

**DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL TRAMO COLECTOR
PRINCIPAL DEL SECTOR SUR (PC44 – ESTACIÓN SEPARADORA) DEL
CAMPO ESCUELA COLORADO-UIS MEDIANTE ENSAYOS NO
DESTRUCTIVOS**

**SERGIO ANDRES ABRIL CADENA
JUAN CARLOS CONTRERAS NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2013**

**DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL TRAMO COLECTOR
PRINCIPAL DEL SECTOR SUR (PC44 – ESTACIÓN SEPARADORA) DEL
CAMPO ESCUELA COLORADO-UIS MEDIANTE ENSAYOS NO
DESTRUCTIVOS**

**SERGIO ANDRES ABRIL CADENA
JUAN CARLOS CONTRERAS NAVARRO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Metalúrgico**

**Director:
MSc. Luz Amparo Quintero Ortiz**

**Codirector:
Ing. Campo Elías Muñoz Chajín**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios, quien me guía, me protege y me da la fuerza necesaria para cumplir mis propósitos, metas y sueños.

A mi madre, por estar siempre presente en los momentos difíciles y darme su amor, comprensión y ternura. Además, por ser mi gran confidente y apoyarme durante mi formación profesional.

A mi padre, por regalarme grandes consejos de vida y brindarme su mano en los momentos difíciles.

A mi hermana María Alejandra, quien con orgullo confió en cada uno de mis pasos en compañía de su respeto y amor.

A mi novia Paola Andrea Carreño, por regalarme parte de su vida, acompañarme de forma incondicional y brindarme su amor y ternura.

A mis abuelos Rafael y Graciela (Q.E.P.D), por darme amor, apoyo, compañía, tolerancia, sinceridad y consejos en cada momento de mi vida y a los cuales les debo gran parte de este triunfo. Siempre los llevare en mi corazón.

A los miembros de mi familia, amigos y allegados que confiaron en mí como ser humano y profesional.

A todos los maestros quienes fueron parte de mi formación integral y a los cuales les debo mi admiración y respeto.

Con mucho aprecio y respeto;

SERGIO ANDRES

DEDICATORIA

A Dios quien siempre me ilumina y me guía en el camino de la vida. A la Santísima Virgen porque siempre me ha cubierto con su manto protector y no me ha dejado desfallecer.

A mis padres Juan Carlos Contreras y María del Carmen Navarro quienes han sido mi sustento, de los cuales siempre he recibido palabras de aliento y de cariño para salir adelante y ser una gran persona como también un gran profesional.

A mis hermanos Ingrid y Johnn quienes me han motivado y me han dado su apoyo incondicional.

A mi nona Nina que me consiente y me anima a seguir adelante.

A mi novia Sindy Marcela Montejo Reyes quien es el motor de mi vida, la que me ha ayudado en los momentos más difíciles y me brinda su amor y compañía.

A mis suegros y cuñados quienes me han enseñado a ver el lado positivo de la vida.

A los que ya no están: a mi nono Chon quien me enseñó el amor verdadero, al Padre Vicente Rozo (mi padrino de confirmación) quien me orientó y me mostró el rostro humano de Dios, a Don José Manuel Reyes (abuelo de mi novia) que en el poco tiempo que compartimos me abrió su corazón, y a Chungo Rincón que fue el primero que a pesar de saber que sólo era un estudiante me dijo “Señor Ingeniero”.

A todas las personas que de una u otra forma me han ayudado a crecer espiritual, personal y profesionalmente: este triunfo también es de ustedes.

Con gran aprecio;

JUAN CARLOS

AGRADECIMIENTOS

A nuestra directora de proyecto de grado de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica profesora Luz Amparo Quintero Ortiz por sus enseñanzas, entrega, paciencia y apoyo.

Al Ingeniero Metalúrgico Campo Elías Muñoz Chajín por sus aportes, experiencia e interés como codirector del proyecto.

Al los Ingenieros Metalúrgicos Julián Orlando Herrera y Mayerly Fernandez por su disposición y colaboración en la realización de los trabajos en campo, al igual que por sus aportes.

Al ingeniero Eduin Ballesteros por su ayuda en la medición de espesor de recubrimiento en campo.

A los ingenieros Ricardo Santamaría y Javier Arciniegas por su formación, enseñanza y apoyo durante el desarrollo de nuestro proyecto.

A los profesores de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales por sus conocimientos y experiencia que nos ayudaron en nuestra formación ética y profesional.

Al Campo Escuela Colorado por permitirnos desarrollar nuestro proyecto de grado en sus instalaciones al igual que por su apoyo económico.

A todas y cada una de las personas que con sus aportes contribuyeron a hacer de este proyecto de grado un éxito.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. OBJETIVOS.....	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. MARCO TEÓRICO	21
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	29
3.1 ETAPA 1: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	30
3.2 ETAPA 2: CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y METALOGRAFÍA DE LAS TUBERÍAS Y LECTURA DE DUREZA.	30
3.2.1 Actividad 1: Ensayo de PMI.	32
3.2.2 Actividad 2: Ensayo de Dureza.	32
3.2.3 Actividad 3: Ensayo de Metalografía in-situ.	32
3.3 ETAPA 3: ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES MÍNIMAS Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO DE LAS TUBERÍAS.	33
3.4 ETAPA 4: DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA MECÁNICA CON DATOS DE DUREZA.	34
3.5 ETAPA 5: INSPECCIÓN VISUAL Y MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO DEL TRAMO DE TUBERÍAS.	34
3.5.1 Actividad 1: Elaboración de procedimientos de inspección visual y ultrasonido.	34
3.5.2 Actividad 2: Inspección Visual.....	34
3.5.3 Actividad 3: Medición de espesores por ultrasonido.	36
3.5.4 Actividad 4: Restablecimiento de las zonas excavadas.	39
3.6 ETAPA 6: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	39

3.7 ETAPA 7: DETERMINACIÓN Y PLANTEAMIENTO DE VARIABLES OPERACIONALES.	40
3.8 ETAPA 8: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL.	40
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	41
5. CONCLUSIONES	75
6. RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	78
ANEXOS	82

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Criterios de aceptación y rechazo según ASME B31.4.....	26
Tabla 2. Criterios y ecuaciones para valoración de corrosión externa por ASME B31.G.....	27
Tabla 3. Nomenclatura utilizada para demarcar los CML's del sistema de tuberías.....	31
Tabla 4. Características básicas de las tuberías en estudio	33
Tabla 5. Composición química del acero ASTM A53 grado B o API 5L y promedio de los elementos de aleación de cada tubería determinados por la prueba de PMI.	42
Tabla 6. Medición espesor película seca (tubería de prueba).....	46
Tabla 7. Inspección visual del recubrimiento de los apiques	47
Tabla 8. Rayones tuberías de prueba y colectora.....	50
Tabla 9. Picaduras críticas de la tubería de prueba.....	51
Tabla 10. Picaduras críticas de la tubería de colectora	51
Tabla 11. Puntos críticos de relevancia en las condiciones de operación de los sistemas de tuberías del CEC.....	55
Tabla 12. Inspección de soldaduras tubería colectora.....	57
Tabla 13. Fugas identificadas en la tubería colectora.....	58
Tabla 14. Reparaciones temporales tubería colectora.....	58
Tabla 15. Inspección visual Marcos H	60
Tabla 16. Marcos H faltantes	62
Tabla 17. Asentamientos humanos.....	63

Tabla 18. Sitios de amontonamiento del sistema de tuberías.....	65
Tabla 19. Muestra de medición de espesores por ultrasonido de los cordones de soldadura para los sistemas de tuberías.....	67
Tabla 20. Muestra de medición de espesores por ultrasonido de los puntos de inyección, declives, apiques, curvaturas y codos para los sistemas de tuberías ...	68
Tabla 21. Condiciones generales de operación y mantenimiento del sistema de tuberías del sector sur del CEC	72

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ecuaciones y esquema para la toma de Spots	24
Figura 2. Parámetros para medición de corrosión externa según ASME B31.G ...	26
Figura 3. Esquema de la metodología seguida.....	29
Figura 4. Medición de discontinuidades superficiales. a) Galga para medición de defectología, b) dimensionamiento de una discontinuidad y c) esquema de posición horaria.....	35
Figura 5. Esquema de medición de espesores a) Posición horaria para registro y b) Ejemplo de la forma de medición para un cuadrante de cualquier CML.....	38
Figura 6. Medición de espesores en campo. a). Equipo de ultrasonido y b). Zonas demarcadas para el registro de espesores	38
Figura 7. Réplicas metalográficas. a) tubería prueba 200x y b) tubería colectora 200x	43
Figura 8. Defectos típicos del recubrimiento a) ampollamiento, b) descascaramiento y c) entizamiento.....	45
Figura 9. Daños de los apiques a) pérdida parcial del recubrimiento b) pérdida total del recubrimiento y c) degradación	47
Figura 10. Defectología superficial de las tuberías del CEC a) focos de corrosión, b) descascarillado de metal, c) picado, d) rayones, e) abolladuras y f) hongos y lama.....	48
Figura 11. Evaluación de defectos por el primer criterio del código ASME B31 G para a) Tubería de Prueba y b) Tubería Colectora	52
Figura 12. Evaluación de defectos por el segundo criterio del código ASME B31 G para a) Tubería de Prueba y b) Tubería Colectora	54
Figura 13. Defectología en cordones de soldadura (tubería colectora). a) Focos de corrosión en todo el perímetro y b) picado sobre el cordón	56
Figura 14. Ubicación de los cuerpos de agua presentes en el CEC (tramo sur)....	64

Figura 15. Perfil de espesores a) Tubería Colectora y b) Tubería de Prueba.....69

Figura 16.Velocidad de corrosión vs. Distancia (CML) a) Tubería Colectora y
b) Tubería de Prueba.....70

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. TABLA DE PROPIEDADES DEL CRUDO DEL CEC.....	82
Anexo B. PLANO DEL PATRÓN REPRESENTATIVO DE TUBERÍA DEL CEC.....	83
Anexo C. EVALUACIÓN DE DEFECTOS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31 G.....	84
Anexo D. EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN Y VIDA RESIDUAL PARA LAS TUBERÍAS DE PRUEBA Y COLECTORA TENIENDO EN CUENTA LAS MEDICIONES DE ESPESORES POR ULTRASONIDO.....	86

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL TRAMO COLECTOR PRINCIPAL DEL SECTOR SUR (PC44 – ESTACIÓN SEPARADORA) DEL CAMPO ESCUELA COLORADO-UIS MEDIANTE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.*

AUTORES: ABRIL CADENA, Sergio Andrés, CONTRERAS NAVARRO, Juan Carlos**

PALABRAS CLAVES: Ultrasonido, Inspección, Caracterización, Integridad, Corrosión, Ensayo no destructivo, Pérdida de espesor.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto tiene como fin la determinación del estado actual del tramo colector principal del sector sur del Campo Escuela Colorado - UIS mediante ensayos no destructivos utilizando la norma API 570.

Inicialmente se realizaron una serie ensayos de caracterización como metalografía in-situ, identificación positiva de materiales (PMI) y dureza superficial de campo. Posteriormente se realizó la demarcación de los puntos de monitoreo con las siglas CML y se procedió a ejecutar el ensayo de inspección visual basado en la norma ASME sección V artículo 9, con la cual se logró identificar la defectología superficial asociada al sistema de tuberías (rayones, abolladuras, focos de corrosión y picado) con ayuda de instrumentos de medición como galgas, lupas y espejos. Además se evaluaron las condiciones de soporteria, soldaduras, tramos enterrados, puntos de inyección y recubrimientos (medición de espesor de película seca).

Para determinar la condición interna de cada tubería se usó la metodología basada en la medición de espesores por ultrasonido con ayuda del equipo Dakota MVX, con un palpador de 5MHZ. Esta prueba fue soportada con la medición de temperatura superficial de las tuberías para corroborar que el palpador se encontrara operando bajo la temperatura estipulada por el fabricante. La medición de espesores se realizó a lo largo de cada línea iniciando en el pozo colorado 44 (PC-44).

Con base en la investigación se realizaron los cálculos de presiones de operación, velocidades de corrosión y vida remanente para ambas líneas, que permitieron establecer los puntos más críticos del sistema de tuberías y de esta forma poder intervenir de manera preventiva o correctiva aquellos daños encontrados.

*Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales.
Directora: M.Sc. Luz Amparo Quintero Ortiz. Codirector: Ing. Campo Elías Muñoz Chajín.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE REAL STATE OF THE AREAS SOUTH SECTOR MAIN COLLECTOR (PC44 - STATION SEPARATOR) OF THE CAMPO ESCUELA COLORADO-UIS THROUGH NON-DESTRUCTIVE TESTING*

AUTHORS: ABRIL CADENA, Sergio Andrés, CONTRERAS NAVARRO, Juan Carlos**

KEY WORDS: Ultrasound, Inspection, Characterization, Integrity, Corrosion, NDT, Loss of thickness.

DESCRIPTION:

This project aims to determine the real state of the areas south sector main collector of the Campo Escuela Colorado - UIS through nondestructive testing using of the standard API 570.

Initially there were a series of tests of characterization as in-situ metallography, Positive Material Identification (PMI) and field surface hardness. Later performed the demarcation of the monitoring points with CML initials and proceeded to execute the test of visual inspection based on ASME Section V Article 9, in which identified the surface defectology associated piping systems (scratches , dents, corrosion focus and pitting) using measuring instruments such as gauges, loupes and mirrors. Also evaluated support conditions, welds, buried sections, coatings and injection points (measuring dry film thickness).

To determine the internal condition of each pipe was used methodology based on ultrasonic thickness measurement using MVX Dakota equipment, with a 5 MHZ probe. This test is supported by the surface temperature measuring of the pipes to verify that the probe will be operating under the manufacturer's stipulated temperature. The thickness measurement was performed along each pipe starting in the Colorado Well 44 (PC-44).

Based on the research performed calculations of operating pressures, corrosion rates and remaining life for both lines, which allowed to establish the most critical points of the piping system and thus to intervene preventive or correctively those damages found.

*Project of degree

** Faculty Physicochemical Engineering, School of Metallurgical Engineering and Materials Science.
Directora: M.Sc. Luz Amparo Quintero Ortiz. Codirector: Ing. Campo Elías Muñoz Chajín.

INTRODUCCIÓN

La continua expansión de la industria petrolera ha generado en la actualidad gran demanda de hidrocarburos; por lo que surge la necesidad de proveer un medio de transporte apto para este tipo de fluidos. Por ende el uso de tuberías es ampliamente utilizado para dicho propósito. Éstas debido a su uso presentan un desgaste progresivo a través del tiempo por lo cual deben ser monitoreadas constantemente.

La acción de agentes agresivos propios del ambiente o del material transportado, puede ocasionar el deterioro temprano del material de las líneas de tubería de transporte de crudo y en ocasiones si no se hace el control necesario, producir fallas catastróficas [1]. Por lo tanto, la falta de inspección continua y el desconocimiento del estado real de la tubería, genera una condición de alto riesgo tanto para el personal involucrado en la operación, como para la comunidad en general, pues no se tendrían garantías suficientes para su funcionamiento seguro.

El Campo Escuela Colorado (CEC) no es ajeno a esta problemática e infortunadamente en el presente no cuenta con registros completos ni información actualizada del estado real de las tuberías que lo circundan. Dado lo anterior, se puede decir que el sistema de tuberías carece de un programa de inspección que permita conocer su estado actual y hacer el respectivo seguimiento, con el fin de tomar oportunamente las medidas necesarias que garanticen su operación normal y segura.

Por lo anterior, se planteó el presente trabajo el cual busca contribuir en el estudio de las condiciones actuales del sistema de tuberías del CEC, mediante la evaluación con ensayos no destructivos del tramo colector principal del sector sur.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el estado actual del tramo de la tubería colectora del sector sur del Campo Escuela Colorado - UIS, mediante el uso de ensayos no destructivos y teniendo en cuenta los lineamientos del código API 570.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Evaluar la composición química del acero que compone el tramo de tubería en estudio.

- ✓ Valorar mediante inspección visual, medición de espesores por ultrasonido y ensayo de dureza el tramo de tubería especificado del Campo Escuela Colorado-UIS.

- ✓ Establecer la condición real de la tubería estudiada a partir de los resultados obtenidos de los ensayos realizados.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MECANISMOS DE DAÑO EN TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

2.1.1 Corrosión atmosférica. Este tipo de corrosión se presenta debido a la humedad asociada con las condiciones ambientales. Los materiales más afectados son los aceros al carbono y de baja aleación. Su morfología se caracteriza por el ataque corrosivo general o localizado, dependiendo del estado del recubrimiento [2]. La pérdida localizada del recubrimiento tiende a promover más rápido el daño. Su monitoreo se puede realizar con ayuda de las técnicas de inspección visual y ultrasonido, y se puede prevenir con el uso adecuado de recubrimientos.

2.1.2 Corrosión por erosión. Es la eliminación acelerada de la superficie interna de la tubería como resultado del movimiento del fluido en secciones curvas o cóncavas. Este proceso de desgaste por abrasión depende de factores como: velocidad, concentración de sólidos, pH y temperatura. Su morfología se puede observar como la pérdida localizada de espesor en forma de hoyos, surcos, agujeros o valles [2]. Estos daños conducen a la falla del sistema en tiempos relativamente cortos.

El monitoreo se puede realizar con ayuda de inspección visual, ultrasonido o radiografía industrial, y su prevención con ayuda de la selección de materiales y cambios en la geometría del sistema.

2.1.3 Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC). Esta forma de corrosión es causada por organismos vivos, tales como bacterias y hongos. Este daño se presenta con frecuencia en ambientes acuosos donde el agua permite la reproducción de los microorganismos (ausencia de O₂, alta salinidad, pH's de 0-12

y temperaturas de -17 a 113 °C) [2]. La presencia de amoníaco y H₂S puede influir notoriamente en la velocidad de crecimiento de los mismos.

El daño presenta una morfología de picadura en forma cónica y se debe inspeccionar con la técnica de corrientes de Eddy. Para prevenir este defecto se deben realizar pruebas en el fluido transportado que descarten la presencia de microorganismos, además del uso de biocidas [2].

2.1.4 Corrosión en Suelos. Este daño se presenta en materiales que hacen contacto con el suelo, su desarrollo depende de factores como: temperatura del suelo, humedad, disponibilidad de oxígeno, resistividad, tipo de suelo y homogeneidad (variación del tipo de suelo) [2]. La interfaz suelo-aire es la más propensa a la corrosión ya que dispone de un medio acuoso y a la vez de oxígeno. Su morfología se evidencia como corrosión externa que genera picaduras y pérdida localizada en la pared externa del tubo. Su monitoreo se realiza con ayuda del ensayo de ultrasonido y con la medición de potenciales estructura-suelo. Su prevención se hace por medio de recubrimientos e instalaciones de sistemas de protección catódica [2].

2.2 INSPECCIÓN DE TUBERÍAS.

El código API 570 evalúa por medio de la inspección en servicio, la integridad de cualquier sistema de tuberías, permitiendo obtener resultados sobre alteraciones presentes y poder tomar acciones preventivas y/o correctivas que permitan el funcionamiento seguro de las líneas [3].

Estas evaluaciones se realizan estableciendo puntos de monitoreo conocidos como CML (Condition Monitoring Locations) que se ubican en los sitios con mayor deterioro por corrosión (puntos de inyección, interfaces suelo/aire, declives, uniones soldadas, zonas enterradas, curvaturas, etc), permitiendo ser el punto de partida de múltiples inspecciones de diferente tipo y bajo cualquier prueba no destructiva. El código además permite establecer velocidades de corrosión, vida remanente, intervalos de inspección, máxima presión de trabajo y espesor de

retiro. A continuación se relacionan algunas de las expresiones necesarias para el estudio de tuberías [3][4]:

$$V_{Corr} = \frac{t_{nom} - t_{min}}{Edad\ ducto\ (años)} \quad (1)$$

$$t_{retiro} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot E} + 0.125 \cdot t_{nom} \cdot (Corrosion\ Allowance) \quad (2)$$

$$Vida\ Remanente = \frac{t_{min} - t_{retiro}}{V_{CorrMax} \ (mm/año)} \quad (3)$$

Donde:

t_{nom} = Espesor nominal de la tubería, t_{min} =Espesor mínimo medido, t_{retiro} = Espesor de retiro de la tubería, P= Presión de diseño, D= Diámetro externo de la tubería, S= Unidad de esfuerzo admisible a la temperatura de diseño, E= Factor de clase longitudinal.

Algunas de las técnicas no destructivas utilizadas en la evaluación de tuberías son: inspección visual externa e interna y medición de espesores por ultrasonido, además de cualquier otra técnica que permita obtener indicaciones con alta relevancia para el análisis.

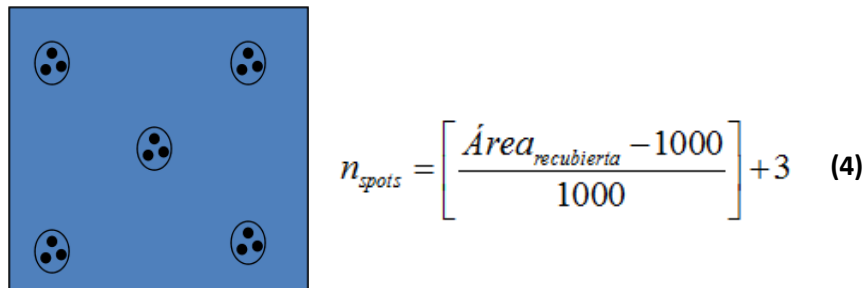
2.2.1 Inspección Visual. El código ASME sección V artículo 9, establece los criterios para realizar una adecuada inspección visual, donde se determina que todo procedimiento de este tipo se deberá llevar a cabo por medio escrito, este deberá contener: cómo se va a realizar la inspección, limpieza de la superficie, instrumentos de limpieza, visión directa o remota, iluminación e instrumentos, secuencia de realización del examen y registros [5].

Básicamente el ensayo de inspección visual es utilizado para determinar defectos de tipo superficial, desalineación de las superficies y evidencias de fuga. Generalmente la distancia entre el inspector y la pieza no debe ser menor a 24 pulgadas y a un ángulo no inferior a 30 grados, se pueden utilizar espejos, lentes, lámparas (con intensidad luminosa mayor a 50 Cd). Se deberá llevar un registro que puede ser de video o fotográfico a manera de soporte de la inspección [5].

2.2.1.1 Medición de espesor de película seca. En la medición de espesores para recubrimiento se emplean básicamente dos técnicas: inducción magnética y corrientes de Eddy. La inducción magnética se utiliza cuando se desea medir la capa de recubrimiento presente sobre una superficie férrica (acero, hierro, etc), los equipos con este principio llevan incorporado un imán que va cargado con un campo magnético constante, un generador de efecto hall y bobinas, esto al hacer contacto con la superficie genera un circuito cerrado y proporciona las medidas respectivas.

El método consiste inicialmente en determinar el área recubierta y de esta forma determinar el número de spots o puntos requeridos, aplicando la ecuación 4.

Figura 1. Ecuaciones y esquema para la toma de Spots



Fuente: SOCIETY FOR PROTECTIVE COATINGS. Measurement of Dry Coating Thickness with magnetic Gages. SSPC-PA2. USA: SSPC, 2002.

Cada spot medido deberá incluir 5 mediciones, 4 en cada esquina de un rectángulo y una en su centro, a cada punto se le deberán hacer 3 registros que posteriormente serán promediados (ver figura 1). Los rangos de medición establecidos están entre 13 - 15 mils [6].

2.2.2 Medición de espesores por ultrasonido. El principio de funcionamiento de esta técnica se basa en la medida del tiempo requerido por un pulso ultrasónico para pasar a través de un espesor de material donde se refleja en la superficie opuesta y vuelve al transductor (sonda), este tiempo es dividido en 2 y multiplicado

por la velocidad del sonido en el material ($t = T.v/2$). Esta técnica es conocida como pulso-eco debido a su comportamiento.

La técnica requiere de un acoplante (líquido más o menos viscoso) que se utiliza para permitir el paso de las ondas del transductor hacia la pieza en estudio ya que las frecuencias utilizadas no se transmiten en el aire, algunos acoplantes típicos son: agua, aceite, grasa, glicerina y vaselina [7].

Uno de los parámetros fundamentales para la medición de espesor es la calibración respectiva de los equipos de trabajo, para ello, se hace necesario el uso de bloques de referencia, en los cuales se conoce su espesor, material (del mismo a inspeccionar) y velocidad del sonido [7].

2.2.3 Cálculo de la Resistencia Mecánica. La resistencia a la tracción como la dureza son indicadores de la resistencia de un metal, estas propiedades presentan una proporción directa. Como regla principal, para la mayoría de los aceros, la dureza en HB (Brinell) y la resistencia a la tracción, TS, (Psi o Mpa) viene relacionada de acuerdo a las siguientes ecuaciones [8]:

$$TS[psi] = 500.HB \quad (5)$$

$$TS[Mpa] = 3,45.HB \quad (6)$$

2.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE DEFECTOS PARA INSPECCIÓN VISUAL Y CORROSIÓN EXTERNA.

En la tabla 1 se resumen los criterios de aceptación y rechazo según el código ASME B31.4 necesarios para la inspección de tuberías [9].

Adicionalmente los criterios utilizados para la evaluación de picaduras son los consignados en el código ASME B31.G. Éste manual permite determinar la resistencia remanente de tuberías corroídas. Además, ofrece los criterios apropiados para evaluar los defectos por corrosión encontrados en los sistemas de tuberías y determina las condiciones propicias para operar de forma segura con

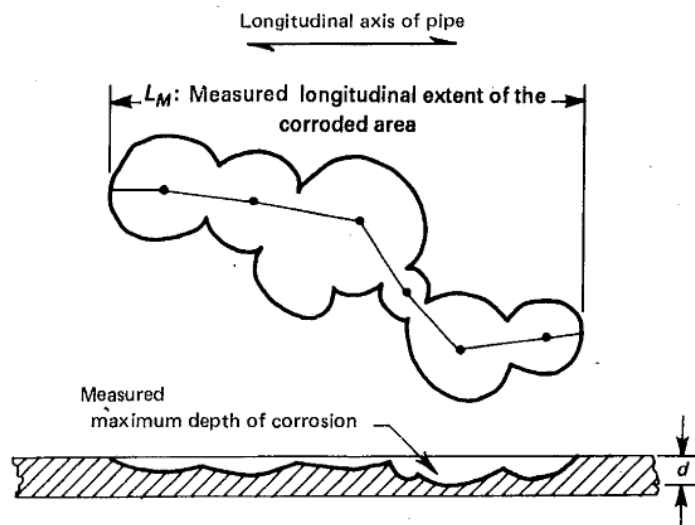
los daños encontrados. La figura 2 representa los parámetros más importantes especificados en la norma en estudio [10] y la tabla 2 muestra los criterios y ecuaciones para evaluación de corrosión externa.

Tabla 1. Criterios de aceptación y rechazo según ASME B31.4

CONDICIÓN A EVALUAR	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO
DAÑO MECÁNICO	Los daños con profundidad mayor del 12,5% del espesor nominal deben ser reparados.
ABOLLADURAS	Para las abolladuras que excedan una profundidad de 0,25" para tuberías de NPS 4 y menores, debe ser sustituido el tramo.
GRIETAS	No se aceptan.

Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. ASME B31.4. USA: ASME, 2006.

Figura 2. Parámetros para medición de corrosión externa según ASME B31.G



Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31.G. 2 ed. USA: ASME, 1991.

Tabla 2. Criterios y ecuaciones para valoración de corrosión externa por ASME B31.G

CRITERIO	CONDICIONES	ECUACION
Criterio 1	<p>Establece el porcentaje de profundidad de los defectos encontrados.</p> <p>Donde;</p> <p>d = Máxima profundidad medida (mm)</p> <p>t = Espesor nominal tubería (mm)</p> <p>Condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Picaduras <10%, no se tienen en cuenta • Picaduras >80%, se rechazan • Picaduras entre 10 - 80%, se evalúan en el criterio 2 	$\% \text{ profundidad} = 100 \left(\frac{d}{t} \right)$
Criterio 2	<p>Determina la longitud admisible para la cual el sistema de tuberías no debe extenderse a lo largo del eje longitudinal.</p> <p>Donde;</p> <p>L_{adm} = Máxima longitud admisible (mm)</p> <p>D = Diámetro nominal externo de la tubería</p> <p>t = Espesor nominal tubería (mm)</p> <p>B = Factor adimensional</p> <p>Condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si L medido es mayor que L admisible, se debe continuar con el criterio 3 • Si L medido es menor que L admisible, el segmento de tubería puede seguir operando. 	$L_{adm} = 1,12B\sqrt{Dt}$ $B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1,1d/t - 0,15} \right)^2 - 1}$
Criterio 3	<p>Corresponde a evaluar aquellos defectos que se encuentran en el rango de profundidad entre el 10 y el 80% (criterio 1) y aquellos que exceden la longitud máxima permisible del área corroída (criterio 2).</p> <p>Donde;</p> <p>A = Factor adimensional</p> <p>L_m = Longitud medida del área corroída (mm)</p> <p>Posteriormente se realiza el cálculo de la máxima presión segura para el área corroída (P'), teniendo en cuenta los valores del factor A y que P' no exceda los datos de P.</p> <p>Donde;</p> <p>P = Presión interna de diseño (psi).</p> <p>Condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si el MAOP es igual o inferior a P', la región corroída puede ser utilizada para el servicio a ese mismo MAOP 	$A = 0,893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$ $P' = 1,1P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right]$ $P' = 1,1P \left[1 - \frac{d}{t} \right]$ <p>Nota: La primera ecuación de P' corresponde a valores de $A \leq 4$ y la otra para $A > 4$</p>

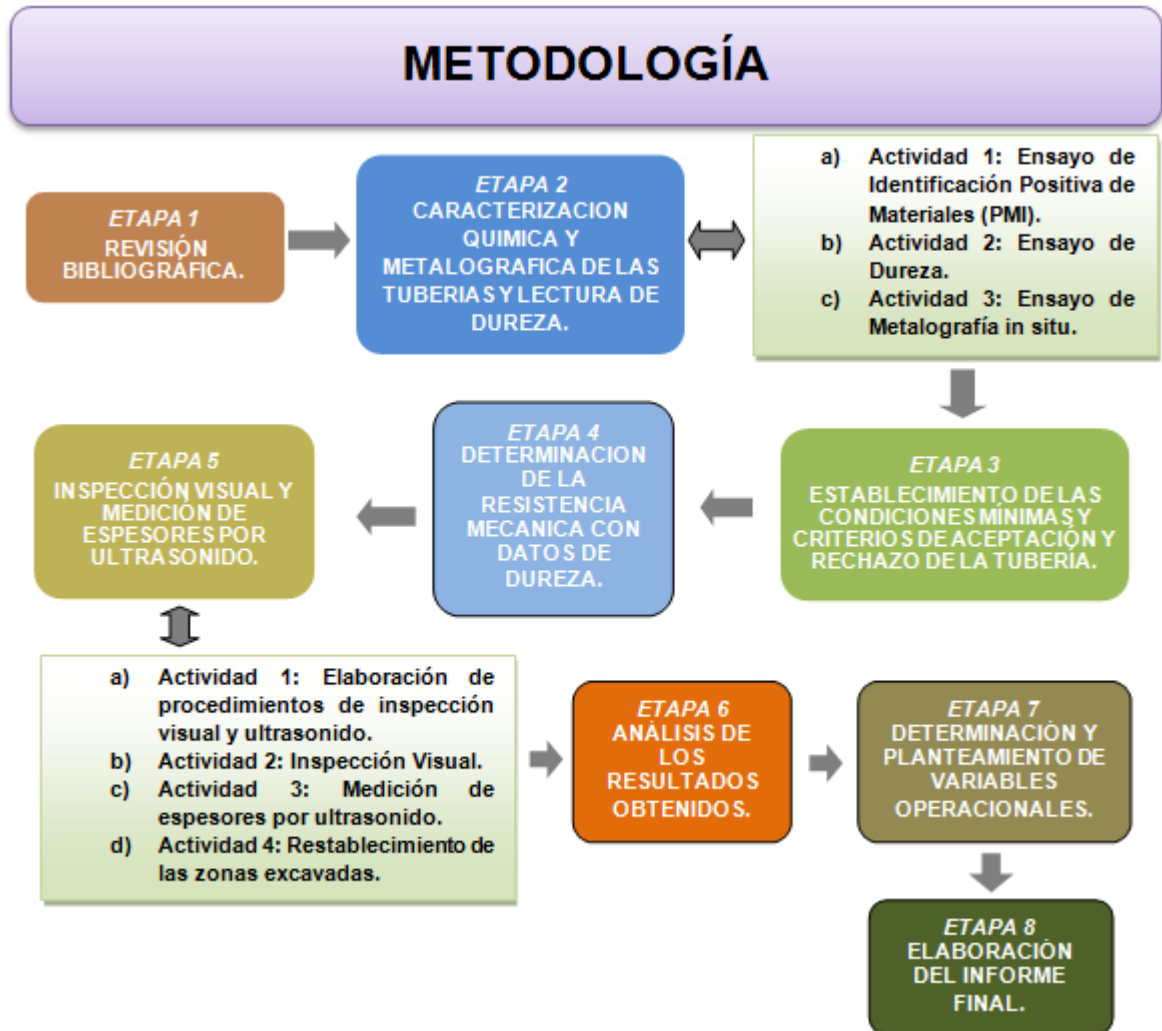
	<ul style="list-style-type: none"> • Si el MAOP es mayor que P' se debe establecer un valor inferior de modo que no supere el valor de P'. <p><i>Nota:</i> el MAOP es la presión de operación [psi] de la tubería.</p>	
Criterio 4	<p>El factor estimado de reparación (ERF) se debe determinar para saber si la sección de tubería debe ser reemplazada.</p> <p>Condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ERF ≥1 se debe reparar • ERF <1 sigue en funcionamiento 	$ERF = \frac{MAOP}{P'}$

Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31.G. 2 ed. USA: ASME, 1991.

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En la figura 3 se presenta la metodología seguida en el desarrollo del presente proyecto indicándose las etapas y las respectivas actividades llevadas a cabo. A continuación se presentan detalles de éstas.

Figura 3. Esquema de la metodología seguida



Fuente: Los autores

3.1 ETAPA 1: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

En esta etapa se recopiló y revisó la información disponible a cerca de la inspección y análisis de una tubería conductora de crudo. Para esto se revisaron las normas técnicas API, ASTM y ASME, artículos de revistas, libros, información confiable de la red, tesis de grado y bases de datos. Además fueron consultados los manuales de los equipos y accesorios utilizados, al igual que los procedimientos requeridos para efectuar las pruebas no destructivas de forma idónea.


Ésta recolección de información inició desde el momento del planteamiento del tema de investigación y continuó a lo largo del trabajo de grado con el fin de obtener resultados confiables y de calidad.

3.2 ETAPA 2: CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y METALOGRÁFICA DE LAS TUBERÍAS Y LECTURA DE DUREZA.

Para llevar a cabo esta etapa se realizó una visita a las instalaciones del Campo Escuela Colorado (CEC) donde se verificó el sistema de estudio comprendido por dos líneas de tubería paralelas: la colectora y la de prueba, ubicadas entre en el Pozo Colorado 44 (PC-44) y la Estación Separadora.

Para la realización organizada de las pruebas se hizo la determinación de las "localizaciones para el monitoreo de condiciones" (Condition Monitoring Location, CML) indicadas en el código API 570 [3]. Su ubicación y selección se realizó teniendo en cuenta las zonas críticas con alto potencial de falla, tales como: uniones soldadas, declives, zonas enterradas, curvaturas, puntos de inyección y codos del sistema de tuberías. En la tabla 3 se presenta la nomenclatura utilizada para demarcar los CML's en las tuberías.

Tabla 3. Nomenclatura utilizada para demarcar los CML's del sistema de tuberías

Zona	Nomenclatura	Ejemplo
Soldaduras Circunferenciales	Se utilizó la palabra CML acompañada por números ascendentes iniciando en 0 (cero) para cada línea de forma independiente.	
Soldaduras no reconocidas inicialmente	Se aplicó la notación del cordón anterior y se agregó la letra A. Ejemplo: soldadura 110 al 111, el intermedio se denota como CML 110A.	
Puntos de inyección	Se aplicó la notación del cordón anterior y se adicionaron las letras PI. Ejemplo: soldadura 37, el punto de inyección encontrado se denota como CML 37PI	
Declives	Se aplicó la notación del cordón anterior y se adicionó la letra D. Ejemplo: soldadura 92 a 93, su declive se marca como CML 92D	
Curvaturas	Se aplicó la notación del cordón anterior y se adicionó la letra C. Ejemplo: soldadura 79 a 80, su curvatura se marca como CML 79C	
Codos	Se aplicó la notación del cordón anterior y se adicionaron las letras COD. Ejemplo: soldadura 150 al 151, su codo se marca con CML 150COD	
Apiques (Excavaciones de 30cm de profundidad)	Se aplicó la siguiente notación para cada línea de forma independiente: PA: Prueba Apique CA: Colectora Apique Se utilizó numeración en forma ascendente para acompañar lo anterior Ejemplo: CA4	

Fuente: Los autores

Ya definidos los CML's para ambos sistemas de tuberías, se realizó la medición de las longitudes entre cada uno de ellos partiendo desde el CML 0. Dicha medición fue realizada con ayuda de un odómetro marca Stanley con precisión de +/- 2%. Además de lo anterior, en esta etapa se realizaron actividades para la caracterización del material de las tuberías, empleando las técnicas de identificación positiva de materiales (PMI), dureza y metalografía in-situ, las cuales fueron llevadas a cabo por una empresa contratada para este fin. Se realizaron cinco pruebas de PMI, diez de dureza y dos de metalografía por cada línea en estudio. Para la aplicación de las técnicas se seleccionaron diez puntos aleatoriamente sobre los cuales se realizaron las diferentes mediciones, previa preparación de las superficies. A continuación se presentan detalles de estas pruebas.

3.2.1 Actividad 1: Ensayo de PMI. Esta prueba se aplicó con el fin de determinar la composición química e identificar el tipo de acero del tramo de tubería en estudio. Se usó el equipo de fluorescencia de rayos X marca NITON XL2 XRF y se realizó la prueba según la norma API RP 578 [11]. Los resultados obtenidos se presentan en el próximo capítulo.

3.2.2 Actividad 2: Ensayo de Dureza. Para realizar esta prueba se contó con un durómetro portátil marca Megatest referencia HI 1300. Este proceso se realizó bajo los lineamientos de la norma ASTM A-956 [12]. Los resultados se presentan en el siguiente capítulo.

3.2.3 Actividad 3: Ensayo de Metalografía in-situ. El ensayo de metalografía in-situ se aplicó para conocer la microestructura del material en estudio y de esta forma complementar la caracterización del mismo, para ello se utilizaron equipos y elementos para desbaste (grueso y fino), pulido y ataque químico (Nital 4%), además de un microscopio de campo de 400x y material para réplicas

metalográficas. La prueba se hizo siguiendo la norma ASTM E-1351 [13]. Los resultados obtenidos se presentan en el capítulo cuatro.

3.3 ETAPA 3: ESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES MÍNIMAS Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO DE LAS TUBERÍAS.

Es importante anotar que el CEC suministró la información de las características físico-químicas del crudo, las cuales se presentan de forma resumida en el Anexo A. A partir de los datos de composición se deduce que se trata de un crudo con concentraciones nulas de CO₂ y H₂S, lo que indica la baja agresividad del mismo. En cuanto a las tuberías en la tabla 4 se presentan las características más importantes suministradas por el CEC.

Tabla 4. Características básicas de las tuberías en estudio

Tubería	Tipo	Edad [Años]	N P S	OD [in]	S c h	t nom mm [in]	S [psi]	Resistencia a la tracción psi [Mpa]	E	Presión de diseño [psi]	Presión de Operación [psi]
COLECTORA	API 5L / ASTM A53 Grado B	30	4	4.5	40	6.02 [0.237]	25200	60000 [415]	1	280	70
PRUEBA	API 5L / ASTM A53 Grado B	6	3	3.5	40	5.49 [0.216]	25200	60000 [415]	1	280	70

NPS = Nominal Pipe Size, OD = Outside Diameter, Sch = Schedule, t nom = Espesor nominal de pared, S = Esfuerzo admisible, E = Factor de junta soldada.

Fuente: Los autores

Con la información anterior y con ayuda de la norma API RP 574 [4] se determinó el espesor mínimo de retiro para las líneas en estudio (capítulo dos, ecuación 2). Con base en la norma API 571 [2] se revisó la defectología y los mecanismos de daño en tuberías. Los códigos ASME B31.G [10] y B31.4 [9] suministraron los criterios para evaluación de defectos (ver capítulo dos), mientras que el código ASME B36.10M [14] permitió obtener los espesores nominales para cada línea.

3.4 ETAPA 4: DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA MECÁNICA CON DATOS DE DUREZA.

En esta etapa se determinó la resistencia mecánica de cada tubería con ayuda de los conceptos teóricos (ver capítulo dos) y los resultados de dureza obtenidos en campo. En el capítulo de resultados se presentan los cálculos realizados.

3.5 ETAPA 5: INSPECCIÓN VISUAL Y MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO DEL TRAMO DE TUBERÍAS.

En esta etapa se ejecutaron las técnicas de inspección visual y ultrasonido, soportados con ensayos de laboratorio y pruebas complementarias (medición de espesor de película seca y de temperatura superficial de las tuberías).

3.5.1 Actividad 1: Elaboración de procedimientos de inspección visual y ultrasonido. Con base en las normas técnicas ASME Sección V artículo 9, API 570, API RP 571, API RP 574 y ASTM E-797, se elaboraron los procedimientos para los ensayos de inspección visual y medición de espesores por ultrasonido.

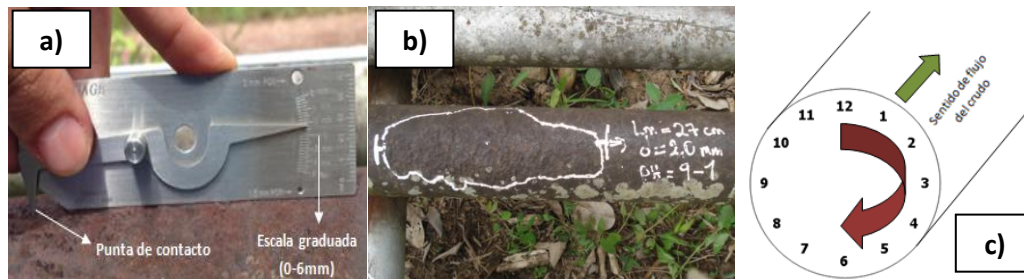
3.5.2 Actividad 2: Inspección Visual. En esta actividad se evaluó el estado del recubrimiento, la defectología superficial, la condición de corrosión de los cordones de soldadura, la presencia de fugas y reparaciones temporales, la soportería y el derecho de vía del sistema de tuberías en estudio.

Para valorar el estado del recubrimiento en las líneas de tuberías se empleó la medición de espesor de película seca con ayuda del equipo Positector 6000 con un rango de medición de 0-60 mils y con una precisión ± 0.1 mils, este ensayo fue hecho bajo la norma SSPC-PA2 [6] por una empresa especializada en pinturas.

Para la evaluación de la defectología superficial en ambas líneas, se hizo necesario el uso de elementos de limpieza (lijas, cepillos y limpiador industrial), equipos de inspección visual directa (lupas, espejos y linterna), instrumentos de medición (galgas de picado, reglilla metálica y cinta métrica), para marcación de zonas (marcador industrial) y registros (cámara fotográfica digital).

En la figura 4 a) se aprecia el proceso de medición de discontinuidades utilizando galgas empleadas en la determinación de las profundidades de picado, rayones y abolladuras. Además, las indicaciones encontradas fueron demarcadas como se aprecia en la figura 4 b), donde se tuvieron en cuenta los parámetros d (profundidad de picado), L_m (longitud medida de la zona corroída) y PH (posición horaria donde se encontró el defecto). La forma en que se denotó la PH se muestra en la figura 4 c).

Figura 4. Medición de discontinuidades superficiales. a) Galga para medición de defectología, b) dimensionamiento de una discontinuidad y c) esquema de posición horaria



Fuente: Los autores

En la inspección de los cordones de soldadura se hizo énfasis en los fenómenos de corrosión y picado. Estas valoraciones fueron realizadas para las soldaduras de la tubería colectora ya que en las de la línea de prueba el recubrimiento dificultó su evaluación.

Durante la inspección visual se revisaron las reparaciones realizadas sobre las tuberías, así como las zonas donde se podrían presentar fugas, tales como válvulas, inyectoros y bridas.

La soportería fue evaluada teniendo en cuenta los siguientes aspectos: pintura, corrosión, distorsión, tapones, hundimiento y el aislante de caucho sobre el contacto tubería - marco H [15][16]. Estos fueron numerados en forma ascendente para el sistema de tuberías, partiendo del PC-44 hasta el final de cada línea, también se estableció el intervalo de CML's donde se ubicó cada soporte en particular.

La inspección del derecho de vía se realizó teniendo en cuenta los asentamientos humanos y cuerpos de agua presentes, ya que se dio gran importancia a la población y el medio ambiente ante una posible amenaza que alterara su normalidad.

Finalmente cada registro estuvo acompañado con fotografías que respaldaron la labor ejecutada, y las indicaciones encontradas fueron plasmadas en planillas que contienen los ítems contemplados en las normas técnicas. Los resultados obtenidos se presentarán en el siguiente capítulo.

3.5.3 Actividad 3: Medición de espesores por ultrasonido. En esta prueba se empleó el equipo de ultrasonido para medición de espesores Dakota MVX. Este equipo permite la visualización de Scan A/B, trabaja con transductores duales de 1 a 10 MHz con temperatura de funcionamiento entre -17.7 a 82.2 °C (0 a 180°F), precisión de $\pm 0,01$ mm y con capacidad de almacenar hasta 12000 datos. Se utilizó palpador dual de $\frac{1}{4}$ de pulgada de diámetro y con frecuencia de 5MHz HD (Highly Damped), modo pulso-eco y con el método de Scan A.

En primer lugar se realizó el entrenamiento en el laboratorio con el equipo de ultrasonido usando escalerillas estandarizadas (ASTM E 797 [7]), piezas de diferentes materiales con diversas geometrías y gran variedad de defectos.

Adicionalmente, se empleo una sección de tubería suministrada por CEC sobre la cual se estudió el estado del recubrimiento, los sistemas de limpieza y tipo de acoplante más adecuados. Además, se realizó la verificación de medidas empleando diferentes instrumentos. Con esta muestra se tomaron lecturas de espesor en diferentes zonas y posiciones. Con un segmento de esta tubería se elaboró un patrón representativo (con disminuciones de espesor tanto interna como externamente), que sirvió para verificar la calibración del equipo de ultrasonido en campo (ver anexo B).

Posteriormente, con el fin de determinar el valor de temperatura máximo alcanzado por las líneas de tuberías en campo y de esta forma asegurar que la lectura de espesores estuviera en el intervalo de trabajo del equipo de ultrasonido

y sus accesorios, se llevó a cabo la medición continua de temperatura por espacio de ocho horas durante cuatro días, en las zonas más expuestas al sol y con menos vegetación a sus alrededores. Estas mediciones se realizaron utilizando el termómetro digital Fluke 54 Series II y termopares tipo K. Los resultados relevantes de esta prueba se presentan en el capítulo cuatro.

La medición de espesores en campo se realizó en los CML's definidos para ambas tuberías con el fin de determinar la condición interna y verificar el espesor de las mismas.

Las labores iniciaron realizando la preparación de las superficies de los CML's utilizando lijas (para metal en seco) N° 60 para desbaste y 220 para el acabado superficial. Posteriormente se calibró el equipo medidor de espesores Dakota MVX teniendo en cuenta el patrón de tubería que se había mecanizado y se ajustaron las condiciones del equipo. Sobre las zonas inspeccionadas se aplicó como medio acoplante Grasa roja de litio.

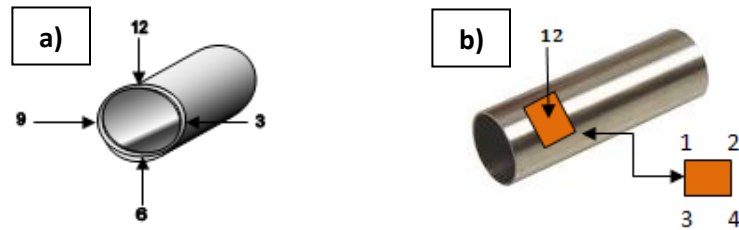
Las mediciones en los CML's se realizó como sigue:

- Para los cordones de soldadura:

Se realizaron 4 tomas en cada CML en sentido horario a una distancia máxima de 1 pulgada cuadrada del cordón de soldadura, en la figura 5 a) se aprecia esta zona.

Además, para cada punto de medición se realizaron 4 registros generando una cuadrícula, (ver figura 5 b)). Esto se hizo para los puntos a las 12, 3, 6 y 9 horas. De esta forma un total de 16 lecturas fueron tomadas para el CML antes de la soldadura. Este mismo procedimiento se llevó a cabo para las mediciones después del cordón soldado, de esta manera por cada CML un consolidado de 32 lecturas de espesor fueron registradas.

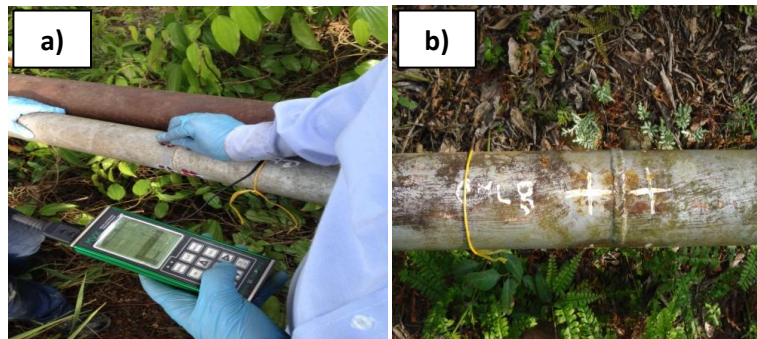
Figura 5. Esquema de medición de espesores a) Posición horaria para registro y b) Ejemplo de la forma de medición para un cuadrante de cualquier CML



Fuente: Los autores

La forma de medición de espesores en campo para este caso se evidencia en la figura 6.

Figura 6. Medición de espesores en campo. a). Equipo de ultrasonido y b). Zonas demarcadas para el registro de espesores



Fuente: Los autores

- Para los puntos de inyección, declives y apiques:

Para estos puntos las mediciones de espesores se realizaron tomando en la zona inferior de los mismos, es decir, a las 5, 6 y 7h, 25 lecturas para cada posición horaria teniendo en cuenta la dirección de flujo del crudo.

- Para las curvaturas y codos:

Para estos sitios 25 lecturas fueron tomadas por cada posición horaria según la zona curvada del tubo, es decir, si la curvatura era hacia la derecha vista desde la zona posterior, las mediciones fueron realizadas a las 10, 8 y 6h, y si la curvatura era hacia la izquierda, las mediciones se realizaron a las 2, 4 y 6h.

Con los datos obtenidos de las mediciones realizadas y teniendo en cuenta los valores mínimos obtenidos para cada CML, fueron calculadas la velocidad de corrosión y la vida remanente para el sistema de tuberías que se puede apreciar en el capítulo de resultados.

3.5.4 Actividad 4: Restablecimiento de las zonas excavadas. Después de realizadas las pruebas de inspección visual y medición de espesores por ultrasonido, quedaron zonas expuestas a focos de corrosión (apiques), dichos puntos fueron restablecidos para no alterar las condiciones normales de la línea. Este proceso básicamente consistió en tres pasos: Limpieza con desengrasante y detergente, aplicación de recubrimiento y tapado manual de cada excavación realizada.

La limpieza consistió en remover la grasa presente en la zona inferior de las tuberías, lo cual se hizo empleando un disolvente de grasa y detergente convencional.

La pintura utilizada como recubrimiento fue suministrada por una empresa de pintura y comprendía dos componentes, Epoxifenólico Serie 400 (componente A) y Catalizador Grupo 3 Serie 300/400 (componente B).

Finalmente se realizó el tapado de cada apique de forma manual, donde se dio a la tarea de sellar y apisonar el terreno, devolviendo las condiciones normales con las cuales se recibió el trabajo.

3.6 ETAPA 6: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

En esta etapa se realizó la revisión y los análisis de los resultados obtenidos en campo durante el desarrollo de las actividades, éstos se presentarán en el capítulo respectivo.

3.7 ETAPA 7: DETERMINACIÓN Y PLANTEAMIENTO DE VARIABLES OPERACIONALES.

En esta etapa ya analizados los resultados se establecieron las variables necesarias para asegurar la integridad estructural del sistema de tuberías del CEC en materia de operación y mantenimiento.

3.8 ETAPA 8: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL.

Con los resultados obtenidos y el análisis de los mismos se elaboró el informe final.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo del presente proyecto de grado con sus respectivos análisis.

4.1 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y METALOGRAFÍA DE LAS TUBERÍAS Y LECTURA DE DUREZA.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los ensayos realizados de acuerdo con lo expresado en la metodología.

4.1.1 Ensayo de PMI. De las cinco mediciones de composición química evaluadas por PMI para cada tubería, en la tabla 5 se presenta el promedio de los elementos de aleación determinados en este ensayo. Además, se incluye la composición química del acero ASTM A53 grado B o API 5L [17] como referencia para el análisis. Este acero fue reportado por el CEC como el material componente de las tuberías.

De la tabla 5 se puede decir que la composición química del acero tanto de la tubería colectora como de la de prueba corresponde a un acero al carbono y difiere de la composición del acero tomado en referencia.

Es importante indicar que los valores individuales de composición reportados para los puntos medidos, presentan diferencias especialmente los correspondientes a la tubería colectora, debido probablemente a que se trata de tubería más antigua (aproximadamente 30 años) por lo que quizás no fueron manejados estándares estrictos de composición.

Finalmente se debe aclarar que la prueba aplicada no mide los %C, %S y %P lo cual dificulta la clasificación del acero.

Tabla 5. Composición química del acero ASTM A53 grado B o API 5L y promedio de los elementos de aleación de cada tubería determinados por la prueba de PMI.

COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LAS TUBERÍAS DEL CEC			
Elemento	ASTM A53 Gr. B / API 5L [%] *	Promedio tubería colectora [%]	Promedio tubería de prueba [%]
Mn	1.2	0.60	0.82
Ni	0.4	0.05	0.04
Cr	0.4	0.05	0.05
Mo	0.15	0.02	0.04
Cu	0.4	0.03	0.06
Co	-	0.20	0.13
Pb	-	0.03	0.04
Sn	-	0.01	0.02
Ti	-	0.08	0.06
V	0.08	0.02	0.02
W	-	0.02	0.04
Nb	-	0.02	0.01
Zn	-	0.01	0.06
Fe	-	98.86	98.61
C	0.3	-	-
P	0.05	-	-
S	0.045	-	-

* Valores máximos de los elementos aleantes.

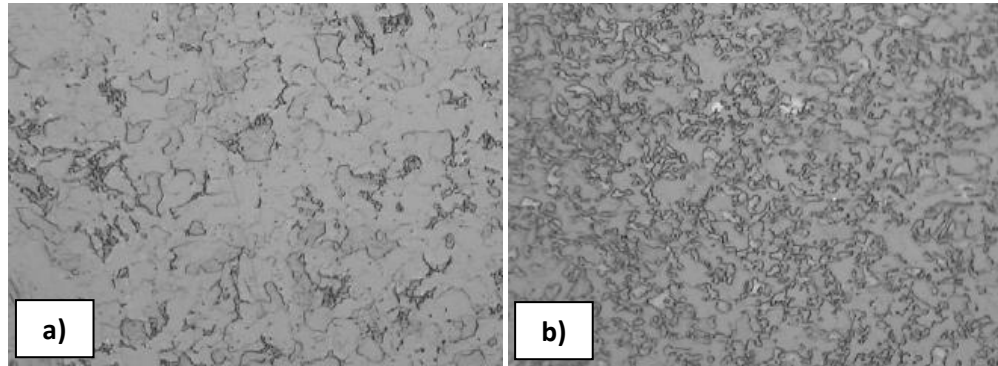
Fuente: AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless. ASTM A 53. USA: ASTM, 2000.

4.1.2 Ensayo de dureza. Según los resultados obtenidos la variación de las durezas no presentó cambios relevantes a lo largo del sistema de tuberías. Para la línea colectora el promedio de durezas es de 117,1 HB con una desviación de $\pm 6,30$ y para la de prueba es de 127,3 HB con $\pm 6,59$ de desviación lo que permite establecer que para cada sistema los valores especificados son cercanos entre sí, al igual que al valor de referencia.

Los valores indicados para la prueba de dureza son el resultado de 10 mediciones realizadas para cada tubería a lo largo de toda su longitud, donde a su vez 8 lecturas fueron tomadas por cada punto inspeccionado. El valor de la dureza del acero de referencia ASTM A53 grado B o API 5L es de 120 HB (Dureza Brinell) [17].

4.1.3 Ensayo de metalografía in-situ. Los resultados obtenidos para la metalografía in-situ se presentan en la figura 7.

Figura 7. Réplicas metalográficas. a) tubería prueba 200x y b) tubería colectora 200x



Ubicaciones: a) CML 94A-95 (Prueba), b) CML 133-134 (Colectora)

Fuente: Los autores

A partir de la observación de estas micrografías se aprecia que para la tubería de prueba se encontró una estructura compuesta por una matriz ferrítica acompañada de colonias de perlita fina distribuida de forma homogénea (figura 7, a)). En el caso de la tubería colectora se encontró una zona compuesta por ferrita irregular de grano fino acompañada de colonias de perlita distribuida homogéneamente (figura 7, b)). Para ambas tuberías no se observó descomposición de fases lo cual permite establecer que no se presentó degradación microestructural [18][19][20]. Las estructuras encontradas se asemejan entre sí y corresponden a un acero al carbono, lo cual concuerda con los resultados indicados en los ensayos de PMI y dureza.

4.2 ESTABLECIMIENTOS DE LAS CONDICIONES MÍNIMAS Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO DE LA TUBERÍA.

Inicialmente se definieron los criterios de aceptación y rechazo (ver capítulo dos, tabla 1) para las discontinuidades presentes en los sistemas de tuberías, los cuales permitieron evaluar los daños encontrados en la inspección. Además se estableció el espesor de retiro estructural para cada una de las tuberías, el cual se

halló a partir de la siguiente ecuación y los respectivos valores fueron tomados de la tabla 4. A continuación se presentan los cálculos realizados.

Tubería colectora:

$$t_{ret} = \frac{PD}{2SE} + 0,125t_{nom} = \frac{280(psi)x4,5(in)}{2x25200(psi)} + 0,125x(0,237in) = 0,054in = 1,4mm$$

Tubería de prueba:

$$t_{ret} = \frac{PD}{2SE} + 0,125t_{nom} = \frac{280(psi)x3,5(in)}{2x25200(psi)} + 0,125x(0,216in) = 0,046in = 1,2mm$$

Finalmente, teniendo en cuenta los valores de espesor de retiro se determinó la vida remanente de las tuberías colectora y de prueba [3][4].

4.3 DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA MECÁNICA CON DATOS DE DUREZA.

A partir de la ecuación 5 del capítulo dos, se determinó la resistencia mecánica para cada tubería utilizando el promedio durezas para cada una de las diez zonas medidas. El valor correspondiente de resistencia a la tracción del acero de referencia es de 60000 psi (415 Mpa) [17].

Según los resultados obtenidos, la resistencia a la tracción para la tubería colectora en promedio es de 58525 psi con ± 3143.1 de desviación, mientras que para la tubería de prueba es de 63640 psi con ± 3294.9 , lo que muestra la moderada variación de los datos entre sí. Para ambas líneas existe una aproximación en cuanto a la resistencia mecánica del acero ASTM A53 grado B y API 5L tomado como referencia.

4.4 INSPECCIÓN VISUAL Y MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO.

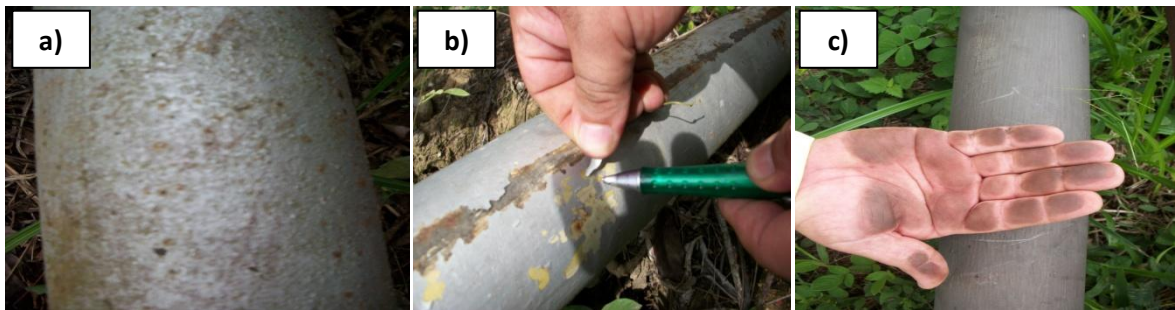
Realizadas estas pruebas siguiendo los respectivos procedimientos se presentan los resultados obtenidos.

4.4.1 Inspección visual. A continuación se presentan los resultados correspondientes a: el estado del recubrimiento, la defectología superficial, la condición de corrosión de los cordones de soldadura, la presencia de fugas y reparaciones temporales, la soportería y el derecho de vía del sistema de tuberías en estudio.

Estado del recubrimiento. Esta prueba se realizó siguiendo el procedimiento indicado en la metodología. En primer lugar se evidenció la condición del recubrimiento del sistema de tuberías, lo cual mostró que la línea colectora carecía de recubrimiento en toda su longitud mientras que la de prueba contaba con el mismo de forma no homogénea para todo su trayecto.

El recubrimiento encontrado en la tubería de prueba presentó una serie de daños tales como ampollamiento, descascaramiento y entizamiento, ver figura 8 a), b) y c) respectivamente, debido a prácticas no adecuadas de aplicación de la pintura.

Figura 8. Defectos típicos del recubrimiento a) ampollamiento, b) descascaramiento y c) entizamiento



Fuente: Los autores

Por otra parte se midió el espesor de recubrimiento en 8 puntos (spots) determinados con la ecuación 4 del capítulo dos. Cinco de las mediciones realizadas se presentan en la tabla 6.

Tabla 6. Medición espesor película seca (tubería de prueba)

Intervalo CML	Medida No.	L-1 [mils]	L-2 [mils]	L-3 [mils]	L-4 [mils]	L-5 [mils]	Lectura mínima [mils]
5 - 6	1	5,0	0,85	5,1	2,5	5,7	
	2	6,1	5,5	5,0	3,3	5,1	
	3	4,4	3,7	5,8	3,1	5,5	
Promedio		5,16	2,51	5,3	2,96	5,43	2,51
PA1 (Apique)	1	4,1	9,0	6,5	8,6	5,8	-
	2	9,2	4,5	4,4	6,9	4,4	
	3	9,2	8,0	7,0	5,9	9,1	
Promedio		7,5	7,16	5,96	7,13	6,43	5,96
21 - 22	1	9,7	3,4	7,2	4,3	3,3	-
	2	6,0	3,1	4,5	5,0	5,1	
	3	7,3	3,3	2,6	3,9	3,0	
Promedio		7,67	3,27	4,77	4,4	3,8	3,27
PA3 (Apique)	1	7,5	8,1	20,2	5,4	6,3	-
	2	9,9	7,9	9,3	6,8	6,2	
	3	6,5	11,8	12,7	7,8	8,0	
Promedio		7,96	9,26	14,06	6,66	6,83	6,66
127-128	1	3,2	2,6	7,1	5,8	4,2	-
	2	3,8	4,7	7,1	5,5	2,5	
	3	3,9	4,0	6,2	5,1	4,5	
Promedio		3,63	3,77	6,8	5,47	3,73	3,63

L=Lectura

Fuente: Los autores

Con los rangos de espesores obtenidos (2,51 - 6,66 mils) para los 8 “spots” a lo largo de la tubería, se logró confirmar que el recubrimiento no se encontraba en buenas condiciones, ya que el estándar ECP – VPR – I - 061 de Ecopetrol [15] se adecua a un rango de valores de 12-14 mils para recubrimientos bicapa y 16-18 mils para tricapa. Los daños presentados se deben a una pérdida por entizamiento motivado por efectos ambientales e influidos por el paso del tiempo, mala calidad de la pintura y pluviosidad.

Además, en cuanto a las zonas de apiques se evidencia pérdida parcial y/o total de recubrimiento y degradación para ambos sistemas de tuberías, ver figura 9 a), b) y c) respectivamente.

Figura 9. Daños de los apiques a) pérdida parcial del recubrimiento b) pérdida total del recubrimiento y c) degradación



Fuente: Los autores

Se entiende la pérdida total de recubrimiento como la ausencia general de las capas de pintura, la pérdida parcial como la deficiencia puntual de la misma y la degradación como la pérdida del pigmento (pérdida de coloración). En la tabla 7 se presenta el registro de la evidencia del estado del recubrimiento de algunos apiques. Aquellos no incluidos presentan condiciones superficiales adecuadas.

Tabla 7. Inspección visual del recubrimiento de los apiques

APIQUES (Prueba)				
Línea	CML	Abscisa [m]	Nomenclatura*	Descripción
Prueba	CML14+7,10m	112,13	PA1	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML47+5,90m	586,61	PA6	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML58+11,39m	738,22	PA8	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML59-10,50m	765,97	PA9	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML76 + 11,27m	1002,54	PA10	Degradación
	CML77 - 10,65m	1016,87	PA11	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML129+2,32m	1702,49	PA14	Pérdida parcial del recubrimiento
CML130-5,53m	1730,94	PA15	Adherencia de arena y remoción del recubrimiento	
APIQUES (Colectora)				
Colectora	CML17+4,36m	133,38	CA1	Pérdida total del recubrimiento
	CML18-1,40m	150	CA2	Pérdida total del recubrimiento
	CML60+4,44	535,4	CA3	Pérdida total del recubrimiento
	CML61-7,40	550,95	CA4	Pérdida total del recubrimiento
	CML66+1,24m	590,37	CA5	Pérdida parcial del recubrimiento
	CML67-2,46m	609,40	CA6	Pérdida total del recubrimiento
	CML82+14,93m	744,12	CA7	Pérdida total del recubrimiento
	CML83-11,18m	755,96	CA8	Pérdida total del recubrimiento
	CML106+1,49m	1004,67	CA9	Pérdida total del recubrimiento
	CML107-8,40m	1020,21	CA10	Pérdida total del recubrimiento
	CML157+2,22m	1451,53	CA11	Pérdida total del recubrimiento
	CML158-3,24m	1468,94	CA12	Pérdida total del recubrimiento
	CML187+6,52m	1702,83	CA13	Pérdida total del recubrimiento
	CML188-13,54m	1767,93	CA14	Pérdida total del recubrimiento, presencia de costras con arena adherida

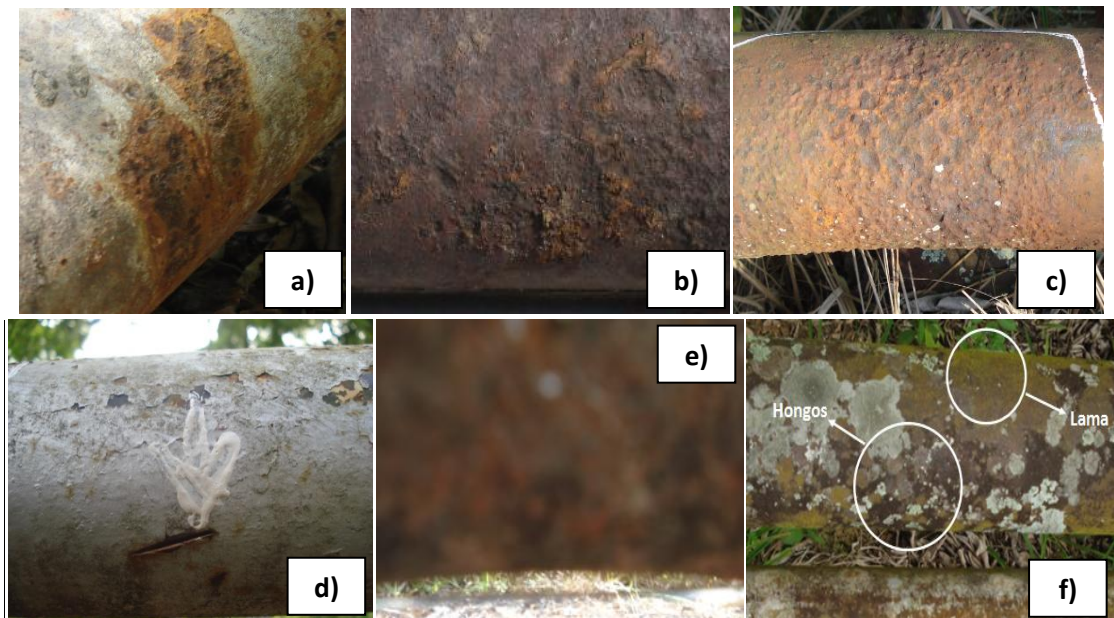
*CA= Colectora Apique, PA= Prueba Apique

Fuente: Los autores

Según la tabla 7 las zonas con pérdida total y parcial del recubrimiento requieren intervención inmediata realizando la pintura de las mismas con el fin de evitar daños graves sobre las tuberías por el contacto directo con el suelo y/o la interacción con la humedad del mismo.

Defectología Superficial. Se identificaron defectos superficiales tales como: focos de corrosión (figura 10, a), descascarillado del metal (por corrosión, figura 10, b), picado (corrosión localizada externamente, figura 10, c), rayones (figura 10, d) y abolladuras (figura 10, e) para ambas líneas. Estos daños fueron caracterizados en los resultados atendiendo a su ubicación con la posición horaria (PH) para facilitar su identificación, además se encontró casi en un 100% de las tuberías adherencia de hongos (moho), lama (alga verde) (figura 10, f) y vegetación que afecta la superficie del metal. La tubería colectora es la que registró mayor incidencia de este fenómeno por la ausencia de recubrimiento.

Figura 10. Defectología superficial de las tuberías del CEC a) focos de corrosión, b) descascarillado de metal, c) picado, d) rayones, e) abolladuras y f) hongos y lama



Fuente: Los autores

En algunos sitios como el CML 24, 27, 46, 115, 134, 139, 140, 141, 170, 171, 179, 181, 188 y 209, se evidenciaron rastros de materia orgánica (excremento animal) sobre la línea colectora, que al ser removidos, dieron como resultado zonas altamente corroídas y que para el caso de la línea de prueba se ubicaron en el CML 66 y 100.

En los puntos de inyección (línea colectora) específicamente en el PC-69, PC-03, PC-40 y PC-67 se encontraron focos de corrosión en el acople entre el inyector y la tubería colectora a las 12h, lo cual es delicado ya que son puntos que presentan vibración como consecuencia del bombeo. De la misma forma se localizaron dichos puntos en la línea de prueba, ubicados en el PC-69, PC-33, PC-40, PC-67 y PC-45, teniendo especial cuidado en el PC-03 donde se presentó un estado más avanzado de daño por corrosión. Se recomienda que estas zonas tengan una inspección periódica y un mantenimiento adecuado para evitar posibles fugas.

A la altura del CML 64 (línea colectora) se encontró un revestimiento o cinta protectora en todo el perímetro de la tubería hasta el CML 65, se observó que al inicio y fin de éste se presentaba un estado de corrosión avanzado lo cual no se pudo verificar en la zona recubierta y por lo tanto se considera un punto crítico en el cual se pueden presentar fugas o roturas debido al aislamiento y acumulación de humedad que puede acelerar el proceso corrosivo.

Para el caso de los apiques de ambas líneas se encontró principalmente focos de corrosión causados por depósitos de agua, específicamente en el apique que agrupa el CA10 y el PA11 donde se evidenció la presencia de un bajo inundable además del contacto de la tubería desnuda con el suelo.

La evaluación realizada permitió medir y cuantificar las discontinuidades presentes en las líneas de transporte de crudo (prueba y colectora) del CEC, tales como daños mecánicos (rayones y abolladuras) y corrosión localizada externamente. A continuación se presentan los resultados.

Daños mecánicos. Enseguida se relacionan las indicaciones encontradas en las líneas de prueba y colectora, producidas por factores externos generados en procesos de montaje, reparaciones o daños por terceros.

Rayones. Algunos de estos daños ocasionados por objetos corto-punzantes a ambos sistemas de tuberías se describen en la tabla 8. En esta tabla se observan que las evaluaciones de los rayones para ambas tuberías son en su mayoría rechazados ya que superan el 12,5% del espesor nominal de cada línea (ver capítulo dos, tabla 1) [9]. Para la tubería colectora todos los daños encontrados son rechazados ya que las pérdidas de metal son significativas en algunos puntos como es el caso del CML 78 con un rayón de 3 mm de profundidad. Sólo para la tubería de prueba dos de los daños son aceptados debido a su poca profundidad.

Tabla 8. Rayones tuberías de prueba y colectora.

RAYONES				
LÍNEA	CML	d(mm)	Pérdida de metal (%)	Observación
TUBERÍA DE PRUEBA	29	1,2	21,86	RECHAZADO
	36	0,5	9,11	ACEPTADO
	41	0,5	9,11	ACEPTADO
	41	1,3	23,68	RECHAZADO
TUBERÍA COLECTORA	10	1,5	24,92	RECHAZADO
	78	3,0	49,83	RECHAZADO
	92	2,5	41,53	RECHAZADO
	169	1,5	24,92	RECHAZADO

Fuente: Los autores

Abolladuras. Estos daños son ocasionados por presiones o golpes sobre las líneas que según su profundidad afectan la integridad del sistema.

Las abolladuras de la tubería colectora se evaluaron teniendo en cuenta el criterio de que para profundidades mayores a 0,25" (6,35mm) deben ser rechazadas [9], por lo que las dos abolladuras encontradas: 4,0 mm (en CML 32) y 2,5 mm (en CML 201) son aceptadas y no afectan el servicio del ducto. Además, es importante mencionar que la tubería de prueba no presentó este daño en toda su longitud.

Corrosión externa. Algunos de los daños por corrosión externa encontrados en las líneas de prueba y colectora se presentan en las tablas 9 y 10 respectivamente.

Tabla 9. Picaduras críticas de la tubería de prueba

PICADURAS CRÍTICAS - TUBERÍA DE PRUEBA		
CML	d(mm)	Lm(mm)
48	1,3	72
61	1,7	55
62	1,5	38
62	2,1	184
62	1,5	370
103	1,1	260
120	2,5	320
135	2	14
135	1,6	152
144	1,5	410
144	1,5	110

Fuente: Los autores

Tabla 10. Picaduras críticas de la tubería de colectora

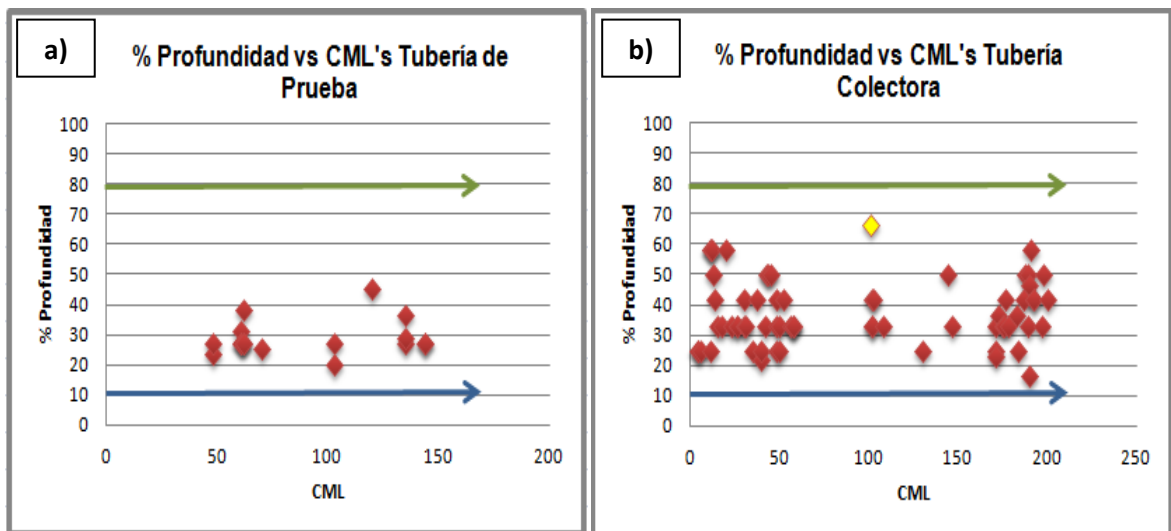
PICADURAS CRÍTICAS – TUBERÍA COLECTORA					
CML	d(mm)	Lm(mm)	CML	d(mm)	Lm(mm)
11	3,5	150	130	1,5	9090
11	3,5	530	144	3	8500
12	3,5	9530	176	2	9530
13	3	9440	177	2,5	9390
20	3,5	630	178	2	9640
37	2,5	8600	183	2,2	9620
43	3	1590	184	1,5	9500
44	3	4970	187	2,5	7680
45	3	8200	188	3	9320
48	2,5	2000	189	3	890
52	2,5	8200	190	2,8	270
58	2	2100	191	3,5	3470
101	4	9350	192	2,5	500
102	2,5	1700	192	2,5	6930
103	2,5	9600	198	3	9290
108	2	3670	200	2,5	3170

Fuente: Los autores

La información recolectada se analizó para determinar el grado de criticidad que tienen las líneas respecto a corrosión externa. Los parámetros del código ASME B31.G [10] se tuvieron en cuenta para realizar dicha evaluación (ver capítulo dos, tabla 2). Cada uno de los cálculos efectuados para los criterios que a continuación se describen, se encuentran definidos en el Anexo C.

En la figura 11 se presenta el % de profundidad máxima de corrosión vs los CML's de cada tubería. En esta gráfica se demarcan los valores correspondientes al 10% y 80% como los límites inferior y superior para evaluar el primer criterio indicado en el código.

Figura 11. Evaluación de defectos por el primer criterio del código ASME B31 G para a) Tubería de Prueba y b) Tubería Colectora



Fuente: Los autores

En las gráficas anteriores se aprecian para ambos sistemas de tuberías los puntos de profundidad de picado que fueron llevados a términos porcentuales (ver capítulo dos, tabla 2, criterio 1) que se encuentran en el rango del 10% (línea horizontal azul) al 80% (línea horizontal verde) de pérdida con respecto al espesor nominal de pared de las tuberías.

Adicionalmente, en la figura 11 b), para la tubería colectora se observa un punto en color amarillo que no requiere reparación inmediata, pero es recomendable

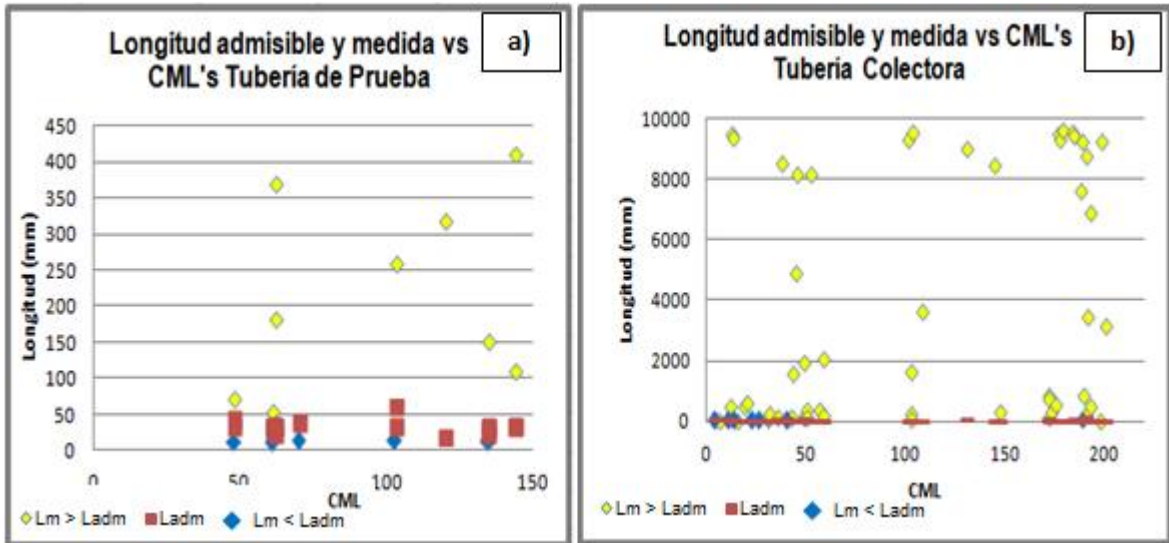
hacerle seguimiento ya que es de los más próximos al límite del 80% y puede requerir reparación eventualmente. Además es importante observar que los principales daños por corrosión se evidencian al comienzo y final de la línea, hubo ciertas áreas selectivas donde el deterioro por picado se concentró en las zonas con presencia de bambú y asentamientos humanos, por tanto, hay que brindar atención especial a las condiciones que influyen en que éste fenómeno se presente.

Con este primer criterio se evidencia que todas las condiciones evaluadas deben ser relacionadas con el criterio dos ya que se ubicaron dentro de las zonas límites.

Para la evaluación del segundo criterio, la figura 12 presenta la comparación entre la longitud admisible (L_{adm}) determinada (según las fórmulas consignadas en el capítulo dos, tabla 2, criterio 2) para cada una de las profundidades de picado establecidas en el criterio uno y la longitud medida (L_m) de dichos puntos en campo vs los CML's de ambos sistemas de tuberías.

En la gráfica siguiente se observan para ambas tuberías las relaciones obtenidas entre la longitud medida de los defectos y la longitud admisible determinada para cada uno de ellos, cuyo objetivo primordial es especificar cuáles zonas están por encima de los límites de longitud permitida y de esta forma dar prioridad a esas condiciones relevantes. Los puntos que se aprecian en color rojo son los correspondientes a la longitud admisible y los puntos en color azul son los que se encuentran por debajo de ésta, por tanto aprueban el segundo criterio de la norma y pueden seguir operando con normalidad. Los puntos en color amarillo por su parte, son aquellos que poseen una alta longitud de las zonas corroídas lo cual se evidencia en la figura 12, donde se muestran longitudes aproximadas de 400 mm para la tubería de prueba y 10000 mm para la tubería colectora que sobrepasan significativamente los valores de longitudes máximas, por lo que se deben someter al tercer criterio del código.

Figura 12. Evaluación de defectos por el segundo criterio del código ASME B31 G para a) Tubería de Prueba y b) Tubería Colectora



Fuente: Los autores

Finalmente, se realizaron los cálculos para los valores de presión segura de operación P' (ver capítulo dos, tabla 2, criterio 3) para cada uno de los sistemas de tuberías teniendo en cuenta una presión de diseño de 280 psi y una MAOP de 70 psi. Posteriormente se realizó el cómputo del Factor Estimado de Reparación (ERF, capítulo dos, tabla 2, criterio 4). A partir de la información del anexo C se obtienen los puntos más críticos que corresponden a los de relevancia en cuanto a las condiciones de operación se refiere, éstos se presentan de forma detallada en la tabla 11.

En esta tabla se especifican los CML's de mayor importancia, para la tubería de prueba el CML 120 y para la tubería colectora el CML 101, los cuales son escogidos debido a que son los que presentan la mayor profundidad y la longitud más grande de la zona corroída, por ende, son los que dan las presiones seguras más bajas, es decir 167,7 psi para la tubería de prueba y 103,3 psi para la tubería colectora, por lo cual todo el sistema de tuberías se debe mantener restringido a estas presiones.

Tabla 11. Puntos críticos de relevancia en las condiciones de operación de los sistemas de tuberías del CEC

CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR EVALUACIÓN CON ASME B31 G										
CML	t (mm)	D (mm)	d (mm)	%Profundidad	B	Lm (mm)	L (mm)	A	P' (psi)	ERF
TUBERÍA DE PRUEBA										
120	5,49	76,2	2,5	45,5	0,8	320	18,9	14,0	167,7	0,42
TUBERÍA COLECTORA										
101	6,02	101,6	4,0	66,4	0,6	9350	15,4	337,6	103,3	0,68

Fuente: Los autores

Teniendo en cuenta estos resultados vale la pena resaltar que éstos no superan las condiciones de operación de las líneas del CEC que es de 70 psi, por lo que no se hace necesario ninguna reducción de presiones. En cuanto al factor estimado de reparación calculado para ambas líneas se aprecia que está por debajo de la unidad, lo que indica que no se necesita reparar o reemplazar inmediatamente la zona corroída, a menos que se desee tener un bombeo de crudo a mayores presiones. Bajo estas circunstancias se puede seguir operando a 70 psi sin someter a sobrepresiones las líneas que transportan crudo especialmente la tubería colectora ya que es la más crítica en cuanto a daños por corrosión externa se refiere.

Condición de corrosión de los cordones de soldadura. Los cordones de soldadura para la tubería colectora fueron evaluados en el proceso de inspección teniendo en cuenta aspectos como: focos de corrosión los cuales fueron identificados como zonas oxidadas con potencial de crecimiento (color naranja, figura 13, a), para este defecto se tuvieron en cuenta los sitios tanto puntuales como la zona perimetral del cordón. El picado por su parte, fue analizado como sitios donde se observó la iniciación de cavidades diminutas sobre el cordón de soldadura (puntual y sobre el perímetro, figura 13, b). Cabe resaltar que la tubería

de prueba no fue inspeccionada en los cordones de soldadura ya que contaba con un recubrimiento que ocasionó obstrucciones para su respectiva evaluación.

Figura 13. Defectología en cordones de soldadura (tubería colectora). a) Focos de corrosión en todo el perímetro y b) picado sobre el cordón



Fuente: Los autores

Los resultados relevantes de las 214 soldaduras totales de la tubería colectora se presentan en la tabla 12.

Para los resultados presentados se puede observar que en el cordón de soldadura del CML 102 se presentó un picado excesivo casi cercano al espesor nominal de la tubería, lo cual condujo a una filtración de crudo que obligó a una posterior reparación. Para el caso de los 72 resultados restantes no se evidenciaron daños de gran magnitud en cuanto al picado (de profundidad despreciable visualmente), por lo que se recomienda el uso de radiografía o ultrasonido de haz angular con el fin de conocer con exactitud la condición de defectología interna de cada cordón. Sin embargo, es apropiado mencionar que las 214 soldaduras deben ser evaluadas en su totalidad con ayuda de técnicas no destructivas según los criterios especificados en el código API 570 para este tipo de tubería [3]. Además, el mismo procedimiento se debe aplicar a los cordones soldados de la tubería de prueba.

Tabla 12. Inspección de soldaduras tubería colectora

CML	Daño	Hora	CML	Daño	Hora	CML	Daño	Hora	CML	Daño	Hora
12	Picado	5-6	83	FC	-	124	FC	9	178	FC	5-7
13	Picado	6	90	Picado	6	125	Picado	9	179	FC	6
14A	Picado	6	91	FC	-	128	Picado FC	6-9	186	FC	5
17	Picado	7	95	FC	-	129	FC	5-7	188	Picado	5-7
19	Picado	5-6	96	Picado FC	-	130	FC	6	189	Picado	5-7
20	Picado	6	99	FC	9	131	Picado FC	6	190	Picado	5-7
24	Picado FC	6	100	Picado	5-7	133	FC	6	191	Picado	6
29	Picado	6	101	FC	5-7 10-12	135	FC	6	192	Picado	6-7
30	FC	9	102	Picado (d=4mm) y Fuga (Grapa)	-	145	Picado FC	6	193	Picado	5-7
49	Picado	9	103	Picado FC	5-7	146	FC	5-8	195	Picado	6
53	Picado	5-7	104	Picado FC	6	147	FC	11-12 y 6	199	FC	6-12
57	Picado	6	107	Picado FC	6	148	Picado FC	6-7	200	Picado	5-7
58	Picado	6	108	Focos Corrosión	6	158	Picado FC	6	201	FC	6
64	Picado	12	110	Picado FC	4-6	160	Picado FC	6	202	Picado	6
67	FC	-	110A	Picado FC	6	161	Picado FC	6	204	Picado FC	5-7 y 12
68	FC	-	112	Picado FC	6	166	Picado	5-6	208	FC	5-7
74	Picado FC	6-8	113	FC	6	171	FC	7	73		
76	Picado	5-7	114	FC	6	174	Picado FC	5-6			
77	Picado	6	119	Picado FC	9-12	176	Picado FC	2			

FC = Focos de corrosión

Fuente: Los autores

Fugas y Reparaciones temporales. Se observan fugas o pérdida de contención en la línea colectora lo cual es perjudicial para el medio ambiente, para las personas, economía e imagen de la empresa. En la tabla 13 se presentan las fugas encontradas en la tubería colectora del CEC.

Las fugas definidas en la tabla son aquellas que se identificaron en campo al momento de realizar la inspección de la tubería. Estas zonas presentaron manchado superficial con crudo lo cual ayudó a detectarlas con mayor facilidad. Reconocidos estos lugares se instalaron grapas para evitar un daño ecológico y poder seguir operando con normalidad.


Tabla 13. Fugas identificadas en la tubería colectora





Fugas				
Línea	CML	Abscisa [m]	PH	Descripción
Colectora	97	921.58	6	Se detectó fuga a las 6h producto de la posible presencia de bacterias sulfatoreductoras o cualquier otro tipo de microorganismo en el agua de formación que acompaña el crudo [21], debido a que ésta es de tipo incrustante (según información dada por el CEC) y promueve la formación de depósitos de sedimentos que facilitan la promoción de biopelículas que se unen a las paredes internas de la tubería y tienden a generar un proceso corrosivo tipo picado (cónico) [22]. Hay cercanía a asentamientos humanos. Se instaló grapa o silla.
Colectora	102	968.55	6	Se detectó fuga a las 6h y con profundidad de picado de d=4mm. Se instaló grapa o silla.

Fuente: Los autores

De la misma manera se encontraron varias reparaciones temporales realizadas durante el servicio de la línea. En la tabla 14 se muestran características de las mismas identificadas en la inspección. Se pueden apreciar dos tipos especiales de reparaciones para la tubería colectora como son las grapas o sillas y las cascotas, debido a que es la línea que mayores daños ha presentado ocasionados por la antigüedad de la misma. Estas zonas críticas que han evidenciado gran deterioro deben ser reemplazadas de forma inmediata.

Tabla 14. Reparaciones temporales tubería colectora






Reparaciones Temporales					
Línea	CML	Abscisa [m]	PH	Descripción	Registro
Colectora	48	422.43	6-11	Cascota Circular en la base del inyector PC-33	



Colectora	97	921.58	12-12	Grapa o Silla de 4" (L=15cm) ubicada en CML97 + 2.48m	
Colectora	102	968.55	12-12	Grapa o Silla de 4" (L=15cm) ubicada en CML102 (Sobre cordón soldadura)	
Colectora	102	968.55	12-12	Grapa o Silla de 4" (L=12cm) ubicada en CML 102 + 42cm	
Colectora	104	987.35	6	Cascota Rectangular (L=15cm) poco visible por hongos y moho	

Fuente: Los autores

Soportería. En primer lugar la soportería estudiada está conformada en su totalidad por marcos H, con 229 estructuras distribuidas a lo largo del sistema de tuberías. Los marcos se evaluaron teniendo en cuenta aspectos como: ausencia de tapones de concreto, inclinaciones, tubería fuera de marco H, marcos H caídos y enterrados, focos de corrosión, ausencia de pintura y aislamiento tubería - marco H. En la tabla 15, se presenta un breve resumen de la forma de inspección y los hallazgos encontrados para los soportes.

Tabla 15. Inspección visual Marcos H

Marco	Intervalo CML Tubería Prueba	Características	Acción	Registro Fotográfico
2	7 - 8	Falta tapón de concreto derecho. Sirve de apoyo sólo a la tubería de prueba. Tubería colectora fuera del marco.	Mantenimiento	
19	18 - 19	Marco totalmente caído. No tiene el extremo superior izquierdo. Faltan tapones de concreto. Sin contacto con las tuberías.	Cambio	
79	58 - 59	Falta tapón de concreto derecho, por lo que se observa presencia de agua sobre dicho vertical.	Mantenimiento	
114	81 - 82	Tubería colectora fuera del marco. Vertical derecho deficiente (ahuecado y con daños por corrosión). Tapón izquierdo necesita reforzamiento en concreto.	Cambio	
168	115-116	Sin tapón de concreto izquierdo, por lo que se evidencia la presencia de agua al interior del vertical. El tapón derecho se encuentra ahuecado.	Mantenimiento	

197	133-134	Travesaño con huecos (área corroída).	Cambio	
219	149-150	Vertical derecho altamente corroído. Vertical izquierdo corroído en la parte superior. Cabe resaltar que la corrosión comienza desde las zonas donde están los cordones de soldadura (una parte se corroe y la otra no), debido quizás a que los metales que se soldaron son distintos y formaron un par galvánico. Además se observa rozamiento del marco con las tuberías.	Cambio	

Fuente: Los autores

Realizada esta evaluación se determinó que del número total de marcos H estudiados, 85 de ellos deben ser sometidos a operaciones de mantenimiento y 4 deben ser cambiados.

El estado de los soportes que ameritan mantenimiento son aquellos que carecen de tapones de concreto y presentan inclinaciones, tuberías fuera de marco H, marco H caído pero en buen estado, enterrados y aquellos sitios donde la altura del vertical no se ajusta a las medidas estándares [16], además se añaden a las labores de mantenimiento aquellos que necesitan levantamiento para sostener cualquiera de las dos tuberías.

La inspección permitió establecer que todos los marcos H requerían trabajos de pintura y para esto se hace necesaria la limpieza superficial y la aplicación de un recubrimiento anticorrosivo alquídico o epóxico (gris) y un acabado en esmalte alquídico o epóxico (aluminio) con un espesor de película seca promedio de 3 mils. Los marcos H que están inclinados deberán ser estabilizados en su base con ayuda de concreto tipo pilote.

Todos los marcos no cuentan con un aislamiento adecuado entre el punto de contacto entre la tubería y el mismo soporte, es por ello que se hace necesario instalar trozos de caucho o neopreno que reduzca la fricción y por ende los daños. Aquellos marcos que requieren cambios son los presentan corrosión excesiva en el cuerpo del soporte, doblado y ausencia de verticales, estos defectos son difíciles de reparar por lo cual se hace necesario su reemplazo.

Sin embargo, en algunas zonas se observaron sitios donde la tubería estaba haciendo contacto con el suelo o con cualquier otro accesorio no apto para esta función, por tal motivo en estos lugares se determinó el establecimiento de soportes marco H. En la tabla 16, se muestra la ubicación y el número de marcos H faltantes.

Tabla 16. Marcos H faltantes

Tubería Colectora			Tubería Prueba	
CML	Abscisa [m]		CML	Abscisa [m]
17	129.02	Equivalente a:	14	105.03
18	151.40		14	105.03
60	530.96		46	563.5
66	589.13		47	580.71
82	729.19		58	726.83
83	767.14		58	726.83
85	792.77		60	788.95
86	802.56		61	801.48
106	1003.18		76	991.27
157	1449.31		109	1440.33
187	1696.31		128	1687.31
209	1966.63		150	1964.66
Total Faltantes				
12				










Fuente: Los autores

Derecho de vía. El derecho de vía para el sistema de tuberías es de un 100% a borde de vía, lo que facilitó su inspección. Esta evaluación se realizó teniendo en cuenta los asentamientos humanos y cuerpos de agua presentes, ya que son los más afectados con cualquier alteración que ocurra en las líneas de transporte de crudo.

La presencia de asentamientos humanos se detalla en la tabla 17, teniendo en cuenta daños potenciales sobre la tubería que puedan afectar el área habitada.

En la tabla 17 se observan las viviendas que tienen mayor cercanía a las tuberías las cuales poseen un mayor riesgo de accidentes.

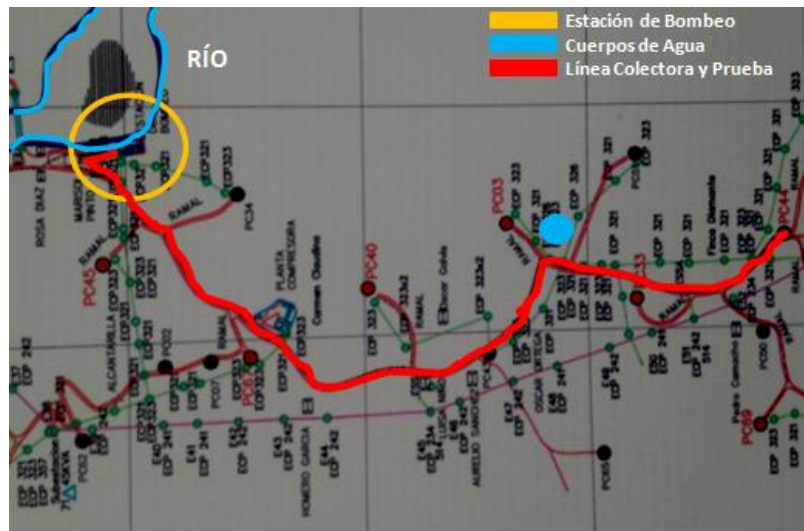
Tabla 17. Asentamientos humanos

CML	Abscisa [m]	Registro Fotográfico	CML	Abscisa [m]	Registro Fotográfico
19	159.44		96	912.87	
82	729.19		101	959.13	
87	818.62		133	1254.74	
89	843.75		187	1696.31	
92	876.24		Total		9 Asentamientos

Fuente: Los autores

Otro de los aspectos estudiados es la presencia de cuerpos de agua a lo largo del sistema de tuberías, teniendo una gran importancia de tipo ambiental ante cualquier pérdida de contención del fluido transportado por las líneas. En la figura 14 se presenta la ubicación de las fuentes hídricas.

Figura 14. Ubicación de los cuerpos de agua presentes en el CEC (tramo sur)



Fuente: Los autores

En las zonas azules de la anterior figura se puede observar los cuerpos de agua presentes en el tramo sur del CEC donde se aprecia con un punto una acumulación de agua a la altura del CML 64 (línea colectora) y la presencia del río de la región cerca al CML 155 (línea de prueba). En color rojo se muestra el sistema de tuberías compuesto por las líneas colectora y de prueba las cuales están adyacentes a las fuentes hídricas mencionadas, que en caso de una falla podría conducir a la contaminación de las mismas, ayudado por la condición inclinada del terreno. Cabe mencionar que la estación de bombeo, presentada en color amarillo, se sitúa a algunos metros del río lo cual puede aumentar el potencial de daño.

Por otra parte, se estudió el fenómeno de amontonamiento, el cual se debe analizar y en su defecto mitigar ya que este puede generar focos de corrosión externa por acumulación de material orgánico o presencia de celdas de aireación, un resumen de los sitios encontrados se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Sitios de amontonamiento del sistema de tuberías

Línea*	CML	Abscisa [m]	Descripción
Colectora	19	159.44	Contacto con tubería prueba
	83	767.14	Tubería montada sobre prueba a la 1h
	90	856.55	Contacto con tubería prueba
	121	1149.18	Contacto con tubería prueba (Hasta CML125)
	127	1201.51	Contacto con tubería prueba (Hasta CML130)
	134	1267.64	Contacto con tubería prueba (Hasta CML136)
	137	1292.1	Tubería montada sobre prueba a la 11h
	140	1318.79	Contacto con tubería prueba (Hasta CML141)
	153	1432.37	Contacto con tubería prueba
	167	1527.35	Contacto con tubería prueba (Hasta CML168)
	173	1570.73	Contacto con tubería prueba
	177	1606.37	Contacto con tubería prueba (Hasta CML179)
	183	1662.42	Contacto con tubería prueba
	196	1855.77	Contacto con tubería prueba (Hasta CML197)
	202	1908.14	Contacto con tubería prueba (Hasta CML203)
208	1958.99	Contacto con tubería prueba	
Total Amontonamiento [m]			483.61
% Amontonamiento			24.6
*Se toma como referencia la tubería colectora para el posicionamiento con ayuda del CML			

Fuente: Los autores

Adicionalmente, se realizó el cálculo porcentual de las zonas de contacto de las tuberías arrojando un valor de 24,6 % de las líneas que presentan amontonamiento, lo cual debe ser tenido en cuenta con el fin de evitar daños en las mismas.

Además de las condiciones mencionadas, sobre las tuberías se encontraron una serie de elementos tales como rocas, árboles, arbustos y cercas, los cuales se deben tener en cuenta ya que ejercen una presión considerable al sistema de tuberías, lo que puede distorsionar la continuidad de las líneas y afectar su normal funcionamiento, generar focos de corrosión y hundimiento en las zonas de contacto.

Otro aspecto importante del derecho de vía es la presencia de un poste de energía eléctrica entre el CML 66 - 67 de la línea colectora y el CML 47 - 48 de la tubería de prueba, que puede generar interferencias con las tuberías y aumentar su velocidad de corrosión, por lo que se recomienda hacer un estudio que permita verificar que no exista daños en el sistema por interferencia eléctrica.

4.4.2 Medición de espesores por ultrasonido. Se consideró importante estudiar la variación de temperatura diaria para la tubería colectora y la de prueba para garantizar el buen funcionamiento del equipo de ultrasonido y sus palpadores.

Esta prueba se inició a las 8:37 A.M y terminó a las 4:52 P.M con un registro de 100 datos en un intervalo de 5 min por toma. A la altura de las 12:42 P.M se dan los máximos valores de temperatura, para la tubería colectora con 66.8°C mientras que para la tubería de prueba su registro fue de 54.5°C.

Los resultados obtenidos permiten establecer que ni el equipo ni el palpador Dakota 1/4" 5Mhz HD no se ven afectados por efecto de esta variable ya que pueden operar a una temperatura máxima de 82.2°C (180°F) y por ende no se alteran las mediciones de espesores en campo.

Además, se observó que la tubería colectora siempre presenta mayores temperaturas debido a la ausencia de recubrimiento y a la conductividad térmica que presenta el acero, caso que no ocurre con la tubería de prueba.

Para evaluar la corrosión interna del sistema de tuberías del CEC se realizaron aproximadamente 18700 lecturas de medición de espesor por ultrasonido en los cordones de soldadura, puntos de inyección, declives, apiques, curvaturas y codos de ambos sistemas de tuberías.

En la tabla 19 se presenta una muestra de los espesores medidos en campo para los cordones de soldadura y en la tabla 20 se evidencian algunas de las lecturas de las demás zonas en las que también se realizó la medición de espesor.

Tabla 19. Muestra de medición de espesores por ultrasonido de los cordones de soldadura para los sistemas de tuberías

Tubería	CML	t _{nominal} (mm)	Posición respecto a la soldadura	Posición Horaria (PH)	Espesores medidos (mm)				
					1	2	3	4	t _{mínimo}
COLECTORA	9	6,02	ANTES	12	5,83	6,02	5,88	6,02	5,55
				3	5,55	5,67	5,55	5,7	
				6	5,92	6,03	5,79	6,26	
				9	6,16	6,28	6,14	6,23	
			DESPUÉS	12	6,0	6,35	5,94	6,31	
				3	5,96	6,13	6,18	6,25	
				6	6,57	6,61	6,62	6,49	
				9	5,84	5,88	6,2	5,89	
COLECTORA	126	6,02	ANTES	12	5,93	5,9	6,0	5,75	4,73
				3	5,98	5,8	5,97	5,86	
				6	5,77	6,78	5,8	4,73	
				9	6,03	6,1	6,04	6,17	
			DESPUÉS	12	6,09	5,82	5,9	5,73	
				3	6,32	6,08	5,97	5,82	
				6	6,0	6,12	6,25	6,06	
				9	5,96	6,04	5,94	5,99	
PRUEBA	120	5,49	ANTES	12	5,67	5,69	5,59	5,58	5,24
				3	5,67	5,64	5,73	5,65	
				6	5,43	5,45	5,33	5,41	
				9	5,91	5,68	5,87	5,68	
			DESPUÉS	12	5,33	5,36	5,31	5,43	
				3	5,37	5,33	5,32	5,32	
				6	5,57	5,59	5,67	5,7	
				9	5,59	5,32	5,32	5,24	
PRUEBA	153	5,49	ANTES	12	5,59	5,53	5,44	5,43	5,11
				3	5,33	5,29	5,41	5,3	
				6	5,11	5,19	5,24	5,26	
				9	5,27	5,25	5,31	5,25	
			DESPUÉS	12	5,66	5,67	5,7	5,63	
				3	5,57	5,66	5,69	5,62	
				6	5,61	5,64	5,47	5,5	
				9	5,75	5,65	5,75	5,64	

Fuente: Los autores

Tabla 20. Muestra de medición de espesores por ultrasonido de los puntos de inyección, declives, apiques, curvaturas y codos para los sistemas de tuberías

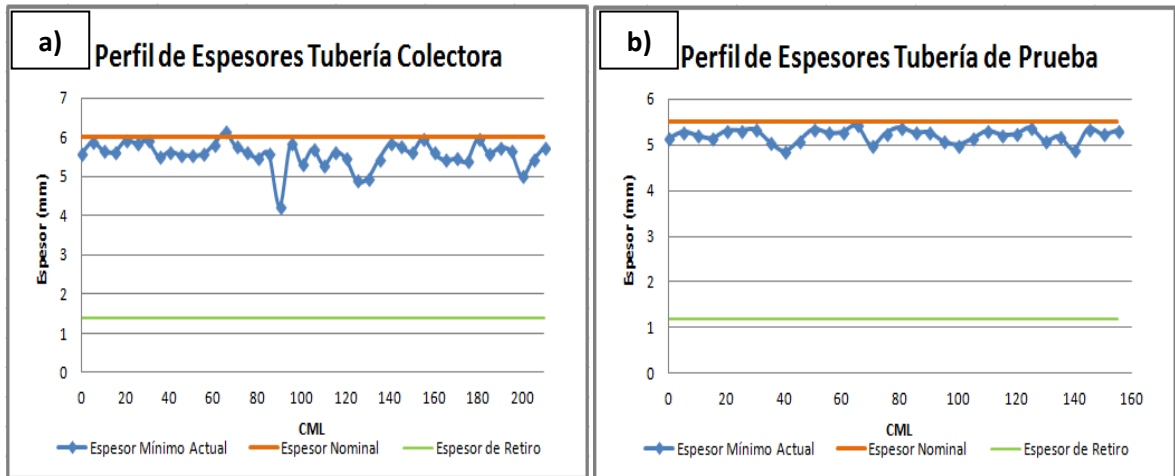
Tubería	Tipo	Nombre	t _{nom} (mm)	PH	Espesores medidos (mm)										t _{min}					
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
COLECTORA	PUNTO DE INYECCIÓN	CML 71 PI	6,02	5	5,81	5,79	5,85	5,8	5,78	5,82	5,84	5,83	5,84	5,83	5,78					
					5,78	5,8	5,79	5,79	5,88	5,98	5,85	5,87	5,83	5,82						
					5,83	5,94	5,86	5,88	5,84	-	-	-	-	-						
				6	5,85	5,85	5,87	5,81	5,87	5,82	5,86	5,91	5,78	5,78						
					5,83	5,86	5,92	5,84	5,83	5,83	5,82	5,83	5,83	5,84						
					5,83	5,85	5,84	5,98	5,95	-	-	-	-	-						
				7	5,96	5,93	6,06	5,97	5,93	5,9	5,9	5,86	5,92	6,02						
					6,02	5,94	5,95	5,89	5,87	5,8	5,92	5,84	5,82	5,85						
					5,82	5,83	5,87	5,87	5,87	-	-	-	-	-						
				PRUEBA	DECLIVE	CML 29D	5,49	5	5,67	5,61	5,57	5,51	5,43	5,42		5,44	5,5	5,48	5,53	5,22
									5,57	5,64	5,54	5,56	5,61	5,55		5,82	5,65	5,74	5,75	
									5,66	5,72	5,67	5,8	5,96	-		-	-	-	-	
6	5,89	5,89	5,96					5,91	5,88	5,9	5,8	5,61	5,64	5,69						
	5,48	5,54	5,65					5,76	5,61	5,54	5,46	5,55	5,45	5,22						
	5,24	5,28	5,23					5,32	5,29	-	-	-	-	-						
7	5,49	5,39	5,5					5,38	5,36	5,35	5,39	5,4	5,36	5,37						
	5,38	5,4	5,43					5,32	5,39	5,36	5,24	5,37	5,31	5,32						
	5,34	5,48	5,33					5,35	5,35	-	-	-	-	-						
COLECTORA	APIQUE	CA2	6,02					5	5,77	5,7	5,72	5,72	5,71	5,72	5,76	5,8	5,62	5,62	5,12	
									5,7	5,7	5,89	5,75	5,64	5,59	5,66	5,65	5,66	5,87		
									6,04	6,09	6,22	6,21	6,11	-	-	-	-	-		
				6	6,3	5,88	5,89	5,78	5,61	5,59	5,45	5,31	5,49	5,43						
					5,44	5,29	5,44	5,53	5,24	5,21	5,17	5,34	5,36	5,42						
					5,12	5,54	5,5	5,2	5,64	-	-	-	-	-						
				7	5,83	5,75	5,84	5,86	5,96	5,82	5,77	5,75	5,7	5,83						
					5,81	5,83	5,85	6,02	5,9	6,03	5,97	6,17	6,09	6,26						
					6,22	6,22	6,2	6,18	6,33	-	-	-	-	-						
				PRUEBA	CURVATURA	CML 47C	5,49	2	5,23	5,18	5,14	5,15	5,14	5,12	5,14	5,17	5,17	5,28		5,12
									5,21	5,21	5,12	5,14	5,2	5,22	5,17	5,13	5,22	5,15		
									5,14	5,14	5,16	5,19	5,21	-	-	-	-	-		
4	5,48	5,51	5,41					5,36	5,35	5,38	5,36	5,35	5,25	5,28						
	5,43	5,28	5,31					5,29	5,22	5,25	5,25	5,22	5,3	5,3						
	5,26	5,23	5,25					5,26	5,32	-	-	-	-	-						
6	5,39	5,33	5,46					5,4	5,34	5,45	5,32	5,47	5,56	5,44						
	5,64	5,3	5,24					5,36	5,35	5,48	5,28	5,36	5,34	5,31						

					5,24	5,42	5,27	5,3	5,24	-	-	-	-	-	
PRUEBA	CODO	CML 150COD	5,49	10	5,13	5,03	5,07	4,94	4,93	4,9	4,91	4,89	4,86	4,85	4,77
					4,79	4,78	4,82	4,82	4,82	4,85	4,77	4,84	4,81	4,78	
					4,82	4,8	4,82	4,87	4,9	-	-	-	-	-	
				8	5,49	5,47	5,45	5,46	5,42	5,49	5,47	5,54	5,56	5,58	
					5,51	5,46	5,46	5,45	5,46	5,44	5,46	5,41	5,4	5,46	
					5,45	5,44	5,42	5,41	5,41	-	-	-	-	-	
				6	5,41	5,4	5,44	5,39	5,4	5,33	5,37	5,44	5,39	5,38	
					5,36	5,34	5,4	5,49	5,48	5,42	5,45	5,46	5,53	5,44	
					5,42	5,41	5,41	5,43	5,47	-	-	-	-	-	

Fuente: Los autores

Con los valores de espesor obtenidos en campo se realizan los respectivos perfiles para ambos sistemas de tuberías, los cuales se presentan en la figura 15.

Figura 15. Perfil de espesores a) Tubería Colectora y b) Tubería de Prueba



Fuente: Los autores

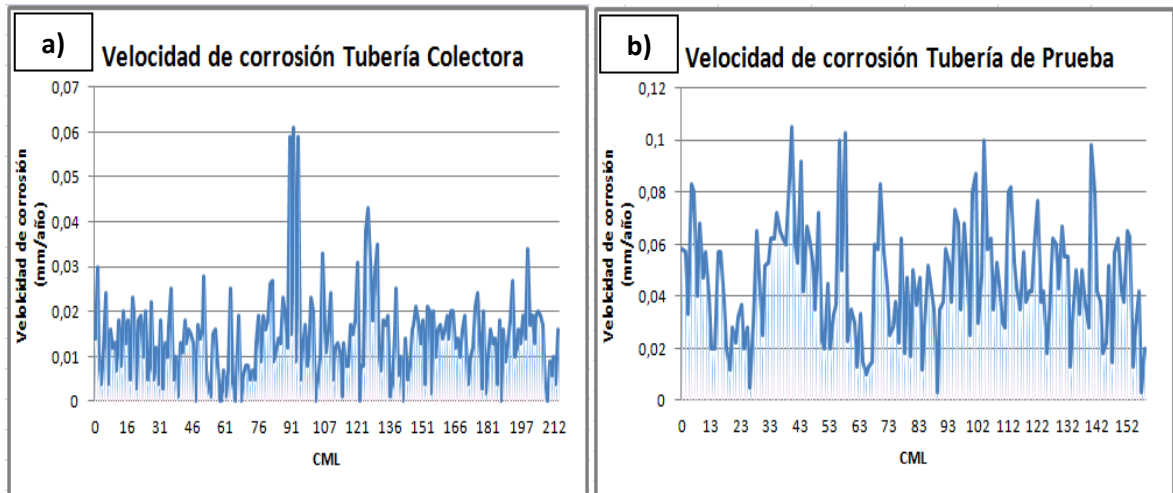
En las gráficas anteriores se observa el comportamiento en general de los espesores encontrados en ambas tuberías donde la mayor variabilidad se obtuvo para la tubería colectora con un mínimo de 4,18 mm y un máximo de 6,29mm. Para la tubería de prueba la variación es mínima, es decir, el comportamiento de espesores es similar a lo largo de toda la sección de tubería donde el valor mínimo significativo es de 4,77 mm, por tanto, para la línea de prueba se tiene un desgaste homogéneo moderado por corrosión interior. Además, es de resaltar que

para el sistema de tuberías los espesores en ningún caso se aproximan al espesor de retiro.

Posteriormente, con las lecturas de espesor se calcularon las velocidades de corrosión y vida remanente de las líneas (ver capítulo dos, ecuaciones 3 y 5 respectivamente), los cuales se presentan en el Anexo D.

En la figura 16 se aprecia el comportamiento seguido por las velocidades de corrosión calculadas para ambas tuberías, teniendo en cuenta los espesores mínimos encontrados para cada CML, el espesor nominal de cada línea y la edad que los ductos llevan en funcionamiento.

Figura 16. Velocidad de corrosión vs. Distancia (CML) a) Tubería Colectora y b) Tubería de Prueba



Fuente: Los Autores

Respecto a las velocidades de corrosión, en las gráficas se aprecia que es mayor este ítem para la tubería de prueba respecto a la línea colectora. Realizando la comparación entre los sistemas se evidencia que la máxima velocidad de corrosión para la tubería de prueba es 0,12 mm/año y 0,061 mm/año para la tubería colectora. Un aspecto importante a tener en cuenta es que la velocidad de corrosión de la línea de prueba es bastante elevada teniendo en cuenta que la instalación de ésta se realizó apenas hace 6 años, y la velocidad de corrosión de

la colectora es de gran relevancia ya que lleva aproximadamente 30 años en funcionamiento y no ha existido una pérdida importante de metal internamente.

Para la tubería de prueba las velocidades de corrosión son variables en todo el segmento, mientras que en la colectora la máxima velocidad se encuentra específicamente en los CML's 90, 92 y 94.

Realizados los cálculos de velocidades de corrosión para ambas líneas de forma independiente, se escogió la máxima velocidad de cada tubería y con ella se calculó la vida remanente, donde también influyen el espesor mínimo para cada CML y el espesor de retiro para cada tubería.

La mínima vida remanente calculada según la ecuación 3 del capítulo dos para la tubería colectora es de 45 años y para la tubería de prueba es de 30 años aproximadamente. Debido a que la línea de prueba presenta menos variaciones de espesor se evidencia que la vida remanente presenta bajas diferencias para cada uno de sus puntos, ya que fluctúan entre 30 y 35 años.

Un aspecto importante para tener en cuenta es que la tubería colectora tiene mayor vida residual que la de prueba, y es de relevancia ya que lleva muchos más años en servicio que esta última. Por ende, deben tenerse en cuenta cuales son los factores que están influyendo para que, según los resultados, la línea colectora presente mayor corrosión externa y baja corrosión interna, y para que la línea de prueba tenga mayor corrosión interna y baja externa. Los mecanismos de deterioro son contrarios para ambos sistemas y deben estudiarse los factores que incurren en que la tubería de prueba tenga mayor desgaste en tan pocos años. Además, es importante mencionar que la tubería colectora se encuentra en estado de pasivación y la línea de prueba con un recubrimiento que no es homogéneo en toda su longitud.

Estas tuberías deben ser inspeccionadas frecuentemente, el máximo lapso es de 5 años para medición de espesores y para inspección visual según el código API 570 [3] o el tiempo que sea determinado por medio de una evaluación RBI, ya que las líneas se encuentran clasificadas como Clase 1 por estar en zona adyacente a fuentes hídricas y por encontrarse en una vía de tránsito pública.

4.4.3 Restablecimiento de las zonas excavadas. Para evitar los focos de corrosión y cualquier otro daño de la tubería en las zonas de los apiques se realizó la remoción de la grasa utilizada para la medición de espesores por ultrasonido, se aplicó un recubrimiento Epoxifenólico y se procedió al tapado manual de cada excavación.

4.5 DETERMINACIÓN Y PLANTEAMIENTO DE VARIABLES OPERACIONALES.

Teniendo en cuenta los análisis de resultados realizados se especifican las principales recomendaciones de operación y mantenimiento que el CEC debe ejecutar con el fin de mantener la integridad estructural del sistema de tuberías. Además, vale la pena mencionar que las discontinuidades encontradas fueron evaluadas según códigos de diseño [9][10][14][15][16][17][23] con el fin de dar severidad a los daños encontrados debido a que el CEC no reportó ningún tipo de inspección anterior. A continuación en la tabla 21 se presentan los planteamientos de mayor relevancia.

Tabla 21. Condiciones generales de operación y mantenimiento del sistema de tuberías del sector sur del CEC

ASPECTO	TUBERÍA	CONDICIÓN	ACCIÓN(ES) A REALIZAR
RECUBRIMIENTO	Colectora	Sin recubrimiento	Para ambos sistemas de tuberías se debe aplicar un nuevo recubrimiento teniendo en cuenta la normatividad existente para este caso.
	Prueba	En mal estado	
DEFECTOLOGÍA SUPERFICIAL (Revestimiento)	Colectora	CML´s Críticos: 64 - 65 con corrosión avanzada al inicio y fin de la cinta protectora	Inspección visual en la zona recubierta, lo que requiere la remoción del revestimiento. En caso de ser necesario reemplazar el tramo afectado.

DAÑOS MECÁNICOS: RAYONES	Colectora	Todos son rechazados.	Los rayones de las dos líneas deben ser removidos en su totalidad realizando el desbaste de metal con materiales abrasivos en la zona afectada, teniendo en cuenta no superar un espesor equivalente al 60% del espesor nominal de las tuberías.
	Prueba	Algunos son rechazados.	
CORROSIÓN EXTERNA: PICADO	Colectora	CML Crítico: 101	Seguir operando a 70 psi. Sin embargo, se debe mantener el sistema de tuberías restringido a presiones de 103,3 psi para la línea colectora y 167,7 psi para la línea de prueba , con el fin de evitar posibles fugas.
	Prueba	CML Crítico: 120	
CORROSIÓN DE LOS CORDONES DE SOLDADURA	Colectora	73 de las 214 soldaduras presentan daños como focos de corrosión y picado.	Evaluar las soldaduras con radiografía industrial o ultrasonido de haz angular con el fin de conocer con exactitud la condición de defectología interna de cada cordón.
	Prueba	No se evaluaron por la presencia de recubrimiento.	
REPARACIONES TEMPORALES	Colectora	Uso de grapas o sillas y cascotas.	Reemplazar los tramos afectados inmediatamente. En caso de fuga utilizar preferiblemente camisas soldadas tipo B según los códigos aplicables.
	Prueba	No posee.	
SOPORTERÍA: MARCOS H	Colectora	De los 229 marcos H existentes, 85 requieren mantenimiento y 4 deben ser cambiados.	Mantenimiento: reforzar tapones, levantamiento del soporte con concreto tipo pilote, aplicación de recubrimiento, estabilización de marcos inclinados e instalación de caucho o neopreno para evitar la fricción del sistema tubería-marco H. Cambio: de los que presentan corrosión excesiva, doblado y
	Prueba		

			ausencia de verticales. Nuevos: instalar un total de 12 marcos H en los sitios en los que la tubería está haciendo contacto con el suelo o con cualquier otro accesorio no apto para esta función.
DERECHO DE VÍA (Amontonamiento)	Colectora y Prueba	100% al borde de vía, con 24,6% de amontonamiento.	Evitar el amontonamiento de la tubería con elementos de separación adecuados y estandarizados. Además, realizar rocería permanente de los sectores donde se ubican las líneas.
DERECHO DE VÍA (Poste de energía eléctrica)	Colectora	CML´s Críticos: 66 - 67	Realizar un estudio que permita verificar que no exista daños en las tuberías por interferencia eléctrica.
	Prueba	CML´s Críticos: 47 - 48	
DERECHO DE VÍA (Bajo Inundable)	Colectora	Punto Crítico: CA10 (CML107 - 8,40m)	Contemplar la reubicación y cambio de los tramos de tubería especificados que cruzan por bajos inundados.
	Prueba	Punto Crítico: PA11 (CML77 - 10,65m)	
CORROSIÓN INTERNA: MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO	Colectora	Espesor mínimo de 4,18mm, velocidad de corrosión de 0,061 mm/año y vida remanente de 45 años.	Inspeccionar las tuberías frecuentemente con un lapso máximo de 5 años.
	Prueba	Espesor mínimo de 4,77mm, velocidad de corrosión de 0,12 mm/año y vida remanente de 30 años.	

Fuente: Los autores

5. CONCLUSIONES

- Se determinó por medio de la evaluación de composición química (PMI) que el material componente de las tuberías en estudio es un acero al carbono, el cual no corresponde al indicado por el Campo Escuela Colorado (CEC).
- Se evidenció que la tubería colectora no contaba con recubrimiento de los tramos aéreos y enterrados, y se encontró en estado de pasivación. Para la línea de prueba el recubrimiento estaba presente en toda su longitud pero con la particularidad de que se halló en mal estado.
- Se evidenció la presencia de fugas al momento de la inspección lo que hizo necesario ejecutar reparaciones inmediatas. Además, a lo largo de la línea colectora se observaron operaciones de mantenimiento correctivo por medio de la colocación sobre la tubería de grapas y cascotas, por lo que deben ser reemplazados los tramos afectados.
- Se identificó que la soportería necesita operaciones de reemplazo, adecuación e instalación de nuevos marcos H. Se necesita el aislamiento de las tuberías con los marcos, utilizando caucho o neopreno con lo cual se reduzca la fricción entre estos.
- Se evaluó el estado de los defectos superficiales al tener en cuenta daños como rayones y abolladuras. Además, la corrosión externa se cuantificó arrojando criticidad en los puntos estudiados, y por medio de lo cual se especificó la presión segura de funcionamiento; siendo ésta para la tubería de prueba de 167,7 psi y de 103,3 psi para la tubería colectora.

- Respecto a la medición de espesores por ultrasonido, se evidenció mayor variación de éstos para la línea colectora con un mínimo de 4,18 mm y un máximo de 6,29mm, mientras que en la de prueba los espesores fueron más cercanos entre todos los puntos medidos con un mínimo de 4,77 mm, lo que indica un desgaste homogéneo moderado por corrosión interior de ésta última.

- Se determinó por medio del ensayo de dureza superficial que la variación de estas para ambas tuberías no presentó cambios relevantes a lo largo de todo el sistema. Para la línea colectora el promedio de dureza es de 117,1 HB y para la línea de prueba es de 127,3 HB lo que se acerca al valor de dureza característico de un acero al carbono.

- Se determinó por medio de los ensayos no destructivos realizados que la tubería colectora presentó una alta corrosión externa (picado) acompañada de una serie de daños de tipo mecánico como rayones de profundidad relevante y abolladuras (que no afectan el funcionamiento de la tubería). Además, se identificó la ausencia total de recubrimiento encontrando la línea en un estado de pasivación y bajas diferencias en las lecturas de espesor lo que indica un desgaste interno moderado por corrosión. Por otra parte, la línea de prueba presentó ausencia parcial de recubrimiento acompañada de baja corrosión externa, con rayones de baja profundidad, sin abolladuras y con diferencias significativas en cuanto a corrosión interna se refiere. Finalmente, para ambas líneas de tubería se observaron diferentes mecanismos de daño los cuales deben ser monitoreados continuamente de forma independiente con el fin de garantizar la integridad del sistema. Se debe tener en cuenta la restricción de presión establecida para cada tubería.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar inspecciones periódicas de la línea colectora ya que es la se encuentra en un estado crítico por corrosión externa y sobre la que mayor cantidad de reparaciones se han hecho. Además, se debe reforzar esta inspección con ayuda de habitantes de la zona que puedan reportar cualquier falla de la tubería.
- Se recomienda evaluar los cordones de soldadura de ambos sistemas de tuberías con técnicas alternativas de ensayos no destructivos como radiografía industrial y ultrasonido de haz angular, con el fin de conocer la condición de defectología interna de cada cordón.
- Se recomienda hacer un estudio químico de suelos y del agua de formación que acompaña al crudo con el fin de determinar la presencia de bacterias sulfatoreductoras o de cualquier otro microorganismo para poder verificar la agresividad corrosiva de éstos sobre las tuberías.
- Considerar la evaluación de las líneas por medio de la metodología RBI (Risk Based Inspection) para determinar el grado de criticidad de las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS. Reseña Histórica. [en línea], <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia.htm>> [Citado el 22 de Enero de 2013].
- [2] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry. API RP 571. 1 ed. USA: API, 2003.
- [3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code, Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems. API 570. 3 ed. USA: API, 2009.
- [4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Inspection Practices for Piping System Components. API RP 574. 2 ed. USA: API, 1998.
- [5] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Boiler and Pressure Vessel Code, Sec V: Nondestructive Examination, Art. 9: Visual Examination. USA: ASME, 1998.
- [6] SOCIETY FOR PROTECTIVE COATINGS. Measurement of Dry Coating Thickness with magnetic Gages. SSPC-PA2. USA: SSPC, 2002.
- [7] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method. ASTM E 797. USA: ASTM, 1995.
- [8] CALLISTER, William D. Ciencia e Ingeniería de los Materiales 1. USA: John Wiley & Sons Inc, 2007.

- [9] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. ASME B31.4. USA: ASME, 2006.
- [10] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31.G. 2 ed. USA: ASME, 1991.
- [11] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Material verification program for new and existing alloy piping systems. API RP 578. 1 ed. USA: API, 1999.
- [12] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Test Method for Leeb Hardness Testing of Steel Products. ASTM A 956. USA: ASTM, 2000.
- [13] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Practice for Production and Evaluation of Field Metallographic Replicas. ASTM E 1351. USA: ASTM, 2001.
- [14] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Welded and Seamless Wrought Steel Pipe. ASME B36.10M. USA: ASME, 2000.
- [15] EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS. Especificaciones técnicas para la aplicación de recubrimientos en tuberías aéreas y exterior de tanques, vasijas y recipientes a presión a baja temperatura en los diferentes campos de producción de la VPR. ECP. VPR. I. 061. Colombia: Ecopetrol, 2010.
- [16] EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Marcos "H". NIO-0610. Colombia: Ecopetrol, 1997.

[17] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless. ASTM A 53. USA: ASTM, 2000.

[18] PEREZ QUIROGA, Alexander. Informe de inspección por réplicas metalográficas, dureza de campo y PMI, líneas de prueba 3" y línea colectora 4", Campo Escuela Colorado UIS - Yarima. Bucaramanga: 2012. 17p.

[19] AMERICAN SOCIETY FOR METALS. Metals Handbook, Metallography and microstructures, Vol.8. 9 ed. USA: ASM, 1985. p. 389 - 409.

[20] AVNER, Sydney H. Introducción a la Metalurgia Física. 2 ed. México: McGraw - Hill, 1988.

[21] FIGUEROA DE GIL, Y., BONILLA J., MORALES J.. Evaluación de Inhibidores de Corrosión Bacteriana (BSR) en las aguas de formación asociadas a los crudos de PDVSA Distrito Maturin. En: Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales. 2001. vol 21, no 1.

[22] GUERRERO R, José J; OLIVERA V, Sonia. Corrosión Microbiana. En: Congreso Latinoamericano de Estudiantes de Microbiología y Parasitología. Universidad Nacional Mayor de San Carlos. Perú.

[23] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Process Piping. ASME B31.3. USA: ASME, 2006.

[24] PEREZ GALAN, Olga Lucia y ZAMBRANO PEREZ, Astrid. Desarrollo de un panorama de riesgo de la estación separadora del Campo Escuela Colorado tomando como base las normas API 580 y API RP 581. Trabajo de grado Ingeniero Metalúrgico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, 2008, 155p.

[25] HERNANDEZ AYALA, María Margarita y GARCIA GARCIA, Oscar Fabián. Evaluación de defectos en tuberías corroídas por medio del código ASME B31.G y la norma API 579. Trabajo de grado Ingeniero Metalúrgico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, 2010, 98p.

[26] ANTAKI, George A. Piping and Pipeline Engineering (Design, Construction, Maintenance, Integrity And Repair). USA: Marcel Dekker Inc., 2003. Chapter: 16 y 20 (Examination/Degradation).

[27] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Terminology for Nondestructive Examinations. ASTM E 1316. USA: ASTM, 1999.

[28] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIAL. Standard Hardness Conversion Tables for Metals Relationship Among Brinell Hardness Vickers Hardness, Rockwell Hardness, Superficial Hardness, Knoop Hardness, and Scleroscope Hardness. ASTM E 140. USA: ASTM, 1997.

ANEXOS

ANEXO A. TABLA DE PROPIEDADES DEL CRUDO DEL CEC*

Según contenido de metales:

<u>Metal</u>	<u>Rango de concentración</u> <u>[ppm]</u>
Cobre (Cu)	0,059 - 0,818
Hierro (Fe)	0,111 - 22,63
Níquel (Ni)	0,651 - 4,424
Vanadio (V)	0,876 - 7,019
<u>Metal</u>	<u>Rango de concentración</u> <u>[% Peso]</u>
Azufre (S)	0,197 - 0,292

Según la composición del crudo (libre de metales y azufre):

<u>Componente</u>	<u>Rango de concentración</u> <u>[% Peso]</u>
CO2	0
H2S	0
N2	0
C8	3,868 - 4,916
C9	4,158 - 4,962
C10	4,029 - 4,602
C30	24,529 - 30,352
Tolueno	0,123 - 0,233
Benceno	0,359 - 0,576

Su gravedad específica es de: 0,82 (Gravedad API = 42)

Análisis de aguas obtenidas con el crudo:

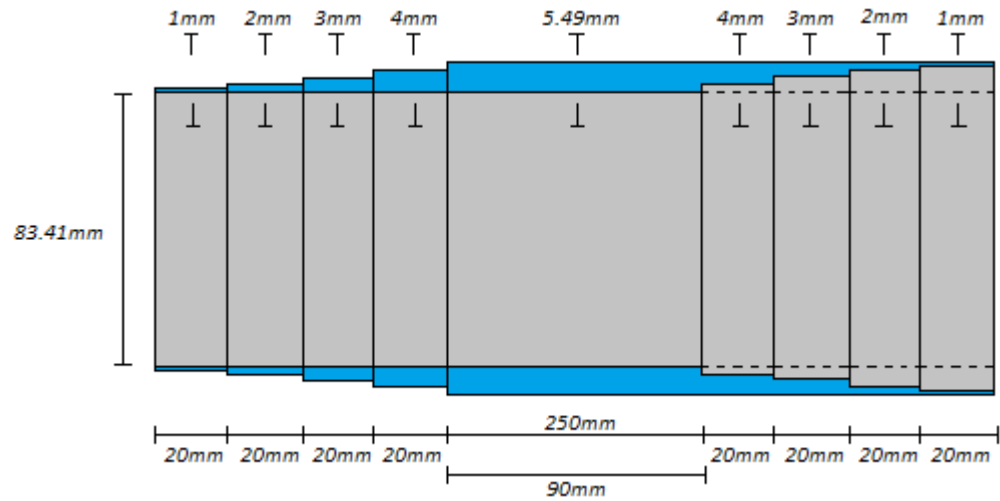
<u>Parámetro</u>	<u>Resultado</u>
pH	7,84
Temperatura [°C]	24,1
Índice de Agresividad (IA)	14,2
Sólidos totales (mg/L)	2670

IA > 12 Agua no agresiva

El gas posee N-Metano en una concentración de 76.94% Wt

*Datos suministrados por Campo Escuela Colorado - UIS

ANEXO B. PLANO DEL PATRÓN REPRESENTATIVO DE TUBERÍA DEL CEC



VISTAS DEL PATRÓN MECANIZADO:



ANEXO C. EVALUACIÓN DE DEFECTOS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31 G

1). Tubería de prueba:

TUBERÍA DE PRUEBA											
CML	d(m m)	t (mm)	Profund dad (%)	B	D (mm)	Lm (mm)	L (mm)	2do criterio	A	P'	ERF
48	1,3	5,49	23,7	1,9	76,2	72	43,4	R	3,1	244,61	0,29
48	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	12	34,7	A			
61	1,7	5,49	31,0	1,3	76,2	55	29,3	R	2,4	219,93	0,32
61	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	10	34,7	A			
61	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	11	34,7	A			
62	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	38	34,7	R	1,7	222,89	0,31
62	2,1	5,49	38,3	1,0	76,2	184	22,9	R	8,0	190,19	0,37
62	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	370	34,7	R	16,2	223,85	0,31
70	1,4	5,49	25,5	1,7	76,2	13	38,5	A			
103	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	13	34,7	A			
103	1,1	5,49	20,0	2,7	76,2	260	61,0	R	11,4	246,29	0,28
120	2,5	5,49	45,5	0,8	76,2	320	18,9	R	14,0	167,74	0,42
135	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	11	34,7	A			
135	2	5,49	36,4	1,1	76,2	14	24,1	A			
135	1,6	5,49	29,1	1,4	76,2	152	31,7	R	6,6	218,24	0,32
144	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	410	34,7	R	17,9	223,85	0,31
144	1,5	5,49	27,3	1,5	76,2	110	34,7	R	4,8	223,85	0,31

2). Tubería colectora:

TUBERÍA COLECTORA											
CML	d(m m)	t (mm)	Profund dad (%)	B	D (mm)	Lm (mm)	L (mm)	2do criterio	A	P'	ERF
4	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	80	48,2	R	2,9	240,07	0,29
4	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	8	48,2	A			
6	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	50	48,2	R	1,8	232,01	0,30
11	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	10	48,2	A			
11	3,5	6,02	58,1	0,6	101,6	150	17,7	R	5,4	128,93	0,54
11	3,5	6,02	58,1	0,6	101,6	530	17,7	R	19,1	128,93	0,54
12	3,5	6,02	58,1	0,6	101,6	9530	17,7	R	344,1	128,93	0,54
13	3	6,02	49,8	0,8	101,6	9440	20,8	R	340,9	154,51	0,45
14	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	3,5	25,3	A			
15	2	6,02	33,2	1,2	101,6	50	32,5	R	1,8	206,68	0,34
18	2	6,02	33,2	1,2	101,6	500	32,5	R	18,1	205,67	0,34
20	3,5	6,02	58,1	0,6	101,6	630	17,7	R	22,7	128,93	0,54
23	2	6,02	33,2	1,2	101,6	11	32,5	A			
26	2	6,02	33,2	1,2	101,6	13	32,5	A			
26	2	6,02	33,2	1,2	101,6	30	32,5	A			
30	2	6,02	33,2	1,2	101,6	100	32,5	R	3,6	221,53	0,32

30	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	140	25,3	R	5,1	180,09	0,39
31	2	6,02	33,2	1,2	101,6	260	32,5	R	9,4	205,67	0,34
35	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	140	48,2	R	5,1	231,26	0,30
37	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	8600	25,3	R	310,5	180,09	0,39
40	1,3	6,02	21,6	2,3	101,6	72	62,5	R	2,6	247,71	0,28
40	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	12	48,2	A			
42	2	6,02	33,2	1,2	101,6	170	32,5	R	6,1	205,67	0,34
43	3	6,02	49,8	0,8	101,6	1590	20,8	R	57,4	154,51	0,45
44	3	6,02	49,8	0,8	101,6	4970	20,8	R	179,5	154,51	0,45
45	3	6,02	49,8	0,8	101,6	8200	20,8	R	296,1	154,51	0,45
48	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	2000	25,3	R	72,2	180,09	0,39
48	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	170	48,2	R	6,1	231,26	0,30
48	2	6,02	33,2	1,2	101,6	180	32,5	R	6,5	205,67	0,34
50	2	6,02	33,2	1,2	101,6	410	32,5	R	14,8	205,67	0,34
50	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	140	48,2	R	5,1	231,26	0,30
52	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	8200	25,3	R	296,1	180,09	0,39
56	2	6,02	33,2	1,2	101,6	380	32,5	R	13,7	205,67	0,34
58	2	6,02	33,2	1,2	101,6	2100	32,5	R	75,8	205,67	0,34
58	2	6,02	33,2	1,2	101,6	230	32,5	R	8,3	205,67	0,34
101	4	6,02	66,4	0,6	101,6	9350	15,4	R	337,6	103,35	0,68
102	2	6,02	33,2	1,2	101,6	270	32,5	R	9,7	205,67	0,34
102	2	6,02	33,2	1,2	101,6	70	32,5	R	2,5	214,64	0,33
102	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	1700	25,3	R	61,4	180,09	0,39
103	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	9600	25,3	R	346,6	180,09	0,39
108	2	6,02	33,2	1,2	101,6	3670	32,5	R	132,5	205,67	0,34
130	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	9090	48,2	R	328,2	231,26	0,30
144	3	6,02	49,8	0,8	101,6	8500	20,8	R	306,9	154,51	0,45
147	2	6,02	33,2	1,2	101,6	320	32,5	R	11,6	205,67	0,34
171	2	6,02	33,2	1,2	101,6	900	32,5	R	32,5	205,67	0,34
171	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	160	48,2	R	5,8	231,26	0,30
171	1,4	6,02	23,3	2,0	101,6	770	54,2	R	27,8	236,37	0,30
173	2,2	6,02	36,5	1,1	101,6	360	29,1	R	13,0	195,44	0,36
175	2	6,02	33,2	1,2	101,6	590	32,5	R	21,3	205,67	0,34
176	2	6,02	33,2	1,2	101,6	9530	32,5	R	344,1	205,67	0,34
177	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	9390	25,3	R	339,1	180,09	0,39
178	2	6,02	33,2	1,2	101,6	9640	32,5	R	348,1	205,67	0,34
183	2,2	6,02	36,5	1,1	101,6	9620	29,1	R	347,4	195,44	0,36
184	1,5	6,02	24,9	1,7	101,6	9500	48,2	R	343,0	231,26	0,30
187	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	7680	25,3	R	277,3	180,09	0,39
188	3	6,02	49,8	0,8	101,6	9320	20,8	R	336,5	154,51	0,45
189	3	6,02	49,8	0,8	101,6	890	20,8	R	32,1	154,51	0,45
189	2	6,02	33,2	1,2	101,6	31	32,5	A			
190	2,8	6,02	46,5	0,8	101,6	270	22,4	R	9,7	164,74	0,42
190	1	6,02	16,6	5,0	101,6	8830	137,8	R	318,8	256,84	0,27
191	3,5	6,02	58,1	0,6	101,6	3470	17,7	R	125,3	128,93	0,54
192	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	500	25,3	R	18,1	180,09	0,39
192	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	6930	25,3	R	250,2	180,09	0,39
197	2	6,02	33,2	1,2	101,6	42	32,5	R	1,5	202,18	0,35
198	3	6,02	49,8	0,8	101,6	9290	20,8	R	335,4	154,51	0,45
200	2,5	6,02	41,5	0,9	101,6	3170	25,3	R	114,5	180,09	0,39

ANEXO D. EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN Y VIDA RESIDUAL PARA LAS TUBERÍAS DE PRUEBA Y COLECTORA TENIENDO EN CUENTA LAS MEDICIONES DE ESPORES POR ULTRASONIDO

Notas:

Tubería de prueba: Espesor Nominal = 5.49mm, Espesor de retiro = 1.2mm, Edad del ducto = 6 años.

Tubería colectora: Espesor Nominal = 6.02mm, Espesor de retiro = 1.4mm, Edad del ducto = 30 años.

1). Soldaduras tubería colectora:

TUBERÍA COLECTORA							
CML	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)	CML	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)
0	5,59	0,014	68,9	109	5,55	0,016	68,2
1	5,12	0,03	61,2	110	5,3	0,024	64,1
4A	5,71	0,01	70,9	110A	5,87	0,005	73,5
5	5,89	0,004	73,8	111	5,67	0,012	70,2
6	5,66	0,012	70,0	112	5,63	0,013	69,6
7	5,31	0,024	64,3	113	5,7	0,011	70,7
8	5,91	0,004	74,1	114	5,99	0,001	75,5
9	5,55	0,016	68,2	115	5,62	0,013	69,4
10	5,67	0,012	70,2	116	5,77	0,008	71,8
11	5,63	0,013	69,6	117	5,78	0,008	72,0
12	5,8	0,007	72,3	118	5,5	0,017	67,4
13	5,49	0,018	67,3	119	5,58	0,015	68,7
14	5,78	0,008	72,0	120	5,47	0,018	66,9
14A	5,41	0,02	65,9	121	5,09	0,031	60,7
15	5,64	0,013	69,7	122	6,28	0	80,2
16	5,49	0,018	67,3	123	5,78	0,008	72,0
17	5,87	0,005	73,5	124	5,78	0,008	72,0
18	5,32	0,023	64,5	125	4,89	0,038	57,4
19	5,41	0,02	65,9	126	4,73	0,043	54,8
20	5,93	0,003	74,5	127	5,09	0,031	60,7
21	5,48	0,018	67,1	128	5,49	0,018	67,3
22	5,46	0,019	66,8	129	5,15	0,029	61,7
23	5,72	0,01	71,0	130	4,96	0,035	58,6
24	5,41	0,02	65,9	131	5,65	0,012	69,9
25	5,86	0,005	73,3	132	5,81	0,007	72,5
26	5,78	0,008	72,0	133	5,49	0,018	67,3
27	5,35	0,022	65,0	134	5,5	0,017	67,4
28	5,87	0,005	73,5	135	5,44	0,019	66,4

29	5,65	0,012	69,9	136	5,98	0,001	75,3
30	5,91	0,004	74,1	137	5,91	0,004	74,1
31	5,47	0,018	66,9	138	5,54	0,016	68,1
32	5,92	0,003	74,3	139	5,27	0,025	63,7
33	5,64	0,013	69,7	140	5,84	0,006	73,0
34	5,71	0,01	70,9	141	5,73	0,01	71,2
35	5,52	0,017	67,8	142	6,02	0	75,9
36	5,27	0,025	63,7	143	5,59	0,014	68,9
37	5,86	0,005	73,3	144	5,87	0,005	73,5
38	5,73	0,01	71,2	145	5,78	0,008	72,0
39	5,98	0,001	75,3	146	5,53	0,016	67,9
40	5,64	0,013	69,7	147	5,52	0,017	67,8
41	5,69	0,011	70,5	148	5,38	0,021	65,5
42	5,48	0,018	67,1	149	5,47	0,018	66,9
43	5,64	0,013	69,7	150	5,63	0,013	69,6
44	5,54	0,016	68,1	151	5,47	0,018	66,9
45	5,56	0,015	68,4	152	5,89	0,004	73,8
46	5,63	0,013	69,6	153	5,4	0,021	65,8
47	6,1	0	77,3	154	5,43	0,02	66,3
48	5,51	0,017	67,6	155	5,97	0,002	75,1
49	5,59	0,014	68,9	156	5,42	0,02	66,1
50	5,54	0,016	68,1	157	5,71	0,01	70,9
51	5,18	0,028	62,2	158	5,53	0,016	67,9
52	5,82	0,007	72,7	159	5,52	0,017	67,8
53	5,93	0,003	74,5	160	5,61	0,014	69,2
54	5,99	0,001	75,5	161	5,53	0,016	67,9
55	5,58	0,015	68,7	162	5,44	0,019	66,4
56	5,53	0,016	67,9	163	5,59	0,014	68,9
57	5,77	0,008	71,8	164	5,43	0,02	66,3
58	6,2	0	78,9	165	5,42	0,02	66,1
59	6,07	0	76,8	166	5,65	0,012	69,9
60	5,82	0,007	72,7	167	5,59	0,014	68,9
61	5,99	0,001	75,5	168	5,71	0,01	70,9
62	5,82	0,007	72,7	169	5,53	0,016	67,9
63	5,28	0,025	63,8	170	5,46	0,019	66,8
64	5,9	0,004	74,0	171	5,62	0,013	69,4
65	6,13	0	77,8	172	5,9	0,004	74,0
66	5,66	0,012	70,0	173	5,73	0,01	71,2
67	5,44	0,019	66,4	174	5,66	0,012	70,0
68	6,29	0	80,4	175	5,4	0,021	65,8
69	5,85	0,006	73,2	176	5,29	0,024	64,0
70	5,79	0,008	72,2	177	5,64	0,013	69,7
71	5,79	0,008	72,2	178	5,94	0,003	74,6
72	5,88	0,005	73,7	179	5,43	0,02	66,3
73	5,82	0,007	72,7	180	5,96	0,002	75,0
74	5,88	0,005	73,7	181	5,72	0,01	71,0
75	5,63	0,013	69,6	183	5,55	0,016	68,2
76	5,44	0,019	66,4	184	5,63	0,013	69,6
77	5,74	0,009	71,4	185	5,6	0,014	69,1
78	5,44	0,019	66,4	186	5,89	0,004	73,8
79	5,53	0,016	67,9	187	5,47	0,018	66,9
80	5,48	0,018	67,1	188	6,09	0	77,1

81	5,24	0,026	63,2	189	5,55	0,016	68,2
82	5,22	0,027	62,8	190	5,74	0,009	71,4
83	5,76	0,009	71,7	191	5,63	0,013	69,6
84	5,68	0,011	70,4	192	5,49	0,018	67,3
85	5,59	0,014	68,9	193	5,2	0,027	62,5
86	5,62	0,013	69,4	194	5,72	0,01	71,0
87	5,33	0,023	64,6	195	5,65	0,012	69,9
88	5,46	0,019	66,8	196	5,53	0,016	67,9
89	5,66	0,012	70,0	197	5,64	0,013	69,7
90	4,24	0,059	46,8	198	5,45	0,019	66,6
91	5,57	0,015	68,6	199	5,61	0,014	69,2
92	4,18	0,061	45,8	200	5,01	0,034	59,4
93	5,76	0,009	71,7	201	5,51	0,017	67,6
94	4,25	0,059	46,9	202	5,44	0,019	66,4
95	5,86	0,005	73,3	203	5,64	0,013	69,7
96	5,67	0,012	70,2	204	5,46	0,019	66,8
97	5,51	0,017	67,6	205	5,42	0,02	66,1
98	5,79	0,008	72,2	206	5,45	0,019	66,6
99	5,71	0,01	70,9	207	5,52	0,017	67,8
100	5,33	0,023	64,6	208	5,93	0,003	74,5
101	5,42	0,02	66,1	209	6,12	0	77,6
103	6,07	0	76,8	210	5,74	0,009	71,4
104	5,87	0,005	73,5	211	5,83	0,006	72,8
105	5,71	0,01	70,9	212	5,73	0,01	71,2
106	5,03	0,033	59,7	213	5,89	0,004	73,8
107	5,54	0,016	68,1	214	5,53	0,016	67,9
108	5,68	0,011	70,4				

2). Manifold, declives, apiques, inyectoros y curvaturas de la tubería colectora:

TUBERÍA COLECTORA	NOMENCLATURA	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)
Manifold (Iny Col 12)	CML2	5,03	0,033	59,5
Manifold (Iny Col 35)	CML3	5,23	0,026	62,8
Manifold (Iny Col 44)	CML4	5,4	0,021	65,6
Declive	CML9D	5,28	0,025	63,6
Apique	CA1	5,59	0,014	68,7
Apique	CA2	5,12	0,03	61,0
Inyector Col 69	CML21PI	5,58	0,015	68,5
Declive	CML22D	5,02	0,033	59,3
Declive	CML37D	5,55	0,016	68,0
Inyector Col 33	CML48PI	5,76	0,009	71,5
Apique	CA3	5,93	0,003	74,3
Apique	CA4	5,56	0,015	68,2
Apique (Reductor a tubería de 3")	CA5	5,56	0,015	68,2
Apique (Tubería 3")	CA6	5,29	0,024	63,8
Curvatura (Tubería 3")	CML67C	6,4	0	82,0
Inyector Col 03	CML71PI	5,78	0,008	71,8
Declive	CML81D	5,41	0,02	65,7

Apique	CA7	5,49	0,018	67,0
Apique	CA8	5,32	0,023	64,3
Apique	CA9	5,61	0,014	69,0
Inyector Col 40	CML106PI	5,29	0,024	63,8
Curvatura	CML110C	5,73	0,01	71,0
Declive	CML128D	4,97	0,035	58,5
Curvatura	CML129C	5,19	0,028	62,1
Curvatura	CML143C	5,44	0,019	66,2
Apique (Reductor a tubería de 3")	CA11	5,55	0,016	68,0
Apique	CA12	5,46	0,019	66,6
Inyector Col 67	CML162PI	5,49	0,018	67,0
Declive	CML174D	5,58	0,015	68,5
Curvatura	CML180C	5,34	0,023	64,6
Curvatura	CML195C	5,67	0,012	70,0
Curvatura	CML196C	5,76	0,009	71,5

3). Soldaduras tubería de prueba:

TUBERÍA DE PRUEBA							
CML	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)	CML	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)
0	5,14	0,058	37,71	82	5,27	0,037	38,95
1	5,15	0,057	37,81	83	5,21	0,047	38,38
5	5,29	0,033	39,14	84	5,42	0,012	40,38
6	4,99	0,083	36,28	85	5,27	0,037	38,95
7	5,01	0,08	36,47	86	5,18	0,052	38,09
8	5,25	0,04	38,76	87	5,24	0,042	38,67
9	5,08	0,068	37,14	88	5,28	0,035	39,05
10	5,21	0,047	38,38	89	5,47	0,003	40,86
11	5,15	0,057	37,81	90	5,28	0,035	39,05
12	5,25	0,04	38,76	91	5,26	0,038	38,86
13	5,37	0,02	39,9	92	5,14	0,058	37,71
14	5,37	0,02	39,9	93	5,17	0,053	38
15	5,15	0,057	37,81	94	5,26	0,038	38,86
16	5,15	0,057	37,81	94A	5,05	0,073	36,86
17	5,26	0,038	38,86	95	5,08	0,068	37,14
18	5,37	0,02	39,9	96	5,28	0,035	39,05
19	5,42	0,012	40,38	97	5,08	0,068	37,14
20	5,32	0,028	39,43	98	5,17	0,053	38
21	5,36	0,022	39,81	99	5,34	0,025	39,62
22	5,3	0,032	39,24	100	5,01	0,08	36,47
23	5,27	0,037	38,95	101	4,97	0,087	36,09
24	5,37	0,02	39,9	102	5,31	0,03	39,33
25	5,32	0,028	39,43	103	5,2	0,048	38,28
26	5,46	0,005	40,76	104	4,89	0,1	35,33
27	5,31	0,03	39,33	105	5,14	0,058	37,71
28	5,1	0,065	37,33	106	5,12	0,062	37,52
29	5,2	0,048	38,28	107	5,28	0,035	39,05
30	5,34	0,025	39,62	108	5,17	0,053	38
31	5,18	0,052	38,09	109	5,22	0,045	38,47

32	5,17	0,053	38	110	5,31	0,03	39,33
33	5,12	0,062	37,52	111	5,32	0,028	39,43
34	5,12	0,062	37,52	112	5,01	0,08	36,47
35	5,06	0,072	36,95	113	5	0,082	36,38
36	5,1	0,065	37,33	114	5,17	0,053	38
37	5,11	0,063	37,43	115	5,23	0,043	38,57
38	5,13	0,06	37,62	116	5,28	0,035	39,05
39	4,98	0,085	36,19	117	5,15	0,057	37,81
40	4,86	0,105	35,05	118	5,26	0,038	38,86
41	5,13	0,06	37,62	119	5,24	0,042	38,67
42	5,17	0,053	38	120	5,24	0,042	38,67
43	4,94	0,092	35,81	121	5,1	0,065	37,33
44	5,24	0,042	38,67	122	5,03	0,077	36,67
45	5,09	0,067	37,24	123	5,26	0,038	38,86
46	5,11	0,063	37,43	124	5,24	0,042	38,67
47	5,17	0,053	38	125	5,38	0,018	40
48	5,28	0,035	39,05	126	5,3	0,032	39,24
49	5,06	0,072	36,95	127	5,12	0,062	37,52
50	5,35	0,023	39,71	128	5,13	0,06	37,62
51	5,37	0,02	39,9	129	5,23	0,043	38,57
52	5,22	0,045	38,47	130	5,09	0,067	37,24
53	5,37	0,02	39,9	131	5,16	0,055	37,9
54	5,29	0,033	39,14	132	5,16	0,055	37,9
55	5,27	0,037	38,95	133	5,41	0,013	40,28
56	4,89	0,1	35,33	134	5,26	0,038	38,86
57	5,19	0,05	38,19	135	5,19	0,05	38,19
58	4,87	0,103	35,14	136	5,29	0,033	39,14
59	5,35	0,023	39,71	137	5,19	0,05	38,19
60	5,28	0,035	39,05	138	5,27	0,037	38,95
61	5,31	0,03	39,33	139	5,32	0,028	39,43
62	5,41	0,013	40,28	140	4,9	0,098	35,43
63	5,29	0,033	39,14	141	5,01	0,08	36,47
64	5,4	0,015	40,19	142	5,24	0,042	38,67
65	5,43	0,01	40,47	143	5,26	0,038	38,86
66	5,41	0,013	40,28	144	5,38	0,018	40
67	5,4	0,015	40,19	145	5,36	0,022	39,81
68	5,13	0,06	37,62	146	5,18	0,052	38,09
69	5,14	0,058	37,71	147	5,4	0,015	40,19
70	4,99	0,083	36,28	148	5,15	0,057	37,81
71	5,15	0,057	37,81	149	5,12	0,062	37,52
72	5,23	0,043	38,57	150	5,24	0,042	38,67
73	5,34	0,025	39,62	151	5,26	0,038	38,86
74	5,32	0,028	39,43	152	5,1	0,065	37,33
75	5,26	0,038	38,86	153	5,11	0,063	37,43
76	5,36	0,022	39,81	154	5,41	0,013	40,28
77	5,12	0,062	37,52	155	5,32	0,028	39,43
78	5,38	0,018	40	156	5,24	0,042	38,67
79	5,21	0,047	38,38	156 Valv	5,47	0,003	40,86
80	5,39	0,017	40,09	156 Valv2	5,37	0,02	39,9
81	5,19	0,05	38,19				

4). Manifold, declives, apiques, inyectores y curvaturas de la tubería de prueba:

TUBERIA DE PRUEBA	NOMENCLATURA	t min (mm)	Velocidad de corrosión (mm/año)	Vida residual (años)
Manifold (Iny Col 12)	CML2	5,56	0	36,3
Manifold (Iny Col 35)	CML3	5,56	0	36,3
Manifold (Iny Col 44)	CML4	5,52	0	36
Apique	PA1	4,89	0,1	30,8
Apique	PA2	5,17	0,053	33,1
Inyector Col 69	CML17PI	4,81	0,113	30,1
Declive	CML18D	5,22	0,045	33,5
Declive	CML29D	5,22	0,045	33,5
Declive	CML34D	5,33	0,027	34,4
Inyector Col 33	CML37PI	5,2	0,048	33,3
Apique	PA3	5,64	0	37
Apique	PA4	5,43	0,01	35,3
Apique	PA5	5,38	0,018	34,8
Apique	PA6	5,35	0,023	34,6
Apique	PA7	5,27	0,037	33,9
Curvatura	CML47C	5,12	0,062	32,7
Inyector Col 03	CML48PI	4,99	0,083	31,6
Declive	CML57D	5,13	0,06	32,8
Apique	PA8	4,92	0,095	31
Apique	PA9	5,24	0,042	33,7
Curvatura	CML74C	5,17	0,053	33,1
Apique	PA10	5,38	0,018	34,8
Inyector Col 40	CML76PI	5,14	0,058	32,8
Curvatura	CML91C	5,26	0,038	33,8
Declive	CML92D	4,93	0,093	31,1
Curvatura	CML93C	5,31	0,03	34,3
Apique	PA12	5,37	0,02	34,8
Apique	PA13	5,45	0,007	35,4
Curvatura	CML109C	5,37	0,02	34,8
Inyector Col 67	CML111PI	5,59	0	36,6
Declive	CML119D	5,19	0,05	33,3
Declive	CML122D	5,32	0,028	34,3
Apique	PA15	5,34	0,025	34,5
Curvatura	CML130C	4,91	0,097	30,9
Curvatura	CML131C	4,9	0,098	30,8
Inyector Col 45	CML133PI	5,33	0,027	34,4
Curvatura	CML140C	4,81	0,113	30,1
Declive	CML149D	4,93	0,093	31,1
Codo 90°	CML150COD	4,77	0,12	29,8
Curvatura	CML153C	5,43	0,01	35,3