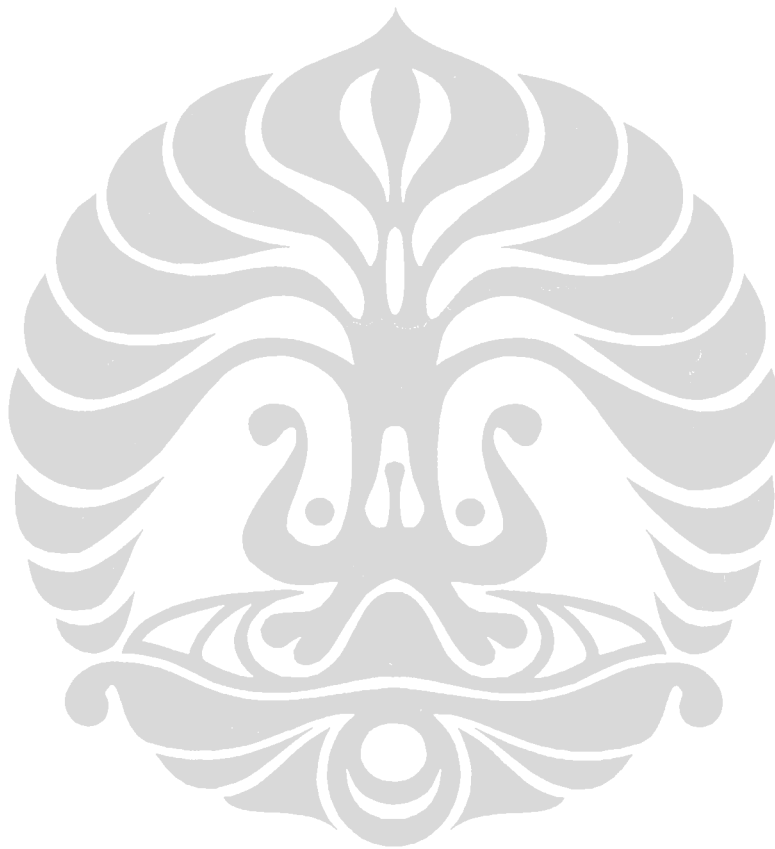


DAFTAR ISI

	Halaman
PERNYATAAN ORISINALITAS TESIS	ii
PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH.....	iv
PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	v
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvi
DAFTAR SINGKATAN.....	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. LATAR BELAKANG	1
1.2. PERUMUSAN MASALAH	4
1.3. TUJUAN PENELITIAN	4
1.4. BATASAN MASALAH	5
1.5. SISTEMATIKA PENULISAN	5
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1. GAS BUMI DI INDONESIA	7
2.2. BP WEST JAVA INDONESIA	9
2.2.1. Wilayah Kerja dan Produksi BP <i>West Java</i>	9
2.2.2. Fasilitas BP <i>West Java</i>	10
2.2.3. Operasi Jaringan Pipa Minyak Dan Gas Bumi	11
2.2.4. Program <i>Maintenance</i> Jaringan Pipa	14
2.2.5. Program Inspeksi Jaringan Pipa	18
2.2.6. Program Repair Jaringan Pipa	19
2.3. <i>PIPELINE RISK MANAGEMENT</i>	20
2.3.1 Dasar Konsep Resiko	20

2.3.1.1.	Probabilitas	22
2.3.1.2.	Konsekuensi	24
2.3.1.3.	Laju Kegagalan.....	25
2.3.1.4	Kajian Resiko	26
2.3.1.5.	Manajemen Resiko.....	27
2.3.2.	Parameter Yang mempengaruhi Resiko	27
2.3.3.	Pendekatan Model	30
2.3.3.1.	Model Matriks	32
2.3.3.2.	Model Probabilistik.....	32
2.3.3.3.	Model Indeks	33
BAB 3	METODOLOGI PENELITIAN	35
3.1.	TAHAPAN PENELITIAN	35
3.2.	PEHITUNGAN MODEL <i>RISK PIPELINE</i>	37
3.3.	PERHITUNGAN BIAYA PEMASANGAN <i>PIPELINE</i>	48
3.4.	ANALISA KEEKONOMIAN	49
BAB 4	HASIL DAN PEMBAHASAN	51
4.1.	ANALISA MODEL PROBABILITAS	54
4.1.1.	Model <i>Year In Service</i>	54
4.1.2.	Model <i>Number of Leaks</i>	55
4.1.3.	Model <i>Past Remediation</i>	57
4.1.4.	Model <i>Corrosion Threat</i>	59
4.1.5.	Model <i>Monitoring dan Mitigation</i>	65
4.2.	PEHITUNGAN MODEL KONSEKWENSI	68
4.2.1.	Model <i>Safety</i>	68
4.2.2.	Model <i>Loss Production</i>	69
4.2.2.	Model <i>Environment</i>	71
4.3.	ANALISA RESIKO.....	73
4.4.	ANALISA KEEKONOMIAN	78
4.4.1.	Biaya <i>Maintenance Integrity</i>	78
4.4.1.1.	Biaya Operasional.....	79

4.4.1.2. Biaya Integritas.....	81
4.4.2. Biaya <i>Laydown</i> Jaringan Pipa Baru.....	86
BAB 5 KESIMPULAN.....	88
DAFTAR REFERENSI.....	89



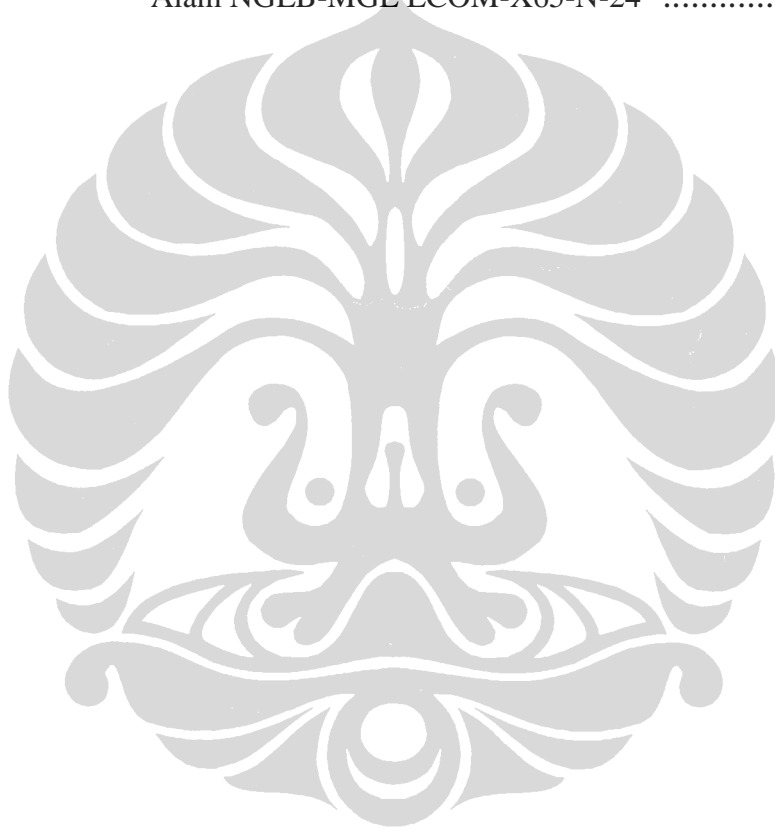
DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Cadangan Dan Gas Bumi	7
Gambar 2.2. Produksi Gas Nasional Serta Penggunaan Domestik dan Ekspor.....	8
Gambar 2.3. Daerah Konsesi Lapangan BP West Java.....	9
Gambar 2.4. Skema Sistem <i>West Java</i> Transmissi.....	10
Gambar 2.5. Batasan <i>Pipeline</i>	12
Gambar 2.6. Platform dan Jaringan Pipa Echo Area - BP <i>West Java</i>	13
Gambar 2.7. Jenis-Jenis <i>Pig</i>	17
Gambar 2.8. <i>Pipeline Integrity Management System</i>	28
Gambar 2.9. Model Matrik Resiko	32
Gambar 3.1. Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	36
Gambar 3.2. Diagram Alir Kajian Umur <i>Pipeline</i>	38
Gambar 3.3. Diagram Alir Kajian Jumlah <i>Leaks Pipeline</i>	39
Gambar 3.4. Diagram Alir Kajian <i>Past Remediation Pipeline</i>	40
Gambar 3.5. Diagram Alir Kajian <i>Corrosion Threat Pipeline</i>	42
Gambar 3.6. Diagram Alir Kajian <i>Monitoring</i> dan <i>Mitigation Pipeline</i>	44
Gambar 3.7. Diagram Alir Kajian Konsekuensi <i>Safety Pipeline</i>	45
Gambar 3.8. Diagram Alir Kajian Kehilangan Produksi.....	46
Gambar 3.9. Diagram Alir Kajian Konsekuensi Terhadap Lingkungan.....	47
Gambar 3.10. Model Matrik Resiko <i>Integrity Management</i>	48

DAFTAR TABEL

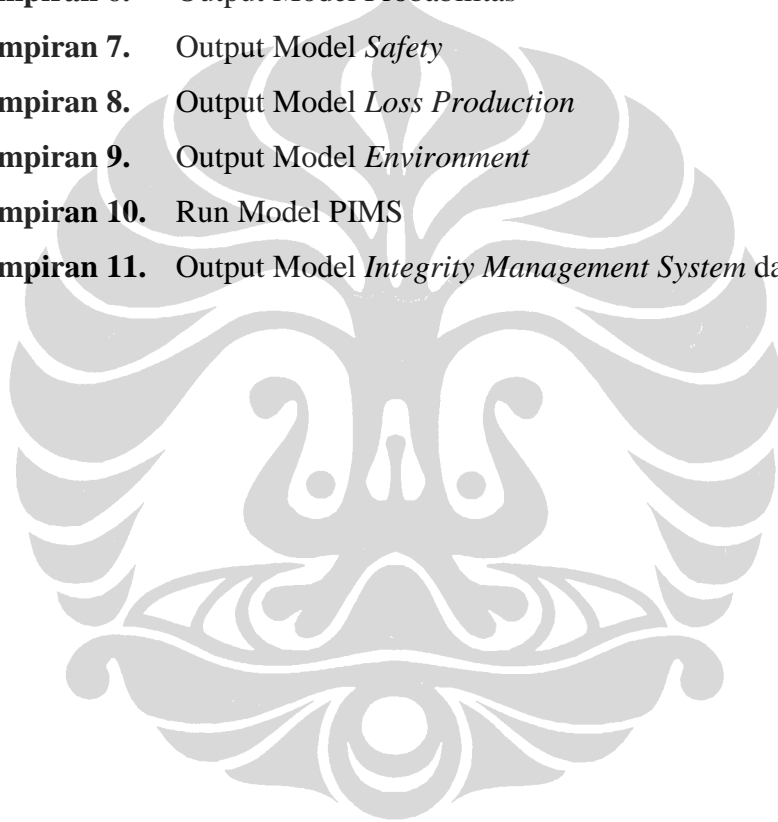
	Halaman
Tabel 2.1. Laju Kegagalan vs Mekanisme Kegagalan	26
Tabel 3.1. Bobot Indeks <i>Year In service</i>	38
Tabel 3.2. Bobot Indeks <i>Number of Leaks</i>	39
Tabel 3.3. Bobot Indeks <i>Past Remediation/Repair</i>	40
Tabel 3.4. Bobot Indeks <i>Corrosion Threat</i>	41
Tabel 3.5. Bobot Indeks <i>Monitoring dan Mitigation</i>	43
Tabel 3.6. Bobot Indeks Kajian <i>Safety Konsekuensi</i>	45
Tabel 3.7. Bobot Indeks Kajian Kehilangan Produksi	46
Tabel 3.8. Bobot Indeks Kajian Konsekuensi Terhadap Lingkungan.....	47
Tabel 4.1. Jaringan Pipa Gas Alam Bawah Laut di Lapangan Jawa Barat Bagian Utara	52
Tabel 4.2. Bobot Score Output Model <i>Year In Service</i>	55
Tabel 4.3. Bobot Score Output Model <i>Number of Leaks</i>	57
Tabel 4.4. Bobot Score Output Model <i>Past Remediation</i>	59
Tabel 4.5. Bobot Score Output Model <i>Corrosion Threat</i>	64
Tabel 4.6. Bobot Score Output Model <i>Monitoring dan Mitigation</i>	66
Tabel 4.7. Nilai Faktor Probabilitas Kegagalan.....	68
Tabel 4.8. Bobot Score Output Model <i>Safety</i>	69
Tabel 4.9. Bobot Score Output Model <i>Loss Production</i>	70
Tabel 4.10. Bobot Score Output Model <i>Environment</i>	72
Tabel 4.11. Contoh Kasus Keluaran Model Nilai Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	74
Tabel 4.12. Contoh Kasus Keluaran Model Matrik Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	74
Tabel 4.13. <i>Risk</i> Kategori Pada Jaringan Pipa Gas Alam Bawah Laut.....	76

Tabel 4.14.	<i>Operational Cost Breakdown</i>	80
Tabel 4.15.	<i>Operational Cost Breakdown</i> Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	80
Tabel 4.16	<i>Integrity Cost Breakdown</i> Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".....	84
Tabel 4.17.	Perhitungan Installation Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	85
Tabel 4.18.	Analisa Keeconomian Pemeliharaan <i>Integrity</i> dan <i>Installation</i> Jaringan Pipa Gas Alam Baru Pada Kasus Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL LCOM-X65-N-24"	86

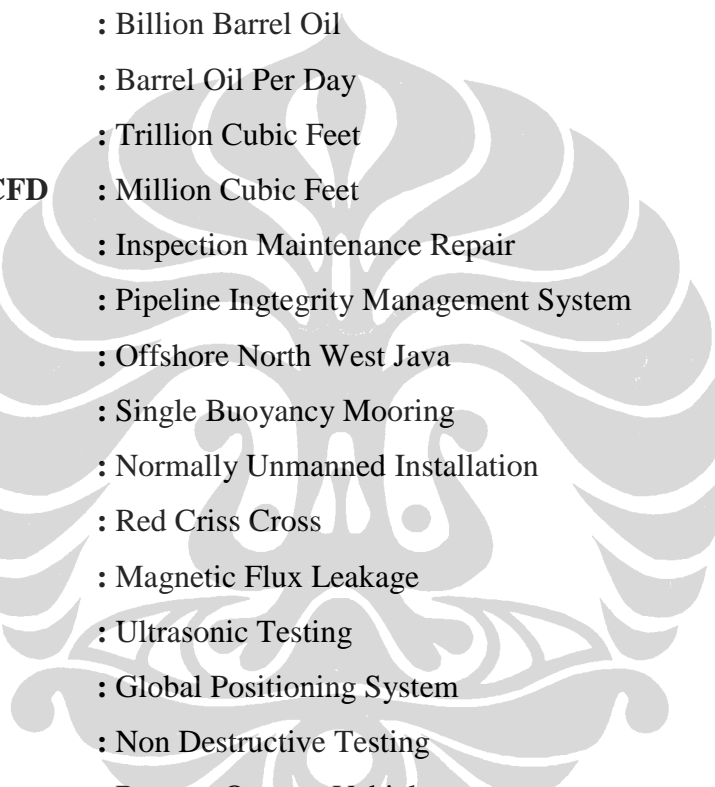


DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran 1.** Output Model *Year In Service*
- Lampiran 2.** Output Model *Number of Leaks*
- Lampiran 3.** Output Model *Past Remediation*
- Lampiran 4.** Output Model *Corrosion Threat*
- Lampiran 5.** Output Model *Monitoring dan Mitigation*
- Lampiran 6.** Output Model Probabilitas
- Lampiran 7.** Output Model *Safety*
- Lampiran 8.** Output Model *Loss Production*
- Lampiran 9.** Output Model *Environment*
- Lampiran 10.** Run Model PIMS
- Lampiran 11.** Output Model *Integrity Management System* dan Analisa Ekonomi



DAFTAR SINGKATAN



PGN	: Perusahaan Gas Negara
COPI	: ConocoPhillips Indonesia
SSWJ	: Subsea South West Java
EMP	: Energi Mega Persada
KKKS	: Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama
BBO	: Billion Barrel Oil
BOPD	: Barrel Oil Per Day
TCF	: Trillion Cubic Feet
MMSCFD	: Million Cubic Feet
IMR	: Inspection Maintenance Repair
PIMS	: Pipeline Integrity Management System
ONWJ	: Offshore North West Java
SBM	: Single Buoyancy Mooring
NUI	: Normally Unmanned Installation
RCC	: Red Cross
MFL	: Magnetic Flux Leakage
UT	: Ultrasonic Testing
GPS	: Global Positioning System
NDT	: Non Destructive Testing
ROV	: Remote Operate Vehicle
RAT	: Rope Access Technique
PRA	: Probablity Risk Assessment
QRA	: Qualitative Risk Assessment
PoF	: Probablity of Failure
CoF	: Cosequences of Failure

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Permintaan gas bumi dalam negeri semakin meningkat, hal ini didorong oleh pertumbuhan ekonomi dalam negeri yang cukup signifikan. Disamping meningkatnya permintaan gas bumi dalam negeri juga diikuti permintaan gas bumi dari luar negeri terhadap Indonesia juga meningkat. Penyebabnya adalah meningkatnya harga minyak bumi yang mengakibatkan beberapa pengguna minyak bumi beralih menggunakan gas bumi serta sesuai kebijakan bauran energi nasional yaitu pada tahun 2025 diharapkan penggunaan gas bumi dapat mencapai 30% dari total kebutuhan energi nasional sesuai dengan Perpres No. 5 tahun 2006. Untuk mengakomodasi permintaan dalam negeri, diperlukan peran pemerintah dalam mewujudkan keamanan pasokan energi di dalam negeri.

Target ini dapat dicapai, jika pemerintah melakukan pengembangan infrastruktur yang memadai dan mendukung pendanaan dalam pengembangan pemakaian gas bumi untuk jaringan pipa gas transmisi. Saat ini sumber gas bumi Indonesia terletak di daerah-daerah yang sangat jauh dari pasar atau konsumen sehingga dibutuhkan sarana atau prasarana yang memadai. Untuk pengelolaan infrastruktur jaringan pipa gas transmisi banyak dilakukan oleh satu perusahaan tapi ada beberapa lokasi yang dikelola bersama dan biasanya jaringan pipa tersebut merupakan interkoneksi.

Beberapa jaringan pipa gas transmisi di Indonesia antara lain seperti jaringan pipa gas Grissik – Singapore (PGN), Grissik – Duri (PGN), Natuna – Malaysia/Duyong (COPI), Natuna – Singapore/WNTS (COPI, Premier, Star Energy), SSWJ I Pagardewa – Banjarnegara (PGN), SSWJ II Grissik – Muaratawar (PGN), West Java – Muarakarang (BP West Java), West Java – Cilamaya (BP West Java), Pagerungan – Gresik (EMP Kangean, Santos Sampang) [1]. Dalam tulisan ini studi yang akan dilakukan yaitu sistem jaringan pipa gas transmisi milik BP West Java. BP West Java merupakan salah satu dari tiga wilayah kontrak kerja BP di Indonesia.

BP Indonesia merupakan Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama (KKKS) asing yang mempunyai daerah konsesi di laut Jawa dengan luas area 8300 km², daerah timurnya dimulai dari utara Cirebon dan bagian baratnya hingga kepulauan Seribu. Dulu lapangan West Java ini merupakan daerah konsesi milik Atlantic Rich Field Company (ARCO) yang memulai kegiatan eksplorasi dan produksi pada tahun 1970. Pada tahun 2000 ARCO diakuisisi oleh BP Amoco sehingga saat ini BP merupakan empat perusahaan besar yaitu BP, AMOCO, ARCO dan Castrol. Selama 35 tahun beroperasi di Laut Jawa BP telah menghasilkan 1.4 BBO (Billion Barrel Oil) dan 1 TCF (Trillion Cubic Feet) gas bumi dari lapangan Arjuna, Arimbi dan Bima. Setelah akuisisi tersebut semua asset dari ARCO telah menjadi milik BP termasuk asset platform, storage dan jaringan pipa [2]. BP West java saat ini mempunyai 218 platform dan 318 jaringan pipa baik minyak, gas ataupun dua phasa dengan total ruas panjang 1448 km dan semuanya berada di lepas pantai. Saat ini total produksi minyak bumi BP West java sekitar 26000 BOPD (Barrel Oil per Day) dialirkan ke fasilitas penyimpanan terlebih dahulu sebelum dikirim melalui pengapalan atau shipping, sedangkan produksi gas bumi sebesar 270 MMSCFD dipasarkan langsung melalui jaringan pipa transmisi dibawah laut untuk mensuplai ke PLN Muarakarang, PLN Tanjung Priok, PGN dan Cilamaya (Pupuk Kujang). Suplai gas alam untuk masing –masing klien tersebut jumlahnya adalah 55 MMSCFD untuk PLN Muarakarang, 90 MMSCFD untuk PLN Tanjung Priok, 70 MMSCFD untuk PGN dan 50 MMSCFD untuk Cilamaya [3].

Mengingat pentingnya suatu jaringan pipa agar tetap dapat mengalirkan gas bumi maka diperlukan suatu strategi khusus sehingga jaringan pipa akan selalu dapat menjalankan fungsinya dengan baik dan aman. Ada beberapa metoda yang digunakan agar suatu jaringan pipa tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman antara lain dengan *inspection* (pengawasan), *maintenance* (pemeliharaan) dan *repair* (perbaikan jika dibutuhkan) IMR secara teratur. Hanya saja metoda yang disebutkan diatas dilakukan tidak terintegrasi, baik data maupun informasi sehingga kegagalan pada jaringan pipa tetap saja terjadi. Dengan alasan tersebut diharapkan dari studi *Pipeline Integrity Management System (PIMS)* ini dapat digunakan untuk menyusun strategi agar jaringan pipa gas tersebut tetap dapat mengalirkan gas bumi dengan baik dan aman.

Pipeline integrity management system adalah salah satu sistem manajemen yang digunakan terhadap suatu sistem jaringan pipa berdasarkan resiko agar tetap dapat mengalirkan fluida dengan handal dan aman [4]. Sistem ini khusus dikembangkan oleh dan untuk operator *pipeline* dengan tujuan mengontrol integrity struktur dari jaringan pipa. Operator pipeline tersebut pada awalnya melakukan simulasi atau pemodelan. Pemodelan *integrity management system* adalah pendekatan atau simulasi yang dilakukan melalui proses *assessment* yang berkelanjutan dari suatu sistem, baik dari segi desain, konstruksi, operasi, pemeliharaan yang sesuai dengan obyek yang direpresentasikan, dalam hal ini jaringan pipa gas bumi. Tindakan pertama yang dilakukan untuk mengimplementasikan pemodelan ini adalah mencari dan mengintegrasikan informasi yang ada, kemudian mengidentifikasi penyebab kegagalan serta melakukan analisa resiko, setelah itu mengembangkan rencana integrity management, lalu mengimplementasikan secara terintegrasi program integrity management yaitu inspeksi dan survey, kemudian hasil inspeksi dan survey tersebut dianalisa untuk menghasilkan program perbaikan atau tindakan corrective terhadap jaringan pipa gas bumi tersebut, setelah itu melakukan review dan evaluasi performance dari tindakan perbaikan dan corrective tersebut, kemudian laporkan dan lakukan improvement yang berkelanjutan.

Studi mengenai PIMS telah dilakukan beberapa peneliti diantaranya oleh K. Lawson dengan topik “Pipeline Corrosion Risk Analysis – an Assessment of Deterministic and Probabilistic Method” [5], di dalam tulisan ini K. Lawson melakukan perbandingan kedua metoda tersebut. Penulis lain yaitu E. Espinera dan D. Falabella dengan topik “Integrity Management For Old Pipeline System“ [6], didalam tulisan ini E. Espinera dan D. Falabella melakukan analisa integrity management terhadap jaringan pipa di onshore yang berumur 30 tahun. Sedangkan penulis lainnya seperti R.J. Harris dan M.R. Acton dengan topic [7], dengan topik “Development and Implementation of Risk Assessment Methods for Natural Gas Pipelines” dalam tulisan ini R.J. Harris dan M.R. Acton mengembangkan metoda analisa resiko dengan menggunakan software PIPESAFE. Dalam studi ini model risk assessment yang digunakan adalah model matriks dengan qualitative risk assessment.

Model tersebut akan diaplikasikan untuk menganalisa resiko jaringan pipa gas transmisi di offshore BP West Java. Tahapan pertama dalam melakukan analisa resiko model ini yaitu pengumpulan data jaringan pipa gas transmisi di offshore BP West java, kemudian data kegagalan serta penyebab kegagalan jaringan pipa gas. Hasil analisis dari model tersebut akan menentukan strategi yang akan diaplikasikan integrity management untuk jaringan pipa gas di offshore BP West Java.

1.2. PERUMUSAN MASALAH

Nilai asset suatu sistem jaringan pipa transmisi gas alam di offshore sangat tinggi, sehingga diperlukan pemeliharaan yang baik agar tetap dapat mengalirkan gas alam dengan handal dan aman ke *customer*. Oleh sebab itu perlu dilakukan strategi pemeliharaan terhadap sistem jaringan pipa di offshore.

Mengingat di BP West Java mempunyai jaringan pipa yang jumlahnya mencapai ratusan dan masing-masing mempunyai individual risk maka strategi pemeliharaan akan jauh lebih rumit. Oleh sebab itu perlu dilakukan pemodelan pipeline integrity pada sistem jaringan pipa gas bumi. Dari jumlah ratusan pipeline tersebut di harapkan program pemodelan PIM akan menghasilkan peringkat individual risk masing-masing jaringan pipa gas bumi tersebut. Jaringan pipa gas offshore yang akan dilakukan studi lebih lanjut adalah jaringan pipa transmisi. Dengan mengetahui peringkat individual risk masing-masing jaringan pipa gas offshore maka dapat mengoptimalkan sumber daya manusia dan sumber dana yang tersedia.

1.3. TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Memberikan suatu strategi atau alat untuk mengatur secara efektif dan efisien dalam operasi, inspeksi, manajemen pemeliharaan dan reparasi sesuai dengan hasil tingkat resiko yang ada dari sistem jaringan pipa di offshore.
- Mengetahui kesiapan sistem jaringan pipa transmisi yang ada, beroperasi dengan handal dan aman.

- Mengetahui tingkat resiko individual *pipeline* dari sistem jaringan pipa transmisi.
- Mengatur strategi untuk mengurangi kemungkinan kebocoran sehingga menurunkan pelepasan hidrokarbon ke lingkungan (angkasa, air, atau bumi).
- Mengetahui perbandingan keekonomian antara repair dan replace untuk jaringan pipa transmisi.
- Memberikan suatu strategi rekomendasi untuk repair atau instalasi jaringan pipa transmisi baru.

1.4. BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang spesifik dan terarah, maka beberapa batasan-batasan masalah sebagai berikut:

- Studi ini hanya dibatasi untuk jaringan pipa transmisi yang ada di BP West Java.
- Model jaringan pipa gas transmisi dalam studi ini adalah jaringan pipa offshore yang mengalirkan gas.
- Perhitungan biaya replacement jaringan pipa gas transmisi menggunakan pendekatan *rule of thumb* berdasarkan proyek terakhir yang dilaksanakan di lapangan BP West Java.
- Perhitungan biaya maintenance integrity berdasarkan pada program maintenance dan integrity yang dilaksanakan saat ini di BP West Java.
- Biaya maintenance integrity pada jaringan pipa gas transmisi baru diasumsikan *negligible* atau sangat kecil.
- Analisis resiko meliputi aspek teknik dan ekonomi. Aspek teknis yang dimaksud disini adalah parameter umur dari jaringan pipa, kebocoran dari jaringan pipa, monitoring dan mitigasi terhadap jaringan pipa, penyebab kebocoran pada jaringan pipa dan analisa fluida yang melewati jaringan pipa tersebut sedangkan aspek ekonomis adalah dampak terhadap keselamatan, kehilangan produksi dan dampak terhadap lingkungan.

1.5. SISTEMATIKA PENULISAN

Untuk memudahkan pembahasan maka dalam pembuatan tesis ini, susunan penulisan dibuat sistematika sebagai berikut:

BAB 1 PENDAHULUAN

Bab ini menjelaskan latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan-batasan masalah, serta sistematika penulisan.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini menjelaskan secara singkat teori yang berkaitan dengan pipeline integrity mangement dan analisa resiko.

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini memberikan penjelasan mengenai tahapan penelitian, tahapan pemodelan pipeline integrity management.

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas mengenai hasil dari simulasi model serta analisa yang terkait.

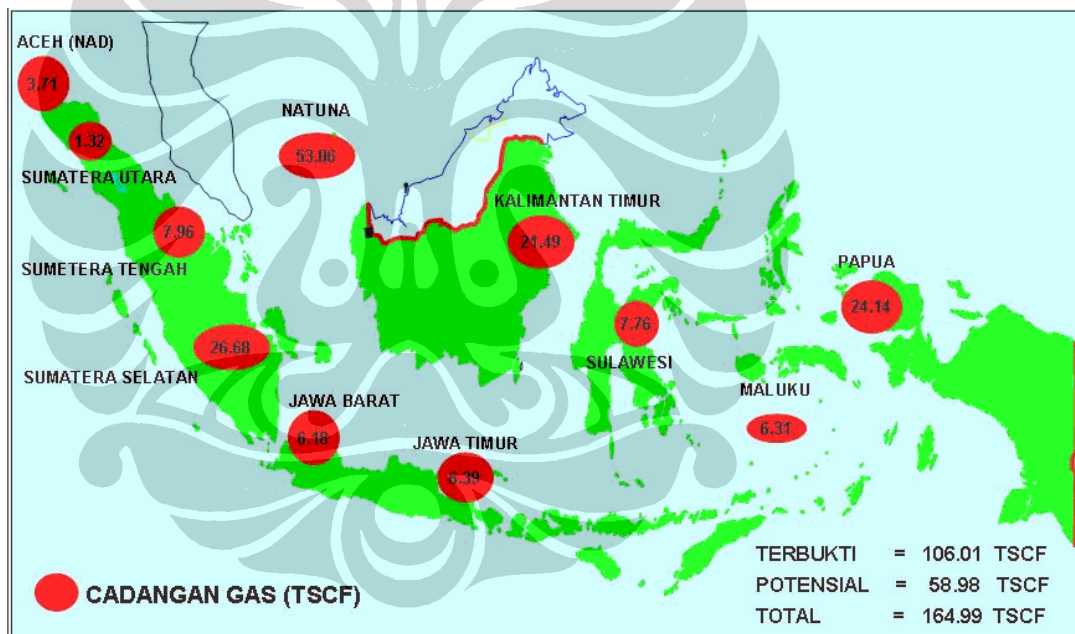
BAB 5 KESIMPULAN

Bab ini akan memuat strategi dan rekomendasi dari penulis terhadap pipeline yang ada di offshore BP West Java Ltd.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1. GAS BUMI DI INDONESIA

Cadangan gas bumi Indonesia merupakan 1.5% dari total cadangan terbukti di seluruh dunia. Data dari Ditjen Migas di bawah ini menunjukkan bahwa total cadangan gas Indonesia pada tahun 2007 adalah sebesar 164,99 trillion cubic feet (tcf), terdiri dari 106,01 tcf cadangan terbukti, dan 58,98 tcf potensial. Peta dibawah menunjukkan cadangan gas yang besar banyak tersebar di luar Pulau Jawa, baik terletak di darat maupun di lepas pantai.

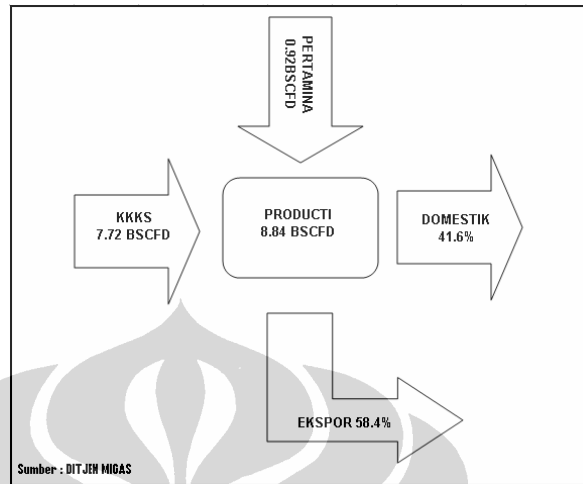


Gambar 2.1. Cadangan gas bumi di Indonesia.

[Sumber : Dirjen Migas, 2007]

Gas yang diproduksi dalam negeri sebagian besar berasal dari Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama (KKKS) asing. Seperti yang dapat terlihat pada gambar dibawah, gas hasil produksi KKKS pada tahun 2004 mencapai 7,72 billion standard cubic feet per day (bscfd), sedangkan gas produksi Pertamina sebesar 0.92 bscfd. Di antara KKKS tersebut adalah BP Indonesia yang memiliki wilayah

kerja atau konsesi di tiga wilayah Indonesia yaitu di Offshore North West Java (ONWJ) Jawa barat, Sanga-Sanga Kalimantan Timur, dan Tangguh Papua.



Gambar 2.2. Produksi gas nasional serta penggunaan domestik dan ekspor pada tahun 2004.

[Sumber : Dirjen Migas, 2004].

Dengan tiga wilayah kerja tersebut BP Indonesia diharapkan dapat ikut berperan besar memberikan kontribusi produksi minyak bumi dan gas bumi dalam negeri, tapi saat ini hanya Offshore West Java dan Sanga-Sanga yang ikut memberikan andil produksi hidrokarbon mengingat lapangan Tangguh Papua masih dalam tahap konstruksi. Saat ini BP Indonesia memberikan kontribusi produksi total minyak bumi sebesar 46000 bopd yang berasal dari BP West Java 26000 bopd dan Vico Sanga-Sanga 20000 bopd, sedangkan untuk gas bumi total produksi sebesar 1470 mmscfd yang berasal dari BP West Java 270 mmscfd dan Vico Sanga-Sanga 1200 mmscfd. Diharapkan akan dapat memberikan kontribusi yang lebih signifikan pada tahun 2009 setelah Tangguh Papua dapat berproduksi sebesar 0.12 TCF [9].

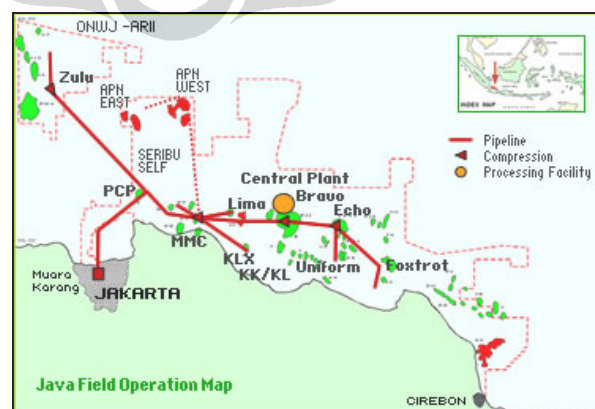
Namun ditengah kebutuhan energi dalam negeri yang cukup besar, sebagian besar diproduksi gas yang dihasilkan oleh Pertamina dan KKKS asing sebesar 58,4% justru diekspor ke luar negeri. Diharapkan dengan adanya Perpres No. 5 tahun 2006 penggunaan gas alam pada tahun 2025 dapat mencapai 30% untuk konsumsi dalam negeri [10].

2.2. BP WEST JAVA INDONESIA

BP sudah beroperasi selama 35 tahun Indonesia dan menjadi salah satu investor asing yang paling besar dalam penanaman modal. Jika dikumulatif hingga saat ini investasinya mencapai US\$ 5 milyar. Saat mengakuisisi asset ARCO pada tahun 2000, ini merupakan pandangan strategis untuk BP di Indonesia. Setelah mengakuisisi asset ARCO, BP secara global merupakan kombinasi dari empat perusahaan besar yakni BP, Amoco, ARCO dan Castrol [2]. Bisnis BP di Indonesia terfokus untuk daerah upstream, downstream dan bahan-kimia, dengan memanfaatkan lebih dari 1,000 pegawai nasional Indonesia.

2.2.1. Wilayah Kerja dan Produksi BP West Java

Salah satu lapangan yang dikelola oleh BP di Indonesia adalah ONWJ atau Laut Jawa Barat bagian Utara yang dikenal sebagai BP West Java Ltd. BP West Java Ltd merupakan Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama (KKKS) asing yang mempunyai wilayah kerja terentang mulai dari Utara Cirebon di sebelah timur hingga kepulauan Seribu di bagian barat pada jarak 50 mile dari garis pantai. BP West Java mempunyai luas wilayah kerja 8,300 km persegi terbagi menjadi empat area yaitu lapangan Ardjuna, lapangan Arimbi, lapangan Bima dan lapangan Northwest Corner (NWC) dan semua fasilitasnya berada di *offshore* [2]. Definisi *offshore* disini adalah daerah di luar garis air pasang sepanjang bagian pantai yang berada di daerah kontak langsung dengan laut terbuka dan di luar garis yang menuju ke batas laut dari perairan pantai yang dekat dari pulau/negera [11].

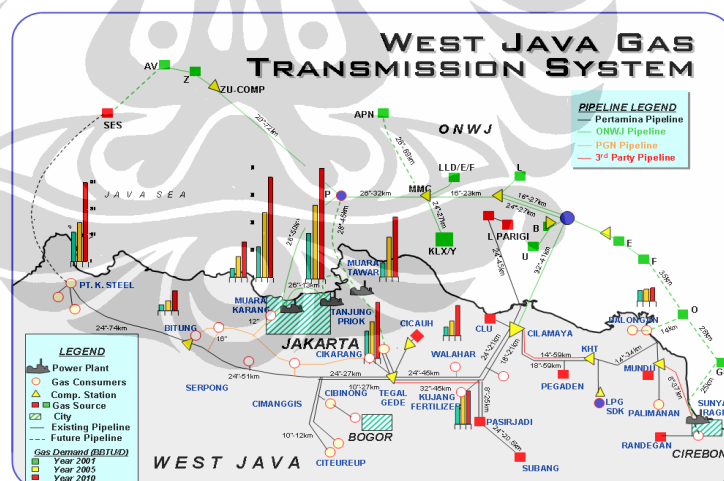


Gambar 2.3. Daerah konsesi lapangan BP West Java.

[Sumber : BP Indonesia, 2008]

Selama beroperasi lebih dari 30 tahun, BP West Java telah menghasilkan lebih 14 billion barrel oil (bbo) dan 1 trillion cubic feet (tcf). Pada tahun 2005, BP West Java menghasilkan produksi rata-rata 68 million barrel oil ekuivalen per hari (mboed) dan menjadikan BP West Java merupakan salah satu penghasil minyak terkemuka di Indonesia, serta penyuplai utama gas bumi ke pasar domestik Indonesia melalui jaringan pipa.

Saat ini, total produksi minyak bumi dari BP West Java sebesar 26000 bopd yang dialirkan ke fasilitas penyimpanan terlebih dahulu sebelum dikirim melalui pengapalan, ada tiga titik yang digunakan sebagai penyalur produksi minyak bumi yaitu BP Arjduna, Zelda-CNOOC dan Pertamina Balongan (tidak aktif). Sedangkan untuk produksi gas bumi sebesar 270 mmscfd dipasarkan langsung melalui jaringan pipa transmisi bawah laut untuk mensuplai ke PLN Muarakarang, PLN Tanjung Priok, PGN dan Cilamaya (Pupuk Kujang). Suplai gas bumi untuk masing-masing klien tersebut jumlahnya adalah 55 mmscfd untuk PLN Muarakarang, 90 mmscfd untuk PLN Tanjung Priok, 70 mmscfd untuk PGN dan 50 mmscfd untuk Cilamaya [3].



Gambar 2.4. Skema sistem west java transmisi.

[Sumber: BP Indonesia, 2008]

2.2.2. Fasilitas BP West Java

Fasilitas produksi BP West Java terdiri atas 670 sumur produksi, 170 platform, 40 fasilitas pengolahan yang terhubung dengan 1,600 kilometer jaringan pipa bawah laut dan 5 Single Bouyancy Marine (SBM) dan 1 fasilitas

penyimpanan minyak bumi. BP West Java membagi areanya menjadi dua yaitu area barat dan area timur. Area barat terdiri dari Avsa, Zulu (NWC), Papa, Mike-Mike, APN, KLA, dan Lima, sedangkan untuk area timur terdiri dari Bravo, Central Plant, Uniform, Echo, dan Foxtrot. Semua fasilitas diatas semua berada di *offshore*.

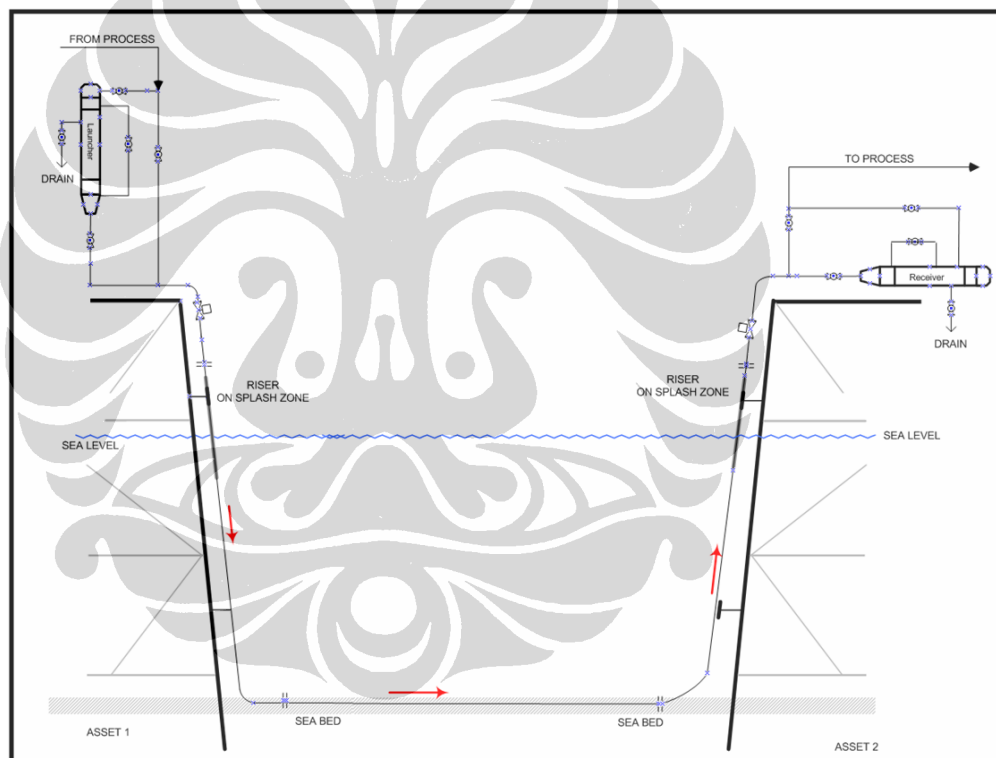
Lapangan ONWJ BP West Java dapat dikategorikan sebagai lapangan marginal atau mature, karena itu BP West Java mempunyai strategi yaitu mengembangkan dan mengoperasikan asset yang ada secara maksimal agar tetap dapat mempertahankan produksi yang ada saat ini. Beberapa langkah yang dilakukan adalah program infill well, water injection sistem serta integrity manajemen. Dari program-program ini diharapkan dapat meningkatkan produksi yang ada. Selain itu, dilakukan pengembangan lapangan baru yang berada sekitar 100 kilometer Timur Laut dari Jakarta pada kedalaman 15 hingga 45 meter dibawah permukaan laut. Lapangan baru ini yaitu APN, yang terdiri dari 3 platform yaitu APN-A, APN-B dan APN-D. Melalui jaringan pipa bawah laut sejauh 75 kilometer dengan diameter pipa 24 inch BP West Java dapat meningkatkan produksi 100 mmscfd hingga 150 mmscfd dari total cadangan APN yang terbukti sebesar 190 bcf. Fokus utamanya adalah mencapai target penjualan baik untuk minyak bumi dan gas bumi serta tetap membuat jaringan pipa bawah laut selalu siap untuk beroperasi. Karena itu perlu dilakukan strategi terhadap jaringan pipa yang ada agar tidak mencederai orang dan aman buat lingkungan dan masyarakat sekitar.

2.2.3. Operasi Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi

BP West Java berusaha agar seluruh offshore pipeline atau sistem jaringan pipa bawah lautnya selama beroperasi selalu mengikuti prosedur operasi, maintenance, inspeksi dan repair/rehabilitation secara terintegrasi. Mengoperasikan jaringan pipa perlu mengetahui maksud dan tujuan dari desain dan membangun jaringan pipa tersebut, serta kode dan standard apa yang menjadi acuan. Sejarah operasional jaringan pipa, status jaringan pipa yang masih aktif, dan juga perlu suatu pemahaman yang baik tentang teknik jaringan pipa itu sendiri serta aspek lain yang terkait seperti pengendalian korosi, kontrol

automatis, mekanika fluida, struktural, pemeliharaan mesin. Oleh karena itu, diperlukan teknisi-teknisi dari berbagai disiplin ilmu yang berbeda untuk bekerja bersama dalam suatu team agar sistim jaringan pipa bawah laut dapat beroperasi sesuai dengan fungsinya.

Batasan *offshore pipeline* atau sistem jaringan pipa bawah laut yang dimaksud disini adalah semua komponen *pipeline* yang diletakkan di dasar laut/seabed yang berguna untuk mentransportasikan minyak bumi atau gas bumi, dimana didalamnya termasuk riser, valve dan pressure vessel (pig launcher/receiver) hingga mencapai valve yang merupakan isolasi pertama dari topside facilities [11].

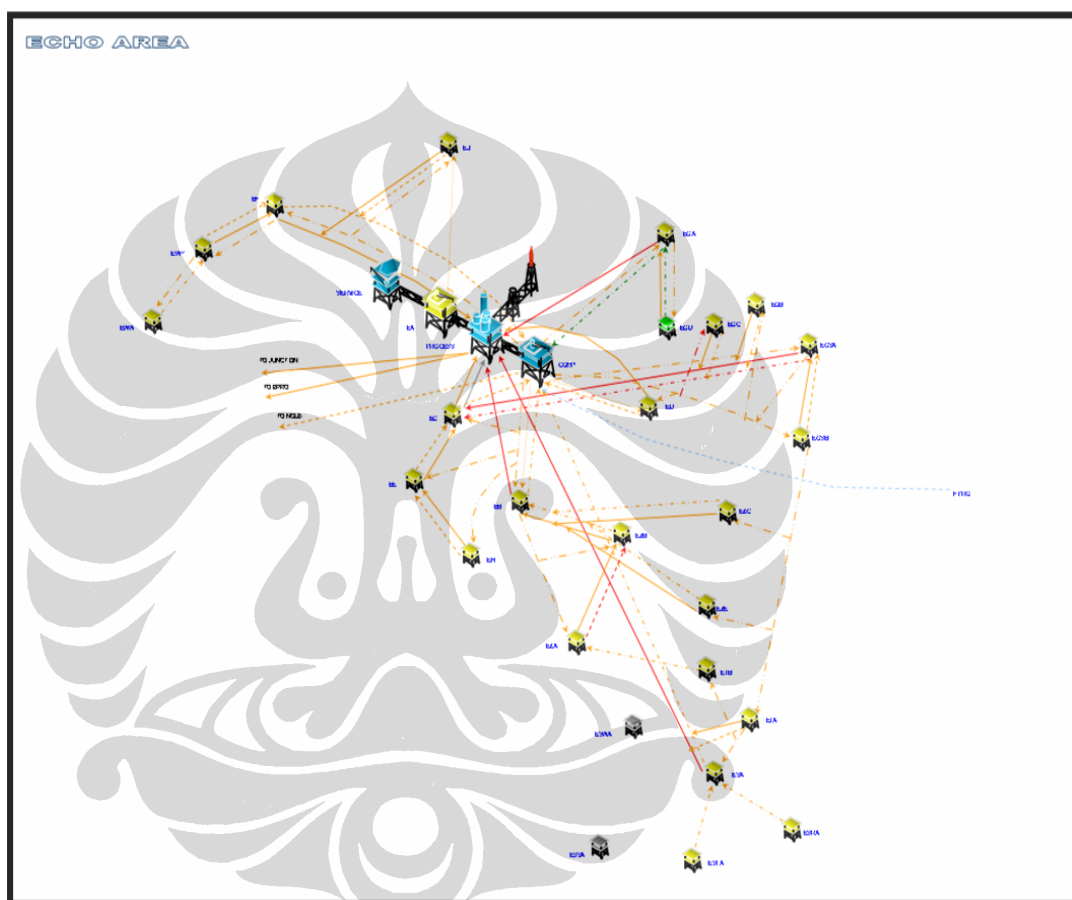


Gambar 2.5. Batasan jaringan pipa atau pipeline bawah laut.

[Sumber : BP Trinidad & Tobago, 2003]

Dengan jumlah 382 pipeline dengan jarak total 1,600 km, BP West Java dapat dikatakan mempunyai aset jaringan pipa bawah laut yang cukup besar. Dari 382 jumlah jaringan pipa tersebut, pipeline yang mengalirkan minyak bumi berjumlah 130 pipeline, pipeline mengalirkan gas bumi berjumlah 113, pipeline yang mengalirkan 3 phase berjumlah 34, pipeline yang mengalirkan gas lift

berjumlah 102 dan pipeline yang mengalirkan water injection berjumlah 3 pipeline [14]. Dengan jumlah pipeline ratusan tersebut, maka BP West Java dituntut untuk melakukan strategi integrity manajemen terhadap jaringan pipa yang ada. Pada gambar 2.5. salah satu contoh area yang ada di BP West Java yaitu area Echo, sedangkan 10 area yang lain merupakan lapangan yang sejenis dengan tingkat kompleksitas yang berbeda.



Gambar 2.6. Platform dan jaringan pipa bawah laut di Echo area - BP West Java.

[Sumber : BP Indonesia, 2007]

BP West Java dalam operasi mempunyai kebijakan tentang hidrokarbon yaitu selalu berusaha agar hidrokarbon tetap berada di dalam pipeline. Maka segala perubahan pada sistem jaringan pipa dari desain awal harus di catat, misalnya perubahan temperatur, tekanan, komposisi fluida yang melewati, karena hal ini akan mengakibatkan umur pipeline tersebut menjadi tidak sesuai dengan

desain yang diharapkan. Memonitor pipeline secara daily perlu dilakukan oleh teknisi operasi, antara lain:

- a) Monitoring dan control parameter proses yang ada antara lain, pressure, temperatur, laju alir fluida baik dari control room maupun melalui kunjungan ke remote platform atau Normally Unmanned Installation (NUI).
- b) Mengidentifikasi, memahami dan memitigasi secara field practice semua resiko yang telah diidentifikasi.
- c) Monitoring, assessment and menganalisa dari service fluida yaitu, komposisi fluidanya, misalnya H₂S, CO₂, dan lain sebagainya.
- d) Monitoring and maintenance semua sistem Emergency Shutdown (ESD).
- e) Menjamin bahwa semua peralatan monitoring secara reguler dilakukan kalibrasi.
- f) Menjamin bahwa semua personnel kompeten untuk masing-masing pekerjaan dan mengikuti prosedur dan perintah kerja (work instruction) yang ada.
- g) Menjamin bahwa semua kebutuhan baik spare part, equipment untuk program maintenance rutin telah tersedia, jelas, dimengerti, dilaksanakan dan semua hasil atau tindakan yang dilakukan di catat.

2.2.4. Program Maintenance Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi

BP West Java sangat fokus dengan semua jaringan pipa yang dimilikinya, hal ini terlihat dengan program maintenance atau biasa disebut program *flow assurance*. Program maintenance/*flow assurance* adalah program untuk mengidentifikasi, menghitung dan memitigasi dari semua resiko aliran dari sistem jaringan pipa bawah laut [15]. Program yang dijalankan antara lain, operasi pembersihan bagian dalam dari sistem jaringan pipa bawah laut, program chemical inhibitor, sampling fluida program, review dan assessment flow regime. Pembersihan bagian dalam dari pipeline melalui program pigging secara reguler, sedangkan untuk mengurangi proses terjadinya korosi, waxing, scaling di pipeline dengan program menginjeksikan chemical inhibitor, baik untuk corrosion inhibitor, oxygen scavenger, biocide, demulsifier dan scale inhibitor.

Saat ini BP West Java mengalirkan gas bumi, minyak bumi dan 3 phase melalui sistem jaringan pipa bawah laut karena itu perlu dilakukan program pigging secara berkala. Dengan tujuan utama dilakukan pigging ini adalah sebagai berikut:

- Mencegah terjadinya waxi dan terbentuknya scale.
- Membersihkan dinding bagian dalam pipeline.
- Membersihkan debris dan deposit pasir.
- Membersihkan water dropouts
- Menentukan dan memverifikasi tren dari laju korosi internal.
- Meningkatkan kemampuan corrosion inhibitors.
- Membersihkan liquids (gas lift line) and bacteria (water injection line)
- Mengetahui geometri dari pipeline.

Program pigging ini dilakukan berbeda-beda frekwensi dan jenis pig yang digunakan pada setiap individual pipeline tergantung dari jumlah/volume debris dan solid deposit yang dikeluarkan oleh pipeline tersebut serta kondisi pig. Pig yang digunakan saat ini terbagi menjadi tiga jenis yaitu [16]:

1. Utility Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk membersihkan dan memisahkan liquid, contoh pig ini adalah foam (Polly) pig, spherical/ball pig, mandrel pig dan solid cast pig.
2. In-Line Inspection Tools/Smart Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk melakukan inspeksi dinding pipeline dan mengidentifikasi defect yang ada pada pipeline, mengetahui geometri ukuran dari pipeline, dan mapping dari sub sea pipeline. Pig jenis ini digunakan tergantung pada data yang diinginkan oleh pemilik pipeline. Teknologi yang ada dan dapat digunakan saat ini adalah *Magnetic Flux Leakage (MFL)* dapat mengetahui metal loss external dan internal, dent, bends serta buckles, *Ultrasonic Technique (UT)* dapat mengetahui metal loss external dan internal, dent, bends, buckles, mill defect serta cracks, *Caliper* dapat mengetahui geometri dari pipeline, *Inertial Measurement Unit (IMU)* berisi odometer dan gyroscope yang berhubungan dengan Global Positioning System (GPS) untuk mengetahui lokasi.

3. Gel Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk memisahkan fluida, membersihkan debris, hydrotesting, chemical inhibitor laydown, aplikasi internal coating insitu.

Jika pipeline tersebut sudah beberapa tahun tidak dilakukan program pigging maka perlu dilakukan progresif pigging. Progresif pigging adalah pelaksanaan pembersihan pipeline yang lebih dari 3 tahun tidak pernah dilakukan pigging karena alasan teknis atau proses. Tahapan untuk jenis pig yang digunakan pada program progresif pigging adalah sebagai berikut [16]:

- Bare Low Density Foam Pig
- Medium Density Foam Pig
- Heavy Density Foam Pig
- Mandrel Pig atau Solid Cast Pig

Dalam pelaksanaan program pigging program, tidak semua pipeline yang ada di BP West Java dapat dilakukan pigging program selain karena pertimbangan alasan teknis, juga karena alasan ekonomis antara lain biaya, waktu dan effort yang dibutuhkan. Beberapa alasan teknis, tapi yang menjadi penyebab utama adalah adanya pipeline yang tie-in dengan pipeline lainnya dan ini tidak menjamin bahwa pig ini tidak akan terhenti atau *stuck* di tie-in pipeline tersebut. Selanjutnya alasan teknis lain yang dipertimbangkan juga adalah kondisi fasilitas pigging, tidak adanya pig trap baik di sisi launcher maupun di sisi receiver menjadi penyebab tidak dilakukannya program pigging secara regular. Untuk alasan ekonomis setiap aktivitas dilapangan *offshore* sangat membutuhkan biaya yang cukup besar dan waktu yang terbatas. Jika dihitung jumlah pipeline yang tidak dapat dilakukan regular pigging berjumlah 274 pipeline. Dari 274 pipeline, 141 dengan kategori temporary unpiggable dan 133 dengan kategori permanent unpiggable [22]. Pada gambar 2.5. Jenis- Jenis pig.

Selain dengan program pigging, BP West Java juga mengaplikasikan program chemical inhibitor injection, hal ini dilakukan untuk menghindari laju korosi pada bagian internal pipeline, plugging (waxing dan scaling).

Korosi adalah menurunnya suatu material terutama logam oleh karena bereaksi dengan lingkungannya [18]. Untuk di industri minyak dan gas bumi masalah korosi merupakan masalah yang cukup menjadi perhatian dengan alasan

biaya yang membesar jika terjadi kegagalan diakibatkan oleh korosi. Untuk mengetahui laju korosi dilakukan monitoring terhadap korosi. Internal korosi di monitoring menggunakan Non Destructive Testing (NDT) atau specimen yang dimasukkan ke dalam lingkungannya dalam hal ini adalah pipeline. Specimen yang dimasukkan ke dalam pipeline yang disebut corrosion coupon atau corrosion probe, sedangkan untuk NDT menggunakan teknik Ultrasonic Testing (UT).



Gambar 2.7. Jenis-jenis pig

[Sumber: Pigsunlimited, 2008]

Program corrosion inhibitor di BP West Java, chemical yang digunakan tergantung jenis fluida yang ditransportasikan melalui pipeline tersebut. Jika fluida yang melewati minyak bumi maka jenis inhibitor yang digunakan *water based system*, sedangkan untuk gas bumi akan menggunakan *oil based system*, untuk 3 phase akan menggunakan kombinasi keduanya yaitu *water soluble oil dispersion*. Injeksi *demulsifier* sering digunakan untuk menghindari *plugging* di pipeline yang diakibatkan jenis minyak bumi yang diproduksi merupakan jenis minyak

berat, atau alternative lain untuk mencegah masalah ini adalah dengan mencampurkan dengan produksi minyak bumi area lain yang produksinya jenis minyak ringan agar tidak terjadi *waxing*. Masalah scaling juga sering terjadi di BP West Java, karena seperti yang kita pahami bahwa scale deposit sering terjadi di industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Scale deposits terjadi terutama di dalam produksi, stimulation program dan pengangkutan. Scale dapat terjadi ketika dua larutan yang bercampur menjadi jenuh, proses ini banyak terjadi jika terjadi perubahan suhu selama operasi. Kejadian ini dapat terjadi jika ke dua bahan kimia membentuk suatu endapan bersama-sama, maka terbentuklah scale. Kandungan material pada scale terdiri dari calcium carbonate, barium sulfate, gypsum, strontium sulfate, iron carbonate, iron oxides, iron sulfides, and magnesium salts [19].

2.2.5. Program Inspeksi Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi

Setelah program maintenace di lakukan, kemudian program inspeksi terhadap pipeline yang ada di BP West Java dilaksanakan sesuai dengan prioritas pipeline tersebut yang berdasarkan kepada *loss production*, sehingga tidak semua pipeline yang ada di inspeksi. Jenis inspeksi pipeline yang dilakukan oleh BP West Java antara lain :

1. Remote Operate Vehicle (ROV), yaitu inspeksi yang dilakukan di offshore untuk mengetahui kondisi lingkungan pipeline dan proteksi katodik pipeline tersebut sepanjang diletakkan di dasar laut. Teknik ini seperti visual inspeksi pada pipeline di onshore.
2. Visual Inspeksi, yaitu inspeksi yang dilakukan di offshore di fasilitas topside seperti pig trap baik launcher atau receiver, isolasi valve dan riser, sedangkan untuk sub sea pipeline visual inspeksi dilakukan oleh diver, ini dilakukan untuk menverifikasi data yang diperoleh oleh ROV.
3. UT/Radiographi inspeksi, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui ketebalan dan mendeteksi defect dari pipeline. Teknik ini digunakan untuk fasilitas pipework topside di platform, tapi juga banyak diaplikasikan untuk inspeksi riser dengan Rope Access Technique (RAT).

4. Corrosion monitoring, melakukan monitoring laju korosi internal dengan menggunakan coupon, probe (sample specimen), yang diletakkan di dalam proses aliran pipa tersebut, setelah beberapa lama akan dicabut kemudian ditimbang untuk mengetahui metal loss-nya. Selain itu dapat menggunakan program sampling fluida analysis.
5. Drop Cell Survey, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui proteksi katodik pada riser pipeline yang berada di daerah splash zone.
6. Snake Survey, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui proteksi katodik pada pipeline yang berada di bawah laut.

Data yang didapat dari program inspeksi pipeline, kemudian dianalisa lalu diambil langkah untuk menentukan langkah yang akan dilakukan selanjutnya, jika pipeline tersebut membutuhkan repair karena terjadi kebocoran pada pipeline maka akan dilakukan perbaikan dengan metoda clamp terlebih dahulu, dan lain sebagainya.

2.2.6. Program Repair Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi

Sebelum memutuskan metoda repair apa yang akan digunakan, terlebih dahulu di lakukan assessment tidak hanya dari segi teknikal, peranan pipeline tersebut, kehilangan produksi, potensi cadangan, lingkungan tapi juga ekonominya dari pipeline tersebut. Saat ini metoda repair yang digunakan di BP West Java seperti dibawah ini :

- a. Total Replacement/Membangun pipeline baru
- b. Partial atau Sectional Replacement/Mengganti sebagian pipeline
- c. Clamping Installation/Memasang clamp pada bagian pipeline yang bocor.
- d. Abandoned
- e. Aplikasi In-Situ Coating/Epoxy Resin.

Saat ini dengan terbatasnya budget yang ada BP West Java dalam pelaksanaan pipeline repair program, yang dilakukan pertama kali adalah di clamp terlebih dahulu, kemudian jika masih terjadi kebocoran pada pipeline tersebut maka akan dilakukan smart pig untuk mengetahui kondisi dsan posisi defect yang ada di sepanjang pipeline tersebut, setelah itu akan dilakukan sectional replacement jika memungkinkan tapi jika dinding pipa bagian dalam pipeline tersebut telah

kehilangan ketebalan hingga 50% dan sepanjang 50% dari total panjang pipeline tersebut, maka akan dilakukan total replacement.

2.3. PIPELINE RISK MANAGEMENT

Pipeline risk management adalah salah satu sistem yang digunakan untuk mengatur strategi terhadap suatu sistem pipeline network dengan melihat potensi resiko yang ada agar pipeline system tersebut tetap dapat mengalirkan fluida [20]. Setiap operator pipeline atau perusahaan yang mempunyai pipeline network system tidak menginginkan adanya kecelakaan kerja (*zero incidents*) selama pipeline beroperasi. Melakukan pipeline integrity management system dengan melihat pada potensi resiko adalah tujuan utama dari semua operator pipeline. Metoda ini terus dikembangkan berkelanjutan oleh dan untuk operator pipeline dengan cara menyediakan informasi-informasi yang diperlukan lalu di implementasikan secara terintegrasi dan efektif melalui program-program praktis yang telah terbukti di dunia industri oil dan gas. Program rekomendasi praktis ini dikondisikan dan berlaku untuk seluruh pipeline baik itu di on-shore maupun di offshore tergantung dengan data informasi yang tersedia.

2.3.1. Dasar Konsep Resiko

Dasar definisi resiko secara konsep adalah bahaya. Kata bahaya berasal dari kata al zahr dari bahasa arab yang berarti dadu, yang merupakan permainan pada zaman dulu. Pada umumnya kita menggambarkan bahaya adalah karakteristik dari kelompok yang akan menimbulkan potensi kerugian. Sangat penting untuk membuat perbedaan antara bahaya dengan resiko, karena pada dasarnya adalah resiko dapat berubah tanpa mengubah bahaya. Intinya resiko dapat dikurangi dengan mengidentifikasi lalu meminimalisasi resiko yang ada. Beberapa metode yang ada dapat digunakan untuk mengidentifikasi resiko dan penyebab resiko dengan menggunakan suatu table seperti hazard operability (hazop) studi. Definisi hazop studi adalah suatu teknik studi mengidentifikasi bahaya yang ada tanpa terjadinya kecelakaan terlebih dahulu, melalui proses formal yang menggunakan kata kunci spesifik [20]. Identifikasi penyebab kecelakaan secara umum dapat dikelompokkan ke dalam dua kategori yaitu

tergantung mekanisme kegagalan waktu dan mekanisme kegagalan acak. Saat melakukan pengkajian terhadap identifikasi dan penyebab resiko kadang-kadang mengacu pada keahlian atau beberapa referensi untuk dapat mengidentifikasi mekanisme kegagalan tersebut, sehingga dapat mengetahui kegagalan dengan menyertakan konsekuensinya.

Secara umum resiko di definisikan sebagai probabilitas dari suatu peristiwa yang dapat menyebabkan suatu kerugian atau kehilangan atau potensi kehilangan. Dari definisi tersebut resiko akan meningkat jika peristiwa meningkat atau frekwensi kejadian meningkat dan potensi atau konsekwensi kehilangan meningkat. Secara matematika definisi resiko adalah perkalian antara likelihood (probability) dan konsekwensi dari kejadian yang akan ditimbulkan [20].

$$\text{Resiko} = \text{Probabilitas dari Peristiwa} \times \text{Konsekwensi dari Peristiwa} \dots (2.1)$$

Dengan demikian, suatu resiko sering dinyatakan sebagai jumlah yang dihitung seperti frekuensi kematian-kematian, luka-luka, atau kerugian ekonomi. Biaya moneter sering juga digunakan sebagai bagian dari ekspresi resiko yang menyeluruh, tapi bagaimanapun juga, kesulitan dalam mengkorelasikan antara nilai atau jumlah uang dengan hidup manusia atau kerusakan lingkungan hal ini perlu menggunakan matrik. Terminologi resiko terkait dengan risiko yaitu resiko yang dapat diterima, resiko yang dapat di tolerir, dan resiko yang dapat dianggap diabaikan, di mana hal ini mempengaruhi dalam pengambilan keputusan sesuai dengan hasil kajian resiko.

Sebelum penjelasan lebih jauh lagi tentang resiko, maka akan dijelaskan lebih dulu definisi kegagalan pipeline. Definisi kegagalan pipeline adalah pelepasan isi dalam konteks ini hidrokarbon baik minyak bumi atau gas bumi dari pipeline secara tidak sengaja. Hilangnya integritas merupakan cara yang lain untuk menandai kegagalan pipeline. Tapi suatu pipeline dapat mengalami kegagalan juga dengan cara lain yang tidak melibatkan pelepasan hidrokarbon. Jika dilihat definisi secara umum kegagalan pipeline adalah kegagalan untuk melaksanakan fungsinya sesuai yang diharapkan, misalnya penyumbatan, kontaminasi, kegagalan alat, dan lain-lainnya.

Lebih jauh lagi definisi secara universal, kegagalan adalah fakta bahwa sistem jaringan pipa kota seperti jaringan Pipa Air Minum (PAM) dan air limbah atau bahkan sistem distribusi gas bumi yang dapat diterima jika ada sejumlah kebocoran (tidak seperti sistem jaringan pipa transmisi). Oleh karena itu, kejadian kegagalan pipeline dapat ditolerir kecuali ketika kebocoran tersebut semakin meluas. Kebocoran merupakan istilah yang menjelaskan bahwa pelepasan atau pembebasan isi dari sistem pipeline tersebut secara tidak disengaja. Karena hal itu, perlu lebih dalam lagi dalam mendefinisikan suatu kegagalan jika konteksnya adalah berasal dari suatu *ventilasi, de-pressurise, blowdown, flaring* atau dapat dikatakan pembebasan isi dari sistem pipeline yang disengaja.

Dengan demikian diharapkan definisi tentang suatu kegagalan akan lebih jelas. Untuk itu, banyak jaringan pipa transmisi minyak dan gas bumi yang mengalami kebocoran yang cukup luas, sehingga dapat disimpulkan setiap bocoran terjadi maka dapat dikatakan bahwa pipeline tersebut sudah mengalami kegagalan.

Kegagalan terjadi ketika struktur itu menerima tekanan di luar kemampuannya, hasilnya adalah integritas dari struktural sedang dikompromikan atau di test. Tekanan internal, tekanan lapisan tanah, suhu ekstrim, gaya eksternal, dan kelelahan merupakan contoh dari tekanan yang harus dapat ditahan oleh pipeline. Kegagalan atau hilangnya kekuatan akan menjadi pendorong terjadinya kegagalan dan juga dapat disebabkan oleh korosi atau dari kerusakan mekanik seperti scratch. Segala probabilitas kegagalan dan awal penyebab kegagalan harus diidentifikasi. Setiap penyebab kegagalan pada pipeline, bahkan pada daerah remote tetap harus di lakukan identifikasi.

2.3.1.1. Probabilitas

Secara umum definisi probabilitas adalah suatu aspek kritis dari semua kajian risiko. Beberapa prediksi dari probabilitas kegagalan akan diperlukan untuk mengkaji resiko. Beberapa orang berpikir bahwa probabilitas hanya akan terkait dengan statistik. Pada kenyataannya bahwa probabilitas berasal dari analisa data statistik yang ada dengan mengamati kejadian.

Dalam dunia statistik sangat memerlukan data observasi yang telah lalu sehingga dari kesimpulan itu dapat digambarkan hasilnya. Sedangkan interpretasi

data yang semakin banyak perlu memperoleh hasil prediksi dan analisa yang penuh jelas dan menjadikan sistem yang digunakan akan lebih kompleks. Lebih banyak variabel secara alami yang dipertimbangkan, maka data observasi percobaan lebih sedikit, maka pendekatan frekuensi secara historis akan sering kali menjawab pertanyaan yang ada dengan memprediksi sesuai dengan hasil probabilitas.

Statistik bukan merupakan suatu probabilitas. Statistik hanyalah angka atau metoda untuk menganalisa angka-angka tersebut. Analisa dilakukan berdasarkan pada kejadian observasi yang telah lalu. Statistik tidak menggambarkan segalanya tentang kejadian yang masa depan. Oleh karena itu suatu analisa probabilitas tidak hanya merupakan suatu analisa statistik. Sejarah frekwensi kegagalan yang berhubungan dengan nilai statistik umumnya digunakan untuk pengkajian resiko.

Dalam penelitian ini parameter yang akan diperhitungkan sebagai probabilitas antara lain:

a. Umur Jaringan Pipa.

Jika melihat lama *service* dari setiap *equipment* atau fasilitas yang ada maka dapat diketahui integritas dari sistem jaringan pipa tersebut, karena semakin lama fasilitas atau jaringan pipa tersebut beroperasi maka probabilitas keagalannya akan semakin meningkat.

b. Sejarah Jumlah Kebocoran.

Jumlah frekwensi kebocoran dari pipeline atau sistem jaringan pipa akan dapat menjelaskan tingkat resiko jaringan pipa tersebut.

c. History Perbaikan.

Dengan mengetahui jenis dan tingkat perbaikan yang telah dilakukan pada pipeline atau jaringan pipa maka akan mengetahui resiko yang akan ditimbulkan akibat perbaikan tersebut, misalnya berapa lama perbaikan tersebut akan bertahan. Variabelnya yang digunakan adalah tidak pernah dilakukan perbaikan, dilakukan *clamping*, dilakukan *sectional replacement* dan membangun dan *laydown* pipeline baru.

d. Monitor dan Mitigasi.

Dengan mengetahui program monitor dan mitigasi dari pipeline atau jaringan pipa maka akan dapat menjelaskan tingkat resiko dari jaringan pipa tersebut karena ini berhubungan dengan pemeliharaan jaringan pipa yang dimaksud. Variable yang digunakan dalam diperhitungkan ini yaitu laju korosi yang terjadi pada pipeline tersebut, *chemical inhibitor injection performance*, *regular pigging performance* dan *manned platform* atau *unmanned platform*.

e. Corrosion Threat.

Hal yang cukup penting untuk mengetahui resiko yang ada dengan mengetahui corrosion threat yang ada pada jaringan pipa tersebut. Jika dilihat statistik bahwa corrosion merupakan penyebab kegagalan yang utama di dunia industri minyak dan gas bumi. Variabel yang diperhitungkan adalah internal threat yaitu kandungan karbondioksida (CO₂), hidrogen sulfat (H₂S), Sulfate reducing bakteri (SRB), pH.

Dengan mengetahui parameter yang telah disebutkan diatas, probabilitas ini diharapkan hasilnya akan lebih tajam, dan akurat dalam melakukan kajian resiko.

2.3.1.2. Konsekuensi / Consequences

Hal yang tidak dapat dipisahkan dalam setiap melakukan kajian resiko adalah penilaian potensi dari konsekuensi. Beberapa aspek potensi yang menyebabkan kerugian atau kehilangan dapat dihitung, misalnya jaringan pipa gas bocor dan meledak maka dapat dihitung kerugiannya, misal gedung yang rusak, kendaraan yang rusak, biaya dari stopnya produksi, biaya kehilangan produksi dan biaya untuk melakukan pembersihan area yang terkena dampaknya.

Konsekuensi dapat dikelompokkan dalam kategori yaitu biaya secara langsung atau biaya langsung termasuk. Termasuk biaya langsung diantaranya: kerusakan bangunan (property), kematian atau kecelakaan terhadap kesehatan manusia, kerusakan atau pencemaran lingkungan, kehilangan produksi, biaya perbaikan, biaya pembersihan dan pemulihan. Sedangkan biaya yang tidak langsung diantaranya adalah proses pengadilan, pelanggaran-pelanggaran

kontrak, ketidakpuasan pelanggan, reaksi-reaksi politis atau reputasi, hilangnya penguasaan pasar, dan penalty dari pemerintah.

Nilai moneter dari kerugian sering digunakan untuk mengukur konsekuensi, misalnya dengan menilai kurs valuta sehubungan dengan konsekuensi dari beberapa kerusakan. Ini dihitung dengan kehilangan jiwa atau kerusakan lingkungan. Dalam penelitian ini parameter yang akan diperhitungkan sebagai konsekuensi antara lain:

a. Safety / Keselamatan.

Merupakan hal yang sangat penting, karena tujuan utama dilakukan analisa resiko adalah agar jaringan pipa tersebut aman selama dioperasikan. Konteks aman adalah aman terhadap manusia (pekerja), lingkungan, masyarakat sekitar area eksplorasi dan produksi.

b. Kehilangan Produksi.

Jika suatu pipeline atau jaringan pipa gagal mengalirkan fluida maka jaringan pipa tersebut dapat dikatakan telah gagal melaksanakan fungsinya dan kerugian akibat hal ini dalam jumlah moneter akan berpengaruh terhadap kelangsungan bisnis perusahaan dan reputasi perusahaan.

c. Lingkungan.

Sesuai dengan tujuan utama dilaksanakannya pipeline integrity management system yang berdasarkan pada analisa resiko yaitu tidak merusak lingkungan dan biaya yang akan dikeluarkan jika terjadi pencemaran terhadap lingkungan akan sangat berdampak pada perusahaan.

2.3.1.3 Laju Kegagalan

Laju kegagalan adalah hitungan sederhana mengenai kegagalan dari waktu ke waktu. Biasanya yang pertama diamati adalah frekuensi seberapa sering pipeline tersebut mengalami kegagalan dalam periode waktu tertentu. Laju kegagalan dapat juga dikatakan suatu perkiraan terhadap seberapa banyak kegagalan yang diharapkan di waktu yang akan datang. Laju kegagalan normalnya dibagi menjadi laju kegagalan untuk masing-masing mekanisme kegagalan.

Ketika laju kegagalan cenderung bervariasi karena perubahan lingkungan, tapi mekanisme dasar biasanya tetap akan memperlihatkan konstan sepanjang tidak berubahnya lingkungan. Ketika laju kegagalan kecenderungannya meningkat sesuai dengan lamanya beroperasi maka secara logika dapat dihubungkan dengan efek penuaan, dan yang menjadi mekanisme dasarnya adalah waktu. Beberapa mekanisme kegagalan pada masing-masing kategori ditunjukkan di Table 2.1.

2.3.1.4. Kajian Risiko

Kajian risiko adalah suatu proses perhitungan dan model risiko merupakan tool untuk perhitungan tersebut. Kualitas dan konsep manajemen merupakan beberapa hal yang banyak dilakukan dalam perhitungan untuk kajian risiko. Kajian risiko harus menghitung keduanya yaitu probabilitas dan konsekuensi dari semua potensial kejadian yang akan menimbulkan bahaya. Dengan menggunakan kajian risiko, kita dapat membuat keputusan untuk mengatur risiko yang teridentifikasi. Risiko merupakan kuantitas yang tidak statis. Sepanjang pipeline biasanya kondisinya selalu berbeda, begitu juga dengan probabilitas dan potensi dari konsekuensinya. Karena kondisinya akan selalu berubah sesuai dengan fungsi waktu dan risikonya juga tidak akan sama walaupun pada tempat yang sama. Ketika kita melakukan evaluasi risiko, sebenarnya kita mengambil suatu gambaran tentang risiko pada waktu dan saat itu. Tapi kemampuan untuk memprediksi kegagalan pada pipeline saat ini merupakan suatu keuntungan besar dalam memperkecil risiko.

Tabel 2.1. Laju kegagalan vs mekanisme kegagalan.

<i>Failure mechanism</i>	<i>Nature of mechanism</i>	<i>Failure rate tendency</i>
Corrosion	Time dependent	Increase
Cracking	Time dependent	Increase
Third-party damage	Random	Constant
Laminations/blistering	Random	Constant
Earth movements	Random (except for slow-acting instabilities)	Constant
Material degradation	Time dependent	Increase
Material defects	Random	Constant

[Sumber: W.K Muhlbauer, 2004]

Metodologi kajian resiko modern, dapat memprediksi kegagalan pada pipeline atau jaringan pipa. Usaha mengkaji resiko pipeline ini akan menghasilkan suatu score, sehingga dapat dilakukan rangking berdasarkan score nilai tersebut. Dengan mengetahui secara sistematis dan secara obyektif akan dapat mengetahui pipeline dan lingkungannya. Ini dapat digunakan untuk memperbaiki keputusan yang diambil.

2.3.1.5. *Manajemen Resiko*

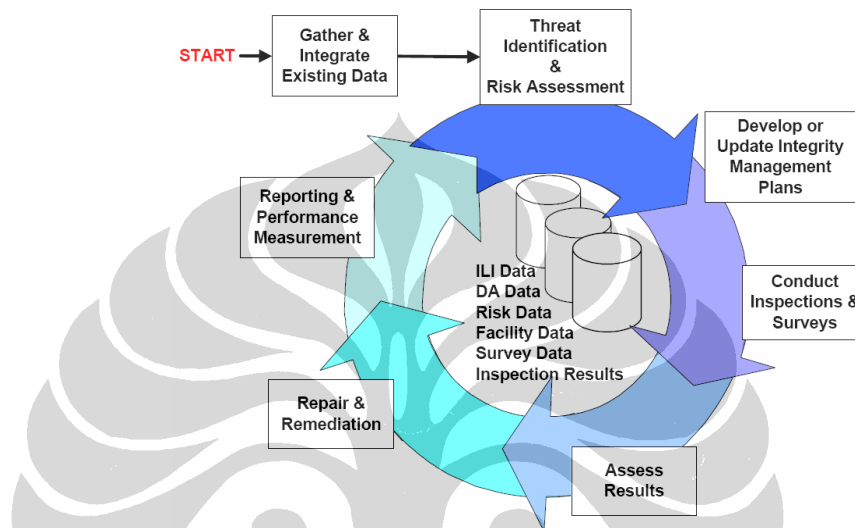
Manajemen resiko adalah suatu reaksi terhadap resiko yang ada. Reaksi yang dilakukan adalah untuk mengatur resiko dengan menggunakan alat maka diharapkan resiko dapat berkurang. Dengan latihan sehari-hari diharapkan dipraktekan oleh setiap individu maka resiko yang ada dapat dieliminir.

2.3.2. **Parameter yang mempengaruhi analisa resiko**

Sistem atau program rekomendasi praktis dari operator pipeline menjelaskan proses pengkajian dalam mengurangi resiko dengan cara mengurangi probabilitas (likelihood/probability) dan konsekwensi (consequences) dari kecelakaan. Prinsip dasar dari pipeline integrity management yang berdasarkan pada resiko seharusnya diaplikasikan mulai pada saat melakukan desain engineering pipeline tersebut. Sesuatu yang perlu diperhatikan antara lain desain, pemilihan material dan konstruksi sehingga alat yang berfungsi sebagai pencegahan, memonitor/mendeteksi dan perbaikan dari pipeline tersebut jika terjadi kegagalan telah dipersiapkan.

Jika melihat dari tujuan dilakukannya pengembangan dari pipeline integrity management adalah mengawasi integritas struktur dari pipeline, mencegah kegagalan pipeline dan memperpanjang umur penggunaan pipeline serta meminimalisasi dampak terhadap lingkungan, masyarakat umum dan perusahaan (bisnis) disesuaikan dengan peraturan internasional. Untuk mencapai tujuan tersebut memerlukan tahapan-tahapan dalam melaksanakan pipeline integrity management system. Hal-hal yang perlu dilakukan antara lain *gathering*, *reviewing* dan mengintegrasikan data sebagai data awal, mengidentifikasi atau mengetahui penyebab kegagalan pipeline (*threat identification*), rencana integrity management (integrity management plan atau update), pelaksanaan integrity management yang

telah direncanakan, mengkaji dan menganalisa data hasil survey atau inspeksi, pencegahan dan perbaikan hasil temuan survey atau inspeksi yang difokuskan pada area yang mempunyai konsekuensi tinggi (High Consequences Area) dan sedang (Medium Consequences Area), serta pelaporan dan evaluasi dari hasil setiap tahapan proses tersebut untuk dilakukan perbaikan yang berkesinambungan. Gambar 2.6. menjelaskan alur pelaksanaan pipeline integrity management system.



Gambar 2.8. Pipeline integrity management sistem

[Sumber: GE Energy, 2005]

Pengumpulan dan penggunaan data secara sistematis dan efektif merupakan keharusan agar dapat menentukan kajian resiko yang akan ditimbulkan oleh suatu pipeline. Pengetahuan tentang pipeline dan fasilitas secara menyeluruh adalah komponen dasar dari program integrity management. Data-data lain yang menjadi parameter atau elemen utama dalam perhitungan ini sangat diperlukan, antara lain adalah informasi kondisi operasi, lingkungan sekitar, review proses, monitor atau inspeksi, perbaikan yang telah dilakukan. Dengan data-data seperti disebutkan sebelumnya akan dapat dilakukan analisa secara akurat dalam mengimplementasikan program pipeline integrity management. Data-data yang dibutuhkan tidak hanya didapat dari internal (operator pipeline) tapi bisa didapat juga dari external (pihak ketiga) contohnya laporan project dari kontraktor dan sebagainya. Jika data yang dibutuhkan tidak tersedia maka dapat dilakukan kunjungan atau campaign ke lokasi untuk melakukan pengumpulan data jika data tersebut sangat penting.

Setelah data terkumpul maka akan dilakukan integrasi data tersebut yang merupakan tugas yang cukup kritis karena efektif atau tidaknya program pipeline integrity management tergantung dari kemampuan menggabungkan dan menggunakan data dari berbagai sumber (multiple) data sehingga membuat tingkat kepercayaan untuk menentukan threat dari resiko yang akan ditimbulkan jika terjadi kegagalan pada pipeline tersebut.

Faktor lain yang cukup penting dalam melakukan program pipeline integrity management system adalah verifikasi dari quality dan konsistensi data yang digunakan serta kapan waktu invalid (kadaluarsa) dari data tersebut dan hal ini merupakan bagian dari review data. Setelah semua data telah dilakukan verifikasi kemudian dibuat daftar anomali dari pipeline tersebut. Daftar anomali tersebut menjadi petunjuk untuk menentukan tingkat resiko yang akan ditimbulkan. Sebelum menentukan tingkat resiko, tahapan pertama yang harus dilakukan adalah mengidentifikasi potensi penyebab (threat) kegagalan terhadap pipeline integrity. Semua data kegagalan akan di analisa, review dan klasifikasi untuk mengetahui penyebab utama (major threat) dari kegagalan integrity. Penyebab (threat) utama kegagalan integrity antara lain:

- a. External Corrosion
- b. Internal Corrosion
- c. Third Party / Mechanical Damage
- d. Others, misalnya incorrect operation, manufacture defect dll.

Kombinasi dari penyebab (threat) di atas sangat mungkin terjadi dan hal ini dapat mempercepat proses kegagalan dari pipeline integrity.

Beberapa data dibutuhkan secara spesifik yang berguna sebagai parameter untuk menentukan *probability dan consequences*. Setiap parameter dari data tersebut kemudian diberi bobot. Data yang umum digunakan sebagai parameter dalam menentukan *probability* antar lain adalah :

1. Umur dari pipeline.
2. Frekwensi kebocoran dari pipeline.
3. Histori perbaikan yang dilakukan.
4. Penyebab utamakan kegagalan (corrosion, pihak ketiga, operasi,dll).
5. Monitoring dan mitigasi dari penyebab utama kegagalan pipeline.

Sedangkan untuk parameter yang umum digunakan sebagai parameter dalam menentukan *consequences* dari kegagalan antara lain :

1. Kehilangan pendapatan (*production loss* dalam ekivalen dengan oil).
2. Reputasi perusahaan.
3. Lingkungan di sekitar pipeline tersebut.
4. Keamanan selama pipeline tersebut beroperasi.

Dari parameter-parameter diatas kemudian dilakukan pembobotan (*scoring*) yang tergantung pada masing-masing parameter dan karakteristik lapangan tersebut, misalnya untuk pipeline di *offshore* akan berbeda bobotnya dengan pipeline di *onshore*. Begitunya juga untuk pipeline transmisi akan berbeda dengan pipeline distribusi.

Dengan mengetahui bobot total dari *probability* dan *consequences* maka kita dapat mengalikan antara bobot pada *probability* dan *consequences* yang hasilnya merupakan matrik dari resiko dari suatu pipeline. Setelah mengetahui matrik resiko maka dapat ditentukan tingkat kritikalitas pipeline. Karena umumnya resiko yang dihasilkan akan mempertimbangkan dampak potensi terhadap individu, masyarakat umum, property, bisnis perusahaan dan lingkungan.

2.3.3. Pendekatan Model

Model manajemen resiko menjadi suatu tool yang sangat bermanfaat untuk operator pipeline dan manajer yang tertarik dengan keselamatan jaringan pipa dan efisiensinya. Manfaat yang diperoleh bukan hanya dari kemampuan yang ditingkatkan untuk memperbaiki keselamatan dan mengurangi resiko, tetapi juga pengalaman dalam proses pengkajian risiko yang menunjukkan untuk maju, dengan sangat banyaknya informasi yang bermanfaat untuk yang dapat disatukan kedalam satu lokasi sebagai tempat penyimpanan titik rujukan dan informasi untuk pengambilan keputusan dari sebuah organisasi dalam hal ini perusahaan.

Tujuan dilakukannya metoda pipeline risk assessment seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa untuk mengevaluasi resiko pipeline yang terpasang di masyarakat dan mengetahui cara mengatur resikonya secara efektif dengan mempertimbangkan dan mendiskusikan kajian resiko yang lebih spesifik, termasuk didalamnya fasilitas pipeline.

Satu model dasar dengan mempertimbangkan semua variabel resiko yang telah ditunjukkan dalam kajian resiko yang simple, dengan mengkaji variabel yang telah dijelaskan sebelumnya. Sehingga tiap orang dapat melakukan penilaian resiko meskipun dengan sedikit atau tidak punya pengalaman pada operasi pipeline dengan mengadopsi pendekatan ini. Dengan pendekatan ini penilaian resiko dapat digunakan untuk mengkaji pipeline dengan cakupan yang lebih luas, sesuai dengan lingkungan dan operatorpun dapat menggunakan pendekatan umum ini, karena ini merupakan tujuan dari kerangka dasar.

Dengan menggunakan komputer sederhana membuat suatu database untuk menyimpan data resiko, dan lalu ditetapkan dengan beberapa proses administratif dalam pemeliharaan dan penggunaan data informasi, pada tahap awal seorang aplikator saat ini sudah mempunyai suatu sistim untuk mendukung manajemen resiko. Untuk manajer resiko yang telah berpengalaman akan dapat menyederhanakan proses yang kompleks dan akan memakan waktu lebih cepat. Dengan mempunyai satu pemahaman skenario menyusun bahaya, suatu model pengkajian risiko dapat dibangun.

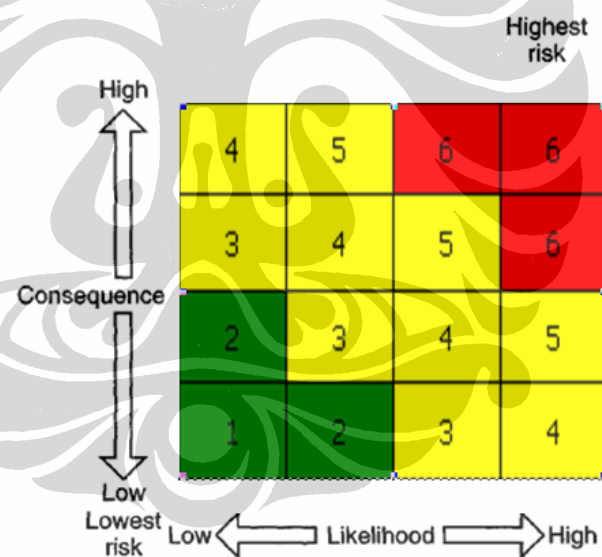
Model ini merupakan himpunan dari aturan-aturan dimana akan dapat diprediksi mengenai kondisi pipeline di masa depan dengan suatu perspektif resiko. Model itu akan berupa matriks yang menggambarkan dari resiko.

Gol dari segala model pengkajian resiko adalah untuk mengukur resiko-resiko yang ada baik itu secara relatif maupun absolut. Fasa pengkajian resiko adalah langkah pertama yang sangat penting dalam mempraktekkan manajemen resiko. Ini juga merupakan fasa yang paling sulit. Meski kita memahami konsep engineering tentang korosi, mekanikal fluida, dan prediksi kegagalan. Tidak seorang pun dapat secara pasti menyatakan di mana atau ketika kegagalan pipeline akan terjadi. Bagaimanapun juga, semakin banyak kemungkinan mekanisme kegagalan, lokasi-lokasi, dan frekwensi dapat diperkirakan untuk usaha mengetahui resiko yang timbul.

Model secara umum terbagi tiga tipe, dari yang paling sederhana hingga yang paling kompleks, yaitu adalah model matriks, model probabilistic, dan model indeks [20]. Masing-masing model mempunyai kekuatan dan kelemahan, seperti yang akan dibahas di bawah ini.

2.3.3.1. Model Matrik

Salah satu struktur pengkajian risiko yang paling sederhana adalah analisis keputusan dengan suatu acuan/matriks. Ini mengelompokkan risiko pipeline menurut probabilitas dan potensial konsekuensi dari suatu peristiwa pada skala yang sederhana, seperti tinggi, sedang atau rendah atau skala yang kuantitatif; sebagai contoh 1 hingga 5. Masing-masing threat merujuk pada suatu sel dari matriks berdasarkan pada probabilitas dan konsekuensi yang ada. Bahkan dengan keduanya berada pada suatu probabilitas dan konsekuensi yang tinggi maka akan muncul yang lebih tinggi dan akan menghasilkan daftar yang diprioritaskan. Pendekatan ini bisa juga menggunakan judgment expert atau suatu penerapan lebih rumit dan akan menghasilkan informasi kuantitatif untuk mengelompokkan ranking dari risiko. Gambar 2.8 menunjukkan suatu model matriks.



Gambar 2.9. Model Matrik Risiko

[Sumber: W.K Muhlbauer, 2004]

2.3.3.2. Model Probabilistik

Model pengkajian risiko paling kompleks adalah suatu model pendekatan pengkajian risiko yang biasa disebut probabilistic atau dikenal sebagai (PRA) dan kadang-kadang juga disebut pengkajian risiko kuantitatif (QRA). Perlu dicatat bahwa terminologi ini membawa implikasi sesuatu hal yang tidak perlu

dibahas di tempat lain. Teknik ini biasa digunakan di industri nuklir, kimia, aerospace sampai di dalam industri petrokimia.

PRA adalah suatu mathematical yang ketat dengan teknik statistik yang menitikberatkan untuk mempercayai data historis kegagalan dan event-tree/fault-tree analisis. Memulai kejadian seperti kegagalan pada peralatan dan kegagalan pada sistim keselamatan kemudian alur kerja di jalankan hingga kemungkinan kejadian disimpulkan. Kegagalan yang bersifat alur mundur pada semua kemungkinan pemicu kejadian, kembali lagi dengan kemungkinan yang ditugaskan kepada semua cabang. Semua lintasan memungkinkan bisa terukur berdasarkan pada cabang selama proses.

Teknik ini sangat data intensive. Itu akan menghasilkan pengkajian risiko absolut pada semua kemungkinan kejadian kegagalan. Secara umum model ini lebih terperinci dan lebih mahal dibanding dengan pengkajian risiko yang lain. Secara teknologi lebih menuntut untuk pengembangan, memerlukan operator yang terlatih, dan memerlukan informasi data yang luas. Suatu PRA yang terperinci merupakan teknik pengkajian resiko yang mahal. Metodologi PRA pertama dipopulerkan melalui oposisi kepada berbagai fasilitas kontroversial, seperti pabrik kimia dan reaktor nuklir yang besar [20].

Akhir-akhir ini PRA banyak mendapatkan kritikan karena setiap proses yang dilakukan terlihat adanya ketidakpastian dan asumsi-asumsi. Ini memerlukan yang namanya pra-type teknik untuk memperoleh taksiran dari nilai resiko yang absolut, yang dinyatakan di dalam kematian, luka, kerusakan fasilitas sesuai dengan periode waktu tertentu.

2.3.3.3. Model Indeks

Merupakan teknik pengkajian resiko pipeline yang paling populer. Di dalam pendekatannya, nilai numerik (score) mewakili kondisi dan aktivitas penting pada sistim pipeline sehingga berperan untuk menggambarkan resiko. Hal ini termasuk dalam berkurangnyaa resiko dan meningkatnya resiko, atau variabel-variabel yang mempengaruhinya. Pembobotan akan mewakili pada masing-masing variabel resiko. Pembobotan ini akan mencerminkan pentingnya di dalam pengkajian resiko dan didasarkan pada statistik yang tersedia dan

engineering judgement dimana jika tidak tersedia cukup data. Masing-masing pipeline akan mempunyai score berdasarkan pada atributnya. Berbagai jenis segmen dari pipeline dapat dikelompokkan menurut score risiko sehingga akan menghasilkan prioritas pekerjaan perbaikan, inspeksi, dan usaha mengurangi risiko lainnya yang ada. Operator pipeline saat ini banyak menggunakan teknik ini secara luas dan mencakup satu faktor model sederhana atau dua faktor model (hanya menggunakan pertimbangan faktor-faktor seperti sejarah kebocoran dan kepadatan penduduk) untuk model dengan menggunakan pertimbangan ratusan faktor hampir setiap item akan berdampak pada risiko.

Meski masing-masing metoda pengkajian risiko saat membahas mempunyai kekuatan dan kelemahan sendiri, pendekatan model indeks merupakan yang paling menarik untuk dipertimbangkan karena antar lain:

- a. Memberikan jawaban yang cepat.
- b. Merupakan suatu analisis yang murah (satu pendekatan yang intuitif yang menggunakan informasi yang tersedia).
- c. Menyeluruh (pertimbangkan pengetahuan yang tidak sempurna dan mudah dimodifikasi sesuai informasi baru yang tersedia).
- d. Bertindak sebagai suatu alat pendukung keputusan untuk sumber daya manusia.
- e. Mengidentifikasi sesuai dengan nilai kesempatan untuk mengurangi risiko.

Tipe model indeks ini, jika di gunakan untk melakukan pengkajian risiko pipeline sangat direkomendasikan karena fitur program pengkajian risiko cukup luas. Keuntungan dari metoda ini adalah suatu spektrum lebih luas dan banyak informasi yang dapat dimasukkan. Sedangkan kekurangannya adanya subyektifitas dalam pembuatan score. Usaha yang harus dilakukan adalah untuk memastikan dan mempertimbangkan konsistensi di dalam membuat score dan bobot faktor serta menunjukkan risiko yang sebenarnya. Sangat layak untuk mengasumsikan bahwa tidak semua variabel yang dipertimbangkan akan terbukti benar di dalam setiap model risiko. Bagaimanapun juga, perhitungan faktor risiko sebagian tidak sempurna, meskipun begitu hasilnya tetap akan memberikan suatu arah yang dapat diandalkan dan berguna untuk strategi menurunkan risiko.

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

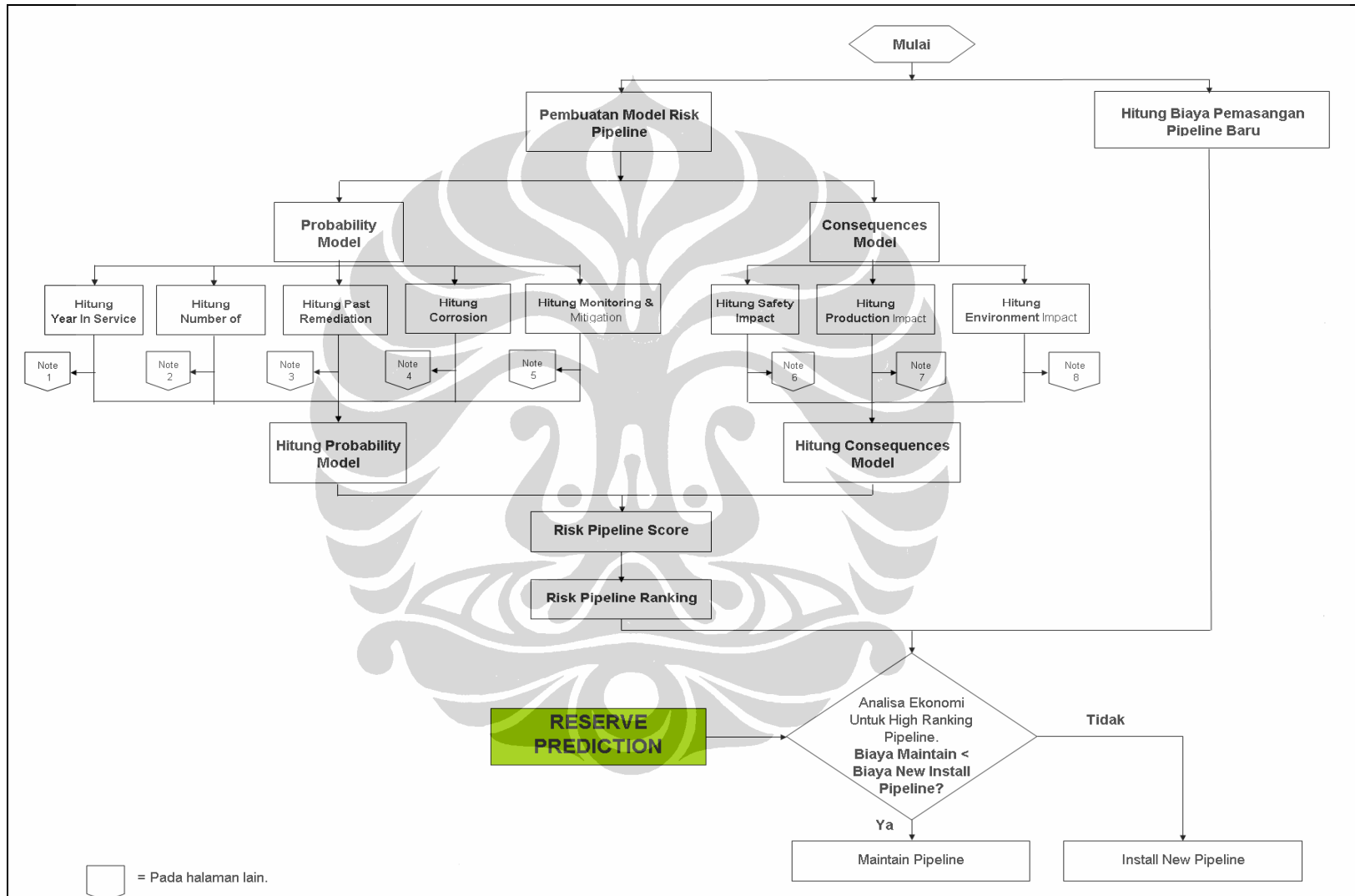
3.1. TAHAPAN PENELITIAN

Garis besarnya metode yang digunakan dalam penelitian ini dapat terbagi menjadi tiga, yaitu:

- Pemodelan risk pipeline.
- Biaya pemasangan pipeline baru.
- Analisa keekonomian untuk mendapatkan biaya rasional high ranking pipeline.

Pada tahap awal penelitian, penulis melakukan pembuatan model risk terhadap pipeline serta melakukan perhitungan biaya memasang pipeline baru. Kemudian dari pembuatan model risk pipeline dilakukan pembuatan model probabilitas dan model konsekuensi. Untuk pembuatan model probabilitas terdiri dari beberapa parameter dan beberapa variabel. Parameter model probabilitas yang digunakan yaitu *year in service* atau umur pipeline, *number of leaks* atau jumlah kebocoran yang pernah dialami oleh pipeline, *past remediation* atau perbaikan yang pernah dilakukan terhadap pipeline tersebut, *corrosion threat*, *monitoring* dan *mitigasi* [23]. Sedangkan parameter yang digunakan untuk model konsekuensi antara lain *safety*, *loss production* dan *environment* [23].

Dari masing-masing model ini, baik untuk model probabilitas dan model konsekuensi akan dilakukan perhitungan sehingga diketahui *score* atau nilai. Kemudian dengan menggunakan formula 1-1. maka akan dikalikan antara *score* model probabilitas dengan *score* model konsekuensi sehingga dapat diketahui *score* risk pipeline yang dimaksud. Kemudian *score* tersebut dimasukkan kedalam matriks yang telah ditentukan sehingga dapat diketahui tingkat risk yang terjadi dan termasuk kategori *high*, *medium* atau *low*. Kemudian dilakukan ranking sehingga diketahui jumlah pipeline yang masuk kategori *high*. Masing-masing *score* yang digunakan menggunakan beberapa referensi laporan yang ditulis beberapa perusahaan konsultan untuk integrity management.



Gambar 3.1. Diagram Alir Metodologi Penelitian

Dengan terbatasnya budget yang ada maka pipeline yang termasuk kategori high akan di lakukan kajian keekonomiannya. Dengan melihat kategori high ini maka biaya untuk tetap membuat integrity pipeline tetap baik maka biaya yang dikeluarkan akan dihitung.

Pada saat memulai pemodelan risk pipeline, saat bersamaan atau paralel dilakukan perhitungan biaya pemasangan pipeline baru sehingga untuk pipeline dengan kategori high akan dapat dilakukan analisa keekonomian antara biaya yang dikeluarkan untuk integrity pipeline dengan biaya pemasangan pipeline baru. Hasil dari analisa keekonomian ini maka akan diketahui biaya yang rasional terhadap pipeline yang dimaksud. Dari biaya rasional tersebut maka dapat ditentukan langkah strategi yang akan diambil oleh manajemen terhadap pipeline tersebut. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 3.1. diagram alir metodologi penelitian.

Diharapkan output dari penelitian ini adalah rekomendasi ke BP West Java manajemen mengenai strategi yang akan dijalankan terhadap semua pipeline dengan kategori high risk ranking, berdasarkan nilai ekonomis dan produksi tersisa yang akan melewati pipeline tersebut di BP West Java.

3.2. PERHITUNGAN MODEL RISK PIPELINE

Secara garis besar model risk pipeline dapat disebut sebagai suatu probabilitas kegagalan dari pipeline dikombinasikan atau dikalikan dengan konsekuensi kegagalan dari pipeline. Baik probabilitas ataupun konsekuensi masing-masing mempunyai parameter yang harus diperhitungkan. Parameter-parameter tersebut juga mempunyai beberapa variabel sehingga didapat hasil perhitungan untuk masing-masing pipeline.

Untuk model probabilitas parameternya yang akan dihitung adalah *year in service, number of leaks, past remediation/repair, corrosion threat, monitoring dan mitigation*.

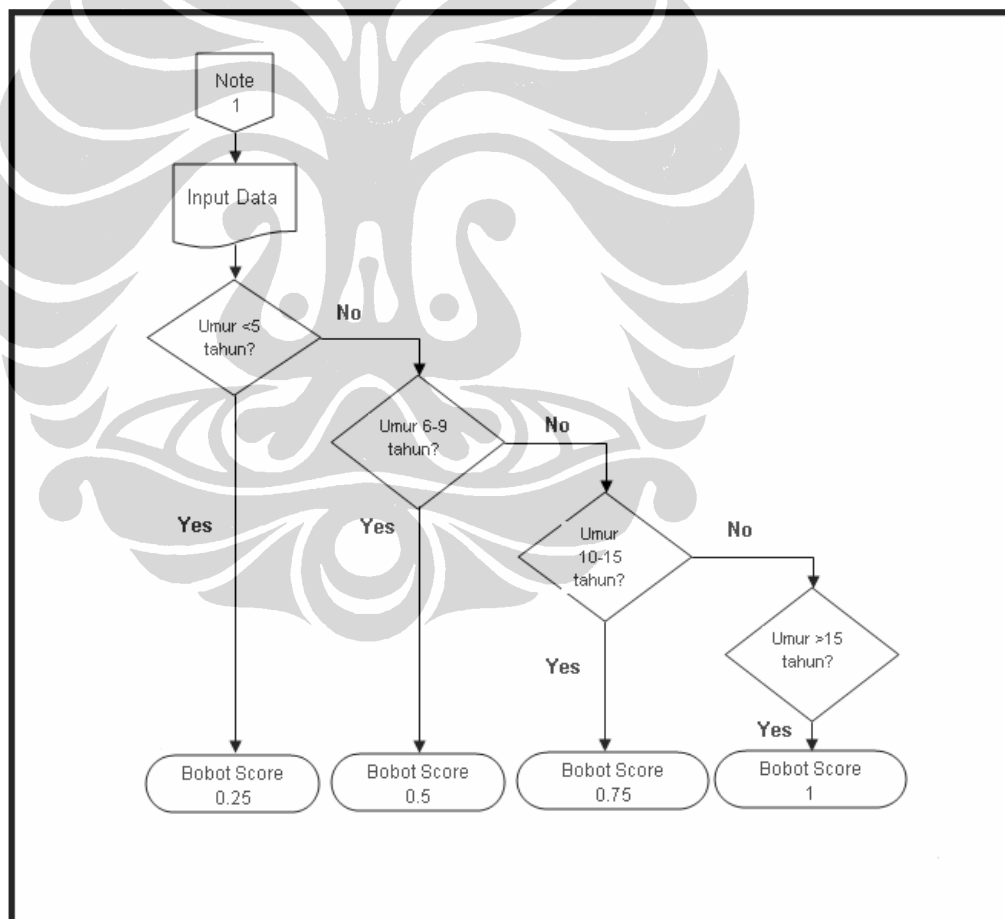
Parameter *year in service*, konteksnya bahwa semakin tua suatu pipeline beroperasi maka akan mempunyai probabilitas kegagalan lebih besar dibandingkan dengan suatu pipeline yang di bangun lebih muda hal ini sesuai data statistik pipeline failure di BP West Java, karena hal itu maka variabel *year*

in service terbagi menjadi 4 kategori berdasarkan pada umur pipeline dengan bobot faktor 10% [24] seperti pada Tabel 3.1. Bobot indeks untuk *year in service* pipeline. Untuk lebih jelasnya, lihat pada gambar 3.2. diagram alir kajian umur pipeline.

Tabel 3.1. Bobot indeks year in service

Bobot Indeks		10%
Umur Pipeline	Score	Bobot Score
< 5 tahun	2.5	0.25
6 - 9 tahun	5	0.5
10 - 15 tahun	7.5	0.75
> 15 tahun	10	1

[Sumber : JV, 2008]



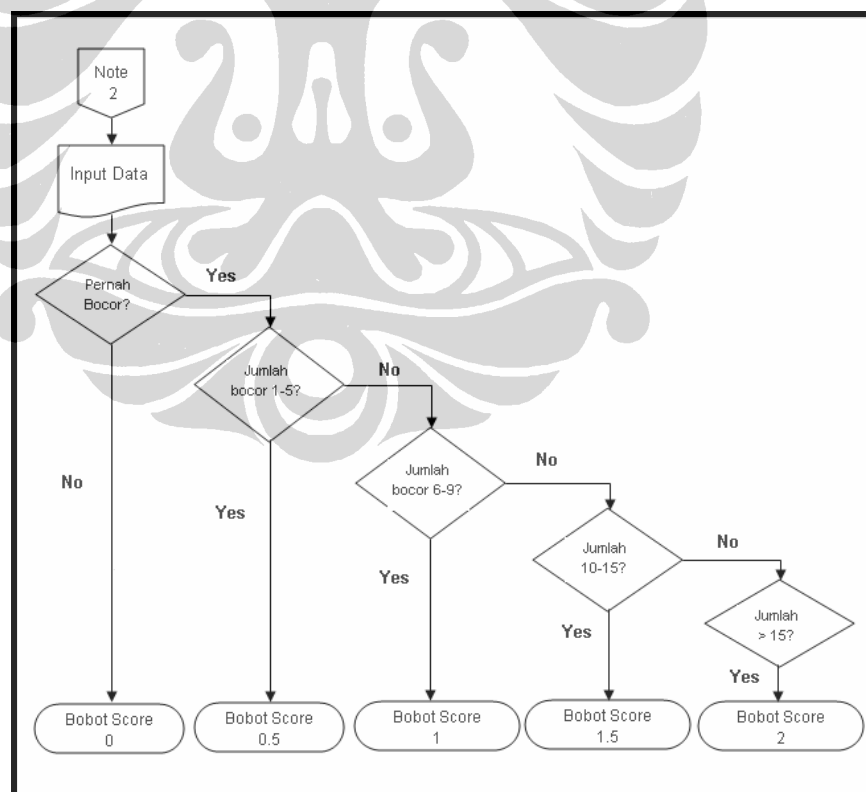
Gambar 3.2. Diagram alir kajian umur pipeline

Untuk variabel *number of leaks* atau jumlah leaks, yang dimaksud adalah berapa banyak pipeline tersebut mengalami kegagalan dalam hal ini kebocoran. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%, dan kategori yaitu tidak pernah leak, jumlah leak 1 hingga 5 kali, 6 hingga 9 kali, 10 hingga 15 kali dan lebih dari 15 kali leak seperti pada Table 3.2. Bobot indeks jumlah leaks. Atau pada Gambar 3.3. Diagram alir kajian jumlah leaks.

Tabel 3.2. Bobot indeks number of leaks

Bobot Indeks		20%
Number of Leaks	Score	Bobot Score
0	0	0
1 - 5	2.5	0.5
6 - 9	5	1
10 - 15	7.5	1.5
> 15	10	2

[Sumber : JV, 2008]



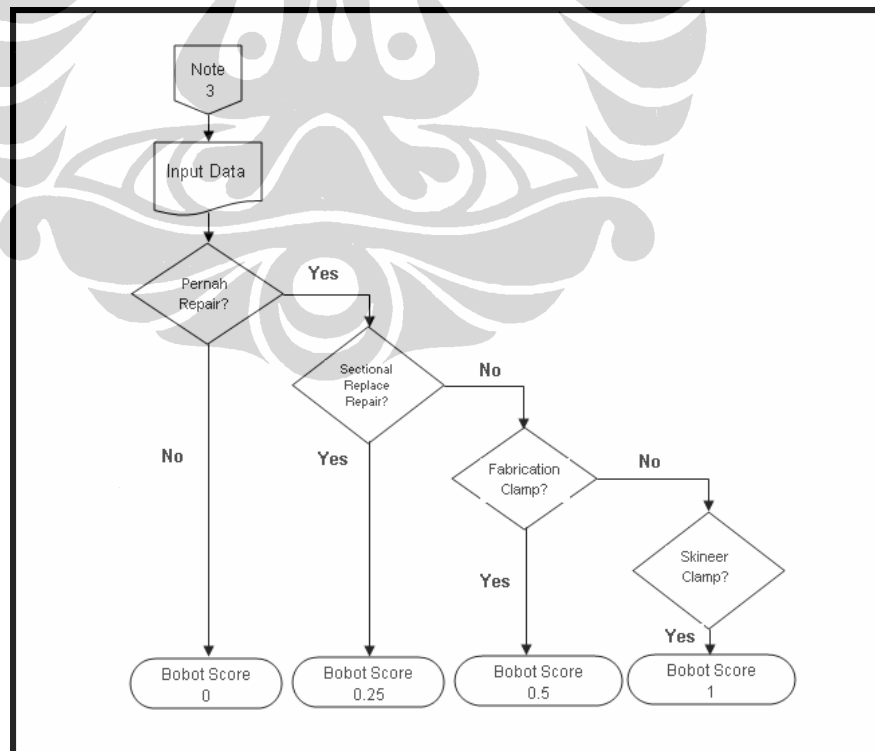
Gambar 3.3. Diagram alir kajian jumlah leaks pipeline

Kemudian untuk variabel *past remediation* atau jenis perbaikan, maksudnya adalah perbaikan yang pernah dilakukan terhadap pipeline dan metoda perbaikan yang digunakan. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 10% dengan kategori tidak pernah ada perbaikan dalam hal ini tidak pernah kegagalan, perbaikan sectional replacement, Fabrication Clamp dan Skinner atau Plidco Clamp, pada Tabel 3.3. Bobot indeks jenis perbaikan. Pada gambar 3.4. merupakan diagram alir kajian past remediation dari pipeline.

Tabel 3.3. Bobot indeks past remediation/repair

Bobot Indeks		10%
Past Remediation	Score	Bobot Score
Never	0	0
Sectional Replacement	2.5	0.25
Fabrication Clamp	5	0.5
Skinner Clamp	10	1

[Sumber : LR, 2005]



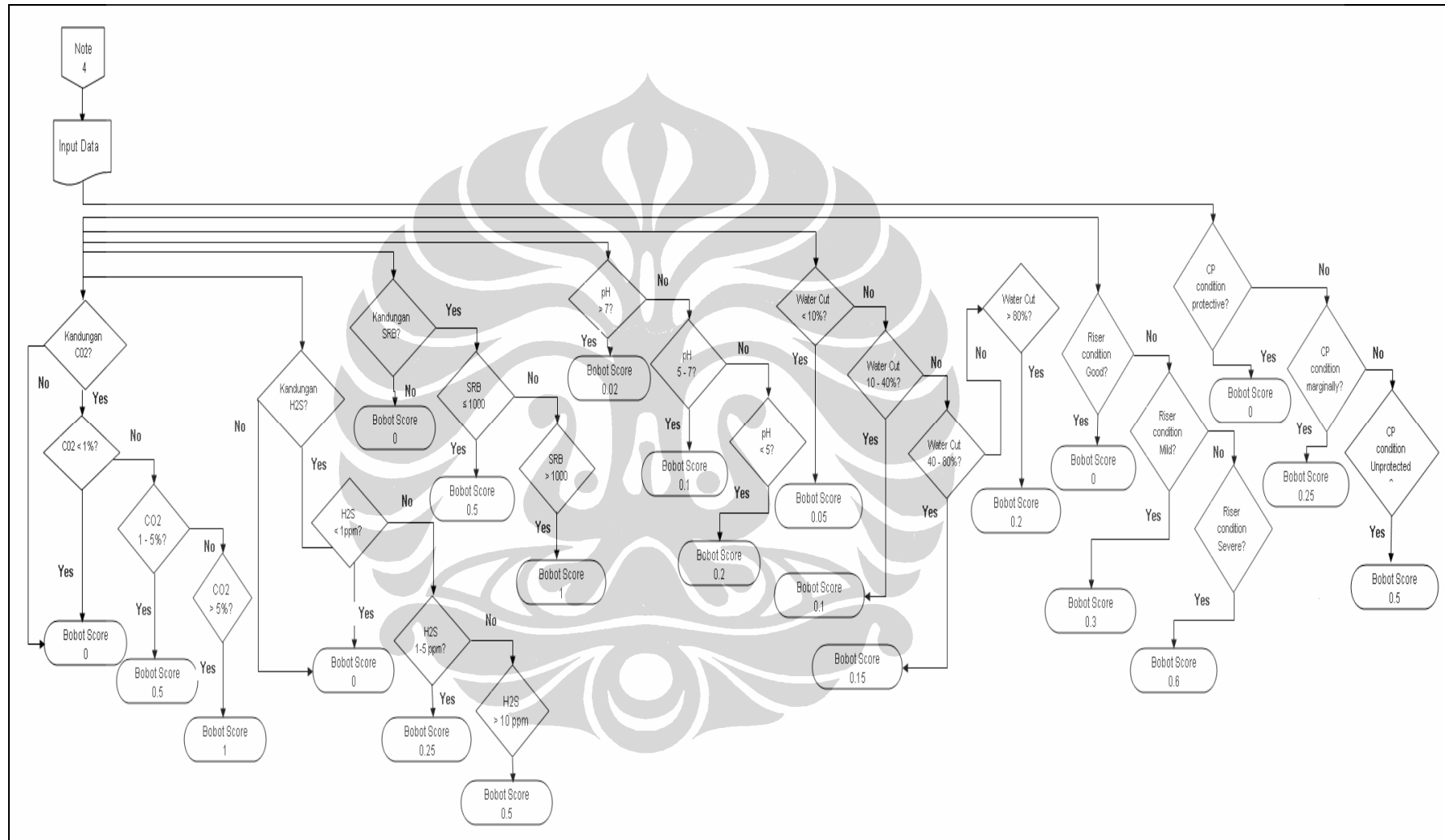
Gambar 3.4. Diagram alir kajian past remediation pipeline

Untuk variabel *corrosion threat* maksudnya adalah faktor apa yang mempercepat terjadinya korosi di jaringan pipa offshore. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 40% dengan kategori internal corrosion terbagi menjadi kandungan CO₂ dengan bobot 10%, kandungan H₂S dengan bobot 5%, kandungan Sulfate Reduction Bacteria (SRB) dengan 10%, pH dengan 2%, kandungan air (water cut) dengan bobot 4%, dan untuk external corrosion terbagi riser kondisi dengan bobot 5%, dan tingkat proteksi katodik dengan bobot 4%. Tabel 3.4. Bobot indeks *corrosion threat* pada pipeline. Pada gambar 3.5. merupakan diagram alir kajian *corrosion threat* pada pipeline.

Tabel 3.4. Bobot Indeks Corrosion Threat

Bobot Indeks		40%
Corrosion Threat	Score	Bobot Score
CO₂		10%
< 1%	1	0.1
1 - 5 %	5	0.5
> 5%	10	1
H₂S		5%
< 1 ppm	1	0.05
1 - 5 ppm	5	0.25
> 5 ppm	10	0.5
SRB		10%
0 population/ml	1	0.1
≤ 1000 population/ml	5	0.5
> 1000 population/ml	10	1
pH		2%
> 7	1	0.02
5 - 7	5	0.1
< 5	10	0.2
Water Cut		4%
<10%	1	0.04
10% - ≤ 80%	5	0.2
> 80%	10	0.4
Riser		5%
Good	0	0
Mild	5	0.25
Severe	10	0.5
CP Reading		4%
Protetctive	0	0
Marginally	5	0.2
Un protected	10	0.4

[Sumber : LR, 2005 (23) dan Howard J.E, 1989 (18)]



Gambar 3.5. Diagram Alir Kajian Corrosion Threat Pipeline

Variabel monitoring and mitigation adalah faktor yang dilakukan untuk mengetahui tingkat korosi dan mengurangi terjadinya korosi pada pipeline. Variabel monitoring and mitigation bobot indeksnya 20% dan kategori corrosion rate dengan bobot 5%, injection performance dengan bobot 7%, dan pigging performance dengan bobot 8%, tabel 3.5. Gambar 3.6. merupakan diagram alir kajian monitoring dan mitigation pada pipeline

Tabel 3.5. Bobot Indeks Monitoring dan Mitigation

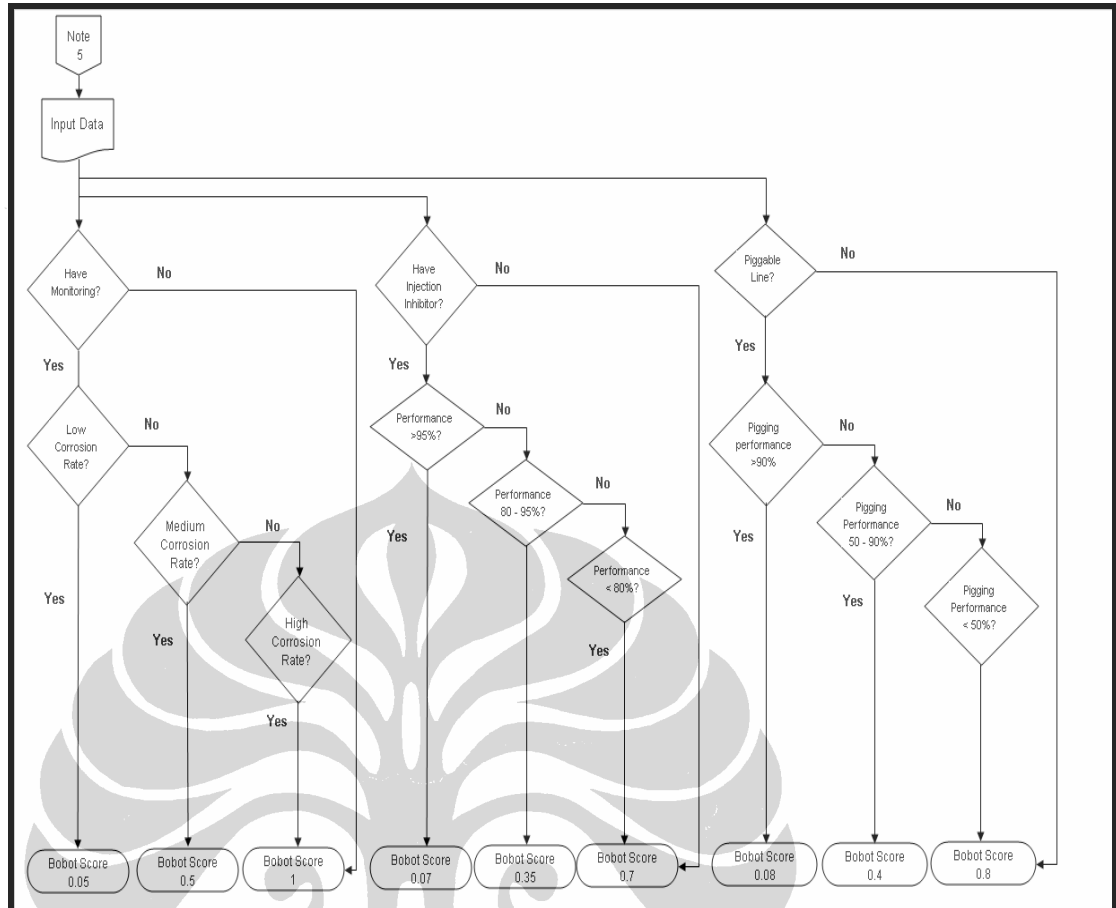
Bobot Indeks		20%
Monitoring Dan Mitigation	Score	Bobot Score
Corrosion Rate	5%	
Low Corr. Rate	1	0.05
Medium Corr. Rate	5	0.25
High Corr. Rate	10	0.5
Injection Performance	7%	
> 95%	1	0.07
80 - 95 %	5	0.35
< 80%	10	0.7
Pigging Performance	8%	
> 90%	1	0.08
50 - 90 %	5	0.4
< 50%	10	0.8

Sumber : JV, 2008 [24]

Dari masing-masing parameter akan menghasilkan bobot score, kemudian di lakukan penjumlahan sehingga didapat nilai *probability of failure (Pof)*, seperti pada formula dibawah ini.

$$Pof = \text{Bobot score umur pipeline} + \text{bobot score no. of leaks} + \text{bobot score past remediation} + \text{bobot score corrosion threat} + \text{bobot score monitoring dan mitigation} \quad (3.1)$$

Parameter konsekuensi yang digunakan dalam penelitian ini antara lain safety, production impact dan enviromental impact. Untuk masing-masing parameter tersebut mempunyai beberapa variabel yang diperhitungkan.



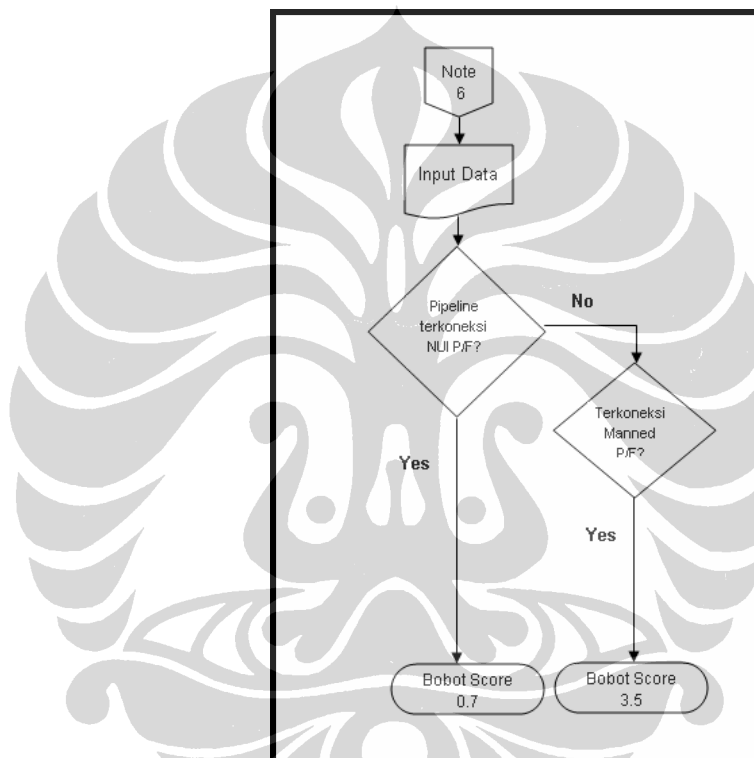
Gambar 3.6. Diagram Alir Kajian Monitoring dan Mitigation Pipeline

Variabel safety maksudnya adalah mengetahui tingkat keselamatan jika pipeline tersebut mengalami kegagalan, ini dapat dilihat pipeline tersebut berada di NUI atau station. Untuk variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 35% dengan kategori pipeline berada di manned platform (tempat orang-orang tinggal) atau pipeline berada di NUI platform (tidak ada orang tinggal), karena jika pipeline itu terkoneksi dengan manned platform atau tempat orang tinggal selama bekerja di offshore maka jika terjadi kegagalan pada pipeline maka akan membahayakan para pekerja. Untuk lebih jelas ada pada Tabel 3.6. Bobot indeks kajian safety konsekuensi. Pada gambar 3.7. merupakan diagram alir kajian dampak safety konsekuensi dari pipeline.

Tabel 3.6. Bobot Indeks Kajian Safety Konsekuensi

Bobot Indeks		35%
Safety	Score	Bobot Score
NUI	2	0.7
Manned	10	3.5

Sumber : JV, 2008 [24]



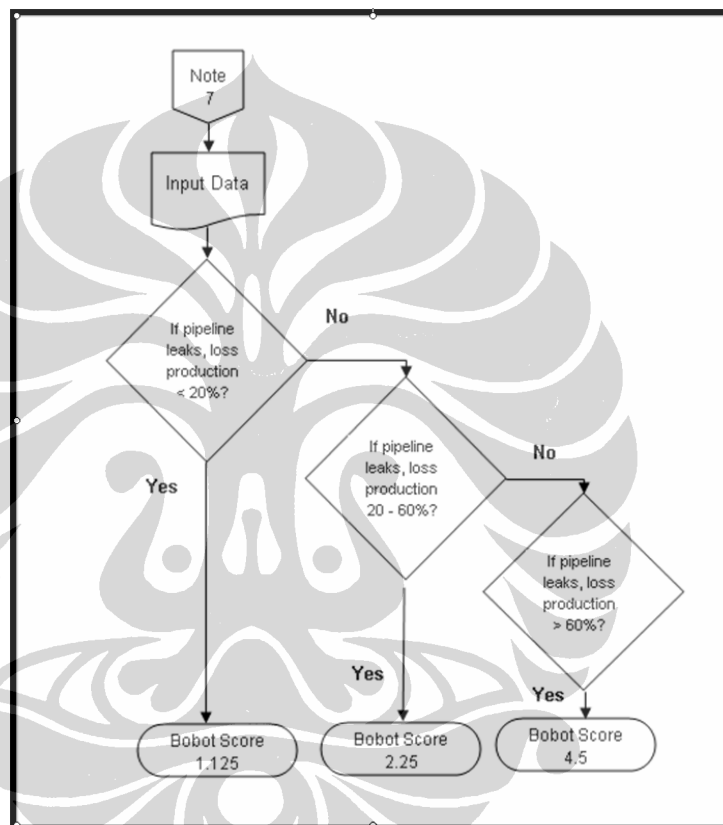
Gambar 3.7. Diagram Alir Kajian Safety Konsekuensi Pipeline.

Variabel loss production atau kehilangan produksi adalah sejauh mana kontribusi pipeline yang dimaksud terhadap produksi BP West Java secara keseluruhan. Variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 45% dengan kategori kehilangan produksi kurang dari 20%, kehilangan produksi sebesar 20% hingga 50%, dan kehilangan produksi sebesar lebih dari 70%, kehilangan produksi ini konteksnya adalah kehilangan gas produksi dari total produksi gas BP West Java. Untuk lebih jelas ada pada Tabel 3.7. Bobot indeks kajian kehilangan produksi. Pada gambar 3.8. merupakan diagram alir kajian kehilangan produksi.

Tabel 3.7. Bobot Indeks Kajian Kehilangan Produksi

Bobot Indeks		45%
Loss Production (Total Gas Production BPWJ 260 MMSCFD)	Score	Bobot Score
< 20% Total Prod BPWJ	2.5	1.125
20 - 60% Total Prod BPWJ	5	2.25
> 60% Total Prod BPWJ	10	4.5

[Sumber : LR, 2005 (23)]



Gambar 3.8. Diagram Alir Kajian Kehilangan Produksi.

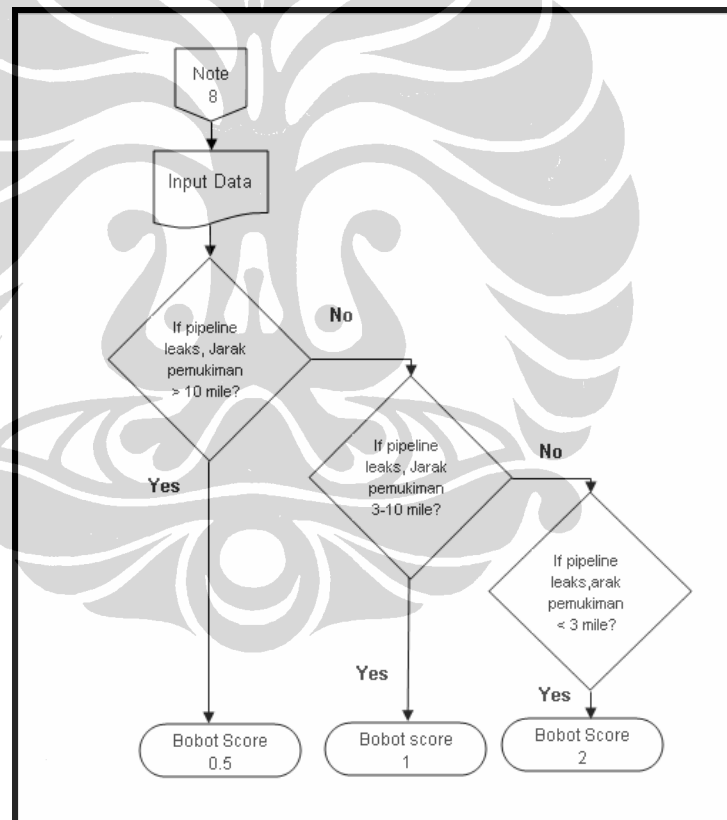
Variabel *environment* atau dampak terhadap lingkungan yaitu seberapa tingkat pencemaran atau kerusakan yang ditimbulkan oleh pipeline yang dimaksud jika pipeline ini mengalami kegagalan atau kebocoran. Untuk variabel ini mempunyai bobot indeks sebesar 20% dengan kategori berapa jarak pipeline tersebut terhadap pemukiman penduduk atau penangkaran satwa, terbagi menjadi tiga yaitu jarak pipeline lebih dari 10 mile, jarak pipeline 3 hingga 10 mile, dan jarak pipeline kurang dari 3 mile dari pemukiman. Untuk lebih jelas ada pada

Tabel 3.8. Bobot indeks kajian dampak terhadap lingkungan. Sedangkan pada gambar 3.9. merupakan diagram alir kajian dampak terhadap lingkungan. Issue dampak lingkungan untuk di lapangan jawa barat bagian utara.

Tabel 3.8. Bobot Indeks Kajian Konsekuensi Dampak Terhadap Lingkungan.

Bobot Indeks		20%
Enviroment	Score	Bobot Score
> 10 Mile	2.5	0.5
3 - 10 mile	5	1
< 3 mile	10	2

[Sumber : Michael D McCrary, 2003 (48)]



Gambar 3.9. Diagram Alir Kajian Konsekuensi Dampak Terhadap Lingkungan.

Masing-masing bobot score dari konsekuensi akan dijumlahkan sehingga diketahui total score dari konsekuensi atau *consequences of failure (Cof)*, seperti pada rumus dibawah ini:

$$Cof = \text{Bobot score safety} + \text{bobot score Loss production} + \text{bobot score environment} \quad (3.2)$$

Dari total score probabilitas dan konsekuensi tersebut kemudian dikalikan sehingga diketahui nilai resiko pada pipeline tersebut. Kemudian akan dimasukkan ke dalam matriks model yang ada. Matrik yang akan digunakan matrik 5 x 5, dengan nilai probabilitas sebesar 1 hingga 10 dan untuk konsekuensi sebesar 1 hingga 10, matrik model yang digunakan seperti pada gambar 3.10 dengan nilai terendah 4 dan nilai tertinggi 100. Dari matriks model ini akan dapat diketahui tingkat resiko dari pipeline tersebut sehingga dapat dilakukan ranking tingkat resiko pada pipeline yang ada.

RISK MATRIX

		RISK CATEGORY				
Probability of Failure	10					
	8					
	6					
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		Consequences of Failure				

Gambar 3.10. Model Matrik Resiko

3.3. COST PEMASANGAN PIPELINE BARU

Untuk mengetahui efektifitas dari inspeksi, maintenance (pemeliharaan) dan repair (perbaikan) yang telah dilakukan dari hasil risk pipeline ranking yang telah diperoleh akan di komparasi skenario jika dilakukan pemasangan offshore pipeline yang baru. Biaya pemasangan offshore pipeline baru akan menggunakan asumsi biaya dari *last project* yang telah dilakukan di lingkungan Laut Jawa atau menggunakan *rule of thumb* yang telah umum digunakan.

Sesuai dengan kajian proyek pemasangan offshore pipeline baru yang dilakukan BP West Java pada tahun 2007 *rule of thumb* yang di dapat adalah sebesar \$30000/Inch/km, hak ini akan berbeda jika pemasangan offshore pipeline ini di lakukan di daerah atau dilapangan lain, misalnya di Lapangan Natuna atau di Selat Makasar.

3.4. ANALISA KEEKONOMIAN

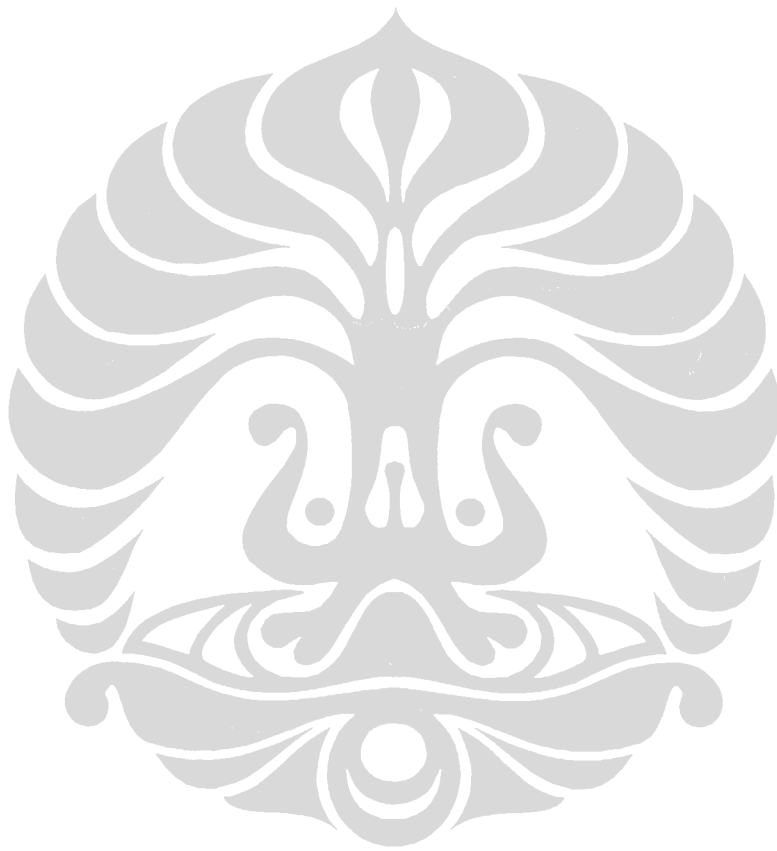
Analisa keekonomian akan dihitung dengan menggunakan prinsip-prinsip estimasi biaya yang umum berlaku. Penggunaan analisa keekonomian dalam studi ini di harapkan akan memberikan gambaran umum perbandingan antara melakukan pipeline integrity system dan melakukan pemasangan offshore pipeline baru.

Biaya melakukan pipeline integrity management system ini akan berdasarkan pada biaya pekerjaan yang akan dilakukan agar offshore pipeline tersebut tetap berfungsi dan aman. Biaya yang akan dihitung yaitu untuk pekerjaan inspeksi, maintenance (pemeliharaan) dan repair (perbaikan), dari biaya ini maka akan diketahui tingkat integritas dari offshore pipeline tersebut dan akan mengetahui risk pipeline ranking.

Dengan mengetahui semua biaya-biaya yang dibutuhkan baik untuk melakukan pipeline integrity management system atau biaya untuk pemasangan offshore pipeline baru maka diharapkan manajemen akan lebih mudah dalam mengambil keputusan strategis terhadap asset offshore pipeline BP West Java.

Biaya yang dikeluarkan untuk pekerjaan inspeksi antara lain biaya lumpsum melakukan pekerjaan ROV terhadap offshore pipeline, lumpsum pekerjaan riser inspeksi dengan teknik RAT, lumpsum pekerjaan intelligent pigging, lumpsum pekerjaan katodik proteksi survey/reading. Sedangkan untuk pekerjaan maintenance (pemeliharaan) maka yang akan dihitung antara lain biaya lumpsum corrosion monitoring, biaya lumpsum regular pigging, biaya lumpsum injeksi chemical inhibitor. Untuk biaya pekerjaan repair (perbaikan) antara lain lumpsum biaya pekerjaan sectional replacement atau pekerjaan fabrication clamp atau pekerjaan dengan skinner/plidco clamp. Semua biaya ini akan

diperhitungkan secara keseluruhan dan akan di komparasi dengan biaya pemasangan offshore pipeline baru.



BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini akan membahas hasil keluaran pemodelan terhadap suatu jaringan pipa bawah laut sesuai dengan tahapan penelitian yang telah diuraikan pada bab III. Model yang akan dilakukan pertama adalah model probabilitas. Model probabilitas ini akan terdiri dari model *year in service*, model *number of leaks*, model *past remediation*, model *corrosion threat* dan model *monitoring* dan *mitigation*. Kemudian dilakukan pemodelan konsekwensi, yang terdiri dari model *safety*, model *loss production* dan model *environment*. Dari model probabilitas dan model konsekwensi maka akan didapat keluaran yaitu nilai resiko dari masing-masing suatu jaringan pipa gas alam bawah laut. Setelah diketahui nilai resiko pada setiap jaringan pipa bawah laut maka akan dilakukan rangking terhadap semua jaringan pipa bawah laut tersebut.

Pemodelan ini hanya dilakukan terhadap jaringan pipa bawah laut yang mengandung gas alam yang berada di laut jawa bagian utara, lebih tepatnya di lapangan minyak dan gas bumi lepas pantai BP West Java Ltd. Jaringan pipa bawah laut gas alam yang akan dilakukan perhitungan ini berjumlah 83 jaringan pipa bawah laut. Semua jaringan pipa gas alam masing-masing akan dilakukan analisa resiko hingga diketahui nilai resiko untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawa laut tersebut.

Setelah diketahui rangking untuk masing-masing jaringan pipa bawah laut, kemudian akan dilakukan analisa keekonomian. Analisa keekonomian hanya dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara yang mempunyai nilai resiko dengan kategori *High* atau tinggi, sedangkan untuk nilai resiko *Medium* dan *Low* pada penelitian ini tidak akan dilakukan analisa keekonomian. Hal ini merupakan batasan masalah yang telah disebutkan pada bab I.

Pada table 4.1. Daftar jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara. Daftar jaringan jaringan pipa gas alam ini yang akan dilakukan pemodelan *integrity management system*.

Tabel 4.1. Jaringan gas alam pipa bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-8"	BE - B1C
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA
12	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UYA - UWJ
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD

Tabel 4.1. Jaringan gas alam pipa bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara. (sambungan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM
63	LIMA	TLA	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK

4.1. ANALISA MODEL PROBABILITAS

Dalam sub bab ini hasil keluaran model probabilitas untuk setiap jaringan pipa gas alam bawah laut, setiap skenarionya akan dicantumkan sesuai dengan masing-masing parameter. Untuk lebih lebih detailnya akan dijelaskan dibawah ini.

4.1.1. Model *Year in Service*

Model *year in service* menitik beratkan pada umur atau lama operasi dari suatu jaringan pipa bawah laut. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai empat skenario yaitu umur jaringan pipa kurang dari 5 tahun dengan score 2.5, umur jaringan pipa antara 6 tahun hingga 9 tahun dengan score 5, umur jaringan pipa antara 10 hingga 15 tahun dengan score 7.5 dan untuk jaringan pipa dengan umur lebih dari 15 tahun dengan score 10. Model *year in service* ini mempunyai bobot indeks sebesar 10%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, B1C-MGL-NGLB-X52-N-12", NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", APNA-MGL-MMC-X52-N-24". Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service* pada jaringan pipa B1C-MGL-NGLB-X52-N-12" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 32 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa lebih besar dari 15 tahun sehingga mempunyai score sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 13 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa antara 10 tahun hingga 15 tahun sehingga mempunyai score sebesar 0,75 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,75. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *year in service*

pada jaringan pipa APNA-MGL-MMC-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, umur operasi jaringan pipa ini 6 tahun, jika dilihat dari skenarionya maka berarti umur jaringan pipa antara 6 tahun hingga 9 tahun sehingga mempunyai score sebesar 0,5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *year in service* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,5. Pada tabel 4.2. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *year in service*, untuk melihat hasil keluaran model *year in service* di semua jaringan pipa gas alam bawah laut pada lampiran 1.

Tabel 4.2. Bobot score output model *year in service* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL YEAR IN SERVICE (Bobot Indeks 10%)		
				SKENARIO (Umur Jaringan Pipa)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	> 15 TAHUN	10	1
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	10 - 15 TAHUN	7.5	0.75
3	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	6 - 9 TAHUN	5	0.5
4	N/A	N/A	N/A	< 5 TAHUN	0	0

Dari lampiran A dapat dilihat bahwa jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan Jawa barat bagian Utara dari kelauaran model *year in service* diketahui rata-rata telah berumur lebih dari 15 tahun ini dapat dilihat bobot score yang dikeluarkan oleh model. Jaringan pipa gas alam bawah laut yang berumur lebih dari 15 tahun berjumlah 60, dan yang berumur 10 tahun hingga 15 tahun berjumlah 18 jaringan pipa, sedangkan jaringan pipa yang berumur 6 tahun hingga 9 tahun berjumlah 5 jaringan pipa, dan jaringan pipa yang berumur kurang dari 5 tahun tidak ada.

4.1.2. Model *Number of Leaks*

Model *number of leaks* ini menitik beratkan pada frekwensi kegagalan dari suatu jaringan pipa gas alam bawah laut selama jaringan pipa beroperasi. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai lima skenario yaitu jaringan pipa yang tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran dengan score 0, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 1 hingga 5 kali kegagalan

atau kebocoran dengan score 2.5, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 6 hingga 9 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 5, jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah 10 hingga 15 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 7.5, dan untuk jaringan pipa yang mengalami kegagalan atau kebocoran dengan jumlah lebih dari 15 kali kegagalan atau kebocoran dengan score 10. Model *number leaks* ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32", LLF-MGL-LLD-X52-N-6". Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", akan dijelaskan dengan perhitungan seperti berikut jaringan pipa ini belum pernah mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya maka berarti 0 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 0, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti berikut jaringan pipa ini satu kali mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya berarti 1 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model number of leaks pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini tujuh kali mengalami kegagalan atau kebocoran selama masa operasi, jika dilihat dari skenarionya berarti 7 number of leaks sehingga mempunyai score sebesar 5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model number of leaks yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1. Pada Tabel 4.3. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran

model pada parameter number of leaks, sedangkan untuk melihat lebih detail hasil keluaran model *number of leaks* dapat dilihat pada lampiran 2.

Tabel 4.3. Bobot score output model *number of leaks*
Pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL NUMBER of LEAKS (Bobot Indeks 20%)		
				SKENARIO (Jumlah Kegagalan)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	0	0	0
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	1 - 5	2.5	0.5
3	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	6 - 9	5	1
4	N/A	N/A	N/A	10 - 15	7.5	1.5
5	N/A	N/A	N/A	> 15	10	2

Jika melihat pada lampiran B, maka dapat diketahui bahwa jaringan pipa gas alam bawah laut sedikit yang mengalami kegagalan atau kebocoran. Hal ini dapat diterima, karena secara teoritis bahwa gas bumi dengan pemisahan sempurna akan cenderung lebih kering dan menjadi tidak korosif. Dari 83 jaringan pipa gas alam bawah laut diketahui bahwa 59 jaringan pipa tidak pernah mengalami kegagalan, 22 jaringan pipa mengalami 1 hingga 5 kali kegagalan, dan 2 jaringan pipa yang mengalami 6 hingga 9 kali kegagalan.

4.1.3. Model *Past Remediation/Repair*

Model past remediation ini menitik beratkan pada metoda perbaikan yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam bawah laut ketika jaringan pipa tersebut mengalami kegagalan atau kebocoran. Keluaran model ini berupa bobot score untuk masing-masing skenario. Pada model ini mempunyai empat skenario yaitu tidak pernah ada perbaikan yang dilakukan terhadap jaringan pipa gas alam atau tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran dengan score 0, metoda perbaikan menggunakan *sectional replacement* dengan score 2.5, metoda perbaikan dengan menggunakan *skinner clamp* seperti plidco, clock spring dengan score 5, sedangkan jika menggunakan metoda *fabrication clamp* dengan score 10. Model past remediation ini mempunyai bobot indeks sebesar 10%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa

dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", FH-MGL-FPRO-X52-N-12", PCP-MGL-MK-X52-N-26", LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran selama beroperasi, jika dilihat dari skenario tersebut maka jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 0, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa FH-MGL-FPRO-X52-N-12" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan *sectional replcement* dengan alasan di sekitar tempat kebocoran pada dinding pipa mengalami penipisan sehingga diputuskan untuk mengganti sebagian jaringan pipa gas dengan yang baru, metoda repair ini jika dilihat dari skenarionya maka mempunyai score sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 2,5.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan metoda skinner atau plidco clamp, jika dilihat dari skenarionya berarti jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0,5.

Sedangkan untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *past remediation* pada jaringan pipa LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa gas alam ini pernah mengalami kebocoran dan telah diperbaiki dengan menggunakan metoda *fabrication clamp*, jika dilihat dari skenarionya berarti jaringan pipa gas alam ini mempunyai score sebesar 10 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *past remediation* yaitu 10% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot

score 1. Pada Tabel 4.4. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *past remediation*, untuk melihat hasil keluaran model *past remediation* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 3.

Tabel 4.4. Bobot score output model *past remediation* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL PAST REMEDIATION (Bobot Indeks 10%)		
				SKENARIO (Metoda Repair)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X66-N-24"	Never	0	0
2	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	Sectional Repacement	2.5	0.25
3	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	Skinner/Plidco Clamp	5	0.5
4	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	Fabrication Clamp	10	1

Pada lampiran 3 akan menunjukkan hasil semua keluaran model *Past Remediation/Repair*. Jika melihat hasil keluaran model ini dapat diketahui bahwa 58 jaringan pipa gas alam tidak pernah mengalami kegagalan atau kebocoran sehingga tidak pernah mengalami perbaikan jenis metoda apapun. Dan untuk jaringan pia gas alam yang pernah mengalami kegagalan atau kebocoran yang sering digunakan adalah metoda clamp yaitu sebanyak 21 kegagalan atau kebocoran, dan 2 kegagalan atau kebocoran di perbaiki dengan metoda sectional replacement/penggantian sebagian, sedangkan 2 kegagalan atau kebocoran jaringan pipa gas alam yang lain diperbaiki dengan menggunakan metoda fabrication clamp.

4.1.4. Model *Corrosion Threat*

Model corrosion threat ini menitik beratkan pada faktor penyebab kegagalan pada suatu jaringan pipa gas alam bawah laut selama jaringan pipa beroperasi. Model ini akan menampilkan beberapa parameter skenario yang mempengaruhi nilai bobot score model corrosion threat. Bobot indeks untuk model corrosion threat yaitu sebesar 40% dan terbagi menjadi tujuh model parameter antara lain yaitu kandungan CO₂ dengan sub bobot indeks 10%, kandungan H₂S dengan sub bobot indeks 5%, kandungan SRB (Sulphate Reducing Bacteria) dengan sub bobot indeks 10%, pH dengan sub bobot indeks

2%, kandungan air dengan sub bobot indeks 4%, kondisi riser dengan sub bobot indeks sebesar 5%, serta tingkat proteksi jaringan pipa dengan sub bobot indeks sebesar 4%

Model parameter kandungan CO₂ mempunyai sub bobot indeks 10% dan mempunyai tiga skenario yaitu nilai kandungan CO₂ kurang dari 1% mempunyai score 1, kandungan CO₂ berkisar antara 1% hingga 5% mempunyai score 5, dan untuk kandungan CO₂ lebih besar dari 5% mempunyai score 10.

Model parameter kandungan H₂S mempunyai sub bobot indeks 5% dan mempunyai tiga skenario yaitu nilai kandungan H₂S kurang dari 1 ppm mempunyai score 1, kandungan H₂S berkisar antara 1 ppm hingga 5 ppm mempunyai score 5, dan untuk kandungan H₂S lebih besar dari 5 ppm mempunyai score 10.

Model parameter kandungan SRB mempunyai sub bobot indeks 10% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika nilai SRB jumlahnya kurang dari 100 population/ml mempunyai score 1, nilai SRB jumlahnya kurang atau sama dengan 1000 population/ml mempunyai score 5, dan nilai SRB jumlahnya lebih dari 1000 population/ml mempunyai score 10.

Model parameter pH mempunyai sub bobot indeks 2% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika pH lebih besar dari 7 mempunyai score 1, jika pH berkisar antara 5 hingga 7 mempunyai score 5 dan jika pH kurang dari 5 mempunyai score 10.

Model parameter kandungan air mempunyai sub bobot indeks 4% dan mempunyai empat skenario yaitu jika nilai kandungan air kurang dari 10% mempunyai score 1, jika kandungan air berkisar antara 10% hingga sama dengan 70% mempunyai score 5, dan jika kandungan air lebih besar dari 70% akan mempunyai score 10.

Model parameter kondisi riser mempunyai sub bobot indeks 5% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika kondisi riser good mempunyai score 0, jika kondisi riser mild mempunyai score 5 dan jika kondisi riser severe mempunyai score 10.

Model parameter tingkat proteksi mempunyai sub bobot indeks 4% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika tingkat proteksinya dalam keadaan terproteksi

mempunyai score 0, jika tingkat proteksinya dalam keadaan marginally proteksi mempunyai score 5 dan jika tingkat proteksinya dalam keadaan tidak terproteksi akan mempunyai score 10.

Untuk mendapatkan bobot score dari model corrosion threat pada masing-masing jaringan pipa maka pertama harus mendapatkan nilai sub bobot score model parameter terlebih dahulu dengan cara mengalikan score dari model parameter dengan sub bobot indeks sehingga dihasilkan sub bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Setelah diketahui sub bobot score pada masing-masing model parameter lalu dijumlahkan semua nilai sub bobot score ini kemudian hasilnya disebut sebagai bobot score dari model corrosion threat.

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *corrosion threat* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model parameter CO₂, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan CO₂-nya sebesar 7%, maka jika melihat skenario dari model parameter CO₂ nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter CO₂ yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 1, *kedua* untuk model parameter H₂S, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan H₂S-nya sebesar 1 ppm, jika melihat skenario dari model parameter H₂S maka nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter H₂S yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.25, *ketiga* model parameter SRB, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan SRB sebesar 0 population/ml, jika melihat skenario dari model parameter SRB nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter SRB yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *keempat* model parameter pH, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai pH sebesar 7, maka jika melihat skenario dari model parameter pH nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter pH yaitu 2% sehingga menghasilkan sub bobot

score 0.1, *kelima* model parameter kandungan air, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan air sebesar 8%, jika melihat skenario dari model parameter kandungan air maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kandungan air yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.04, *keenam* model parameter kondisi riser, jika kondisi riser dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya mild, maka jika melihat skenario dari model parameter kondisi riser sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kondisi riser yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.25, *ketujuh* model parameter tingkat proteksi dari jaringan pipa, jika tingkat proteksi dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya tidak terproteksi, maka jika melihat skenario dari model parameter tingkat proteksi ini sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter tingkat proteksi yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.4. Kemudian masing-masing nilai sub bobot score dijumlahkan dan menghasilkan bobot score untuk model corrosion threat sebesar 2.28.

Hasil analisa perhitungan keluaran model *corrosion threat* pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26” akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model parameter CO₂, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan CO₂-nya sebesar 3%, maka jika melihat skenario dari model parameter CO₂ nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter CO₂ yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.5, *kedua* untuk model parameter H₂S, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan H₂S-nya sebesar 0 ppm, jika melihat skenario dari model parameter H₂S maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter H₂S yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.05, *ketiga* model parameter SRB, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan SRB sebesar 0 population/ml, jika melihat skenario dari model parameter SRB nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter SRB yaitu 10% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *keempat* model parameter

pH, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai pH sebesar 7, maka jika melihat skenario dari model parameter pH nilai sub score-nya adalah 5 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter pH yaitu 2% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.1, *kelima* model parameter kandungan air, jika gas alam yang melewati jaringan pipa gas alam ini mempunyai kandungan air sebesar 4%, jika melihat skenario dari model parameter kandungan air maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kandungan air yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.04, *keenam* model parameter kondisi riser, jika kondisi riser dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya good, maka jika melihat skenario dari model parameter kondisi riser sub score-nya adalah 0 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter kondisi riser yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0, *ketujuh* model parameter tingkat proteksi dari jaringan pipa, jika tingkat proteksi dari jaringan pipa gas alam ini kondisinya terproteksi, maka jika melihat skenario dari model parameter tingkat proteksi ini sub score-nya adalah 0 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model parameter tingkat proteksi yaitu 4% sehingga menghasilkan sub bobot score 0. Kemudian masing-masing nilai sub bobot score dijumlahkan dan menghasilkan bobot score untuk model corrosion threat sebesar 0.88.

Pada Tabel 4.5. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *corrosion threat*, untuk melihat hasil keluaran model *corrosion threat* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 4.

Tabel 4.5. Bobot Score Output Model Corrosion Threat Pada Jaringan Gas Alam Pipa Bawah Laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL CORROSION THREAT (Bobot Indeks 40%)																					Bobot Score
				CO2 (Sub Bobot Indeks 10%)			H2S (Sub Bobot Indeks 5%)			SRB (Sub Bobot Indeks 10%)			pH (Sub Bobot Indeks 2%)			Water Cut (Sub Bobot Indeks 4%)			Riser (Sub Bobot Indeks 5%)			CP (Sub Bobot Indeks 4%)			
				Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	> 5%	10	1	≤ 4 ppm	5	0.25	< 100	1	0.1	5-7	5	0.1	< 10%	1	0.04	Mild	5	0.25	Unprotected	10	0.4	2.14
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X62-N-26"	< 10%	5	0.5	< 1ppm	1	0.05	< 100	1	0.1	5-7	5	0.1	< 10%	1	0.04	Good	0	0	Protected	0	0	0.79

4.1.5. Model *Monitoring* dan *Mitigation*.

Model parameter ini menitik beratkan pada monitor dan tindakan yang dilakukan untuk mengurangi terjadinya kegagalan pada suatu jaringan pipa bawah laut selama jaringan pipa beroperasi.. Model ini akan menampilkan beberapa parameter skenario yang mempengaruhi nilai bobot score model monitoring dan mitigation. Bobot indeks untuk model monitoring dan mitigation yaitu sebesar 20% dan terbagi menjadi tiga model parameter antara lain yaitu tingkat laju korosi dengan sub bobot indeks 5%, performa injeksi kimia dengan sub bobot indeks 7%, dan performa pelaksanaan pigging dengan sub bobot indeks 8%.

Model parameter laju korosi mempunyai sub bobot indeks 5% ini terbagi menjadi tiga skenario yaitu tingkat laju korosi rendah pada jaringan pipa mempunyai score 1, tingkat laju korosi sedang pada jaringan pipa mempunyai score 5, dan tingkat laju korosi tinggi pada jaringan pipa mempunyai score 10.

Model parameter performa injeksi kimia mempunyai sub bobot indeks 7% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika performa injeksi kima lebih 95% pada jaringan pipa akan mempunyai score 1, jika performa injeksi kima berkisar antara 80% hingga 95% pada jaringan pipa akan mempunyai score 5, jika performa injeksi kima lebih kurang dari 80% pada jaringan pipa akan mempunyai score 10.

Model parameter performa pelaksanaan pigging mempunyai sub bobot indeks 8% dan mempunyai tiga skenario yaitu jika performa pigging lebih 90% pada jaringan pipa akan mempunyai score 1, jika performa pigging berkisar antara 50% hingga 90% pada jaringan pipa akan mempunyai score 5, jika performa pigging lebih kurang dari 50% pada jaringan pipa akan mempunyai score 10.

Untuk mendapatkan bobot score dari model monitoring dan mitigation pada masing-masing jaringan pipa maka pertama harus mendapatkan nilai sub bobot score model parameter terlebih dahulu dengan cara mengalikan sub score dari model parameter dengan sub bobot indeks sehingga dihasilkan sub bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Setelah diketahui sub bobot score pada masing-masing model parameter lalu dijumlahkan semua nilai sub bobot score ini kemudian hasilnya disebut sebagai bobot score dari model monitoring dan mitigation.

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26".

Hasil analisa perhitungan keluaran model monitoring dan mitigation pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, *pertama* untuk model laju korosi, laju korosi yang terjadi pada jaringan pipa gas alam adalah laju korosi tinggi, maka jika melihat skenario dari model laju korosi nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model laju korosi yaitu 5% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.5, *kedua* untuk model performa injeksi kimia, performa injeksi kimia pada jaringan pipa gas alam ini mempunyai performa 100%, maka jika dilihat skenario dari model performa injeksi kimia maka nilai sub score-nya adalah 1 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model performa injeksi kimia yaitu 7% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.07, *ketiga* model performa pigging, performa pelaksanaan pigging pada jaringan pipa gas alam ini mempunyai performa 0%, sehingga jika dilihat dari skenario model performa pigging maka nilai sub score-nya adalah 10 dan kemudian dikalikan dengan nilai sub bobot indeks dari model performa pigging yaitu 8% sehingga menghasilkan sub bobot score 0.8. Kemudian dari masing-masing model sub bobot indeks dijumlahkan dan hasilnya merupakan bobot score dari model monitoring dan mitigation yaitu sebesar 1.37.

Pada Tabel 4.6. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *monitoring dan mitigation*, untuk melihat hasil keluaran model *monitoring dan mitigation* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 5.

Tabel 4.6. Bobot score output model *monitoring dan mitigation* pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL MONITORING DAN MITIGATION (Bobot Indeks 20%)									BOBOT SCORE
				Corrosion Rate (Sub Bobot Indeks 5%)			Chemical Injection Performance (Sub Bobot Indeks 7%)			Pigging Performance (Sub Bobot Indeks 8%)			
				Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	Skenario	Sub Score	Sub Bobot Score	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	High Corrosion Rate	10	0.5	100%	1	0.07	0%	10	0.8	1.37
						0.5			0.07			0.8	
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	Medium Corrosion Rate	5	0.25	100%	1	0.07	100%	1	0.08	0.40
						0.25			0.07			0.08	

Setelah masing-masing model akan mengeluarkan nilai bobot score kemudian nilai ini dijumlahkan dan hasilnya disebut faktor probabilitas kegagalan (PoF). Nilai PoF ini kemudian dimasukkan ke dalam matrik 5 x 5, matrik ini telah di jelaskan sebelumnya pada Bab III, melalui matrik 5 x 5 ini dapat diketahui hasil kategori resiko untuk probabilitas kejadian kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di Lapangan Jawa Barat bagian Utara.

Matrik 5 x 5 yang digunakan akan mengeluarkan hasil keluaran model dalam bentuk kategori resiko, atau sesuai dengan nilai PoF yang dihasilkan. Jika nilai PoF lebih kecil dari 2 kategori yang dikeluarkan mempunyai kisaran antara "Low" dan "Medium", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 2 dan lebih kecil dari 4 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 4 dan lebih kecil dari 6 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low", "Medium", dan "High", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 6 dan lebih kecil dari 8 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High", untuk nilai PoF antara lebih besar dari 8 dan lebih kecil dari 10 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High".

Sebagai contoh, beberapa kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dan PCP-MGL-MK-X52-N-26". Hasil keluaran model probabilitas pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dihasilkan melalui penjumlahan model bobot score yaitu bobot score model *year in service* yaitu 0.75, bobot score *number of leaks* yaitu 0, bobot score *past remediation* yaitu 0, bobot score *corrosion threat* yaitu 2.28 bobot score *monitoring* dan *mitigation* yaitu 1.37 sehingga menghasilkan faktor probabilitas sebesar 4.40 hasil keluaran model probabilitas pada jaringan pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" dihasilkan melalui penjumlahan model bobot score yaitu bobot score model *year in service* yaitu 0.75, bobot score *number of leaks* yaitu 0.5, bobot score *past remediation* yaitu 0.5, bobot score *corrosion threat* yaitu 0.88 dan bobot score *monitoring* dan *mitigation* yaitu 0.4 sehingga menghasilkan faktor probabilitas sebesar 3.03. Pada Tabel 4.7. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model probabilitas, untuk melihat secara keseluruhan hasil keluaran model probabilitas pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 6.

Tabel 4.7. Nilai faktor probabilitas kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	Model Parameter for Probability of Failure Factor					Risk Based PoF Factor Score
				Year in Service	Number of Leaks	Pas Remediation	Corrosion Threat	Monitoring & Mitigation	
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	0.75	0.00	0.00	2.28	1.37	4.40
2	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X62-N-26"	0.75	0.5	0.5	0.88	0.4	3.03

4.2. ANALISA MODEL KONSEKWENSI

Model konsekwensi ini akan mengeluarkan beberapa bobot score dari model parameter, antara lain model dari parameter *safety*, parameter *loss production* dan parameter *environment*. Masing-masing model parameter akan dibahas satu per satu seperti dibawah ini.

4.2.1. Model Safety

Pada parameter *safety* ini akan menitik beratkan pada pertimbangan bahwa jaringan pipa gas alam ini yang terkoneksi atau tidak dengan *manned* platform atau platform dimana pekerja lepas pantai tinggal. Pada model ini mempunyai dua skenario yaitu jika jaringan pipa gas alam bawah laut ini satu sisi baik di sisi launcher atau sisi receiver berada di *manned* platform atau terkoneksi dengan *manned* platform maka konsekwensinya akan besar mengingat kewajiban perusahaan atau pemerintah untuk melindungi pekerja sesuai dengan undang-undang ketenaga kerjaan, untuk skenario ini mempunyai score 10, Sedangkan jika jaringan pipa gas alam bawah laut ini, di salah satu sisinya tidak terkoneksi dengan *manned* platform atau tempat para pekerja tinggal, jaringan ini hanya terkoneksi antara remote atau *Normally Unmanned Insatllation (NUI)* platform maka konsekwensinya akan lebih kecil, skenario ini mempunyai score sebesar 2. Model *safety* ini mempunyai bobot indeks sebesar 35%. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", LLF-MGL-LLD-X52-N-6".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *safety* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini di kedua sisinya berada atau terkoneksi dengan *manned* platform

jika dilihat dari skenarionya maka jaringan pipa gas alam ini terkoneksi dengan manned platform sehingga mempunyai score , kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *year in service* yaitu 35% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 3.5. Sedangkan hasil analisa perhitungan keluaran model *safety* pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jaringan pipa ini di kedua sisinya tidak terkoneksi dengan manned platform, jika dilihat dari skenarionya maka jaringan pipa gas alam ini terkoneksi dengan NUI platform sehingga mempunyai score 2, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *safety* yaitu 35% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.2.

Pada Tabel 4.8. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *safety*, untuk melihat hasil keluaran model *safety* pada semua jaringan pipa gas alam pada lampiran 7.

Tabel 4.8. Bobot score output model *safety* pada jaringan gas alam pipa bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL SAFETY (Bobot Indeks 35%)		
				SKENARIO (Koneksi Manned/NUI Platform)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	Koneksi Manned	10	3.5
2	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	Koneksi NUI	2	0.7

4.2.2. Model Loss Production

Model *loss production* akan dipengaruhi jumlah gas alam yang mengalir melalui jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut. Jika jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut mengalami kegagalan maka *loss production*-nya berapa besar yang dialami oleh BP West Java sebagai operator lapangan jawa barat bagian utara. Model ini membagi *loss production* menjadi tiga skenario, jika terjadi kegagalan atau kebocoran maka seberapa besar *loss production*-nya, jika jumlah kurang dari 54000 MSCFD maka score 2.5, jika jumlahnya *loss production*-nya berkisar antara 54000 MSCFD hingga 162000 MSCFD maka scorenya 5, dan jika *loss productio* mencapai lebih besar dari 162000 MSCFD maka score yang akan tampil di keluaran model ini sebesar 10. Model *loss production* ini mempunyai bobot indeks sebesar 45%. Sebagai beberapa contoh kasus pada

jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", LLF-MGL-LLD-X52-N-6".

Hasil analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 212,596 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka mempunyai score sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 4.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa LLF-MGL-LLD-X52-N-6" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 3310 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka mempunyai score sebesar 2.5 kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 1.125. Untuk analisa perhitungan keluaran model *loss production* pada jaringan pipa LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, gas alam yang melewati jaringan pipa bawah laut sebesar 95000 MSCFD, jika dilihat model *loss production* ini maka score-nya sebesar 5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *loss production* yaitu 45% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 2.25. Pada Tabel 4.9. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *loss production* untuk melihat hasil keluaran model *loss production* pada semua jaringan pipa gas alam, lampiran 8.

Tabel 4.9. Bobot score output model loss production pada jaringan gas alam pipa bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL LOSS PRODUCTION (Bobot Indeks 45%)		
				SKENARIO (Gas Flow Rate/MSCFD)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	>162000	10	4.5
2	LIMA	LCOMP	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	54000-162000	5	2.25
3	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	<54000	2	0.9

Dari lampiran G dapat diketahui bahwa di lapangan jawa bagian utara nilai bobot score sebesar 1.125 sebanyak 70 jaringan pipa, dan untuk nilai bobot score 2.25 sebanyak 4 jaringan pipa gas alam bawah laut, sedangkan untuk nilai bobot

score 4.5 sebanyak 9 jaringan pipa gas alam bawah laut. Hal ini mengingat bahwa menurunnya jumlah produksi yang ada di lapangan Jawa Barat bagian utara.

4.2.3. Model *Environment*

Model parameter *environment* ini akan menitikberatkan pada dampak pada lingkungan dengan mempertimbangkan masyarakat, konservasi binatang, dan pencemaran yang akan terjadi jika suatu jaringan pipa gas alam bawah laut mengalami kegagalan. Pada tabel 4.10. akan terlihat jaringan pipa yang mana saja yang dekat dengan pemukiman masyarakat atau konservasi binatang ataupun akan berdampak pada pencemaran lingkungan. Model *environment* ini akan terbagi menjadi tiga skenario yaitu jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsikan di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 10 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 2.5, kemudian jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsinya di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 3 hingga 10 mile maka score yang akan tampil sebesar 5, dan jika jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai karena diasumsikan di garis pantai ada pemukiman masyarakat atau konservasi binatang kurang dari 3 mile maka nilai bobot score yang akan tampil sebesar 2. Model loss production ini mempunyai bobot indeks sebesar 20%.

Untuk mendapatkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa maka score harus dikalikan dengan bobot indeks sehingga dihasilkan bobot score pada masing-masing jaringan pipa. Sebagai beberapa contoh kasus pada jaringan pipa dengan ID, NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", PCP-MGL-MK-X52-N-26"

. Hasil analisa perhitungan keluaran model *environment* pada jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai atau pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar 10 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 2.5, kemudian dikalikan dengan bobot indeks model *environment* yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5. Untuk hasil analisa perhitungan keluaran model *environment* pada jaringan

pipa PCP-MGL-MK-X52-N-26" akan dijelaskan dengan perhitungan seperti, jarak antara jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut dengan garis pantai atau pemukiman masyarakat atau konservasi binatang sebesar kurang dari 3 mile maka nilai score yang akan tampil sebesar 10, kemudian dikalikan dengan bobot inbeks model *environment* yaitu 20% sehingga dari perhitungan ini menghasilkan bobot score 0.5.

Pada Tabel 4.10. memperlihatkan beberapa contoh kasus hasil keluaran model *environment* untuk melihat hasil keluaran model *environment* pada semua jaringan pipa gas alam, lampiran 9.

Tabel 4.10. Bobot score output model environment pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	MODEL ENVIRONMENT(Bobot Indeks 20%)		
				SKENARIO (Jarak Pipeline - Garis Pantai)	SCORE	BOBOT SCORE
1	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	>10 mile	2	0.4
2	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	3 - 10 mile	5	1
3	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	< 3 mile	10	2

Setelah model *safety*, model *loss production* dan model *environment* mengeluarkan nilai bobot score kemudian nilai ini dijumlahkan dan hasilnya disebut faktor konsekwensi kegagalan (CoF). Nilai CoF ini kemudian dimasukkan ke dalam matrik 5 x 5, kemudian dari matrik ini dapat diketahui hasil kategori resiko untuk konsekwensi kejadian akibat kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara.

Matrik 5 x 5 yang digunakan ini akan mengeluarkan hasil keluaran model dalam bentuk kategori resiko, atau sesuai dengan nilai CoF yang dihasilkan. Jika nilai CoF lebih kecil dari 2 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 2 dan lebih kecil dari 4 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low" dan "Medium", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 4 dan lebih kecil dari 6 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Low", "Medium", dan "High", untuk nilai CoF antara lebih besar dari 6 dan lebih kecil dari 8 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High", untuk nilai CoF antara lebih

besar dari 8 dan lebih kecil dari 10 kategori yang dikeluarkan mempunyai range antara "Medium" dan "High".

Dari Hasil keluaran model konsekwensi pada semua jaringan pipa gas alam bawah laut dapat dilihat pada Lampiran I. Nilai faktor konsekwensi dari kegagalan pada jaringan pipa gas alam bawah laut. Nilai faktor ini belum dapat disebut sebagai nilai resiko dari suatu jaringan pipa gas alam bawah laut, untuk mendapatkan nilai resiko harus dikalikan terlebih dahulu dengan nilai faktor probabilitasnya untuk masing-masing jaringan pipa gas alam bawah laut.

4.3. ANALISA RESIKO

Analisa resiko dilakukan untuk mengetahui tingkat resiko yang terjadi pada masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut yang berada di lapangan jawa barat bagian utara. Nilai resiko ini di dapat setelah model dari setiap parameter mengeluarkan nilai bobot score, dari nilai bobot score ini kemudian dijumlahkan sehingga akan mengeluarkan nilai faktor probabilitas kegagalan (PoF) dan nilai faktor konsekwensi kegagalan (CoF) untuk masing-masing jaringan pipa gas alam bawah laut. Setelah nilai faktor probabilitas dan nilai faktor konsekwensi kegagalan diketahui kemudian kedua nilai faktor tersebut dikalikan maka akan diketahui nilai resiko pada jaringan pipa gas alam bawah laut untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut. Sebagai contoh kasus pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" akan dijelaskan sebagai berikut, pertama untuk faktor probabilitas kegagalan yaitu diketahui bahwa bobot score untuk model year in service sebesar 0.75, untuk bobot score model number of leaks bobot score-nya 0, untuk bobot score model past remediation sebesar 0, untuk bobot score model corrosion threat yaitu 3.02 dan untuk bobot score monitoring dan mitigation yaitu 1.37 setelah dijumlahkan bobot score dari masing-masing model sehingga diketahui faktor probabilitas kegagalan yaitu sebesar 5.14, kedua untuk faktor konsekwensi kegagalan diketahui bobot score model safety sebesar 3.5, untuk bobot score model loss production yaitu 4.5 dan bobot score untuk model environment 0.5, kemudian bobot score ini dijumlahkan sehingga menghasilkan faktor konsekwensi sebesar

8.5. Kemudian dikalikan antara faktor probabilitas dan faktor konsekuensi kegagalan sehingga diketahui nilai risikonya sebesar 43.69.

Pada Tabel 4.11 Contoh perhitungan nilai resiko pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", disini dapat dilihat keluaran PoF dan CoF sehingga didapat nilai resiko dari jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

Tabel 4.11. Contoh Kasus Keluaran Model Nilai Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

ANALYSIS	Parameter Model Score					Factor Score	Category
	Year in Service	Number of Leaks	Pas Remediation	Corrosion Threat	Monitoring & Mitigation		
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	2.14	1.37	4.26	6
ANALYSIS	Parameter Model Score			Factor Score	Category		
	Safety	Loss Production	Environment				
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.50	0.50	8.50	10		
Risk (CoF*PoF) Score					36.21	HIGH	

Pada Tabel 4.12 Contoh mapping matrik dari nilai resiko pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

Tabel 4.12. Contoh Kasus Keluaran Model Matrik Resiko Pada Jaringan Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Hasil keluaran model dari resiko menunjukkan bahwa dari 83 jaringan pipa gas alam di Lapangan Jawa Barat bagian Utara menghasilkan kategori "Low" dengan jumlah 35 jaringan pipa, kategori "Medium" berjumlah 37 jaringan pipa, dan dengan kategori "High" berjumlah 11 jaringan pipa. Jika dilihat jumlah kategori "Medium" lebih banyak karena selain kondisi jaringan pipa gas alam bawah laut dalam keadaan baik karena perawatan rutin hanya saja produksi yang

tidak cukup banyak untuk membuat menjadi kategori "*High*". Untuk kategori "*Low*" jumlahnya memang lebih sedikit di bandingkan dengan kategori "*Medium*" ini dikarenakan banyaknya jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara mengalami abandon atau sudah ditinggalkan, statuslainnya yaitu dalam kondisi shut in karena tidak adanya produksi yang melewati jaringan pipa tersebut, yang terakhir jaringan pipa tersebut dalam kondisi leak yang statusnya memang sedang menunggu di perbaiki atau sedang dalam proses study untuk diaktifkan kembali. Sedangkan untuk kategori "*High*" pada jaringan pipa gas alam ini memang digunakan sebagai jaringan pipa untuk menjual gas alam ke klien ataupun sebagai jaringan pipa gas alam eksport dari daerah area lapangan yang berbeda. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 4.13. Pada lampiran 10 dapat dilihat hasil keluaran model dari integrity management system pada jaringan pipa gas alam di laut jawa bagian utara.

Setelah diketahui kategori untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam bawah laut di lapangan jawa barat bagian utara maka akan di rangking sesuai dengan metodologi penelitian yang telah dijelas kan pada Bab III. Kemudian setelah diketahui rangking tersebut maka akan dilakukan analisa keekonomianya jika jaringan pipa gas alam dengan kategori "*High*" mengalami kegagalan.

Tabel 4.13. Risk kategori pada jaringan pipa gas alam bawah laut.

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	RISK CATEGORY
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	HIGH
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	HIGH
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	MEDIUM
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	HIGH
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	MEDIUM
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-8"	BE - B1C	MEDIUM
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	MEDIUM
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	MEDIUM
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	LOW
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	LOW
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	LOW
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	MEDIUM
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	MEDIUM
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	MEDIUM
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	LOW
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	LOW
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	HIGH
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	HIGH
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	MEDIUM
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	MEDIUM
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	LOW
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF-ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	MEDIUM
23	ECHO	ETA	ETA-MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	LOW
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	LOW
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	MEDIUM
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	LOW
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	MEDIUM
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	LOW
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	LOW
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	LOW
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	LOW
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	MEDIUM
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	LOW
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	MEDIUM
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	MEDIUM
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	LOW
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	MEDIUM
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	LOW
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	LOW

Tabel 4.13. Risk kategori pada jaringan pipa gas alam bawah laut. (sambungan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	RISK CATEGORY
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	LOW
42	MM	MXB	MXB-MGL-sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	LOW
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	LOW
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	LOW
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	HIGH
46	MM	MQ2	MQ2-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	LOW
48	MM	MQB1	MQB1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
49	MM	MQE1	MQE1-MGL-sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	LOW
50	MM	MQ1	MQ1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
51	MM	MXA	MXA-MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	LOW
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	LOW
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	LOW
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	LOW
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	LOW
56	MM	MB2	MB2-MGL-sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	LOW
57	MM	MQD1	MQD1-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	LOW
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	MEDIUM
59	MM	APN-B	APNB-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	MEDIUM
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	HIGH
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	MEDIUM
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
63	LIMA	TLA	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	MEDIUM
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	MEDIUM
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	MEDIUM
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	MEDIUM
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	MEDIUM
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	MEDIUM
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	HIGH
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	MEDIUM
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	MEDIUM
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	MEDIUM
73	LIMA	LLB	LLB-MGL-sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	MEDIUM
75	LIMA	LB	LB-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	MEDIUM
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	HIGH
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	MEDIUM
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	LOW
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	LOW
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	MEDIUM
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	MEDIUM
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	LOW
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	HIGH

4.4. ANALISA KEEKONOMIAN

Latar belakang dan tujuan dilakukannya analisa keekonomian adalah untuk mengetahui dan membantu manajemen BP West Java jika jaringan pipa gas alam bawah lautnya mengalami kegagalan. Model ini akan membantu dalam pengambilan keputusan jika jaringan pipa gas alam bawah laut tersebut terjadi kebocoran. Keluaran dari model ini adalah rekomendasi terhadap tindakan yang akan dilakukan terhadap jaringan pipa gas bawah laut. Rekomendasi yang dikeluarkan dari model ini adalah akan memperbaiki atau membangun jaringan pipa gas alam baru.

Batasan dalam melakukan analisa keekonomian adalah bahwa analisa ini hanya akan dilakukan pada jaringan pipa gas alam bawah laut yang mempunyai kategori "High", yaitu yang berjumlah 11 jaringan pipa, ini untuk mempersempit cakupan analisa keekonomian. Dalam analisa keekonomian akan melakukan perhitungan dan perbandingan terhadap biaya yang akan dikeluarkan untuk tetap melakukan pemeliharaan serta menjaga integritas dari jaringan pipa gas alam tersebut atau melakukan pembangunan jaringan pipa gas alam bawah laut yang baru dengan mempertimbangkan prediksi cadangan yang ada dimana hal ini mempengaruhi ekspektasi dari umur jaringan pipa gas alam tersebut.

Analisa keekonomian akan membandingkan dua biaya yaitu pertama untuk membangun jaringan pipa gas alam bawah laut baru dan kedua untuk biaya pemeliharaan dan menjaga integritas dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Biaya membangun jaringan pipa gas baru bawah laut diasumsikan dalam satuan \$/inch/km, sedangkan untuk biaya pemeliharaan dan integritas diasumsikan dalam satuan \$/tahun. Dalam biaya pemeliharaan dan integritas akan terbagi menjadi dua yaitu biaya operasi dan biaya integritas.

4.4.1. Biaya Maintenance Integrity

Biaya pemeliharaan dan integritas adalah biaya yang akan dikeluarkan untuk tetap beroperasinya jaringan pipa gas alam bawah laut setelah jaringan tersebut diperbaiki setelah mengalami kegagalan, hal ini dilakukan untuk menjamin untuk tetap dapat mengalirkan fluida sesuai dengan fungsi dari jaringan

pipa gas alam tersebut. Biaya maintenance integrity terbagi menjadi dua yaitu biaya operasional dan biaya integritas. Untuk masing-masing biaya akan dijelaskan lebih jauh seperti dibawah ini.

4.4.1.1. Biaya Operasional

Biaya operasional adalah biaya yang diperlukan dan diperhitungkan untuk pengawasan terhadap jaringan pipa gas alam selama jaringan pipa ini beroperasi. Biaya operasional ini terbagi menjadi tiga yaitu terdiri dari biaya surveylance, biaya boat, dan biaya analisa gas sampling. Biaya operasional ini akan diperhitungkan untuk masing- masing individual jaringan pipa gas alam.

Biaya personel untuk surveylance adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebagai operator lapangan minyak dan gas bumi di lapangan jawa barat bagian utara kepada kontraktor surveylance yang rutin melakukan survey terhadap operasi dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Personel yang dibutuhkan dalam pekerjaan surveylance berjumlah dua orang dengan biaya \$75 setiap personel. Dalam setahun minimum operator surveylance melakukan kunjungan ke sisi launcher dan receiver jaringan pipa gas alam sebanyak 12 kali, hal ini diasumsikan bahwa setiap group akan melakukan visit satu kali dalam 15 hari. Sebelum total biaya operasional ini dihitung maka akan di jelaskan satu persatu. Biaya personel \$75 dikalikan 2 personel kemudian dikalikan 12 dengan asumsi dua personel ini akan mengunjungi sisi launcher dan sisi receiver dua belas kali dalam setahun, sehingga biaya total untuk pekerjaan surveylance sebesar \$1800 per tahun.

Biaya rental boat adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk rental boat sebagai alat mobilisasi dari satu NUI ke NUI yang lain. Biaya rental boat menurut catatan terakhir bahwa harga rental boat termasuknya didalam kapten, anak buah kapal, dan fuel boat. Biaya rental boat yang dikeluarkan sebesar \$3500/days dan dalam setahun boat selalu digunakan minimum 24 kali untuk melakukan surveylance ke sisi lancher atau receiver pada jaringan pipa gas alam, sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar \$84000/year.

Biaya gas sampling analysis yaitu biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan terhadap kontraktor yang melakukan pengmabilan gas sampling dan

analisa dari gas sampling itu sendiri, dalam pekerjaan ini dibutuhkan satu orang yang kompeten. Biaya yang dikeluarkan untuk personel yang melakukan pekerjaan gas sampling analisis yaitu \$75/hari dan pekerjaan ini dalam setahun membutuhkan 12 kali analisa sehingga dalam satu tahun biaya yang dikeluarkan yaitu sebesar \$900.

Tabel 4. 14. *Operational cost breakdown.*

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Surveillance		
	- Personel	1800	2 person, \$ 75 per days, visit plan 12 per tahun
	- Boat	84000	\$3500 per days included fuel, visit plan 24 per tahun
2	Gas sampling analysis		
	- Personel	900	\$75 per days, 12 gas sampling per tahun

Jika dilakukan perhitungan maka biaya operasional yang terdiri dari biaya surveillance, biaya boat dan biaya gas sampling analisa dalam satu tahun sebesar \$86700/year dapat dilihat pada tabe 4.14. Untuk lebih jelas perhitungannya contoh kasus perhitungan biaya operasional untuk jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dapat dilihat pada tabel 4. 15.

Tabel 4.15. *Operational cost breakdown* pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Surveillance of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	1,800.00	2 person, \$ 75 per days, visit plan 12 per tahun
	- Boat	84,000.00	\$3500 per days included fuel, visit plan 24 per tahun
	Total Surveillance	85,800.00	
2	Gas sampling analysis from NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	900.00	\$75 per days, 12 gas sampling per tahun
	Total Surveillance	900.00	
	Total Cost/Year for NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	86,700.00	

4.4.1.2. Biaya Integritas

Biaya integritas adalah biaya yang diperlukan untuk menjaga integritas jaringan pipa gas alam selama jaringan pipa ini beroperasi. Biaya integritas ini terbagi menjadi tujuh yaitu terdiri dari pertama biaya aktivitas *corrosion monitoring* yang terbagi menjadi personel dan *consumable*, kedua biaya aktivitas pigging terbagi menjadi personel dan *consumable*, ketiga aktivitas intelegent pigging, keempat inspeksi riser, kelima underwater inspeksi, keenam *corrosion control* atau *chemical injection* terbagi menjadi personel dan *consumable* dan yang terakhir yaitu ketujuh *pipeline survey/inspection*. Biaya integritas ini akan diperhitungkan untuk masing-masing individual jaringan pipa gas alam.

Biaya aktifitas *corrosion monitoring* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *corrosion monitoring* dan *consumable* yang digunakan untuk pekerjaan *corrosion monitoring*. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 2 orang dengan spesial peralatan yang dibutuhkan, harga yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebesar \$155/personel sehingga untuk setiap pekerjaan *corrosion monitoring* yang dalam setahun dilakukan sebanyak empat kali kunjungan maka total biaya yang dikeluarkan yaitu \$155 dikalikan 2 kemudian dikalikan 4 kunjungan maka biayanya sebesar \$1240. Biaya *consumable* terdiri dari *corrosion coupon* berjumlah 4 dan reagent untuk analisa fluida yang terdiri dari *CO2 sampling tube*, *H2S sampling tube*, *Fe content* dan kertas lakmus pH, jika di total, biaya yang diperlukan untuk satu jaringan pipa gas alam \$41.94, jika dalam setahun dilakukan kunjungan sebanyak 4 kunjungan jadi total biaya untuk *consumable* sebesar \$ 167,76. Jika secara keseluruhan dihitung biaya untuk pekerjaan *corrosion monitoring* sebesar \$1240 ditambahkan dengan \$167,76 maka \$ 1407,76.

Biaya aktifitas *pigging* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *pigging* dan material *consumable* yang akan digunakan untuk pekerjaan *pigging*. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 6 orang dengan komposisi 3 orang disisi *launcher* dan 3 orang lainnya disisi *receiver* dan harga untuk masing-masing personel sebesar \$ 155, sehingga total biaya untuk personel yaitu \$155 dikali 6 personel kemudian

dikalikan lagi dengan rekomendasi frekwensi kunjungan dari hasil analisa aktifitas *pigging* terakhir yaitu empat kunjungan sehingga totalnya sebesar \$3720. Untuk aktifitas *pigging* material *consumable* yang dibutuhkan yaitu *RCC foam (red criss cross)* harganya sebesar \$ 493 dikalikan dua, ini diasumsikan bahwa dalam setahun penggunaan *pig RCC foam* hanya dua kali sesuai dengan hasil rekomendasi, jadi total biaya yang dikeluarkan sebesar \$ 982/year. Kemudian biaya total untuk aktifitas *pigging* adalah \$ 4702.

Biaya *intelligent pigging* itu merupakan biaya lumpsum untuk pekerjaan *intelligent pigging*. Biaya *lumpsum* ini termasuk didalamnya aktifitas *cleaning pig* atau *progresif pigging* jika jaringan pipa tersebut tidak pernah dilakukan rutin *pigging* reguler. Setelah *cleaning pig*, lalu dilakukan *bidi pig*, kemudian dilanjutkan dengan *geometri pig* yang dilanjutkan *dummy pig*, dilanjutkan dengan *MFL pig*. Dalam hal ini biaya yang dikeluarkan sebesar \$600000 hanya untuk sekali run dan dapat report jika kontraktor *pigging* setelah *run MFL pig* tetapi tidak dapat data kontraktor tetap akan *re-run* hingga dapat data untuk dianalisa. *Intelligent pig* hanya dirunning pada jaringan yang mempunyai nilai resiko "High" dengan rule of thumb dari BP Global setiap 5 tahun sekali perlu dilakukan *intelligent pigging*.

Biaya *riser* inspeksi adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan inspeksi terhadap *riser* jaringan pipa gas alam yang berada di laut jawa bagian utara. Biaya *riser* inspeksi ini termasuknya didalam yaitu 3 personel dengan kompetensi *RAT (rope access technique)* dan peralatan khusus lengkap, dengan harga per personel \$175/hari. Dalam setahun *riser* inspeksi ini hanya dilakukan 1 kali untuk setiap jaringan pipa gas alam. Sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar 3 personel dikalikan \$175 yaitu \$525/year.

Biaya inspeksi *underwater* adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan inspeksi *underwater* di kaki platform atau riser dengan teknik menurunkan kamera terhadap kaki atau *riser* jaringan pipa gas alam, sekaligus mengukur tingkat *cathodic protection* yang ada pada kaki dan *riser* pada platform tersebut. Biaya *riser* inspeksi ini termasuknya didalam yaitu 2 personnel dan peralatan khusus lengkap, dengan harga per personel \$155/hari. Dalam setahun *riser* inspeksi ini hanya dilakukan 1 kali untuk setiap jaringan pipa

gas alam. Sehingga biaya total yang dikeluarkan sebesar 2 personel dikalikan \$155 yaitu \$310/year.

Biaya aktifitas *chemical injection monitoring* akan terbagi menjadi dua yaitu biaya untuk personel yang melakukan pekerjaan *chemical injection monitoring* dan *consumable* dari *chemical inhibitor* yang digunakan. Untuk pekerjaan ini personel yang dibutuhkan berjumlah 2 orang dengan spesial peralatan yang dibutuhkan, harga yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam hal ini BP West Java sebesar \$ 85/personel sehingga untuk setiap pekerjaan *chemical injection monitoring* yang dalam setahun dilakukan sebanyak empat kali kunjungan maka total biaya yang dikeluarkan yaitu \$ 85 dikalikan 2 kemudian dikalikan 4 kunjungan maka biayanya sebesar \$680. Sedangkan untuk biaya *consumable* terdiri dari *chemical inhibitor* baik yang *continous* sistem atau *batching* sistem yang digunakan oleh jaringan pipa gas alam. Masing-masing jaringan pipa telah mempunyai daftar *chemical inhibitor* yang digunakan oleh jaringan pipa gas alam. Biaya *chemical* ini diperhitungkan tiap galonnya. Jika secara keseluruhan dihitung biaya untuk pekerjaan *chemical injection monitoring* akan bervariasi tergantung pada rekomendasi yang diterima.

Biaya survei *robotic operating vehicle (ROV)* adalah biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk melakukan ROV pada suatu jaringan pipa gas alam bawah laut. ROV ini dilakukan mulai dari sisi launcher hingga sisi receiver dan biaya yang dikeluarkan adalah dengan *rule of thumb* sesuai informasi proyek terakhir yaitu sebesar \$ 125.000 untuk ukuran jaringan pipa 6" hingga 32" setiap 1 km dengan *water depth* dari jaringan pipa gas alam ini sekitar 30 – 40 m dpl. Biaya ini sudah termasuk didalamnya kapal survey, awak kapal dan *engineer* dan laporan. Untuk lebih jelas perhitungannya contoh kasus perhitungan biaya integritas untuk jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" dapat dilihat pada Tabel 4. 16.

Pada tabel 4.16, semua komponen biaya tidak dimasukkan semua karena ada beberapa aktifitas yang hanya dikerjakan setiap 4 tahun dan 5 tahun contohnya seperti *intelligent pigging* dan survei ROV, karena pada tabel 4.16 ini merupakan biaya yang akan dikeluarkan setiap tahunnya untuk tetap mencegah dan menjaga agar tidak terjadi kegagalan.

Tabel 4.16. *Integrity cost breakdown* pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

No.	Cost Breakdown	Cost (\$)/Year	Remarks
1	Corrosion Montiroing of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel c/w special tools	1,240.00	2 person, \$ 155 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	167.76	4 Coupon, \$9/ea, fluid analysis 4, \$32.94/ea, visit plan 4 per year
	Total Corrosion Monitoring	1,407.76	
2	Pigging of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	3,720.00	6 person, \$ 155 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	982.00	RCC foam Pig type, \$491/ea, plan use 2 per year
	Total Pigging	4,702.00	
3	Intellegent Pigging of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Lumpsum	600,000.00	Included cleaning, bidi, geo, dummy, MFL, and reporting. Every 4 year plan
	Total Intellegent Pigging	600,000.00	
4	Riser Inspection of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	525.00	3 person, \$ 175 per days, visit plan per year
	Total Riser Inspection	525.00	
5	Structure UnderWater Inspection of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel	310.00	2 person, \$ 155 per days, visit plan per year
	Total Riser Inspection	310.00	
6	Chemical injection Montiroing of NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Personel c/w special tools	680.00	2 person, \$ 85 per days, visit plan 4 per year
	- Consumable	83,789.61	- CT-7222, inj. rate 2gpd, \$6.05/gal. Continuous Full year. BT-5411, batch inj. rate 2593,9 gpd, \$7.65/gal. Continuous Full year.
	Total Chemical Injection Monitoring	84,469.61	
7	Pipeline Survey ROV NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		
	- Lumpsum	3,656,452.50	- \$125000/km/30WD/std pipe. - Included Boat, crew boat, engineer, reporting. Every 5 year plan
	Total ROV	3,656,452.50	
	Total Cost/Year for NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	91,414.37	

4.4.2. Biaya Laydown Jaringan Pipa Baru

Maksud pembangunan jaringan pipa baru dalam konteks penelitian ini adalah pembangunan jaringan pipa baru setelah jaringan pipa lama mengalami kegagalan kemudian setelah dilakukan analisa keekonomian dan mempertimbangkan prediksi cadangan tersisa dan akan mempengaruhi ekspektasi umur dari jaringan pipa gas alam bawah laut. Asumsi biaya pembangunan jaringan pipa baru adalah \$30.000/inch/km harga ini didapat dari proyek terakhir yang dikerjakan oleh BP West Java Ltd. Dengan mengetahui harga US\$ per satuan inch dan kilometer sehingga perhitungan komparasi antara pembangunan jaringan pipa gas alam baru dan pemeliharaan *integrity* dari jaringan pipa gas alam lama akan lebih mudah dilakukan. Sebagai contoh kasus dilakukan perhitungan pembangunan jaringan pipa gas alam baru yang diasumsikan untuk menggantikan jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24", hasil perhitungan dapat dilihat pada tabel 4.17.

Tabel 4.17. Perhitungan installation jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24".

NO	JARINGAN Pipa Gas Alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	OD (Inch)	Length (Km)	Total Cost (\$)
1	Cost, (\$/Inch/Km) Asumsi \$30.000	24	33.67	24,242,400.00

Dari tabel 4.17 diatas dapat diketahui bahwa untuk pembangunan jaringan pipa gas alam dengan diameter 24 inch dan panjang 33.669 kilometer akan menghabiskan biaya sebesar US \$ 24,241,939.2. Hal ini dapat dijadikan salah satu referensi perhitungan keekonomian kepada manajemen , ketika salah satu jaringan pipa gas alam bawah laut mengalami kegagalan.

Analisa keekonomian yang dilakukan antara pemeliharaan *integrity* dan pembangunan jaringan pipa gas alam baru, akan diperhitungkan dari total biaya yang akan dikeluarkan selama jaringan pipa gas alam itu diharapkan sesuai dengan prediksi cadangan gas yang ada.

Perhitungan total biaya untuk pemeliharaan *integrity* adalah total biaya operasional di tambah dengan total biaya *integrity* serta ditambah total biaya pekerjaan yang tidak rutin dilakukan setiap tahunnya, seperti *intelligent pigging* (dilakukan setiap 4 tahun) dan survey ROV (dilakukan setiap 5 tahun). Sedangkan biaya pembangunan jaringan pipa gas alam baru adalah dengan asumsi US \$30.000/inch/km, dari nilai ini dapat diketahui biaya yang akan dikeluarkan untuk membangun jaringan pipa gas alam baru di bawah laut.

Pada tabel 4.18. Untuk lebih jelasnya contoh kasus pada jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" yang skenarionya mengalami jika jaringan pipa ini mengalami kebocoran yang keempat dan kemudian setelah dihitung biaya perbaikan lalu dilakukan analisa keekonomian antara pemeliharaan *integrity* atau pembagunan jaringan pipa gas alam baru.

Tabel 4.18. Analisa keekonomian pemeliharaan *integrity* dan *installation* jaringan pipa gas alam baru pada kasus jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"

Economic Analysis in Year : 2008					
	Cost (\$)	Length (km)	OD (inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	178,114	33,67	24,00	10	6,637,596,25
Install New Pipeline (\$/inch/m)	30,000	33,67	24,00	10	24,241,939,20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline

Jika melihat hasil analisa keekonomiannya pada table 4.18 antara pemeliharaan *integrity* dengan pembangunan jaringan pipa baru pada kasus jaringan pipa NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24" maka diketahui bahwa hasil rekomendasi yang disarankan yaitu untuk tetap menjaga atau memelihara *integrity* dari jaringan pipa gas alam NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24". Sedangkan untuk melihat hasil keluaran model analisa keekonomian dapat dilihat pada lampiran 10.

BAB 5 KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan analisis yang telah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Pemodelan *pipeline integrity management system* telah dilakukan terhadap 83 jaringan pipa gas alam di bawah laut di lapangan Jawa Barat bagian utara diketahui yang mempunyai kategori “*Low*” sebanyak 35 jaringan pipa gas alam, yang mempunyai kategori “*Medium*” sebanyak 38 jaringan pipa gas alam dan mempunyai kategori “*High*” sebanyak 10 jaringan pipa gas alam.
2. Komitmen top level manajemen terhadap penerapan *integrity management* dan kompetensi dari personel yang melakukan *integrity management* serta pengumpulan dan pengolahan data merupakan kunci dalam keberhasilan penerapan *integrity management* sistem.
3. Analisa keekonomian akan dilakukan pada 10 jaringan pipa gas alam yang mempunyai kategori “*High*”.
4. Rekomendasi kepada pihak manajemen terhadap 10 jaringan pipa gas alam yang mempunyai kategori “*High*” jika jaringan pipa gas alam tersebut mengalami kegagalan hasilnya adalah 9 jaringan pipa gas alam di rekomendasikan untuk tetap memelihara *integrity* jaringan pipa gas alam tersebut dan 1 jaringan pipa gas alam di rekomendasikan untuk melakukan pemasangan jaringan pipa gas alam baru.
5. Jaringan pipa gas alam yang mempunyai jarak lebih dari 1 km direkomendasikan untuk tetap menjaga dan memelihara *integrity* dari jaringan pipa gas alam, sedangkan untuk jaringan pipa gas alam yang mempunyai jarak kurang dari 1 km jika terjadi kegagalan sebaiknya membangun jaringan pipa gas alam baru.

DAFTAR REFERENSI

- ASME B31.8S. 2001. *Managing System of Integrity Gas Pipelines*.
- ASME B31.8. 2000. *Gas Transmission and Distribution Piping System*.
- Biosan Lab, 2007. *Manual Sanicheck for Counting SRB*. USA.
- BP. 2008. *BP West Java Cross Field Report 2008*.
- BP. 2008. *BP Statistic Natural Gas Section 2008*.
- BP. 2008. *BP West Java Failure Database 2001-2008*.
- BP. 2007. *BP West Java Field Summary Report 2007*.
- BP. 2006. *Pipeline Critical Ranking Report 2006*.
- BP. 2004. *BP Generic Cleaning Program 2004*.
- BP. 2002. *BP West Java Gas Transmission System 2002*.
- BP. 2003. *Pipeline Integrity Management Scheme (PIMS)*. BP Trinidad and Tobago
- Boyun Guo, Shanhon Song, Jacon Chacko dan Ali Ghalambor. 2005. *Offshore Pipeline*. Gulf Profesional Publishing.
- Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. 2007. *Neraca Gas Indonesia 2007*.
- E.Espeneira, D.Falabella. 2006. *Integrity Management for Old Pipeline System*. 23rd World Gas Conference, Amstredam.
- Gareth John dan Pat Stokes. 2003. *Risk Assessment as Part of Pipeline Integrity Determination for Subsea Oil and Gas Pipelines*. NACE Corrosion Conference 2003, Houston.
- Howard J. Endean. 1989. *Oil Field Corrosion Detection and Control*. Champion Chemical Inc, Houston.
- ISO 15156. 2003. *Materials for Use in H₂S Containing Environments in Oil and Gas Production*. International Organization for Standardization.
- Java Velosi. 2008. *Corrosion Assessment Methodology*. Integrity Management Contract.
- J. R. Becker. 1998. *Corrosion and scale handbook*. Pennwell Publishing Co. Tulsa.
- J.Dawson, K. Bruce, Dr.DG Jhon. 1999. *Corrosion Risk Assessment and Safety Management for Offshore Facilities*. HSE UK.

- K.Lawson. 2005. *Pipeline Corrosion Risk Analysis – an Assessment of Deterministic and Probabilistic Method*. Petrofac.
- Lloyd's Register. 2005. *Pipeline Corrosion and Integrity Management Statement*. Pipeline Corrosion and Integrity Project.
- Lloyd's Register. 2007. *MM Corrosion Risk Assessment*. Rehab Project Integrity Management.
- Martin Thorne. 2005. *Quantitative Pipeline Risk Assessment*. Advantica Ltd, England.
- Michael D McCrary. 2003. David E Panzer and Mark O. Person, *Oil and Gas Operations Offshore California : Status, Risks and Safety*.
- MT.van Os. 2006. *A Direct Assessment Module for Pipeline Integrity Management at Gasunie*. 23rd World Gas Conference, Amstredam.
- NACE RP0775. 2005. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. NACE International Standard.
- Phil Hopkins Prof. 2003. *Pipeline Risk Management*. Penspen Group, UK.
- Per Olav Gartland, Erik Salomonsen. 2005. *A Pipeline Integrity Management Strategy Based On Multiphase Fluid Flow and Corrosion Modeling*. CorrOcean ASA.
- Pierre R. Roberge. 2007. *Corrosion Inspection and Monitoring*. Wiley Series Publication
- R.J. Harris dan M.R. Acton. 2001. *Development and Implementation of Risk Assessment Methods for Natural Gas Pipelines*. China Gas Conference, Chongqing-China.
- W.Kent Muhlbauer. 2004. *Pipeline Risk Management Manual*. Gulf Profesional Publishing.
- Website resmi BPMIGAS : <http://www.bpmigas.com>
- Website resmi BPHMIGAS: <http://www.bphmigas.com>
- Website resmi BP Indonesia: <http://www.bp.com>
- Website resmi Ditjen Migas : <http://www.migas.esdm.go.id>
- Website resmi Pigsunlimited: <http://www.pigsunlimited.com>
- Young-Do Jo dan Bum Jong Ahn. 2005. *A Method of Quantitative Risk Assessment for Transmission Pipeline carrying Natural Gas*. Korea Gas Safety Corporation.

Lampiran 1: Output Model Year In Service

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	YEAR IN SERVICE
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	1.00
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	1.00
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	1.00
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	0.75
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	0.75
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	1.00
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	0.75
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	0.75
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	0.50
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	0.75
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	1.00
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	1.00
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	1.00
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	1.00
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	1.00
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	1.00
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	1.00
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	1.00
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	1.00
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	1.00
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	1.00
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	1.00
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	1.00
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	1.00
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	1.00
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	1.00
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	1.00
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	1.00
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	1.00
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	1.00
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	1.00
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	0.75
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	0.75
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	1.00
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	1.00
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	1.00
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	0.75
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	1.00
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	1.00

Lampiran 1: Output Model Year In Service (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	YEAR IN SERVICE
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	1.00
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	1.00
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	1.00
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	1.00
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	0.75
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	1.00
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	1.00
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	1.00
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	1.00
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	1.00
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	1.00
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	1.00
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	1.00
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	0.50
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	0.50
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	0.50
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	1.00
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	1.00
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	1.00
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	1.00
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	1.00
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	1.00
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	1.00
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	0.75
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	1.00
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	1.00
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	1.00
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	0.75
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	1.00
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	1.00
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	1.00
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	0.75
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	0.75
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	0.75
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	0.75
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	0.75
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	0.75
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	0.50
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	0.75

Lampiran 2: Output Model Number of Leaks

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	NUMBERS OF LEAKS
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	0.50
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	0.50
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	0.00
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	0.00
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	0.00
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	0.00
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	0.00
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	0
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	0.00
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	0.00
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	0.00
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	0.00
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	0.00
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	0.00
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	0.00
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	0.00
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	0.50
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	0.50
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	0.00
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	0.50
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	0.50
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	0.00
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	0.00
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	0.00
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	0.50
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	0.00
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	0.00
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	0.00
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	0.00
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	1.00
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	0.50
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	0.00
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	0.00
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	0.00
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	0.50
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	0.00
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	0.50
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	0.00
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	0.00

Lampiran 2: Output Model Number of Leaks (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	NUMBERS OF LEAKS
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	0.00
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	0.00
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	0.00
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	0.00
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	0.50
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	0.00
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	0.00
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	0.00
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	0.00
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	0.50
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	0.50
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	0.00
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	0.50
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	0.00
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	0.00
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	0.50
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	0.00
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	0.00
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	0.00
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	0.00
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	0.00
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	0.50
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	0.00
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	0.50
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	0.00
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	0.50
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	0.00
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	1.00
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	0.50
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	0.00
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	0.50
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	0.50
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	0.50
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	0.50
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	0.50
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	0.00
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	0.00
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	0.00
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	0.00

Lampiran 3: Output Model Past Remediation

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	PAST REMEDIATION
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	0.50
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	0.50
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	0.00
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	0.00
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	0.00
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	0.00
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	0.00
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	0.00
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	0.00
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	0.00
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	0.00
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	0.00
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	0.00
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	0.00
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	0.00
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	0.00
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	0.50
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	0.50
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	0.00
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	0.50
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	1.00
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	0.00
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	0.00
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	0.00
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	0.50
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	0.00
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	0.00
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	0.00
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	0.00
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	0.25
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	0.50
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	0.00
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	0.00
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	0.00
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	0.50
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	0.00
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	0.50
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	0.00
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	0.00

Lampiran 3: Output Model Past Remediation (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	PAST REMEDIATION
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	0.00
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	0.00
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	0.00
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	0.00
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	0.50
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	0.00
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	0.00
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	0.00
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	0.00
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	0.00
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	0.50
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	0.50
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	0.00
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	0.50
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	0.00
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	0.00
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	0.50
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	0.00
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	0.00
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	0.00
64	LIMA	TLD	TLD-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	0.00
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	0.00
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	1.00
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	0.00
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	0.50
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	0.00
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	0.50
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	0.00
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	0.50
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	0.50
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	0.00
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	0.50
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	0.50
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	0.50
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	0.50
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	0.50
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	0.00
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	0.00
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	0.00
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	0.00

Lampiran 4: Output Model Corrosion Threat

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	CORROSION THREAT
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	1.90
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	1.89
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	1.42
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	2.14
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	2.07
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	1.00
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	1.17
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	1.42
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	1.90
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	1.17
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	2.15
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	2.15
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	2.95
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	2.45
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	2.07
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	2.30
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	3.20
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	1.00
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	2.15
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	1.80
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	4.32
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	1.25
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	1.17
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	1.92
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	1.90
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	0.92
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	1.57
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	1.89
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	1.92
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	1.50
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	1.90
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	1.82
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	2.07
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	1.90
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	1.92
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	4.07
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	0.84
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	4.32
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	4.32
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	4.32

Lampiran 4: Output Model Corrosion Threat (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	CORROSION THREAT
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	4.32
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	4.32
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	4.32
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	4.32
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	1.01
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	4.32
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	4.32
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	4.32
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	4.32
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	4.32
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	4.32
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	4.07
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	4.32
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	1.50
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	1.75
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	2.40
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	4.32
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	2.22
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	1.47
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	2.72
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	2.55
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	1.65
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	2.15
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	1.65
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	2.40
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	1.89
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	2.30
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	2.30
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	1.90
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	1.25
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	1.90
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	2.30
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	2.30
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	2.05
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	1.90
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	1.97
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	1.55
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	1.15
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	1.80
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	1.90
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	1.97
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	2.70
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	1.01

Lampiran 5: Output Model Monitoring dan Mitigation

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	MONITORING & MITIGATION
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	1.37
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	2.00
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	1.37
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	1.37
5	BRAVO	BZB	BZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZB ssv 20" BZZA - B1C	1.28
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	0.65
7	BRAVO	BZB	BZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZB - B2C	1.37
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	0.4
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	1.37
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	1.37
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	1.37
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	1.28
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	1.03
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	1.28
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	0.40
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	1.37
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	2.00
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	1.37
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	1.03
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	1.75
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	2.00
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	1.12
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	1.28
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	0.65
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	1.12
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	1.28
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	1.60
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	1.12
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	0.65
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	1.28
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	1.12
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	1.37
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	1.55
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	0.83
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	0.92
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	1.75
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	1.12
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	2.00
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	2.00

Lampiran 5: Output Model Monitoring dan Mitigation (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	MONITORING & MITIGATION
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	2.00
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	2.00
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	2.00
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	2.00
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	1.37
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	2.00
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	2.00
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	2.00
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	2.00
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	2.00
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	2.00
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	2.00
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	2.00
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	2.00
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	1.37
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	2.00
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	2.00
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	0.20
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	0.65
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	0.65
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	0.65
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	1.65
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	1.12
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	0.92
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	1.37
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	1.37
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	0.65
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	1.37
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	0.92
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	0.20
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	0.92
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	1.37
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	2.00
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	2.00
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	2.00
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	1.37
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	0.93
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	0.65
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	1.75

Lampiran 6: Output Model Probabilitas

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	PoF Factor
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	4.71
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	6.27
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	3.41
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	4.59
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	4.19
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	3.41
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	4.09
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	3.76
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	3.21
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	3.46
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	3.71
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	4.44
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	5.24
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	4.64
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	3.71
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	4.34
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	6.27
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	4.04
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	4.94
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	6.22
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	6.87
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	3.71
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	4.44
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	4.01
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	6.14
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	4.14
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	4.94
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	3.91
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	4.01
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	5.39
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	5.04
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	3.79
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	4.82
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	5.24
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	5.64
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	5.57
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	4.16
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	5.87
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	5.87
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	5.87

Lampiran 6: Output Model Probabilitas (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	PoF Factor
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	5.87
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	5.87
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	5.87
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	5.87
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	4.09
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	5.87
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	5.87
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	5.87
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	5.87
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	5.87
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	5.87
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	5.57
53	MM	MQ11	MQ11-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	5.87
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	5.77
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	6.07
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	5.37
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	6.87
58	MM	APN-D	APND-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	4.29
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	3.54
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	4.64
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	5.87
62	LIMA	LLA	LLA-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	4.21
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	4.21
64	LIMA	TLE	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	4.21
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	4.51
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	3.91
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	3.71
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	5.09
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	4.34
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	4.71
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	3.71
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	5.59
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	4.71
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	3.91
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	4.71
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	4.16
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	6.02
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	4.89
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	5.39
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	4.09
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	4.04
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	3.71
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	4.19

Lampiran 7: Output Model Safety

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	SAFETY
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	3.50
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	3.50
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	3.50
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	3.50
5	BRAVO	BZB	BZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZB ssv 20" BZZA - B1C	3.50
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	3.50
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	3.50
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	3.50
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	0.70
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	0.70
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	0.70
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	0.70
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	0.70
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	0.70
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	0.70
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	3.50
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	3.50
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	3.50
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	3.50
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	3.50
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	0.70
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	3.50
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	3.50
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	0.70
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	3.50
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	0.70
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	0.70
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	0.70
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	0.70
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	3.50
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	3.50
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	3.50
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	3.50
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	3.50
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	3.50
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	3.50
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	3.50
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	0.70
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	0.70
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	0.70

Lampiran 7: Output Model Safety (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	SAFETY
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	0.70
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	0.70
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	0.70
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	0.70
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	3.50
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	0.70
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	0.70
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	0.70
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	0.70
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	0.70
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	0.70
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	0.70
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	0.70
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	0.70
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	3.50
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	3.50
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	0.70
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	3.50
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	3.50
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	3.50
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	3.50
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	3.50
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	0.70
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	0.70
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	0.70
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	3.50
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	3.50
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	3.50
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	3.50
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	0.70
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	3.50
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	0.70
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	3.50
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	3.50
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	3.50
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	3.50
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	0.70
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	0.70
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	0.70
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	0.70
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	0.70
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	0.70
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	3.50

Lampiran 8: Output Model Loss Production

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	LOSS PRODUCTION
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	4.500
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	2.250
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	1.125
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	4.500
5	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZZB ssv 20" BZZA - B1C	1.125
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	1.125
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	1.125
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	1.125
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	1.125
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	1.125
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	1.125
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	1.125
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	1.125
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	1.125
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	1.125
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	1.125
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	2.250
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	4.500
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	1.125
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	1.125
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	1.125
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	1.125
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	1.125
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	1.125
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	1.125
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	1.125
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	1.125
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	1.125
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	1.125
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	1.125
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	1.125
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	1.125
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	1.125
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	1.125
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	1.125
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	1.125
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	4.500
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	1.125
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	1.125
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	1.125

Lampiran 8: Output Model Loss Production (lanjutan)


NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	LOSS PRODUCTION
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	1.125
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	1.125
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	1.125
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	1.125
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	4.500
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	1.125
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	1.125
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	1.125
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	1.125
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	1.125
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	1.125
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	1.125
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	1.125
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	1.125
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	1.125
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	1.125
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	1.125
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	2.250
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	1.125
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	4.500
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	1.125
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	1.125
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	1.125
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	1.125
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	1.125
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	2.250
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	1.125
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	1.125
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	4.500
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	1.125
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	4.500
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	1.125
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	1.125
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	1.125
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	1.125
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	4.500
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	1.125
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	1.125
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	1.125
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	1.125
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	1.125
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	1.125
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	4.500

Lampiran 9: Output Model Environment

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	ENVIRONMENT
1	BRAVO	B1C	B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"	B1C - NGLB	0.50
2	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	NGLB - CILAMAYA	1.00
3	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"	NGLB - B1C	0.50
4	BRAVO	NGLB	NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"	NGLB - LCOM	0.50
5	BRAVO	BZB	BZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"	BZB ssv 20" BZZA - B1C	0.50
6	BRAVO	BE	BE-MGL-B1C-X52-N-6"	BE - B1C	0.50
7	BRAVO	BZZB	BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	BZZB - B2C	0.50
8	BRAVO	YA	YA-MGL-B1C-X52-N-8"	YA - B1C	0.50
9	BRAVO	BZNA	BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"	BZNA - sst 12" SCA - BZZB	0.50
10	BRAVO	SCA	SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"	SCA - BZZB	0.50
11	UNIFORM	UPRO	UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	UPRO - UYA	1.00
12	UNIFORM	UVA	UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"	UVA - UWJ	1.00
13	UNIFORM	UYA	UYA-MGL-UA-X52-N-12"	UYA - UA	0.50
14	UNIFORM	URA	URA-MGL-UA-X52-N-12"	URA - UA	0.50
15	UNIFORM	UA	UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	UA - UWJ	1.00
16	UNIFORM	KCOM	KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	KCOM - NGLB	0.50
17	UNIFORM	UWA	UWA-MGL-B1C-X52-N-16"	UWA - B1C	1.00
18	ECHO	ECOM	ECOM-MGL-NGLB-X52-N-20"	ECOM - NGLB	0.50
19	ECHO	EF	EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	EF - ECOM	0.50
20	ECHO	EC	EC-MGL-ECOM-X52-N-16"	EC - ECOM	1.00
21	ECHO	EQSB	EQSB-MGL-EQSA-X52-N-12"	EQSB - EQSA	0.50
22	ECHO	EJ	EJ-MGL-sst EF - ECOM-X52-N-8"	EJ sst 12" EF - ECOM	0.50
23	ECHO	ETA	ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	ETA sst 16" ESA - ECOM	0.50
24	ECHO	EWYA	EWY-MGL-EF-X52-N-10"	EWY - EF	0.50
25	ECHO	ED	ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	ED - ECOM	0.50
26	ECHO	EZA	EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	EZA - EZB	0.50
27	ECHO	EH	EH-MGL-EE-X52-N-12"	EH - EE	0.50
28	ECHO	EE	EE-MGL-EC-X42-N-8"	EE - EC	0.50
29	FOXTROT	FU	FU-MGL-FH-X52-N-12"	FU - FH	0.50
30	FOXTROT	FH	FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	FH - FPRO	0.50
31	FOXTROT	FNPRO	FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	FNPRO - FPRO	0.50
32	FOXTROT	FFB	FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	FFB - FPRO	1.00
33	AVSA	AVSA	AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"	AVSA - ZU Junction	0.50
34	ZULU	ZUE	ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	ZUE - ZU Junction	0.50
35	ZULU	ZUJ	ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"	ZU Junction - PCP	0.50
36	PAPA	PB	PB-MGL-PCP-X52-N-12"	PB - PCP	1.00
37	PAPA	PCP	PCP-MGL-MK-X52-N-26"	PCP - MK	2.00
38	MM	MQC1	MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQC1 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
39	MM	MXHT	MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"	MXHT - MXFT	1.00
40	MM	MXC	MXC-MGL-MXD-X52-N-12"	MXC - MXD	1.00

Lampiran 9: Output Model Environment (lanjutan)

NO	ASSET	AREA	PIPELINES ID	PIPELINES DESCRIPTION	ENVIRONMENT
41	MM	MXHT	MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"	MXHT - MMF	1.00
42	MM	MXB	MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"	MXB sst 12" MXD - MXHT	1.00
43	MM	MXD	MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	MXD - MXHT	1.00
44	MM	MZ1	MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"	MZ1 - MMF	1.00
45	MM	MMC	MMC-MGL-PCP-X52-N-26"	MMC - PCP	1.00
46	MM	MQ2	MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ2 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
47	MM	MQ5	MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	MQ5 - MQA	2.00
48	MM	MQB1	MQB1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQB1 sst 12" MQ5 - MQA	2.00
49	MM	MQE1	MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	2.00
50	MM	MQ1	MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ1 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
51	MM	MXA	MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"	MXA - MXHT	1.00
52	MM	MQA	MQA-MGL-MMF-X52-N-16"	MQA - MMF	1.00
53	MM	MQ11	MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQ11 sst 12" MQ5 - MQA	1.00
54	MM	MB1	MB1-MGL-MBA-X52-N-8"	MB1 - MBA	2.00
55	MM	MBA	MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	MBA - MMJC	2.00
56	MM	MB2	MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	MB2 sst 12" MBA - MMJC	2.00
57	MM	MQD1	MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"	MQD1 sst 8" MQ5 - MQA	1.00
58	MM	APN-D	APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-D sst APN-A - MMC	2.00
59	MM	APN-B	APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	APN-B sst APN-A - MMC	2.00
60	MM	APN-A	APNA-MGL-MMC-X52-N-24"	APN-A - MMC	2.00
61	LIMA	TLA	TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	TLA - LPRO	0.50
62	LIMA	LLA	LLA-MGL-sst LC - LCOM-X52-N-12"	LLA sst 16" LC - LCOM	0.50
63	LIMA	TLC	TLC-MGL-TLE-X52-N-12"	TLC - TLE	0.50
64	LIMA	TLC	TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	TLE - TLD	0.50
65	LIMA	TLF	TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	TLF - TLD	0.50
66	LIMA	LPRO	LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	LPRO - CILAMAYA	2.00
67	LIMA	LC	LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	LC - LCOM	0.50
68	LIMA	LLD	LLD-MGL-MMC-X52-N-16"	LLD - MMC	0.50
69	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	LCOM - NGLB	0.50
70	LIMA	LE	LE-MGL-LD-X52-N-12"	LE - LD	0.50
71	LIMA	LCOM	LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	LCOM - MMF	0.50
72	LIMA	LLF	LLF-MGL-LLD-X52-N-6"	LLF - LLD	0.50
73	LIMA	LLB	LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"	LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM	0.50
74	LIMA	LLA	LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	LLA - LCOM	0.50
75	LIMA	LB	LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	LB sst 16" LC - LCOM	0.50
76	KLA	KLXB	KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	KLXB - MMC	1.00
77	KLA	KLC	KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	KLC - KLB	1.00
78	KLA	KLYB	KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"	KLYB - KLYA	1.00
79	KLA	KLB	KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	KLB - KLYA	1.00
80	KLA	KLYA	KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"	KLYA - KLXB	1.00
81	KLA	KLXA	KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"	KLXA - KLXB	1.00
82	KLA	KLB	KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	KLB - KLXB	1.00
83	ORF	MK	MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"	MK - TG PRIOK	2.00



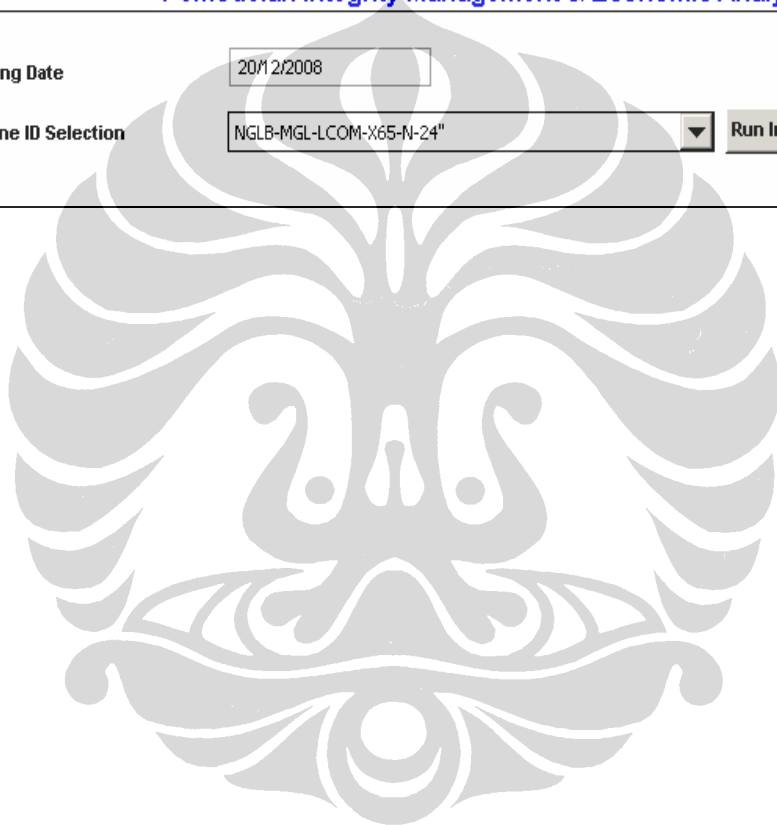
INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM
Dedy Iskandar - 0606004060

UNIVERSITAS INDONESIA
2008

Pemodelan Integrity Management & Economic Analysis

Running Date

Pipeline ID Selection



Lampiran 11: Output Model Integrity Management System dan Analisa Ekonomi





Integrity Management

Pipeline ID : B1C-MGL-NGLB-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : B1C - NGLB	Installation Year/Age : 1976 / 33 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2001	Expected Year/Extend Years : 2016 / 15 years
Asset/Area : BRAVO/B1C	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 10 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 634 psia	Fluid From :	
Length : 0.46 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	270716

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	11/26/2006	11/26/2006	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/29/2008	3	0	10	2.2	7	10.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R215	LOCATION : B1C			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
20-May-06	Mild	Mild	Good	Good
RISER ID : R222	LOCATION : NGLB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
30-May-06	Good	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/13/2007	GOOD	BAD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	BAD	BAD
RECEIVER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/14/2006	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
20-May-06	SACP	B1C	988	990	Protected		No Insulation Flange
30-May-06	SACP	NGLB	964	961	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 9/11/2008	Performance : 75%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 3					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:20	RCC foam	No	BT-5411	16.41	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/14/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	2.54	3	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
B1C No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
NGLB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 1 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.90	1.37	5.27	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	0.50			8.50	10
Risk (CoF*PoF) Score						44.80	HIGH

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	100,784	0.85	12.75	10	2,300,353.45
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.85	12.75	10	325,859.40

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: NGLB-MGL-CILAMAYA-X60-N-32"	Installation Year/Age	: 1975 / 33 years
Description	: NGLB - CILAMAYA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2002
Asset/Area	: BRAVO/NGLB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 14 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 10 years
Material Grade	: API-5L-X60	Design Press	: 1480 psia
Diameter	: 32 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.562 Inch	Operate Press	: 400 psia
Length	: 25.43 Miles	Operate Temp	: 85 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: BA, BC, BD, BE, BF, BG, BH, BJ, BK, BL, BM, BNA, BQA, BTA, BZA, BZB, BZC, BZA, BZNA, BB, KA, KC, LA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	60000

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	4/12/1990	4/12/1990	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/30/2008	3.5	0	9	2	7	5.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R223	NGLB	30-May-06	Severe	Severe	Mild	Severe
R768	CILAMAYA	12-Dec-07	Good	Good	Good	Good

c) Piggig Facility

LAUNCHER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/1/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on CILAMAYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/1/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
30-May-06	SACP	NGLB	789	799	Unprotected		Shorted
12-Dec-07	SACP	CILAMAYA	1323	1335	Protected		Insulated

e) Piggig Activity

Last Routine Pig Date	: 11/29/2008	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: 1/2/2006	Recommendation per year	: 2.00			
		Actual per year	: 0			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
5:14	Cup	Yes	BT-5411	6450.33	Minor Damage	12:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/14/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	11.275	9	75%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
NGLB Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.1350	High Corrosion Rate
CILAMAYA Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.139	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: II of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.89	2.00	5.89	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	2.250	1.00			6.75	8
Risk (CoF*PoF) Score						39.76	MEDIUM

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6				X	
4					
2					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	212,543	47.10	32.00	10	8,440,038.13
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	47.10	32.00	10	45,212,505.60

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: UPRO-MGL-UYA-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1982 / 26 years
Description	: UPRO - UYA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2007
Asset/Area	: UNIFORM/UPRO	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 9 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.05 Miles	Operate Press	: 115 psia
		Operate Temp	: 80 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: UB, UC
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5383

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/14/2008	1	1000	8	0.7	7	11.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R050	UPRO	10-Dec-05	Severe	Severe	Severe	Severe
R565	UYA	15-Dec-05	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on UPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/27/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on UYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/26/2006	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	BAD	BAD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
10-Dec-05	SACP	UPRO	936	944	Protected		No Insulation Flange
15-Dec-05	SACP	UYA	973	987	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 8/12/2008	Performance	: 67%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 2			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:15	Ball	No	BT-5411	37.45	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/28/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.5930625	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
UPRO Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
UYA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 63 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.15	1.37	4.52	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						12.77	MEDIUM

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6		X			
4					
2					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	96,681	1.94	12.75	5	1,294,584.04
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.94	12.75	5	743,809.50

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : NGLB-MGL-B1C-X42-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : NGLB - B1C		Installation Year/Age : 1976 / 32 years	
Asset/Area : BRAVO/NGLB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2001	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / 15 years	
Material Grade : API-5L-X42		Reserve Prediction : 10 years	
Design Press : 1070 psia		Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch		Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch		Fluid From : NGLB	
Length : 0.46 Miles		PipelineType : Manned	
Operate Press : 300 psia			
Operate Temp : 85 F			

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3120

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/31/2008	1.4	0	5	0	8	12.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R221		LOCATION : NGLB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
1-Jun-06	Severe	Severe	Severe	Severe	
RISER ID : R216		LOCATION : B1C			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
20-May-06	Good	Good	Mild	Good	

c) Piggng Facility

LAUNCHER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/24/2006	GOOD	USC	GOOD	USC	USC	USC	GOOD	USC	GOOD
RECEIVER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/12/2006	NFI	BAD	GOOD	GOOD	USC	GOOD	BAD	BAD	BAD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
01-Jun-06	SACP	NGLB	972	978	Protected		No Insulation Flange
20-May-06	SACP	B1C	994	999	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 7/15/2008		Performance : 67%		Worse		
Last Intelligent Pig Date : No data		Recommendation per year : 3.00				
		Actual per year : 2				
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	7.29	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/26/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.4	4	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
NGLB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
B1C No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 33 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.42	1.37	3.79	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						19.42	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6					
	4			X		
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	101,467	0.85	8.63	10	2,307,188.72
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.85	8.63	10	220,434.30

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : NGLB-MGL-LCOM-X65-N-24"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : NGLB - LCOM		Installation Year/Age : 1995 / 13 years	
Asset/Area : BRAVO/NGLB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2025	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / -5 years	
		Reserve Prediction : 10 years	
Material Grade : API-5L-X65	Design Press : 1520 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 24 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.562 Inch	Operate Press : 210 psia	Fluid From :	
Length : 18.18 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	212596

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/1/2008	2.8	0	10	1	7	8.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R226		LOCATION : NGLB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
2-Jun-06	Mild	Good	Mild	Mild	
RISER ID : R054		LOCATION : LCOM			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
10-Oct-06	Mild	Good	Mild	Mild	

c) Piggng Facility

LAUNCHER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/3/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/13/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
02-Jun-06	SACP	NGLB	727	769	Unprotected		Insulated
10-Oct-06	SACP	LCOM	920	927	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 7/16/2007	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 0					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:35	RCC foam	No	BT-5411	2593.89	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/14/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.7435	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
NGLB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
LCOM Yes	Coupon/Probe	-	0.132	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 6 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	2.14	1.37	4.26	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	0.50			8.50	10
Risk (CoF*PoF) Score						36.21	HIGH

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	178,114	33.67	24.00	10	6,637,596.25
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	33.67	24.00	10	24,241,939.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : BZZB-MGL-ssv BZZA - B1C-X52-N-10"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : BZZB ssv 20" BZZA - B1C		Installation Year/Age : 1993 / 15 years	
Asset/Area : BRAVO/BZZB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years	
Material Grade : API-5L-X52		Reserve Prediction : 6 years	
Diameter : 10.75 Inch	Design Press : 1420 psia	Current Service : 3 Phase	
Initial WT : 0.375 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Length : 1.02 Miles	Operate Press : 200 psia	Fluid From : BZZB	
	Operate Temp : 80 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	2,515	326	2,189	8385

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/2/2008	5	100	20	0.8	8	17.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R513		LOCATION : BZZB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
19-May-06	Mild	Severe	Severe	Severe	
RISER ID : R019		LOCATION : B1C			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
21-May-06	Mild	Mild	Mild	Mild	

c) Piggng Facility

LAUNCHER on BZZB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/23/2007	GOOD	USC	USC	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	USC	GOOD
RECEIVER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/23/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag /AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
19-May-06	SACP	BZZB	867	870	Protected		Insulated
21-May-06	SACP	BZZA - B1C	897	905	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 11/2/2008		Performance : 100%	Good			
Last Intelligent Pig Date : No data		Recommendation per year : 4.00				
		Actual per year : 4				
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	25.27	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/23/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
BZZB Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.0290	Medium Corrosion Rate
B1C No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 27 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	2.07	1.28	4.10	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						21.01	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	94,276	1.89	10.75	6	1,370,802.89
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.89	10.75	6	609,215.40

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: BE-MGL-B1C-X52-N-6"	Installation Year/Age	: 1978 / 30 years
Description	: BE - B1C	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2003
Asset/Area	: BRAVO/BE	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 13 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 6.625 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.19 Miles	Operate Press	: 140 psia
		Operate Temp	: 65 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: BE
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	4148

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/3/2008	3	100	0	0	6	20.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R238	BE	17-May-06	Mild	Mild	Severe	Mild
R650	B1C	30-May-06	Good	Good	Good	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on BE									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/24/2007	GOOD	GOOD	BAD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/24/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
17-May-06	SACP	BE	851	890	Protected		No Insulation Flange
30-May-06	SACP	B1C	910	925	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	10.61	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/24/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.9	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
BE Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
B1C No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 34 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.00	0.65	2.65	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						13.58	MEDIUM

PoF	10	8	6	4	2
	10				
8					
6					
4			X		
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	96,526	2.20	6.63	4	1,225,441.66
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.20	6.63	4	438,021.15

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: BZZB-MGL-B2C-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1993 / 15 years
Description	: BZZB - B2C	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2018
Asset/Area	: BRAVO/BZZB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -2 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 200 psia
Length	: 7.32 Miles	Operate Temp	: 65 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: BZNA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	8369

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/4/2008	4.5	100	0	0.5	7.5	14.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R245	BZZB	19-May-06	Good	Good	Mild	Good
R217	B2C	31-May-06	Mild	Good	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on BZZB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/26/2007	GOOD	USC	GOOD	USC	GOOD	GOOD	GOOD	USC	GOOD
RECEIVER on B2C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/13/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	USC	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
19-May-06	SACP	BZZB	954	1015	Protected		Insulated
31-May-06	SACP	B2C	1020	1030	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 12/5/2006	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 0			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
2:20	Ball	No	BT-5411	464.18	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/23/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.7	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
BZZB	No A/F	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
B2C	Yes	Coupon/Probe	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 29 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.17	1.37	3.29	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						16.86	MEDIUM

PoF	10						
	8						
	6						
	4			X			
	2						
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	111,055	13.56	16.00	6	2,738,564.56
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	13.56	16.00	6	6,507,187.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: YA-MGL-B1C-X52-N-8"	Installation Year/Age	: 1993 / 15 years
Description	: YA - B1C	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2018
Asset/Area	: BRAVO/YA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -2 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 8 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.375 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 3.5 Miles	Operate Press	: 500 psia
		Operate Temp	: 90 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: YA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3128

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/5/2008	5.5	1000	0	0.1	8	16.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R003	YA	15-May-06	Mild	Mild	Mild	Mild
R211	B1C	30-May-06	Severe	Severe	Good	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on YA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/27/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/12/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-May-06	SACP	YA	926	944	Protected		No Insulation Flange
30-May-06	SACP	B1C	923	934	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 10/30/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:45	RCC foam	No	BT-5411	55.49	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/25/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.6	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
YA	Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.0080 Low Corrosion Rate
B1C	Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.015 Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.42	0.20	2.37	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						12.15	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6					
	4			X		
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	97,393	6.48	8.00	5	1,790,901.91
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	6.48	8.00	5	1,555,680.00

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	
Pipeline ID : BZNA-MGL-sst SCA - BZZB-X52-N-6"		December 10, 2008	
Description : BZNA - sst 12" SCA - BZZB	Installation Year/Age : 2002 / 6 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2027	Expected Year/Extend Years : 2016 / -11 years
Asset/Area : BRAVO/BZNA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 6 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 650 psia	Fluid From : BZNA	
Length : 0.83 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	8369

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/6/2008	3.5	10	15	2	7	18.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R432 LOCATION : BZNA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-May-06	Good	Good	Mild	Good

RISER ID : R512 LOCATION : BZZB

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
19-May-06	Mild	Mild	Good	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on BZNA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/19/2007	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on BZZB

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
2/23/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag /AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
16-May-06	SACP	BZNA	1005	1020	Protected		No Insulation Flange
19-May-06	SACP	SCA-BZZB	945	956	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : No data Performance : 0% **Worse**

Last Intelligent Pig Date : No data Recommendation per year : 3.00

Actual per year : 0

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	7.40	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/23/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.8	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
BZNA Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.0300	Medium Corrosion Rate
BZZB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 83 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.50	0.00	0.00	1.90	1.37	3.77	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						8.77	LOW

PoF	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4	X				
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	94,895	1.54	6.00	6	1,336,302.99
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.54	6.00	6	276,688.80

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : SCA-MGL-BZZB-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : SCA - BZZB	Installation Year/Age : 1993 / 15 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years
Asset/Area : BRAVO/SCA	Line Status : Shut In	Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : 3 Phase	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.438 Inch	Operate Press : 400 psia	Fluid From : SCA, BZNA	
Length : 9.21 Miles	Operate Temp : 70 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	2,122	268	1,854	11675

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/7/2008	2	0	3	0.6	8	12.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R543 LOCATION : SCA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
18-May-06	Mild	Mild	Mild	Mild

RISER ID : R516 LOCATION : BZZB

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
19-May-06	Good	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on SCA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/16/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	USC	GOOD

RECEIVER on BZZB

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/22/2006	GOOD	NFI	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	NFI	USC	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
18-May-06	SACP	SCA	876	899	Protected		Shorted
19-May-06	SACP	BZZB	989	992	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 10/8/2008
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 75% **Worse**
Recommendation per year : 4.00
Actual per year : 3

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:20	Solid cast	No	BT-5411	328.52	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/22/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.6	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
SCA Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.3300	High Corrosion Rate
BZZB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 78 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.17	1.37	3.29	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	2
Risk (CoF*PoF) Score						7.65	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	108,312	17.06	12.75	6	3,102,232.52
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	17.06	12.75	6	6,524,271.90

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	
Pipeline ID : UVA-MGL-UWJ-X52-N-12"		December 10, 2008	
Description : UVA - UWJ	Installation Year/Age : 1982 / 26 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2007	Expected Year/Extend Years : 2016 / 9 years
Asset/Area : UNIFORM/UVA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 4 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 115 psia	Fluid From : UB, UC	
Length : 1.05 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5383

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/13/2008	1.3	100	8	0.7	7	18.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R049	UPRO	13-Dec-05	Severe	Severe	Severe	Severe
R565	UYA	09-Dec-05	Mild	Good	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on UPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/27/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on UYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/26/2006	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	FAIR	FAIR	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag /AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Dec-05	SACP	UPRO	943	970	Protected		No Insulation Flange
9-Dec-05	SACP	UYA	923	931	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 11/5/2008	Performance : 100%	Good				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 4					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:15	RCC foam	No	BT-5411	37.45	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/29/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
UPRO No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
UYA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 37 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.15	1.28	4.43	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						12.51	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6		X			
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	94,803	1.94	12.75	4	1,190,392.55
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.94	12.75	4	743,809.50

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : UYA-MGL-UA-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : UYA - UA	Installation Year/Age : 1982 / 26 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2002	Expected Year/Extend Years : 2016 / 14 years
Asset/Area : UNIFORM/UYA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 105 psia	Fluid From : UYA, UB, UC	
Length : 1.61 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	14533

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/17/2008	1.5	100	8	1	7	22.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R251	LOCATION : UYA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-Dec-05	Mild	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R561	LOCATION : UA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Dec-05	Severe	Mild	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on UYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/25/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on UA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/25/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Dec-05	SACP	UYA	761	779	Unprotected		Shorted
14-Dec-05	SACP	UA	859	862	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 8/9/2008	Performance : 100%	Good				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 3.00					
	Actual per year : 3					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	57.43	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/26/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
UYA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
UA Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.010	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 38 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.95	0.83	4.78	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						11.11	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6		X			
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	94,081	2.98	12.75	2	511,972.72
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.98	12.75	2	1,140,507.90

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: URA-MGL-UA-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1982 / 26 years
Description	: URA - UA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2002
Asset/Area	: UNIFORM/URA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 14 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 105 psia
Length	: 1.61 Miles	Operate Temp	: 80 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: UYA, UB, UC
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	14533

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/15/2008	1.8	100	8	1	7	20.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R249	UYA	12-Dec-05	Mild	Good	Good	Good
R561	UA	14-Dec-05	Good	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on UYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/25/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD
RECEIVER on UA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/25/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
12-Dec-05	SACP	UYA	741	799	Unprotected		Shorted
14-Dec-05	SACP	UA	860	862	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 11/28/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	57.43	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
UYA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
UA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 43 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.45	1.28	4.73	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						11.00	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6	X				
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	95,414	2.98	12.75	5	1,400,881.54
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.98	12.75	5	1,140,507.90

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: UA-MGL-UWJ-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1982 / 26 years
Description	: UA - UWJ	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2007
Asset/Area	: UNIFORM/UA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 9 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 100 psia
Length	: 3.82 Miles	Operate Temp	: 70 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: UB, UC, UYA, URA, UA
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	46002

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/18/2008	1.4	100	18	0.9	8	26.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R558	UA	14-Dec-05	Severe	Mild	Severe	Severe
R015	UWJ	09-Dec-05	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on UA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/10/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	FAIR
RECEIVER on UWJ									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/26/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-Dec-05	SACP	UA	860	861	Protected		No Insulation Flange
9-Dec-05	SACP	UWJ	870	885	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	242.24	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.78425	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
UA Yes	Coupon/Probe	4/28/2008 - 8/10/2008	0.1212	Medium Corrosion Rate
UWJ Yes	1/0/1900	4/23/2008 - 8/5/2008	0.020	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 76 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.07	0.20	3.27	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						9.24	LOW

PoF	10	8	6	4	2
	10				
8					
6					
4		X			
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	103,689	7.07	16.00	5	1,886,740.40
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	7.07	16.00	5	3,395,827.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Evaluation Date : December 10, 2008

Pipeline ID	: KCOM-MGL-NGLB-X52-N-8"	Installation Year/Age	: 1975 / 33 years		
Description	: KCOM - NGLB	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2000		
Asset/Area	: UNIFORM/KCOM	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 16 years		
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 4 years		
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 8.625 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 300 psia	Fluid From	: KA, KC, JJA, KB
Length	: 8.82 Miles	Operate Temp	: 65 F	PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	16345

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/19/2008	1.9	100	5	1.2	6	18.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R628	LOCATION : KCOM			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
11-Dec-05	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R224	LOCATION : NGLB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
01-Jun-06	Mild	Mild	Good	Mild

c) Pigging Facility

LAUNCHER on KCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/11/2006	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD
RECEIVER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/24/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
11-Dec-05	SACP	KCOM	853	870	Protected		No Insulation Flange
1-Jun-06	SACP	NGLB	967	980	Protected		No Insulation Flange

e) Pigging Activity

Last Routine Pig Date	: 6/10/2008	Performance	: 50%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 2			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:40	Ball	No	BT-5411	139.82	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/31/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.3961875	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KCOM Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
NGLB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 61 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.30	1.37	4.67	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	2
Risk (CoF*PoF) Score						23.93	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	100,560	16.33	8.63	4	2,776,161.10
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	16.33	8.63	4	4,226,588.10

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : UWA-MGL-B1C-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : UWA - B1C	Installation Year/Age : 1980 / 28 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2005	Expected Year/Extend Years : 2016 / 11 years
Asset/Area : UNIFORM/UWA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 185 psia	Fluid From : KA, KC, UA, UB, UC, URA, UWA, UYA, JJA, KB, UVA, UXA	
Length : 11.45 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	65275

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	6/5/2002	6/5/2002	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
8/16/2008	1.1	100	10	6	6	21.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R254	LOCATION : UWA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Dec-05	Mild	Good	Mild	Mild
RISER ID : R212	LOCATION : B1C			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
30-May-06	Good	Good	Mild	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on UWA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/26/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	FAIR
RECEIVER on B1C									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/13/2007	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	Protected < (-)850mV		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
16-Dec-05	SACP	UWA	769	789	Unprotected		No Insulation Flange
30-May-06	SACP	B1C	986	998	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 2/24/2006	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 0					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:30	Ball	No	BT-5411	726.07	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/27/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	4.01	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
UWA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
B1C No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 9 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	3.20	2.00	7.20	8
Consequence of Failure (CoF)	3.50	2.250	1.00			6.75	8
Risk (CoF*PoF) Score						48.60	HIGH

PoF	10					
	8				X	
	6					
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	116,861	21.21	16.00	6	3,604,045.06
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	21.21	16.00	6	10,178,592.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID : ECOM-MGL-NGLB-X52-N20"		Installation Year/Age : 1983 / 25 years	
Description : ECOM - NGLB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2008	
Asset/Area : ECHO/ECOM		Expected Year/Extend Years : 2016 / 8 years	
Line Status : Normal Service		Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 20 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 540 psia	Fluid From : Manned	
Length : 13.07 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	166491

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	2/20/2000	2/20/2000	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/5/2008	5.6	0	2	0	6	10.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R021 LOCATION : ECOM				
24-Apr-07	Good	Good	Good	Good
RISER ID : R225 LOCATION : NGLB				
01-Jun-06	Good	Good	Mild	Good

c) Pigging Facility

LAUNCHER on ECOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/29/2007	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	NFI	GOOD
RECEIVER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/14/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
24-Apr-07	SACP	ECOM	1033	1050	Protected		No Insulation Flange
1-Jun-06	SACP	NGLB	905	912	Protected		Insulated

e) Pigging Activity

Last Routine Pig Date : 5/1/2008	Performance : 50%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 2					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	BT-5411	1295.00	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/4/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.25	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
ECOM Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.0186	Low Corrosion Rate
NGLB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 10 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.00	1.37	4.37	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	0.50			8.50	10
Risk (CoF*PoF) Score						37.15	HIGH

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					X
4					
2					

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	135,688	24.21	20.00	6	4,042,832.60
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	24.21	20.00	6	14,523,384.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: EF-MGL-ECOM-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: EF - ECOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: ECHO/EF	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 190 psia
Length	: 1.04 Miles	Operate Temp	: 65 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: EF, EWVA, EWVA, EJ
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	11443

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/6/2008	4	0	5	0	7	23.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R387	EF	21-Apr-07	Good	Good	Good	Good
R034	ECOM	24-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piging Facility

LAUNCHER on EF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on ECOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
8/23/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
21-Apr-07	SACP	EF	753	760	Unprotected		Shorted
24-Apr-07	SACP	ECOM	969	960	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 12/4/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00			
		Actual per year	: 6			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	37.10	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
8/5/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EF Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
ECOM Yes	Coupon/Probe	5/23/2008 - 8/8/2008	0.010	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 20 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.15	0.83	3.98	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						20.40	MEDIUM

PoF	10						
	8						
	6						
	4			X			
	2						
		2	4	6	8	10	
							CoF

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	98,105	1.93	12.75	4	1,201,591.93
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.93	12.75	4	736,725.60

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : EC-MGL-ECOM-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : EC - ECOM	Installation Year/Age : 1976 / 32 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2001	Expected Year/Extend Years : 2016 / 15 years
Asset/Area : ECHO/EC	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 8 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 180 psia	Fluid From : EC, EE, EH, EQ5B, EQ5A, EQ8, EQC	
Length : 1.17 Miles	Operate Temp : 65 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	31608

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	12/30/2000	12/30/2000	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/6/2008	2.5	10	4	3	7	19.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R034	LOCATION : EC			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
26-Apr-07	Good	Good	Good	Severe
RISER ID : R022	LOCATION : ECOM			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
24-Apr-07	Mild	Good	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on EC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/29/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on ECOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
8/25/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
26-Apr-07	SACP	EC	781	796	Unprotected		No Insulation Flange
24-Apr-07	SACP	ECOM	940	927	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 9/20/2008	Performance : 67%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 6.00					
	Actual per year : 4					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	74.19	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/1/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	2	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EC Yes	Coupon/Probe	3/13/2008 - 7/5/2008	0.1400	High Corrosion Rate
ECOM Yes	Coupon/Probe	3/9/2008 - 7/8/2008	0.015	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 13 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.80	1.55	5.35	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	1.00			5.63	6
Risk (CoF*PoF) Score						30.09	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	99,908	2.17	16.00	8	2,234,581.91
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.17	16.00	8	1,040,083.20

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : EJ-MGL-sst EF-ECOM-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : EJ sst 12" EF - ECOM		Installation Year/Age : 1990 / 18 years	
Asset/Area : ECHO/EJ		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2015	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / 1 years	
		Reserve Prediction : 5 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 200 psia	Fluid From : EJ	
Length : 0.65 Miles	Operate Temp : 70 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	1558

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/9/2008	3.6	0	3	0	7	15.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R376 LOCATION : EJ

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
22-Apr-07	Severe	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R219 LOCATION : ECOM

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
24-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on EJ

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/23/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

RECEIVER on ECOM

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/29/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
22-Apr-07	SACP	EJ	854	870	Protected		Insulated
24-Apr-07	SACP	EF-ECOM	878	889	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 7/8/2008
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 75% **Worse**
Recommendation per year : 4.00
Actual per year : 3

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:25	RCC foam	No	BT-5411	10.30	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/9/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	2.375	3	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EJ Yes	Coupon/Probe	3/12/2008 - 7/3/2008	0.0190	Low Corrosion Rate
ECOM Yes	Coupon/Probe	3/10/2008 - 7/5/2008	0.010	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 32 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.25	0.92	3.17	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						16.25	MEDIUM

PoF	10						
	8						
	6						
	4			X			
	2						
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	100,373	1.20	8.63	5	1,232,595.40
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.20	8.63	5	311,483.25

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: ETA -MGL-sst ESA - ECOM-X42-N-10"	Installation Year/Age	: 1981 / 27 years
Description	: ETA sst 16" ESA - ECOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2006
Asset/Area	: ECHO/ETA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 10 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 2 years
Material Grade	: API-5L-X42	Design Press	: 1070 psia
Diameter	: 10.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 120 psia
Length	: 1.3 Miles	Operate Temp	: 65 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: ETA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5501

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/10/2008	2.1	0	4	0	8	13.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
29-Apr-07	Mild	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R278 LOCATION : ETA				
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
24-Apr-07	Good	Good	Mild	Mild
RISER ID : R026 LOCATION : ECOM				

c) Piggng Facility

LAUNCHER on ETA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/24/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on ECOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/29/2007	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
29-Apr-07	SACP	ETA	998	1005	Protected		No Insulation Flange
24-Apr-07	SACP	ESA-ECOM	863	878	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 10/18/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	32.20	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/11/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
ETA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
ECOM No A/F	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 55 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.17	1.28	3.45	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	2
Risk (CoF*PoF) Score						17.68	LOW

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4					
2	X				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	94,452	2.41	10.75	2	450,366.76
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.41	10.75	2	776,451.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Evaluation Date : December 10, 2008

Pipeline ID	: EWY-MGL-EF-X52-N-10"	Installation Year/Age	: 1992 / 16 years
Description	: EWY - EF	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2017
Asset/Area	: ECHO/EWYA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -1 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 2 years

Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 10.75 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 160 psia	Fluid From	: EWYA, EWYA
Length	: 3.97 Miles	Operate Temp	: 65 F	PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	4292

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/8/2008	1.2	0	8	0.1	8	21.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R381

LOCATION : EWYA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
30-Apr-07	Good	Good	Mild	Good

RISER ID : R388

LOCATION : EF

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
21-Apr-07	Severe	Severe	Mild	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on EWYA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/25/2006	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD

RECEIVER on EF

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Protected < (-)850mV Marginal (-)800 - (-)850mV Unprotected >(-) 800mV

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
30-Apr-07	SACP	EWYA	1030	1040	Protected		Insulated
21-Apr-07	SACP	EF	905	911	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 11/10/2008
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 100% **Good**
Recommendation per year : 6.00
Actual per year : 6

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	BT-5411	98.34	Good	0:00

f) Chemical Injection

Good > 95% Bad 80-95% Worse <80%

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/10/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.4	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Low <0.025 Moderate 0.025-0.120 High >0.13 or no coupon/probe or unserviceable or no data

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EWYA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
EF Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 80 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.92	0.65	3.57	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	2
Risk (CoF*PoF) Score						8.30	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	102,085	7.35	10.75	2	1,002,635.80
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	7.35	10.75	2	2,371,161.90

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: ED-MGL-ECOM-X42-N-8"	Installation Year/Age	: 1979 / 29 years
Description	: ED - ECOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2004
Asset/Area	: ECHO/ED	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 12 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X42	Design Press	: 1070 psia
Diameter	: 8.625 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 350 psia
Length	: 0.86 Miles	Operate Temp	: 70 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: ED
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	8356

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	4/23/2005	4/23/2005	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/12/2008	4.9	0	2	0.9	7	14.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
20-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild
RISER ID : R024 LOCATION : ECOM				
24-Apr-07	Severe	Severe	Mild	Severe

c) Piging Facility

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on ECOM									
1/2/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
20-Apr-07	SACP	ED	790	798	Unprotected		Shorted
24-Apr-07	SACP	ECOM	789	799	Unprotected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 8/19/2008	Performance	: 67%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	13.63	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/12/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.5	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
ED No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
ECOM Yes	Coupon/Probe	3/8/2008-8/4/2008	0.024	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 15 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.90	0.92	4.82	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						24.70	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	98,767	1.59	8.63	6	1,365,568.28
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.59	8.63	6	412,116.30

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: EZA-MGL-EZB-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: EZA - EZB	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: ECHO/EZA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Leak	Reserve Prediction	: 8 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.01 Miles	Operate Press	: 150 psia
		Operate Temp	: 65 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: EZA
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	7910

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/13/2008	2.4	0	3	0	8	12.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R611	EZA	25-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild
R456	EZB	25-Apr-07	Good	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on EZA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/24/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on EZB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/23/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
25-Apr-07	SACP	EZA	874	890	Protected		Insulated
25-Apr-07	SACP	EZB	874	886	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 12/1/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00			
		Actual per year	: 6			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Solid cast	Yes	BT-5411	36.03	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance		REMARK
					Good > 95%	Bad 80-95%	
5/13/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%		Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EZA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
EZB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 79 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	0.92	1.28	3.20	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	2
Risk (CoF*PoF) Score						7.44	LOW

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4					
2	X				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	97,320	1.87	12.75	8	2,181,699.18
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.87	12.75	8	715,473.90

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: EH-MGL-EE-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: EH - EE	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: ECHO/EH	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.82 Miles	Operate Press	: 200 psia
		Operate Temp	: 65 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: EH
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3252

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/7/2008	3.5	0	1	0	8	14.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
23-Apr-07	Mild	Good	Mild	Mild

RISER ID : R231 LOCATION : EH

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
28-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild

RISER ID : R142 LOCATION : EE

c) Piging Facility

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/21/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

LAUNCHER on EH

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/21/2006	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on EE

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
23-Apr-07	SACP	EH	735	770	Unprotected		Shorted
28-Apr-07	SACP	EE	865	871	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 10/14/2008	Performance	: 83%	Worse
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00	
		Actual per year	: 5	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:30	Ball	No	BT-5411	29.25	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/15/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EH No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
EE No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 40 of 83 / 2008

	* Score	Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00 0.00 0.00 1.57 1.60	4.17	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70 1.125 0.50	2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score		9.70	MEDIUM

PoF	10	8	6	4	2
10					
8					
6		X			
4					
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	97,709	1.52	12.75	4	1,155,759.67
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.52	12.75	4	580,879.80

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: EE-MGL-EC-X42-N-8"	Installation Year/Age	: 1979 / 29 years
Description	: EE - EC	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2004
Asset/Area	: ECHO/EE	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 12 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X42	Design Press	: 1070 psia
Diameter	: 8.625 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.85 Miles	Operate Press	: 150 psia
		Operate Temp	: 65 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: EE, EH
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5902

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/7/2008	3.7	0	6	1	7	9.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R032 LOCATION : EE

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
28-Apr-07	Mild	Mild	Mild	Mild

RISER ID : R528 LOCATION : EC

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
26-Apr-07	Good	Mild	Good	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on EE

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on EC

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/29/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
28-Apr-07	SACP	EE	773	787	Unprotected		No Insulation Flange
26-Apr-07	SACP	EC	769	798	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Performance : 83% **Worse**

Last Routine Pig Date : 10/19/2008
Recommendation per year : 6.00

Last Intelligent Pig Date : No data
Actual per year : 5

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	BT-5411	13.48	Good	12:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/14/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.7	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
EE No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
EC Yes	Coupon/Probe	3/7/2008-8/8/2008	0.020	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 82 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.89	0.92	3.81	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						8.86	LOW

PoF	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4		X			
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	98,760	1.57	8.63	4	1,165,994.33
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.57	8.63	4	407,324.25

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: FU-MGL-FH-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1982 / 26 years
Description	: FU - FH	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2007
Asset/Area	: FOXTROT/FU	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 9 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.27 Miles	Operate Press	: 120 psia
		Operate Temp	: 60 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: FU
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3660

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/16/2008	5.8	0	7	0.2	8	25.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R675 LOCATION : FU				
15-Nov-06	Good	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R062 LOCATION : FH				
17-Nov-06	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on FU									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
10/18/2005	GOOD	GOOD	FAIR	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on FH									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
No data	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Nov-06	SACP	FU	854	868	Protected		Insulated
17-Nov-06	SACP	FH	923	945	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 9/26/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:30	RCC foam	No	WT-5311	45.30	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/13/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.99375	4	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
FU Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
FH No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.92	0.65	3.57	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	2
Risk (CoF*PoF) Score						8.30	LOW

PoF	10	8	6	4	2
10					
8					
6					
4					
2	X				
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	102,355	2.35	12.75	5	1,367,205.99
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.35	12.75	5	899,655.30

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: FH-MGL-FPRO-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: FH - FPRO	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: FOXTROT/FH	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.58 Miles	Operate Press	: 100 psia
		Operate Temp	: 60 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: FH
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	1387

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	7/4/1994	7/9/2002	7	Sectional Replacement

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/17/2008	3.6	0	6	0.3	7	27.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R607

LOCATION : FH

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
17-Nov-06	Severe	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R009

LOCATION : FPRO

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Nov-06	Good	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on FH

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
10/17/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on FPRO

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/21/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Protected < (-)850mV Marginal (-)800 - (-)850mV Unprotected >(-) 800mV

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
17-Nov-06	SACP	FH	858	857	Protected		No Insulation Flange
14-Nov-06	SACP	FPRO	1023	1010	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 10/2/2008
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 100% **Good**
Recommendation per year : 3.00
Actual per year : 3

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:30	RCC foam	No	WT-5311	20.69	Good	12:00

f) Chemical Injection

Good > 95% Bad 80-95% Worse <80%

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/10/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Low <0.025 Moderate 0.025-0.120 High >0.13 or no coupon/probe or unserviceable or no data

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
FH No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
FPRO No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 52 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	1.00	0.25	1.50	1.28	5.03	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	2
Risk (CoF*PoF) Score						25.78	LOW

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4					
2	X				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	93,074	1.07	12.75	5	1,182,021.02
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.07	12.75	5	410,866.20

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: FNPRO-MGL-FPRO-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: FNPRO - FPRO	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: FOXTROT/FNPRO	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 5.42 Miles	Operate Press	: 180 psia
		Operate Temp	: 85 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: HZEB,HZEA,FWA,FWB,FNB,FNA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	10901

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	11/23/2006	9/30/2008	2	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/19/2008	2.4	1000	5	0	7	22.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	: R0337	LOCATION	: FNPRO	
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Nov-06	Mild	Severe	Severe	Severe
RISER ID	: R005	LOCATION	: FPRO	
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Nov-06	Good	Good	Mild	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on FNPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
10/20/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on FPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/21/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
16-Nov-06	SACP	FNPRO	975	1023	Protected		Insulated
14-Nov-06	SACP	FPRO	1025	1010	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
3:55	Ball	No	WT-5311	343.70	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/12/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	2.15	3	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
FNPRO Yes	Coupon/Probe	4/26/2008 - 9/24/2008	0.0078	Low Corrosion Rate
FPRO Yes	Coupon/Probe	12/20/2008 - 5/2/2008	0.047	Medium Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 53 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.90	1.12	5.02	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	2
Risk (CoF*PoF) Score						25.73	LOW

PoF	10	8	6	4	2
10					
8					
6					
4					
2	X				
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	106,101	10.04	16.00	4	2,114,502.69
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	10.04	16.00	4	4,818,163.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: FFB-MGL-FPRO-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1993 / 15 years
Description	: FFB - FPRO	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2018
Asset/Area	: FOXTROT/FFB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -2 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.375 Inch	Operate Press	: 160 psia
Length	: 5.33 Miles	Operate Temp	: 60 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: FSA, FFB, FSWA, FZA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	10519

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/18/2008	2	100	18	0	8	21.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R317 LOCATION : FFB

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
18-Nov-06	Mild	Good	Good	Mild

RISER ID : R012 LOCATION : FPRO

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Nov-06	Mild	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on FFB

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/16/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

RECEIVER on FPRO

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/1/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
18-Nov-06	SACP	FFB	817	856	Protected		Shorted
14-Nov-06	SACP	FPRO	1100	1088	Protected		Insulated

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 1/21/2008 Performance : 25% **Worse**

Last Intelligent Pig Date : No data Recommendation per year : 4.00

Actual per year : 1

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	Ball	No	WT-5311	190.12	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/11/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3	3	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
FFB Yes	Coupon/Probe	4/30/2008 - 9/25/2008	0.1083	Medium Corrosion Rate
FPRO Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 28 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.82	1.37	3.94	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	1.00			5.63	6
Risk (CoF*PoF) Score						22.16	MEDIUM

PoF	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4			X		
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	105,419	9.87	12.75	6	2,304,507.66
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	9.87	12.75	6	3,775,718.70

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : AVSA-MGL-ZU Junction-X52-N-18"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : AVSA - ZU Junction		Installation Year/Age : 1996 / 12 years	
Asset/Area : AVSA/AVSA		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2021	
Line Status : Shut In		Expected Year/Extend Years : 2016 / -5 years	
		Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 18 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 150 psia	Fluid From : AVSA, AVB, AAC, AVA, AVSC, AAB	
Length : 17 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5025

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
10/23/2008	3	100	20	0.7	7.5	14.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R127		LOCATION : AVSA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
21-Mar-05	Mild	Mild	Good	Mild	
RISER ID : R121		LOCATION : ZUJ			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
19-Mar-05	Mild	Mild	Mild	Mild	

c) Piggng Facility

LAUNCHER on AVSA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/11/2006	GOOD	GOOD	BAD	FAIR	GOOD	GOOD	BAD	BAD	BAD
RECEIVER on ZUJ									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/15/2006	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	FAIR	FAIR	GOOD	FAIR

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
21-Mar-05	SACP	AVSA	1003	1085	Protected		Insulated
19-Mar-05	SACP	ZUJ	982	987	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 7/6/2008	Performance : 50%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 2					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
8:00	RCC foam	No	BT-5411	1364.36	Good	12:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/1/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.28	0	0%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
AVSA Yes	Coupon/Probe	12/28/2008 - 5/2/2008	0.0017	Low Corrosion Rate
ZUJ Yes	Coupon/Probe	12/28/2008 - 5/2/2008	0.002	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 54 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	2.07	1.55	4.37	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	2
Risk (CoF*PoF) Score						22.40	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	135,442	31.48	18.00	6	4,831,778.40
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	31.48	18.00	6	17,001,360.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: ZUE-MGL-ZU Junction-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1986 / 22 years
Description	: ZUE - ZU Junction	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2011
Asset/Area	: ZULU/ZUE	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 5 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 120 psia
Length	: 2.61 Miles	Operate Temp	: 70 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MOL
		Fluid From	: ZUE
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	1763

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
6/24/2008	2.8	10	4	0.5	7	17.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R139 LOCATION : ZUE

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
17-Mar-05	Severe	Mild	Severe	Severe

RISER ID : R124 LOCATION : ZUJ

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
19-Mar-05	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on ZUE

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/18/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on ZUJ

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
10/24/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
17-Mar-05	SACP	ZUE	634	659	Unprotected		No Insulation Flange
19-Mar-05	SACP	ZUJ	987	991	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 10/6/2008 Performance : 100% **Good**

Last Intelligent Pig Date : No data Recommendation per year : 6.00

Actual per year : 6

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:30	RCC foam	No	WT-5311	93.10	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/16/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
ZUE Yes	Coupon/Probe	12/26/2008 - 5/2/2008	0.0128	Low Corrosion Rate
ZUJ Yes	Coupon/Probe	12/28/2008 - 5/2/2008	0.016	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 18 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.90	0.83	3.73	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						19.12	MEDIUM

PoF	10	8	6	4	2
10					
8					
6					
4			X		
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	99,826	4.83	12.75	5	1,624,065.96
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	4.83	12.75	5	1,848,897.90

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management			Evaluation Date : December 10, 2008		
Pipeline ID	: ZU Junction-MGL-PCP-X52-N-20"		Installation Year/Age	: 1986 / 22 years	
Description	: ZU Junction - PCP		Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2011	
Asset/Area	: ZULU/ZUJ		Expected Year/Extend Years	: 2016 / 5 years	
Line Status	: Normal Service		Reserve Prediction	: 6 years	
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 20 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MOL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 510 psia	Fluid From	: ZUA, ZUB, ZUC, ZUD, ZUE, ZUF, ZUG, ZUK, AVSA, AVB, ZSD, A, AAC, AVA, AVSC, AAB
Length	: 45.72 Miles	Operate Temp	: 90 F	PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3005

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	1/21/2005	1/21/2005	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
6/25/2008	3.4	10	20	0	8	14.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R126

LOCATION : ZUJ

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
19-Mar-05	Severe	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R107

LOCATION : PCP

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
07-Jul-06	Mild	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on ZUJ

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/15/2006	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	MISSING	GOOD

RECEIVER on PCP

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/19/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Protected < (-)850mV Marginal (-)800 - (-)850mV Unprotected >(-) 800mV

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
19-Mar-05	SACP	ZUJ	1004	1010	Protected		Shorted
7-Jul-06	SACP	PCP	928	932	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 8/22/2008
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 67%
Recommendation per year : 6.00
Actual per year : 4

Worse

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
6:00	RCC foam	No	WT-5311	4530.04	Good	0:00

f) Chemical Injection

Good > 95% Bad 80-95% Worse <80%

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/15/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.999375	4	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Low <0.025 Moderate 0.025-0.120 High >0.13 or no coupon/probe or unserviceable or no data

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
ZUJ	Yes	Coupon/Probe	12/23/2008 - 5/2/208	0.0105 Low Corrosion Rate
PCP	Yes	Coupon/Probe	12/5/2008 - 5/26/2008	0.020 Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 17 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.92	0.92	4.84	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						24.81	MEDIUM

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6			X		
4					
2					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	256,483	84.67	20.00	6	11,334,334.41
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	84.67	20.00	6	50,804,064.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: PB-MGL-PCP-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1984 / 24 years
Description	: PB - PCP	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2009
Asset/Area	: PAPA/PB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 7 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 3 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.84 Miles	Operate Press	: 0 psia
		Operate Temp	: 0 F
		Design Service	: MOL
		Fluid From	: PB
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R502	PB	8-Dec-04	Severe	Severe	Severe	Severe
R103	PCP	07-Jul-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piging Facility

LAUNCHER on PB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on PCP									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
08-Dec-04	SACP	PB	738	789	Unprotected		No Insulation Flange
7-Jul-06	SACP	PCP	960	971	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 6/1/1999	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	29.96	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/1/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
PB No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
PCP Yes	1/0/1900	1/30/2007 - 5/16/2007	0.083	Medium Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 51 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.07	1.75	6.82	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	1.00			5.63	2
Risk (CoF*PoF) Score						38.36	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	1.56	12.75	3	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.56	12.75	3	595,047.60

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID : PCP-MGL-MK-X52-N-26"		Installation Year/Age : 1993 / 15 years	
Description : PCP - MK		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	
Asset/Area : PAPA/PCP		Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years	
Line Status : Normal Service		Reserve Prediction : 10 years	
Material Grade : API-5L-X60	Design Press : 1480 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 26 Inch	Design Temp : 100 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.562 Inch	Operate Press : 560 psia	Fluid From : KINA, K01B, K1A, K1B, K1C, K1XA, K1XB, K1YA, K1YB, LESA, KKA, LA, LB, LC, LD, LE, LF, L1A, L1B, L1D, L1F,	
Length : 30.71 Miles	Operate Temp : 84 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	579555

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	9/28/2008	9/28/2008	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
10/22/2008	3.9	0	3	0	7	3.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R105 LOCATION : PCP				
7-Jul-06	Good	Good	Good	Good
RISER ID : R076 LOCATION : MK				
07-Nov-07	Good	Good	Good	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on PCP									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/19/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MK									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/8/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
07-Jul-06	SACP	PCP	1068	1075	Protected		Insulated
7-Nov-07	SACP	MK	980	1005	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 10/26/2008	Performance : 75%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : 2/8/2007	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 3					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:10	Cup	Yes	BT-5411	5142.36	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/13/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	39.459375	40	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
PCP Yes	Coupon/Probe	12/17/2008 - 4/3/2008	0.0500	Medium Corrosion Rate
MK Yes	Crown	1/30/2007 - 5/16/2008	0.080	Medium Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 3 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	0.84	1.12	3.71	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	2.00			10.00	10
Risk (CoF*PoF) Score						37.10	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6					
	4					X
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	378,129	56.87	26.00	10	11,157,837.32
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	56.87	26.00	10	44,362,437.60

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : MQC1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MQC1 sst 12" MQ5 - MQA		Installation Year/Age : 1983 / 25 years	
Asset/Area : MM/MQC1		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2008	
Line Status : Abandon		Expected Year/Extend Years : 2016 / 8 years	
		Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MQC-1	
Length : 0.05 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R452 LOCATION : MQC1

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
6-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R101 LOCATION : MQA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQC1

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

RECEIVER on MQA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
06-Jun-04	SACP	MQC1	689	706	Unprotected		No Insulation Flange
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	789	799	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996	Performance : 0%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -	
	Actual per year : -	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	0.79	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQC1 No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
MQA No A/F	No data	No data	No data	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 56 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						28.00	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.09	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.09	8.63	2	23,960.25

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date	
Pipeline ID : MXHT-MGL-MXFT-X52-N-16"			: December 10, 2008	
Description : MXHT - MXFT			Installation Year/Age : 1980 / 28 years	
Asset/Area : MM/MXHT			Design Life/Retiral Year : 25 years / 2005	
Line Status : Shut In			Expected Year/Extend Years : 2016 / 11 years	
			Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL		
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL		
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MXFT		
Length : 0.16 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI		

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R324 LOCATION : MXHT				
9-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R154 LOCATION : MXFT				
17-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXHT									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MXFT									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
09-Jun-04	SACP	MXHT	605	710	Unprotected		Shorted
17-Jun-04	SACP	MXFT	798	799	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 3/1/1997	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	10.15	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MXHT No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
MXFT Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 65 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.30	16.00	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.30	16.00	2	142,233.60

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Pipeline ID : MXC-MGL-MXD-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MXC - MXD	Installation Year/Age : 1982 / 26 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2007	Expected Year/Extend Years : 2016 / 9 years
Asset/Area : MM/MXC	Line Status : Shut In	Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MXC, MXD	
Length : 0.86 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R538	LOCATION : MXC			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
3-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R125	LOCATION : MXD			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
13-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MXD									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
03-Jun-04	SACP	MXC	709	763	Unprotected		No Insulation Flange
13-Jun-04	SACP	MXD	780	792	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 12/1/2000	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	30.68	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MXC Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MXD Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 66 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	1.59	12.75	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.59	12.75	2	609,215.40

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Pipeline ID : MXHT-MGL-MMF-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MXHT - MMF	Installation Year/Age : 1983 / 25 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2008	Expected Year/Extend Years : 2016 / 8 years
Asset/Area : MM/MXHT	Line Status : Shut In	Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MXD, MXHT	
Length : 11.33 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R0531	LOCATION : MXHT			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
11-Jun-04	Mild	Severe	Mild	Mild
RISER ID : R097	LOCATION : MMF			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Dec-06	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXHT									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MMF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
11-Jun-04	SACP	MXHT	736	780	Unprotected		Shorted
14-Dec-06	SACP	MMF	1027	1021	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 3/1/1997	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	718.46	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
MXHT No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
MMF Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 49 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	20.98	16.00	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	20.98	16.00	2	10,071,916.80

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date		
			: December 10, 2008		
Pipeline ID	: MXB-MGL- sst MXD - MXHT-X42-N-8"		Installation Year/Age	: 1983 / 25 years	
Description	: MXB sst 12" MXD - MXHT		Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008	
Asset/Area	: MM/MXB		Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years	
Line Status	: Shut In		Reserve Prediction	: 2 years	
Material Grade	: API-5L-X42	Design Press	: 1070 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 8.625 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 0 psia	Fluid From	: MXB
Length	: 1.12 Miles	Operate Temp	: 0 F	PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R743	MXB	1-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
R143	MXHT	11-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MXHT									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
01-Jun-04	SACP	MXB	690	725	Unprotected		No Insulation Flange
11-Jun-04	SACP	MXD-MXHT	789	799	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 5/1/1998	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	17.76	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MXB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MXHT No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 67 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	2.07	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.07	8.63	2	536,709.60

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Evaluation Date : December 10, 2008

Pipeline ID : MXD-MGL-MXHT-X52-N-14"	Installation Year/Age : 1982 / 26 years	
Description : MXD - MXHT	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2007	
Asset/Area : MM/MXD	Expected Year/Extend Years : 2016 / 9 years	
Line Status : Shut In	Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL
Diameter : 14 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MXD
Length : 0.45 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R544 LOCATION : MXD

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
13-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Mild

RISER ID : R536 LOCATION : MXHT

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
11-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXD

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

RECEIVER on MXHT

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Jun-04	SACP	MXD	745	768	Unprotected		Shorted
11-Jun-04	SACP	MXHT	779	789	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 3/1/1997	Performance : 0%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -	
	Actual per year : -	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	21.85	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MXD Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MXHT No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 68 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.83	14.00	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.83	14.00	2	350,028.00

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date	
Pipeline ID : MZ1-MGL-MMF-X52-N-12"			: December 10, 2008	
Description : MZ1 - MMF			Installation Year/Age : 1980 / 28 years	
Asset/Area : MM/MZ1			Design Life/Retiral Year : 25 years / 2005	
Line Status : Shut In			Expected Year/Extend Years : 2016 / 11 years	
			Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL		
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MOL		
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MZ1		
Length : 1.88 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI		

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R613	MZ1	2-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
R159	MMF	14-Dec-06	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on MZ1									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MMF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
02-Jun-04	SACP	MZ1	679	732	Unprotected		No Insulation Flange
14-Dec-06	SACP	MMF	1039	1045	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 4/1/1990	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	67.06	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MZ1	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable
MMF	No A/F	-	-	No Coupon/Probe

Risk Ranking / in Year

: 50 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	3.48	12.75	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.48	12.75	2	1,331,773.20

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Pipeline ID : MMC-MGL-PCP-X52-N-26"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MMC - PCP	Installation Year/Age : 1993 / 15 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years
Asset/Area : MM/MMC	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 10 years	
Material Grade : API-5L-X60	Design Press : 1480 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 26 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.562 Inch	Operate Press : 453 psia	Fluid From : KINA, K01B, K1A, K1B, K1C, K1XA, K1XB, K1YA, K1YB, LESA, KKA, LA, LB, LC, LD, LE, LF, LIA, LIB, LLD, LLE, LFL	
Length : 19.26 Miles	Operate Temp : 85 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	35758

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	5/7/2005	5/7/2005	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/22/2008	0	0	2	0	8	5.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R081	LOCATION : MMC			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Dec-06	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R110	LOCATION : PCP			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
07-Jul-06	Mild	Good	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MMC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/25/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on PCP									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-Dec-06	SACP	MMC	-	-	Protected		-
7-Jul-06	SACP	PCP	1250	1332	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 10/14/2008	Performance : 67%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 6.00					
	Actual per year : 4					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:20	Cup	Yes	BT-5411	3225.07	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/29/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	49.93	50	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MMC Yes	Coupon/Probe	01/00/00	0.3000	High Corrosion Rate
PCP Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 8 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	1.01	1.37	4.13	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	1.00			9.00	10
Risk (CoF*PoF) Score						37.17	HIGH

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	392,746	35.67	26.00	10	9,001,125.42
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	35.67	26.00	10	27,822,225.60

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : MQ2-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MQ2 sst 12" MQ5 - MQA		Installation Year/Age : 1983 / 25 years	
Asset/Area : MM/MQ2		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2008	
Line Status : Abandon		Expected Year/Extend Years : 2016 / 8 years	
		Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MQ-2	
Length : 0.03 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R566 LOCATION : MQ2

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
4-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R178 LOCATION : MQA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQ2

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

RECEIVER on MQA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
04-Jun-04	SACP	MQ2	769	780	Unprotected		Shorted
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	789	799	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996	Performance : 0%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -	
	Actual per year : -	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	0.48	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQ2 Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 57 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						28.00	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.06	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.06	8.63	2	14,376.15

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: MQ5-MGL-MQA-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: MQ5 - MQA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: MM/MQ5	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Abandon	Reserve Prediction	: 2 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.37 Miles	Operate Press	: 0 psia
		Operate Temp	: 0 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: MQ-5
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R765	MQ5	5-Jun-04	Mild	Severe	Severe	Severe
R135	MQA	16-Jun-04	Severe	Severe	Mild	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQ5									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
05-Jun-04	SACP	MQ5	659	670	Unprotected		No Insulation Flange
16-Jun-04	SACP	MQA	789	799	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 1/1/1996	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	48.87	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQ5	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable
MQA	No A/F	-	-	No Coupon/Probe

Risk Ranking / in Year

: 58 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						28.00	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	2.54	12.75	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.54	12.75	2	970,494.30

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management				Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: MQB1-MGL - sst MQ5 - MQA-X52-N-8"			Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: MQB1 sst 12" MQ5 - MQA			Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: MM/MQB1			Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Abandon			Reserve Prediction	: 2 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 8.625 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 0 psia	Fluid From	: MQB-1
Length	: 0.41 Miles	Operate Temp	: 0 F	PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R890 LOCATION : MQB1

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
10-Jun-04	Severe	Severe	Mild	Severe

RISER ID : R127 LOCATION : MQA

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Jun-04	Severe	Mild	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQB1

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

RECEIVER on MQA

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag /AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
10-Jun-04	SACP	MQB1	640	680	Unprotected		Shorted
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	672	680	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996 Performance : 0% **Worse**

Last Intelligent Pig Date : No data Recommendation per year : -

Actual per year : -

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	6.50	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQB1	Yes	Coupon/Probe	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA	No A/F	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 59 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						28.00	LOW

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4					
2	X				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.76	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.76	8.63	2	196,474.05

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID : MQE1-MGL- sst MQB1 - MQA-X52-N-8"	Installation Year/Age : 1990 / 18 years
Description : MQE1 sst 8" MQB1 - MQA	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2015
Asset/Area : MM/MQE1	Expected Year/Extend Years : 2016 / 1 years
Line Status : Abandon	Reserve Prediction : 2 years
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia
Length : 0.45 Miles	Operate Temp : 0 F
Current Service : MGL	Design Service : MGL
	Fluid From : MQE-1
	PipelineType : NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R342	LOCATION : MQE1			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
13-Jun-04	Mild	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R149	LOCATION : MQA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Jun-04	Mild	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQE1									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Jun-04	SACP	MQE1	674	679	Unprotected		No Insulation Flange
16-Jun-04	SACP	MQB1-MQA	690	702	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	7.13	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQE1 Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 60 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						28.00	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.83	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.83	8.63	2	215,642.25

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date : December 10, 2008		
Pipeline ID	: MQ1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"		Installation Year/Age	: 1983 / 25 years	
Description	: MQ1 sst 12" MQ5 - MQA		Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008	
Asset/Area	: MM/MQ1		Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years	
Line Status	: Abandon		Reserve Prediction	: 2 years	
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia	Current Service	: MGL
Diameter	: 8.625 Inch	Design Temp	: 300 F	Design Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 0 psia	Fluid From	: MQ-1
Length	: 0.58 Miles	Operate Temp	: 0 F	PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R908	MQ1	7-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
R157	MQA	16-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQ1									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
07-Jun-04	SACP	MQ1	651	676	Unprotected		Shorted
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	634	678	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 1/1/1996	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	9.19	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)			REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	High >0.13 or no coupon/probe or unserviceable or no data	
MQ1	Yes	Coupon/Probe	-	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA	No A/F	-	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 69 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	1.07	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.07	8.63	2	277,938.90

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date	
Pipeline ID : MXA -MGL-MXHT-X52-N-16"			December 10, 2008	
Description : MXA - MXHT			Installation Year/Age : 1980 / 28 years	
Asset/Area : MM/MXA			Design Life/Retiral Year : 25 years / 2005	
Line Status : Shut In			Expected Year/Extend Years : 2016 / 11 years	
			Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52		Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MOL		
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MXA		
Length : 0.42 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI		

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R230 LOCATION : MXA				
12-Jun-04	Mild	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R535 LOCATION : MXHT				
11-Jun-04	Severe	Good	Severe	Severe

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MXA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MXHT									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
12-Jun-04	SACP	MXA	701	740	Unprotected		No Insulation Flange
11-Jun-04	SACP	MXHT	786	789	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 6/1/1999	Performance	: 0%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: -			
		Actual per year	: -			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	26.63	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MXA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MXHT No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 70 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.78	16.00	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.78	16.00	2	373,363.20

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Pipeline ID : MQA-MGL-MMF-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MQA - MMF	Installation Year/Age : 1980 / 28 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2005	Expected Year/Extend Years : 2016 / 11 years
Asset/Area : MM/MQA	Line Status : Abandon	Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MQD-1, MQ-1, MQ-1L, MQ-3, MQC-1A, MQA, MQ-2, MQB-1, MQE-1, MQ-5, MQ-6	
Length : 4.32 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R679	LOCATION : MQA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R093	LOCATION : MMF			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Dec-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MMF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-Jun-04	SACP	MQA	769	786	Unprotected		Shorted
14-Dec-06	SACP	MMF	1006	999	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 4/1/1998	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	273.94	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MMF Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 71 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.07	2.00	7.07	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						19.97	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	8.00	16.00	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	8.00	16.00	2	3,840,307.20

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management

Pipeline ID : MQ11-MGL-sst MQ5 - MQA-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MQ11 sst 12" MQ5 - MQA		Installation Year/Age : 1984 / 24 years	
Asset/Area : MM/MQ11		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2009	
Line Status : Abandon		Expected Year/Extend Years : 2016 / 7 years	
		Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MQ-11	
Length : 0.43 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R298		LOCATION : MQ11			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
8-Jun-04	Severe	Severe	Mild	Severe	
RISER ID : R132		LOCATION : MQA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
16-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe	

c) Piging Facility

LAUNCHER on MQ11									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
08-Jun-04	SACP	MQ11	753	765	Unprotected		Shorted
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	675	687	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	6.82	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MQ11 Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 72 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	4.32	2.00	7.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						20.68	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.80	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.80	8.63	2	206,058.15

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management			Evaluation Date	
Pipeline ID : MB1-MGL-MBA-X52-N-8"			: December 10, 2008	
Description : MB1 - MBA			Installation Year/Age : 1985 / 23 years	
Asset/Area : MM/MB1			Design Life/Retiral Year : 25 years / 2010	
Line Status : Shut In			Expected Year/Extend Years : 2016 / 6 years	
			Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52			Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL
Diameter : 8.625 Inch			Design Temp : 300 F	Design Service : MGL
Initial WT : 0.5 Inch			Operate Press : 110 psia	Fluid From : MB1
Length : 0.16 Miles			Operate Temp : 90 F	PipelineType : NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	7/26/2001	7/26/2001	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/21/2008	0	0	5	0	7	24.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R645		LOCATION : MB1			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
12-Dec-06	Good	Good	Good	Good	

RISER ID : R644		LOCATION : MBA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
15-Dec-06	Good	Good	Good	Good	

c) Piging Facility

LAUNCHER on MB1									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/18/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

RECEIVER on MBA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/21/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
12-Dec-06	SACP	MB1	871	875	Protected		No Insulation Flange
15-Dec-06	SACP	MBA	856	876	Protected		Insulated

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 0%	Worse
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00	
		Actual per year	: 0	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	Ball	No	WT-5311	2.54	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	0

g) Corrosion Monitoring

Low <0.025		Moderate 0.025-0.120		High >0.13 or no coupon/probe or unserviceable or no data	
Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK	
MB1 No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate	
MBA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate	

Risk Ranking / in Year : 62 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.50	2.00	5.50	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	2.00			3.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						21.04	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	132,018	0.30	8.63	6	1,424,287.01
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.30	8.63	6	76,672.80

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Evaluation Date : December 10, 2008		
Pipeline ID : MBA-MGL-MMJC-X52-N-12"	Installation Year/Age : 1985 / 23 years	
Description : MBA - MMJC	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2010	
Asset/Area : MM/MBA	Expected Year/Extend Years : 2016 / 6 years	
Line Status : Shut In	Reserve Prediction : 8 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 100 psia	Fluid From : MB-1, MB-2, MB-3, MB-4, MB-5, MB-6, MB-7, MB-8, MBA
Length : 2.48 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	1/5/2001	1/5/2001	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
5/22/2008	0	0	7	0	7	21.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R489	LOCATION : MBA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-Dec-06	Good	Mild	Mild	Mild
RISER ID : R083	LOCATION : MMJC			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Dec-06	Severe	Mild	Mild	Mild

c) Piging Facility

LAUNCHER on MBA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/21/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MMJC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/23/2004	GOOD	FAIR	GOOD	FAIR	BAD	GOOD	FAIR	BAD	FAIR

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Dec-06	SACP	MBA	867	879	Protected		Insulated
14-Dec-06	SACP	MMJC	856	867	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 5/26/2008	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 6.00					
	Actual per year : 0					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:10	RCC foam	No	WT-5311	88.46	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)		REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	
MBA No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe		High Corrosion Rate
MMJC No A/F	-	-	No Coupon/Probe		High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 47 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.75	2.00	5.75	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	2.00			6.63	2
Risk (CoF*PoF) Score						38.09	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	134,484	4.59	12.75	8	2,774,659.82
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	4.59	12.75	8	1,756,807.20

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: MB2-MGL- sst MBA - MMJC-X52-N-8"	Installation Year/Age	: 1986 / 22 years
Description	: MB2 sst 12" MBA - MMJC	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2011
Asset/Area	: MM/MB2	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 5 years
Line Status	: Shut In	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 8.625 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.94 Miles	Operate Press	: 100 psia
		Operate Temp	: 90 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: MB-1, MB-2, MB-3, MB-4, MB-5, MB-6, MB-7, MB-8
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/2/2008	0	0	5	0	7	19.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R617	MB2	13-Jul-05	Severe	Mild	Severe	Severe
R164	MMJC	14-Dec-06	Mild	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on MB2									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/22/2004	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	FAIR	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on MMJC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/23/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Jul-05	SACP	MB2	789	797	Unprotected		No Insulation Flange
14-Dec-06	SACP	MBA-MMJC	843	856	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 17%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 6.00			
		Actual per year	: 1			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
2:10	Ball	No	WT-5311	30.76	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/29/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MB2 Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MMJC No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 48 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.40	2.00	5.40	2
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	2.00			6.63	2
Risk (CoF*PoF) Score						35.78	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4						
	2	X					
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	132,964	3.59	8.63	5	1,655,003.93
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.59	8.63	5	929,657.70

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : MQD1-MGL- sst MQ5 - MQA-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MQD1 sst 8" MQ5 - MQA		Installation Year/Age : 1989 / 19 years	
Asset/Area : MM/MQD1		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2014	
Line Status : Abandon		Expected Year/Extend Years : 2016 / 2 years	
		Reserve Prediction : 2 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 0 psia	Fluid From : MQD1	
Length : 0.35 Miles	Operate Temp : 0 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	7/7/2004	1/31/2005	3	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
-	-	-	-	-	-	-	Not Visited

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R049	LOCATION : MQD1			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R175	LOCATION : MQA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Jun-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on MQD1									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
1/0/1900	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI
RECEIVER on MQA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
-	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI	NFI

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Jun-04	SACP	MQD1	698	709	Unprotected		No Insulation Flange
16-Jun-04	SACP	MQ5-MQA	856	876	Protected		Insulated

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 1/1/1996	Performance : 0%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : -					
	Actual per year : -					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	-	-	-	5.55	-	-

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Shut in Line

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)		REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	
MQD1	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
MQA	No A/F	-	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 64 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	4.32	2.00	8.32	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						23.50	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	#VALUE!	0.65	8.63	2	#VALUE!
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.65	8.63	2	167,721.75

Recommendation
#VALUE!



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: APND-MGL-sst APN-A - MMC-X52-N-10"	Installation Year/Age	: 2002 / 6 years
Description	: APN-D sst APN-A - MMC	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2027
Asset/Area	: MM/APN-D	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -11 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 12 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 10 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 420 psia
Length	: 0.075 Miles	Operate Temp	: 90 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: APND
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	132203

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/20/2008	4.2	100	3	5	8	10.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R441	APN-A	13-Aug-07	Good	Good	Good	Good
R595	MMC	17-Dec-06	Good	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on APN-A									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/17/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MMC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/18/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Aug-07	SACP	APN-D	1231	1333	Protected		Insulated
17-Dec-06	SACP	MMC	1335	1356	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 3/26/2008	Performance	: 33%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 1			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:10	RCC foam	No	BT-5411	1.86	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	5.60625	4	71%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
APN-A No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
MMC Yes	Coupon/Probe	11/10/2008 - 4/3/2008	0.230	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 25 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.50	0.00	0.00	2.22	2.00	4.72	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	2.250	2.00			7.75	8
Risk (CoF*PoF) Score						36.58	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6				X	
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	137,448	0.14	10.00	12	3,464,465.13
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.14	10.00	12	41,670.00

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: APNB-MGL- sst APN-A - MMC-X52-N-10"	Installation Year/Age	: 2002 / 6 years
Description	: APN-B sst APN-A - MMC	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2027
Asset/Area	: MM/APN-B	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -11 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 12 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 10 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 420 psia
Length	: 0.075 Miles	Operate Temp	: 90 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: APNB
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	29800

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/20/2008	3.6	100	4	4	8	10.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R659	APN-A	14-Aug-07	Good	Good	Good	Good
R595	MMC	17-Dec-06	Good	Good	Good	Good

c) Piging Facility

LAUNCHER on APN-A									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/17/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MMC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/18/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-Aug-07	SACP	APN-B	1321	1356	Protected		Insulated
17-Dec-06	SACP	MMC	1201	1199	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: 3/27/2008	Performance	: 33%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 1			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:10	RCC foam	No	BT-5411	1.86	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	5.5875	6	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)		REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	
APN-A	Yes	Coupon/Probe	11/11/2008 - 4/3/2008	0.0360	Medium Corrosion Rate
MMC	Yes	Coupon/Probe	11/10/2008 - 4/3/2008	0.230	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 24 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.50	0.00	0.00	1.47	1.37	3.34	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	2.00			6.63	8
Risk (CoF*PoF) Score						22.13	MEDIUM

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4				X	
2					

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	141,865	0.14	10.00	12	3,517,463.13
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	0.14	10.00	12	41,670.00

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : APNA-MGL-MMC-X52-N-24"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : APN-A - MMC	Installation Year/Age : 2002 / 6 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2027	Expected Year/Extend Years : 2016 / -11 years
Asset/Area : MM/APN-A	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 12 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 24 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 400 psia	Fluid From : APNA,APNB,APND	
Length : 48.75 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	162003

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	5/20/2006	5/20/2006	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
7/20/2008	4.5	1000	6	5	8	10.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-Aug-07	Good	Good	Good	Good
RISER ID : R239 LOCATION : APN-A				
17-Dec-06	Good	Good	Good	Good
RISER ID : R595 LOCATION : MMC				

c) Piging Facility

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
7/17/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
LAUNCHER on APN-A									
7/18/2008	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MMC									

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Aug-07	SACP	APN-A	1342	1356	Protected		Insulated
17-Dec-06	SACP	MMC	1259	1308	Protected		Shorted

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 4/2/2008	Performance : 67%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 3.00					
	Actual per year : 2					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
3:45	Cup	Yes	BT-5411	6955.57	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
6/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	20.94375	17	79%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
APN-A No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
MMC Yes	Coupon/Probe	11/10/2008 - 4/3/2008	0.230	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 4 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.50	0.50	0.50	2.72	2.00	6.22	8
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	2.00			10.00	10
Risk (CoF*PoF) Score						62.20	HIGH

PoF	10					
	8					X
	6					
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	326,979	90.29	24.00	12	15,528,594.40
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	90.29	24.00	12	65,005,200.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: TLA-MGL-LPRO-X52-N-14"	Installation Year/Age	: 1978 / 30 years
Description	: TLA - LPRO	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2003
Asset/Area	: LIMA/TLA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 13 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 14 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 6.3 Miles	Operate Press	: 300 psia
		Operate Temp	: 50 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: TLA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3654

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/21/2005	0	0	8	4	7	11.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R423	TLA	16-May-04	Mild	Mild	Good	Mild
R076	LPRO	08-Oct-06	Severe	Mild	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on TLA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	BAD	BAD	GOOD	BAD	GOOD	BAD	BAD	BAD
RECEIVER on LPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	BAD	GOOD	BAD	MISSING	FAIR	GOOD	BAD	BAD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
16-May-04	SACP	TLA	780	798	Unprotected		No Insulation Flange
8-Oct-06	SACP	LPRO	979	998	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 33%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 1			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	Cup	Yes	WT-5311	305.87	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
No data	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.4	2	59%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
TLA No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
LPRO No A/F	No data	No data	No data	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 16 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.55	2.00	5.55	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						28.44	MEDIUM

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6			X		
4					
2					

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	138,779	11.67	14.00	6	2,699,759.37
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	11.67	14.00	6	4,900,392.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: LLA-MGL-sst LC-LCOM-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: LLA sst 16" LC - LCOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2013
Asset/Area	: LIMA/LLA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 3 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 100 psia
Length	: 3.8 Miles	Operate Temp	: 65 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LLA, LLB, LLA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	29218

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/8/2008	3.2	0	4	0	6	15.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R289	LLA	13-Oct-06	Good	Good	Good	Good
R056	LCOM	09-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LLA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/17/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Oct-06	SACP	LLA	777	798	Unprotected		Shorted
9-Oct-06	SACP	LC-LCOM	934	920	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	Ball	No	WT-5311	135.54	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/7/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.65	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LLA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
LCOM Yes	Coupon/Probe	2/5/2006 - 6/27/2008	0.021	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 26 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.65	0.20	2.85	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						14.61	MEDIUM

PoF	10	8	6	4	2
	10				
8					
6					
4			X		
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	137,990	7.04	12.75	6	2,192,215.20
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	7.04	12.75	6	2,691,882.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : TLC-MGL-TLE-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : TLC - TLE	Installation Year/Age : 1978 / 30 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2003	Expected Year/Extend Years : 2016 / 13 years
Asset/Area : LIMA/TLA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 5 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 300 psia	Fluid From : TLC	
Length : 1 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	2178

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/23/2005	2	0	6	0	7	12.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R400	LOCATION : TLC			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
13-May-04	Good	Mild	Mild	Mild
RISER ID : R401	LOCATION : TLE			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-May-04	Mild	Mild	Severe	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on TLC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	FAIR	GOOD	BAD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	BAD
RECEIVER on TLE									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-May-04	SACP	TLC	699	715	Unprotected		No Insulation Flange
15-May-04	SACP	TLE	754	777	Unprotected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : No data	Performance : 100%	Good				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 3.00					
	Actual per year : 3					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	Ball	No	WT-5311	35.67	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
No data	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.3	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
TLC No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
TLE No A/F	No data	No data	No data	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 45 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.15	0.65	3.80	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						8.84	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4	X					
	2						
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	133,487	1.85	12.00	5	1,468,561.57
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.85	12.00	5	666,720.00

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: TLE-MGL-TLD-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1978 / 30 years
Description	: TLE - TLD	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2003
Asset/Area	: LIMA/TLC	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 12 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 2.14 Miles	Operate Press	: 290 psia
		Operate Temp	: 90 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: TLC, TLE
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5761

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/22/2005	3	0	4	0	7	10.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R402 LOCATION : TLE

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
15-May-04	Mild	Severe	Severe	Severe

RISER ID : R404 LOCATION : TLD

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
12-May-04	Mild	Mild	Good	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on TLE

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

RECEIVER on TLD

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	MISSING	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-May-04	SACP	TLE	788	799	Unprotected		Shorted
12-May-04	SACP	TLD	698	737	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : No data
Last Intelligent Pig Date : No data

Performance : 100% **Good**
Recommendation per year : 3.00
Actual per year : 3

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	Ball	No	WT-5311	135.70	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
No data	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	2	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
TLE No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
TLD No A/F	No data	No data	No data	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 46 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.65	0.65	3.30	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						7.67	LOW

PoF	10	8	6	4	2
	10				
8					
6					
4		X			
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	136,369	3.96	16.00	4	1,575,883.50
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.96	16.00	4	1,902,374.40

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: TLF-MGL-TLD-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1985 / 23 years
Description	: TLF - TLD	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2010
Asset/Area	: LIMA/TLF	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 6 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 2.07 Miles	Operate Press	: 300 psia
		Operate Temp	: 85 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: TLF
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	1890

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/25/2005	2.7	0	7	0	7	17.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R399 LOCATION : TLF				
14-May-04	Severe	Severe	Severe	Severe
RISER ID : R406 LOCATION : TLD				
12-May-04	Severe	Severe	Severe	Severe

c) Piging Facility

LAUNCHER on TLF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/1/2007	BAD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	BAD
RECEIVER on TLD									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
5/31/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-May-04	SACP	TLF	795	799	Unprotected		Shorted
12-May-04	SACP	TLD	679	709	Unprotected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	Ball	No	WT-5311	73.84	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
No data	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.7	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
TLF No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
TLD No A/F	No data	No data	No data	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 44 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.40	0.65	4.05	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						9.42	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6	X				
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	133,023	3.83	12.00	4	1,548,421.71
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.83	12.00	4	1,380,110.40

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: LPRO-MGL-CILAMAYA-X52-N-24"	Installation Year/Age	: 1978 / 30 years
Description	: LPRO - CILAMAYA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: LIMA/LPRO	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 8 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 24 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 320 psia
Length	: 33.3 Miles	Operate Temp	: 80 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LIMA, KL AREA
		Pipeline Type	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	95000

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	2/5/2001	2/5/2001	1	Fabrication Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/10/2008	3.1	100	5	2	6	8.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R064	LPRO	10-Oct-06	Good	Good	Good	Good
R541	CILAMAYA	10-Dec-07	Good	Good	Mild	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LPRO									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
6/4/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	BAD	BAD
RECEIVER on CILAMAYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/1/2007	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
10-Oct-06	SACP	LPRO	980	999	Protected		Insulated
10-Dec-07	SACP	CILAMAYA	978	999	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
No data	RCC foam	No	WT-5311	4751.19	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/4/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	16.88	14	83%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LPRO Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
CILAMAYA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 12 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	1.00	1.89	1.65	6.04	8
Consequence of Failure (CoF)	3.50	2.250	2.00			7.75	8
Risk (CoF*PoF) Score						46.81	HIGH

PoF	10	8	6	4	2
			X		
CoF					
	2	4	6	8	10

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	267,477	61.67	24.00	8	10,037,277.36
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	61.67	24.00	8	44,403,552.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: LC-MGL-LCOM-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: LC - LCOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2008
Asset/Area	: LIMA/LC	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 8 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.73 Miles	Operate Press	: 73 psia
		Operate Temp	: 90 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LB, LC, LD, LE, LLA, LLB, LL-4A
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	20438

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/13/2008	3.5	100	6	2	6	20.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R298	LC	17-Oct-06	Good	Good	Good	Good
R056	LCOM	09-Oct-06	Mild	Mild	Severe	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/14/2007	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
17-Oct-06	SACP	LC	993	1012	Protected		No Insulation Flange
9-Oct-06	SACP	LCOM	934	920	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 10/24/2008	Performance	: 75%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
6:30	RCC foam	No	WT-5311	46.29	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/3/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.833	4	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)		REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	
LC	Yes	Coupon/Probe	2/12/2008-6/28/2008	0.0104	Low Corrosion Rate
LCOM	Yes	Coupon/Probe	2/5/2006 - 6/27/2008	0.033	Medium Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 23 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.30	1.12	4.42	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						22.65	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	139,561	1.35	16.00	6	1,584,186.24
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.35	16.00	6	648,940.80

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : LLD-MGL-MMC-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : LLD - MMC	Installation Year/Age : 1997 / 11 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2022	Expected Year/Extend Years : 2016 / -6 years
Asset/Area : LIMA/LLD	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 8 years	
Material Grade : API-5L-X60	Design Press : 1480 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 16 Inch	Design Temp : 200 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.562 Inch	Operate Press : 135 psia	Fluid From : LNA, LLD, LLE, LLF	
Length : 11.85 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	13070

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	11/1/2002	11/1/2002	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/9/2008	4.6	1000	8	1	6	17.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R071 LOCATION : LLD				
14-Oct-06	Mild	Good	Mild	Mild
RISER ID : R079 LOCATION : MMC				
17-Dec-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LLD									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/7/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on MMC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	NFI	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
14-Oct-06	SACP	LLD	1117	1079	Protected		Insulated
17-Dec-06	SACP	MMC	1049	1040	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 9/26/2008	Performance : 50%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00	
	Actual per year : 2	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	Solid cast	Yes	BT-5411	751.44	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/1/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	7.31	7	97%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LLD Yes	Coupon/Probe	2/10/2008 - 6/23/2008	0.3037	High Corrosion Rate
MMC Yes	Coupon/Probe	12/13/2003 - 7/31/2004	0.017	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 19 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	2.30	0.92	4.97	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						25.47	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	169,015	21.95	16.00	8	4,935,454.29
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	21.95	16.00	8	10,534,176.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: LCOM-MGL-NGLB-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1976 / 32 years
Description	: LCOM - NGLB	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2001
Asset/Area	: LIMA/LCOM	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 15 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 8 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 350 psia
Length	: 17 Miles	Operate Temp	: 90 F
Current Service	: MGL	Design Service	: MGL
Fluid From	: Manned	PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	168058

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/11/2008	3.8	0	7	1.2	6	11.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R057	LCOM	9-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild
R220	NGLB	30-May-06	Good	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/10/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on NGLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/10/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
09-Oct-06	SACP	LCOM	936	942	Protected		No Insulation Flange
30-May-06	SACP	NGLB	979	988	Protected		No Insulation Flange

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	BT-5411	606.38	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/5/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	6	6	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK	
LCOM	Yes	Coupon/Probe	2/12/2008 - 6/27/2008	0.0996	Medium Corrosion Rate
NGLB	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 5 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.90	1.37	4.27	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	0.50			8.50	10
Risk (CoF*PoF) Score						36.30	HIGH

PoF	2	4	6	8	10
10					
8					
6					X
4					
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	172,635	31.48	12.75	8	6,000,206.93
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	31.48	12.75	8	12,042,630.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : LE-MGL-LD-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : LE - LD		Installation Year/Age : 1985 / 23 years	
Asset/Area : LIMA/LE		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2015	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / 1 years	
		Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch	Operate Press : 100 psia	Fluid From : LE	
Length : 1.43 Miles	Operate Temp : 65 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	1997

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	11/6/2003	11/6/2003	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/15/2005	4	100	0	0.5	7	23.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R303 LOCATION : LE

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
16-Oct-06	Mild	Good	Mild	Mild

RISER ID : R410 LOCATION : LD

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
17-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piging Facility

LAUNCHER on LE

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
12/3/2006	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD

RECEIVER on LD

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/5/2006	GOOD	BAD	GOOD	FAIR	FAIR	FAIR	FAIR	BAD	FAIR

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
16-Oct-06	SACP	LE	976	988	Protected		Insulated
17-Oct-06	SACP	LD	897	925	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 11/22/2008	Performance : 75%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00	
	Actual per year : 3	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:45	Solid cast	No	WT-5311	51.01	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/6/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.37	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LE Yes	Coupon/Probe	2/11/2008 - 6/24/2009	0.0139	Low Corrosion Rate
LD Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 42 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.25	1.37	4.62	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						10.74	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6	X				
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	132,087	2.65	12.75	6	1,680,133.23
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.65	12.75	6	1,012,997.70

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: LCOM-MGL-MMF-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1982 / 26 years
Description	: LCOM - MMF	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2007
Asset/Area	: LIMA/LCOM	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 9 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 16 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 210 psia
Length	: 14.34 Miles	Operate Temp	: 90 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: <small>LB, LC, LD, LE, LA, LB, BA, BC, BD, BE, BF, BG, BH, BI, BK, BL, BM, BNA, BQA, BTSA, BZZA, BZZB, SBA, SA, SCA</small>
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	236309

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/11/2008	3.8	0	12	3.5	7	10.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R059	LCOM	9-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild
R101	MMF	14-Dec-06	Good	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/15/2007	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD
RECEIVER on MMF									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/23/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
09-Oct-06	SACP	LCOM	938	943	Protected		No Insulation Flange
14-Dec-06	SACP	MMF	1007	1004	Protected		shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 10/15/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	Ball	No	BT-5411	909.34	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/2/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	44	44	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LCOM	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable
MMF	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable

Risk Ranking / in Year : 14 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	1.90	0.65	3.55	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	0.50			8.50	10
Risk (CoF*PoF) Score						30.18	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6					
	4					X
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	247,745	26.56	16.00	6	4,970,602.73
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	26.56	16.00	6	12,747,686.40

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : LLF-MGL-LLD-X52-N-6"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : LLF - LLD	Installation Year/Age : 1997 / 11 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2017	Expected Year/Extend Years : 2016 / -1 years
Asset/Area : LIMA/LLF	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 6 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 6.625 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.375 Inch	Operate Press : 250 psia	Fluid From : LLF	
Length : 2.03 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	3310

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	4/21/2000	11/28/2007	7	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/12/2008	4.1	100	10	1	6	17.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R444 LOCATION : LLF

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
10-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild

RISER ID : R070 LOCATION : LLD

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
14-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piging Facility

LAUNCHER on LLF

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

RECEIVER on LLD

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/22/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
10-Oct-06	SACP	LLF	945	955	Protected		Insulated
14-Oct-06	SACP	LLD	1050	1009	Protected		Insulated

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 8/16/2008	Performance : 50%	Worse
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 6.00	
	Actual per year : 3	

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
15:00	RCC foam	No	BT-5411	18.10	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/8/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.62	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LLF No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
LLD Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 36 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	1.00	0.50	2.30	1.37	5.92	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	0.50			2.33	4
Risk (CoF*PoF) Score						13.76	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6	X				
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	134,346	3.76	6.63	6	1,814,359.19
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.76	6.63	6	747,212.55

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : LLB-MGL- sst LLA - sst 16" LC - LCOM-X52-N-8"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : LLB sst 12" LLA - sst 16" LC - LCOM		Installation Year/Age : 1986 / 22 years	
Asset/Area : LIMA/LLB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2016	
Line Status : Normal Service		Expected Year/Extend Years : 2016 / 0 years	
Material Grade : API-5L-X52		Reserve Prediction : 6 years	
Design Press : 1420 psia		Current Service : MGL	
Diameter : 8.625 Inch		Design Service : MGL	
Initial WT : 0.5 Inch		Fluid From : LLA, LLB	
Length : 1.19 Miles		Operate Temp : 70 F	
		PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	5126

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Riser	1/4/2001	1/4/2001	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/8/2008	4.6	100	8	1.6	7	20.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R294		LOCATION : LLB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
11-Oct-06	Mild	Good	Good	Good	
RISER ID : R056		LOCATION : LCOM			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
09-Oct-06	Mild	Mild	Mild	Mild	

c) Piging Facility

LAUNCHER on LLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/7/2005	GOOD	USC	USC	GOOD	USC	USC	GOOD	NFI	USC
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
4/6/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
11-Oct-06	SACP	LLB	967	978	Protected		Insulated
9-Oct-06	SACP	LLA-SST LC-LCOM	934	920	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : No data		Performance : 75%		Worse		
Last Intelligent Pig Date : No data		Recommendation per year : 4.00				
		Actual per year : 3				
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	BT-5411	18.87	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/10/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.86	1	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LLB Yes	Coupon/Probe	2/7/2008-6/25/2008	0.0518	Medium Corrosion Rate
LCOM Yes	Coupon/Probe	2/5/2006 - 6/27/2008	0.021	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 21 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	2.30	0.92	5.22	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						26.75	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	132,478	2.20	8.63	6	1,634,208.47
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.20	8.63	6	570,253.95

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: LLA-MGL-LCOM-X52-N-16"	Installation Year/Age	: 1983 / 25 years
Description	: LLA - LCOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2013
Asset/Area	: LIMA/LLA	Expected Year/Extend Years	: 2016 / 3 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 3.8 Miles	Operate Press	: 100 psia
		Operate Temp	: 65 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LLA, LLB, LLA
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	8780

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/8/2008	4.6	10	9	3	7	20.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R289	LLA	13-Oct-06	Mild	Severe	Severe	Severe
R056	LCOM	09-Oct-06	Good	Good	Mild	Good

c) Pigging Facility

LAUNCHER on LLA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/17/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2004	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
13-Oct-06	SACP	LLA	777	798	Unprotected		No Insulation Flange
9-Oct-06	SACP	LC-LCOM	934	920	Protected		No Insulation Flange

e) Pigging Activity

Last Routine Pig Date	: 72/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	BT-5411	135.54	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/12/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.65	2	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LLA Yes	Coupon/Probe	2/15/2008-6/22/2008	0.0397	Medium Corrosion Rate
LCOM Yes	Coupon/Probe	2/5/2006 - 6/27/2008	0.021	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 30 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.00	0.00	2.05	0.20	3.25	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						16.66	MEDIUM

PoF	10						
	8						
	6						
	4			X			
	2						
		2	4	6	8	10	CoF

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	136,290	7.04	12.75	6	2,182,015.03
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	7.04	12.75	6	2,691,882.00

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: LB-MGL- sst LC - LCOM-X52-N-12"	Installation Year/Age	: 1987 / 21 years
Description	: LB sst 16" LC - LCOM	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2017
Asset/Area	: LIMA/LB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -1 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 6 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 12.75 Inch	Design Temp	: 300 F
Initial WT	: 0.5 Inch	Operate Press	: 100 psia
Length	: 1.98 Miles	Operate Temp	: 65 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LB
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	2719

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	4/22/2004	4/22/2004	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
4/14/2008	4.6	10	13	1	7	20.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
RISER ID : R407 LOCATION : LB				
15-Oct-06	Good	Good	Mild	Good
RISER ID : R056 LOCATION : LCOM				
09-Oct-06	Good	Mild	Mild	Mild

c) Pigging Facility

LAUNCHER on LB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD
RECEIVER on LCOM									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/14/2005	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	NFI	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
15-Oct-06	SACP	LB	906	920	Protected		Shorted
9-Oct-06	SACP	LC-LCOM	934	920	Protected		No Insulation Flange

e) Pigging Activity

Last Routine Pig Date	: No data	Performance	: 75%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	WT-5311	70.63	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
5/11/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0.51	1	98%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
LB Yes	Coupon/Probe	2/13/2008-6/26/2008	0.0170	Low Corrosion Rate
LCOM Yes	Coupon/Probe	2/5/2006 - 6/27/2008	0.021	Low Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 22 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	1.00	0.50	0.50	1.90	0.92	4.82	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50	1.125	0.50			5.13	6
Risk (CoF*PoF) Score						24.70	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6			X		
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	132,376	3.67	12.75	6	1,792,483.97
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.67	12.75	6	1,402,612.20

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: KLXB-MGL-MMC-X52-N-24"	Installation Year/Age	: 1993 / 15 years
Description	: KLXB - MMC	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2018
Asset/Area	: KLA/KLXB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -2 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 10 years
Material Grade	: API-5L-X60	Design Press	: 1480 psia
Diameter	: 24 Inch	Design Temp	: 130 F
Initial WT	: 0.562 Inch	Operate Press	: 200 psia
Length	: 15.88 Miles	Operate Temp	: 80 F
		Current Service	: MGL
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: KLXB, KLXA, KLYA, KLYB, KLB, KLC
		PipelineType	: Manned

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	162117

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	7/5/2007	7/5/2007	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/9/2008	3.4	100	7	2	8	14.00	-

b) Pipeline Inspection

Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
9-Sep-05	Mild	Mild	Mild	Mild
RISER ID : R080 LOCATION : MMC				
17-Dec-06	Good	Good	Good	Good

c) Piggng Facility

Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	BAD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on MMC									
11/20/2006	GOOD	FAIR	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
09-Sep-05	SACP	KLXB	876	897	Protected		Insulated
17-Dec-06	SACP	MMC	1036	1029	Protected		insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 6/10/2008	Performance	: 75%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 3			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:45	RCC foam	No	BT-5411	2265.73	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/29/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	9.4875	10	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KLXB Yes	Coupon/Probe	1/27/2008-6/15/2008	0.2300	High Corrosion Rate
MMC Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 7 of 83 / 2008

	* Score	Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75 0.50 0.50 1.97 1.37	5.09	6
Consequence of Failure (CoF)	3.50 4.500 1.00	9.00	10
Risk (CoF*PoF) Score		45.81	HIGH

PoF	10					
	8					
	6					X
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	220,635	29.41	24.00	10	6,600,210.47
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	29.41	24.00	10	21,175,027.20

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date	: December 10, 2008
Pipeline ID	: KLC-MGL-KLB-X52-N-3.5"	Installation Year/Age	: 1995 / 13 years
Description	: KLC - KLB	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2020
Asset/Area	: KLA/KLC	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -4 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 5 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 3.5 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 1.08 Miles	Operate Press	: 170 psia
		Operate Temp	: 80 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: KLB,LES,KKA,KKNA,KKNB
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	12602

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	10/15/2001	6/22/2002	4	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/7/2008	2.5	0	4	1	7	17.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R603	KLC	11-Sep-05	Severe	Severe	Severe	Severe
R476	KLB	08-Sep-05	Good	Good	Good	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on KLC									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/14/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on KLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/14/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
11-Sep-05	SACP	KLC	733	743	Unprotected		No Insulation Flange
8-Sep-05	SACP	KLB	786	798	Unprotected		shorted

e) Piggng Activity

Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
0:30	Ball	No	WT-5311	3.28	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/30/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	0	0	0%	Pump Off

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mppy)	REMARK
KLC Yes	Coupon/Probe	1/25/2008-6/10/2008	0.0287	Medium Corrosion Rate
KLB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 35 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	1.55	2.00	5.30	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						14.97	MEDIUM

PoF	2	4	6	8	10
10					
8					
6		X			
4					
2					
	2	4	6	8	10
	CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	129,429	2.00	3.50	5	1,464,362.18
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.00	3.50	5	210,016.80

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : KLYB-MGL-KLYA-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : KLYB - KLYA		Installation Year/Age : 1993 / 15 years	
Asset/Area : KLA/KLYB		Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	
Line Status : Leak		Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years	
Material Grade : API-5L-X52		Reserve Prediction : 5 years	
Design Press : 1420 psia		Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch		Design Temp : 300 F	
Design Temp : 300 F		Design Service : MGL	
Initial WT : 0.375 Inch		Operate Press : 340 psia	
Operate Press : 340 psia		Fluid From : KLYB	
Length : 0.54 Miles		Operate Temp : 80 F	
Operate Temp : 80 F		PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	3/14/2008	3/14/2008	1	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/8/2008	2.1	10	1	1	7	19.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R419		LOCATION : KLYB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
7-Sep-05	Mild	Good	Mild	Mild	
RISER ID : R420		LOCATION : KLYA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
10-Sep-05	Mild	Good	Good	Good	

c) Piging Facility

LAUNCHER on KLYB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on KLYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
07-Sep-05	SACP	KLYB	843	856	Protected		Insulated
10-Sep-05	SACP	KLYA	856	879	Protected		Insulated

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 5/17/2008		Performance : 67%		Worse		
Last Intelligent Pig Date : No data		Recommendation per year : 3.00				
		Actual per year : 2				
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	Ball	No	WT-5311	19.26	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Leaks

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KLYB Yes	Coupon/Probe	1/22/2008-6/14/2008	0.0594	Medium Corrosion Rate
KLYA Yes	Coupon/Probe	1/26/2008 - 6/14/2008	0.243	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 75 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	1.15	2.00	4.90	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						13.84	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4					
	2	X				
		2	4	6	8	10
CoF						

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	129,936	1.00	12.75	5	1,358,286.38
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.00	12.75	5	382,530.60

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: KLB-MGL-KLYA-X52-N-8"	Installation Year/Age	: 1993 / 15 years
Description	: KLB - KLYA	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2018
Asset/Area	: KLA/KLB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -2 years
Line Status	: Leak	Reserve Prediction	: 4 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 8.625 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.375 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 0.7 Miles	Operate Press	: 330 psia
		Operate Temp	: 80 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: KLB, KLC, LES, KONA, KKNB
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	0

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	Subsea	9/15/2007	3/14/2008	2	Plidco/Skinner Clamp

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/5/2008	2.8	100	2	0.2	7	15.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R477	KLB	8-Sep-05	Good	Mild	Good	Good
R422	KLYA	10-Sep-05	Good	Good	Good	Good

c) Piggng Facility

LAUNCHER on KLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/14/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	FAIR	GOOD	NFI	FAIR
RECEIVER on KLYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
08-Sep-05	SACP	KLB	788	795	Unprotected		No Insulation Flange
10-Sep-05	SACP	KLYA	870	889	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 6/2/2008	Performance	: 67%	Worse		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 3.00			
		Actual per year	: 2			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
-	Ball	No	WT-5311	11.10	Minor Damage	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Leaks

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KLB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate
KLYA Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year : 74 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.50	0.50	1.80	2.00	5.55	2
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	2
Risk (CoF*PoF) Score						15.68	LOW

PoF	CoF				
	2	4	6	8	10
10					
8					
6					
4					
2	X				

Economic Analysis in Year : 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	129,329	1.30	8.63	4	1,258,102.94
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	1.30	8.63	4	335,443.50

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : KLYA-MGL-KLXB-X52-N-16"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : KLYA - KLXB	Installation Year/Age : 1993 / 15 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years
Asset/Area : KLA/KLYA	Design Press : 1420 psia	Design Temp : 300 F	Reserve Prediction : 4 years
Line Status : Normal Service	Current Service : MGL	Design Service : MGL	Fluid From : KLYA, KLYB, KLB, KLC
Material Grade : API-5L-X52	Operate Press : 380 psia	Operate Temp : 80 F	PipelineType : NUI
Diameter : 16 Inch			
Initial WT : 0.438 Inch			
Length : 1.86 Miles			

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	6070

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/6/2008	3.5	10	5	3	7	16.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R421	LOCATION : KLYA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
10-Sep-05	Mild	Mild	Mild	Mild
RISER ID : R416	LOCATION : KLXB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
09-Sep-05	Mild	Good	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on KLYA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on KLXB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
10-Sep-05	SACP	KLYA	876	891	Protected		Insulated
9-Sep-05	SACP	KLXB	867	899	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 5/29/2008	Performance : 50%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 2					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	Ball	No	WT-5311	117.95	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/28/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	3.7545	4	100%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KLYA No A/F	Coupon/Probe	-	No Coupon/Probe	High Corrosion Rate
KLXB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 39 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.90	1.37	4.02	6
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						11.36	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6	X				
	4					
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	142,113	3.44	16.00	4	1,542,544.76
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	3.44	16.00	4	1,653,465.60

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : KLXA-MGL-KLXB-X52-N-12"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : KLXA - KLXB	Installation Year/Age : 1993 / 15 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years
Asset/Area : KLA/KLXA	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 4 years	
Material Grade : API-5L-X52	Design Press : 1420 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 12.75 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.375 Inch	Operate Press : 380 psia	Fluid From : KLXA	
Length : 1.25 Miles	Operate Temp : 80 F	PipelineType : NUI	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	42154

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/9/2008	3.2	100	3	3	8	16.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R414		LOCATION : KLXA			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
5-Sep-05	Severe	Mild	Severe	Severe	
RISER ID : R113		LOCATION : KLXB			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition	
09-Sep-05	Severe	Severe	Mild	Severe	

c) Piging Facility

LAUNCHER on KLXA									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/23/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD
RECEIVER on KLXB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	BAD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
05-Sep-05	SACP	KLXA	898	903	Protected		Insulated
9-Sep-05	SACP	KLXB	907	915	Protected		No Insulation Flange

e) Piging Activity

Last Routine Pig Date : 9/2/2008	Performance : 100%	Good				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 4					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	RCC foam	No	WT-5311	44.59	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/26/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	1.59	2	94%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
KLXA Yes	Coupon/Probe	1/24/2008-6/11/2008	0.0010	Low Corrosion Rate
KLXB Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 41 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.97	0.93	3.65	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						10.31	LOW

PoF	10					
	8					
	6					
	4	X				
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	134,002	2.32	12.75	4	1,387,414.65
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	2.32	12.75	4	885,487.50

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management		Evaluation Date : December 10, 2008	
Pipeline ID	: KLB-MGL-KLXB-X52-N-20"	Installation Year/Age	: 1999 / 9 years
Description	: KLB - KLXB	Design Life/Retiral Year	: 25 years / 2024
Asset/Area	: KLA/KLB	Expected Year/Extend Years	: 2016 / -8 years
Line Status	: Normal Service	Reserve Prediction	: 12 years
Material Grade	: API-5L-X52	Design Press	: 1420 psia
Diameter	: 20 Inch	Current Service	: MGL
Initial WT	: 0.5 Inch	Design Temp	: 300 F
Length	: 2.5 Miles	Operate Press	: 150 psia
		Operate Temp	: 80 F
		Design Service	: MGL
		Fluid From	: LES, LU, KONA, KKNB
		PipelineType	: NUI

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
15-Oct-08	0	0	0	6070

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
3/5/2008	4.3	100	11	1	7	15.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID	LOCATION	Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
R481	KLB	6-Sep-05	Mm	Mild	Mild	Mild
R115	KLXB	09-Sep-05	Mild	Mild	Mild	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on KLB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
9/14/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on KLXB									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
3/8/2006	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
06-Sep-05	SACP	KLB	759	786	Unprotected		No Insulation Flange
9-Sep-05	SACP	KLXB	1001	1022	Protected		Shorted

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date	: 10/30/2008	Performance	: 100%	Good		
Last Intelligent Pig Date	: No data	Recommendation per year	: 4.00			
		Actual per year	: 4			
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:15	RCC foam	No	WT-5311	247.71	Good	0:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
9/27/2008	GAS CORROSION INHIBITOR	CT-7222	5.24	5	95%	0

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)		REMARK
			Low <0.025	Moderate 0.025-0.120	
KLB	Yes	Coupon/Probe	1/23/2008-6/12/2008	0.2017	High Corrosion Rate
KLXB	Yes	Coupon/Probe	-	Unserviceable	High Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 77 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.50	0.00	0.00	2.70	0.65	3.85	4
Consequence of Failure (CoF)	0.70	1.125	1.00			2.83	4
Risk (CoF*PoF) Score						10.88	LOW

PoF	10						
	8						
	6						
	4	X					
	2						
		2	4	6	8	10	
		CoF					

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	146,433	4.63	20.00	12	4,060,004.96
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	4.63	20.00	12	2,778,000.00

Recommendation
Laydown New Pipeline



Integrity Management

Pipeline ID : MK-MGL-TG PRIOK-X60-N-26"		Evaluation Date : December 10, 2008	
Description : MK - TG PRIOK	Installation Year/Age : 1993 / 15 years	Design Life/Retiral Year : 25 years / 2018	Expected Year/Extend Years : 2016 / -2 years
Asset/Area : ORF/MK	Line Status : Normal Service	Reserve Prediction : 12 years	
Material Grade : API-LX-X60	Design Press : 1480 psia	Current Service : MGL	
Diameter : 26 Inch	Design Temp : 300 F	Design Service : MGL	
Initial WT : 0.562 Inch	Operate Press : 470 psia	Fluid From : 0	
Length : 7.96 Miles	Operate Temp : 90 F	PipelineType : Manned	

Production Highlight

Production Date	Total Liquid Flow (BFPD)	Oil Flow Rate (BOPD)	Water Flow Rate (BWPD)	Gas Flow Rate (MSCFD)
20-Mar-07	0	0	0	163266

Leak Historical Records

Failure Code	Leak Location	First Date	Last Date	No of Failure	Past Remediation
Leak	-	-	-	0	Never Leaks

Information Register

a) Fluid Analysis

Analysis Date	Iron Content (ppm)	SRB (col/ml)	CO2 (mol %)	H2S (ppm)	pH	Water Cut (%)	REMARK
10/16/2008	3.1	0	3	0.1	8	1.00	-

b) Pipeline Inspection

RISER ID : R601	LOCATION : MK			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
7-Nov-07	Good	Good	Good	Good
RISER ID : R520	LOCATION : TG PRIOK			
Inspection Date	Riser Pipe Body	Flange Condition	Clamp condition	General Condition
07-Nov-07	Good	Good	Good	Mild

c) Piggng Facility

LAUNCHER on MK									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/7/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD
RECEIVER on TG PRIOK									
Date	Closure	Kicker Valve	PSV	Drain Valve	Venting Valve	Block Valve	Isolation Valve	Pig Signaler	SDV
11/7/2007	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD	GOOD

d) Cathodic Protection (CP) (vs Ag/AgCl)

Last Inspection Date	CP Type	Riser Location	CP Reading		Criteria	REMARK	Insulation Joint Condition
			Min	Max			
07-Nov-07	SACP	MK	965	983	Protected		Insulated
7-Nov-07	SACP	TG PRIOK	934	956	Protected		Insulated

e) Piggng Activity

Last Routine Pig Date : 8/23/2008	Performance : 75%	Worse				
Last Intelligent Pig Date : No data	Recommendation per year : 4.00					
	Actual per year : 3					
Travel Time	Pig Type	With Blade/Scrapper	Batching Chem. Type	Qty (Gal)	Pig Condition	Debris Recovery
1:00	Cup	No	BT-5411	1332.89	Good	12:00

f) Chemical Injection

Last Date	Chem. Type	Chem. Name	Rec. Injection Rate (Gals)	Act. Injection Rate	Performance	REMARK
-	-	-	-	-	0%	Coverage by PCP

g) Corrosion Monitoring

Availability Point	Monitoring Type	Monitoring Date (from-to)	Corr. RATE (mmpy)	REMARK
MK Yes	Coupon/Probe	8/25/2008-10/5/2008	0.1500	High Corrosion Rate
TG PRIOK Yes	Coupon/Probe	8/25/2008-10/5/2008	0.110	Medium Corrosion Rate

Risk Ranking / in Year

: 2 of 83 / 2008

	* Score					Factor	Category
Probability of Failure (PoF)	0.75	0.00	0.00	1.01	1.75	3.51	4
Consequence of Failure (CoF)	3.50	4.500	2.00			10.00	10
Risk (CoF*PoF) Score						35.10	MEDIUM

PoF	10					
	8					
	6					
	4					X
	2					
		2	4	6	8	10
		CoF				

Economic Analysis in Year

: 2008

	Cost (\$)	Length (km)	OD (Inch)	Reserve Prediction	Compare Analysis (\$)
Maintenance & Integrity (\$/Year)	173,229	14.74	26.00	12	5,479,706.56
Install New Pipeline (\$/inch/km)	30,000	14.74	26.00	12	11,498,697.60

Recommendation
Maintain Integrity Pipeline