

**MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA GESTION DE INTEGRIDAD
MECANICA DE DUCTOS EN PERENCO COLOMBIA LIMITED.**

GERMAN FRANCISCO MUÑOZ PEDRAZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2017

**MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA GESTION DE INTEGRIDAD
MECANICA DE DUCTOS EN PERENCO COLOMBIA LIMITED.**

GERMAN FRANCISCO MUÑOZ PEDRAZA

**Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Mantenimiento**

Director

Ingeniero Mecánico JOSE FERNADO BARRERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*Le dedico este logro en primera a **DIOS** y la **Virgen María** que ha Sido el que me ha dado Paciencia, salud y fortaleza para afrontar retos tan importantes en mi vida.*

*A mi **esposa Annie Lorena** y mis hijos **Simón, Samuel Muñoz** que han sido el motor para seguir adelante y motivado para que culmine satisfactoriamente cada uno de los objetivo en mi vida.*

A mis compañeros Carlos Tibamosca, Carlos Morales, Henry Sanabria y compañeros del curso que me colaboraron para culminar este objetivo en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

La escuela de Ingeniería de Mecánica de la UIS, por haberme dado la oportunidad de pertenecer a su importante grupo académico y poder presentar satisfactoriamente mi monografía

Todos los docentes y grupo de trabajo de la secretaria de posgrados de la especialización, por su comprensión, paciencia y esfuerzo por transmitirnos la mejor información para nuestra formación.

La Compañía Perenco Colombia Limited, y su grupo PIMS (Leidy Trujillo, Julián Vargas, Elkin Porras, Rodrigo Acevedo) por su apoyo en su conocimiento técnico, procedimientos y buenas prácticas de Ingeniería de mantenimiento y operación aplicados en los Campos de Casanare.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
2. JUSTIFICACIÓN	26
3. OBJETIVOS	28
3.1 OBJETIVO GENERAL	28
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	28
4. MARCO TEÓRICO	29
4.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	33
4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	34
4.3 MANTENIMIENTO BASADO EN RIESGO (RBI)	36
4.3.1 ¿Por qué necesitamos RBI? A continuación algunos argumentos por los cual se requiere RBI:	36
4.3.2 Capacidades de la Inspección Basa en el Riesgo	37
4.3.3 Medición del Riesgo	37
4.3.4 Niveles de la Inspección Basada en el Riesgo	39
4.3.5 Metodología	40
4.3.6 Mecanismos de corrosión dependientes del tiempo	41
5. DESCRIPCIÓN OPERACIONAL CAMPOS PERENCO – CASANARE	42
5.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA	43
5.2 GENERALIDADES OPERACIONES	45
5.2.1 Balance de Producción de Crudo	47

5.2.2 Pérdidas de Producción 2014	47
5.3 PERDIDAS POR CAUSA	51
5.3.1 Pipeline Integrity – PII (16.272 Barriles – 5.40%)	51
5.3.2 Reparaciones por Corrosión – COR (79.939 – 20.08% Barriles).	53
5.3.3 Estado de los pozos	53
5.3.4 Balance de producción de Agua	55
6. MODELO RBI PARA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PARA INTEGRIDAD DE TUBERÍAS	56
6.1 REQUERIMIENTOS CORPORATIVOS	56
6.1.1 Regulaciones Colombianas	56
6.1.2 Requerimientos Corporativos	56
6.2 DOCUMENTACIÓN Y REPORTE DEL MODELO GESTIÓN DE INTEGRIDAD	57
6.2.1 Jerarquía de Documentación	57
6.3 ORGANIZACIÓN Y RESPONSABILIDADES	60
6.3.1 Organización de Integridad	60
6.3.2 Roles Y Responsabilidades	60
6.3.3 Aseguramiento de Competencia	64
6.4 CICLO DE ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD DE TUBERÍAS	64
6.5 EVALUACIÓN DE RIESGO	68
6.6 PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS	69
6.6.1 Calificación De Consecuencias	73
6.6.2 Evaluación de Riesgo	78
6.7 PLANEACIÓN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	79
7. PLAN MANTENIMIENTO PARA INTEGRIDAD DE TUBERIAS	83

7.1. METODOS, TÉCNICAS Y/O ENSAYOS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO	84
7.1.1. ILI -Norma Api 1163 /Norma NACE RP 0102-2002	85
7.1.2. Prueba hidrostática Norma API RP 1110	85
7.1.3. CIS-Norma NACE SP 0207-07	86
7.1.4. PCM– Norma NACE SP 0207-07	86
7.1.5 DCVG - Norma NACE SP 0207-07	86
7.1.6 Ondas guiadas ASTM E2725 -11	87
7.1.7 Ultrasonido - Norma ASTM E164-13	87
7.1.8 Estudios geotécnicos	89
7.1.9 Monitoreos con Cupones de corrosión – NACE RP 0775	89
7.1.10 Cromatografías Norma ASTM D 1945-3	89
7.2 ESTRATEGIA Y PLAN DE REPARACIÓN	90
7.2.1 Reparación con Camisa Tipo “B”.	90
7.2.2 Refuerzos Mecánicos NO Metálicos (material compuesto)	91
7.2.3 Reemplazo de Tubería	92
8. CONCLUSIONES	93
9. RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFIA	95
ANEXOS	99

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diferidas de Pérdidas de Producción 2008-2013	23
Figura 2. Eventos de Perdidas de Producción por Corrosión 2008-2013	24
Figura 3. Objetivos del mantenimiento diferentes generaciones a través del tiempo	29
Figura 4. Evolución de las técnicas de mantenimiento	30
Figura 5. Tipos de fallo y probabilidad de ocurrencia	31
Figura 6. Clasificación típica del mantenimiento preventivo	35
Figura 7. Probabilidad vs. Consecuencia (4)	37
Figura 8. Líneas de Riesgo Iso (Probabilidad vs. Consecuencia)5	38
Figura 9. Matriz den criticidades. La combinación da como resultado seis niveles de criticidad: N (Negligible), L (Low), M (Medium), MH (Medium High), H (High) y E (Extreme. (6)	39
Figura 10. Ubicación Geográfica Bloques de Producción e explotación	44
Figura 11. Porcentajes del Estado Actual de Pozos	48
Figura 12. Producción 2014-2016	49
Figura 13. Perdidas de Producción Enero - Junio 2013/2014	50
Figura 14. Perdidas de Producción por Integridad en Líneas de Flujo.	52
Figura 15. Pérdidas de Producción por Integridad.	52
Figura 16. Pérdidas de producción	53
Figura 17. Porcentajes del Estado Actual de Pozos	54
Figura 18. Organigrama de Gestión de Integridad de la Tubería.	60
Figura 19. Resumen del Proceso de Gestión de Integridad	66
Figura 20: Diagrama de Flujo del Proceso de Gestión de Integridad	67
Figura 21. Matriz de riesgo	69
Figura 22. Representación del área unitaria para la que la clase ocupacional es determinada	76

Figura 23. Matriz de Riesgo	78
Figura 24. Valuación de Riesgo	79
Figura 25. Plan Mantenimiento (inspección y reparación)	83
Figura 26. Esquema de una reparación con camisas tipo B	91

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Niveles y comparación RBI	40
Tabla 2. Determinación del Factor de Intervalo.	41
Tabla 3. Porcentajes por Asociación para la participación en la Producción.	46
Tabla 4. Tipos de Estación y Subestación para la bombeo de Producción	46
Tabla 5. Balance de Producción entre el 2013 – 2014.	47
Tabla 6. Cantidades de Pozos de Producción - PERENCO	54
Tabla 7. Cantidades de Pozos de Producción - PERENCO	55
Tabla 8. PIMS Roles y Responsabilidades	61
Tabla 9. Definiciones Típicas de calificación de consecuencia para diferentes aspectos de falla de tubería.	74
Tabla 10. Definiciones de calificaciones de impacto ambiental	75
Tabla 11. Definiciones de clase ocupacional	75
Tabla 12. Clasificación de consecuencia para tuberías de líquidos (crudo, agua)	77
Tabla 13. Calificación de consecuencia para tuberías de gas	78
Tabla 14. Resumen de Métodos de Inspección y Monitoreo	80
Tabla 15. Métodos de Reparación por tipo de defecto	90
Tabla 16. Tabla de Ventajas para Reparación con Refuerzos NO Metálicos	91

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PROGRAMA GESTIÓN INTEGRIDAD	99

ABREVIATURAS

Término	Explicación
ACVG	Gradiente de Voltaje de Corriente Alterna
ARP	Persona Responsable de Activos
CIS	Estudio Interno Cerrado
DCVG	Gradiente de Voltaje de Corriente Directa
DFI	Diseño, Fabricación e Instalación (Dossier)
ERF	Factor Estimado de Reparación
ERP	Plan de Respuesta de Emergencia
FIMS	Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones
HSE	Salud, Seguridad, Ambiente
IMR	Rutina de Inspección y Monitoreo
IMS	Sistema de Gestión de Integridad
KPI	Indicador Clave de Desempeño
MAOP	Máxima Presión de Operación Admisible
MFL	Fuga de Flujo Magnético
MOC	Manejo del Cambio
PIMS	Sistema de Gestión de Integridad de Tuberías
PMR	Rutina de Mantenimiento Planeado
PRP	Persona Responsable de la Tubería
PTA	Evaluación Técnica de Tubería
ROW	Derecho de Paso
SIMS	Sistema de Gestión de Integridad Estructural
UT	Ensayo Ultrasónico
WRT	Con Respecto a

GLOSARIO

Abolladura: Depresión en la superficie del tubo.

Ánodo: Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

Anomalía: Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.

Camisas mecánicas: dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica o envolventes atornilladas o soldadas en la sección de la tubería

Cátodo: Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.

Conexiones: Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tes, bridas, reducciones, codos, "tredelets", "weldolets", "socolets", etc.

Corrosión: Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

Daño mecánico: Es aquel producido por un agente externo, ya sea por impacto, rayadura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.

Defecto: Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.

Derecho de vía: Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

Herramienta inteligente: Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.

Ducto: Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).

Esfuerzo: Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa en kPa o lb/pulg².

Espesor nominal de pared: Es el espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.

Grieta: Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.

Inhibidor de corrosión: Compuesto químico orgánico o inorgánico que se adiciona al fluido transportado en concentraciones adecuadas para controlar o disminuir la velocidad de corrosión.

Junta de aislamiento: Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.

Mantenimiento correctivo: Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

Picadura: Corrosión localizada confinada a un punto o a una área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.

Presión de diseño: Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1,1 veces la presión de operación máxima.

Presión de operación máxima (POM): Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.

Presión Interna: Es la presión generada en las paredes internas de la tubería por efecto del fluido transportado.

Protección catódica: Es el procedimiento electroquímico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidos contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.

Rayón o tallón: Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.

Válvula de alivio: Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

Válvula de seccionamiento: Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto.

RESUMEN

TITULO: MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA GESTION DE INTEGRIDAD MECANICA DE DUCTOS EN PERENCO COLOMBIA LIMITED. CASANARE*.

AUTOR: GERMAN FRANCISCO MUÑOZ**.

PALABRAS CLAVE: INTEGRIDAD, CORROSION, GAS NATURAL, PLANES MITIGACIÓN, RIESGO, GASODUCTO, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DE PROCESOS.

DESCRIPCIÓN: El concepto de Integridad se define básicamente como la seguridad y confiabilidad de los procesos. El presente trabajo de monografía tiene como fin principal, presentar la mejor propuesta para mejorar el proceso de Integridad del O&G producido en el Campo Casanare y asegurar la integridad de los ductos y equipos para el transporte del mismo.

La base para el desarrollo de este proyecto, es información técnica del proceso de O&G producido en el campo casanare, suministrada por Perenco durante su operación en Colombia.

Este documento está diseñado para proveer antecedentes y guía técnica detallada para realizar una evaluación de riesgos de tuberías de acuerdo con los Estándares Corporativos de **PERECO COLOMBIA LIMITED**. El documento está estructurado para proporcionar información detallada sobre temas específicos para una fácil referencia, y los pasos a través de las tareas principales involucradas en el proceso de evaluación de riesgos.

Luego se estructura y establece un Plan de Integridad que asegure la operación segura y confiable de las líneas de Producción, Transferencia, Inyección y proceso: mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo; basado en una Análisis RBI (Inspección Basada en Riesgos) para valorar por amenaza c/u de estos activos para así priorizar el Plan de Integridad y evitar cualquier pérdida de contención de sus líneas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: José Fernando Barrera

ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE MODEL FOR THE MANAGEMENT OF MECHANICAL INTEGRITY OF PIPELINE IN PERENCO COLOMBIA LIMITED CASANARE * .

AUHTOR: GERMAN FRANCISCO MUÑOZ ** .

KEYWORDS: INTEGRITY, CORROSION, NATURAL GAS, MITIGATION, RISK, GAS PIPELINE, SAFETY AND PROCESS RELIABILITY PLANS.

DESCRIPTION: The concept of Integrity is basically defined as the security and reliability of processes. The main purpose of this monograph is to present the best proposal to improve the O & G Integrity process produced in the Casanare Field and to ensure the integrity of the pipelines and equipment for the transportation of the same.

The basis for the development of this project is technical information on the O&G process produced in the Casanare field, supplied by PERENCO during its operation in Colombia.

This document is designed to provide background and detailed technical guidance for conducting a pipeline risk assessment in accordance with the PERECO COLOMBIA LIMITED Corporate Standards. The document is structured to provide detailed information on specific topics for easy reference, and steps through the core tasks involved in the risk assessment process.

Then it is structured and establishes an Integrity Plan that assures the safe and reliable operation of the Production, Transfer, and Injection and Process lines: predictive, preventive and corrective maintenance; Based on an RBI (Risk Based Inspection) Analysis to value by threat of these assets in order to prioritize the Integrity Plan and avoid any loss of containment of its lines.

INTRODUCCIÓN

* *Word Degree*

** *Faculty of Physical – Mechanical Engineering. School Mechanical Engineer. Director: José F. Barrera*

El documento está elaborado para determinar la mejor estrategia de integridad mediante la Evaluación de Riesgos de Tuberías la cual proporcionar un acercamiento/metodología clara para realizar un modelo de GESTION de MANTENIMIENTO que integre la gerencia de riesgo como parte del proceso para cumplir los requerimientos del Sistema de Gestión de Integridad de Tuberías (PIMS) de PERENCO COLOMBIA LIMITED.

Se entiende que este documento hace parte PIMS (Pipeline Integrity Management System), que, junto con los Estándares Corporativos de PERENCO COLOMBIA LIMITED, tiene como objetivo contribuir a la ejecución de operaciones que garanticen excelencia en seguridad operacional, salud y cuidado al medio ambiente.

Este modelo de Gestión de Mantenimiento proporciona una guía para la realización de evaluaciones de riesgo para las tuberías dentro o entre yacimientos de PERENCO y ESTACIONES; está diseñado específicamente para “tuberías activas” construidas para PERENCO, de acuerdo con las especificaciones de la empresa, códigos, normas, estándares internacionales y las mejores prácticas de la industria.

El documento es aplicable a todo tipo de tuberías (transporte y transferencia) instaladas en cualquiera de los distritos de PERENCO, y cubre los siguientes tipos de fluidos:

- Tuberías de crudo, incluyendo fluidos tales como condensados, gasolina, etc.
- Tuberías de Gas
- Tuberías de Agua

Con el fin de proporcionar la mejor estrategia para conseguir el objetivo, el documento está hecho y abarcando las diferentes etapas con la contextualización

de los activos del campo, la identificación la criticidad de las líneas, así mismo establecer la LINEA BASE que permitirá determinar las actividades pre-liminares de FASE I; para estructurar la FASE II en Gestión de Mantenimiento. Se utiliza para tuberías industriales, sistemas de proceso, tuberías, estructuras y muchos otros tipos de activos en estos sectores.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad PERENCO COLOMBIA LIMITED posee 22 estaciones entre las cuales se cuentan con líneas de producción, inyección de agua y tratamiento del petróleo para su transporte a través de las líneas de producción y transferencias por todas las estaciones que conforman el DISTRITO NORTE para PERENCO.

Las líneas del distrito Norte están conformadas de la forma:

- **Líneas de Crudo** = 583 Km.
- **Líneas de Inyección de Agua** = 31.5 Km.
- **Líneas de Gas** = 403 Km.

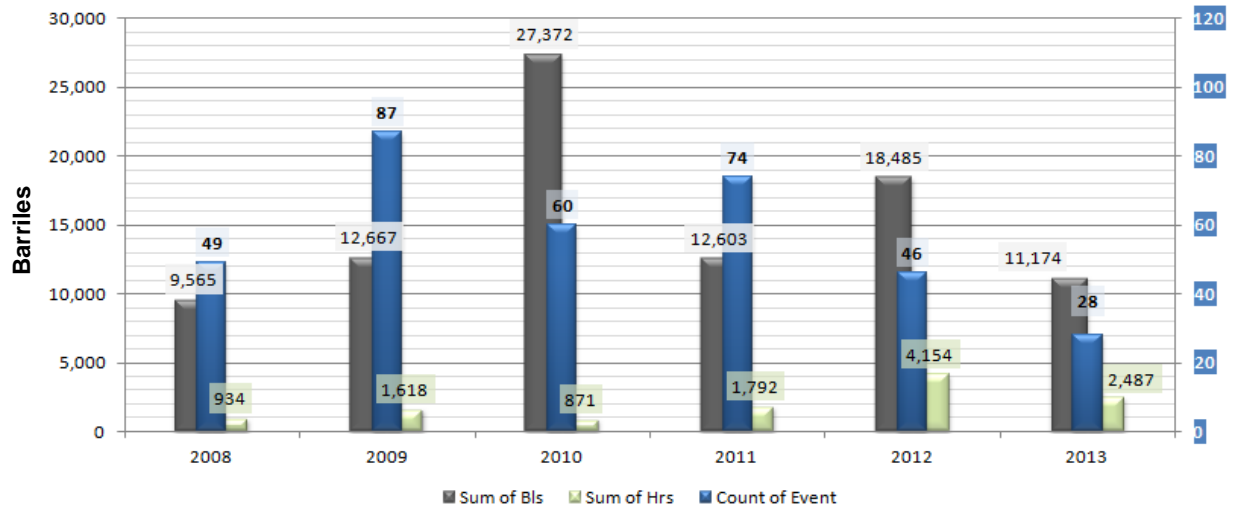
Conformando en su totalidad una longitud aprox. total de 1020 km; parte fundamental para realizar están las líneas de transferencias del crudo a su destino final de venta a la última ESTACIÓN ARAGUANEY – ECOPETROL.

Durante los 5 años se ha llevado el record de pérdidas de contención a causa de no realizar una buena gestión en el mantenimiento de líneas de transferencia y/o producción, no se le a dado las prioridades para el remplazo parcial ó total de líneas de transferencias en todo el Distrito Norte de PERENCO, ya que no se han teniendo en cuenta las rutinas de inspecciones realizadas durante el 2011-2012-2013; en el corrido del año se han reportado 28 poros en las líneas, ocasionando unas diferidas asociadas en 11.000 Barriles de Producción. (*Ver Figura 1.*)

Los causas inmediatas identificadas por la cual no se ha llevado un buen modelo mantenimiento basado en Gestión de Integridad Mecánica Ductos; es porque no se identificaba, ni valorado, ni jerarquizaba las amenazas a las cuales están expuestas líneas de producción y transferencia, dando como resultado perdidas de contención en casi todas la líneas para lo cual se presentan dificultades para

ingreso al área con ocasiones de contingencias sufridas, generando impactos negativos al Medio Ambiente, comunidad y empresa donde se encuentran las operaciones.

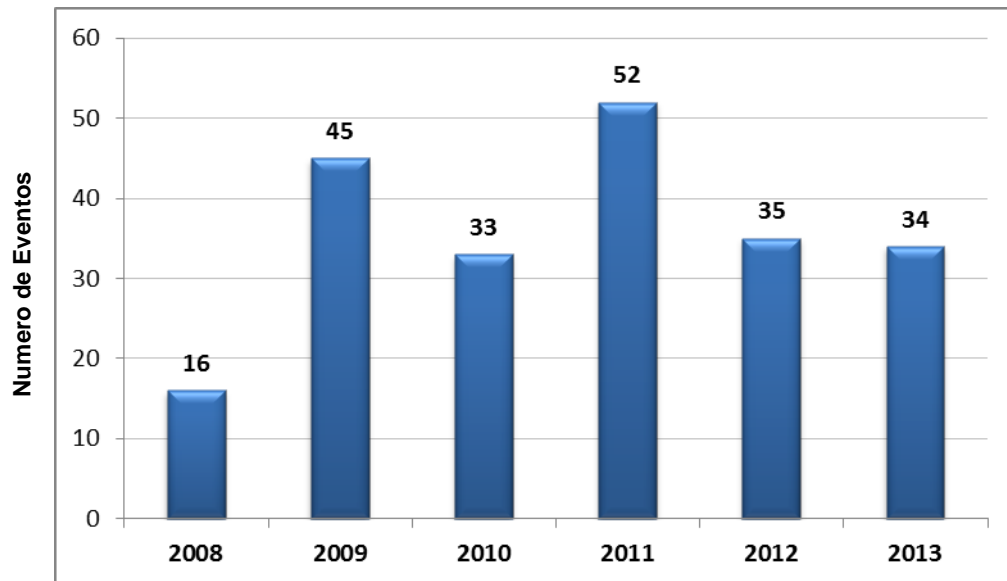
Figura 1. Diferidas de Pérdidas de Producción 2008-2013



Fuente: PIMS – Pipeline Integrity Manament System.

Las pérdidas de contención se han presentado en su mayoría entre el 2008 y 2010 por causas identificadas en el 2013 de Corrosión Interna y Externa. (Ver Figura. 2)

Figura 2. Eventos de Pérdidas de Producción por Corrosión 2008-2013



Fuente: PIMS – Pipeline Integrity Manament System.

En la actualidad **PERENCO COLOMBIA LIMITED** en toda su operación que suma 30 años con un pasivo alto para la infraestructura de líneas enterradas/aéreas; de las cuales se resume que las fallas pueden ser debido a las siguientes amenazas:

- *Corrosión Externa*
- *Corrosión Interna*
- *Stress Corrosión Cracking*
- *Defectos en la tubería (fabrica)*
- *Malas prácticas y procedimientos en la soldadura.*
- *Mal funcionamiento en las válvulas de alivio y control en la operación.*
- *Procedimientos incorrectos bajo los parámetros establecidos de operación.*

En la mayoría de ocasiones las fallas se presentan en el Recubrimiento Exterior (mala preparación en la superficies, malos esquemas de aplicación en revestimientos), malas prácticas en la aplicación de Inhibidores de corrosión interior; sumándole bajos niveles de en los SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA por debajo del estándar permitido por la NACE (***Asociación Nacional***

de Ingenieros en Corrosión); dando como resultados en la inspecciones programadas que aproximadamente el 80% de las mediciones de potenciales muestran un valor de protección por debajo de 3 criterios de protección catódica de la norma **NACE RP 0169-13**¹; que rige para su protección contra la corrosión y en algunos casos sin ninguna Sistema de Protección Catódica debido a falta de inspección y mantenimiento de las URPC – Unidad Rectificadora Protección Catódica, no existe aplicación de estándares API, NACE, ASTM para evaluar la integridad; por esta razón se requiere atender la demanda de mantenimientos en las líneas y así protegerlas bajo las actuales condiciones, además de jerarquizar y priorizar la campaña de reemplazo de líneas 2014/2015/2016.

Adicionalmente en los últimos años las líneas de producción aumentaron, se rehabilitaron líneas para inyección antiguas y no se revaluó la criticidad o integridad para la utilización nuevamente de estas líneas; las cuales presentaban en algunos casos baja integridad, para priorizar como mínimo la adecuada ejecución de mantenimiento para las líneas de producción y transferencia para su reutilización.

¹ NACE 0169-2013 “Control of External Corrosion on Underground on Submerged Metallic Piping Systems”.

2. JUSTIFICACIÓN

En el corrido de los últimos años (2008 - 2016) el área de RSE (Responsabilidad Social Empresarial) ha tenido dificultades para ingreso a las áreas con ocasión de las pérdidas de contención a causa de las contingencias sufridas, generando impactos negativos en la comunidad, empresa y medio ambiente para realizar los mantenimientos correctivos donde se encuentran instaladas las LÍNEAS DE TRANSFERENCIAS del DISTRITO NORTE - PERENCO.

Para el corrido de este año 2015 no se había contado con permiso por parte del departamento de tierras RSE por diferencias con los colonos para la elaboración de las actividades, ahora se cuenta con el aval en algunas áreas

Actualmente está en proceso de realizar la FASE I para atender los las rutinas de inspección; las cuales conllevan a realizar los mantenimientos, que consta en atender los reemplazos de tubería tramos afectados correctivamente y algunos casos preventivamente (FASE - I y II 2013/2016).

Es importante realizar este proyecto pues se busca establecer una propuesta para mejorar el sistema mantenimiento y confiabilidad que corrija toda falla que se presenta durante las pérdidas de contención e integridad las líneas de producción y transferencia.

También se busca que este documento sea una herramienta útil tanto para las personas interesado de **PIMS (PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM)** y **PRODUCCIÓN**; pues lo que se busca es generar la estrategia más acorde al historial de fallas y así mismo priorizar estos eventos para realizar los correctivos del caso antes que suceda un evento que lamentar a causa pérdida de contención

y genere pérdidas incalculables al MEDIO AMBIENTE, PERSONAS e imagen de PERENCO COLOMBIA LIMITED.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar modelo de mantenimiento para la Gestion de Integridad Mecanica de ductos en PERENCO COLOMBIA LIMITED.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar la Descripción Operacional de los Campos de PERENCO COLOMBIA LIMITED en CASANARE.
- Definir un Modelo de Gestión Mantenimiento para Integridad tuberías PERENCO COLOMBIA LIMITED basado en el Modelo RBI (Risk-Based Inspection) – Inspección Basada en Riesgos, para estructurar un Plan de Mantenimiento para la Integridad de Tuberías.
- Determinar la metodología en Integridad de tuberías para PERENCO COLOMBIA LIMITED; identificando los mejores métodos y prácticas de mantenimiento para diferentes actividades de Gestión de Integridad de Tuberías en el Dpto. PIMS (Pipeline Integrity Management System)

4. MARCO TEÓRICO

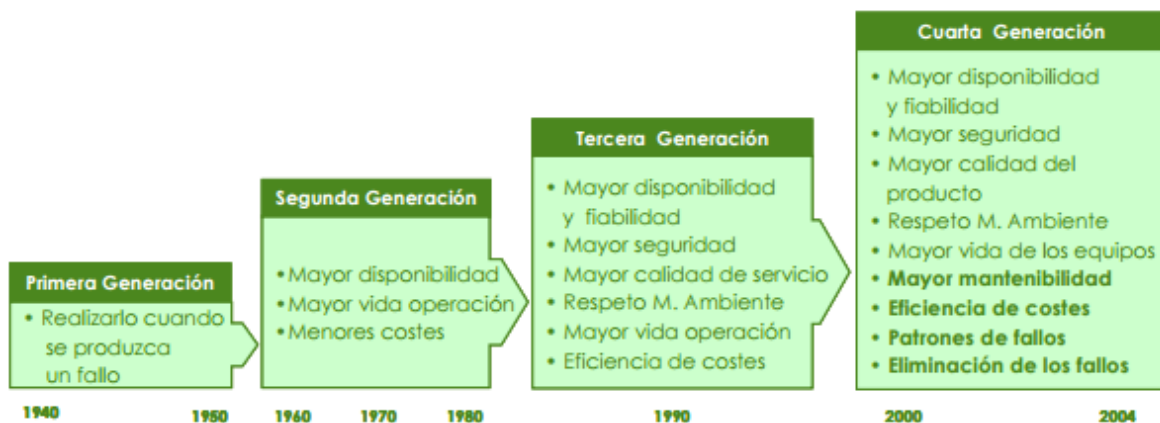
El desarrollo del presente documento está fundamentado en las diferentes literaturas enfocadas hacia la gestión de mantenimiento, específicamente en las áreas relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo.

El concepto de mantenimiento se define comúnmente como “el conjunto de técnicas destinado a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible (buscando la más alta disponibilidad) y con el máximo rendimiento”².

A lo largo de la historia el mantenimiento ha presentado varias etapas de desarrollo, encontrándose actualmente en la denominada cuarta generación y en cada una de estas etapas se han desarrollado diferentes técnicas que actualmente se combinan y son utilizadas para las actividades de mantenimiento.

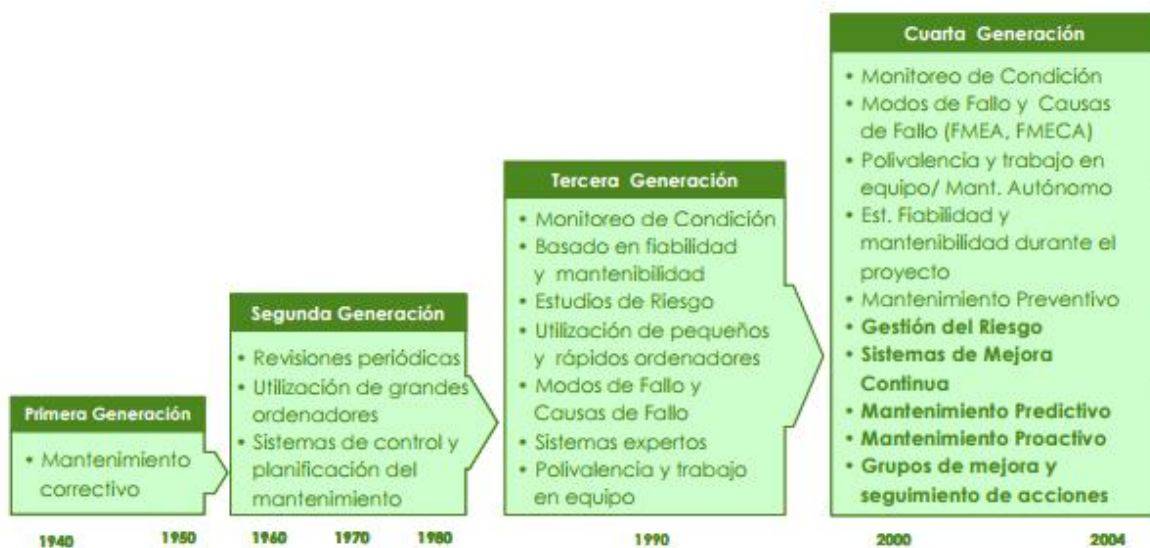
Figura 3. Objetivos del mantenimiento diferentes generaciones a través del tiempo

² GARRIDO Santiago García .Organización y gestión integral de mantenimiento., Editorial Díaz de santos, Albasanz, Madrid 2003. Disponible en <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/OED/mantenimiento.htm>



Fuente: GONZALES QUIJANO Javier García. Mejora en la confiabilidad operacional de la energía eléctrica: desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo (RBM) Tesis de master en gestión técnica y económica en el sector eléctrico. Madrid 2004. Universidad pontificia Comillas. P.28

Figura 4. Evolución de las técnicas de mantenimiento



Fuente: GONZALES QUIJANO Javier García. Mejora en la confiabilidad operacional de la energía eléctrica: desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo (RBM) Tesis de master en gestión técnica y económica en el sector eléctrico. Madrid 2004. Universidad pontificia Comillas. P.28

Con el desarrollo de las técnicas de mantenimiento y el estudio especializado del mantenimiento como una área de ingeniería se establecieron diferentes modos de

falla y en la actualidad se tiene establecida la denominada curva de la bañera como la forma de representación más común para la los modos o patrones de falla de acuerdo a la edad de los equipos o sistemas.

Figura 5. Tipos de fallo y probabilidad de ocurrencia



Fuente: RUIZ ACEVEDO Adriana María. Monografía de grado, Gerencia de mantenimiento, Modelo para la implementación de mantenimiento predictivo en las facilidades de producción de petróleo, Bucaramanga 2012

La manera de interpretación para cada uno de los patrones de falla es la siguiente:

- Patrón de falla A: Presenta una alta probabilidad de falla temprana denominada “mortalidad infantil” y se mantiene constante y con un bajo nivel de probabilidad de falla por un largo periodo de tiempo hasta alcanzar un punto en el cual conviene reemplazar para evitar una falla.
- Patrón de falla A, B y C: Presentan tendencias de aumento de probabilidad de falla de acuerdo al paso de tiempo.
- Patrón de falla D: Las fallas presentan un comportamiento aleatorio y puede ocurrir en cualquier momento

- Patrón de falla E: Presenta una elevada probabilidad de falla temprana y un comportamiento aleatorio con el paso del tiempo.

De acuerdo a lo anterior se aprecia la alta probabilidad de mortalidad infantil la cual supera el 50%, lo cual es importante teniendo en cuenta que esta probabilidad de falla está presente en los equipos cada vez que estos son sujetos a reparaciones o cambio de elementos.

Tradicionalmente se clasifican diferentes tipos de mantenimiento los cuales se diferencian por el tipo de tareas que se desarrollan en cada uno y existen adicionalmente diferentes técnicas, filosofías, metodologías de mantenimiento.

Clasificación típica de los tipos de mantenimiento³ .

- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento basado en el tiempo (MBT)
- Mantenimiento basado en condición (MBC)

Clasificación típica de las técnicas y/o filosofías de mantenimiento⁴

- Mantenimiento Total Productivo (TPM)
- Mejoramiento de la calidad operacional
- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad ((RCM)
- Mantenimiento Basado en Riesgo (MBR)
- Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en Reserva (MCC-R)
- Análisis Causa Raíz (ACR)

³ FUENTES DÍAS David Alfredo. Presentación Sistemas de Información en Mantenimiento, Escuela de ingeniería Mecánica, Especialización en gerencia de mantenimiento ,Abril 2013

⁴ GONZALES QUIJANO Javier García. Tesis de master en gestión técnica y económica en el sector eléctrico, "Mejora en la confiabilidad operacional de la energía eléctrica: desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo (RBM) Madrid 2004.

- Análisis de Criticidad (AC)
- Optimización Costo Riesgo (OCR)
- Inspección basada en Riesgo (RBI)
- Entre otras

Para el desarrollo del presente documento y caso de estudio se profundiza en las metodologías del mantenimiento correctivo y preventivo enfocado a sistemas eléctricos y sistemas de protección catódica en el sector de hidrocarburos

4.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Establece que un equipo funcione hasta desarrollar una falla que afecte la función para la cual está destinado, una vez falla el equipo se realiza la reparación correspondiente, es puesto en operación y se repite el ciclo. Es importante anotar que en la mayoría de los casos toda labor de mantenimiento correctivo exige atención inmediata.

Actualmente el mantenimiento correctivo es poco utilizado en empresas e industrias organizadas, sin embargo se realiza cuando se presentan situaciones como las siguientes:

- El costo del equipo es bajo y por lo tanto fácil y económicamente rentable el cambio del mismo comparado con otros tipos de mantenimiento.
- Mantener al 100% en operación el equipo en procesos productivos durante determinados intervalos de tiempo.
- El equipo tiene sistema redundante

Sin embargo, teniendo en cuenta las situaciones presentadas anteriormente, es necesario realizar un análisis más a fondo riguroso para determinar y establecer que los costos indirectos por paradas imprevistas en sistemas de producción

asociados al mantenimiento correctivo de un equipo específico efectivamente resultan aceptables y que el mantenimiento correctivo sí es una buena opción.

Existe una clasificación básica del mantenimiento correctivo:

- Planificado o proactivo
- No planificado o de emergencia

4.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

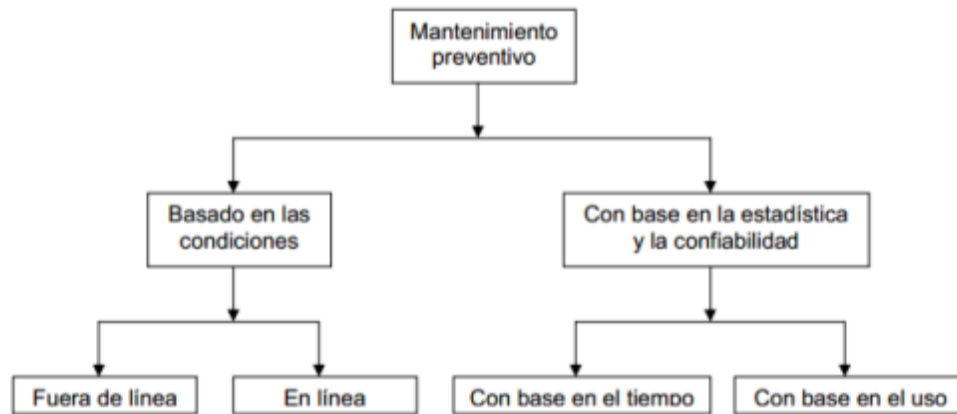
El mantenimiento preventivo son todas aquellas actividades destinadas a prevenir y evitar fallas en un equipo manteniendo las condiciones de operaciones a través del tiempo mediante inspecciones planeadas y programadas con el evitar paradas o fallas inesperadas.

En forma general un mantenimiento preventivo debe considerar dos aspectos importantes como lo son:

- Inspecciones periódicas de los elementos y componentes de un sistema y del conjunto completo para identificar posibles y latentes condiciones de falla.
- Acciones correctivas basadas en los resultados de las inspecciones para evitar la falla y prevenir daños mayores o paradas totales.

Es posible clasificar el mantenimiento preventivo de forma general así:

Figura 6. Clasificación típica del mantenimiento preventivo



Fuente: DUFFUAA, Salih. Sistemas de mantenimiento planeación y control. Mexico Limussa, 2002

Algunos de los múltiples beneficios y valores agregados a un plan de mantenimiento preventivo son los siguientes:

- Disminuye el número de paradas inesperadas
- Reduce el número de reparaciones correctivas repetidas
- Mantiene y en ocasiones incrementa los niveles de producción y calidad en los productos.
- Reduce y permite optimizar los inventarios
- Eliminación de los denominados reemplazos prematuros
- Reduce costos por mano de obra ocasionada por reparaciones imprevistas.
- Aumenta los niveles de seguridad en las operaciones, maquinaria y personal

Para la implementación de un programa de mantenimiento preventivo es necesario que se desarrolle paso a paso y por sectores, integrando de manera paulatina todas y cada una de las áreas hasta alcanzar un plan de mantenimiento completo y específico para cada equipo y componente

4.3 MANTENIMIENTO BASADO EN RIESGO (RBI)

Debido a lo acelerado y complejo que resulta actualmente la Toma de Decisiones en los procesos productivos, muchas veces las empresas se ven obligadas a ejecutar acciones de inversión basadas en información incompleta, incierta o difusa, debiendo a su vez producir con más bajo costo, mejor calidad y mayor nivel de Confiabilidad. Es por ello que muchas de las más importantes empresas del mundo utilizan cada vez más intensamente las disciplinas y metodologías de Ingeniería de Confiabilidad, Análisis de Riesgos y Gerencia de la Incertidumbre. Más aún, la tendencia es hacia la utilización de enfoques integrados, como Confiabilidad Integral⁵.

La historia nos dice que el 80% de los riesgos en las plantas industriales, en general, el 20% se relacionan con el equipo de presión. Para ser más eficiente con las inspecciones y el mantenimiento, es muy útil para identificar este 20% o más⁶.

El propósito de la clasificación de riesgo del equipo es proveer las bases para tener una idea de la inspección directa de riesgo donde los recursos de mantenimiento (tiempo y dinero) se pueden optimizar en el programa de inspección. Esto da como resultado operaciones más seguras y fiables, mientras se controlan los recursos. Los pagos de los programas de Inspección basada en el Riesgo están en promedio alrededor de 10 a 1⁷.

4.3.1 ¿Por qué necesitamos RBI? A continuación algunos argumentos por los cual se requiere RBI:

- La inspección basada en riesgo puede reducir el riesgo de fallas de alta consecuencia

⁵ The Hendrix Group, Introduction to Risk Based Inspection, Primera Edición Agosto 1996.

⁶ *Ibíd.*

⁷ Asociación Argentina de Materiales, Estudio De "Inspección Basada En Riesgo" De Una Unidad De Alquiler Con Hf, Setiembre del 2009.

- Mejorar la rentabilidad de los recursos de inspección y mantenimiento
Proporcionar una base para la transferencia de recursos de menor a equipos de mayor riesgo
- Medir y comprender los riesgos asociados a los programas de inspección en curso
- Medida de reducción del riesgo como consecuencia de las prácticas de inspección

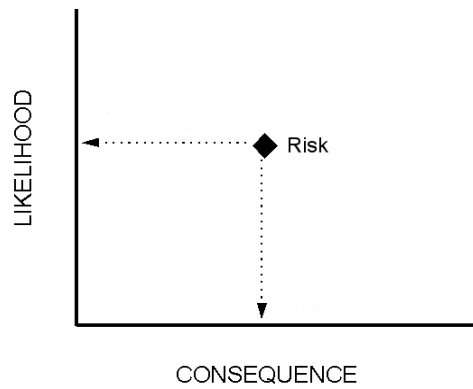
4.3.2 Capacidades de la Inspección Basa en el Riesgo La Inspección Basa en el Riesgo (RBI) tiene la capacidad de hacer lo siguiente:

- Evaluar los planes actuales de inspección para determinar las prioridades para las inspecciones
- Evaluar los planes de futuro para la toma de decisiones
- Evaluar los cambios a las operaciones básicas que afectan a la integridad del equipo
- Identificar crítica contribuyentes al riesgo que de otro modo puede ser pasado por alto
- Establecer niveles óptimos económicos de la inspección pesadas contra la reducción del riesgo
- Incorporar los niveles de "riesgo aceptable"

4.3.3 Medición del Riesgo El riesgo es una combinación de la probabilidad y consecuencia.

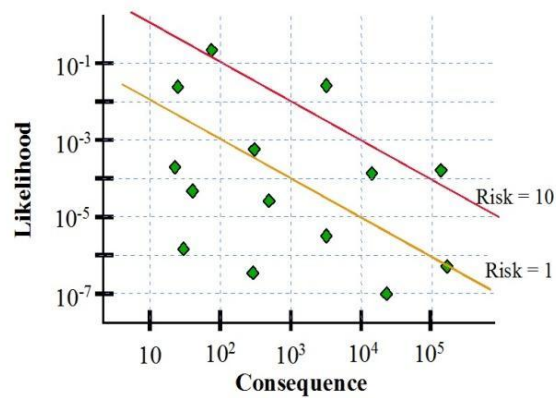
Una forma de ilustrar el riesgo es para mostrar los factores de riesgo y las consecuencias en un gráfico XY.

Figura 7. Probabilidad vs. Consecuencia



Fuente: Probabilidad vs. Consecuencia⁸

Figura 8. Líneas de Riesgo Iso (Probabilidad vs. Consecuencia)



Fuente: Líneas de Riesgo Iso (Probabilidad vs. Consecuencia)⁹

Otra forma de medir el riesgo a través de un método cuantitativo. En la siguiente Figura 9. Matriz de Criticidades se puede apreciar los índices de riesgo según el color, siendo el de menor jerarquía el color blanco y el de mayor jerarquía el color rojo.

⁸ American Petroleum Institute, API RP 580, API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection, Primera Edición Mayo del 2002.

⁹ The Hendrix Group, Introduction to Risk Based Inspection, Primera Edición Agosto 1996.

Figura 9. Matriz den criticidades. La combinación da como resultado seis niveles de criticidad: N (Negligible), L (Low), M (Medium), MH (Medium High), H (High) y E (Extreme.)

		CRITICIDAD					
		E	MH	MH	H	E	E
CLASE DE PROBABILIDAD	E	MH	MH	H	E	E	
	H	M	MH	MH	H	E	
	M	M	M	M	MH	H	
	L	L	L	M	MH	MH	
	N	N	L	M	M	MH	
CLASE DE CONSECUENCIA		N	L	M	H	E	

Fuente: Asociación Argentina de Materiales, Estudio De “Inspección Basada En Riesgo” De Una Unidad De Alquiler Con Hf, Septiembre del 2009.

4.3.4 Niveles de la Inspección Basada en el Riesgo El procedimiento API RBI tiene tres niveles de análisis:

Nivel I - Herramienta de la investigación que rápidamente se pone de relieve el riesgo que los usuarios de equipos de alto riesgo tal vez desee evaluar en mayor detalle.

Nivel II - un paso más cerca de ser un análisis cuantitativo de Nivel I, y se trata de un enfoque debajo de la escala de nivel III. Proporciona la mayor parte del beneficio del análisis Nivel III, pero que requiere menos de entrada de nivel III.

Nivel III - enfoque cuantitativo del RBI que proporciona el análisis más detallado de los tres niveles.

Tabla 1. Niveles y comparación RBI

	I	II	III
Level Definition	Qualitative	Quantitative	Quantitative
Process Inputs	Ranges	Actual Number	Actual Number
Damage Mechanisms	High, Medium, Low Susceptibility	Damage Factor 1 – 5,000 Range	Damage Factor 1 – 5,000 Range
Safety Risk	5 x 5 Matrix Location	Consequence Area, Damage Factor, 5 x 5 Matrix	Consequence Area, Failure Frequency, Quantified Risk
Financial Risk	Business Interruption Only	N/A	Safety, Production, Environmental

Fuente: The Hendrix Group, Introduction to Risk Based Inspection, Primera Edición Agosto 1996.

4.3.5 Metodología La metodología Inspección Basada en Riesgo está fundamentada en las normativas API RP-580 y API PUB-581 y que permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas.

El objetivo fundamental del RBI es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).

Existe una “Metodología RBI mejorada o Metodología Integrada para la Integridad Mecánica de Activos” se basa en la integración de las metodologías de Inspección Basada en Riesgos, “Valoración del Riesgo por Corrosión” (VRC), Integridad Mecánica (IM) y modelaje probabilístico del deterioro, lo cual permite ampliar el espectro de cobertura de mecanismos de deterioro considerados en el enfoque clásico del IBR.

La inspección basada en riesgo sigue la siguiente metodología:

- Recolección de datos e información. Análisis del riesgo.
- Evaluación de consecuencias.
- Evaluación de la probabilidad de falla (veces/año). Evaluación del riesgo (mediante matriz de riesgos). Clasificación de los riesgos.
- Revisión del plan de inspección.
- Reevaluación del plan de inspección

Para mantener el análisis RBI actualizado, se requiere de una revisión regular del mismo. Algunos eventos que sugieren realizar una revisión son: paradas de planta (planeadas o no), excursiones en la ventana operativa y cambios en la planta (incluyendo cambios en las condiciones de proceso).

4.3.6 Mecanismos de corrosión dependientes del tiempo Son mecanismos de degradación estables, tienen una velocidad de corrosión constante en el tiempo, la cual no cambia drásticamente cuando ocurren pequeñas variaciones en las condiciones de proceso. Los mecanismos de este tipo asignados a la unidad son: Corrosión por HF, Corrosión Bajo Depósito, Corrosión por Agua de Enfriamiento y Corrosión por Soda Cáustica.

El nivel de criticidad y el índice de confianza se combinan en una tabla de doble entrada (Tabla 1) para obtener un Factor de Intervalo. La Tabla 1 es ilustrativa y no corresponde con la empleada durante el RBI, dado que es de carácter confidencial. El factor de intervalo es un número que, al multiplicarlo por la vida remanente, determina el máximo intervalo entre inspecciones.

Tabla 2. Determinación del Factor de Intervalo.

Factor Intervalo	de	Indice de Confianza		
		1	2	3
Críticidad	M	0.1	0.2	0.3
	L	0.2	0.3	0.4
	N	0.3	0.4	0.5

Fuente: Asociación Argentina de Materiales, Estudio De “Inspección Basada En Riesgo” De Una Unidad De Alquiler Con Hf, Septiembre del 2009.

5. DESCRIPCIÓN OPERACIONAL CAMPOS PERENCO – CASANARE

5.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

PERENCO COLOMBIA LIMITED inició operaciones en Colombia en 1993 después de la adquisición de activos en la cuenca de los Llanos, fue uno de los pioneros en iniciar operaciones en el Departamento del Casanare; veinte años después de haber iniciado producción, hoy en día tiene un promedio de 18 000 barriles por día (100% de aceite).¹⁰

La producción se ha mantenido a través del continuo desarrollo de campos maduros y el desarrollo de campos marginales que demandan una red de más de 1000 kilómetros de líneas de transferencia.

Socios:	ECOPETROL, HOCOL, PAREX y Gran Tierra
Producción bruta actual:	18.000 BOPD
Superficie:	1.378 km²

¹⁰ PERENCO COLOMBIA Perenco en Colombia [en línea] disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/es/quienes-somos/perenco-en-colombia.html>

Figura 10. Ubicación Geográfica Bloques de Producción e explotación



Fuente: PERENCO COLOMBIA Perenco en Colombia [en línea] disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/es/quienes-somos/perenco-en-colombia.html>

Perenco actualmente mantiene operaciones en:

Cinco contratos de asociación:	(Casanare, Estero, Corocora, Garcero y Orocué).
Dos contratos de la ANH:	Oropéndola y Llanos-45, en fase de exploración.
Un contrato de concesión:	Yalea
Un contrato no operado:	Sinú 3, en fase de exploración.

Fuente: Departamento Producción - PERENCO

Las operaciones en Colombia se han centrado en el desarrollo de estos campos aislados, repartidos en 9 000 km², integrándolos en una sola operación.

PERENCO durante su etapa de expansión; inicio una campaña de perforación que incluye 49 pozos de desarrollo y 11 pozos exploratorios. En 2013 se realizó una

campana sísmica de 220 km² en Corocora y Llanos 45, y en este último bloque se está preparando la perforación de un pozo para el segundo semestre del año 2014.

En 2012, la campana de perforación incluyó dos pozos en el campo Morichal, dos nuevos pozos en Tocaría, La Gloria Norte-6 y la perforación de un pozo en busca de "Attic Oil" en Trinidad. En total estos pozos han añadido cerca de 4000 bppd.

En 2012, Perenco recibió la certificación de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) para operar y hacer una oferta para un contrato de la Ronda 2012, y ganó el contrato SINÚ-3 de exploración y producción, ubicado en la cuenca del Sinú.

Para la exploración del campo Los Llanos, la empresa se asoció con el estado Colombiano a través de Ecopetrol y con empresas multinacionales de carácter privado para desarrollar las Asociaciones Casanare, Estero, Garcero, Orocué, Corocora y la Concesión Yalea; el porcentaje de participación de la empresa Perenco varía de un contrato a otro. En 2011 se adquiere el contrato de concesión Oropéndola (100%) con la ANH. (Agencia Nacional de Hidrocarburos)

5.2 GENERALIDADES OPERACIONES

Perenco Colombia Limited, desarrolla sus operaciones en los campos petrolíferos del Distrito Casanare.

Para la exploración del campo Los Llanos, la empresa se ha asociado con el estado Colombiano a través de Ecopetrol y con empresas multinacionales de carácter privado para desarrollar las Asociaciones Casanare, Estero, Garcero,

Orocué, Corocora y la Concesión Yalea; el porcentaje de participación de la empresa Perenco varía de un contrato a otro.

Tabla 3. Porcentajes por Asociación para la participación en la Producción.

Empresa	Estero	Garcero	Orocué	Corocora	Casanare	Trinidad	Oropendola
Ecopetrol	89%	76%	63%	56%	64%	0%	0%
Perenco	5%	9%	14%	16%	24%	100%	100%
Hocol	5%	11%	23%	28%	7%	0%	0%
Homcol	1%	4%	0%	0%	75%	0%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

En 2011 se adquiere el contrato de concesión Oropéndola (100%) con la ANH. Actualmente PERENCO cuenta con 19 Estaciones, 10 Subestaciones y 3 estaciones de rebombeo de crudo, distribuidos así:

Tabla 4. Tipos de Estación y Subestación para la bombeo de Producción

TIPO DE CONTRATO	ESTACIÓN	SUBESTACIÓN	ESTACIONES DE REBOMBEO
ASOC. CASANARE	Caño Garza	Caño Garza Norte	Araguaney
	Barquereña	La Flora	
	Cravo Sur		
	La Gloria Norte		
	La Gloria		
	Morichal		
ASOC. ESTERO	Chaparrito	Abejas	
	Los Toros	Guanapalo	
ASOC. GARCERO	Palmarito	Jordan	
	Sardinas	Jordan Norte	Gaván (50%)
	Sirenas	Paravare	
ASOC. COROCORA	Corocora	Caño Duya	
	Caño Gandul		
	Remache Norte		
	Remache Sur		
ASOC. OROCUE		Guarilaque	
CONS. YALEA	Trinidad		
OROPENDOLA	Oropendola	Oro2	
	Vireo		

Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

5.2.1 Balance de Producción de Crudo El Distrito cuenta con un total de 176

Pozos distribuidos así:

- Pozos productores de crudo: **99**
- Sistemas de levantamiento artificial: **6** pozos en Flujo Natural,
18 pozos en Gas Lift
45 pozos en ESP
30 pozos en Bombeo Hidráulico.
- Pozos inyectores: **21**
- Pozos productores cerrados: **35**
- Pozos inyectores cerrados: **4**
- Pozos abandonados: **14**

5.2.2 Pérdidas de Producción 2014 La producción de CECOG durante el primer semestre Enero-Junio del año 2014 fue de **1.665.582** Barriles netos de aceite, mostrando una disminución del **13%** que corresponde a 210.361 Barriles menos comparado con la producción acumulada en el mismo periodo de tiempo correspondiente al año 2013. Las principales causas de la disminución en producción fueron: el incremento en las pérdidas comparado con el mismo periodo del año anterior, declinación e incremento en el BS&W de algunos pozos.

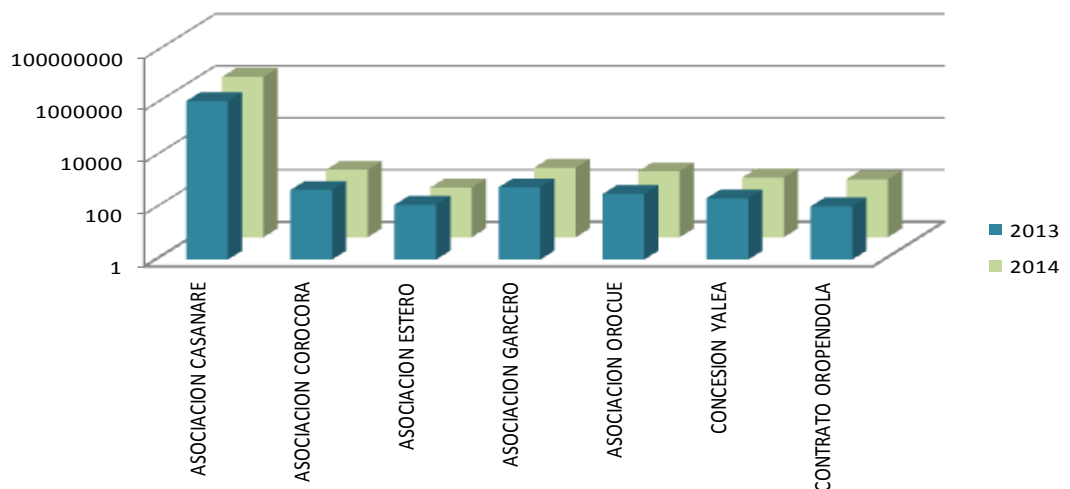
Tabla 5. Balance de Producción entre el 2013 – 2014.

ASOCIACIÓN	AÑO	PRODUCCIÓN BRUTA	PRODUCCIÓN NETA
ASOCIACION CASANARE	2014	1,540,593	1,476,526
	2013	1,307,280	1,254,194
ASOCIACION COROCORA	2014	409,93	394,11
	2013	494,62	476,08
ASOCIACION ESTERO	2014	85,37	81,02
	2013	134,61	127,26
ASOCIACION GARCERO	2014	499,67	474,53
	2013	631,17	599,59
ASOCIACION	2014	363,50	345,34

ASOCIACIÓN	AÑO	PRODUCCIÓN BRUTA	PRODUCCIÓN NETA
OROCUE	2013	350,02	332,67
CONCESION YALEA	2014	213,43	200,77
	2013	240,97	228,10
CONTRATO OROPENDOLA	2014	175,53	169,82
	2013	116,03	112,24

Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

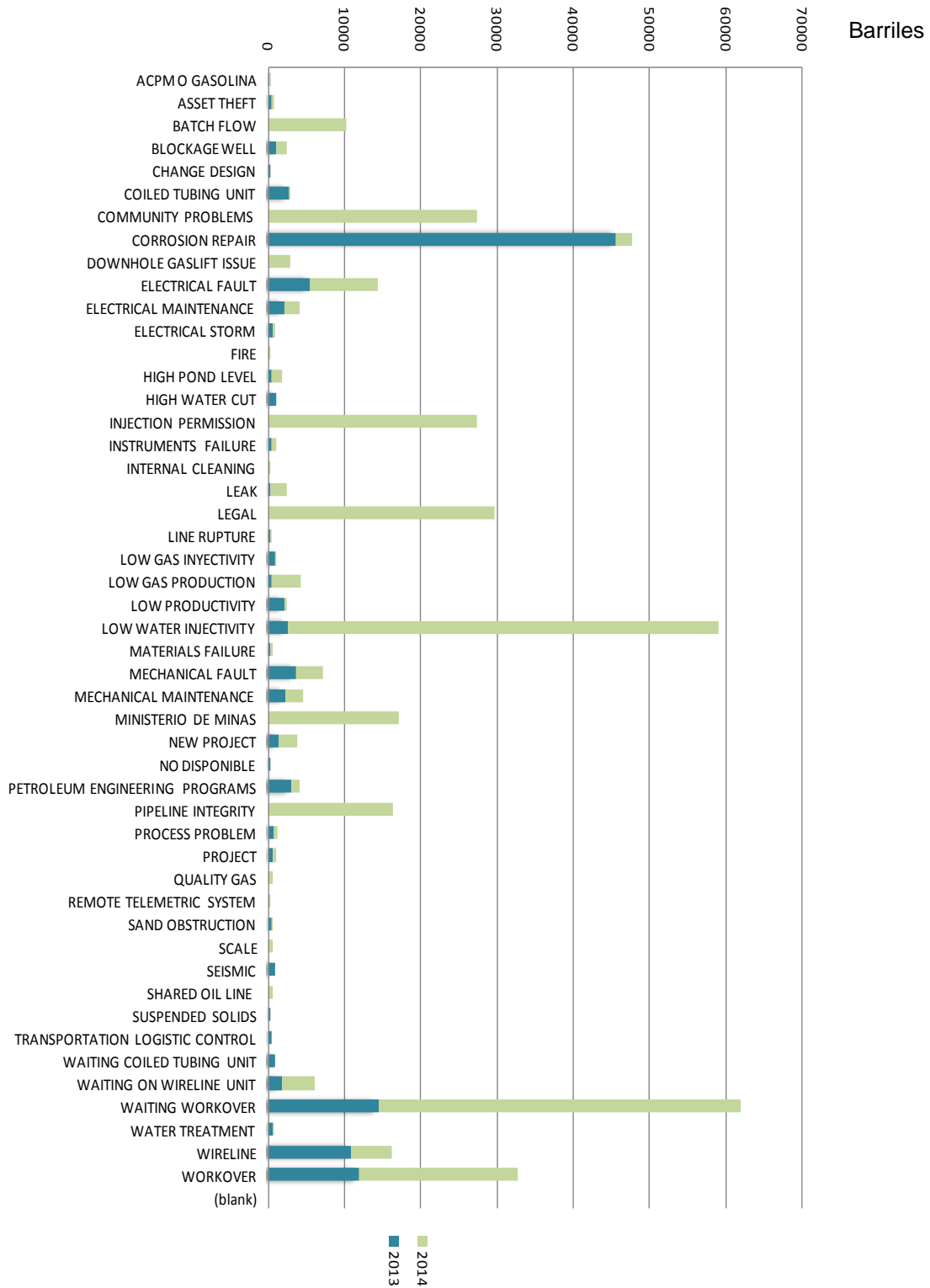
Figura 11. Porcentajes del Estado Actual de Pozos



Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

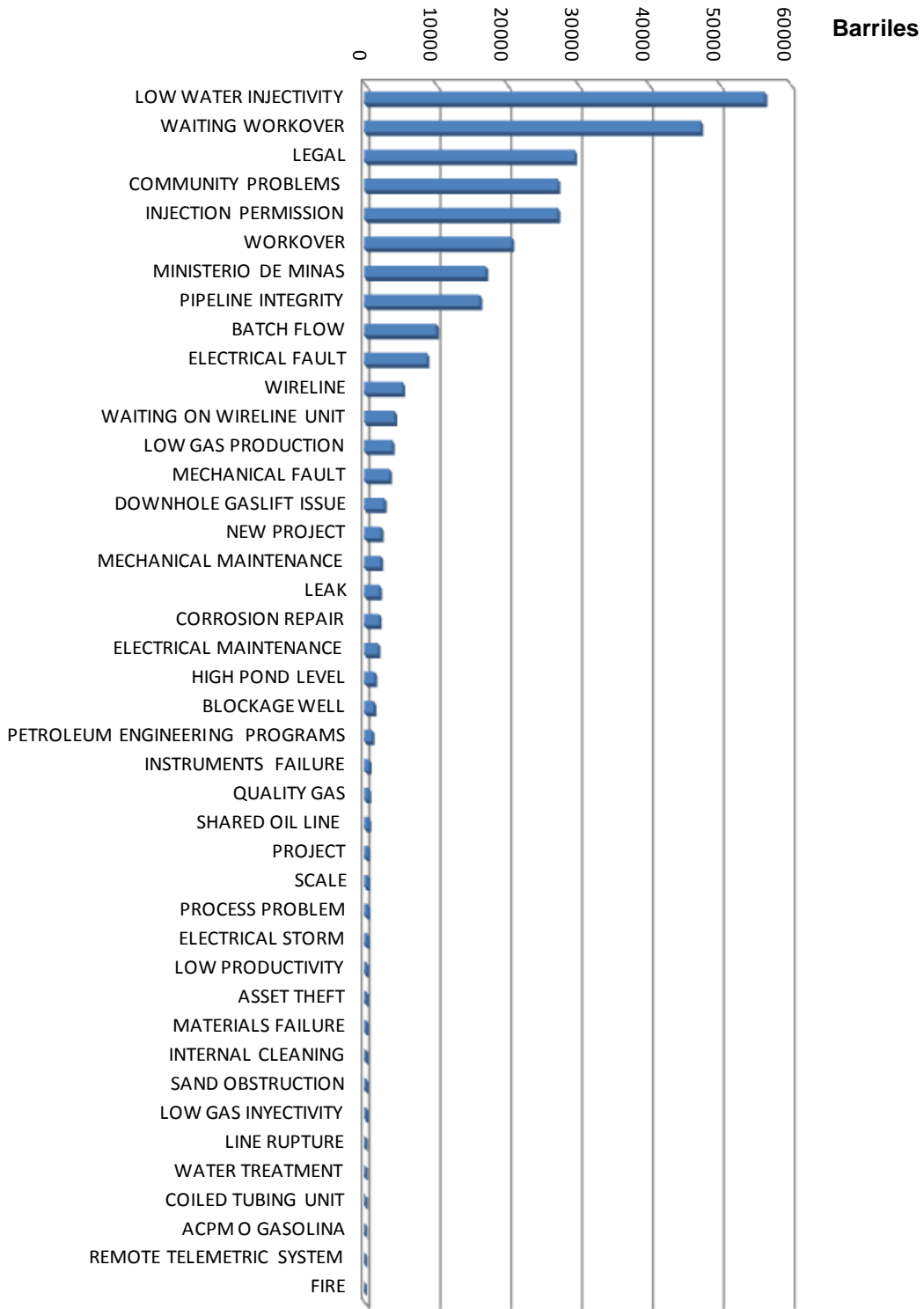
Las pérdidas de producción acumuladas para el periodo Enero-Junio del año 2014 fueron de **301.154** Barriles netos de aceite, equivalentes al **20.4%** de la producción que se obtuvo durante estos meses. Respecto al año 2013 las pérdidas durante el mismo periodo de tiempo fueron **119.168**, lo que representa un incremento en el 2014 del **60.43%**, asociadas principalmente a pérdidas por Workover, problemas con las comunidades, requerimientos del ministerio de minas, permisos de inyección, baja capacidad de inyección, integridad de tuberías y trabajos de slick line y baja producción de gas.

Figura 12. Producción 2014-2016



Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

Figura 13. Pérdidas de Producción Enero - Junio 2013/2014



Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

Adicional durante el año 2014 se presentaron nuevas pérdidas de producción, diferentes a las pérdidas del primer trimestre del 2013. Como lo son cierre de pozos por problemas con la comunidad, y con los propietarios de predios, cierre de pozos por mala integridad de las líneas, permisos de inyección, pozos con flujo inestable (Batch Flow), y cierre de pozos por solicitud de entidades externas ANH (Ministerio de minas).

5.3 PERDIDAS POR CAUSA

El detalle de las diferentes causas por las cuales se perdieron 301.154 Barriles de aceite se relaciona a continuación tanto por cantidad de barriles como la forma porcentual como impactaron:

5.3.1 Pipeline Integrity – PII (16.272 Barriles – 5.40%) Perdidas asociadas a cierre de pozos par trabajos de cambio de líneas o de tramos en el que se vea involucrado la calidad de la integridad de las líneas.

Durante el primer semestre del año los pozos con las pérdidas más considerables por esta causa fueron:

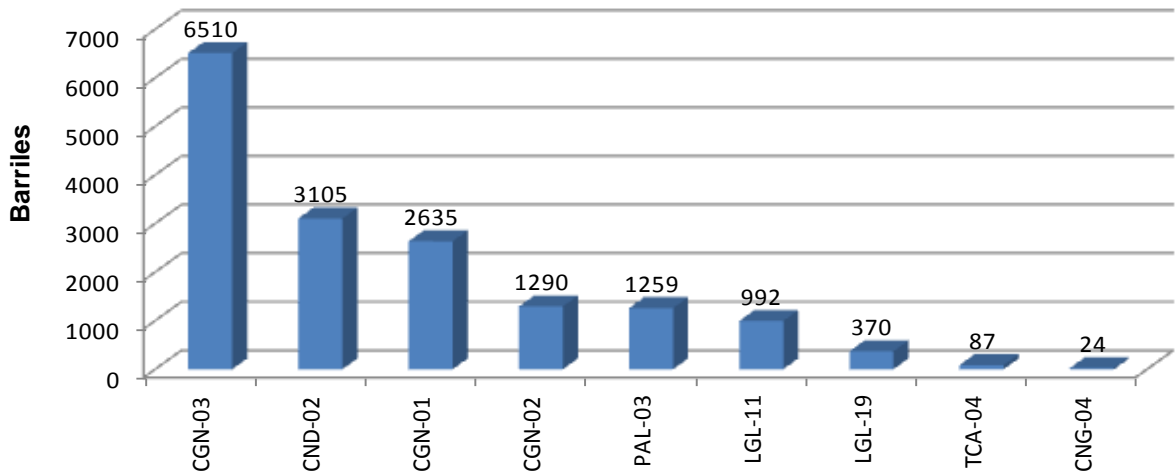
CGN-03, CGN-01, CGN-02: Permanecieron cerrados durante los meses de abril y mayo para realizar el cambio del tramo de 3 km de la línea de transferencia CGN-CNG. Trabajo que finalizo el día 4 de mayo.

CND-02: A partir del 16 de abril se cierra pozo para verificar la integridad de la línea de flujo CND-02 CND trabajos que finalizaron el 5 de Junio por parte de PIMS. Posterior a esto y luego de realizarse correctivos de poro presentado en el tramo CND-SAD, se realizó flushing de la línea de CND-2, revisión de integridad

de toda la línea hasta SAD; y evaluación económica del cambio. Finalmente por orden de Gerencia se deja el pozo cerrado hasta nuevo orden.

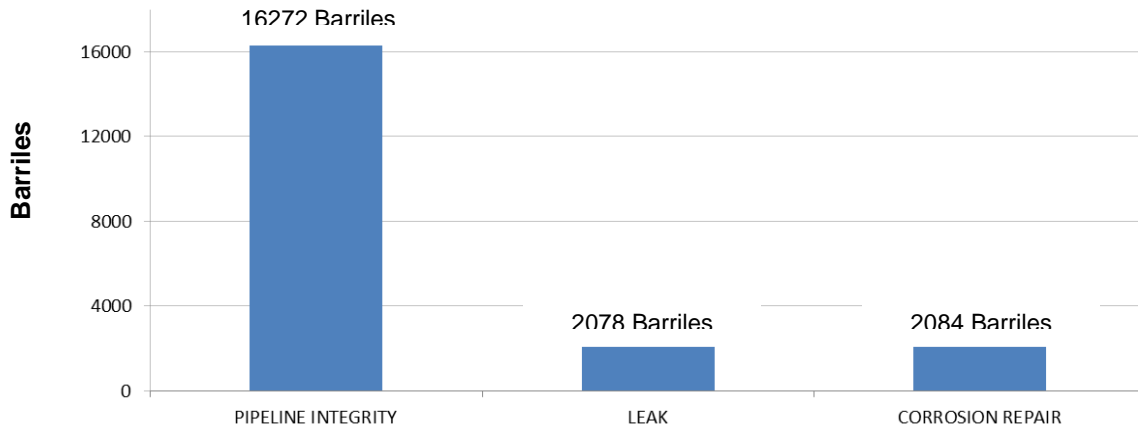
LGL-11 se cerró para direccionar el flujo de LGL-07 mientras se realiza el cambio de la línea de flujo de LGL-07.

Figura 14. Perdidas de Producción por Integridad en Líneas de Flujo.



Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

Figura 15. Pérdidas de Producción por Integridad.



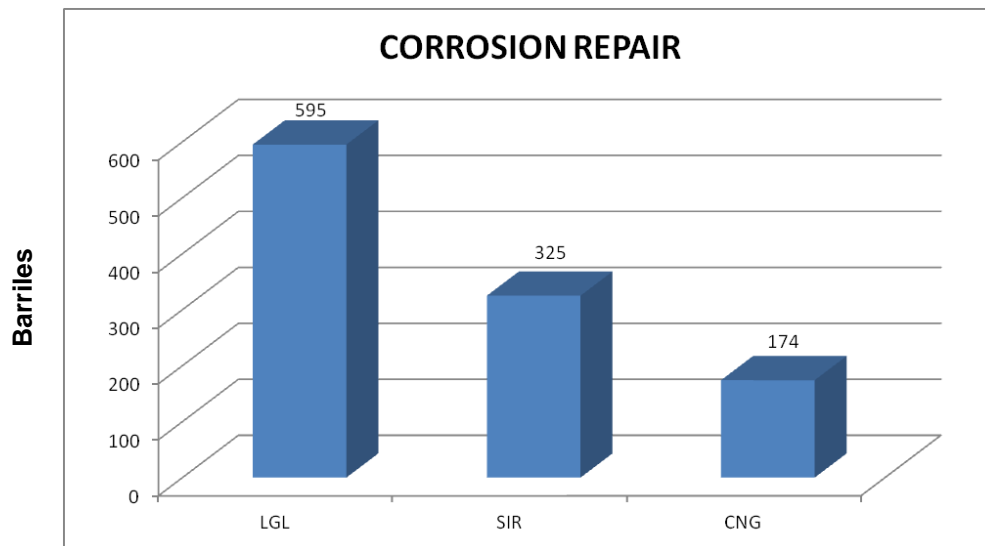
Fuente: Departamento de PIMS

5.3.2 Reparaciones por Corrosión – COR (79.939 – 20.08% Barriles). Pérdidas asociadas a reparaciones en líneas de flujo NH, líneas de gas NG, líneas de inyección fluido motriz PFL y líneas de agua NW afectadas por corrosión interna o externa del material.

Las pérdidas más significativas durante el primer trimestre del año debido a poros en líneas de transferencia fueron el oleoducto LGL-LGN y CGN-CNG que se presentó en febrero.

Y en equipos fue el poro de la bomba UJP-01 de SIR.

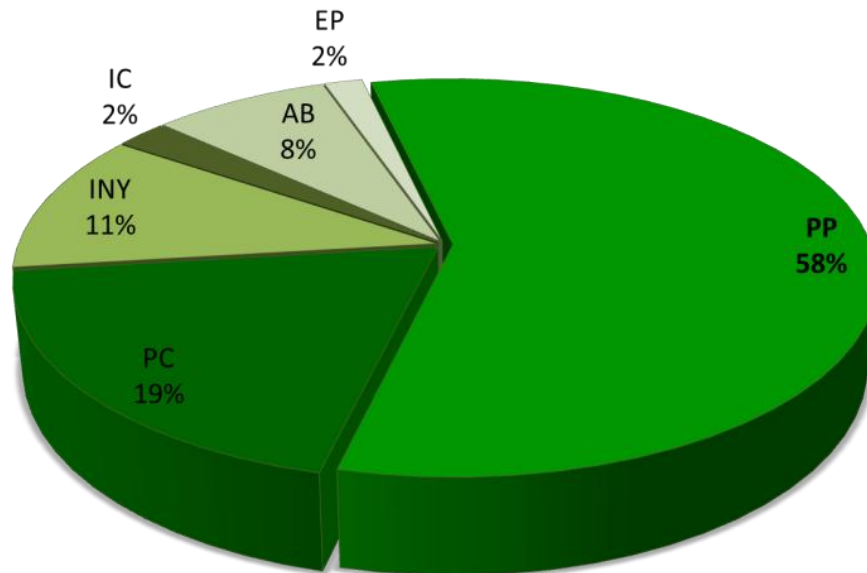
Figura 16. Pérdidas de producción



Fuente: Departamento de PIMS

5.3.3 Estado de los pozos Actualmente la operación presenta un estado actual de pozos los cuales se describen a continuación de manera general:

Figura 17. Porcentajes del Estado Actual de Pozos



Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

Tabla 6. Cantidades de Pozos de Producción - PERENCO

TOTAL POZOS	
Productor Produciendo (PP)	99
Productor Inactivo (PC)	35
Injector (INY)	21
Injector Inactivo (IC)	4
Abandonado (AB)	14
Esperando prd (EP)	3
Total Pozos	176

Fuente: Departamento de Producción - PERENCO

5.3.4 Balance de producción de Agua

Tabla 7. Cantidades de Pozos de Producción - PERENCO

No.	ESTACIÓN	No. DE POZOS	ZONA INY.	INY. DIA (BWPD)	CAP. INSTALADA (BWPD)
1	BARQUEREÑA (BQA)	1	C7+ GUAD	5,800	7,260
2	CRAVO SUR (CAS)	1	GUAD	15,200	26,820
3	CAÑO GANDUL (CGL)	1	C7+ GUAD	15,150	24,628
4	CAÑO GARZA (CNG)	1	C7+ GUAD	24,800	35,587
5	COROCORA (COR)	1	C1	11,350	13,923
6	LA GLORIA (LGL)	2	MIR+BCO+GUAD	23,800	35,112
7	LA GLORIA NORTE (LGN)	1	MIR	9,600	16,800
8	OROPENDOLA(ORO)	1	C1	11,100	11,363
9	SARDINAS (SAD)	2	GUAD+ARI	110,000	95,300
10	TOCARIA (TCA)	1	BCO+GUAD	11,400	9,735
11	TRINIDAD (TRD)	4	C1+C7+GUAD+ARI	39,400	63,150
12	TOROS (TRS)	1	C1	18,800	29,200
	TOTAL	17	-	296,400	368,878

Fuente: Departamento de Producción

En la actualidad se poseen 2 permisos vigentes para el vertimiento de agua cumpliendo con los requerimientos legales ambientales los cuales son:

1. SARDINAS (SAD): 8.000 BWPD
2. PALMARITO (PAL)-SIRENAS (SIR): 40.000 BWPD

6. MODELO RBI PARA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PARA INTEGRIDAD DE TUBERÍAS

6.1 REQUERIMIENTOS CORPORATIVOS

6.1.1 Regulaciones Colombianas PERENCO debe en todo momento cumplir los requerimientos de la legislación aplicable. Mantener la integridad de las tuberías es un prerrequisito fundamental para salvaguardar la salud, seguridad y el ambiente. El regulador principal para los activos de PERENCO es el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Medio Ambiente y la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales).

6.1.2 Requerimientos Corporativos PERENCO debe en todo momento cumplir los requerimientos y expectativas corporativas, como son descritas en las guías de estándares corporativos HSQE:

1. Liderazgo y Responsabilidad.
2. Cumplimiento Legal.
3. Evaluación y Gestión de Riesgo
4. Nuevos negocios.
5. Operación y Mantenimiento.
6. Gestión de Cambio.
7. Adquisición de bienes y servicios.
8. Entrenamiento, Educación y Conocimiento.
9. Gestión de la información.
10. Comunicación.
11. Contingencia.
12. Relaciones con la Comunidad.
13. Análisis de accidentes e incidentes.
14. Gestión de Productos.

15. Procesos de mejoramiento continuo.

6.2 DOCUMENTACIÓN Y REPORTE DEL MODELO GESTIÓN DE INTEGRIDAD

Para asegurar continuamente la integridad de las tuberías de PERENCO y otros activos, y para satisfacer los requerimientos operacionales regulatorios e internos, es requerido un Sistema de Gestión de Integridad completo. A través de este sistema, los procesos y procedimientos requeridos para todas las actividades de integridad críticas son identificados y perfilados para formar la base para mejoramiento continuo.

El Sistema de Gestión de Integridad de Tuberías (PIMS) puede ser visto como el documento que perfila cómo las actividades de integridad son gestionadas, tratando específicamente con aquellos componentes aplicables a las tuberías. Otros tipos de activos como Estructuras o Instalaciones se cubren en otra parte.

6.2.1 Jerarquía de Documentación El PIMS provee un marco para describir los procesos y procedimientos asociados al aseguramiento de la integridad de la tubería.

El PIMS de PERENCO requiere que los siguientes documentos sean creados y mantenidos para cada activo de tubería:

- **Manual de Operaciones:** Este documento debe definir claramente los límites del sistema de tuberías, incluyendo los equipos asociados, como válvulas, raspadores, trampas, etc. Los límites de operación segura deben ser claramente establecidos. El documento debe ser monitoreado comparándolo contra la tendencia operativa histórica para asegurar que la tubería es operada y controlada dentro de los límites seguros de trabajo.

- **Dossier de Diseño, Fabricación e Instalación (DFI):** Este incluirá documentos de diseño clave y procedimientos y registro de fabricación conforme a la obra (registros de materiales, dimensiones, ensayos e inspección, etc.)

- **Evaluación de Riesgo de la Tubería:** Este documento describe las diferentes amenazas a la ser conducida para cada tubería, y actualizada anualmente. Guía para conducir la evaluación de riesgo es dada en el Manual de Evaluación de Riesgo de Tuberías.

- **Rutina de Inspección y Monitoreo (IMR):** Este documento describe las actividades de inspección y monitoreo rutinarias asociadas con una tubería dada y el equipo asociado. Las actividades son definidas como resultado de la Evaluación de Riesgo de la Tubería. El IMR debe incluir también un conjunto de Indicadores Clave de Desempeño (KPI) para asegurar que las actividades de integridad están siendo desempeñadas como planeadas y están efectivamente manejando la integridad de la tubería. Guía para desarrollar el IMR es dado en el Manual de Inspección y Monitoreo de Tuberías. El documento IMR es revisado anualmente y es formalmente terminado una vez todas las tareas de inspección y monitoreo sean completadas.

- **Rutina Planeada de Mantenimiento (PMR):** Este documento describe las actividades de rutina de mantenimiento asociadas con una tubería dada y su equipo asociado. Este documento cae bajo la responsabilidad del Equipo de Operaciones y Mantenimiento, en vez del Equipo de Integridad.

- **Registro de Equipos:** Este documento provee una lista de todos los equipos estáticos o dinámicos asociados a una tubería dada. El documento pretende proveer una interfaz entre el Equipo de Integridad y el Equipo de Operaciones y Mantenimiento. En la revisión anual del IMR, los requerimientos de PMR serán cruzados con el Registro de Equipos. El Registro de Equipos por sí solo será

revisado anualmente por el Equipo de Operaciones y Mantenimiento para completación y exactitud.

- **Evaluación Técnica de la Tubería (PTA):** Basado en el resultado de las actividades descritas en el IMR, este documento provee un resumen de la condición de integridad para cada tubería. El documento es actualizado anualmente y debe incluir un resumen de las actividades desempeñadas de inspección, monitoreo y mantenimiento, un resumen de las amenazas de integridad y un nivel de riesgo asignado, y un plan de mitigación propuesto para cada amenaza identificada. El PTA está intencionado para proveer un resumen de alto nivel del estado de integridad de cada tubería a la gerencia senior, así como un plan auditable para actividades de integridad futuras.

- **Plan de Acción de Integridad:** Este documento presenta las acciones de integridad que son necesarias en el ciclo de integridad del año siguiente. El plan debe incluir todos los requerimientos de reparación o modificación y cualquier actividad de inspección, monitoreo o mantenimiento no rutinarios. Deben ser descritos programación, alcance, recursos y presupuesto requeridos.

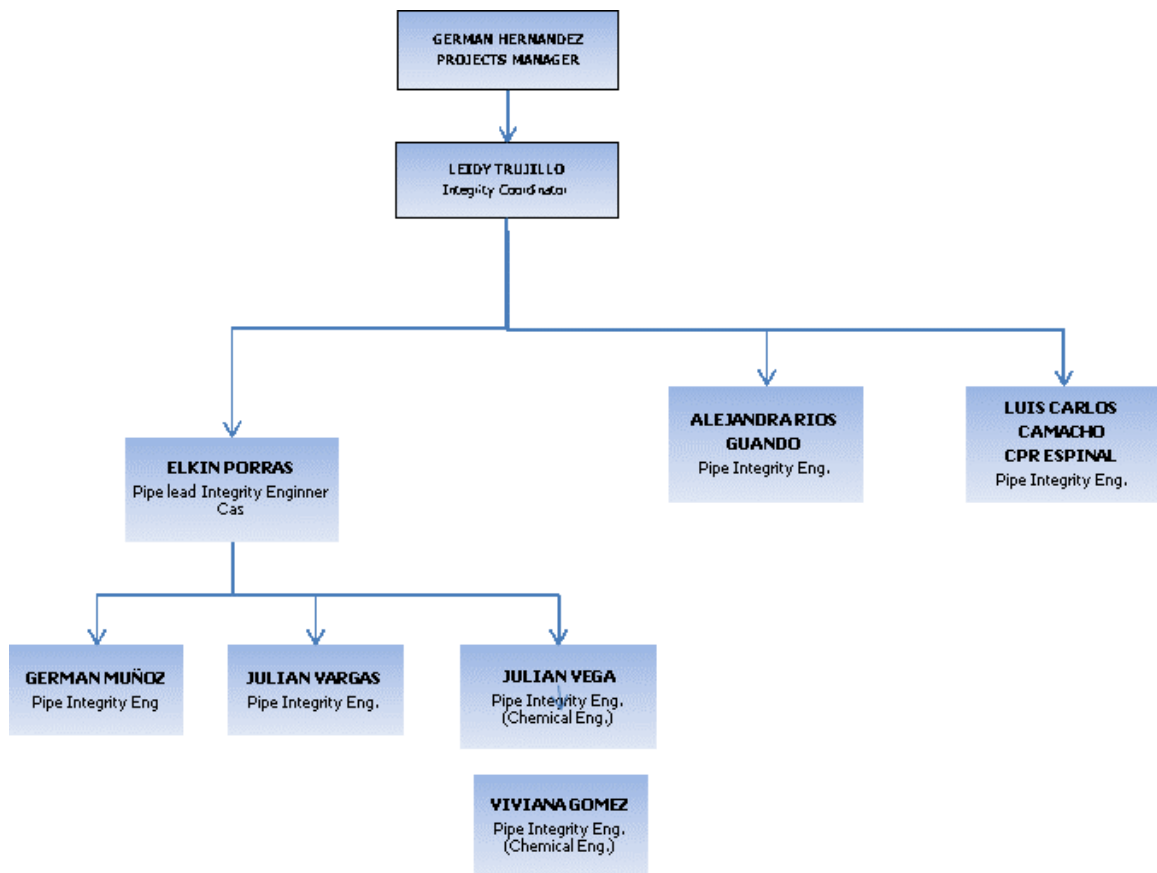
- **Aprobación para Alteración de Registro:** Este documento compila todas las solicitudes autorizadas de Aprobaciones para Alteración. Las solicitudes de Aprobación para Alteración son parte del proceso de Gestión del Cambio descrito en la sección 6.2, más adelante.

- **Plan de Respuesta de Emergencia.** Este documento describe los procedimientos necesarios para responder a accidentes mayores previsibles involucrados con la tubería. Este debe incluir una guía práctica sobre roles y responsabilidades, acciones definidas y líneas de tiempo dentro de las cuales las actividades deben ser completadas. El documento debe describir todas las interfaces físicas y organizaciones, entre diferentes equipos de PERENCO.

6.3 ORGANIZACIÓN Y RESPONSABILIDADES

6.3.1 Organización de Integridad Un resumen de los roles clave involucrados en la Gestión de la Integridad de la Tubería, y como se relacionan con la estructura corporativa de PERENCO, se provee abajo.

Figura 18. Organigrama de Gestión de Integridad de la Tubería.



Fuente: PIMS - PERENCO

6.3.2 Roles Y Responsabilidades Para que un sistema de gestión de integridad sea efectivo, la gerencia senior necesita proveer liderazgo fuerte y visible, y asegurar que su compromiso sea traducido en recursos suficientes y competentes para desarrollar, operar y mantener los procesos de gestión de integridad. La participación activa por parte de la gerencia también ayuda a crear y sostener una

cultura que soporta el sistema de gestión de integridad, demostrando el deseo de la compañía de mejorar el desempeño de integridad y aceptando la responsabilidad por el desempeño de la integridad.

Dentro del área de Gestión de Integridad de Tuberías, los roles y responsabilidades de las partes claves son detalladas en la Tabla 1.

Tabla 8. PIMS Roles y Responsabilidades

Rol	Responsabilidades
Persona Responsable de Activos	<p>La Persona Responsable de Activos (ARP) es un gerente senior dentro de la Organización funcional de PERENCO. La ARP es responsable por la integridad de toda la tubería definida y los activos relacionados.</p> <p>La ARP no está, generalmente, involucrada con las actividades de integridad del día a día de la tubería y es principalmente responsable por asegurar el compromiso fiscal y de las partes interesadas senior requerido para completar exitosamente el programa de integridad.</p>
Persona Responsable de la Tubería	<p>La Persona Responsable de la Tubería (PRP) es un gerente dentro de la organización funcional de PERENCO. La PRP es responsable de las operaciones de integridad del día a día conducidas en la tubería definida y todos los activos relacionados.</p> <p>La PRP es responsable por los aspectos de Salud, Seguridad y Ambiente de todas las actividades relacionadas con la integridad para la tubería definida y los activos relacionados.</p> <p>La PRP es responsable por la integridad técnica la tubería definida y los activos relacionados.</p> <p>La PRP es responsable de gestionar el proceso de integridad anual.</p>

Rol	Responsabilidades
	<p>La PRP gestionará las actividades del día a día de integridad de tuberías y es responsable de asegurar que cada Persona Responsable complete las actividades de integridad requeridas.</p>
<p>Persona Responsable de la Gestión Interna</p>	<p>La Persona Responsable de la Gestión Interna de la Tubería es responsable de asegurar que todas las tareas de integridad relacionadas con amenazas internas de la tubería, sean completadas de acuerdo a la programación, dentro del presupuesto, cumpliendo todos los estándares de calidad requeridos.</p> <p>La Persona Responsable de la Gestión Interna de la Tubería es responsable de contratar contratistas cuando sea requerido para completar las tareas requeridas para el programa anual de integridad, preparar el alcance de los trabajos y presentando los requerimientos comerciales y técnicos a la PRP para aprobación. Las actividades principales de integridad interna incluyen; inspección en línea y monitoreo regular de control de corrosión interna.</p>
<p>Persona Responsable de la Gestión Externa</p>	<p>La Persona Responsable de Gestión Externa de la Tubería es responsable de Asegurar que todas las tareas de integridad relacionadas con amenazas externas a la tubería son completadas de acuerdo a la programación, presupuesto y cumpliendo todos los estándares de calidad requeridos.</p> <p>La Persona Responsable de la Gestión Externa de la Tubería es responsable de contratar contratistas cuando sea requerido para completar las tareas requeridas para el programa anual de integridad, preparando el alcance de los trabajos y presentando los requerimientos comerciales y técnicos a la PRP para aprobación. Actividades externas incluyen; inspección visual de la tubería, estudio de línea y examinación directa y cualquier inspección de sección offshore /río.</p>
<p>Persona Responsable de la Evaluación de Riesgo</p>	<p>La Persona Responsable de la Evaluación de Riesgo debe completar todas las evaluaciones de riesgo para la tubería definida y otros activos.</p>

Rol	Responsabilidades
	<p>La Persona Responsable de la Evaluación de Riesgo es responsable de asegurar que las competencias correctas son representadas en cada evaluación de riesgo, para capturar y registrar la información relevante dentro de la evaluación de riesgo y asegurando que los hallazgos están prontamente disponibles para facilitar su incorporación dentro de las bases de datos de integridad de PERENCO.</p>
<p>Persona Responsable de HSE</p>	<p>La Persona Responsable de Salud, Seguridad y Ambiente es responsable de asegurar que los controles adecuados de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE) están establecidos para cada actividad de integridad.</p> <p>La Persona Responsable de HSE es responsable de reportar todos los eventos relacionados a HSE a la PRP para asegurar que la PRP está completamente consiente en todo momento de los riesgos a las operaciones de integridad en la red de tuberías de PERENCO, incluyendo las medidas de control establecidas por la Persona Responsable de HSE para mitigar todos los riesgos identificados.</p> <p>La Persona Responsable de HSE es también responsable de liderar y facilitar auditorías al Sistema de Gestión de Integridad.</p>
<p>Persona Responsable de la Base de Datos de Integridad</p>	<p>La Persona Responsable de la Base de Datos de Integridad es responsable de asegurar que las bases de datos de integridad usadas por el equipo de integridad de PERENCO son adecuadas para el propósito y actualizadas con toda la información de integridad para la red completa de tuberías.</p> <p>La Persona Responsable de la Base de Datos de Integridad es el guardián o custodio de los datos que son adicionados, borrados o modificados en la base de datos del software de tuberías Synergi.</p>
<p>Persona Responsable de Proyectos y Modificaciones</p>	<p>La Persona Responsable de Proyectos y Modificaciones es responsable de asegurar que el grupo de integridad reciba toda la información relevante PERENCO respecto a cambios y/o modificaciones a los activos de la tuberías de manera que promueva la gestión de integridad a largo plazo</p>

Rol	Responsabilidades
	<p>para dicho activo.</p> <p>La Persona Responsable de Proyectos y Modificaciones es responsable por gestionar el proceso de reparación y modificaciones desde una amenaza de integridad definida.</p> <p>La Persona Responsable de Proyectos y Modificaciones debe asegurar que el proyecto de modificación se lleve a cabo según el estándar requerido por el grupo de integridad y que el activo modificado sea entregado devuelta de manera que se promueva la gestión de integridad a largo plazo para dicho activo.</p>

Fuente: PIMS - PERENCO

6.3.3 Aseguramiento de Competencia Todas las actividades y tareas de PIMS deben ser llevadas a cabo por personal calificado y competente. Descripciones de cargos, perfiles de competencia y requerimientos mínimos de entrenamiento para diferentes roles son descritos en el Gestor de Información Corporativa de PERENCO.

6.4 CICLO DE ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD DE TUBERÍAS

El proceso de gestión de integridad y las acciones técnicas relacionadas en cada fase deben seguir el ciclo Planear-Hacer-Revisar-Actuar.

1) Planear: Planeación de Evaluación de Riesgo e Integridad – Para todas las tuberías de PERENCO, se completa una Evaluación de Riesgo para definir los requerimientos rutinarios de Inspección y Monitoreo. Los requerimientos rutinarios de Inspección y Monitoreo identificados son actualizados dentro de Rutina de Inspección y Monitoreo (IMR).

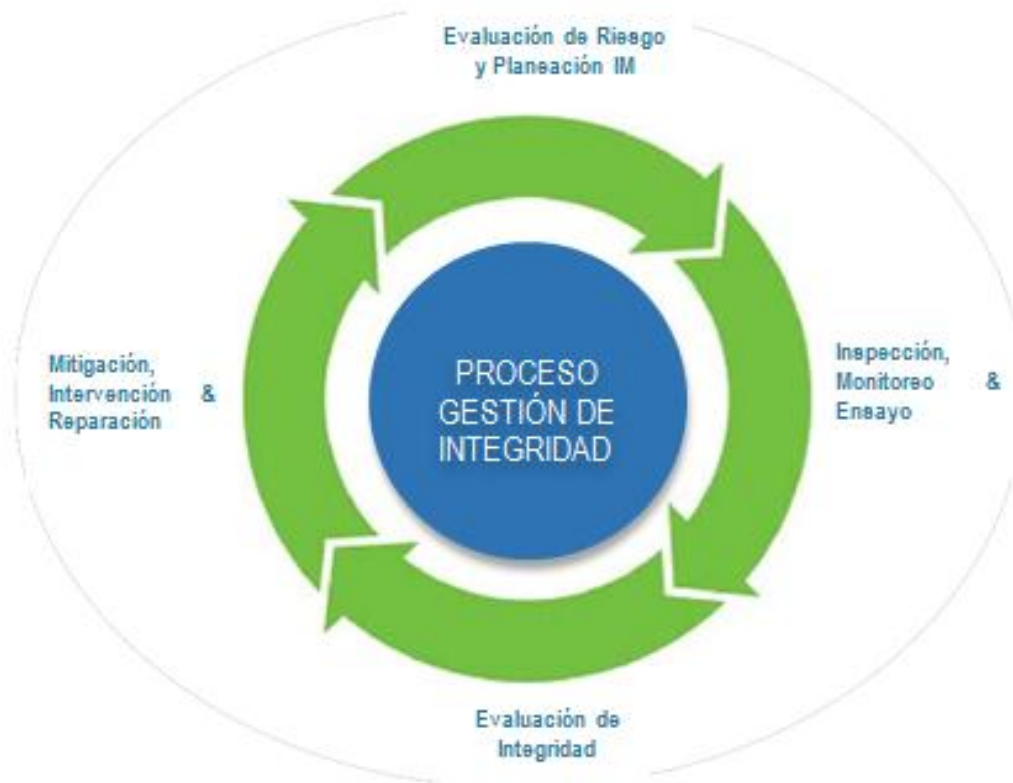
2) Hacer: Inspección, Monitoreo y Ensayo – Siguiendo los requerimiento del IMR, todas las tareas rutinarias de inspección y monitoreo son ejecutadas de acuerdo a las especificaciones de control y procesos de trabajo. Los datos recibidos son Controlados en Calidad para asegurar que hay una alta confianza en todos los datos.

3) Revisar: Evaluación de Integridad – Basados en la inspección Controlada en Calidad y monitoreo de datos, una evaluación de ingeniería es completada para determinar qué acciones son requeridas para cada amenaza de integridad identificada.

4) Actuar: Mitigación, Intervención & Reparación – Basado en los resultados de la evaluación de ingeniería, acciones apropiadas para cada amenaza de integridad identificada son desarrolladas. Estas acciones pueden relacionarse a inspección no rutinaria adicional, cambio al IMR, medidas de mitigación incrementada o reparación.

La figura 2 abajo, presenta un resumen del proceso de gestión de integridad, como es descrito arriba:

Figura 19. Resumen del Proceso de Gestión de Integridad

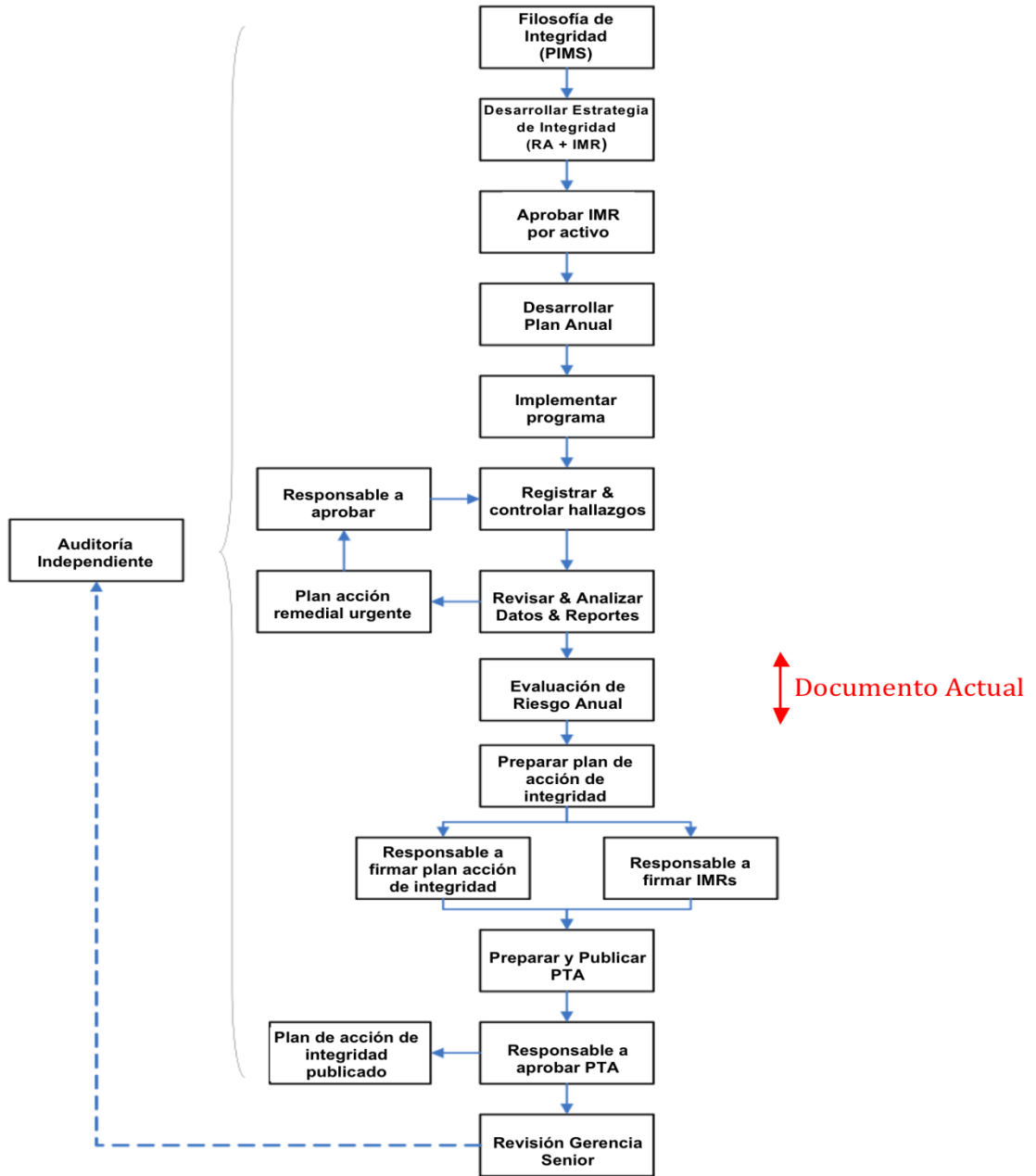


Fuente: PIMS-PERENCO

El ciclo de integridad de activos, como denotado en la figura 2 arriba, puede también ser representado por un diagrama de flujo de proceso, como mostrado en la Figura 3. La ventaja del método del diagrama de flujo del proceso es que es más fácil de relacionar responsabilidades transparentemente para cada etapa del ciclo de integridad.

Figura 20: Diagrama de Flujo del Proceso de Gestión de Integridad

PROCESO DE ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD DE TUBERÍAS



Fuente: PIMS - PERENCO

6.5 EVALUACIÓN DE RIESGO

El propósito de la evaluación de riesgo es sistemáticamente identificar, evaluar y mitigar amenazas potenciales a la tubería. El riesgo es evaluado como el producto de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla.

La última puede ser definida en términos de consecuencia de seguridad, ambiental o financiera. La primera es evaluada por diferentes tipos de amenaza, incluyendo:

- Corrosión Interna
- Corrosión Externa
- Impacto por terceros
- Riesgos naturales
- Mal uso operacional
- Falla de material o equipos

El resultado de una evaluación de riesgo de tuberías es una descripción del nivel de riesgo asociado con cada amenaza.

Esto es derivado de la matriz de riesgo ilustrada en la Figura 4. Procedimientos detallados para conducir evaluación de riesgo son proveídas en el Manual de Evaluación de Riesgo de Tuberías.

Figura 21. Matriz de riesgo

E	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto
D	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
C	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
B	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto
A	Muy Bajo	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio
Consecuencia/ Probabilidad	1	2	3	4	5

Fuente: PIMS - PERENCO

Los resultados de una evaluación de riesgo deben ser registrados para proveer un registro auditable del proceso por los cuales los riesgos a la integridad de la tubería han sido evaluados por un equipo competente y definidas las medidas de mitigación para manejar las amenazas creíbles. La evaluación de riesgo debe también ser revisada anualmente y actualizada cuando sea requerido para reflejar nuevos datos y cualquier cambio al sistema que pueda afectar los riesgos a la integridad. La evaluación de riesgo también debe ser actualizada siguiendo cualquier modificación o desviación mayor de las condiciones de operación acordadas, como especificado en el procedimiento de Gestión de Cambio en el SMS.

La evaluación de riesgo provee información crítica para el desarrollo de una Rutina de Inspección y Monitoreo (IMR).

6.6 PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

Una actividad de evaluación de riesgos puede ser dividida en un número de tareas discretas como sigue:

- Revisión de Seccionamiento Físico de la Tubería
- Revisión de los datos de entrada para la sección de tubería seleccionada

- Revisión de la lista de amenazas
- Revisión del modelo de riesgo
- Asignación de Amenaza
- Calificación de Consecuencia
- Calificación de Probabilidad
- Evaluación del riesgo

Los diferentes grupos de amenazas son:

Corrosión Interna

Corrosión interna se refiere a la pérdida de material de la tubería en la superficie interna del tubo por la reacción química de su contenido o por actividades microbianas. Los mecanismos de corrosión bajo corrosión interna incluyen:

- Corrosión Dulce de CO₂
- Corrosión Ácida de H₂S
- Fisuración inducida por hidrógeno (HIC)
- Fisuración por corrosión bajo tensión por sulfuro (SSCC)
- Fisuración por corrosión bajo tensión por cloruro (CSCC)
- Corrosión Microbiológicamente Inducida (MIC)
- Corrosión bajo depósitos
- Corrosión galvánica
- Corrosión Preferencial de soldadura

El deterioro debido a la erosión puede también ser evaluada bajo el grupo de amenazas de corrosión interna. Los mecanismos de corrosión interna son usualmente dependientes del tiempo y la probabilidad de falla tenderá a incrementarse con el tiempo.

Corrosión Externa

La corrosión externa se refiere a la remoción de material de tubería de la superficie externa del tubo debido a la interacción con el material que rodea el tubo (por ejemplo, terreno o aire). Se puede manifestar por sí sola como pérdida de metal y/o picaduras localizadas. La corrosión externa es influenciada por el contenido de agua en el ambiente, la presencia de sales solubles, el pH del ambiente y el grado de oxigenación.

Los mecanismos de Fisuración por Corrosión bajo tensión (SCC) también pueden ser categorizados bajo las amenazas de corrosión externa donde son iniciadas desde la superficie exterior del tubo. SCC sobre una tubería requiere una combinación crítica de tensión, recubrimiento o sistema CP defectuoso, acero de tubería susceptible y humedad en la superficie del tubo.

Impacto por un tercero

Impacto por un tercero se refiere al daño accidental causado a la estructura de la tubería debido a la interferencia por parte de personal no autorizado. Las amenazas que están categorizadas bajo este grupo incluyen:

- Impacto accidental debido a, por ejemplo, construcción, transporte, u otras actividades humanas en la vecindad de la tubería
- Vandalismo o sabotaje

Los factores de riesgo para modelar la probabilidad de impacto por un tercero son el mínimo de profundidad de cobertura, el uso de señales/cintas de advertencia, nivel de actividad humana, presencia de instalaciones en superficie, etc.

Riesgos Naturales

Este grupo de amenazas se refiere a fuerzas naturales fuera de su especificación de diseños impuestos sobre la tubería, que amenazan la capacidad de servicio o causa daños a la estructura de la tubería. Amenazas que pueden ser consideradas bajo riesgos naturales incluyen:

- Fuerzas ambientales: movimiento de terreno, lluvia pesada o inundación.
- Clima extremo: clima frío, relámpagos.

El fuego también plantea una amenaza sobre la tubería debido a alta temperatura local. Datos históricos ambientales y parámetros base de diseño son dos fuentes útiles en el modelamiento de la probabilidad de esta amenaza.

Mal Uso Operacional

Esto se refiere al potencial de falla de la tubería debido a errores cometidos por personal durante la fabricación, construcción, instalación, operaciones o mantenimiento. Amenazas bajo este grupo pueden incluir:

- Aspectos de Diseño y Operación de la Tubería, ej. Disponibilidad de procedimientos de operación adecuados.
- Aspectos de Ambiente físico, ej. Cortes de Energía
- Aspectos Humanos, ej. Entrenamiento y Competencia insuficiente

Factores de riesgo asociados con el modelamiento de probabilidad de esta amenaza son la presencia de un dossier DFI, procedimientos operacionales robustos, un sistema de permiso para trabajar, un sistema para gestión del cambio, entrenamiento de operadores, etc.

Falla de Material o Equipos

Amenazas asociadas con la falla de material o equipos se refiere a insuficiencias en los procedimientos del diseño de la tubería, fabricación, instalación y aseguramiento de la calidad. Incluye:

- Error de Diseño: diseño insuficiente para permitir que la tubería opere sin peligro bajo la condición de operación y vida de servicio esperada.
- Errores de Fabricación: procedimientos pobres y pobres actividades de QA/QC durante la fabricación.
- Errores de Instalación: transporte y manejo indebido como impacto accidental, soporte inadecuado puede llevar al daño del recubrimiento, abolladuras, introducción de tensión localizada.

Factores de riesgo asociados con el modelamiento de la probabilidad de esta amenaza incluyen la presencia de un dossier DFI, extensión de verificación de diseño, prueba hidrostática, efectividad de traspaso del equipo del proyecto a operaciones, etc.

6.6.1 Calificación De Consecuencias El modelo de consecuencia usa 5 categorías de la A a la E, con la A representando la **más baja** consecuencia, y la E representando la **más alta** consecuencia.

El software puede acomodar valores CoF separados para seguridad, ambiente, económicos y "otro". Esta clasificación de consecuencia individual considera diferentes aspectos de una falla potencial de la tubería. La calificación de consecuencia total se toma como la calificación de consecuencia individual más alta.

Definiciones típicas de consecuencia para los diferentes tipos de impacto son ilustrados en la Tabla 1, abajo.

Tabla 9. Definiciones Típicas de calificación de consecuencia para diferentes aspectos de falla de tubería.

Calificación de Consecuencia	Seguridad	Ambiente	Económica
A	Insignificante	Insignificante	< \$500k
B	Lesión Leve/menor	Efecto leve/menor	\$500k - \$10M
C	Lesión mayor	Efecto local	\$10M - \$25M
D	Única fatalidad	Efecto mayor	\$25M - \$50M
E	Múltiples Fatalidades	Efecto masivo	> \$50M

Fuente: PIMS - PERENCO

El modelo de consecuencia de **PERENCO** usa un acercamiento levemente diferente. Dependiendo del tipo de producto que está siendo transportado, una clasificación de consecuencia única se deriva, que tiene en cuenta tanto factores de seguridad como ambientales. Para tuberías de gas esta consecuencia es predominantemente una función de la seguridad, relacionado a la densidad poblacional asociada. Para tuberías de crudo también es una función del impacto ambiental potencial asociado con el impacto ecológico y la interacción con suministros urbanos de agua.

Hay 4 factores que influyen la clasificación de la consecuencia seguridad/ambiente;

- **Tipo de producto transportado.**

Esto puede ser crudo, gas o agua.

- **Caudal**

Esto se refiere al caudal volumétrico, ej. Bph para crudo o msfcd para gas.

- **Tipo de ambiente**

El impacto ecológico e interacción con suministro urbano de agua es calificado en una escala de 1 a 4 como se detalla en la Tabla 2, abajo.

- **Clase Ocupacional**

El impacto de seguridad con respecto a la densidad de población local es calificada en una escala de 1 a 4 como se detalla en la Tabla 3, abajo. La clasificación considera el número de casas por unidad de área. Un área unitaria está definida como un área de 400 m de ancho (200 m a cada lado de la tubería) por 1600 m de largo, de acuerdo con ASME B31.8 / NTC 3278 (Ver figura 8).

Tabla 10. Definiciones de calificaciones de impacto ambiental

Calificación	Descripción	Situación Típica
E1	Bajo	Derrame sin impacto ambiental
E2	Medio	Área rural de uso agrícola. Derrame sin posibilidad de impacto en suministros subterráneos de agua urbanos.
E3	Alto	Regiones de alto interés económico o turístico.
E4	Crítico	Impacto sobre suministro de agua subterránea urbano. Área de protección o sensibilidad ambiental.

Fuente: PIMS - PERENCO

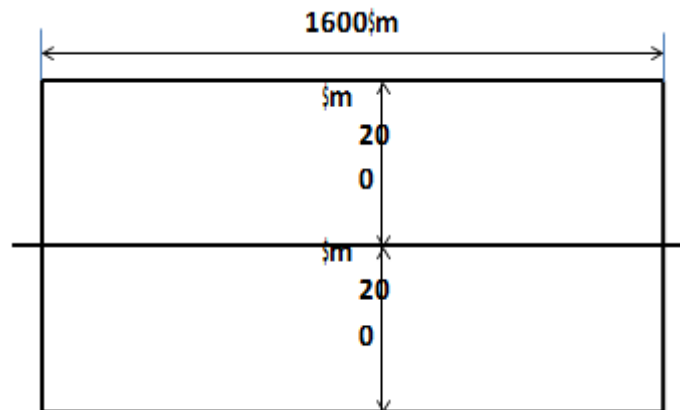
Tabla 11. Definiciones de clase ocupacional

Calificación	Número de casas	Situación Típica
Clase 1	Menos de 10 construcciones destinadas para uso residencial.	Páramo, desierto, montañas, campos de pastoreo, granjas y áreas escasamente.
Clase 2	Más de 10 y menos de 46 construcciones.	Áreas marginales alrededor de la ciudad o pueblo, áreas industriales, haciendas y áreas rurales.
Clase 3	Más de 46	Áreas de desarrollo suburbano,

Calificación	Número de casas	Situación Típica
	construcciones	centros comerciales, áreas residenciales y áreas industriales.
Clase 4	Áreas densamente pobladas	Áreas con prevalencia de edificios, áreas de alto tráfico, áreas donde pueden haber varias redes de servicios enterradas. Ciudades.

Fuente: PIMS - PERENCO

Figura 22. Representación del área unitaria para la que la clase ocupacional es determinada



Fuente: PIMS - PERENCO

Habiendo establecido la clasificación de impacto ambiental y clase ocupacional, y la Tabla 5 puede ser usada para buscar la consecuencia de seguridad/ambiental. El caudal a través de la tubería (en bph para tuberías de crudo, o mscfd para tuberías de gas) también es un factor importante.

Para tuberías de líquidos, la consecuencia de seguridad/ambiental también depende en la gravedad API del producto que se está transportando. La Tabla 4 debe usarse para buscar la calificación de consecuencias.

Para tuberías de gas, la Tabla 5 debe ser usada para determinar la calificación de consecuencias.

La clasificación ambiental, clase ocupacional y la calificación de la consecuencia ambiental/seguridad resultante debe ser revisada anualmente para asegurar que reflejan el estado actual de la tubería. Si cualquiera de los parámetros que determinan la clasificación de la tubería son modificados, la consecuencia debe ser reevaluada.

Tabla 12. Clasificación de consecuencia para tuberías de líquidos (crudo, agua)

		CLASE OCUPACIONAL															
		CLASE 4				CLASE 3				CLASE 2				CLASE 1			
		AMBIENTE				AMBIENTE				AMBIENTE				AMBIENTE			
PRODUCTO	CAUDAL BPH	E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1	E4	E3	E2	E1
LIVIANO API >31°	> 6000	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	D	C	E	D	C	C
	3000 - 6000	E	E	E	E	E	E	E	E	E	C	C	B	E	C	C	B
	1200 - 3000	E	E	E	E	E	E	D	D	E	C	C	A	E	C	B	A
	180 - 1200	E	E	E	E	E	D	D	C	D	C	B	A	D	B	A	A
	< 180	E	E	E	D	E	D	C	C	D	B	A	A	D	B	A	A
PESADO API <31°	> 6000	E	E	E	E	E	E	E	D	E	D	C	C	E	D	C	C
	3000 - 6000	E	E	E	E	E	E	E	D	E	D	B	B	E	D	B	B
	1200 - 3000	E	E	E	D	E	E	D	C	E	C	B	A	E	C	B	A
	180 - 1200	E	E	D	D	E	D	D	C	D	C	A	A	D	C	A	A
	< 180	E	D	D	C	E	D	C	C	D	B	A	A	D	B	A	A

Fuente: PIMS - PERENCO

Tabla 13. Calificación de consecuencia para tuberías de gas

PRODUCT	CAUDAL	CLASE OCUPACIONAL			
		CLASE 4	CLASE 3	CLASE 2	CLASE 1
GN	> 678 MSCFD	E	E	D	C
	> 339 y < 678	E	D	C	B
	> 170 y < 339	E	D	C	B
	> 21 y < 170	D	C	B	A
	< 21	D	C	B	A
GLP	> 85 MSCFD	E	E	D	C
	42 – 85	E	E	C	C
	20 – 42	E	D	C	B
	2 - 20	E	D	C	B
	< 2	E	C	B	A

Fuente: PIMS - PERENCO

6.6.2 Evaluación de Riesgo Una calificación de riesgo es derivada por la referencia cruzada de la probabilidad asignada y la consecuencia de acuerdo con la Figura 11.

Figura 23. Matriz de Riesgo

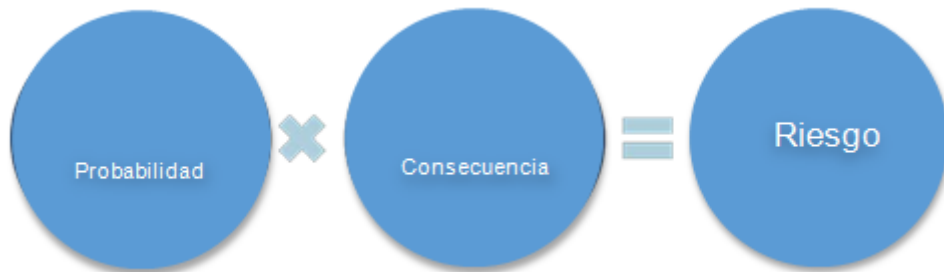
E	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto
D	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
C	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
B	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto
A	Muy Bajo	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio
Probabilidad / Consecuencia	1	2	3	4	5

Fuente: PIMS - PERENCO

El riesgo es evaluado para cada amenaza. También es evaluado como una función de posición a lo largo de la sección de tubería, de acuerdo con los perfiles definidos para localización de la amenaza, probabilidad y consecuencia.

El riesgo es evaluado como el producto de probabilidad y consecuencia, como se ilustra en la Figura 10, Abajo.

Figura 24. Valuación de Riesgo



Fuente: PIMS - PERENCO

6.7 PLANEACIÓN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Basado en el resultado de la evaluación de riesgo de la tubería, una Rutina de Inspección y Mantenimiento (IMR) es preparada para cada tubería o activo relacionado. El propósito es describir las actividades de inspección, monitoreo y ensayo requeridas para ayudar a gestionar los riesgos a la tubería a tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP). El IMR es un documento controlado que detalla las actividades de inspección, monitoreo y ensayo, programación, estado de completación para cada tubería o activo relacionado.

El IMR debe también incluir un conjunto de Indicadores de Desempeño Claves (KPI) para proveer aseguramiento de que las actividades de integridad están siendo desempeñadas como planeado y están teniendo el efecto deseado.

Las actividades de inspección y monitoreo prescritas, y la frecuencia de las mismas, deben tomar en cuenta los resultados de la evaluación de riesgo, las capacidades del equipo de inspección asociado, y cualquier característica inusual o específica relacionada con la tubería en cuestión. Un resumen de

métodos inspección y/o monitoreo típicos, y el tipo de daño o anomalía que son capaces de detectar, es dado en la Tabla 2.

El IMR es diseñado para documentar el cumplimiento con los requerimientos corporativos de PERENCO para la Gestión de Integridad de Tuberías. El IMR debe ser revisado anualmente y formalmente terminado una vez todas las tareas rutinarias de inspección, monitoreo y ensayo están completas. Cualquier actividad que no haya sido completada debe ser evaluada para impacto de integridad continuada y contribución a riesgo acumulativo, explícitamente autorizada y adicionado a las actividades del siguiente ciclo de integridad. Actividades adicionales pueden ser identificadas para gestionar adecuadamente riesgo intermedio hasta que las acciones originalmente planeadas puedan ser completadas.

Tabla 14. Resumen de Métodos de Inspección y Monitoreo

Tipo de Amenaza	Inspección / Tipo de monitoreo	Daño / anomalía
Corrosión Interna	Inspección en línea (ILI) (MFL, UT) Inspección Directa (como alternativa a ILI para tuberías en las que no se pueden usar raspadores o verificación de resultado de ILI) Monitoreo de Inyección química Muestreo de líquido (recuento de hierro, residuos químicos) Cupones/sonda de corrosión Raspadores de limpieza, análisis de basura del Raspador	Pérdida de metal
Corrosión Externa	Inspección en línea (ILI) (MFL, UT) Inspección Directa (como alternativa a ILI para tuberías en las que no se pueden usar raspadores o verificación de	Pérdida de metal Daño recubrimiento/ánodo

Tipo de Amenaza	Inspección / Tipo de monitoreo	Daño / anomalía
	resultado de ILI) Estudio de protección catódica (CIPS, DCVG, pearson, estudio atenuación de corriente)	
Terceros	Estudio Ruta de Impacto / Patrulla Conocimiento Público / Notificación	Abolladura Grietas Pandeo local Desplazamiento Daño recubrimiento/ánodo
Riesgos Naturales	Estudio de Ruta / Patrulla	Evidencia de movimiento de terreno. Abolladura, pandeo local Grietas Desplazamiento Estado de excavación Daño recubrimiento/ánodo
Mal uso operacional	Monitoreo de parámetros de proceso (Presión, Temperatura, Velocidad de flujo, BS&W etc.). Registro de desviaciones de parámetros de proceso y calidad de fluido (contenido CO ₂ /H ₂ S) Ensayo funcional para válvulas y equipos de control Auditoría	Pérdida de metal incrementada Degradación de la tubería
Falla de Material o equipo	Inspección visual cercana Inspección en línea o Inspección Directa Ensayo funcional para válvulas y equipos de control Auditoría	Grieta Pérdida de contención Pérdida de función

Fuente: PIMS - PERENCO

El IMR debe ser revisado anualmente y actualizado cuando sea necesario para reflejar los datos históricos o cualquier cambio al sistema que pueda afectar los riesgos o la extensión del alcance de inspección.

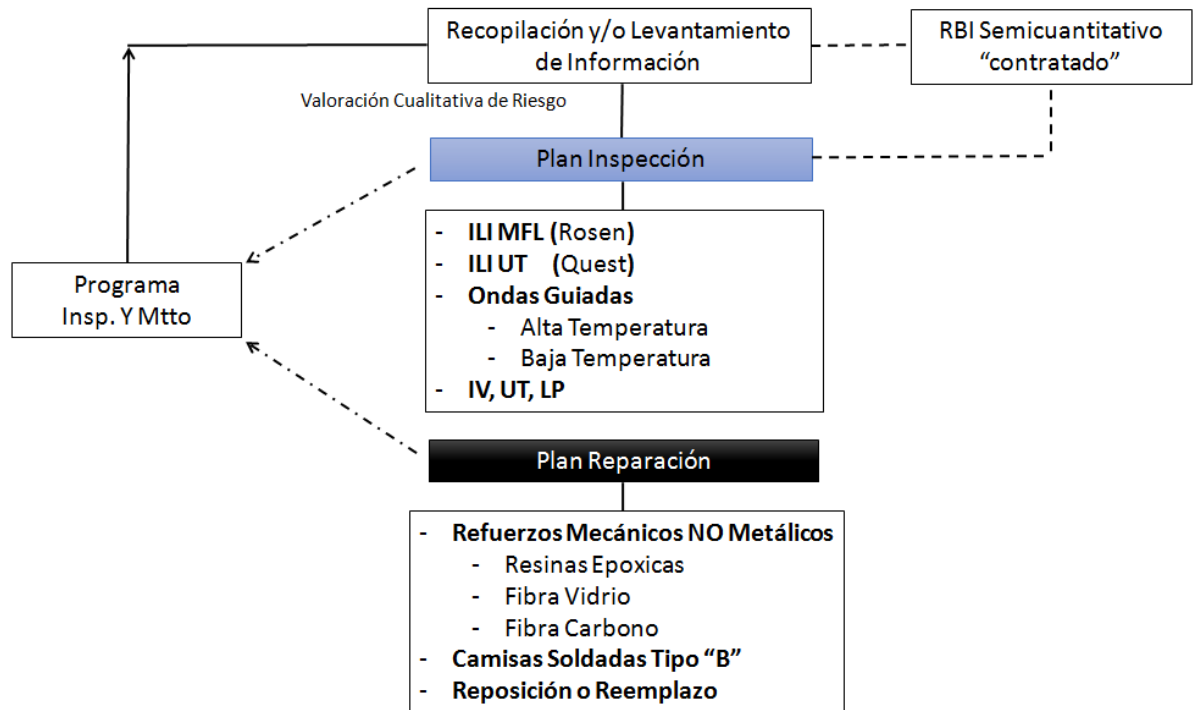
Las actividades de mantenimiento planeado son similarmente descritas en la Rutina de Mantenimiento Planeado (PMR). Este describe las actividades rutinarias de mantenimiento para una tubería dada y los equipos asociados, que son registrados a través del módulo PM de SAP. Cada equipo tiene una serie de Rutinas de Mantenimiento Planeado (PMR) detallando, tanto qué mantenimiento es requerido, como cuándo debe ser completado. El personal de Operaciones y Mantenimiento de PERENCO es responsable de programar llevar a cabo las actividades requeridas, incluyendo cualquier trabajo correctivo planeado o no planeado que surgen del PMR.

El equipo de Integridad de PERENCO es responsable por rastrear la compleción de todos los PMR de tuberías y los relacionados con tuberías y los trabajos de seguimiento, y deben ser una parte Consultada para cualquier cambio propuesto a la programación o requerimientos de PMR.

7. PLAN MANTENIMIENTO PARA INTEGRIDAD DE TUBERIAS

En la Figura 12. Abajo del Plan Mantenimiento, se resumen las técnicas y tecnologías de inspección y reparación propuestas para implementar en los ductos, según aplique.

Figura 25. Plan Mantenimiento (inspección y reparación)



Fuente: PIMS - PERENCO

Con el objeto de disminuir al máximo la probabilidad de una posible falla que pueda afectar al medio ambiente y la comunidad, se realizó un programa para manejo de integridad mecánica, los cuales son el resultado de las evaluaciones del riesgo y estudios de integridad previamente realizadas para identificar los puntos críticos del sistema. En este programa se detalla donde, cuando y que actividades se van a realizar sobre el ducto tales como monitoreo, ensayos e

inspección correspondiente a cada una de las amenazas descritas en el sistema de gestión de integridad estructural de ductos. Programa Gestión Integridad. Las diferentes empresas (ACEM LTDA, G&S, ATP INTEGRIDAD&CORROSION, CPS, TELMACOM) son las encargadas de la ejecución del PLAN DE mantenimiento del Campo CASANARE, dentro de su estructura existe un grupo interdisciplinario conformado por ingenieros y técnicos especialistas, quienes son los encargados de cada una de las actividades rutinarias mensuales para la gestión de la integridad, estas actividades son supervisadas por el ingeniero de integridad de PERENCO y son realizadas paralelamente a con estudios especializados que se realizan en el campo sobre los ductos y tanques. Mensualmente se realiza seguimiento y monitoreo de cada una de las actividades descritas anteriormente buscando el cumplimiento total de los trabajos planeados durante el año.

7.1. METODOS, TÉCNICAS Y/O ENSAYOS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO

A continuación se hace un breve resumen de las técnicas de inspección y evaluación de integridad más reconocidas en el sector Oil & Gas.

La inspección consiste en examinar, medir, contrastar las características del sistema de ductos, esto para determinar su conformidad con los requisitos especificado bajo la normatividad y así poder detectar características no conformes para generar planes de mitigación, para lo cual previamente debemos hacer una evaluación del riesgo, las técnicas de inspección más comunes usadas en el Campo Purificación para la gestión de integridad son:

- ILI
- Prueba Hidrostática
- CIS
- PCM / DCVG
- Ondas guiadas

- Ultrasonido
- Estudios Geotécnicos

7.1.1. ILI -Norma Api 1163 /Norma NACE RP 0102-2002 ILI (in line inspection) es el método más exacto de la evaluación del estado de tuberías metálicas, utilizando avanzados métodos electromagnéticos no destructivos para escanear toda la circunferencia y la longitud de la tubería de daños por causa la corrosión y otros.

Esta tecnología, conocida comúnmente como "marranos inteligentes", se ha convertido en el estándar de la industria en la evaluación de la condición de tuberías de acero sin o con revestimiento en la industria de petróleo y gas.

Esta herramienta inteligente es un avance muy grande de la tecnología cuyo principal valor es que permite conocer el estado de los ductos con un elevado grado de exactitud sin necesidad de desenterrarlo, ya que trabaja desde el interior. Se trata de un complejo equipo electrónico que recoge información del estado de la tubería por medio de numerosos sensores. Estos datos permiten analizar y descubrir aspectos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del ducto.

7.1.2. Prueba hidrostática Norma API RP 1110 La prueba hidrostática es una prueba no destructiva mediante el cual se verifica la integridad física de una tubería mediante la aplicación de una presión a un ducto fuera de operación, con el fin de verificar la hermeticidad de los accesorios bridados y la soldadura, utilizando como elemento principal el agua o en su defecto un fluido no corrosivo. Todo ducto nuevo debe ser sometido a una prueba de presión (hidrostática),

La prueba hidrostática también aplica cuando se reemplaza o se reparan líneas existentes permitiendo:

- Determinar la calidad de la ejecución del trabajo de fabricación o reparación de la línea o equipo.
- Comprobar las condiciones de operación para garantizar la seguridad tanto de las personas como de las instalaciones.
- Detectar fugas.

7.1.3. CIS-Norma NACE SP 0207-07 El CIS (Close Interval Survey) Esta técnica de inspección, desarrollada para análisis detallados de niveles de protección catódica en ductos, consiste en la medición continua de los potenciales tubo/suelo, medidos en espacios próximos. El operario camina sobre la directriz superior del ducto extendiendo un cable o alambre muy fino, que debe estar conectado al punto de medición o punto de prueba más próximo. Otro cable debe ir conectado a un par de semicélulas de cobre -sulfato de cobre- y un registrador, con el cual realizará el almacenamiento de las lecturas para el posterior análisis de los registros.

7.1.4. PCM– Norma NACE SP 0207-07 El PCM (Pipeline Current Mapper) ,Es una técnica electromagnética que no requiere el contacto con el suelo. Se utiliza un generador de señales para aplicar señales de corriente alterna al ducto y la corriente se determina con base en la potencia del campo electromagnético. Las mediciones de atenuación aportan información sobre la presencia de un defecto en el recubrimiento. Esta técnica es posible emplearla para inspeccionar tuberías o tramos de tubería localizadas en zonas áridas o bajo asfalto o concreto ya que los datos no son influidos por la resistencia de contacto.

7.1.5 DCVG - Norma NACE SP 0207-07 La técnica de DCVG (Direct Current Voltage Gradient), desarrollada con el fin de evaluar defectos del revestimiento de tuberías enterradas, consiste en efectuar lecturas y analizar los gradientes de potencial en el electrolito (tierra) determinando la dirección del flujo de la corriente. Teniendo en cuenta que la protección catódica genera un flujo de corriente hasta

los puntos de metal expuesto de la tubería, los defectos pueden localizarse individualmente; además, la gran sensibilidad de los instrumentos de DCVG permite localizar hasta los más ínfimos puntos dañados del revestimiento, con una precisión de 10 centímetros. Una vez localizado el defecto, se puede determinar su importancia según sus parámetros.

7.1.6 Ondas guiadas ASTM E2725 -11 Las ondas guiadas es una técnica de ensayos no destructivos complementaria tipo screening, que nos permite tener un perfil o sospecha de cómo puede estar toda nuestra tubería. Muestra indicaciones que deben ser verificadas con Ultrasonido. Es una de las mejores técnicas para inspección de tubería a largo alcance. Dependiendo de las condiciones metalmeccánicas del ducto, de la morfología de corrosión, tipo de recubrimiento, temperatura o incrustación entre otras, será su longitud de inspección. En el mejor de los casos puede inspeccionar hasta 300m en un solo disparo, en otros no tan buenos, hasta 12m. En un día se puede lograr hacer hasta 10 disparos.

7.1.7 Ultrasonido - Norma ASTM E164-13 El ultrasonido es una onda mecánica que oscila en frecuencias más altas que las audibles por el oído humano, cuando se envía una onda ultrasónica dentro de un componente mecánico, esta rebotará en los lugares donde se encuentren discontinuidades, trayendo información acerca de la ubicación y tamaño de dicha discontinuidad.

Inspección ultrasónica A-SCAN

Parte del ultrasonido se refleja cuando cambia de medio, tal como ocurre con el sonido cuando escuchamos ecos, al estimular un elemento mecánico con una onda de este tipo, esta producirá ecos en los lugares donde se encuentren discontinuidades, trayendo información acerca de la ubicación y tamaño de dicha discontinuidad.

Existen tres tipos de ondas con diferentes velocidades, (longitudinal, transversal y superficial), en general consideradas constantes para materiales sólidos, ya que, presión y temperatura afectan principalmente a líquidos y gases.

Ultrasonido Scan B

El Scan B es la representación gráfica de los espesores obtenidos mediante ultrasonido, frente a la distancia recorrida por el palpador, o frente al tiempo. De esta manera se logra por decirlo así un corte transversal de la pieza inspeccionada. El Scan B ofrece la ventaja de una representación gráfica de los espesores encontrados, fácil de interpretar y permite un mejor tratamiento estadístico al dar información sobre media y desviación estándar.

Inspección ultrasónica SCAN C

El C-Scan o barrido C es una presentación de la información de manera bidimensional, con un código de pseudo-colores que representa la profundidad o espesor del material.

Esta representación puede ser obtenida por un Palpador monocristal con un manipulador robotizado o mediante el empleo de un arreglo de varios cristales excitados por grupos de tal manera que constantemente obtienen un corte transversal de la pieza debajo de él y que va avanzando manual o automáticamente para obtener el mapa bidimensional de espesores.

Phased Array

El ultrasonido en Arreglo de Fase, es una variante de la técnica del ultrasonido, y se trata de un arreglo de elementos piezo-eléctricos disparados individualmente y con retardo de tiempo individual también. Retardo de tiempos de disparo precisos

permite interferencias constructivas y destructivas del haz ultrasónico, lo cual a su vez permite; direccionamiento del haz, barrido electrónico (barrido de una superficie completa sin mover el palpador), barrido lateral y barrido de geometrías complejas.

7.1.8 Estudios geotécnicos El estudio geotécnico es el conjunto de actividades que permiten obtener la información geológica y geotécnica del terreno, necesaria para la realización de un proyecto de construcción o reparación en los derechos de vías donde se encuentran ubicados los ductos, estos estudios tiene por objeto determinar la naturaleza y propiedades del terreno, necesarios para definir acciones de mitigación para garantizar las condiciones óptimas de protección y cimentación de los ductos.

7.1.9 Monitoreos con Cupones de corrosión – NACE RP 0775 La técnica de cupón de corrosión es la más simple y la más conocida de todos los métodos de monitoreo de corrosión. Esta técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra o cupón del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta. La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto, expresada como tasa de corrosión.

7.1.10 Cromatografías Norma ASTM D 1945-3 La cromatografía es un proceso físico de separación de sustancias llevado a cabo por la distribución en dos fases y como técnica analítica instrumental es capaz de proporcionar información tanto cualitativa como cuantitativa acerca de la composición de mezclas de sustancias. Atendiendo a la naturaleza de la fase móvil, se pueden distinguir dos tipos de cromatografía: cromatografía gaseosa y cromatografía líquida.

7.2 ESTRATEGIA Y PLAN DE REPARACIÓN

La estrategia de reparación se definió basada en Normas Internacionales (API 1160, ASME B31.8s, ASME PCC 2) y la Guía para reparación de Casa Matriz. En la Tabla 15. Siguiendo se define el método de reparación recomendado de acuerdo al tipo de defecto reportado.

Tabla 15. Métodos de Reparación por tipo de defecto

Tipo Defecto	Camisa Tipo "B"	Refuerzos Mecánicos (material compuesto)	Reemplazo
Corrosión Interna	X	---	X
Corrosión Externa picadura $\geq 0.8t$	X	---	X
Corrosión Externa picadura $\leq 0.8t$	X	X	X
Rasguño	X	X	X
Abolladuras, arrugas, dobleces suaves	X	X	X
Abolladuras parte superior del ducto. Abolladuras con corrosión, grietas o sobre cordón de soldadura	---	---	X
Quemaduras arco, inclusión o laminaciones	X	X	X
Defectos en Accesorios (tes, codos, nipples)	---	X	X
Piernas Muertas	---	X	X

X: Apropriado

--- No Apropriado

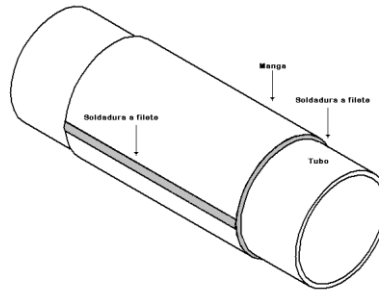
Fuente: Fuente: PIMS - PERENCO

7.2.1 Reparación con Camisa Tipo "B". Se juntan dos secciones semicirculares ajustadamente en el tubo sobre el defecto, se unen al ducto por medio de soldadura longitudinal y circunferencial al tubo para encerrar totalmente al defecto. Según Norma ASME PCC 2 o guía reparación de casa matriz.

Se debe realizar este tipo de reparación por personal calificado y procedimientos calificados.

Este mecanismo de reparación es muy seguro y confiable, ya que puede resistir esfuerzos iguales al SYMS del ducto.

Figura 26. Esquema de una reparación con camisas tipo B



Fuente: Fuente: PIMS - PERENCO

7.2.2 Refuerzos Mecánicos NO Metálicos (material compuesto) Los refuerzos mecánicos en tuberías y accesorios metálicos, es un tecnología nueva en Colombia y aun genera algo de desconfianza en Operadoras. Son refuerzos a base de fibras de material compuesto. Comercialmente las más conocidas son:

Refuerzos a base de fibra de vidrio, fibra de carbono y resinas epoxicas. Presenta algunas ventajas y desventajas:

Tabla 16. Tabla de Ventajas para Reparación con Refuerzos NO Metálicos

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • No necesita soldadura • Liviano • Fácil de manejar • Permanente • Relativamente económico • Aplicación en frío y con tubería en servicio • Aplicable para accesorios (te, codos, bifurcaciones, niples) • Control de fugas, goteos 	<ul style="list-style-type: none"> • Es exigente en cuanto a la limpieza superficial de la tubería. • Mala instalación compromete su desempeño. • El control de calidad depende del personal de instalación • Dudas sobre el desempeño a largo plazo de los compuestos.

Fuente: Fuente: PIMS - PERENCO

7.2.3 Reemplazo de Tubería Se recomienda realizar reposición para Tuberías sch 10, 20, tuberías incrustadas, piernas muertas, reparaciones subestandar y defectos según clasificación de la tabla arriba o por directriz gerencial de la Compañía.

8. CONCLUSIONES

- Como resultado de la presente monografía se tiene un plan de Integridad, el cual se ha venido ejecutando sobre el sistema de transporte de O&G desde cabeza de pozo hasta la llegada en c/u de las estaciones, ha sido la suma de los esfuerzos de cada una de las áreas de la empresa, ya que se han tomado medidas, acciones específicas de prevención y control para la mitigación de los riesgos. Todo esto enfocado en la búsqueda de la seguridad poblacional y la excelencia operacional,
- Las técnicas y herramientas de alta tecnología que se han utilizado para inspección, monitoreo y reparación han sido más eficaces y confiables .ya que con estas se ha podido determinar el estado real las tuberías de flujo, transferencia, proceso, como su capacidad máxima operativa, sus limitaciones y su comportamiento operacional tanto actual a como a futuro.
- Actualmente se lleva un mejor control de los planes de integridad , ya que se han hecho mucho más especializados y rigurosos, las rutinas que tiene el contratista de operación y mantenimiento son más frecuentes sobre todo en el sistema de gasoductos , teniendo en cuenta esto se realizan limpieza interna de la línea constantemente, los análisis del gas transportado son mucho más específicos y los monitores arrojan resultados satisfactorios con respecto al crecimiento de la corrosión en el ducto.

9. RECOMENDACIONES

- Continuar con el plan de reparación de defectos , teniendo en cuenta la información suministrada por la inspección con herramienta inteligente,.
- Realizar nuevamente una inspección con la herramienta ILI con el fin de actualizar la condición del ducto, analizar el comportamiento en los puntos donde se realizaron reparaciones desde el 2014 hasta la fecha y así poder identificar y priorizar nuevos puntos sensibles.
- Con el fin de monitorear y garantizar la calidad del gas transportado se debe continuar con el plan de monitoreo de condensados, bacterias y h2s.
- Realizar nuevamente un estudio de fitness for Service e incluir los estudios de corrosión growth y uprating basados en proyectos futuros o cambios operacionales.
- Continuar con los mantenimientos preventivos rutinarios (inspecciones de derechos de vías, sistema de protección catódica, cambio de cupones , marraneos de limpieza análisis físico químicos, y análisis de gases, y ajustar frecuencias según plan de integridad propuesto.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Publ 353, Managing Systems Integrity of Terminal and Tank Facilities

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 651, Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 510, Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 570, Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 580, Risk-Based Inspection

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 581, Risk-Based Inspection Technology

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP1110, Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Std 1163, In-line Inspection Systems Qualification Standard.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Std 579, Fitness for Service.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Std 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, And Reconstruction.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS D 1142-95 (2012)
Standard **Test** Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by
Measurement of Dew-Point Temperature , gaseous fuels, natural gas

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS D 46 Standard guide for
examination and evaluation of pitting corrosion

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS B 31.8 – 2003 (Revision of
ASME B31.8-1999) Gas Transmission and Distribution Piping Systems

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS B 31.8S Managing System
Integrity. 2004

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS B31.4, Pipeline
Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquid.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS B31G, Manual for
Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to
ASME B31 Code for Pressure Piping.

DEPARTMENT OF TRANSPORTATION 49 CFR Part 195, Transportation of
Hazardous Liquids by Pipeline.

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION Engineering Data Book. 12 Th
Edition 2004

MANUAL DE OPERACIÓN Campo producción Purificación, Tolima CPR Espinal
de Petrobras. Última Edición

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS RP 0192-98
Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS RP 0502 Standard
Recommended Practice - Pipeline External Corrosion Direct Assessment
Methodology.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS RP 0775 Preparation
and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield
Operations

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS SP 0102, In-line
Inspection of Pipelines

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS SP 0169, Control of
External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS SP 0208, Internal
Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS SP 0502, Pipeline
External Corrosion Direct Assessment Methodology

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS TM 0172 Standard
Test Method - Determining Corrosive Properties of Cargoes in Petroleum Product
Pipelines.

NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS 5747 Gestión de Integridad Para
Gasoductos

NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS DE 287/06 10 Gestión de Integridad Para
Sistemas de Transporte de Líquidos Peligrosos

ANEXOS

ANEXO A. PROGRAMA GESTIÓN INTEGRIDAD

ACTIVIDAD	FRECUENCIA	ULTIMA VEZ
ACCIONES CONTROL		
Inspección Ondas Guiadas y Ultrasonido Gasoductos, tuberías y accesorios Estaciones	3 años	21/03/2014
Pruebas Hidrostáticas Ductos y trampas (viabilidad ILI)	N/A	05/05/2015
Estudio Geotecnia	1 año	14/05/2015
Diagnóstico y Repotenciación Sistema Protección Catódica	2 años	20/06/2015
Adecuación trampas para ILI	N/A	15/07/2014
Inspección ILI Gasoductos	5 años	15/08/2016
Valoración de defectos ILI	N/A	24/10/2015
Reposición tramos críticos 6" Sch 40	N/A	28/11/2015
Reposición Gasoducto Entre Trampas	N/A	01/12/2015
Estudio Identificación Positiva Materiales	N/A	02/12/2015
Pruebas Hidrostáticas Ductos y Trampas 1500psi	N/A	05/12/2015
Levantamiento Planos Tuberías y Accesorios succión y descarga Compresores	4 años	14/12/2015
Instalación Puntos Monitoreo Corrosión	N/A	02/09/2016
Mitigación de Interferencias	3 años	20/12/2016
Instalación Puntos Monitoreo SHM	N/A	14/04/2014
ACCIONES DE RUTINA		
Monitoreo de Condensados FísicoQco y MIC	1 mes	01/12/2016
Análisis de Residuos Sólidos (Marraneos Líneas)	1 mes	01/12/2016
Monitoreo de Velocidades de corrosión mediante CUPONES	1 mes	01/12/2016
Monitoreo de Velocidades de corrosión mediante SHM	1 mes	01/12/2016
Monitoreo y seguimiento de aplicación, dosificación y residuales de inyección de productos químicos	1 mes	01/12/2016
Inspección (Visual, espesores, recubrimientos) scrubber, líneas y accesorios tubería succión y descarga compresores.	3 años	12/05/2012
Inspección o recorridos de línea sobre o paralelo al DDV (control fugas, carcavas, soportería, aislamientos	1 mes	01/12/2016
Inspección y Mtto del Sistema de Protección Catódica de Líneas de Flujo y Tanques		
Mantenimiento URPC	3 meses	01/10/2016
Inspección Instan On/Off	1 año	PROGRAMADO 2016
CIS	2 años	PROGRAMADO 2016
PCM	2 años	PROGRAMADO 2016
Inspeccion Kits Aislamientos	1 año	PROGRAMADO 2016
Limpieza Interna Ductos con Herramientas mecánicas (Marraneos: Poly pig, Copas, Grata, Cepillo)	1 mes	01/12/2016
Actualización de informacion de equipos (vasijas y líneas), planes y OT en modulo PM y QM de SAP	1 mes	01/12/2016
Actualización y/o creación de procedimientos	6 meses	01/12/2016