

**MODELO DE GESTIÓN PARA CONTROL DE CORROSION INTERIOR EN
PLANTAS Y REDES DE TRANSPORTE DE GAS – CASO ASOCIACION
CASANARE DE PERENCO**

ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2021

**MODELO DE GESTIÓN PARA CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR EN
PLANTAS Y REDES DE TRANSPORTE DE GAS – CASO ASOCIACIÓN
CASANARE DE PERENCO**

ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO

Plan de Trabajo de Grado

Director:

MSc. ANDRÉS GILBERTO LEMUS CABALLERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2021

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 Luz y Miguel mis padres y mejores amigos, por su amor, apoyo, consejos y ejemplo de vida, a quienes 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 maestría, por su comprensión, paciencia y esfuerzo por transmitirnos la mejor información para nuestra formación.

Ingeniero Andrés Lemus director de tesis, por su valiosa colaboración, consejos y orientación para el desarrollo de este trabajo.

La Compañía Perenco 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 Casanare

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. DESCRIPCION DEL PROCESO SISTEMA DE GAS DE LAS ESTACIONES DE LA ASOCIACION CASANARE	19
1.1 ESTACIÓN LA GLORIA.....	19
1.2 ESTACIÓN LA GLORIA NORTE	24
1.3 ESTACIÓN MORICHAL.....	28
1.4 ESTACIÓN TOCARÍA.....	32
2. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RIESGO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍAS.....	36
3. TECNOLOGIAS DE INSPECCIÓN Y EVALUACION DE INTEGRIDAD	40
3.1 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES (P.N.D).....	40
3.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS.....	41
3.3 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DE HERMETICIDAD.....	41
3.4 TÉCNICAS EVALUACIÓN INTEGRIDAD.....	42
4. DETERMINACIÓN DE CORROSIVIDAD DEL FLUIDO POR MONITOREO DE GAS	43
5. RESULTADO MEDICIONES ESPESORES TUBERIA Y ANALISIS GAS.....	48
5.1 MEDICIÓN DE ESPESORES CULITATIVO EN ESTACIONES.....	48
5.2 RESULTADOS DE MONITOREO DE CALIDAD DE GAS.....	48
5.2.1 Medición de Humedad.	48
5.2.2 Medición de Dióxido de Carbono.	51
5.2.3 Medición de sulfuro de hidrogeno.	52
6. TECNOLOGÍA DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE TUBERÍA.....	53
6.1 REPARACIÓN CON CAMISA TIPO “B”	54
6.2 REFUERZOS MECÁNICOS NO METÁLICOS (MATERIAL COMPUESTO) ...	54

6.3 REEMPLAZO DE TUBERÍA	55
7. MODELO DE GESTIÓN DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR.....	56
8. CONCLUSIONES	59
9. RECOMENDACIONES.....	62
BIBLIOGRAFÍA.....	64

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema Estación La Gloria	23
Figura 2. Esquema Estación MORICHAL	30
Figura 3. Esquema Estación TOCARÍA	35
Figura 4. Distribución de Riesgo Total	36
Figura 5. Distribución de Riesgo Corrosión interna.....	36
Figura 6. Distribución de Riesgo Corrosión Externa	36
Figura 7. Distribución de Riesgo SCC	37
Figura 8. Distribución de Riesgo por segmentos -	38
Figura 9. Distribución de Riesgo por longitud de tubería -	38
Figura 10. Distribución de Riesgo en metros de los sistemas de tuberías por estación	39
Figura 11. Zonas de probabilidad de SCC Presión Parcial H ₂ S vs PH	45
Figura 12. Esquema de Reparación con Camisa Tipo “B”	54
Figura 13. Modelo Gestión Control Corrosión Interior.....	57
Figura 14. Esquema General de la Metodología RBI.....	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Explicación de proceso de gas - Estación La Gloria	19
Tabla 2. Explicación de proceso de gas - estación la gloria norte	24
Tabla 3. Explicación de proceso de gas - estación morichal	28
Tabla 4. Explicación de proceso de gas - estación tocaría	32
Tabla 5. Criterio de Corrosividad para Muestras de Gas.	44
Tabla 6. Criterios de Corrosión (NACE RP 0775-13).	44
Tabla 7. Especificaciones Calidad de Gas RUT.	46
Tabla 8. Medición de espesores estaciones	48
Tabla 9. Medición de condiciones de gas	49
Tabla 10. Métodos reparación	53

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Modelo Gestión Control Corrosión Interior

Anexo B. Valoración RBI Cualitativa estaciones La Gloria, La Gloria Norte, Morichal y Tocaría

Anexo C. Explicación procesos LGL, LGN, MOR, TCA.

Anexo D Esquemas de cada estación

Anexo E. Medición de espesores tomados en campo.

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.

CIS: Medición continua de potenciales en intervalos cortos. Una medición de potenciales realizada a lo largo de una tubería metálica enterrada o sumergida, con el fin de PROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC DE 287/06 11 obtener mediciones de potencial DC tubo-suelo válidas a intervalos regulares lo suficientemente pequeños para permitir una evaluación detallada.

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

Consecuencias de falla (CoF): Es el impacto que una falla en un equipo, tanque, línea de proceso. Las consecuencias de fallas son agrupadas en términos de los

siguientes tipos de categorías de impactos: en personas, el medio ambiente, económica.

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.

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.

Estándar NACE SP0206DG: se aplica para evaluar corrosión interior en tuberías de gas natural que normalmente transportan gas seco.

Estándar NACE SP0110WG: se aplica para evaluar corrosión interior en tuberías onshore y off shore y otros sistemas de tubería que normalmente transportan gas natural con agua condensada, o con agua e hidrocarburos líquidos.

Estándar NACE SP0208LP: se aplica para evaluar corrosión interior en tuberías normalmente empacadas con compuestos del petróleo en estado de líquido incomprensible bajo condiciones normales de operación, contaminados con sedimentos y agua (BS&W) menor al 5% en volumen.

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

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

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.

Inspección Basada en Riesgo (RBI): es un proceso de manejo y valoración de riesgos que se focaliza en la pérdida de contención de equipos presurizados en estaciones de procesos, debido al deterioro del material. Estos riesgos son principalmente manejados a través de la inspección de los equipos.

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.

Mecanismo de Daño: es el proceso que induce el deterioro micro y/o macro del material en el tiempo, los cuales son peligrosos para la condición del material o sus propiedades mecánicas. Los mecanismos de daño son usualmente incrementables, acumulativos y en algunas instancias, no recuperables. Incluye los siguientes: corrosión, cracking, creep, erosión, fatiga, fractura y envejecimiento térmico.

Mitigación de riesgos: es el proceso de selección e implementación de medidas para modificar el riesgo.

Picadura: Corrosión localizada confinada a un punto o a un 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.

Valoración de riesgo presencial: Se realiza en dos etapas; en la primera, se ejecuta una visita previa a la planta objeto de estudio con el fin de identificar con el personal de operaciones de la planta los sistemas, equipos y tanques que conforman la planta. La segunda etapa, corresponde al taller RBI, con el fin de validar el trabajo realizado en la primera etapa.

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

TÍTULO: MODELO DE GESTIÓN PARA CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR EN PLANTAS Y REDES DE TRANSPORTE DE GAS – CASO ASOCIACIÓN CASANARE DE PERENCO*.

AUTOR: ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO**.

PALABRAS CLAVE: GAS NATURAL, CORROSION INTERIOR, PLANES MITIGACIÓN, RIESGO, GASODUCTO, FACILIDADES CAMPO PRODUCCION, INSPECCIONES, ANALISIS, MODELO GESTION, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DE PROCESOS.

DESCRIPCIÓN:

El gas natural es una mezcla de metano y otros gases, que procede de pozos productores de gas y petróleo condensado, o de pozos que tan solo contienen gas. En la mayoría de los casos, este Gas viene con agentes corrosivos que requieren ser removidos y así, evitar daños en facilidades de superficie.

El presente trabajo de monografía tiene como fin principal, presentar un Modelo para control de corrosión interior en plantas y redes de transporte de Gas en el Campo Casanare de Perenco.

La base para el desarrollo de este proyecto, es información técnica del proceso de transporte de Gas en el Campo Casanare, suministrada por Perenco Colombia Limited.

Como fase inicial se debe realizar un Modelo de Gestión de control de corrosión interior para líneas y facilidades de superficie de transporte de Gas. Posterior se realiza el levantamiento de información (construcción, histórico de falla, operacional, inspecciones, reparaciones etc.) y análisis del proceso de transporte de Gas desde cabeza de pozo hasta la entrega del Gasoducto principal. Dicha información es la base para la elaboración de una evaluación de riesgos API 581, en donde se logra identificar rápidamente acciones de Mitigación. Para este levantamiento de información fue necesario contratar estudios y ensayos adicionales, ya que no existían registros o nunca se habían ejecutado.

Luego se correlaciona los resultados de las inspecciones y se establece un Plan de verificación y evaluación de Integridad en los puntos o activos más críticos o susceptibles para generación de corrosión interior. Por último se estructura un Plan de Manejo 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 en una base de datos o Software, finalizando satisfactoriamente el Modelo de Gestión Para Control de Corrosión Interior en Plantas y redes de transporte de Gas de la Asociación Casanare de Perenco.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría de Petróleo y Gas. Director: Andrés Lemus

ABSTRACT

TITLE: GAS PLANTS AND TRANSPORTATION PIPELINES INTERNAL CORROSION MANAGEMENT MODEL - CASANARE DE PERENCO ASSOCIATION CASE*.

AUTHOR: ELKIN JEFFERSON PORRAS GALLEGO.**

KEYWORDS: NATURAL GAS, INTERNAL CORROSION, MITIGATION PLANS, RISK, GAS PIPELINE, FACILITIES, PRODUCTION, FIELD, INSPECTIONS, ANALYSIS, MANAGEMENT MODEL, SECURITY AND RELIABILITY OF PROCESSES.

DESCRIPTION:

Natural gas is a mixture of methane and other gases, which comes from wells producing gas and condensed oil, or wells that contain only gas. In most cases, this Gas comes with corrosive agents that need to be removed in order to avoid damage to surface facilities.

The main aim of this monograph work is to present a Model for the control of internal corrosion in plants and gas transport networks in the Casanare de Perenco Field.

The development basis of this project is the technical information on the gas transportation process in the Casanare Field, supplied by Perenco Colombia Limite.

As an initial phase, an internal corrosion control management model for lines and surface facilities for gas transportation must devolved. Subsequently, the information is collected (construction, failure history, operational, inspections, repairs, etc.) and an analysis is performed of the gas transportation process from the wellhead to the main gas pipeline delivery. This information is the basis for the preparation of an API 581 risk assessment, where it is possible to quickly identify Mitigation actions. For this information recollection it was necessary to hire additional studies and trials, since there were no records or they had never been carried out.

Then the results of the inspections are correlated and an Integrity verification and evaluation Plan is established in the most critical or susceptible points or assets for the generation of internal corrosion. Finally, an integrity Management Plan is structured to ensure the safe and reliable operation of the pipes and equipment, which includes: predictive, preventive and corrective maintenance. As the studies and / or repairs are carried out, they will be documented in a database or Software, satisfactorily completing the Management Model for Internal Corrosion Control in Plants and Gas transport pipelines of the Casanare de Perenco Association.

*Degree Senior Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Master of Oil and Gas. Director: Andrés Lemus

INTRODUCCIÓN

Los campos de producción de hidrocarburos frecuentemente están expuestos a amenazas por corrosión interior, que deterioran las tuberías y equipos.

En Colombia no existen programas o modelos integrales que diagnostiquen, inspeccionen, evalúen y controlen la amenaza de corrosión interior en campos de producción, que incluyan facilidades desde fondo de pozo hasta el usuario final (tuberías, scrubbers, separadores, torres, instrumentación, accesorios etc.).

El transporte en la industria del gas se basa principalmente en tuberías fabricadas en acero al carbono y de baja aleación. Estas tuberías pueden ser afectadas por corrosión interna si hay agua presente y la corrosividad variará en dependencia de muchos factores tales como la temperatura, presión total, el contenido de CO₂, H₂S y O₂ en el gas, el pH del agua, condiciones de flujo, el uso de la inhibición de productos químicos, etc. La corrosión de estos aceros causada por los factores antes mencionados ha sido, y sigue siendo, una preocupación importante ya que afecta la fiabilidad y la integridad a largo plazo de tuberías metálicas.

La corrosión interna ocasionada por la presencia de agua y contaminantes como CO₂ y H₂S representa una de las áreas de mayor interés y preocupación en entornos de producción y transporte de hidrocarburos. Esto es así debido a la criticidad y la necesidad de evaluar la corrosividad de un medio para garantizar la utilización segura de los aceros, los cuales tienen una amplia aplicación en casi todas las esferas de la producción, transporte y refinación de petróleo y gas. Aunque los mecanismos de corrosión generados por la amenaza corrosión interna han sido áreas de trabajo significativo durante los últimos treinta años, todavía

existe una necesidad de predecir con precisión la corrosividad de los ambientes, desde el punto de definir los límites de uso para los aceros al carbón.

Actualmente los sistemas de transporte de Gas en los campos de producción de Perenco, se enfrentan a reincidentes fallas y pérdidas de contención de sus tuberías y facilidades de superficie, por lo que es necesario implementar una metodología que permita identificar sus riesgos y poder tomar acciones mitigadoras de manera oportuna.

En este orden de ideas y con el objeto de disminuir al máximo la probabilidad de una falla que pueda afectar la integridad de los activos, medio ambiente y la comunidad, se realiza un modelo de gestión de control de corrosión interior que incluye; valoración de riesgos, planes de mantenimiento, inspección, análisis, monitoreo y evaluación. Lo anterior con el fin de garantizar la operación segura y confiable de los sistemas de Gas de la Asociación Casanare de Perenco.

1. DESCRIPCION DEL PROCESO SISTEMA DE GAS DE LAS ESTACIONES DE LA ASOCIACION CASANARE

1.1 ESTACIÓN LA GLORIA

Tabla 1. Explicación de proceso de gas - Estación La Gloria

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA			
1		Manifold de entrada de tuberías provenientes de los pozos LGL 4, LGL 18 y LGL 20 (pozos activos). Todos los pozos extraen crudo, agua, sedimentos y gas. No hay pozos que extraigan sólo gas o que lo hayan hecho en el pasado.	Las tuberías de gas que están en el manifold, pertenecen al proceso de gas lift que antiguamente se trabajaba en esa estación, el cual es un método de extracción de crudo. Todas esas líneas están abandonadas. Hace más de 7 años que dejaron de utilizar ese método y en este momento el crudo se extrae utilizando bombas electro sumergibles.
2		El crudo, agua, gas y sedimentos que llega de los pozos activos, pasa a 2 separadores de los cuales sale una línea de 6" que lleva el gas a los	La presión con la que sale el gas de los separadores es de 85 psi. A los intercambiadores, el gas llega con una temperatura de 120 °F y sale con una temperatura de 50°F. De ahí pasa al pulmón, donde se limpia y

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA

		intercambiadores. Hay un tercer separador, el cual es de prueba.	pasa por todo su proceso de condensación.
3.	Al pulmón también llega una línea que sale desde el gasoducto que viene desde la gloria norte el cual se mezcla en el pulmón con el resto del gas y pasan al scrubber. Por el momento, esa línea está cerrada, ya que sólo la abren cuando es necesario, cuando algún pozo no produce el gas suficiente para autoconsumo de la estación.	Al scrubber, el gas llega en condiciones óptimas para su consumo, desde ahí, se hace distribución para generadores, gas veredal e instrumentación y el exceso se va hacia la tea.	Hay una línea de 2" que se dirige hacia una vereda. En la estación no saben en qué lugar se encuentra el city gate, ya que eso no le pertenece a PERENCO, ese gas se lo venden a una empresa que se llama Enerca y ellos son los dueños de la tubería desde el city gate en adelante.
4.		También hay una línea que tiene aislamiento en pésimas condiciones que se conecta a dos bombas gardner denver las cuales son de despacho de crudo y entran a funcionar si la bomba pcp falla o el nivel del equipo sube demasiado y no es capaz de evacuar sola. Esas líneas están a una presión de 10 psi	
5.	Hay un equipo llamado Torsch gas que Almacena condensados agua y crudo y deja salir el gas a la tea.		

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA

6.



Hay también una línea de 3" que sale del scrubber y se dirige hasta los generadores que están a unos metros de la estación principal, de los cuales sólo 3 están funcionando.

6.

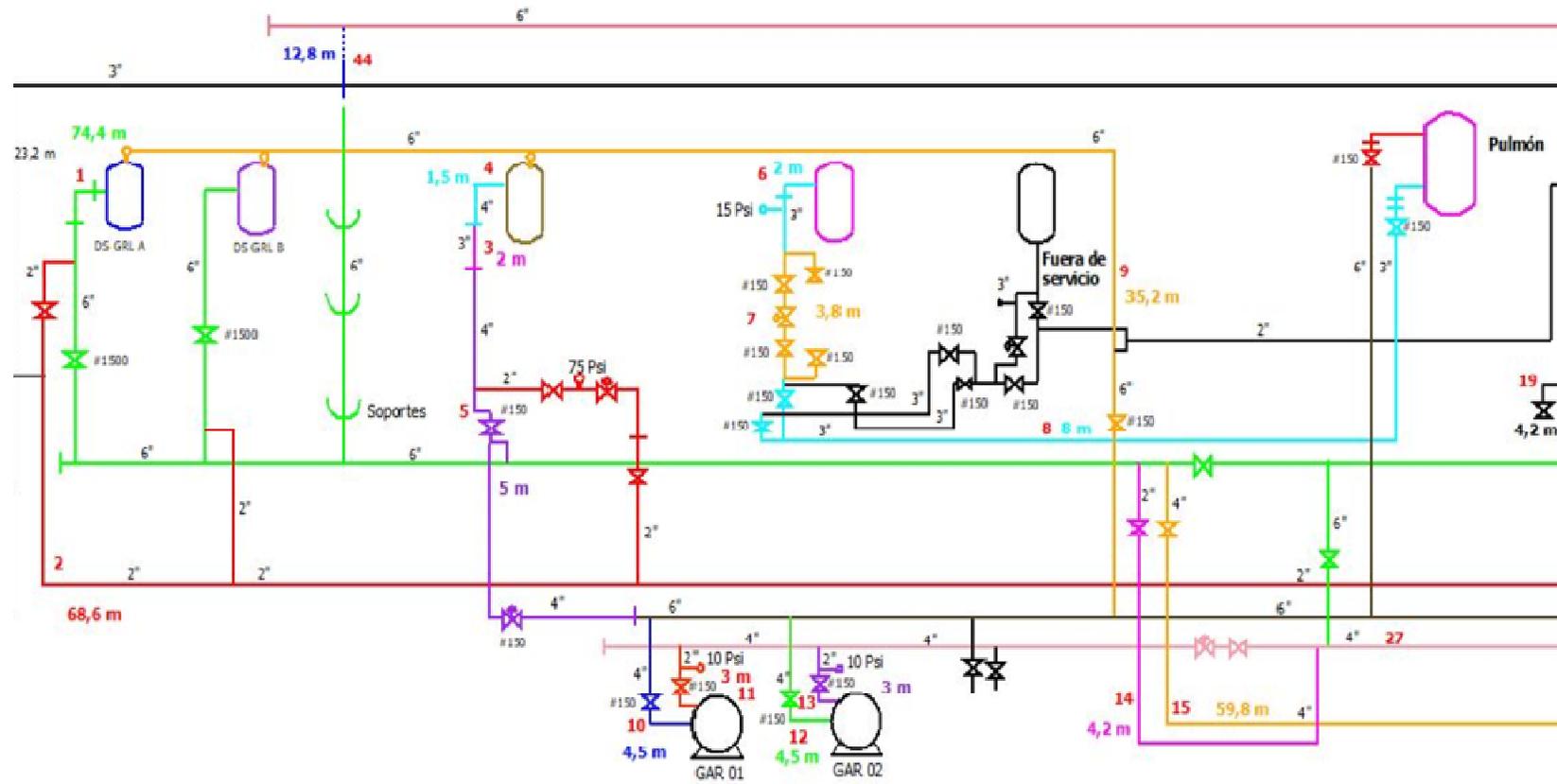


Esta imagen pertenece a la trampa de entrada del gasoducto que viene desde la gloria norte. Viene con una presión de 420 psi, hay una válvula que la reduce hasta 200 psi y luego sigue su recorrido el gas hasta que llega a otra válvula que reduce la presión hasta 80 psi que es la presión con la que manejan todos los procesos que llevan gas. Esta tubería tiene los soportes en mal estado y el recubrimiento está mejor que los demás, pero igual no está en óptimas condiciones. Consumo vereda: 23 mil pies³ por día

Observación: La condición externa de las tuberías está en mal estado. El recubrimiento presenta deterioro y desgaste, debido a la exposición permanente al sol y agua. Adicional, se encuentran sobre suelo y sin soportes con aislamiento mecánico. Excepto la línea de 4" del gasoducto que viene de la gloria norte, la cual se encuentra en buen estado.

Los sistemas de Gas asociados a la estación LA GLORIA están compuestos por 1201.8 metros de tubería (equivalentes a 46 segmentos), la distribución de riesgo está de la siguiente manera: 5 segmentos en nivel de riesgo alto (A) y 41 segmentos en nivel de riesgo Medio (M). Los 5 segmentos en riesgo alto (A) están representados los segmentos 1; 18; 35; 45 para los segmentos aéreos y el 28 para los enterrados. Este nivel de riesgo es producto de una Probabilidad de Falla correspondiente al mecanismo de daño de corrosión interna debido al desconocimiento y la falta de monitoreos que se encuentran a lo largo de los sistemas de gas y Consecuencia de Falla (CoF) producto de una indisponibilidad del sistema que conlleve a una parada de planta.

Figura 1. Esquema Estación La Gloria



Fuente: Cortesía Perenco Colombia Limited (ver anexos)

1.2 ESTACIÓN LA GLORIA NORTE

Tabla 2. Explicación de proceso de gas - estación la gloria norte

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA NORTE				
1.		<p>En la trampa de recibo del Gasoducto Morichal – La Gloria Norte, se evidencia tubería con recubrimiento en mal estado y presenta espesores en promedio de 0.350 - 0.400 pulgadas. Llega con una presión de 420 psi y la bajan hasta 80 psi para uso diario. El gas es utilizado en el proceso de generación de energía eléctrica. Hace dos años no utilizan raspadores de limpieza, ya que la línea presenta una restricción de geometría interna, por lo cual se decidió, operar a baja presión de 420psi. Antes el gasoducto manejaba presiones hasta de 1200 psi.</p>		<p>Trampa de envío del Gasoducto La Gloria Norte – La Gloria transporta Gas con una presión de 420 psi.</p>

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA NORTE

2.



El proceso comienza en los separadores, donde llega crudo con gas y agua, desde los pozos LGN 1, LGN 3 y LGN 6 de los cuales el pozo 1 y 3 funcionan con gas lift. Antes se utilizaba gas lift para el pozo 6 y 4 pero ahora el 4 está abandonado y el 6 es electrosumergible. Cuando los separadores pasan de 90 psi, votan gas hacia la tea. Aproximadamente se queman entre 6-7 miles pies³ diarios en la tea.



En el manifold de inyección de gas lift se ha presentado poros y recientemente se cambió una Tee de la tubería de 4". Dijo el operador que cuando la cambiaron, miraron por dentro y la vieron muy corroída, que parecía un mapa. Inyección de gas lift a 1500 psi por tubería de 2" hacia el pozo LGN 1 y LGN 3.

3.



Después de los separadores, el gas sale a 165°F pasa a los intercambiadores de calor y baja a 65 °F, le quitan la humedad y de ahí pasa al pulmón de succión compresores.



Este pulmón de succión compresores, hace su trabajo y estos lo vuelven a enviar a los pozos.

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA NORTE

4.



Scrubber de instrumentación y equipos, y gas veredal también. Este gas veredal sale por una tubería de 2" que presenta espesores entre 0,195-0,200 pulgadas. Equipos trabajan a 15 psi.



Pulmón reserva de generadores.

5.



Scrubber arranque de compresores



5.



Hace un año instalaron un equipo Torsh gas por una contingencia que hubo en la que se pasó agua y crudo por la Tea. Este equipo retiene los fluidos y sólo deja pasar gas a la tea y los líquidos los saca por otra tubería.



EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN LA GLORIA NORTE

Consumo gas vereda: 65-70 miles pies 3 diarios

Consumo gas que viene desde morichal: 200 miles pies3 diarios (aproximadamente según el operador) sólo se lo inyectan al Pozo LGN 6 como gas combustible para hacer funcionar los generadores

Tea quema: 6-7 miles pies 3 diarios

Los sistemas de Gas asociados a la estación LA GLORIA NORTE están compuestos por 2818 metros de tubería (equivalentes a 64 segmentos), la distribución de riesgo está de la siguiente manera: 9 segmentos en nivel de riesgo Alto (A) y 52 segmentos en nivel de riesgo Medio (M). Los 9 segmentos en riesgo Alto (A) están representados los segmentos 1, 10, 20, 28, 29, 44, 59 para los segmentos aéreos y los segmentos 6 y 11 para los enterrados. Este nivel de riesgo es producto de una Probabilidad de Falla correspondiente al mecanismo de daño de corrosión interna debido al desconocimiento y la falta de monitoreos que se encuentran a lo largo de los sistemas de gas y Consecuencia de Falla (CoF) producto de una indisponibilidad del sistema que conlleve a una parada de planta.

1.3 ESTACIÓN MORICHAL

Tabla 3. Explicación de proceso de gas - estación morichal

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN MORICHAL		
1		<p>Manifold de inyección gas lift. Actualmente, sólo está funcionando el pozo MOR 7 con extracción por gas lift. El pozo MOR 1 sólo extrae gas, pero no está funcionando ya que se dañó un compresor llamado ARIEL, y no ha llegado el repuesto que necesitan.</p>
2		<p>Trampa de salida de gas hacia tocaría. 950 psi.</p>
		<p>Trampa de salida de gas hacia LGN. Igual que en todas las estaciones, el gas se transporta entre estaciones a 420 psi. Descargan de crompesores e inyectan el gas al pozo y el que sobra lo envían a tocaría con los mismos compresores. Descarga de compresores 2"</p>
		<p>El proceso inicia en los separadores, donde llega crudo, gas, agua y sedimentos desde MOR 7. EL gas se dirige directamente a un scrubber. 4 separadores, de los cuales sólo están funcionando 2 (80 psi).</p>

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN MORICHAL

3



A este scrubber viene una línea de gas de floreña a 1200 psi, (perenco le compra gas a floreña y ese es el que distribuyen desde Morichal a LGN y TCA y desde TCA lo envían al resto del distrito) baja a 950 psi y este equipo lo envía tanto a LGN (420 psi) como a TCA (950 psi)



MOR7, produce 400 miles pies 3 de gas diarios. Ese gas que producen, lo usan para autoconsumo y si sobra lo inyectan al gasoducto, por medio de los compresores.

4



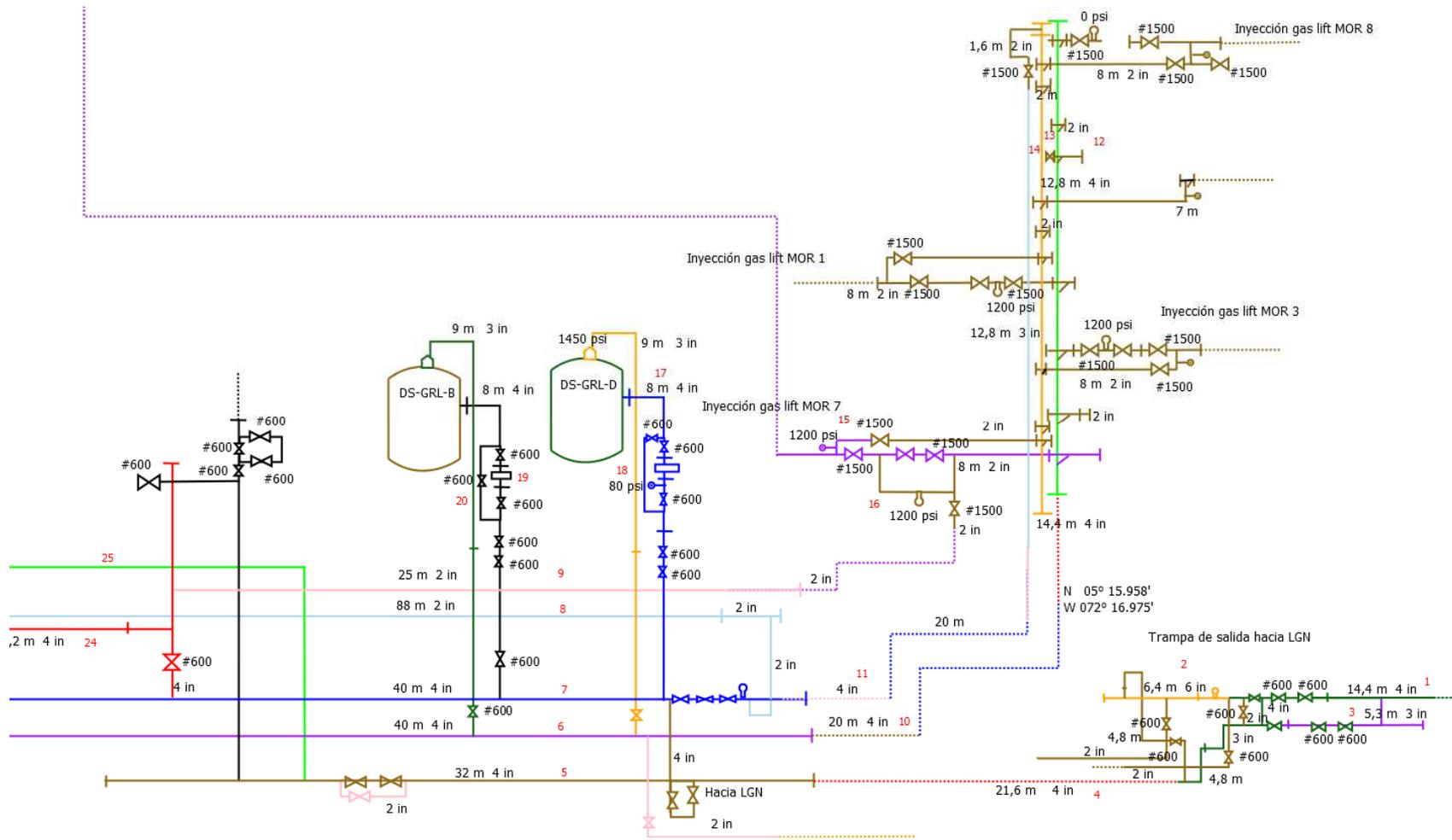
Esas líneas que se ven continuas son las que se dirigen hasta los compresores.

Hay 6 compresores en la estación de los cuales sólo están operando 5. El compresor Ariel, sufrió un daño y están buscando el respuesto. Estos compresores toman gas de los separadores y lo inyectan a los pozos para el proceso de gas lift y también cuando sobra gas, son los que lo inyectan al gasoducto que va hacia LGN y TCA.

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN MORICHAL		
dos de alta y dos de baja, de las cuales sólo funciona una de alta y una de baja.	Consumo vereda: 3,25 Mpcd	Baja 80 psi y PSV 110 psi
	Autoconsumo estación: 179 Mpcd	Alta 520 PSV operan a 120 psi
	Gas lift de inyección a MOR 7: 1304 Mpcd	MOR 1 y 3 tiene un separador exclusivo
	Producción pozo MOR 7: 423 Mpcd	4 teas, dos de alta y dos de baja, pero sólo funcionan una y una
	Gas que le compra perenco a Floreña para distribuir al distrito: 4943-5000 Mpcd	El equipo ariel toma gas y lo inyecta a gasoducto, l toma desde los separadores, salida de gas

Los sistemas de Gas asociados a la estación MORICHAL están compuestos por 1797.2 metros de tubería (equivalentes a 64 segmentos), la distribución de riesgo está de la siguiente manera: 5 segmentos en nivel de riesgo Alto (A) y 59 segmentos en nivel de riesgo Medio (M). Los 5 segmentos en riesgo Alto (A) están representados los segmentos 1, 30, 33, 35, 36 para los segmentos aéreos. Este nivel de riesgo es producto de una Probabilidad de Falla correspondiente al mecanismo de daño de corrosión interna debido al desconocimiento y la falta de monitoreos que se encuentran a lo largo de los sistemas de gas y Consecuencia de Falla (CoF) producto de una indisponibilidad del sistema que conlleve a una parada de planta.

Figura 2. Esquema Estación MORICHAL



Fuente: Cortesía Perenco Colombia Limited (ver anexos)

1.4 ESTACIÓN TOCARÍA

Tabla 4. Explicación de proceso de gas - estación tocaría

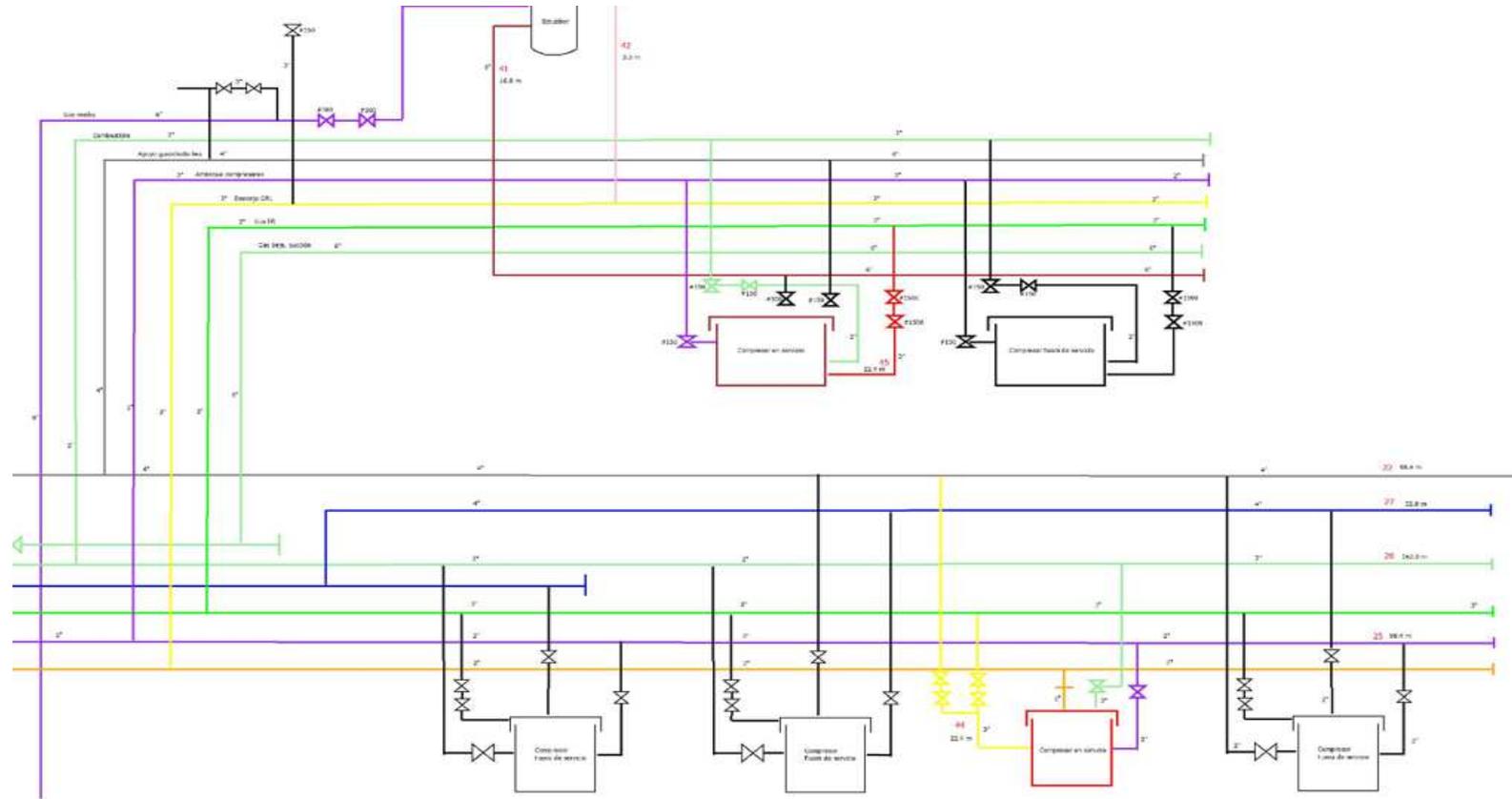
EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN TOCARÍA				
1		Trampa de salida de gasoducto hacia el distrito CAS		Trampa de llegada de gas de Morichal.
2		Manifold de inyección de gas lift hacia los pozos de la estación, de los cuales sólo funciona el TCA 12. Hay un pozo, el TCA 11 el cual está en workover.		AL igual que en las estaciones anteriores, el gas que viene del pozo TCA 12 llega a los separadores. Hay dos separadores bifásicos de baja.
3		El gas pasa a los compresores, los cuales se encargan de inyectar el gas para el proceso gas lift. En este momento, sólo se inyecta a TCA 12. Estos compresores también inyectan gas al gasoducto que va hacia el distrito cuando hay exceso en		Después de los compresores anteriores, sales las líneas de la imagen hacia otros dos compresores.

EXPLICACIÓN DE PROCESO DE GAS - ESTACIÓN TOCARÍA

	<p>la producción o cuando les sobra de su autoconsumo. Cada compresor, tiene la capacidad de inyectar 450 miles pies 3 al gasoducto del distrito.</p>	
<p>4</p> 	<p>Las líneas anteriores se entierran en un pozo lleno de agua el cual está tapado con láminas de aluminio.</p>	 <p>Pozo que contiene las tuberías que se dirigen hacia dos compresores más.</p>
<p>5</p> 		 <p>Como se puede observar, se encuentran bastantes problemas de corrosión externa tanto en tuberías como en válvulas y bridas, el recubrimiento en la mayoría estaba deteriorado y tenía baja adherencia, se podía quitar con facilidad.</p>
<p>Consumo gas vereda: entre 25 - 30 Mpcd</p>	<p>100 y 110 miles pies 3 producción</p>	
<p>Autoconsumo estación: 450 Mpcd</p>	<p>1470 y 1480 se usa para inyección gas lift</p>	
<p>Producción de pozo TCA 12: 100 Mpcd</p>	<p>9 miles gas veredal</p>	

Los sistemas de Gas asociados a la estación TOCARÍA están compuestos por 1936.8 metros de tubería (equivalentes a 55 segmentos), la distribución de riesgo está de la siguiente manera: 2 segmentos en nivel de riesgo Alto (A) y 53 segmentos en nivel de riesgo Medio (M). Los 2 segmentos en riesgo Alto (A) están representados los segmentos 2 y 49 Ambos segmentos aéreos. Este nivel de riesgo es producto de una Probabilidad de Falla correspondiente al mecanismo de daño de corrosión interna debido al desconocimiento y la falta de monitoreos que se encuentran a lo largo de los sistemas de gas y Consecuencia de Falla (CoF) producto de una indisponibilidad del sistema que conlleve a una parada de planta.

Figura 3. Esquema Estación TOCARÍA



2. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RIESGO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍAS

De los 229 segmentos evaluados con una longitud total de tubería de 7754 metros en las estaciones LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA; de los cuales 208 segmentos tienen nivel de riesgo Medio (M) equivalentes a 4787.8 metros de tubería y los 21 segmentos restantes equivalentes a 2966 metros se encuentran en nivel de riesgo Alto (A).

Para la valoración de riesgo se tuvo disponible la información de levantamiento de información.

Figura 4. Distribución de Riesgo Total

RIESGO TOTAL						
RIESGO		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD	E	0	0	0	0	0
	D	0	0	21	0	0
	C	0	0	208	0	0
	B	0	0	0	0	0
	A	0	0	0	0	0

Figura 5. Distribución de Riesgo Corrosión interna

RIESGO CORROSIÓN INTERNA						
RIESGO		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD	E	0	0	0	0	0
	D	0	0	21	0	0
	C	0	0	208	0	0
	B	0	0	0	0	0
	A	0	0	0	0	0

Figura 6. Distribución de Riesgo Corrosión Externa

RIESGO CORROSIÓN EXTERNA						
RIESGO		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD AD	E	0	0	0	0	0
	D	0	0	0	0	0
	C	0	0	216	0	0
	B	0	0	0	0	0
	A	0	0	0	0	0

Figura 7. Distribución de Riesgo SCC

RIESGO CORROSIÓN SCC						
RIESGO		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD AD	E	0	0	0	0	0
	D	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	0
	B	0	0	229	0	0
	A	0	0	0	0	0

Figura 8. Distribución de Riesgo por segmentos -

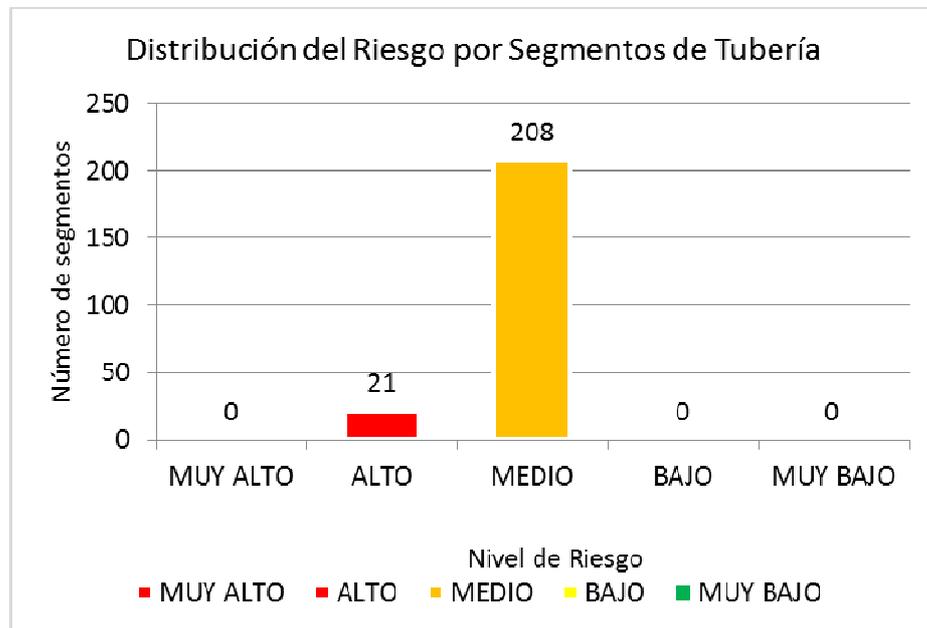
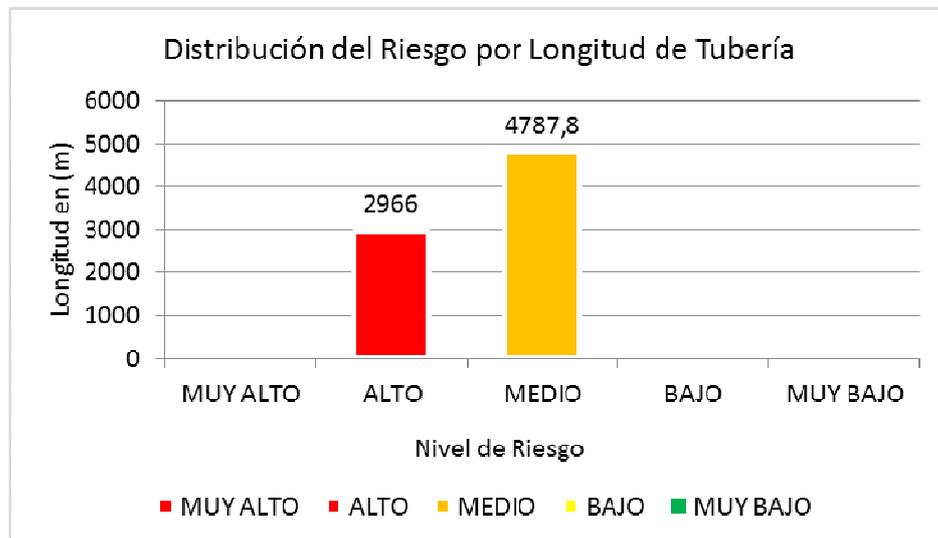
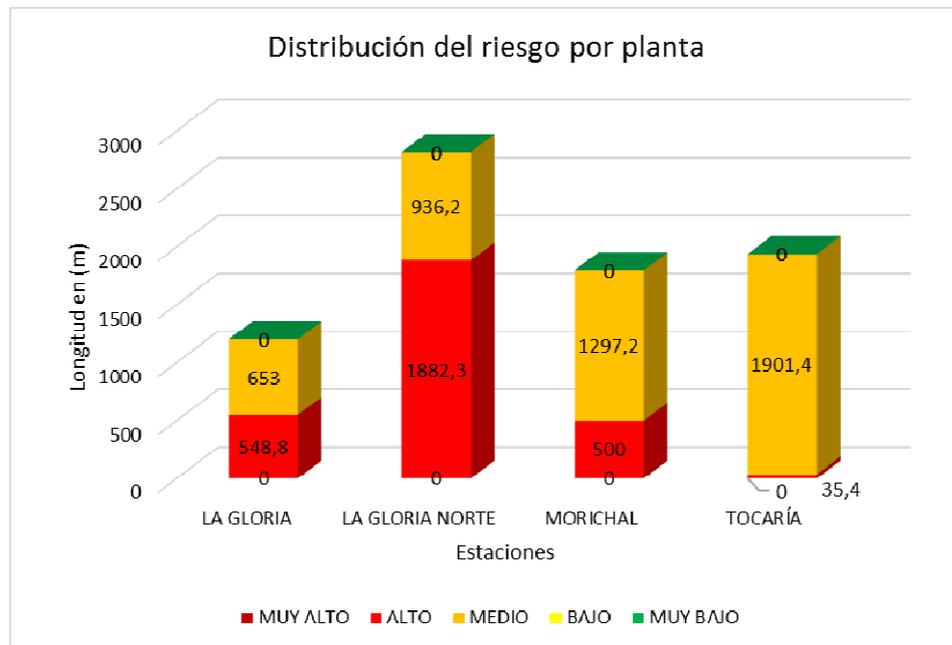


Figura 9. Distribución de Riesgo por longitud de tubería -



En la figura 3 se muestra la distribución de riesgo total por longitud de tubería de las cuatro estaciones LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA.

Figura 10. Distribución de Riesgo en metros de los sistemas de tuberías por estación



Cabe anotar que el riesgo total de falla es el resultado de evaluar la probabilidad de falla por cada mecanismo de daño de Corrosión Interna, Corrosión externa y Stress Corrosion Cracking además de asociarles las consecuencias que se puedan derivar en caso de que se presente una pérdida de contención del sistema o segmento analizado.

3. TECNOLOGIAS DE INSPECCIÓN Y EVALUACION DE INTEGRIDAD

Técnicas de Inspección o Ensayos No Destructivos¹

La clasificación de las pruebas no destructivas se basa en la posición donde se ubican las discontinuidades que pueden ser detectadas, por lo que se clasifican:

3.1 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES (P.N.D)

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad superficial de los materiales inspeccionados.

Los métodos de P.N.D. superficiales son: Introducción

- VT Inspección Visual
- PT Líquidos Penetrantes
- MT Partículas Magnéticas
- ET Electromagnetismo

En el caso de utilizar VT y PT se tiene el alcance de detectar solamente discontinuidades superficiales (abiertas a la superficie); por otro lado, con MT y ET se detectan tanto discontinuidades superficiales como subsuperficiales (debajo de la superficie pero muy cercanas a ella).

¹ASTM D 46 Ensayos de Materiales

3.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad interna de los materiales inspeccionados.

Los métodos de P.N.D. volumétricos son:

- RT Radiografía Industrial
- UT Ultrasonido Industrial
- AET Emisión Acústica

Estos métodos permiten la detección de discontinuidades internas y subsuperficiales, así como bajo ciertas condiciones, la detección de discontinuidades superficiales.

3.3 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DE HERMETICIDAD

Proporcionan información del grado que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmósfera o queden fuera de control.

Los métodos de P.N.D. de hermeticidad son:

- LT Pruebas de fuga
- Pruebas de Cambio de Presión (Neumática o hidrostática).
- Pruebas de Burbuja
- Pruebas por Espectrómetro de masas

3.4 TÉCNICAS EVALUACIÓN INTEGRIDAD

- **ILI²** : La inspección en línea (ILI) es un método de evaluación de integridad utilizado para localizar y caracterizar indicios en un ducto. La efectividad de la herramienta ILI utilizada depende de la condición de la sección específica del ducto que se va a inspeccionar y qué tan bien se ajusta a los requisitos impuestos por los objetivos de inspección. Los siguientes numerales analizan el uso de herramientas ILI para ciertas amenazas.
- **PH³**: La prueba de presión ha sido un método ampliamente aceptado por la industria para validar la integridad de los ductos. Este método de evaluación de integridad puede ser tanto una prueba de resistencia como una prueba de fugas. La selección de este método debe ser adecuada para las amenazas que se están evaluando.

ASME B3 1.8 contiene detalles sobre la realización de pruebas de presión para revisiones durante la construcción y para los exámenes después que el ducto ha estado en servicio por un periodo de tiempo. El Código especifica la prueba de presión a realizar y la duración de la prueba para controlar ciertas amenazas. También especifica bajo qué condiciones se pueden emplear los diversos medios de prueba.

²NACE SP 0102, In-line Inspection of Pipelines

³API 11101 Pruebas Hidrostaticas

4. DETERMINACIÓN DE CORROSIVIDAD DEL FLUIDO POR MONITOREO DE GAS

La corrosividad del gas natural está determinada por la presencia de agua líquida y agentes contaminantes dentro del sistema, se debe realizar la medición de vapor de agua (H_2O), punto de rocío y agentes contaminantes: dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y oxígeno (O_2).

Para realizar la medición de humedad, se debe utilizar un higrómetro que permita medir la impedancia generada por el vapor de agua absorbido entre una placa de aluminio anodizado (cubierto con una ligera capa de óxido) y una película de oro. Este valor es proporcional a la presión de vapor de agua en el gas. Los gases restantes deben ser registrados utilizando tubos detectores específicos para cada gas y una bomba de succión de referencia Dräger.

De acuerdo a los resultados obtenidos podremos determinar el nivel de corrosividad del fluido transportado de acuerdo a los siguientes criterios:

La evaluación del potencial corrosivo de las muestras de gas que se analicen, se realizarán con base en los criterios de la norma NACE SP 0106-2006, lo anterior, teniendo en cuenta los resultados del contenido de CO_2 medido y los datos de presión del sistema monitoreado. En la Tabla 5, se presenta la categorización de la corrosividad para muestras de gas con relación al parámetro PCO_2 (presión parcial de CO_2).

Tabla 5. Criterio de Corrosividad para Muestras de Gas.

CRITERIO	RANGO PCO₂ (psi)
Corrosivo	> 30
Puede ser Corrosivo	3 -30
No Corrosivo	< 3

La categorización de la corrosividad para aceros al carbono se define de acuerdo con los criterios establecidos en la norma NACE SP0775-13 (Ver Tabla 6).

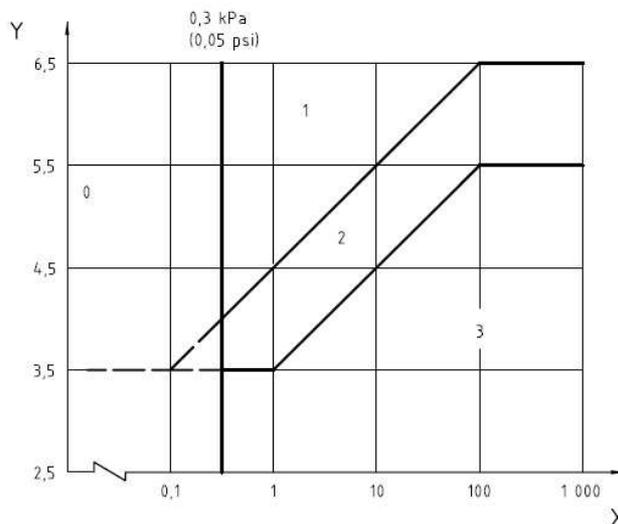
Tabla 6. Criterios de Corrosión (NACE RP 0775-13).

CRITICIDAD	VELOCIDAD DE CORROSION
Severa	> 10 mpy
Alta	5 - 10 mpy
Moderada	1.0 - 4.9 mpy
Leve	< 1 mpy

Las consecuencias de falla en componentes metálicos usados en campos de Oil & Gas asociadas a la exposición a fluidos que contengan H₂S, llevaron a la elaboración del documento NACE MR0175.

Si las presiones parciales de H₂S en el gas son iguales o superiores a 0,3 kPa (0,05 psi), puede presentarse el fenómeno de SCC

Figura 11. Zonas de probabilidad de SCC Presión Parcial H₂S vs PH



Fuente: NACE SP 0204-2015 Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology

Donde:

X Presión parcial H₂S, kPa

Y *in situ* pH

0 Región 0

1 SSC Región 1

2 SSC Región 2

3 SSC Región 3

NOTA 1: las discontinuidades en la figura por debajo de 0,3 kPa (0,05 psi) y por encima de 1 MPa (150 psi) para las presiones parciales de H₂S reflejan incertidumbre respecto a la medición de la presión parcial de H₂S (muy bajo H₂S

Si la Región es 0, $p_{H_2S} < 0,3$ kPa (0,05 psi)

Normalmente, no se requieren precauciones bajo estas condiciones.

En cambio si las regiones son 1, 2 y 3 de severidad definidas en la Figura 13 se podrá requerir la selección de aceros para cada una de las regiones dependiendo de la severidad.

Ensayos adicionales y la aceptación de las condiciones deberán ser llevados a cabo de acuerdo a las norma NACE MR0175/ISO 15156-1.

Documentación tomada de campo puede ser usada como base para la selección de la aplicación de un SOUR SERVICE (ver NACE MR0175/ISO 15156-1).

Adicional a los criterios de corrosividad del fluido se debe cumplir con los criterios del reglamento único de transporte de gas y de acuerdo a esto tenemos los siguientes parámetros de calidad de gas:

Tabla 7. Especificaciones Calidad de Gas RUT.

ESPECIFICACIONES DE GAS RUT	
Humedad (Lb/MMSCF)	Menor 6 lb/MMSCF
Punto Roció (T °C)	Menor a 7,2 °C
$\Delta(T^{\circ}-Tr)^{\circ}C$	Mayor a 10°C
Contenido CO₂ máximo en % volumen	2%
Contenido total de H₂S máximo	4.3 ppm
Temperatura de entrega máximo	49°C
Temperatura de entrega mínimo	4,5°C

En donde además se encuentran en el Numeral 6.3 del RUT las siguientes notas importantes:

Nota 2: El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La

característica para medir la calidad será el “Cricodentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 4: Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las **1200 Psia**, de acuerdo con los requerimientos del Transportador, El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente. Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecida.

5. RESULTADO MEDICIONES ESPEORES TUBERIA Y ANALISIS GAS

5.1 MEDICIÓN DE ESPEORES CULITATIVO EN ESTACIONES

Tabla 8. Medición de espesores estaciones

PARTE / POSICION	Esesor nominal CML	O. D.	Med. 1	Med. 2	Med. 3	Med. 4	MIN.	MAX	Esp. Prom.	% Perdida	
LA GLORIA	0.188	1	2.375	0.151	0.171	0.194	0.189	0.151	0.194	0.176	19,7%
	0.188	2	2.375	0.182	0.184	0.164	0.155	0.155	0.184	0.171	17,6%
LA GLORIA NORTE	0.188	3	2.375	0.163	0.182	0.181	0.162	0.162	0.182	0.172	13,8%
	0.188	4	2.375	0.183	0.16	0.19	0.19	0.160	0.190	0.181	14,9%
	0.188	5	2.375	0.189	0.166	0.184	0.177	0.166	0.189	0.179	12.0%
	0.188	6	2.375	0.197	0.162	0.184	0.178	0.162	0.197	0.180	13.8%

5.2 RESULTADOS DE MONITOREO DE CALIDAD DE GAS

5.2.1 Medición de Humedad. En la siguiente tabla se consolidan las mediciones de humedad y punto de rocío realizado en las estaciones durante los dos últimos monitoreos del año 2020.

Tabla 9. Medición de condiciones de gas

Presión (psi)	CO₂ anterior (% Vol)	Presión parcial CO₂ anterior (psi)	H₂S anterior (ppm)	Presión parcial H₂S anterior (psi)	Vapor de agua anterior (ppm)	Humedad Anterior (Lb/MMSCF)	Punto Rocío Anterior (°C)	T GAS (°C)	Δ (T-Tr) (°C)
900	0,9	8,1	0,5	0,00045	4,00	0,739	8,04	23,7	51,74
62	1,3	0,806	0,6	0,0000372	7,00	5	6,28	21,8	48,08
1021	0,8	8,168	0,1	0,0001021	4,00	0,6751	8,42	26,8	55,22
920	1	9,2	0,3	0,000276	5,00	4,9	7,59	22	49,59
912,8	0,7	6,3896	0,3	0,00027384	8,00	0,7916	7,19	27,7	54,89
62	1	0,62	1	0,000062	8,00	4,2095	8,87	27,6	56,47
960	0,7	6,72	0,3	0,000288	5,00	0,7492	7,54	23,5	51,04
1000	1	10	0,2	0,0002	4,00	0,675	8,53	27	55,53
414	1,5	6,21	0	0	5,00	1,3829	5,91	29,6	55,51
70	2	1,4	0	0	6,00	4,0368	8,38	31,6	59,98
454	1,1	4,994	0,6	0,0002724	10,00	1,16	7,15	28,8	55,95
250	1,5	3,75	0,6	0,00015	10,00	1,44	9,08	28,9	57,98
53	1,2	0,636	0,6	0,0000318	10,00	4,64	9,03	29,6	58,63
468	1,4	6,552	0	0	4,00	1,45	4,48	36,1	60,58
60	1,3	0,78	0	0	7,00	4,083	9,41	36	65,41
460	1	4,6	0	0	5,00	1,23	-6,46	32,1	58,56
59	1,3	0,767	0	0	7,00	4,08	-9,52	26,6	56,12
352	1,44	5,0688	0	0	5,00	1,36	-7,25	31,1	58,35
52	0,322	0,16744	0	0	7,00	4,7	-9,02	31,8	60,82
450	1,5	6,75	0	0	5,00	1,02	-8,62	36,2	64,82

Presión (psi)	CO₂ anterior (% Vol)	Presión parcial CO₂ anterior (psi)	H₂S anterior (ppm)	Presión parcial H₂S anterior (psi)	Vapor de agua anterior (ppm)	Humedad Anterior (Lb/MMSCF)	Punto Rocío Anterior (°C)	T GAS (°C)	Δ (T-Tr) (°C)
444	1	4,44	0,5	0,000222	5,00	1,31	-5,96	23,9	49,86
60	1,5	0,9	0,5	0,00003	8,00	4,32	-8,86	26,3	55,16
550	0,7	3,85	0,5	0,000275	5,00	0,9538	-8,07	22,8	50,87
428	2	8,56	0,6	0,0002568	4,00	1,05	8,62	25,6	54,22
59	1,5	0,885	0,6	0,0000354	7,00	4,18	-9,28	22,9	52,18
419	1,5	6,285	0	0	5,00	20,548	1,46	18	39,46
60	0,6	0,36	0,1	0,000006	7,00	40,775	-9,42	16,1	45,52
413	1,5	6,195	0,5	0,0002065	4,00	12,895	-6,7	15,5	42,2
262	1	2,62	0,5	0,000131	5,00	19,085	-5,84	19,6	45,44
939	1,3	12,207	0,3	0,0002817	6,00	0,7652	-7,41	27,8	55,21

El análisis de los resultados de las mediciones humedad y punto de rocío obtenidos durante los dos últimos monitoreos realizados durante el año 2020 se puede observar que los valores de humedad obtenidos presentaron valores inferiores, en la mayoría de los puntos de monitoreo, a 6,0 Lb/MMFCS y este comportamiento se mantuvo durante los dos monitoreos, cumpliendo con las especificaciones de humedad establecido en el RUT (Reglamento Único de Transporte de Gas). Durante ambos monitoreos se observaron incrementos de humedad considerables alcanzando valores entre 10,484 y 41,521 Lb/MMFCS, se recomienda un segundo monitoreo de estos puntos para verificar estos valores de humedad estos incrementos pueden ser atribuidos a la caída de presión sufrida por el gas en la entrada a cada una de las plantas.

Adicionalmente se puede apreciar claramente que los valores de punto de rocío presentaron valores superiores a 7,2 °C y este comportamiento se mantuvo durante los dos monitoreos, incumpliendo con las especificaciones de humedad establecido en el RUT (Reglamento Único de Transporte de Gas).

Teniendo en cuenta los valores obtenidos de humedad y las temperaturas de rocío durante los dos monitoreos realizados durante el año 2020, se puede concluir que el gas transportado por este gasoducto se clasifica como húmedo haciendo muy probable el fenómeno de condensación de vapor de agua.

5.2.2 Medición de Dióxido de Carbono. En la tabla anterior se consolidan las mediciones de porcentaje en volumen y presión parcial de CO₂ realizados en las estaciones durante los dos últimos monitoreos del año 2020.

Se observa que el contenido de CO₂ estuvo por encima del nivel permisible por el RUT (2% CO₂). Las concentraciones de CO₂ más altas fueron observadas durante el primer monitoreo y alcanzaron un valor de 4% en los puntos de monitoreo.

Las altas concentraciones de CO₂ obtenidas durante los monitoreos realizados durante el año 2020 generan presiones parciales de este compuesto entre 0,4 a 16 psi para el monitoreo 2 lo que clasifica el gas transportado en este gasoducto como Moderadamente Corrosivo en Presencia de Agua en Estado Líquido

5.2.3 Medición de sulfuro de hidrogeno. En la tabla anterior se consolidan las mediciones de concentración y presión parcial de H₂S realizadas durante los dos últimos monitoreos del año 2020.

Las concentraciones de H₂S estuvieron entre 0 y 1 ppm, estos valores son menores a una concentración de 4 ppm, por lo tanto, se considera un gas no corrosivo. Las concentraciones de H₂S detectadas en el gas transportado por este sistema, generan presiones parciales menores a 0,0002 psi y por lo tanto, son inferiores al límite de criticidad dado por la norma NACE MR 0175 –96 (< 0,05 psi). Por lo anterior el gas transportado es catalogado como “Not Sour” (no amargo), es decir no producirá Tensión Corrosión por Sulfuros (SCC).

6. TECNOLOGÍA DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE TUBERÍA

Actualmente existen diferentes técnicas y tecnologías de reparación en el mercado y con precios competitivos, con diferentes materiales y compuestos que permiten al Operador seleccionar de acuerdo a su necesidad y presupuesto la mejor opción.

En la tabla 10. A continuación se muestran algunas técnicas recomendadas por la Norma ASME B31.8S.

Tabla 10. Métodos reparación

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.	---	---	X
Abolladuras con corrosión, grietas o sobre cordón de soldadura			
Quemaduras arco, inclusion o laminaciones	X	X	X
Defectos en Accesorios (tes, codos, niples)	---	X	X
Piernas Muertas	---	X	X

Fuente: Asme PCC-2-2008

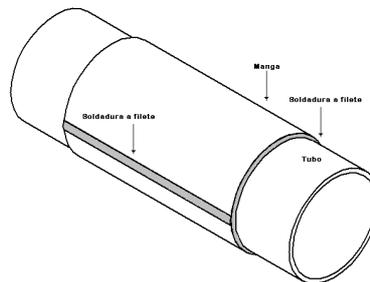
6.1 REPARACIÓN CON CAMISA TIPO “B”

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 12. Esquema de Reparación con Camisa Tipo “B”



Fuente: Asme PCC-2-2008, Repair of Pressure Equipment and Piping.

6.2 REFUERZOS MECÁNICOS NO METÁLICOS (MATERIAL COMPUESTO)

Los refuerzos mecánicos en tuberías y accesorios metálicos, es una 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"> • 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: Patrón Integridad Ducto, Perenco Colombia Limited

6.3 REEMPLAZO DE TUBERÍA

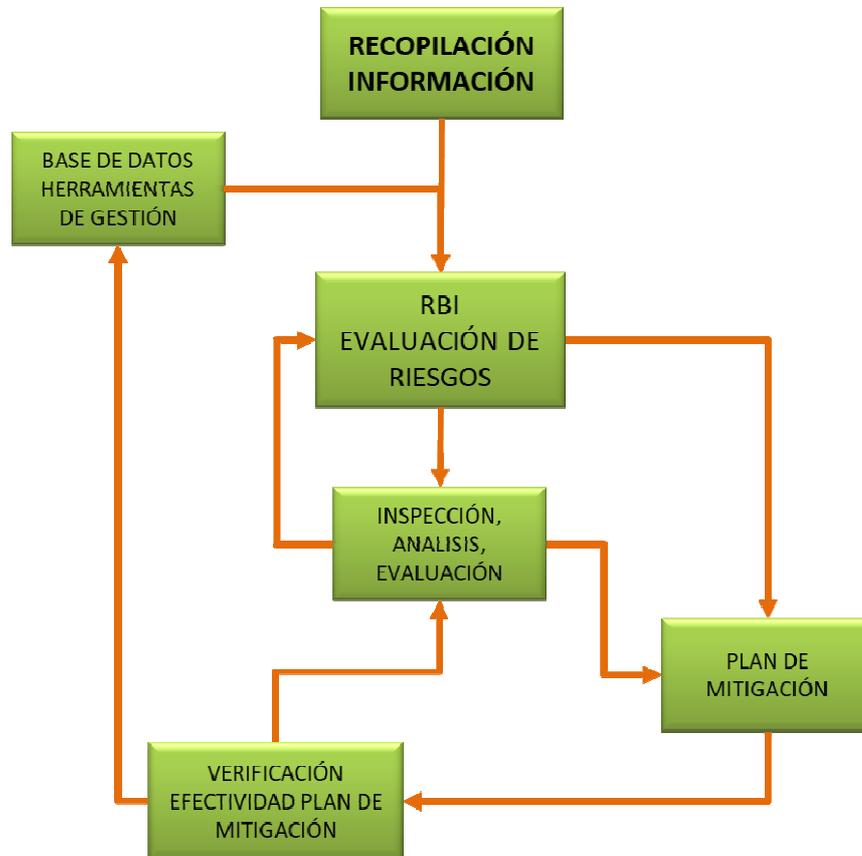
Se recomienda realizar reposición para Tuberías sch 10, 20, tuberías incrustadas, tuberías con reparaciones subestándar y defectos según clasificación de la tabla arriba o por directriz gerencial de la Compañía.

7. MODELO DE GESTIÓN DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR

El presente modelo de Gestión desarrolla un análisis integral de información, basado en procedimientos cuya finalidad es evaluar el nivel de riesgo de los equipos estáticos de las estaciones LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA. Luego y con base en el nivel de riesgo calculado, se estableció un plan de inspección jerarquizado de líneas y equipos estáticos de proceso que hacen parte las estaciones LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA. Posterior se realiza un plan de mitigación con su respectiva verificación de efectividad. Finalmente, la información se almacena en una base de datos con el fin de retroalimentar el modelo.

En la figura 13. Se describen las fases desarrolladas dentro del modelo de gestión de control de corrosión interior para las estaciones de la Asociación Casanare de Perenco.

Figura 13. Modelo Gestión Control Corrosión Interior

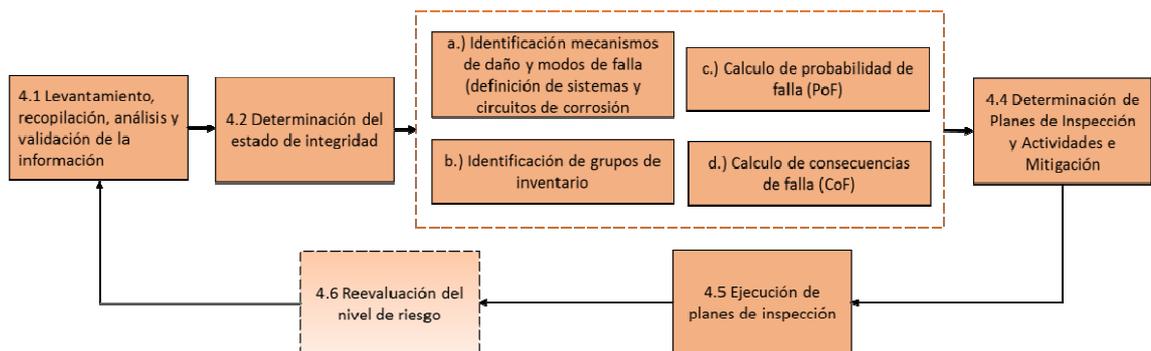


Para realizar el análisis y valoración de riesgos asociados a la integridad de líneas y recipientes de las estaciones LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA, se definió que la metodología más adecuada es el estudio RBI (Risk Based Inspection). La determinación del nivel del riesgo en RBI comprende el cálculo de la probabilidad de falla combinada con las consecuencias de falla; el estudio inicia con una etapa de revisión y análisis de la información de integridad del activo (diseño, inspección, monitoreo, histórico de fallas, entre otros). Las causas de las fallas de los componentes y la revisión cuidadosa de la información permiten identificar cuáles han sido los principales mecanismos de daño que afectan los sistemas de gas de las plantas de la Asociación Casanare.

Posteriormente se evaluaron los impactos negativos que pueden ocasionar las posibles fallas analizadas (entendidas como pérdidas de contención), con base en los costos económicos de su recuperación, en los barriles de productos dejados de vender, en los barriles que se derramarían, en las pérdidas en imagen de la empresa e imagen ante los clientes, en la afectación a terceros y demás daños intangibles que afectarían la empresa.

En la figura 14. Se muestra de forma esquemática las fases implementadas para establecer el nivel de riesgo de los activos estáticos de las plantas LA GLORIA, LA GLORIA NORTE, MORICHAL Y TOCARÍA y sus respectivos planes de acción para mitigar estos riesgos.

Figura 14. Esquema General de la Metodología RBI



Fuente: Cortesía Perenco Colombia Limited

Dentro de la fase de determinación del estado de integridad, se realizó el levantamiento de información de equipos y tuberías de proceso mediante técnicas de inspección, y con base en esto se calculó la velocidad de corrosión, vida remanente y fecha estimada de retiro del componente, especificando el espesor nominal, espesor límite de retiro y fecha de inicio de operación. Las mediciones y cálculos realizados, se pueden observar en el Anexo 5. Medición de espesores.

8. CONCLUSIONES

- Se puede concluir que la condición externa de los activos en las estaciones se encuentra en buen estado. Sin embargo, se evidenció que el recubrimiento no cumple con los criterios de aceptación, presentando desprendimiento y corrosión generalizada en gran parte de la tubería.
- En general no se cuenta con demarcación de tubería que indique claramente el recorrido y dirección del fluido. Por lo cual, el proceso de identificación de los activos es complejo en todas las estaciones.
- Se logró verificar que las secciones de tubería recta y accesorios inspeccionados y evaluados, presentaron porcentajes de pérdida de metal por corrosión interior entre al 19% y el 45%, lo cual indica, que hay agentes corrosivos activos en el gas.
- Una vez finalizado el monitoreo de corrosividad del fluido transportado por las estaciones, se identifica presencia de húmeda en el Gas. Se presenta un fenómeno en donde las humedades oscilan entre 10,484 y 41,521 Lb/MMFCS.
- Existe una probabilidad media del fenómeno de condensación de vapor de agua, dado que la temperatura del gas es inferior a la temperatura registrada del punto de rocío (17,67°C en su punto más alto en la temperatura de rocío y 15,5°C en la temperatura más baja del gas) mientras se mantengan las condiciones de operación actuales, incumpliendo de esta manera con la especificación establecida por la CREG.

- Adicionalmente, La concentración del gas contaminante CO₂ presente en el gas transportado a través de las estaciones, están por fuera del valor permisible establecido por el RUT, dado que se registraron valores superiores o iguales entre al 2,0% de CO₂. Las altas concentraciones de CO₂ obtenidas generan presiones parciales superiores 15,75 psi, lo que clasifica el gas transportado en este gasoducto como Moderadamente Corrosivo en Presencia de Agua en Estado Líquido, de acuerdo con los criterios NACE.
- En el mismo sentido, se concluye que el contaminante corrosivo H₂S presente en la corriente gaseosa transportada en las estaciones, presentaron valores de concentración y presiones parciales dentro de los valores establecidos en los criterios NACE (1 ppm en su valor máximo y < 0,001008 psig de H₂S en su valor máximo), por lo tanto, se clasifica al gas transportado como “Not Sour” (no amargo), siendo improbable el fenómeno de Tensión Corrosión por Sulfuros (SCC).
- No hay sistema eficiente de manejo de información. NO hay registro de históricos de construcción, inspección, mantenimientos y reparaciones.
- No hay evidencia de un programa de control de corrosión interior.
- Como resultado de la presente monografía se tiene un Modelo de Gestión para control de corrosión interior, el cual se ha venido ejecutando sobre las tuberías y equipos de gas de las estaciones de la Asociación Casanare de Perenco. Este trabajo 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.
- 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 de los activos, como su

capacidad máxima operativa, sus limitaciones y su comportamiento operacional tanto actual a como a futuro.

- Con las evaluaciones, análisis y verificaciones realizadas hasta la fecha, han generado programas y planes de mitigación de los puntos más críticos en la red de Gas y equipos de las estaciones.
- Actualmente se adelanta campañas de control de corrosión interior y planes de mitigación específicos en puntos críticos. Se tienen contemplado reforzar la inyección de tratamiento químico, los monitoreos de residuales de amina y fosfonato, análisis fisicoquímicos, MIC y de gases corrosivos.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar recuperación del recubrimiento en las zonas afectadas con un esquema de pintura acorde a la zona que permita proteger los activos de los fenómenos de corrosión
- Realizar la demarcación (con marcador de tubería) de los puntos de espesor medidos, para que en los siguientes monitoreos se garantice el duplicado de las mediciones en los mismos puntos. La identificación y demarcado del área inspeccionada (anillo y puntos de medición), con el objetivo de realizar en estos puntos un seguimiento especial durante los continuos monitoreos, es de vital importancia para garantizar la medición y valoración del desgaste interno de la tubería.
- Realizar estudios de identificación positiva de material, schedule , y tiempo de construcción del sistema inspeccionado para poder cuantificar de forma efectiva el desgaste de la tubería, corroborar si las velocidades de corrosión obtenidas por esta vía están acordes con las determinadas por técnicas gravimétricas de cupones y la corrosividad del fluido reportada en el histórico de medición.
- Se recomienda controlar la deshidratación del gas transportado buscando frenar los fenómenos de condensación de agua y así evitar que la concentración de contaminantes como el CO₂ para garantizar el transporte de un gas no corrosivo y con un bajo potencial de impacto por corrosión interna a la integridad del gasoducto.

- Realizar análisis cuantitativo de concentración de gases corrosivos (H₂S y CO₂), en cabeza de pozo, llegada de cada línea de flujo, entradas y salidas de las estaciones y en los puntos de interconexión con otras líneas. Posterior, activar plan de mitigación con productos químicos.
- Con el fin de monitorear y garantizar la calidad del gas transportado se debe implementar un plan de monitoreo de condensados, bacterias, H₂S y de limpieza mecánica interna de tubería.
- Incrementar puntos de inyección de química y monitoreo según el análisis de riesgos y plan de acción propuesto para cada línea.
- Realizar correlación de resultados de Velocidad de corrosión de cupones con los resultados de inspecciones de Ensayos No Destructivos y herramientas de inspección en línea.
- Tomar la matriz de riesgo como línea base para el modelo de Gestión y documentar y/o actualizar cualquier variación del sistema.
- Continuar con la implementación del modelo en la Asociación Casanare y documentar todos los hallazgos y acciones mitigadoras.
- Realizar verificaciones aleatorias algún sistema de tubería o equipo de estación para validar la eficiencia del modelo.
- Migrar el modelo a un software de Gestión, con el fin de tener una base de datos ordenada, de uso práctico que permita tomar decisiones de forma oportuna.
- Replicar este modelo a las otras Asociaciones de Perenco.

BIBLIOGRAFÍA

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

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

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

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

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 580, Risk-Based Inspection

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE RP 581, Risk-Based Inspection Technology

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

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

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

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

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

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 0204-2015 Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology

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

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

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

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

NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS 5747 Gestión de Integridad Para Gasoductos