

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO Y DE  
INTEGRIDAD DEL MANEJO DEL GAS DEL CAMPO PURIFICACIÓN, TOLIMA**

**ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO Y DE  
INTEGRIDAD DEL MANEJO DEL GAS DEL CAMPO PURIFICACIÓN, TOLIMA**

**ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Especialista en Ingeniería de gas**

**Director**

**NICOLÁS SANTOS SANTOS**

**MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

Con mucho amor y cariño:

A Dios todo poderoso, que me permitió lograr un sueño más

A mi familia, padres y hermanos por su apoyo incondicional

A Miguel mi padre y mejor amigo, por su amor, esfuerzo, apoyo, consejos y ejemplo de vida, a quien debo todo lo que soy hoy como persona y profesional

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

**La escuela de ingeniería de petróleos de la UIS**, por haberme dado la oportunidad de pertenecer a su importante grupo académico.

**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.

**MSc. Nicolas Santos Santos** director de escuela y director de tesis, por su valiosa colaboración, consejos y orientación para el desarrollo de este trabajo.

**La Compañía Petrobras Colombia Limited**, y su grupo de trabajo por su apoyo en transferencia tecnológica, procedimientos y buenas prácticas de Ingeniería de mantenimiento y operación aplicados en el Campo Purificación

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. JUSTIFICACIÓN	19
3. OBJETIVOS	20
3.1 OBJETIVO GENERAL	20
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
4. MARCO TEÓRICO	21
5. GENERALIDADES DEL PLAN GESTIÓN INTEGRIDAD	22
5.1 VALORACIÓN DE RIESGOS	22
5.1.1 Índice de consecuencia en el Campo Purificación	22
5.1.2 Índice de afectación por amenazas en el Campo Purificación	23
5.2 TÉCNICAS Y/O ENSAYOS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO	25
5.2.1 ILI -Norma Api 1163 /Norma NACE RP 0102-2002	25
5.2.2 Prueba hidrostática Norma API RP 1110	26
5.2.3 CIS-Norma NACE SP 0207-07	26
5.2.4 PCM– Norma NACE SP 0207-07	27
5.2.5 DCVG - Norma NACE SP 0207-07	27
5.2.6 Ondas guiadas ASTM E2725 -11	27
5.2.7 Ultrasonido - Norma ASTM E164-13	28
5.2.8 Estudios geotécnicos	29

5.2.9 Monitoreos con Cupones de corrosión – NACE RP 0775	30
5.2.10 Cromatografías Norma ASTM D 1945-3	30
5.3 ESTRATEGIA Y PLAN DE REPARACIÓN	30
5.3.1 Reparación con Camisa Tipo “B”	31
5.3.2 Refuerzos Mecánicos NO Metálicos (material compuesto)	32
5.3.3 Reemplazo de Tubería	33
6. ESTUDIOS ANÁLISIS, INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN INTEGRIDAD REALIZADOS	34
6.1 ANÁLISIS DE CONDENSADOS	34
6.2 TRATAMIENTO QUÍMICO GASODUCTOS	36
6.3 MONITOREO CUPON DE CORROSION	37
6.4 MONITOREO VELOCIDAD CORROSION CON SHM (Structural health monitoring)	38
6.5 INSPECCIÓN ILI	39
6.6 PRUEBA HIDROSTÁTICA	40
6.7 INSPECCIÓN Y AJUSTE SISTEMA PROTECCIÓN CATÓDICA	41
6.8 DIAGNOSTICO DDV	42
6.9 FITTNES FOR SERVICE	42
6.10 REPOSICIÓN DE LÍNEA	42
7. PLAN MANEJO INTEGRIDAD	45
8. CONCLUSIONES	47
9. RECOMENDACIONES	49
BIBLIOGRAFIA	50
ANEXOS	54

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Matriz Riesgos 5x5	22
Figura 2. Índice de consecuencia	23
Figura 3. Amenazas y Variables Patrón Integridad Petrobras	24
Figura 4. Índice de Afectación	24
Figura 5. Esquema de una reparación con camisas tipo B	32
Figura 6. Montaje del portacupones	38
Figura 7. Instalación de SHM.	39
Figura 8. Carta de barton – prueba hidrostática a 1200 psi	41
Figura 9. Anomalías encontradas en el ILI	43
Figura 10. Excavación Tubería	44
Figura 11. Reposición Línea	44
Figura 12. Plan Mantenimiento (inspección y reparación)	45

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Métodos de Reparación por tipo de defecto	31

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. PROGRAMA GESTIÓN INTEGRIDAD	54
ANEXO B. INFORME PARCIAL GESTIÓN INTEGRIDAD	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ANEXO C. INFORME AVANCE PLAN DE REPARACIONES	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## 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/pulg<sup>2</sup>.

**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:** PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DEL TRATAMIENTO Y DE INTEGRIDAD DEL MANEJO DEL GAS DEL CAMPO PURIFICACIÓN, TOLIMA\*.

**AUTOR:** ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO\*\*.

**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 tratamiento del gas producido en el Campo Purificación 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 del gas producido en el campo purificación, suministrada por Petrobras durante su operación en Colombia, y actualmente operada por Perenco Oil & Gas.

Como fase inicial se debe realizar levantamiento de información (construcción, histórico de falla, operacional, inspecciones, reparaciones etc.) y análisis del proceso de tratamiento físico y químico para identificar rápidamente acciones para control de humedad y corrosión y evitar el deterioro de los equipos. Para este levantamiento de información fue necesario contratar estudios y ensayos adicionales, ya que no existían registros o nunca se habían ejecutado y son necesarios para el análisis de integridad del sistema.

Luego se estructura y establece un Plan de Integridad que asegure la operación segura y confiable de las tuberías y equipos, que incluya: mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo. A medida que se ejecuten los estudios y/o reparaciones se irán documentando los resultados como anexos de este trabajo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Químicas. Escuela de Petróleos. Director: Nicolás Santos

## ABSTRACT

**TITLE:** PROPOSAL FOR IMPROVING THE TREATMENT AND INTEGRITY MANAGEMENT OF THE NATURAL GAS FROM THE PURIFICACIÓN FIELD IN TOLIMA, COLOMBIA\*

**AUTHOR:** ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO.\*\*

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

**DESCRIPTION:** The concept of integrity is basically defined as the safety and reliability of a process. This work has as a main goal to present the best proposal to improve the treatment process of the produced natural gas from the Purificación field and to ensure the equipment and pipeline integrity to transport it.

The development of this project is based on technical information on the processing of produced natural gas from the purification field, which was supplied by Petrobras during its operation in Colombia. The field is currently operated by Perenco Oil & Gas.

The first stage of this study is the gathering of information (construction, historic failure data, operating conditions, inspections, repairs, etc.) and the analysis of physical and chemical treatment process to identify actions to control corrosion and moisture content and, at the same time, prevent equipment deterioration. For this collection of information it was necessary to conduct additional studies and tests, as there were no previous study records or were never executed and those were necessary for the analysis of the system integrity.

Subsequently, an Integrity plan is structured and established in order to ensure the safe and reliable operation of piping and equipment. This includes predictive, preventive and corrective maintenance. The appendices show some results of studies and/or tests already performed in the Purification field.

---

\* Work Degree.

\*\* Faculty of Physical Chemical Engineering. School of Petroleum Engineer. Director: Nicolás Santos

## INTRODUCCIÓN

La gestión de integridad de ductos es un sistema estructurado para identificar donde, cómo y cuándo deben ser enfocados los esfuerzos y recursos para garantizar de forma óptima la integridad mecánica y seguridad operacional de los procesos. Es un modelo eficiente que reduce significativamente el riesgo o amenazas de integridad, ya que trabaja alineado de las mejores prácticas de ingeniería, normatividad internacional y estándares internos de cada compañía.

En este orden de ideas y con el objeto de disminuir al máximo la probabilidad de una posible falla que pueda afectar al medio ambiente y la comunidad, se realizan los planes de integridad mecánica, los cuales son el resultado de las evaluaciones del riesgo previamente realizadas para identificar los puntos críticos del sistema, en el cual se detalla cada una de las actividades que 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.

Para poder garantizar la Integridad mecánica de un sistema de tubería se debe asegurar su condición metalmecánica y la agresividad del fluido transportado. Para este fin, existen muchas técnicas, métodos y tecnologías para inspección, monitoreo, control y mitigación de las amenazas asociadas a cada sistema.

El presente documento es una propuesta para el mejoramiento del tratamiento y de integridad del manejo del Gas del Campo Purificación, para conocer la condición metalmecánica de las tuberías y accesorios (tes, codos, niples), mediante la estructuración e implementación de un Plan de Mantenimiento preventivo y correctivo a corto y mediano Plazo.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Uno de los Objetos principales de las compañías operadoras en el sector hidrocarburos, es el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, bajo lineamientos de emisión cero.

Actualmente el Gas producido en Campo Purificación, tiene tres (3) finalidades; Consumo interno para generación eléctrica 36 %, Almacenamiento 5% y otra parte se Quema 59%.

Debido a la gran cantidad de Gas que se destina para quema, se están presentando problemas de afectación ambiental y social por los niveles de radiación calórica y auditiva.

La mejor opción como medida de mitigación a estos problemas, es transportar este gas de quema desde la estación hasta un city gate cercano o sitio de aprovechamiento del mismo. Sin embargo aún no es posible ya que el gas esta fuera de especificaciones RUT. El gas es húmedo y presenta H<sub>2</sub>S y tanto la planta de glicol como la torre de endulzamiento operan ineficientemente. Por otra parte se tiene incertidumbre por la integridad de los equipos (tuberías, accesorios, trampas, scrubbers, torres endulzadora etc), ya que no hay un programa estricto de inspección, mantenimiento ni de reparación. Por lo anterior el Campo Purificación esta susceptible a paros de comunidades, multas o penalidades ambientales, Perdida de imagen o reputación de la compañía, Perdida económica por desaprovechamiento del gas o en el peor de los casos un incidente por Daño de las tuberías y/o equipos generados por corrosión.

## 2. JUSTIFICACIÓN

El Gas producido en Campo Purificación, tiene tres (3) finalidades; Consumo interno para generación eléctrica 36 %, Almacenamiento 5% y otra parte se Quema 59%. Debido a la gran cantidad de Gas que se destina para quema, se están presentando problemas de afectación ambiental y social por los altos niveles de radiación calórica y auditiva. Como acción remediadora se debe transportar el Gas hasta un City Gate o punto de aprovechamiento del mismo.

Para poder transportar el Gas es necesario garantizar especificaciones y/o condiciones mínimas de calidad e integridad de los activos (equipos y tuberías). Actualmente esto no es posible ya que el Gas presenta altos contenidos de H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O, los equipos operan ineficientemente y se desconoce la integridad mecánica de la red de Gasoducto.

Por lo anterior y con el ánimo de dar una solución oportuna, se hace necesario realizar un estudio que incluya; recopilación y depuración de información técnica (construcción, histórico de falla, inspecciones, monitoreos etc), análisis especializado de la información, pruebas en campo para tratar el Gas y reducir al máximo su contenido de H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O, levantar mediante inspecciones y ensayos un diagnóstico y línea base de los activos, y finalmente establecer un plan de acción medible a corto, mediano y largo plazo.

Con el desarrollo de las actividades mencionadas y detalladas en el presente estudio, se busca dar soluciones viables técnico-económicamente, que permitan tomar decisiones de manera oportuna y eliminar los problemas que puedan incurrir con la comunidad y posibles multas por contaminación ambiental.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar una Propuesta para el mejoramiento del tratamiento y de integridad del manejo del Gas del Campo Purificación, Tolima

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recopilar Información referente a diseños, construcción, montajes, histórico de fallas, inspección, mantenimiento, reparación y planimetría del sistema de manejo de Gas del Campo Purificación de Petrobras
- Diagnosticar la condición operativa de los equipos (separadores, scrubber, torres) y tuberías (gasoductos, trampas y accesorios) del sistema de Gas
- Identificar los componentes del Gas de mayor amenaza para la integridad del sistema de manejo de Gas y evaluar la mejor alternativa para su mitigación
- Investigar y seleccionar las mejores técnicas y tecnologías para inspeccionar y evaluar la Integridad de los Gasoductos del Campo Purificación
- Estructurar el Plan de Manejo de Integridad, que incluya mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo para el Sistema de Manejo del Gas del Campo Purificación

## 4. MARCO TEÓRICO

La estrategia contiene los siguientes temas:

- Definiciones y terminología
- Recopilación información, e identificación de amenazas integridad
- Técnicas de inspección y evaluación integridad para control corrosión interna, corrosión externa y Geotecnia
- Análisis de agresividad de fluido y control mitigación
- Estrategia de reparación
- Plan Manejo Integridad, basado en resultados de estudios ejecutados
- Conclusiones
- Recomendaciones

## 5. GENERALIDADES DEL PLAN GESTIÓN INTEGRIDAD

### 5.1 VALORACIÓN DE RIESGOS

La base inicial de todo programa de gestión de integridad es un análisis de riesgo. Para nuestro caso de estudio, se representó en una matriz de 5x5 (**figura 1**) ya estandarizada y proporcionada por el sistema de gestión de integridad corporativo donde se puede observar de forma cualitativa la consecuencia y la probabilidad de falla para identificar el grado de criticidad del ducto y proporcionar una guía de enfoque para la programación de intervenciones a corto, mediano y largo plazo

**Figura 1. Matriz Riesgos 5x5**

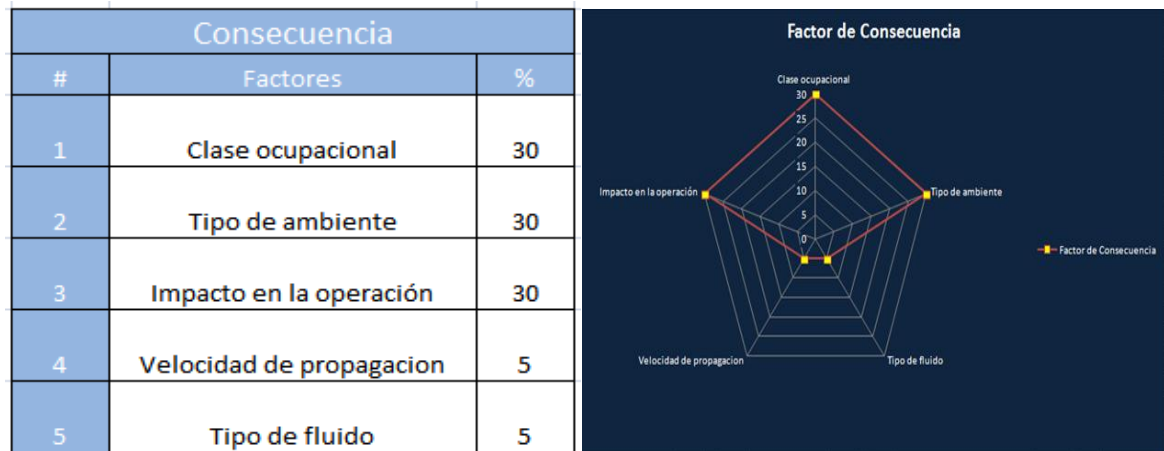
Consecuencia					
E	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto
D	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
C	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
B	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto
A	Muy Bajo	Muy Bajo	Muy Bajo	Bajo	Medio
Probabilidad	1	2	3	4	5

Fuente: Cortesía de Petrobras

**5.1.1 Índice de consecuencia en el Campo Purificación** Después de realizar un análisis detallado de cada una de los factores establecidos para el cálculo de la

consecuencia en caso de una posible una falla en los ductos y teniendo en cuenta la norma **ASME B31.8S y Patrón Integridad Petrobras**, el estándar establecido para el índice de afectación (**Figura 2**) teniendo en cuenta su importancia para el Cpr Espinal está definido por:

**Figura 2. Índice de consecuencia**

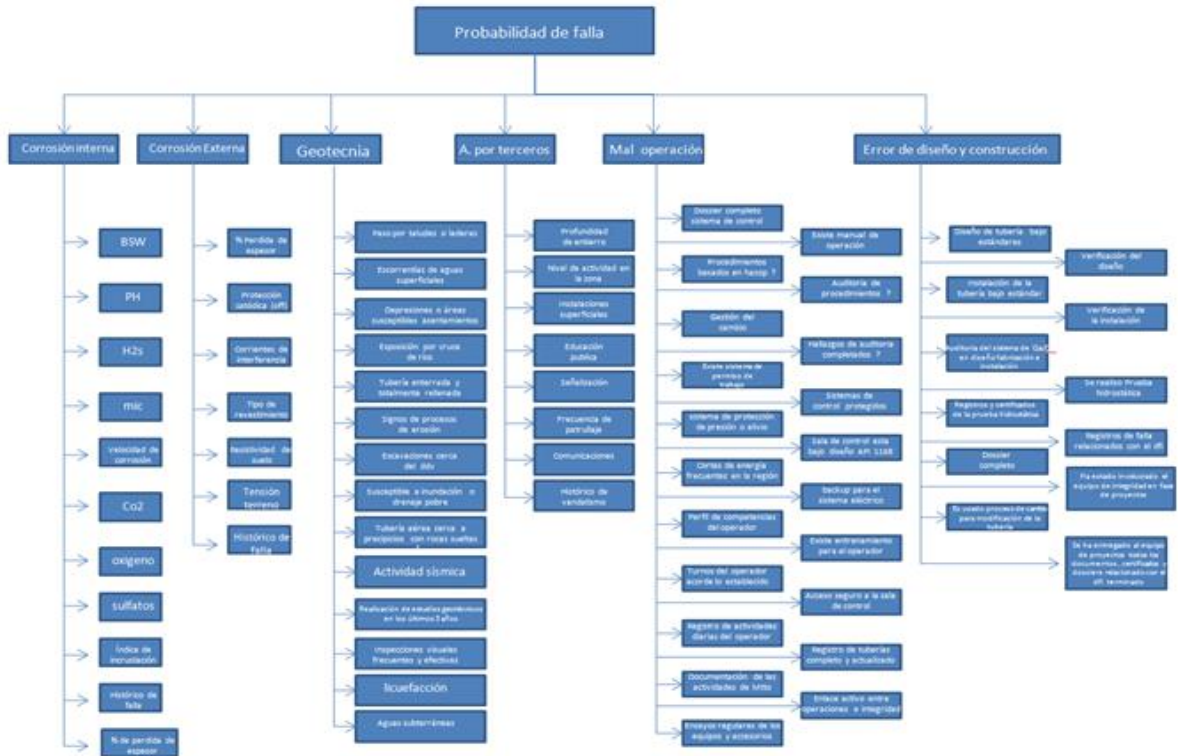


Fuente: Cortesía de Petrobras

**5.1.2 Índice de afectación por amenazas en el Campo Purificación** Después del análisis de cada una de las amenazas y para una precisa gestión de la integridad en el Campo Purificación, los índices de la probabilidad de falla fueron estandarizados teniendo en cuenta las características intrínsecas del campo de operación realizando un análisis de los fluidos transportados por la tubería, el histórico de falla y la experiencia del personal que ha operado el campo en los últimos años. El índice de afectación por amenaza esta descrito en la **Figura 4**.

Las variables analizadas en cada amenaza fueron extraídas de **ASME B31.8S y Patrón Integridad Petrobras**, como se ve en la **figura 3**.

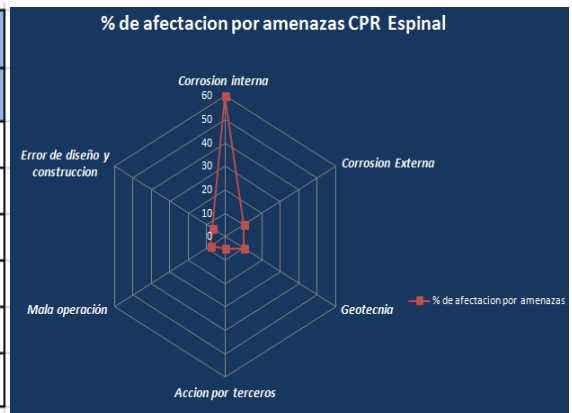
**Figura 3. Amenazas y Variables Patrón Integridad Petrobras**



Fuente: Cortesía de Petrobras

**Figura 4. Índice de Afectación**

Índice de afectación		
#	Factores	%
1	Corrosion interna	60
2	Corrosion externa	10
3	Geotecnia	10
4	Accion por terceros	5
5	Mala operacion	8
6	Error de diseño y construccion	7



Fuente: Cortesía de Petrobras

Para el campo Purificación después de haber realizado el análisis se evidencio claramente que la mayor amenaza que se tiene en el campo es por corrosión

interna, por lo cual la mayor parte de los esfuerzos se están enfocando en la mitigación y reducción del riesgo teniendo como factor principal esta amenaza.

## **5.2 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

**5.2.1 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.

**5.2.2 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.

**5.2.3 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.

**5.2.4 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.

**5.2.5 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.

**5.2.6 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.

**5.2.7 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.

**5.2.8 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.

**5.2.9 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.

**5.2.10 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.

### **5.3 ESTRATEGIA Y PLAN DE REPARACIÓN**

La estrategia de reparación se definió basado en Normas Internacionales (API 1160, ASME B31.8s, ASME PCC 2) y la Guía para reparación de Casa Matriz. En la tabla 1. Siguiendo se define el método de reparación recomendado de acuerdo al tipo de defecto reportado.

**Tabla 1. 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, niples)	---	X	X
Piernas Muertas	---	X	X

X: Apropriado

--- No Apropriado

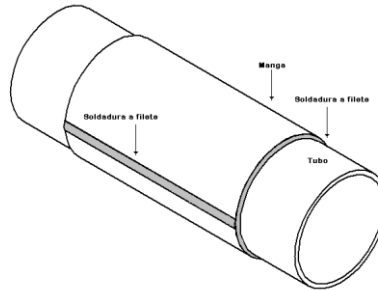
Fuente: Cortesía de Perenco

**5.3.1 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 5. Esquema de una reparación con camisas tipo B**



**5.3.2 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:

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

**5.3.3 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.

## **6. ESTUDIOS ANÁLISIS, INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN INTEGRIDAD REALIZADOS**

Debido a la gran cantidad de información recopilada para el desarrollo del presente proyecto, a continuación se hace un resumen de los estudios e inspecciones más relevantes. Para ver la información completa favor ir al **Anexo 2. Informe Gestión Integridad**.

### **6.1 ANÁLISIS DE CONDENSADOS**

Mediante la Firma ATP Ingeniería se realizó monitoreo de corrosión interna a través de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos realizados a muestras recolectadas en la línea del Scrubber de succión de la recuperadora V601B, en el campo Matachín Norte, asociado a la recepción de fluidos de 25 pozos.

Las actividades consistieron en la recolección de muestras; se efectuaron los análisis fisicoquímicos In-situ (Gases corrosivos disueltos CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S), pH, conductividad y Temperatura y se tomaron las muestras necesarias para los análisis ejecutados en el laboratorio (iones disueltos, cloruros, sulfatos, durezas, sólidos suspendidos, etc.).

Los resultados obtenidos tras la caracterización fisicoquímica y microbiológica permitieron concluir lo siguiente:

- El fluido analizado proveniente del Scrubber de succión de la recuperadora V601B, tras el monitoreo realizado en el mes de febrero, presenta una tendencia de corrosión alta según la clasificación propuesta en este documento

y mediante el uso del modelo matemático desarrollado, con el cual se determina que la mayor probabilidad de afectación por corrosión la presentan el módulo de parámetros Fisicoquímicos, principalmente por altas criticidades de pH y Temperatura las cuales se asocian a un mecanismo de daño por la acidez, también esta afirmación se ve reflejada en la simulación de parámetros fisicoquímicos los cuales asignan un valor de velocidad de corrosión de 7,208 mpy.

- En caso de presentarse pérdida de las barreras de control y mitigación (Aplicación de tratamiento químico eficiente) establecidas para la línea de flujo en el Scrubber de succión de la recuperadora V601B, se podrá ver como consecuencia una pérdida de la integridad del mismo a causa de corrosión localizada potenciada por los parámetros fisicoquímicos del fluido.

Con base en los resultados obtenidos se recomienda que:

- La caracterización fisicoquímica y microbiológica a los fluidos de la línea de flujo Scrubber de succión de la recuperadora V601B, debe efectuarse con una frecuencia trimestral acompañado de monitoreos electroquímicos con el objetivo de evaluar las tendencias corrosivas y dar cumplimiento a las acciones que Petrobras establezca como de mitigación.
- El próximo monitoreo debe enfatizarse en la evaluación de las concentraciones microbianas de BSR y revisar las acciones encaminadas a mitigar posibles fenómenos de biocorrosión.
- Realizar el estudio de cupones y biocupones para evaluar las tasas de corrosividad localizadas y generalizadas.

## 6.2 TRATAMIENTO QUÍMICO GASODUCTOS

De acuerdo a los resultados de medición y caracterización de los diversos fluidos Gas-Líquido que serán transportados por el gasoducto, esto debido a que no contamos con un gas seco y será una condición presente y constante en el tratamiento.

Para el control de la corrosión tendremos una dosis constante de Inhibidor de corrosión LC ICW 5001, como referencia inicial; sin embargo, y de acuerdo a los monitores y si es necesario contamos con otra referencia de inhibidor piloto para probar en campo.

La dosificación establecida está dada en Pintas, para dosis en Gas se manejan valores de 2 Pintas por cada Millón Pie cubico de Gas= 2Pintas/MMSCF.

Equivalente a 2 Pintas =  $\frac{1}{4}$  Galón; 0.5 Galón para tratar 1 MMSCF. Por ende la dosificación será la mínima permisible por la bomba dosificadora.

Para su control y monitoreo, será indispensable el seguimiento mensual de MPY mediante cupón expuesto en el gasoducto; igualmente la caracterización de los sólidos y/o líquidos obtenidos en las limpiezas internas del Gasoducto que deberán ser mensuales con el fin de remover la mayor cantidad de condensados y retirarlos de las zonas bajas del ducto; de éste se determinarán principalmente pH y la inoculación de viales para seguimiento bacteriano.

La medición de Gases corrosivos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> también deberán realizarse mes a mes, identificando descensos o crecientes, y será un factor para el control bacteriano, pues la presencia de H<sub>2</sub>S nos indica un posible crecimiento bacteriano de SRB (Sulfatoredutoras). Y será otro control para dosis del producto bactericidal.

La naturaleza THPS (Sulfato de tetrakis (hidroximetil fosfonio) del Biocida LC BIO 2006, Reacciona “secuestrando” el sulfuro de hierro compuesto que hemos evidenciado en las limpiezas internas.

### **6.3 MONITOREO CUPON DE CORROSION**

El 2 de septiembre del 2013 por parte de la empresa asesoría ventas y servicios se realizó la instalación del portacupon de corrosión de alta presión sobre la línea de gas Casa verde hasta Wpf de 6 “exactamente en la llegada de Wpf, teniendo en cuenta que el gas transportado en el campo es el mismo para todo el sistema de gasoductos, la medición tomada en este punto muestra una aproximación muy exacta de cuanto está variando la velocidad de corrosión en el sistema.

**Figura 6. Montaje del portacupones**



#### **6.4 MONITOREO VELOCIDAD CORROSION CON SHM (Structural health monitoring)**

El 14 de abril del 2014 por parte de la empresa ATP ingeniería realizó la instalación del equipo de SHM, El cual es una herramienta de alta tecnología que combina la captura de datos en tiempo real del espesor de la tubería por medio de una red sensorial no destructiva, desde la cual se obtienen indicadores que permiten detectar anomalías (daños o degradación) oportunamente y realizar cálculos operacionales de la tubería en línea.

**Figura 7. Instalación de SHM.**



La instalación se realizó en la llegada de la línea a Wpf, desde su instalación el equipo ya comenzó con la captura de información la cual es visualizada por cualquier dispositivo con acceso a internet.

## **6.5 INSPECCIÓN ILI**

El 15 de Agosto del 2012 , el Gasoducto de 6 pulgadas de diámetro y 8.757 km desde Casa Verde hasta Estación WPF fue inspeccionado con la Herramienta inteligente MFL para Detección de Corrosión equipada con la Unidad de Mapeo XYZ (CDG) por la empresa Rosen con el objetivo de detectar, localizar y dimensionar anomalías de pérdida de metal (tales como corrosión interna y externa), anomalías de manufactura y anomalías de pared intermedia (tales como laminaciones e inclusiones) y para proveer coordenada geográficas precisas a lo largo de la tubería detallando cada sección de línea.

Se puede concluir de esta inspección de pérdidas de metal que no se requiere acción de remedio inmediata ya que no se detectaron agrupaciones / grupos de

corrosión con un ERF calculado  $> 1.0$  (de acuerdo a RSTRENG Caso 2, Modificado B 31G - 0.85 dL) como tampoco anomalías de pérdida de metal con una pérdida de espesor calculada  $\geq 80 \%$ .

Si se precisan o no medidas adicionales de control de pérdidas de metal, sólo podría determinarse por una comparación con inspecciones anteriores y el historial operacional.

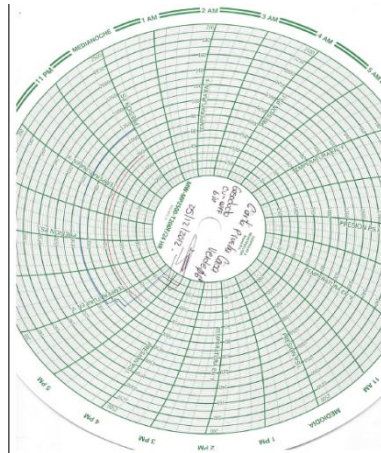
## **6.6 PRUEBA HIDROSTÁTICA**

Debido a la necesidad de obtener la información acerca de la condición completa de la integridad del gasoducto , por lo que se analizaron varias técnicas especializadas que pudieran mostrar la integridad total del ducto , por esta razón se contrató la inspección con herramienta inteligente ,ILI o comúnmente llamada “marraneo inteligente”. Ya que esta es la mejor opción por su calidad de información, confiabilidad y experiencia en el tema de ductos.

Para correr esta herramienta en la línea el proveedor del equipo solicito condiciones específicas de operación tales como presión, temperatura y dimensiones de las trampas de recibo de envió, bajo estas consideraciones se decidió realizar una prueba hidrostática a 1200 psi durante seis horas y media para garantizar las condiciones de presión (400 psi) que solicitaba el contratista para realizar la inspección.

La prueba hidrostática fue realizada el 5 de mayo desde 5:30 pm hasta 12 am teniendo una duración de aproximadamente 6 hora y media, la línea fue sometida a una presión de 1200 psi con una temperatura de 33 grados centígrados, sin ningún inconveniente durante el proceso, a continuación se evidencia en la carta de barton los resultados obtenidos.

**Figura 8.** Carta de barton – prueba hidrostática a 1200 psi



Fuente: Cortesía Petrobras

## 6.7 INSPECCIÓN Y AJUSTE SISTEMA PROTECCIÓN CATÓDICA

El 20 de junio del 2012 Petrobras enmarcada en su programa de Integridad de ductos, ha formalizado con Escalar Ingeniería Ltda. un contrato para realizar un análisis de la condición actual del sistema de protección catódica y a su vez, realizar el mantenimiento preventivo del sistema para asegurar la eficiencia y garantizan la integridad mecánica de sus líneas de transporte de crudo, gas y agua de los Campos Purificación y Matachines.

La inspección del SPC conlleva un inventario del estado actual del campo en el cual se enuncia: evaluación del estado de los kits de aislamiento instalados, resistividad del terreno en trayectos definidos, análisis del estado actuales de las unidades rectificadoras, CIS, instalación de estaciones de monitoreo y toma de potenciales en ese punto. Mitigación de interferencias, ajuste y calibración del sistema. **Ver Anexo 2.**

## **6.8 DIAGNOSTICO DDV**

El 14 de mayo del 2012 buscando garantizar la integridad mecánica del sistema de ductos y enfocados a mitigar cada una de sus amenazas que puedan llegar a generar una posible de falla específicamente sobre el gasoducto Casa verde – Wpf. Por esta razón se solicitó a la empresa escalar ingeniería realizar una inspección geotécnica sobre los derecho de vía en donde están ubicados cada uno de los ductos, buscando puntos críticos que puedan afectar directamente los ductos. Los resultados de la inspección se evidencian en **ANEXO 2**.

## **6.9 FITTNES FOR SERVICE**

El 24 de octubre del 2012 fue realizada por la empresa Atp ingeniería la evaluación de Aptitud para el Servicio de Tres Áreas Afectadas por Indicaciones de Pérdida de Metal Interna generadas por el informe ILI en el Gasoducto Casa verde – Wpf, a continuación se evidencia del análisis realizado.

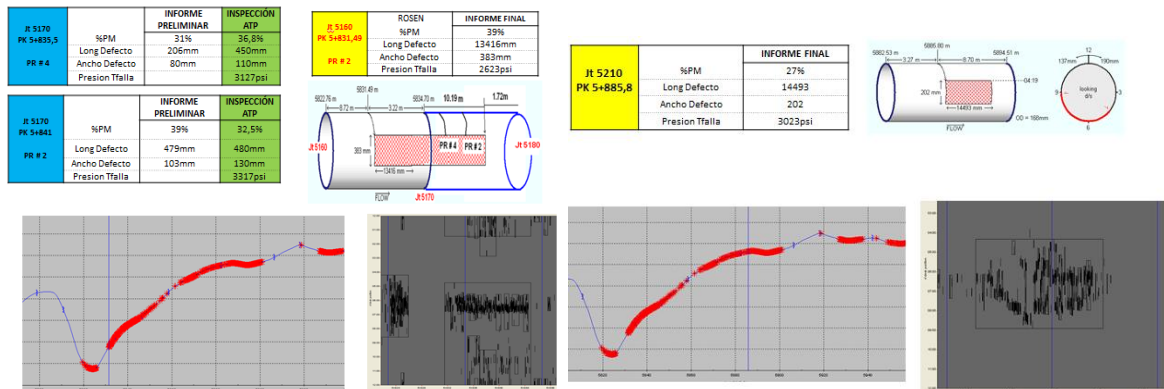
Con base en los resultados de las inspecciones se evaluó el esfuerzo remanente de las áreas afectadas por las pérdidas de metal y se realizó un análisis de aptitud para el servicio inmediato y futuro, para posteriormente definir las acciones de inspección y monitoreo requeridas en el referido gasoducto con el fin de garantizar la continuidad y seguridad operacional del mismo.

## **6.10 REPOSICIÓN DE LÍNEA**

Continuando con las actividades del plan de gestión de integridad el 28 de noviembre del 2012 por parte de la empresa Pert se realizó la reposición de 180 mts de tubería a la altura del kilómetro 5 +831 en la línea que va desde Casa

Verde hasta Wpf de 6”, este fue uno de los hallazgos resultantes de la inspección con herramienta inteligente ILI y posterior verificación con la técnica por ultrasonido Scan A, las anomalías encontradas son descritas a continuación en las siguientes imágenes:

**Figura 9. Anomalías encontradas en el ILI**



Fuente: Cortesía Petrobras

Estas son las 3 anomalías de mayor relevancia en esta sección de la tubería encontrándose perdida de metal de 36%, 40% y una abolladura de aproximadamente 27%, además de corrosión generalizada en este sector, teniendo en cuenta esto se procedió a realizar las actividades de reposición.

### Excavación y retiro de la tubería afectada

Con la identificación de cada uno de los puntos a intervenir, se procedió a realizar La actividad de excavación, para esto se requirió ejecutar trabajos de limpieza del terreno natural en las áreas donde intervino la obra , en la cual se usaron herramientas mecánicas (retroexcavadora) complementadas con excavación manual, la longitud total de la zona excavada fueron 185 mts de largo x 3 mts de ancho x 1,5 mts de profundidad teniendo en cuenta todas las condiciones de seguridad para la estabilización del terreno y no afectar ninguna condición humana o natural.

**Figura 10. Excavación Tubería**



Fuente: Cortesía Petrobras

### **Retiro y Reposición de la tubería**

Luego de haber realizado el proceso de cortes sobre el ducto fue necesario el uso de herramienta mecánica para su retiro y reposición, el procedimiento fue coordinado por el Ing. de integridad del campo y tuvo una duración de 6 días donde se mitigaron las 3 anomalías encontradas en el informe ili , garantizando así la integridad del gasoducto .

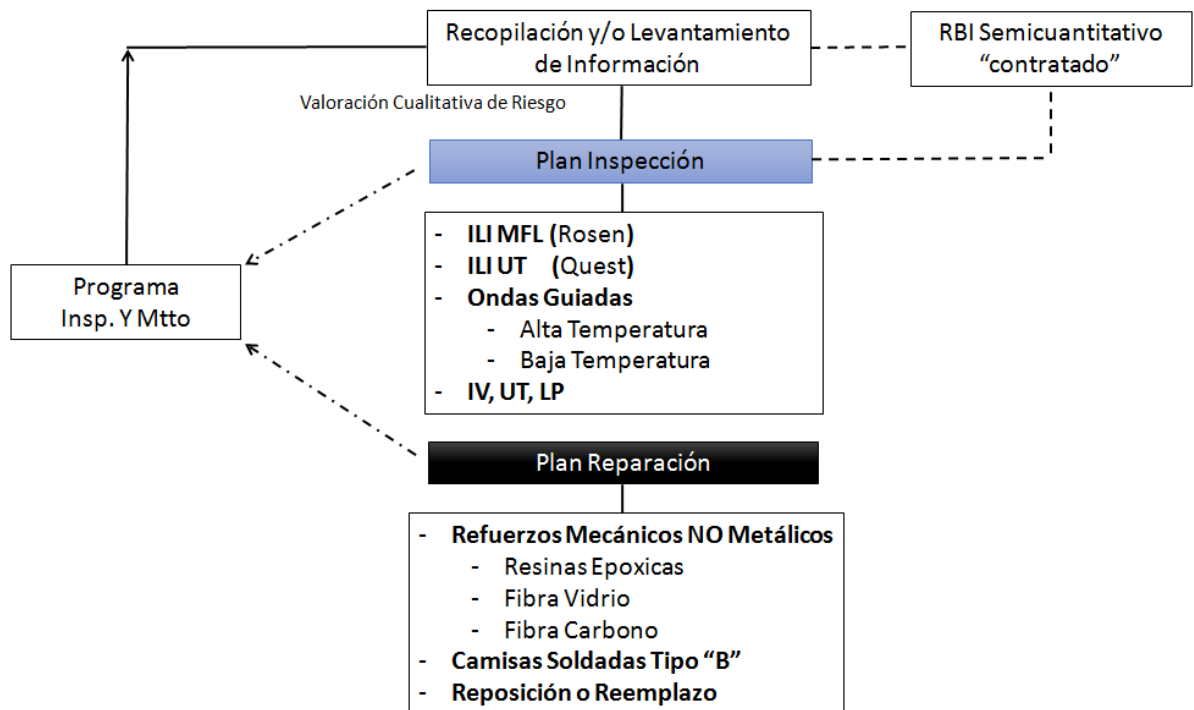
**Figura 11. Reposición Línea**



## 7. PLAN MANEJO INTEGRIDAD

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 12. Plan Mantenimiento (inspección y reparación)**



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. Ver **Anexo 1**. Programa Gestión Integridad. La empresa Mecánicos asociados (Masa) es la encargada de la operación y mantenimiento del Campo Purificación, 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 Petrobras 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.

## 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 gas desde cabeza de pozo hasta la llegada del Gasoducto en la estación WPF, 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 del gasoducto, como su capacidad máxima operativa, sus limitaciones y su comportamiento operacional tanto actual a como a futuro.
- La reposiciones e intervenciones realizadas hasta la fecha de la generación de este informe, han mitigados los punto más críticos en el gasoducto, sobre todo los que se encuentran ubicados en el sector del tambo considerado como el área de más alta población sobre el derecho de vía. En total se han realizado 4 reposiciones encontrando defectos entre el 25% y 40 % de perdida de espesor, cambiando aproximadamente 257 mts de tubería reportadas en el informe de la inspección con herramienta inteligente ILI y analizadas con la técnica fitness for service.
- 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.

- los 3 puntos de mayor relevancia en el gasoducto analizados con la técnica fitness for service, evidenciaron que a pesar de tener pérdidas de espesor entre el 25 % y 40 % no fueron considerados como críticos y según los cálculos podían ser sometidos a una presión máxima de 1200 psi, sin embargo se realizó la reposición de cada uno de estos puntos y posteriormente fue sometido el gasoducto a una prueba hidrostática llegando a presiones de 1500 psi.

## 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 2012 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

**ANEXO B.** Informe Parcial Gestión Integridad

**ANEXO C.** Informe Avance Plan De Reparaciones