

**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**

OLGA LUCÍA PÉREZ GALÁN

ASTRID PÉREZ ZAMBRANO

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

BUCARAMANGA

2008

**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**

OLGA LUCÍA PÉREZ GALÁN

ASTRID PÉREZ ZAMBRANO

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN, PRESENTADO COMO REQUISITO DE
GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO METALÚRGICO**

DIRECTOR:

MSc. IVAN URIBE PEREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES

BUCARAMANGA

2008

DEDICATORIA

A mis padres María Julia y Carlos porque sin ellos no sería quien soy, por su confianza y apoyo incondicional.

A mi hijo Nikolaz que es el motor que impulsa mi vida.

A Carlos Andrés por estar siempre junto a mí.

Y a mi hermano Juan Carlos.

Para ellos y para todas las personas que confieran en mí.

Olga Lucía Pérez Galán

A las personas mas amadas, que confiaron incondicionalmente y me apoyaron
en los momentos difíciles mis padres Armando Pérez González y María
Francisca Zambrano.

A mis sobrinas Gabriela y Natalia fuente de alegría y fortaleza.

A mis hermanas Edith Pérez y Andrea Pérez.

Y a Edwin Pérez por estar siempre junto a mí.

Astrid Pérez Zambrano

AGRADECIMIENTO

Las autoras expresan su agradecimiento a todas aquellas personas que sin las cuales no hubiera sido posible la elaboración de este libro

ING. IVAN URIBE PÉREZ

ING. ANIBAL SERNA GIL

ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

ING. CARLOS JULIO MONSALVE

ING. LAURA AMAYA

ING. WILSON AFANADOR DIAZ

CORPORACION CIMA

CAMPO ESCUELA COLORADO

Y a todas esas personas que de alguna manera u otra hicieron posible la realización de este libro y no fueron mencionadas

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2. OBJETIVOS	5
2.1. OBJETIVO GENERAL	5
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	5
3. MARCO TEORICO	6
3.1. METODOLOGIAS DE INSPECCIÓN	6
3.2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (API RP 580)	7
3.2.1. Tipos de Evaluación RBI	8
3.2.1.1. Análisis Cualitativo	8
3.2.1.2. Análisis Cuantitativo	8
3.2.1.3. Análisis Semi-cuantitativo	9
3.2.2. Fallas, Modos de Falla y Mecanismos de Deterioro para la Inspección Basada en Riesgo	9
3.3. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (API 581)	9
3.3.1. Metodología RBI	11
3.3.1.1. Definir Limites	12
3.3.1.2. Definir grupo de Trabajo	12
3.3.1.3. Histórico de Equipos	12
3.3.1.4. Lazos de Corrosión	13
3.3.1.5. Evaluación de Criticidad	14
3.3.1.7. Intervalo de Inspección	16
3.3.1.8. Plan de Inspección y Monitoreo	17
3.4. INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIONES Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (API STD 653)	18
3.4.1. Plan de Inspección	18
3.4.2. Criterios de Aceptación y Rechazo	19
3.4.2.1. Espesor Mínimo para Tanques Soldados	20

3.5. CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN: MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, CLASIFICACIÓN, REPARACIÓN Y ALTERACIONES (API 510)	21
3.5.1. Plan de Inspección	21
3.5.2. Criterios de Aceptación y Rechazo	22
3.5.2.1. Espesor de Diseño para Cabezales	23
3.5.2.2. Espesor de Diseño para Cuerpo Considerando uniones longitudinales y Esfuerzos Circunferenciales	23
3.6. CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE TUBERIA: INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIONES Y RECALIBRACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERIA EN SERVICIO (API 570).	24
3.6.1. Plan de Inspección	24
3.6.2. Criterios de Aceptación y Rechazo	25
3.6.2.1. Espesor de Diseño para Tubería de Transporte de Gas	28
3.6.2.2. Espesor de Diseño para Tubería de Transporte Líquido	29
4. DESARROLLO	30
4.1. DEFINIR LÍMITES	30
4.2. DEFINIR GRUPO DE TRABAJO	30
4.3. HISTÓRICOS DE EQUIPOS	31
4.4.1. Sistema de Crudo	33
4.4.1.1. Descripción del Lazo	33
4.4.1.2. Descripción de Proceso	33
4.4.1.3. Descripción de Corrosión	33
4.4.2. Sistema de Gas	34
4.4.2.1. Descripción del Lazo	34
4.4.2.2. Descripción de Proceso	34
4.4.2.3. Descripción de Corrosión	34
4.4.3. Sistema de Agua	35
4.4.3.1. Descripción del Lazo	35
4.4.3.2. Descripción de Proceso	35
4.4.3.3. Descripción de corrosión	35

4.5.	EVALUACIÓN DE CRITICIDAD	35
4.5.1.	Criticidad de los Tanques de Almacenamiento K01 y K02	37
4.5.1.1.	Factor de probabilidad de falla de los tanques K 01 y K 02	37
4.5.1.2.	Factor de Consecuencias del Daño de los Tanques K 01, K 02, Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023	40
4.5.1.3.	Factor de Consecuencias en Salud de los Tanque K 01, K 02, Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y Tubería de Crudo	42
4.5.2.	Criticidad de los Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022 y ASEP 5008023	44
4.5.2.1.	Factor de probabilidad de falla de los separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022 y ASEP 5008023	44
4.5.3.	Criticidad de la Tubería de Crudo	46
4.5.3.1.	Factor de Probabilidad de Falla de la Tubería de Crudo	46
4.5.4.	Criticidad de la Tubería de Gas	47
4.5.4.1.	Factor de Probabilidad de Falla de la Tubería de Gas	47
4.5.4.2.	Factor de Consecuencia de Daño de la Tubería de Gas	48
4.5.4.3.	Factor de Consecuencias en Salud para la Tubería de Gas	49
4.6.	INTERVALO DE CONFIANZA	51
4.6.1.	Factor de Confianza Para los Tanques K01, K02 y la Tubería de Crudo	51
4.6.2.	Factor de Confianza Para los Separadores ASEP-8005021/22/23	51
4.6.3.	Factor de Confianza Para la Tubería de Gas	51
4.7.	INTERVALO DE INSPECCIÓN	52
4.7.1.	Intervalo de inspección para Tanques de Almacenamiento	52
4.7.2.	Intervalo de Inspección para Separadores	53
4.7.3.	Intervalo de Inspección para Tubería de Crudo	54
4.7.4.	Intervalo de Inspección para Tubería de Gas	55
4.8.	PLAN DE INSPECCION	55
4.9.	INSPECCION DE EQUIPOS	56
4.9.1.	Tanque de Almacenamiento de Crudo K- 01 y K- 02	57

4.9.1.1 Inspección Visual	57
4.9.1.2. Inspección por Ultrasonido	62
4.9.2. Separadores ASEP-8005021/22/23	66
4.9.2.1 Inspección Visual	66
4.9.2.2. Inspección por Ultrasonido	69
4.9.3 Tubería de Crudo y Gas	74
4.9.3.1. Inspección Visual	75
4.9.3.2. Inspección por Ultrasonido	78
5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	81
5.1. INSPECCIÓN	81
5.2. MECANISMOS DE DAÑO Y LAZOS DE CORROSIÓN	82
5.3. CRITICIDAD CONFIABILIDAD Y RIESGO	82
6. CONCLUSIONES	84
7. RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFIA	88
ANEXO A Cálculo de probabilidad de falla y consecuencia de la falla para un RBI mediante analisis cualitativo	90
ANEXO B Históricos de tanques k 01, k 02 y tubería de gas y crudo (facilidades estacion colorado)	105
ANEXO C Tablas de verificacion de los tanques k01, k02 y los separadores 5008021/22/23	123
ANEXO D Tablas de verificacion de la tuberia de crudo y gas	126
ANEXO E Registro de espesores de los tanques, separadores y tuberia de crudo ygas	127
ANEXO F Esquema de toma de espesores de los tanques, separadores y tuberia de crudo ygas	132

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. Calculo del factor de confiabilidad	16
TABLA 2. Factor de disminución de temperatura para tuberías de gas	28
TABLA 3. Factor de diseño para tubería de gas.	29
TABLA 4. Composición del crudo de la estación colorado	31
TABLA 5. Nivel de daño por pérdidas operacionales en el campo colorado.	36
TABLA 6. Pérdidas económicas en el campo colorado.	36
TABLA 7. Calificación de afectación a personas	36
TABLA 8 .Determinación de la probabilidad de falla de K-01 y K-02.	39
TABLA 9 .Determinación de la consecuencia de daño de tanques k 01, k 02, separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y tubería de crudo	41
TABLA 10 .Determinación de la consecuencia en salud de k01, k02 separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y tubería de crudo	43
TABLA 11 .Determinación de la probabilidad de falla de ASEP 5008021, ASEP 5008022 Y ASEP 5008023	45
TABLA 12. Determinación de la probabilidad falla de la tubería de crudo.	47
TABLA 13. Determinación de la probabilidad de falla de la tubería de gas.	48
TABLA 14. Determinación de la consecuencia de daño de la tubería de gas.	49
TABLA 15. Determinación de consecuencias en salud de la tubería de gas.	50
TABLA 16. Plan de inspección	56
TABLAS 17 y 18. Condiciones de operación de K-01 y K-02	57
TABLA 19. datos para calcular espesores de retiro del tanque K-01	62
TABLA 20. Datos para calcular espesores de retiro del tanque K-02	64
TABLA 21. Datos para calcular espesores de retiro del separador 5008021	69
TABLA 22. Datos para calcular espesores de retiro del separador ASEP-5008022.	71

TABLA 23. Datos para calcular espesores de retiro del separador ASEP-5008023	72
TABLAS 24 y 25. Condiciones de operación de tubería de crudo y gas	74
TABLA 26. Datos para calcular espesores de retiro de la tubería de crudo.	78
TABLA 27. Datos para calcular espesores de retiro de la tubería de gas	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Administración de riesgo utilizando la RBI.	7
FIGURA 2. Documentos utilizados y la relación entre ellos.	10
FIGURA 3. Esquema de la metodología RBI.	11
FIGURA 4. Esquema de histograma de fallas.	13
FIGURA 5. Matriz de riesgo.	14
FIGURA 6. Esquema de inspección de tanques.	19
FIGURA 7. Esquema de inspección de recipientes a presión.	22
FIGURA 8. Inspecciones y practicas de prueba de tubería.	25
FIGURA 9. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas	26
FIGURA 10. Matriz de riesgo para los tanques K-01 y K-02.	43
FIGURA 11. Matriz de riesgo para los separadores. ASEP 5008021, ASEP 5008022 Y ASEP 5008023	46
FIGURA 12. Matriz de riesgo para la tubería de gas	50
FIGURA 13. Perfil de espesores del cuerpo anillo 1 tanque K-01	63
FIGURA 14. Perfil de espesores del cuerpo anillo 2 y 3 tanque K-01	63
FIGURA 15. Perfil de espesores del techo K-01	64
FIGURA 16. Perfil de espesores del cuerpo anillo 1 tanque K-02	65
FIGURA 17. Perfil de espesores del cuerpo anillo 2 y 3 tanque K-02	65
FIGURA18. Perfil de espesores del techo K-02	66
FIGURA 19. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008021	70
FIGURA 21. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008022	71
FIGURA 22. Perfil de espesores cabezal ASEP-5008022.	72
FIGURA 23. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008023	73
FIGURA 24. Perfil de espesores del cabezal superior ASEP-5008023	73

FIGURA 25. Perfil de espesores del cabezal inferior ASEP-5008023	74
FIGURA 26. Perfil de espesores tubería de crudo de 4 pulgadas	78
FIGURA 27. Perfil de espesores tubería de crudo de 3 pulgadas	79
FIGURA 28. Perfil de espesores de tubería de gas de 3 pulgadas	80

REGISTRO FOTOGRÁFICO

	Pág.
FOTOGRAFÍA 1. Vista general de los taques k-01 y k-02	58
FOTOGRAFÍA 2. Man hole	58
FOTOGRAFÍA 3. Tubería de entrada de crudo	58
FOTOGRAFÍA 4. Tubería de salida de crudo	59
FOTOGRAFÍA 5. Boquilla	59
FOTOGRAFÍAS 6. Tubo para medición de volumen	59
FOTOGRAFÍA 7. Brida.	60
FOTOGRAFÍA 8. Cuello de ganso	60
FOTOGRAFÍA 9. Man hole de techo	60
FOTOGRAFÍA 10. Boquilla ciega	60
FOTOGRAFÍA. 11 Escaleras de los tanques K-02 y K-01.	61
FOTOGRAFÍA 12. Cimiento y anillo perimetral	61
FOTOGRAFÍA 13. Cimiento de concreto	67
FOTOGRAFÍA 14. Vista general de los separadores	67
FOTOGRAFÍA 15. Accesorios separador ASEP-5008023	68
FOTOGRAFÍA 16. Válvulas de seguridad de ASEP-5008021/22	68
FOTOGRAFÍA 17. Fuga leve en la unión a llave de paso del ASEP-5008022	69
FOTOGRAFÍA 18. Soporte de tubería crudo.	75
FOTOGRAFÍA 19. Soporte de tubería gas	75
FOTOGRAFÍA 20.tubería de entrada general al separador ASEP-5008021	76
FOTOGRAFÍAS 21 .tubería de entrada de prueba al separador ASEP-5008022	76
FOTOGRAFÍA 22 .Codo	77
FOTOGRAFÍA 23. Válvulas y brida	77
FOTOGRAFÍA 24. Tee	77

RESUMEN

TITULO: 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*

AUTORES: OLGA LUCÍA PÉREZ GALÁN**

ASTRID PÉREZ ZAMBRANO**

PALABRAS CLAVES: RBI, inspección, criticidad, confiabilidad.

El proyecto 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 tiene como objeto determinar el nivel de riesgo, confiabilidad, criticidad e integridad de los equipos de la estación separadora, mediante la aplicación de la norma API-581(documento recurso base) y API- RP580 (inspección basada en riesgo), con el apoyo de las normas API- 510(código de inspección de recipientes a presión: mantenimiento, inspección, clasificación, reparación y alteraciones), API- 570 (código de inspección para tubería: inspección, reparación, alteraciones y recalibración de sistema de tubería en servicio) y API- STD653 (inspección, reparación, alteraciones y reconstrucción de tanques)

El desarrollo del panorama de riesgo incluye, determinación de los lazos de corrosión presentes en los equipos evaluados, nivel de criticidad que esta directamente relacionado con la probabilidad y la consecuencia de falla, factor de intervalo de confiabilidad, determinación de vida útil remanente, determinación del plan de inspección de acuerdo con los mecanismos de falla propuestos y ejecución de la inspección, donde las técnicas utilizadas son: ultrasonido en la determinación de medición de espesores e inspección visual; cumpliendo con el objetivo principal de la RBI se presentan recomendaciones donde se busca eliminar una serie de no conformidades con el fin de disminuir el nivel de riesgo actual de la estación separadora del campo escuela.

* Modalidad: Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Director Iván Uribe Pérez

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A RISK OVERVIEW OF THE SEPARATOR STATION SHOOL CAMP COLORADO TAKING AS A BASE THE API-580 AND API RP-581 RULES *

AUTHORS: OLGA LUCÍA PÉREZ GALÁN**

ASTRID PÉREZ ZAMBRANO**

KEY WORKS: RBI, inspection, criticality, reliability.

The project DEVELOPMENT OF A RISK OVERVIEW OF THE SEPARATOR STATION SHOOL CAMP COLORADO TAKING AS A BASE THE API-580 AND API RP-581 RULES has like an objective determinate the risk level, reliability, and integrity of critical equipment from the separator station by the application of the API 581(Risk-Based Inspection Base Resource Document) and API-RP580 (Risk-Based Inspection) standard, with the support of the API-510 (Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration), API- 570 (Piping Inspection Code: Inspection, repair, alteration and recalibration of piping system in service) and API-STD653(Tank Inspection, Repair, Alteration and Recontruction) rules.

The development of the risk overview include, the determination of corrosion loops in the teams evaluated, level of criticality that is directly related to the probability and consequence of failure, Factor interval reliability, determination of the remaining useful life, determination of the inspection plan according to failure mechanism proposed and the inspection execution, where the techniques used are: ultrasound in the determining measurement of the thickness and visual inspection; fulfilling with the main objective of the RBI it presents recommendations which trying to eliminate a number of non-conformities in order to reduce the level of present risks in the separator station shool camp colorado.

* Modality: Investigation

** Faculty of Physical - Chemistry Engineering - Metallurgical Engineering school – Director: Iván Uribe Pérez

INTRODUCCIÓN

En la explotación petrolífera se han presentado un sin número de desastres debido a las condiciones en las que se opera los equipos y tuberías que se ven involucrados. Por este motivo se comenzaron a implementar nuevas formas para evitar tales desastres, diseñando planes de inspección que contribuyen a controlar el estado de integridad estructural de estos.

De igual forma, la Universidad Industrial de Santander se encuentra involucrada por medio del Campo Escuela Colorado en la industria petrolera, motivo por el cual la Escuela de Ingeniería Metalúrgica se ha querido vincular en las actividades del campo petrolero, en el área de integridad de equipos, utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgos, que es una herramienta que busca asegurar la integridad de equipos estáticos y establece una metodología de inspección que utiliza la valoración del riesgo.

Contribuyendo a la determinación de la integridad estructural de los equipos que conforman la Estación Separadora del Campo Colorado (tanques de almacenamiento K 01 y K 02, separador general ASEP 5008021, separador de prueba conformado por los ASEP 5008022 y ASEP 5008023, tubería de entrada, salida de crudo y gas), se plantea el presente trabajo, el cual está basado en el estudio de las normas API RP-580 y API -581 , que hace pocos años se han venido aplicando, manejando el concepto de riesgo como probabilidad por consecuencia de la falla, aportando beneficios en la industria petrolera como, disminución del riesgo potencial que presenta cada equipo y la disminución de costos de inspección.

Este proyecto busca determinar el nivel de riesgo, utilizando los históricos de construcción de la estación y conociendo el proceso, para determinar los lazos de corrosión presentes en los equipos evaluados, el nivel de criticidad que esta directamente relacionado con la probabilidad y la consecuencia de falla, factor e intervalo de confiabilidad, intervalos de inspección, plan de inspección y por ultimo la inspección de cada uno de los equipos. Para así tener conocimiento del riesgo que representa la estación y la integridad estructural de cada uno de los equipos; corregir las no conformidades encontradas durante la inspección, con el fin de minimizar el riesgo a partir de la disminución de la probabilidad de falla. Otro aporte del proyecto es la iniciación de un registro histórico de inspección de los separadores que conforman la estación, dada su ausencia.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Mediante la transferencia que realizó Ecopetrol S.A a la Universidad Industrial de Santander del primer Campo Escuela del país; la Universidad asume la administración y con ella una serie de mejoramientos (en producción, mantenimiento e inspección de equipos, seguridad industrial, etc.). La Escuela de Ingeniería Metalúrgica se encuentra involucrada en este mejoramiento de forma directa en la solución a una serie de no conformidades del campo, en el área de integridad de equipos.

La falta de información acerca del estado metalúrgico y mecánico de los equipos y tubería, representa una necesidad inmediata del análisis de integridad estructural actual de la estación, por la importancia de esta y debido a la responsabilidad que adquirió la universidad, no solo con Ecopetrol S.A sino con la comunidad de la vereda Colorado que está directamente involucrada si llegara a presentarse un evento que comprometiera la integridad de las personas. Por lo tanto en lo posible se hace necesario tener una estimación del riesgo que presenta la estación y las condiciones actuales de integridad y de operación.

En los últimos años (a partir del 2001) ha incrementado la preocupación por disminuir los accidentes (comunes) que ocurren en la industria petrolera; las multinacionales como ECOPETROL S.A han iniciado la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo o mejor conocida como RBI, para minimizar al máximo las probabilidades de falla de los equipos y las consecuencias inherentes a estos eventos no deseados, las antiguas metodologías de inspección de equipos están siendo cambiadas por las RBI, por el interés que presenta esta hacia la minimización del riesgo.

Con la implementación del programa Inspección Basada en Riesgo (norma API 581) se pretende tener conocimiento del estado actual de los equipos y el riesgo

que representan cada uno de ellos, se considera necesario iniciar un registro histórico y mediante la implementación del RBI se pretende ubicar la estación en un nivel de riesgo y se recomendarán acciones correctivas, que permitan minimizar la probabilidad de falla de cualquiera de los equipos y tubería que se encuentran en la estación.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un panorama de riesgos a la estación separadora del CAMPO-ESCUELA COLORADO tomando como base las normas API RP-580 y API-581, con el fin de determinar el nivel de riesgo de la instalación.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recolectar información de las condiciones actuales (materiales y componentes) de la Estación Separadora del Campo-Escuela Colorado, mediante una lista de verificación aplicada a cada componente.
- Determinar por medio de una jerarquización el nivel de riesgo de la estación separadora del campo escuela Colorado.
- Determinar mecanismos de daño que actúan en los equipos y tubería, de acuerdo a los lazos de corrosión planteados.

3. MARCO TEORICO

3.1. METODOLOGIAS DE INSPECCIÓN

En el desarrollo de la inspección de equipos el ingeniero inspector debe conocer las diferentes técnicas aplicables; la elección de la técnica de inspección depende de la naturaleza del material, el estado superficial, el mecanismo de falla que opera y la clase de defecto que pretende encontrarse.

La herramienta fundamental en la inspección de equipos son los ensayos no destructivos (END); los END son técnicas que emplean métodos físicos indirectos para la inspección de productos, partes, piezas o componentes que afecten su calidad o utilidad. Los END se caracterizan por que como su nombre lo dice no alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensiones del elemento inspeccionado.

Las metodologías de inspección tienen en general las siguientes etapas:

Etapa 1: Identificar los límites físicos en el que el análisis de los daños debe ser cumplido.

- Identificar los mecanismos de acumulación de daños relevantes y la probabilidad de falla.
- Identificar las áreas críticas de acumulación de daño.
- Definir los elementos de información disponibles.

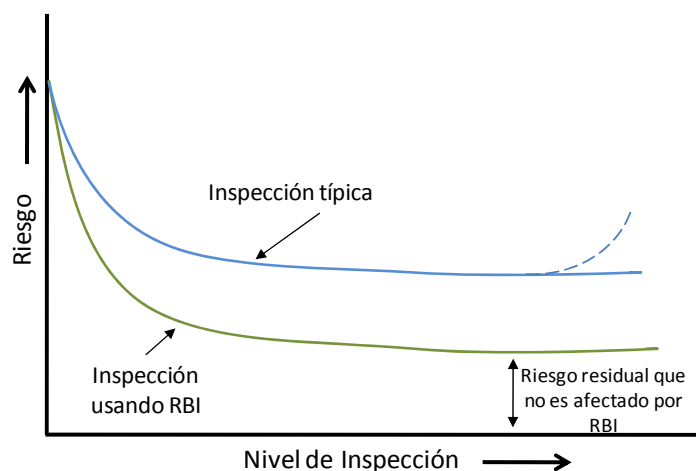
Etapa 2: Verificar a través de ensayos no destructivos la presencia de daño caracterizando su extensión e identificando los mecanismos de daño responsables.

Etapa 3: Ensayos complementarios

3.2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (API RP 580)¹

Tiene como fin proporcionar una guía en la realización de un programa de inspección basado en riesgo (RBI) sobre equipo estático y tubería. El propósito del RBI es complementar los códigos de inspección de tanques (API 653), recipientes a presión (API 510) y tubería (API 570) , mediante los resultados del RBI se plantean modificaciones en los planes e intervalos de inspección, dando como resultados mayor confiabilidad de la inspección de los códigos nombrados. La Figura 1 presenta curvas características que muestran la reducción de riesgo que puede esperarse cuando se aumenta el grado y la frecuencia de inspección con la metodología RBI.

Figura 1. Administración de riesgo utilizando la RBI.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection. First edition. Washington D.C.: API; 2002. 60p. API-RP580.

¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP580. Risk-Based Inspection. First edition. Washington D.C.: API; 2002. 60p. API-RP580

3.2.1. Tipos de Evaluación RBI

Esta metodología es flexible dado que presenta tres tipos de evaluación RBI, la diferencia fundamental radica en el tipo de análisis que se realice y este a su vez depende de las herramientas disponibles, a continuación se presentan los tres tipos de evaluación:

3.2.1.1. Análisis Cualitativo

Este análisis se basa en información descriptiva utilizando el juicio y la experiencia ingenieril como base para el análisis de la probabilidad y la consecuencia de falla. Los resultados obtenidos se proporcionan en términos cualitativos tales como alto, medio y bajo, este tipo de análisis se realiza cuando existe información cuantitativa detallada y la exactitud depende directamente de la experiencia ingenieril.

El análisis determina las categorías de probabilidad y consecuencia de la falla para una unidad. Dependiendo de la naturaleza del fluido en la unidad la categoría de consecuencia puede ser determinada por el peligro de inflamabilidad o toxicidad de la unidad, cuando se habla de consecuencia de inflamabilidad es representada por la categoría de consecuencia de daño y está directamente relacionada con el daño en el equipo debido a un evento de impacto, inflamabilidad (fuego o explosión). Las consecuencias toxicas se refieren a la categoría de consecuencia en salud, usualmente se debe a los efectos en la salud.

3.2.1.2. Análisis Cuantitativo

Requiere información detallada como históricos (de diseño, construcción, montaje, mantenimiento, inspección, fallas, operativos) para utilizar modelos lógicos que muestren combinaciones de eventos que podrían ocasionar accidentes graves y modelos físicos que muestran el avance del accidente y emisión de un material peligroso para el ambiente.

3.2.1.3. Análisis Semi-cuantitativo

Combina los métodos antes nombrados, para obtener mayor beneficio utilizando la velocidad del cualitativo y el rigor del cuantitativo. Generalmente, la mayoría de datos utilizados son los de un enfoque cuantitativo, pero en este caso el análisis es en menor detalle. Los resultados se presentan de igual manera que en el análisis cualitativo pero pueden estar asociados con valores numéricos.

3.2.2. Fallas, Modos de Falla y Mecanismos de Deterioro para la Inspección Basada en Riesgo

La RBI se enfoca en el entendimiento de los modos de falla, mejorando la confiabilidad del equipo. La falla que estudia la RBI está relacionada con la pérdida de contención de los equipos causada por deterioro. Los principales mecanismos de deterioro que se presentan en la industria química y de hidrocarburos son adelgazamiento (interno y externo), corrosión bajo esfuerzo (SCC), mecánicos, metalúrgicos y ambientales. Para identificar el mecanismo de deterioro es necesario conocer la operación del equipo y la interacción con ambientes químicos y mecánicos.

3.3. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (API 581)²

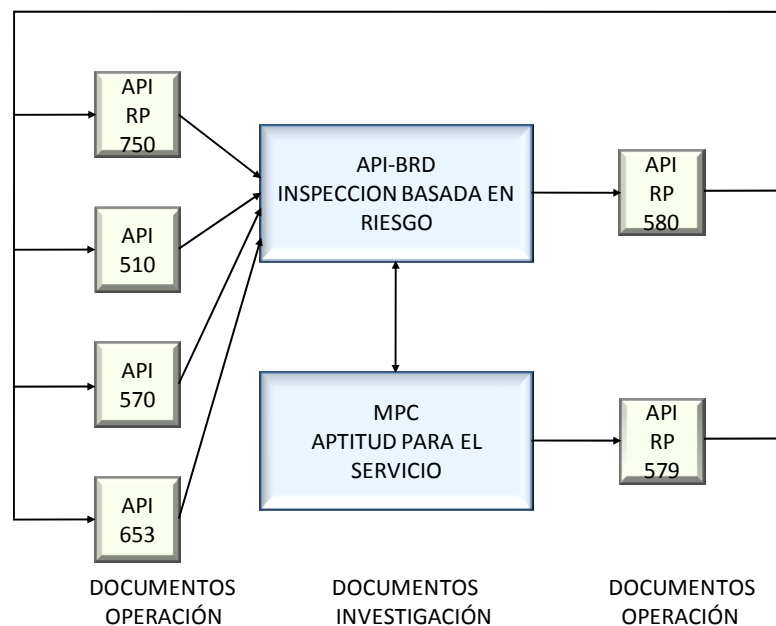
La Inspección Basada en Riesgo es una herramienta que busca asegurar la integridad de equipos estáticos y establece una metodología de inspección que utiliza la valoración del riesgo teniendo en cuenta la probabilidad de falla como las consecuencias que ocasiona la falla; donde la probabilidad de falla está

² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581.

directamente relacionada con los mecanismos de daño que operen en el equipo evaluado y las consecuencias de las fallas son examinadas desde cuatro factores que son consecuencias de tipo económico, pérdida o daño de personas, impacto ambiental e imagen de la empresa.

La RBI no es una metodología independiente, sino que opera en conjunto con otros códigos API. En la Figura 2 se observa la interacción que existe entre los códigos de inspección API y el Documento Recurso Base, y a su vez la de este con la practica recomendada Fitness for Service. La evaluación de aptitud para el servicio o FFS es una gran herramienta en el desarrollo de la RBI debido al manejo que ésta da a los equipos deteriorados o con presencia de fallas.

Figura 2. Documentos utilizados y la relación entre ellos.

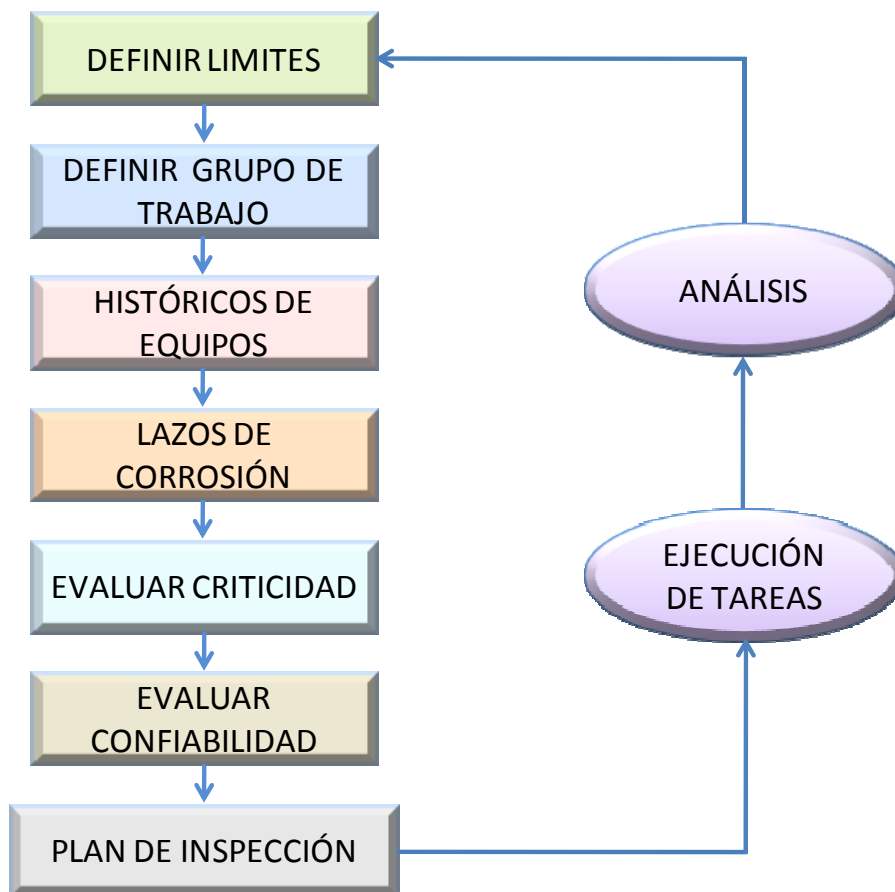


Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581.

3.3.1. Metodología RBI

La Metodología de Inspección Basada en Riesgo puede reunirse en siete pasos que deben ser seguidos uno a uno, esta metodología es condensada en el esquema siguiente (Figura 3), después encontraremos la explicación de cada etapa del RBI.

Figura 3. Esquema de la metodología RBI.



Fuente: Las Autoras. Con base en la norma API 581

3.3.1.1. Definir Limites

Cuando se va a implementar la metodología RBI lo primero que se debe definir son los límites de la inspección es decir la planta, sitio , numero de equipos, tubería etc.

3.3.1.2. Definir grupo de Trabajo

Para el desarrollo de la RBI se debe crear un grupo interdisciplinario, donde exista un especialista en cada uno de los temas que abarca la implementación de la inspección, este grupo esencialmente debe estar formado por un ingeniero de corrosión, proceso, mantenimiento, sistemas, un economista y un facilitador o administrador.

3.3.1.3. Histórico de Equipos

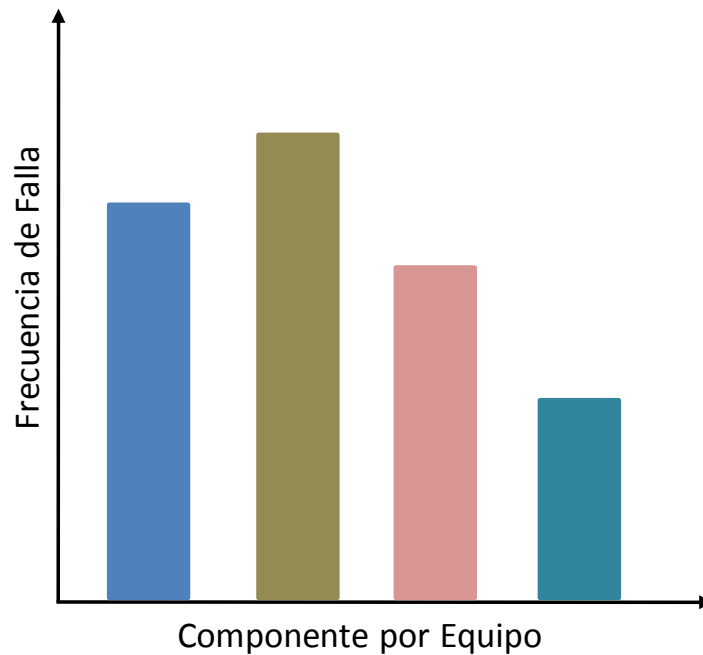
Una vez definido el conjunto de equipos a inspeccionar y el grupo de profesionales que participaran en la RBI; debe iniciarse la recopilación o revisión de los históricos de cada equipo a inspeccionar.

Los históricos de fabricación, montaje, operación mantenimiento, inspección y parámetros operativos, son información fundamental para el desarrollo de la RBI. Información como el año de instalación del equipo o parte es necesaria para realizar un cálculo adecuado de la vida remanente de un equipo. La información correspondiente al espesor mínimo medido en un equipo es importante teniendo en cuenta la filosofía que maneja la RBI en cuanto minimizar o evitar un escape hacia el exterior de un hidrocarburo. Además de la información antes citada y la importancia de estos datos relevantes de inspección, como identificación de daños o información que facilite el análisis o conduzca a establecer posibles mecanismo de falla recurrentes en un equipo.

Una forma adecuada del manejo de los historicos es la obtención grafica de estos o histogramas de falla , que facilitan el análisis, gracias a que mediante el

histograma se puede obtener el componente crítico. En la Figura 4 se observa un ejemplo de histograma de falla.

Figura 4. Esquema de histograma de fallas.



Fuente: Las Autoras

3.3.1.4. Lazos de Corrosión

Se pueden definir como una manera práctica de precisar, entender e identificar los mecanismos de deterioro, de una planta, estación, conjunto de equipos y tubería. Para identificar los lazos de corrosión dentro de los límites definidos en la etapa inicial, los equipos o elementos que cumplan iguales condiciones de proceso, el mismo mecanismo de falla y el mismo criterio de selección de materiales, son agrupados dentro de un lazo de corrosión. A partir de la información obtenida de los histogramas de falla y los lazos de corrosión, puede obtenerse un listado de equipos críticos.

3.3.1.5. Evaluación de Criticidad

Teniendo claro el concepto de riesgo que maneja el API RP-580 y API 581, riesgo está definido como probabilidad de falla por consecuencia de la falla y el objetivo principal de su filosofía es minimizar el riesgo; por lo tanto se hace necesario estimar las probabilidades de falla para los diferentes mecanismos de daño en cada lazo de corrosión y evaluar las consecuencias. En el anexo A se presentan una serie de cuestionarios relacionados con los diferentes mecanismos de falla, los diferentes riesgos y las consecuencias que se deben definir para la evaluación de probabilidades de falla y consecuencia de falla para un análisis cualitativo³. Una vez determinados estos parámetros (probabilidad-consecuencia), es evaluado el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo. Ver Figura 5.

Figura 5. Matriz de riesgo.

PROBABILIDAD	5	2	2	2	1	1*
	4	3	3	2	2	1
	3	4	4	3	2	1
	2	5	4	3	3	2
	1	5	5	3	3	2
		A	B	C	D	E
		CONSECUENCIAS				

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. Appendix B pag 147. API-581.

³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581. P A1 a P A10

Sobre el eje vertical se tienen las probabilidades de falla y sobre el eje horizontal se tienen las consecuencias (económicas de salud, seguridad y medio ambiente). De la intersección de cada uno de los elementos analizados saldrá como resultado si el riesgo es insignificante, si la criticidad es alta o intolerable o si requiere intervención inmediata o rediseño.

En el código API 581 presenta cuatro categorías de riesgo:

- Nivel de riesgo Bajo (Color Verde).
- Nivel de riesgo Medio (Color Amarillo).
- Nivel de riesgo Medio Alto (Color Naranja).
- Nivel de riesgo Alto (Color Rojo).

Para efectos de criticidad los valores que corresponden a cada cuadro de la matriz están relacionados de la siguiente forma representando un rango de criticidad.

- 1*: Intolerable.
- 1: Extremo.
- 2: Alto.
- 3: Media.
- 4: Bajo.
- 5: Insignificante.

Los resultados de criticidad y el nivel de riesgo se verán reflejados en los planes e intervalos de inspección.

3.3.1.6. Confiabilidad

Una vez terminadas las etapas anteriores, se determina el intervalo de confianza, el cual está relacionado con lo siguiente:

- Que tan confiable es la información de inspección para asumir el riesgo.
- Que tanto se tiene controlados los mecanismos de degradación.
- ¿Se realiza monitoreo a las variables operativas que pueden afectar los procesos de degradación? En otras palabras, ¿La operación se sale de las ventanas operativas establecidas?

Mediante el cuestionamiento anterior se determina que tanto se puede confiar en los equipos y esto afecta directamente el nivel de inspección que se requiera. En la Tabla 1 se presenta el factor de confianza de acuerdo al rango de criticidad.

Tabla 1. Calculo del factor de confiabilidad

RANGO DE CRITICIDAD	RANGO DE CONFIANZA		
	BAJA	MEDIA	ALTA
1	0,2	0,3	0,3
2	0,3	0,4	0,4
3	0,4	0,5	0,6
4	0,5	0,6	0,8
5	0,6	0,7	0,8

Fuente: Tabla suministradas en cátedra Aníbal Serna

3.3.1.7. Intervalo de Inspección

Definir el intervalo de inspección, el cual está directamente relacionado con el rango de confiabilidad del equipo; realizar el cálculo de la velocidad de corrosión y la vida remanente del equipo.

El factor de confianza (hace referencia en que tanto se puede confiar, es decir, el tiempo que el equipo en operación no presentara una falla) es utilizado para determinar el máximo intervalo de inspección (MII), mediante la ecuación siguiente se determina el intervalo de inspección.

$$MII = (VIUR) * \text{Factor de confianza}$$

$$VIUR = \text{Vida útil remanente}$$

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C}$$

$$C.A = \text{Tolerancia a la Corrosión (corrosión Allowance)}$$

$$I.C = \text{Indice de Corrosión o Velocidad de Corrosión}$$

3.3.1.8. Plan de Inspección y Monitoreo

Conociendo los mecanismos de falla y los intervalos de inspección que presenta cada equipo a evaluar, se determina el plan de inspección que contenga los ensayos no destructivos que permita monitorear cada uno de los mecanismos de falla y reducir la probabilidad de falla, alterando directamente nivel de riesgo debido a que se afecta una de las variables de las cuales depende.

A partir de los resultados obtenidos en la inspección se generan una serie de recomendaciones necesarias para minimizar el riesgo. Además debe actualizarse la información o base de datos que exista del equipo evaluado, una vez realizadas las recomendaciones para el mejoramiento de la integridad estructural del equipo o componente y la definición de las ventanas operativas, el riesgo inicial que presentaba el equipo debe disminuir y continuar el ciclo de la metodología RBI.

3.4. INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIONES Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (API STD 653)⁴

Cuando los resultados de inspección de un tanque muestran que ha ocurrido un cambio de las condiciones físicas originales del tanque; mediante la evaluación se determinara el servicio del tanque, es decir, retiro, continuidad o cambio de servicio del tanque.

3.4.1. Plan de Inspección

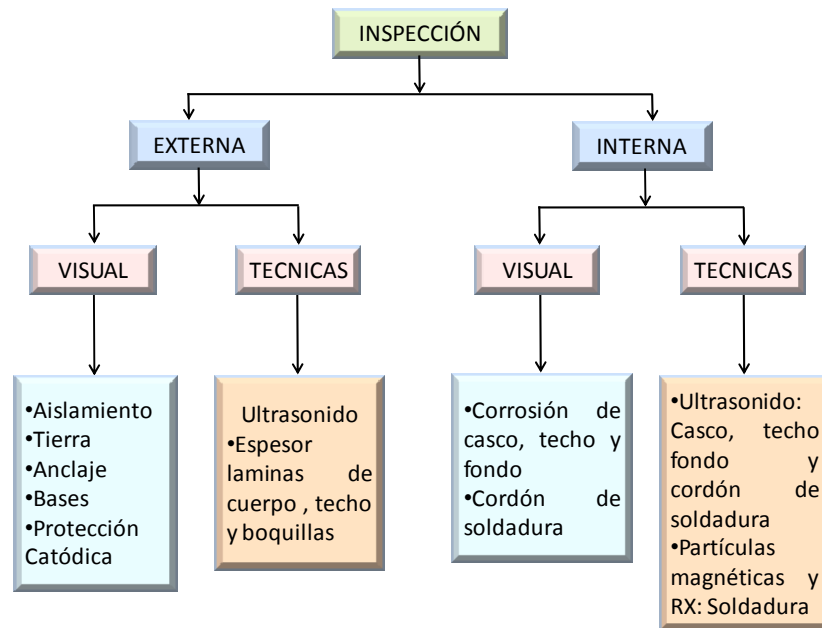
Para determinar el plan y el intervalo de inspección deben considerarse los siguientes factores:

- Naturaleza del fluido almacenado.
- Resultados de la inspección visual.
- Provisión de corrosión futura y rata de corrosión.
- Sistema de prevención de corrosión.
- Condiciones previas de inspección.
- Métodos y materiales de construcción y reparación.
- Localización del tanque, cuando se encuentra en zonas de alto riesgo.
- Riesgo potencial de contaminación de aire o agua.
- Sistemas de detección de fugas.
- Cambio en el modo de operación.
- Requerimientos jurisdiccionales.
- Cambios en servicio.

⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction. Third edition. Washington D.C.: API; 2003. 116p. API-653.

En la Figura 6 se observan las técnicas y condiciones (externa e interna) de inspección.

Figura 6. Esquema de inspección de tanques.



Fuente: Las Autoras

3.4.2. Criterios de Aceptación y Rechazo

La corrosión del casco puede resultar en varias formas, las cuales pueden manifestarse como pérdida uniforme de metal en una gran área superficial o ataque en áreas localizadas. También puede presentarse corrosión puntual y aislada en forma de picado. El espesor mínimo de las láminas del cuerpo es determinado en el ítem siguiente, el espesor de las láminas del techo del tanque no debe ser inferior a 0.09pulgadas, este valor ya se encuentra establecido como parámetro de aceptación o rechazo para el techo.

3.4.2.1. Espesor Mínimo para Tanques Soldados

El mínimo espesor aceptable en la lámina del casco para tanques con diámetros menores o iguales a 61 m (200 ft) debe ser calculado a través de la siguiente ecuación:

$$t_{min} = \frac{2.6D(H - 1)G}{SE}$$

Donde:

t_{min} = *Espesor minimo aceptable (in)*

D = *Diámetro nominal del tanque (ft)*

H = *Maximo nivel del liquido en (ft)*

G = *Gravedad especifica del liquido. Agua: 1*

S = 0.80Y

Y = *Esfuerzo de fluencia minimo de la lamina*

(Use 30.000 $lb_f/pulg^2$ si no lo conoce)

E = *Eficiencia de la junta para el tanque*

(Use 1 si no conoce el valor original)

3.5. CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN: MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, CLASIFICACIÓN, REPARACIÓN Y ALTERACIONES (API 510)⁵

Los equipos que aplican para esta norma son los separadores; comúnmente se les denomina tambores (recipiente compuesto de casco y cabezales), por lo general estos equipos no tienen elementos desarmables, por lo tanto son menos susceptibles a daños mecánicos además las temperaturas de operación son generalmente bajas por lo tanto los daños debidos a la corrosión son relativamente bajos.

El proceso de inspección de un tambor es sencillo debido a la simplicidad de su diseño, por lo tanto su monitoreo e inspección no presenta dificultad. El plan de inspección se desarrolla a partir de los históricos y la evaluación de los equipo es realizada a partir de los mecanismos de daño. Los END deben identificar el mecanismo de daño y la severidad del mismo.

3.5.1. Plan de Inspección

El plan de inspección como mínimo deberá contener las actividades y el programa de inspecciones para monitorear los mecanismos de daño y asegurar la integridad del equipo (recipientes de presión o dispositivos de alivio de presión). Generalmente los planes de inspección tienen lo siguiente:

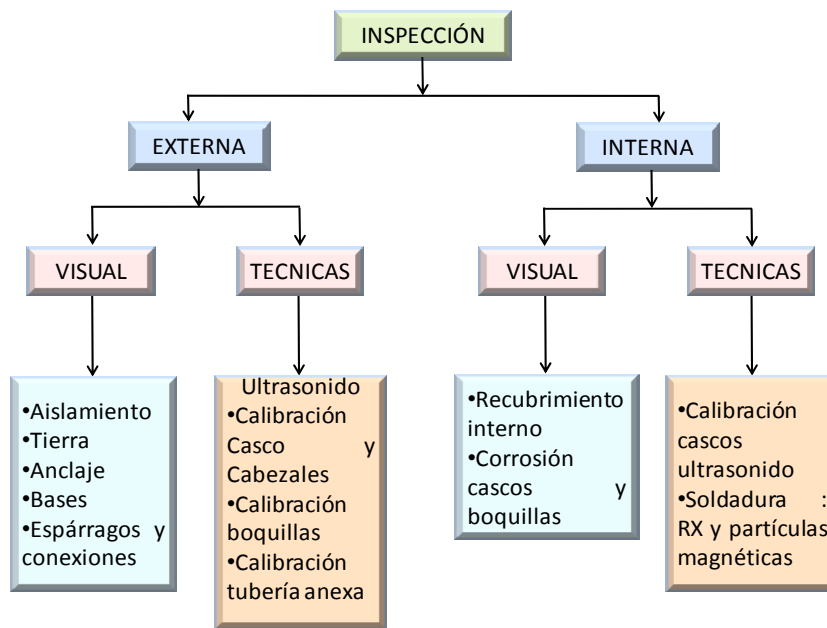
- Inspección interna.
- Inspección externa.

⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth. Washington D.C.: API; 2006. 56p. API-510.

- Determinación de espesores.
- Inspección de corrosión bajo aislamiento.

En la Figura 7 se observa la inspección interna y externa de recipientes a presión.

Figura 7. Esquema de inspección de recipientes a presión.



Fuente: Las Autoras

3.5.2. Criterios de Aceptación y Rechazo

Para recipientes de diámetro interno menor o igual a 1.524m (60in) el código acepta un área corroída uniformemente de longitud menor al diámetro del recipiente o hasta 0.508 m (20in).

- En recipientes cuyo diámetro interno supera los 1.524m (60in), el área aceptada un área corroída menor a un-tercio del diámetro o menor de 1.02m (40in).

3.5.2.1. Espesor de Diseño para Cabezales⁶

El espesor de pared mínimo en el cuerpo para vasijas sometidas a presión interna se determina por:

$$t_{min} = \frac{P * D}{2SE - 0.2P}$$

Donde:

P = Presión de diseño (o operación), en Psi

D = Diametro externo, en Pulgadas

S = Esfuerzo de Fluencia Maximo admisible, en Psi

E = Eficiencia de Junta (1)

3.5.2.2. Espesor de Diseño para Cuerpo Considerando uniones longitudinales y Esfuerzos Circunferenciales⁷

El espesor de pared mínimo en las cabezas de vasijas sometidas a presión interna se determina por:

$$t_{min} = \frac{P * R}{SE - 0.6P}$$

Donde:

P = Presión de diseño (o de operación), en Psi

R = Radio externo, en Pulgadas

S = Esfuerzo de Fluencia Maximo admisible, en Psi

E = Eficiencia de Junta (0.85)

⁶ THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Rules for Construction of Pressure Vessels. SECCION VIII, División 1. New York; 2000. 222p Formula parágrafo UG27.

⁷ *Ibíd.* 4

3.6. CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE TUBERIA: INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIONES Y RECALIBRACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERIA EN SERVICIO (API 570)⁸.

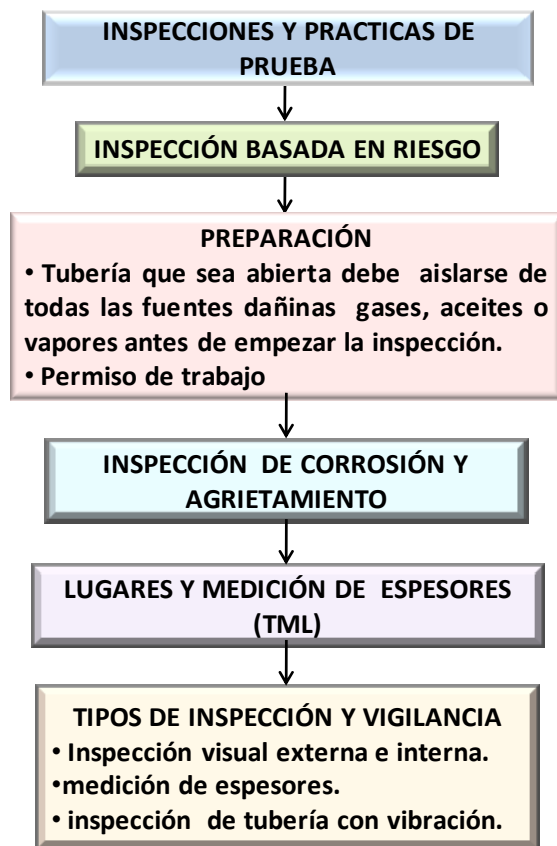
Este código está destinado para organizaciones que mantienen o tienen acceso a una agencia autorizada de inspección, una organización de reparación, ingenieros de tubería, técnicos calificados, inspectores y examinadores. El API 570 no debe ser usado para sustituir los requerimientos oficiales originales de construcción para sistemas de tubería, antes de que se ponga en servicio.

3.6.1. Plan de Inspección

La frecuencia y extensión de la inspección depende de las formas de degradación que puede afectar la tubería y la consecuencia de una falla de tubería. Después de una valoración eficaz los resultados pueden ser usados para establecer una estrategia de inspección como son métodos de inspección, alcances, herramientas y técnicas a utilizar. La inspección de la tubería debe realizarse siguiendo la metodología de la Figura 8.

⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second edition. Washington D.C.: API; 2003. 54 p. API-570.

Figura 8. Inspecciones y practicas de prueba de tubería.



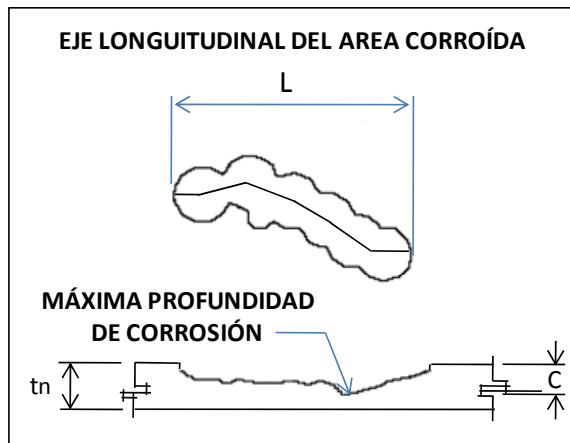
Fuente: Las Autoras

3.6.2. Criterios de Aceptación y Rechazo

- Abolladuras: en las abolladuras que excedan una profundidad de 0.25” en un tubo de diámetro menor a 4” ó 6% del diámetro nominal de tubos mayores de 4”. se debe sustituir el tramo.
- Daños mecánicos: los daños mecánicos con profundidad mayor de 12.5% del espesor nominal requieren reparación.
- Imperfecciones de soldadura: Todas las imperfecciones de soldadura son rechazadas.

- Picadura: si la profundidad de corrosión(C) es menor de 10% del espesor nominal de pared (Ver figura 9), no es necesario considerar una reducción de presión máxima de operaciones (MAOP), si es mayor del 80% es necesario retirarlo del servicio. Cuando C está entre el 10% y 80%, se calcula:
La longitud máxima permisible del área corroída.

Figura 9. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second edition. Washington D.C.: API; 2003. 54 p. API-570.

$$L = 1.12 * B((Dnt)^{\frac{1}{2}}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de $B \leq 4$, donde B se obtiene de la siguiente expresión

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t}{1.1c7t - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

L = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída, en mm (pul)

D = Diametro exterior nominal del tubo, en mm(Pulg).

t = Espesor de pared nominal del tubo, en mm(Pulg).

c = Máxima profundidad del área corroida, en mm(pulg).

En caso que B sea mayor que 4 se toma B = 4 en la ecuación.

- Presión máxima de operación

$$A = 0.893 \frac{L}{\sqrt{Dt}}$$

Donde:

D = Diámetro exterior, en Pulg.

A = Factor adimensional.

t = Espesor nominal, en Pulg.

Para valores de A menores o iguales a 4.0

$$P' = 1.1 * P \left[\frac{1 - \frac{2c}{3t}}{1 - \frac{2c}{3t \left(\frac{c}{t\sqrt{A^2 + 1}} \right)}} \right]$$

Donde:

P' = La máxima presión segura para el área corroída, en Psi.

P = Presión interna manométrica de diseño original Psi.

Para valores de A mayores de 4.0.

$$P' = 1.1P \left(1 - \frac{c}{t} \right)$$

P' no puede exceder a *P*.

3.6.2.1. Espesor de Diseño para Tubería de Transporte de Gas⁹

$$t = \frac{P * D}{2SFET}$$

Donde:

D = Diámetro nominal exterior de la tubería, en Pulg.

T = Factor de disminución de temperatura. (Ver Tabla 2)

F = Factor de diseño. (Ver Tabla 3).

P = Presión de diseño, en Psi.

S = Esfuerzo de fluencia.

E = Factor punto longitudinal(1.0 para tubería sin costura).

Tabla 2. Factor de disminución de temperatura para tuberías de gas.

TEMPERATURA, ° F	FACTOR DE DISMINUCIÓN DE TEMPERATURA, T
Menor a 250	1,000
300	0,967
350	0,933
400	0,900
450	0,867

Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping. ASME B 31.8; 1999.170 p.

⁹ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping. ASME B 31.8; 1999.170 p.

Tabla 3. Factor de diseño para tubería de gas.

LOCACIÓN	FACTOR DE DISEÑO F
Clase 1, división 1 (Max 10 casas por milla ²)	0,8
Clase 1, división 2	0,72
Clase 2 (Max 46 casas por milla ²)	0,6
Clase 3 (mas de 46 casas por milla ²)	0,5
Clase 4	0,4

Fuente: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping. ASME B 31.8; 1999.170 p.

3.6.2.2. Espesor de Diseño para Tubería de Transporte Líquido¹⁰

$$t_{ret} = \frac{t_{nom} + 10\%}{2}$$

Donde:

t_{ret} = Espesor de retiro

t_{nom} = Espesor nominal

¹⁰ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. ASME B 31.4; 2006.126 p.

4. DESARROLLO

4.1. DEFINIR LÍMITES

La RBI se realiza en la Estación Separadora del Campo Colorado; Los recipientes evaluados son:

- Tanque de almacenamiento de crudo K 01;
- Tanque de almacenamiento de crudo K 02;
- Separador General ASEP-5008021;
- Separador de prueba conformado por los tambores ASEP-5008022 ASEP-5008023.

Además es necesario evaluar la tubería de gas y de crudo que se encuentra dentro de la estación.

4.2. DEFINIR GRUPO DE TRABAJO

Para efectos del presente proyecto, los integrantes del equipo de trabajo serán apoyados por la Corporación Cima (encargados de la inspección, toma de espesores solamente) y las autoras del libro, debido a las actuales condiciones del campo Colorado, es decir, el personal que opera actualmente no está integrado de acuerdo con los requerimientos de la norma.

4.3. HISTÓRICOS DE EQUIPOS

Los históricos de los tanques y la tubería fueron suministrados por ECOPETROL S.A ¹¹ y se presentan en el Anexo B del presente trabajo; los históricos de los separadores no existen. Los tanques de almacenamiento de crudo y las líneas internas a la estación son relativamente nuevas (año de construcción 2006) en los históricos no se encontró ningún reporte de fallas, por lo tanto no existen histogramas de fallas. El estado exterior de los equipos se evaluara mediante el lazo de corrosión LC-E que relaciona el deterioro del recubrimiento y la posterior corrosión.

4.4. LAZOS DE CORROSIÓN

El crudo procesado en la estación Colorado tiene una gravedad API 35°, catalogado como crudo liviano. La composición aproximada del crudo se presenta a continuación en la Tabla 4¹².

Tabla 4. Composición del crudo de la estación colorado

MÉTODO	VALOR	MÉTODO	UNIDAD
Agua Karl Fischer en crudos	0,04	ASTM D 4377	%Peso
Gravedad API	36	Calculada	GR API
Densidad a 15°C	0,8443	ASTM D 5002-99	g/ml
Determ. Visc. Cinemática Equipo Manual	5,41135	VISCOSIDAD A 40 GR C	mm ² /s
Determ. Visc. Cinemática	4,3058	VISCOSIDAD A 50 GR C	mm ² /s

¹¹ ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio – El Centro.

¹² PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006

MÉTODO	VALOR	MÉTODO	UNIDAD
Presión de vapor Reid	2,02	ASTM D 323-99	Psi
contenido de azufre	0,23	ASTM D 4294-02	%Peso
Contenido de sal	1,61	ARUBA-ASTM D 512-99	Lb NaCl/1000BLS
cenizas	<0,001	ASTM D 482-03	%Peso
Residuo Carbón Micro	1,8	ASTM D 4530-03	%Peso
Punto de Inflamación	-23	ASTM D 56-02	°C
Punto de fluidez	12	ASTM D 97-02	°C
Número de acido	<0,05	ASTM D 664-01	mg KOH/G
Insolubles en n-C7	0,05	ASTM D-3279	%Peso
Factor de caracterización	12,1	Calculada	N/A
Análisis de Metales		ASTM D 5863-00	
Contenido de vanadio	2,14		mg/Kg (ppm)
Contenido de Níquel	1,07		mg/Kg (ppm)
Contenido de Sodio	2,34		mg/Kg (ppm)
Análisis PIANO		ASTM D 6623-01	
Parafinas	2,092		% vol
Iso-parafinas	1,761		% vol
Aromáticos	0,144		% vol
Naftenos	0,943		% vol
No identificados	0,009		% vol
C7+	95,051		% vol
Metano	0,01		% vol
Etano	0,005		% vol
Isobutano	0,025		% vol
Propano	0,019		% vol
n-Butano	0,091		% vol

Fuente: PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006.

Como los equipos y la tubería evaluados solo están expuestos a crudo y gas los lazos de corrosión que se plantean son tres; el lazo de corrosión que corresponde al sistema de crudo, gas y aguas agrias. A continuación se presenta una descripción del lazo, descripción del proceso y descripción de la corrosión que evidenció cada uno de los lazos antes nombrados.

4.4.1. Sistema de Crudo

Para efecto del manejo de este lazo de corrosión en partes posteriores de este proyecto será denominado LC-C.

4.4.1.1. Descripción del Lazo

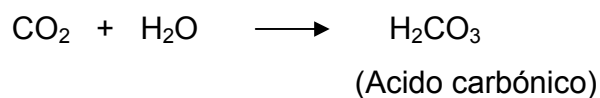
Comprende los tanques, separadores y líneas de la estación separadora que manejan hidrocarburo líquido.

4.4.1.2. Descripción de Proceso

En operación normal el hidrocarburo llega del C-38 al separador general ASEP 5008021 o el separador de prueba ASEP 5008022/23 (cuando no se opera normalmente el crudo llega a la estación en camión de vacío, no pasa por los separadores) donde es separado del gas que trae (cabe aclarar que los separadores no presentan sistema de drenaje por lo tanto no existe una separación del crudo y el agua), una vez separado el hidrocarburo pasa a los tanques de almacenamiento K 01 y K 02 para su almacenamiento hasta el envío de este a la estación La Cira – 07.

4.4.1.3. Descripción de Corrosión

El material de construcción de este lazo es acero al carbono para los tanques y tubería. Se asumirá que el material de los separadores también es acero al carbono (para el requerimiento del ambiente generalmente estos equipos son construidos en acero al carbono). Como el contenido de azufre del crudo en %Peso es 0.23, ubica al crudo del campo colorado como Crudo Dulce, por lo tanto la corrosión se debe a la acción directa del dióxido de carbono (CO₂) cuando se combina con el agua. Las reacciones son las siguientes:



4.4.3. Sistema de Agua

Este lazo de corrosión estará presentado de la siguiente manera LC-A.

4.4.3.1. Descripción del Lazo

Comprende la parte inferior y el fondo de los tanques y separadores es la zona que se ve afectada; debido a que los separadores son bifásicos y no permiten la separación agua-crudo.

4.4.3.2. Descripción de Proceso

Como los equipos no permiten el drenaje del agua que contiene el crudo y además la densidad del crudo es 0.8443g/mL lo que hacen que este sea menos denso que el agua, generando dos zonas de diferente densidad, donde el agua queda ubicada en las zonas inferiores de los tanques y separadores.

4.4.3.3. Descripción de corrosión

El material de construcción de los equipos de este lazo es acero al carbono. Las aguas agrias contienen principalmente los siguientes contaminantes CN-, Hidrocarburos, H₂S, cloruros, CO₂, O₂, NH₃. En general estas aguas son corrosivas.

4.5. EVALUACIÓN DE CRITICIDAD

La Inspección Basada en Riesgo se realiza mediante un análisis cualitativo, para la evaluación de la estación separadora el significado de las letras del eje de consecuencias de daño (pérdidas operacionales y de infraestructura) de la matriz de riesgo se presentan en las tablas 5 y 6:

Tabla 5. Nivel de daño por pérdidas operacionales en el campo colorado.

NIVEL	DAÑO
Insignificante - A	Hasta un día sin operación
Marginal - B	De 2 a 18 días de suspensión
Critico - C	De 19 a 30 días de suspensión
Desastroso - D	De 31 a 90 días de suspensión
Catastrófico - E	Mas de 90 días de suspensión

Fuente: PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006.

Tabla 6. Pérdidas económicas en el campo colorado.

NIVEL	COSTO DE REPOSICION (US \$)
Insignificante - A	Menores de US \$1,000
Marginal - B	Mayores de US \$1,000 y menores de US \$ 3,000
Critico - C	Mayores de US \$3,000 y menores de US \$ 50,000
Desastroso - D	Mayores de US \$50,000 y menores de US \$ 250,000
Catastrófico - E	Mayores de US \$250,000

Fuente: PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006.

La evaluación de estación separadora el significado de las letras del eje de consecuencias en salud se presenta en la tabla 7.

Tabla 7. Calificación de afectación a personas.

NIVEL	DAÑO
Insignificante - A	Sin lesiones.
Marginal - B	1 o más lesiones con incapacidad temporal o permanente.
Critico - C	(1 muerto) o (menos de 5 heridos).
Desastroso - D	(Entre 2 y 5 muertos) o (5 a 10 heridos).
Catastrófico - E	(Más de 5 muertos) o (más de 10 heridos).

Fuente: PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006

El significado de las letras del análisis de la probabilidad de falla de la matriz de riesgo se muestra continuación.

- Insignificante – 1.
- Baja – 2.
- Media -3.
- Alta -4.
- Extrema -5.

Otorgando los valores correspondientes a cada uno de los subfactores de las tablas que se encuentran en el anexo A es determinada la probabilidad de falla y la consecuencia de la falla, para obtener la criticidad de cada uno de los equipos y la tubería evaluada. A continuación se presenta los resultados obtenidos de cada uno de los factores que afecta la probabilidad y la consecuencia de falla determinadas basándose en el peligro de inflamabilidad y de toxicidad. Los valores que se presentan en rojo son los utilizados para la evaluación.

4.5.1. Criticidad de los Tanques de Almacenamiento K01 y K02

Los valores seleccionados para cada subfactor de la probabilidad y las consecuencias son iguales para los tanques K01 y K02, debido a que las condiciones de servicio, construcción y capacidad de almacenamiento son iguales.

4.5.1.1. Factor de probabilidad de falla de los tanques K 01 y K 02

Depende de seis subfactores que son los siguientes:

- Factor de Equipo (EF): Hace referencia al número de equipos que son evaluados y el valor del subfactor que se ajusta a la estación es 0 que corresponde a estudios con un máximo de 20 equipos^{13*}.
- Factor de Daño (DF): Es una medida del riesgo asociado con los

* Ver Anexo A. Tablas de probabilidad, consecuencias de daño y consecuencias en salud, se encuentra la explicación que corresponde a cada valor numérico que es otorgado a los subfactores.

mecanismos de daño conocido, que son activados o potencialmente activados en la operación que están siendo evaluadas. El subfactor que corresponde al mecanismo de daño activo es el DF7=2 (corrosión general); debido a el ambiente (mezcla de crudo y agua) y por el poco tiempo de operación de los tanques no son considerados otros mecanismos de daño.

- Factor de Inspección (IF): Es la medida de la efectividad del programa de inspección para identificar en la unidad los mecanismos de daño activos o identificados. Se tiene un registro de los espesores iniciales de los tanques por lo tanto IF1=-2. No existe un programa de inspección entonces IF3=0.
- Factor de Condición (CCF): Hace referencia a la efectividad del mantenimiento que depende del programa de mantenimiento (CCF1), la calidad del diseño y construcción de la planta (CCF2), control del programa de mantenimiento incluyendo fabricación (CCF3). Como no existe un programa de mantenimiento CCF1=5; CCF2=2 debido a que los tanque cumplen con las especificaciones de diseño y construcción de la industria estándar; al no existir un programa de mantenimiento no se puede controlar la efectividad de este pero el diseño y la construcción si, con lo anterior CCF3=2.
- Factor de Proceso (PF): Es la medida del potencial de operación o condiciones variables, resultando en la iniciación de eventos que podrían ocasionar pérdidas de contención. Este subfactor relaciona lo siguiente; número de interrupciones (PF1), no existe registro de estas por este motivo PF1=0. Respuesta al aumento de las variables (PF2), el proceso se considera estable PF2=0. Protección de los aparatos, tal como aparatos de relevo y elementos críticos funcionales, son entregados inactivos como resultado de taponamiento o suciedad debida al fluido (PF3), existe un taponamiento potencial debido a que el crudo es parafínico PF3=3.

- Factor de Diseño Mecánico (MDF): Mide determinados aspectos de diseño del equipo en operación. MDF1=0 los tanques están diseñados y mantiene los códigos en el tiempo en que fue construido. MDF2 hace referencia a las condiciones del proceso de diseño, de los históricos se tiene que las condiciones de diseño son comunes MDF2=0.

La sumatoria de los subfactores es el factor de probabilidad (FP) se encuentra entre 0 y 15, por lo tanto la probabilidad de falla es 1. En la Tabla 8 se encuentran los valores de todos los subfactores del factor de probabilidad.

Tabla 8 .Determinación de la probabilidad de falla de k01 y k02.

FACTORES DE PROBABILIDAD											FP
FACTOR DE EQUIPO (EF)											0
FACTOR DE DAÑO (DF)											2
DF1	DF2	DF3	DF4	DF5	DF6	DF7	DF8	DF9	DF10	DF11	
5	4	4	3	3	3	2	1	1	1	10	
FACTOR DE INSPECCION (IF)											-2
IF1			IF2				IF3				
-5	-2	0	-5	-2	0	-5	-2	0		0	
FACTOR DE CONDICION (CCF)											9
CCF1			CCF2				CCF3				
0	2	5	0	2	5	0	2	5			
FACTOR DE PROCESO (PF)											3
PF1		PF2				PF3					
0	0	1	3	5	0	1	3	5			
FACTOR DE DISEÑO MECANICO (MDF)											0
MDF1					MDF2						
5	2	0	5	0							
FACTOR DE PROBABILIDAD											12
PROBABILIDAD DE FALLA											1

Fuente: Las Autoras

4.5.1.2. Factor de Consecuencias del Daño de los Tanques K 01, K 02, Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023

El factor de consecuencia de daño es igual para los tanques, separadores y tubería de crudo debido a que este depende directamente del fluido.

La consecuencia del daño depende de siete subfactores, que son los siguientes:

- **Factor Químico (CF):** Es una medida de la tendencia química inherente a inflamarse. Este subfactor depende del factor de inflamabilidad y el factor de reactividad que son determinados usando el NFPA National Fire Protection Association (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego) que corresponde al diamante rojo y el diamante amarillo. Los valores fueron tomados del diamante de fuego de los tanques; factor de inflamabilidad 4 y factor de reactividad 1, lo que da como resultado un $CF=13$.
- **Factor de Cantidad (QF):** Representa la suma de material que contiene una unidad en un solo escenario, esta relacionado con la cantidad de material que puede ser liberado en un evento de escape. $QF=15$, por la capacidad de almacenamiento de los tanques.
- **Factor de Estado:** Depende del punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia normal del fluido para evaporarse y dispersarse cuando es liberado en el ambiente. Como el petróleo es una mezcla líquida de compuestos orgánicos presenta ebullición fraccionada, los hidrocarburos ligeros son los compuestos de menor punto de ebullición 30°C (86°F), factor de estado igual a 6.
- **Factor de Autoignición (AF):** Es una sanción aplicada a fluidos que son procesados a una temperatura por encima de la temperatura de autoignición. $AF=7$, es el valor asignado para la temperatura de ebullición planteada en el factor de estado.

- Factor de Presión (PRF): Representa la tendencia del fluido a ser rápidamente liberados. PRF=10, porque el fluido almacenado es liquido.
- Factor de Crédito (CF): Es el producto de sistemas de ingeniería que pueden disminuir el daño que ocasione un evento en el sitio. No existe ningún sistema de ingeniería (detector de fugas de gas, sistema de agua contra incendios, aislamiento del equipo e caso de falla, sistema fijo de espumas, etc.) CF=0.

La sumatoria de los subfactores de consecuencia del daño se encuentra entre 50 y 79, por lo tanto la consecuencia de la falla es D. En la Tabla 9 se encuentra los valores de todos los subfactores del factor de consecuencia.

Tabla 9 .Determinación de la consecuencia de daño de tanques k 01, k 02, separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y tubería de crudo.

FACTORES DE CONSECUENCIAS DEL DAÑO								FC
FACTOR QUIMICO (CF)								13
F. DE INFLAMABILIDAD				F. REACTIVIDAD				
1	2	3	4	1	2	3	4	
FACTOR DE CANTIDAD (QF)								15
FACTOR DE ESTADO								6
FACTOR DE AUTOIGNICIÓN (AF)								7
FACTOR DE PRESION (PRF)								10
10				10		-15		
FACTOR DE CREDITO (CF)								0
0				-1				
FACTOR DE CONSECUENCIA DEL DAÑO								51
CONSECUENCIA DEL DAÑO								D

Fuente: las Autoras

4.5.1.3. Factor de Consecuencias en Salud de los Tanque K 01, K 02, Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y Tubería de Crudo

El factor de consecuencias en salud es igual para los tanques, separadores y tubería de crudo debido a que este depende directamente del fluido.

La consecuencia en Salud depende de cinco subfactores, que son los siguientes:

- Factor Tóxico Cuantitativo (TQF): Es una medida de cantidad de químico liberado en un eventual escape y su toxicidad, depende de dos subfactores TQF1 (factor de cantidad) y TQF2 (factor de toxicidad, diamante azul de la NFPA); TQF1 =15 por la capacidad que tienen los equipos, TQF2=-10. TQF es la suma de TQF1 y TQF2.
- Factor de Dispersión (DIF): Es la medida de la habilidad que tiene el material para dispersarse en condiciones típicas de proceso, esta directamente relacionado con el punto de ebullición DIF=0.3.
- Factor de Crédito (CRF): Considera muestra de seguridad para que se reduzcan las consecuencias de una liberación tóxica por detección aislamiento y mitigación. No hay detectores en el sitio, cero. No existe aislamiento de los equipos, cero. No existe sistema de mitigación, uno. El CRF=1, es la sumatoria de los valores antes dados.
- Factor de Población (PPF): Es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento tóxico. PPF=7, el número de personas dentro de un radio de un cuarto de milla esta entre 10 y 100.

La sumatoria de los subfactores de consecuencia en salud se encuentra entre 10 y 19, por lo tanto la consecuencia en salud es B. En la Tabla 10 se encuentra los valores de todos los subfactores del factor de consecuencia.

Tabla 10 .Determinación de la consecuencia en salud de k01, k02 separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022, ASEP 5008023 y tubería de crudo.

FACTORES DE CONSECUENCIAS EN SALUD								FC
FACTOR TOXICO CUANTITATIVO (TQF)								5
F. DE CANTIDAD TQF1				F. DE TOXICIDAD TQF2				
15				-10				
FACTOR DE DISPERSION (DIF)								0.3
FACTOR DE CREDITO (CRF)								1
DETECTOR		AISLAMIENTO				RESPUESTA		
-1	0	-1	-5	-25	0	-5	1	
FACTOR DE POBLACION (PPF)								7
FACTOR DE CONSECUENCIAS EN LA SALUD								13.3
CONSECUENCIAS EN SALUD								B

Fuente: Las Autoras

Los valores obtenidos de probabilidad y consecuencias de falla (tomar la letra mayor) son llevados a la matriz de riesgo para definir la criticidad que presentan los tanques K 01 y K 02. Tal como se indica en la figura 10.

Figura 10. Matriz de riesgo para los tanques k 01 y k 02.

PROBABILIDAD	5	2	2	2	1	1*
	4	3	3	2	2	1
	3	4	4	3	2	1
	2	5	4	3	3	2
	1	5	5	3	X	2
		A	B	C	D	E
		CONSECUENCIAS				

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p, Appendix B pag 147. API-581.

El análisis de riesgo cualitativo ubica los tanques de almacenamiento en un nivel de riesgo medio y una criticidad media.

4.5.2. Criticidad de los Separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022 y ASEP 5008023

Los valores de probabilidad y consecuencia son determinados de la forma anterior. Los subfactores son determinados de acuerdo a lo observado en las visitas realizadas, la información verbal que fue suministrada por el personal y el criterio de las autoras.

4.5.2.1. Factor de probabilidad de falla de los separadores ASEP 5008021, ASEP 5008022 y ASEP 5008023

Por las entrevistas realizadas al operador de la estación los separadores son equipos que como mínimo han estado 30 años en servicio, razón por la cual el mecanismo de daño aumenta, dando al análisis de probabilidad de falla una adición al subfactor DF presentado en los tanques; en este caso se consideran dos potenciales mecanismos de daño el DF6 debido a corrosión localizada (posiblemente en el fondo de los equipos) y el DF7 corrosión general.

Como no existe ningún registro de inspección el equipo es penalizado mediante el factor de inspección (cero). Además por la razón anterior también son afectados los CCF (Factor de Condición) que hacen relación al modelo de gerenciamiento de la planta, la calidad del diseño y la construcción y mantenimiento del equipo.

El valor del factor de proceso 3 (PF3) que se asignó, es debido a que no fue evaluado el funcionamiento de las válvulas de seguridad de los ASEP-5008021 y ASEP-5008022 y con ello se desconoce la respuesta de estas en caso de presentarse un aumento considerable de la presión en los separadores.

Al subfactor de diseño mecánico es penalizado con el valor de 5 debido a la antigüedad de los equipo y a la razón que se planteo inicialmente, la ausencia de los históricos de diseño y construcción de los separadores.

La sumatoria de los subfactores es el factor de probabilidad (FP) se encuentra entre 26 y 35, por lo tanto la probabilidad de falla es 3. En la Tabla 11 se encuentra los valores de todos los subfactores del factor de probabilidad.

Tabla 11 .Determinación de la probabilidad de falla de ASEP 5008021, ASEP 5008022 Y ASEP 5008023

FACTORES DE PROBABILIDAD											FP
FACTOR DE EQUIPO (EF)											0
FACTOR DE DAÑO (DF)											5
DF1	DF2	DF3	DF4	DF5	DF6	DF7	DF8	DF9	DF10	DF11	
5	4	4	3	3	3	2	1	1	1	10	
FACTOR DE INSPECCION (IF)											0
IF1			IF2				IF3				
-5	-2	0	-5	-2	0	-5	-2	0			
FACTOR DE CONDICION (CCF)											12
CCF1			CCF2				CCF3				
0	2	5	0	2	5	0	2	5			
FACTOR DE PROCESO (PF)											5
PF1		PF2				PF3					
0	0	1	3	5	0	1	3	5			
FACTOR DE DISEÑO MECANICO (MDF)											5
MDF1					MDF2						
5	2	0	5	0							
FACTOR DE PROBABILIDAD											27
PROBABILIDAD DE FALLA											3

Fuente: Las Autoras

El nivel de riesgo para los separadores a partir de los resultados anteriores es medio alto como se observa en la Figura 11.

Figura 11. Matriz de riesgo para los separadores. ASEP 5008021, ASEP 5008022 Y ASEP 5008023

PROBABILIDAD	5	2	2	2	1	1*
	4	3	3	2	2	1
	3	4	4	3	X	1
	2	5	4	3	3	2
	1	5	5	3	3	2
		A	B	C	D	E
		CONSECUENCIAS				

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. Appendix B pag 147. API-581.

4.5.3. Criticidad de la Tubería de Crudo

4.5.3.1. Factor de Probabilidad de Falla de la Tubería de Crudo

La sección de tubería de crudo evaluada es relativamente nueva por lo que se considera como mecanismo potencial corrosión general leve. La categoría de consecuencia se mantiene al igual que en los tanques y separadores.

Los valores de los subfactores son iguales a los determinados en los tanques, a excepción de IF2 que corresponde a la inspección de tubería. Los resultados se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Determinación de la probabilidad falla de la tubería de crudo.

FACTORES DE PROBABILIDAD											FP
FACTOR DE EQUIPO (EF)											0
FACTOR DE DAÑO (DF)											2
DF1	DF2	DF3	DF4	DF5	DF6	DF7	DF8	DF9	DF10	DF11	
5	4	4	3	3	3	2	1	1	1	10	
FACTOR DE INSPECCION (IF)											-2
IF1			IF2				IF3				
-5	-2	0	-5	-2	0	-5	-2	0		0	
FACTOR DE CONDICION (CCF)											9
CCF1			CCF2				CCF3				
0	2	5	0	2	5	0	2	5			
FACTOR DE PROCESO (PF)											3
PF1		PF2				PF3					
0	0	1	3	5	0	1	3	5			
FACTOR DE DISEÑO MECANICO (MDF)											0
MDF1					MDF2						
5	2	0	5	0							
FACTOR DE PROBABILIDAD											12
PROBABILIDAD DE FALLA											1

Fuente: Las Autoras

Como el resultado de la probabilidad y las consecuencias de la falla son iguales a los hallados en los tanques, el nivel de riesgo es medio.

4.5.4. Criticidad de la Tubería de Gas

4.5.4.1. Factor de Probabilidad de Falla de la Tubería de Gas

Los subfactores que se obtuvieron en la determinación de la probabilidad de falla de la tubería de crudo son igual para la de gas, sin embargo PF3 varia por que no se presentan taponamientos por el fluido.

El factor de probabilidad (FP) se encuentra entre 0 y 15, por lo tanto la

probabilidad de falla es 1. En la Tabla 13 se encuentran los valores de todos los subfactores del factor de probabilidad.

Tabla 13. Determinación de la probabilidad de falla de la tubería de gas.

FACTORES DE PROBABILIDAD											FP
FACTOR DE EQUIPO (EF)											0
FACTOR DE DAÑO (DF)											2
DF1	DF2	DF3	DF4	DF5	DF6	DF7	DF8	DF9	DF10	DF11	
5	4	4	3	3	3	2	1	1	1	10	
FACTOR DE INSPECCION (IF)											-2
IF1			IF2				IF3				
-5	-2	0	-5	-2	0	-5	-2	0			
FACTOR DE CONDICION (CCF)											9
CCF1			CCF2				CCF3				
0	2	5	0	2	5	0	2	5			
FACTOR DE PROCESO (PF)											0
PF1		PF2				PF3					
0	0	1	3	5	0	1	3	5			
FACTOR DE DISEÑO MECANICO (MDF)											0
MDF1					MDF2						
5	2	0	5	0							
FACTOR DE PROBABILIDAD											9
PROBABILIDAD DE FALLA											1

Fuente: Las Autoras

4.5.4.2. Factor de Consecuencia de Daño de la Tubería de Gas

Los valores de los subfactores para el Factor Químico (CF) obtenidos fueron suministrados por la empresa de Gas de Bucaramanga, el diamante de rojo (inflamabilidad) es igual a cuatro y el diamante amarillo (reactividad) es igual a cero pero se toma como uno para efecto de la norma; CF=13.

Como el punto de ebullición del gas natural es -160°C (-256°F) el factor de estado es 8. El factor de autoignición también está directamente relacionado con la temperatura de ebullición y para el gas natural es 3. Como presión de operación de la tubería de gas no supera los $1.03\text{E}6\text{Pa}$ (150psi) $\text{PRF}=-15$.

El valor del factor de consecuencia de daño (FC) se encuentra entre 20 y 34, por lo tanto la consecuencia de daño es B. En la Tabla 14 se encuentran los valores de todos los subfactores.

Tabla 14. Determinación de la consecuencia de daño de la tubería de gas.

FACTORES DE CONSECUENCIAS DEL DAÑO								FC
FACTOR QUIMICO (CF)								13
F. DE INFLAMABILIDAD				F. REACTIVIDAD				
1	2	3	4	1	2	3	4	
FACTOR DE CANTIDAD (QF)								15
FACTOR DE ESTADO								8
FACTOR DE AUTOIGNICIÓN (AF)								3
FACTOR DE PRESION (PRF)								-15
10		10		-15				
FACTOR DE CREDITO (CF)								0
0				-1				
FACTOR DE CONSECUENCIA DEL DAÑO								24
CONSECUENCIA DEL DAÑO								B

Fuente: Las Autoras.

4.5.4.3. Factor de Consecuencias en Salud para la Tubería de Gas

Los subfactores son los mismos de la tubería de crudo, a excepción del factor de toxicidad, porque el diamante azul para el gas es 1, $\text{TQF}2=-20$.

La sumatoria de los subfactores es menor que 10, consecuencias en salud es A. En la Tabla 15 se observan todos los valores.

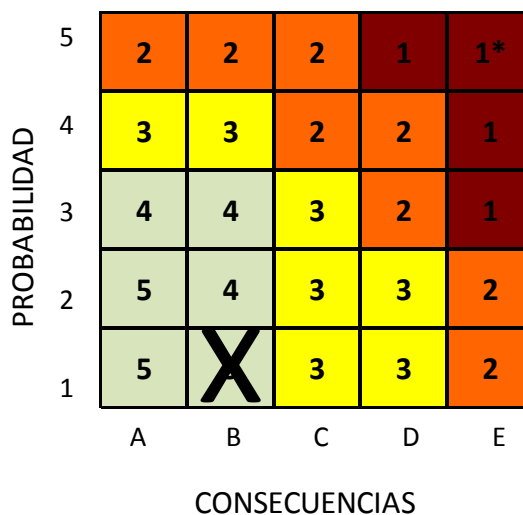
Tabla 15. Determinación de consecuencias en salud de la tubería de gas.

FACTORES DE CONSECUENCIAS EN SALUD								FC
FACTOR TOXICO CUANTITATIVO (TQF)								-5
F. DE CANTIDAD TQF1				F. DE TOXICIDAD TQF2				
15				-20				
FACTOR DE DISPERSION (DIF)								1
FACTOR DE CREDITO (CRF)								1
DETECTOR		AISLAMIENTO				RESPUESTA		
-1	0	-1	-5	-25	0	-5	1	
FACTOR DE POBLACION (PPF)								7
FACTOR DE CONSECUENCIAS EN LA SALUD								4
CONSECUENCIAS EN LA SALUD								A

Fuente: Las Autoras.

Con los valores de probabilidad y consecuencias obtenidos anteriormente tenemos un nivel de riesgo bajo, como se observa en la matriz, de la figura 12.

Figura 12. Matriz de riesgo para la tubería de gas



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. Appendix B pag 147. API-581.

4.6. INTERVALO DE CONFIANZA

4.6.1. Factor de Confianza Para los Tanques K01, K02 y la Tubería de Crudo

La criticidad de los tanques y la tubería de crudo es 3 y la confianza alta. Porque fue suministrado el histórico de donde se sabe que son equipos nuevos, por lo tanto la degradación que han sufrido es mínima y las ventanas operativas se mantienen dentro de los rangos normales.

Teniendo en cuenta los planteamientos anteriores y la criticidad se tiene un factor de confianza igual a 0.6**.

4.6.2. Factor de Confianza Para los Separadores ASEP-8005021/22/23

En los separadores la criticidad es 2, la confianza que presenta estos equipos es media, dado que no existe información de inspecciones para determinar la confiabilidad del equipo y los mecanismos de degradación que se plantearon solo fueron 2 y teniendo en cuenta las condiciones de operación no se esperan que sean potenciales; además la operación se realiza dentro de las ventanas operativas. Con lo anterior se tiene un factor de confianza es igual a 0.4**.

4.6.3. Factor de Confianza Para la Tubería de Gas

La criticidad en la tubería es 5 y la confianza es alta teniendo encuentra que la tubería es nueva por lo que su deterioro es mínimo. De lo anterior se tiene un factor de confianza de 0.8**.

** Ver tabla 1. Calculo del factor de confiabilidad.

4.7. INTERVALO DE INSPECCIÓN

Para definir el intervalo de inspección es necesario conocer el índice de corrosión o velocidad de corrosión en el equipo, como no existe un registro de inspecciones en ninguno de los casos (tanques, separadores y tubería), es necesario asumir una velocidad de corrosión teórica para realizar los cálculos de vida útil remanente de los equipos y tuberías a partir de la velocidad de corrosión límite de aceros al carbono¹⁴ que es 3mpy.

4.7.1. Intervalo de inspección para Tanques de Almacenamiento

En los históricos suministrados no se reporta la tolerancia de corrosión I (C.A), pero se suministra el valor inicial del espesor de las láminas; a partir de este y del cálculo teórico de espesor para el primer y segundo anillo (la altura de el tercer anillo no son representativas). A continuación se presenta el cálculo del espesor mínimo requerido para las láminas del tanque:

$$T_{min} = \frac{2.6D(H-1)G}{SE} = \frac{2.6 * 21.99(8.25 - 1)0.84}{24000 * 1} = 0.0145in = 0.368mm$$

El espesor anterior se calcula utilizando la densidad específica del crudo; el cálculo siguiente se realizó con la densidad del agua (espesor para prueba hidrostática) el espesor para efecto de los cálculos es el mayor obtenido.

$$T_{min} = \frac{2.6D(H-1)G}{SE} = \frac{2.6 * 21.99(8.25 - 1)1}{26000 * 1} = 0.0159in = 0.404mm$$

¹⁴ DUARTE HERRERA DIEGO ALEXANDER. Estructuración del Programa de Confiabilidad para Líneas de Proceso Conforme a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) para GBC. Bucaramanga, 2006, 202p. Trabajo de grado (Ingeniero Metalúrgico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímica.

$$C.A = 4.763mm - 0.404mm = 4.359mm$$

El valor de la tolerancia de corrosión calculada a partir de valores teóricos es 4.359mm (0.172in o 172mil). A partir del C.A. calculado y la velocidad de corrosión crítica (3mpy) es determinado el intervalo de inspección.

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C} = \frac{172}{3} = 57.3 \text{ años}$$

$$MII = VIUR * \text{Factor de confianza} = 57.3 * 0.6 = 34.38 \text{ años}$$

Como el intervalo de inspección fue 34.38años, y este valor supera el máximo intervalo de inspección aceptado se debe tomar este último y corresponde a una inspección cada 10años.

4.7.2. Intervalo de Inspección para Separadores

Debido a la ausencia de históricos, se desconoce el código bajo el cual fueron diseñados y construidos los separadores, para efectos de cálculos se supone que los tres recipientes a presión fueron diseñados bajo el código ASME Sección VIII División 1; y que el material de construcción es ASTM 283 Gr C porque este es el más utilizado en la construcción de equipos que están expuestos a medios agresivos, y partiendo del hecho que los tanques fueron construidos en este material. A continuación se presentan los cálculos teóricos de espesor de retiro del cuerpo y cabezal del separador general que es el de mayor tamaño, motivo por el cual se espera sea el de espesores mayores:

- Espesor mínimo del cabezales para ASEP-5008021

$$t_{min} = \frac{P * D}{2SE - 0.2P} = \frac{20 * 49.21}{2 * 16900 * 1 - 0.2 * 20} = 0.0291in = 0.74mm$$

- Espesor mínimo del cuerpo para ASEP-5008021 considerando uniones longitudinales y esfuerzos circunferenciales

$$t_{min} = \frac{P * R}{SE - 0.6P} = \frac{20 * 24.605}{16900 * 0.85 - 0.6 * 20} = 0.0343in = 0.87mm$$

Como no se tienen ningún registro de datos, los cálculos que se realizaron en la determinación del intervalo de inspección de los tanques no pueden ser aplicados en este caso; se asumirá un valor de 1/16 in (1.59mm) que es el valor mínimo que se encontró en otros equipos de la industria.

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C} = \frac{62.5}{3} = 20.83 \text{ años}$$

$$MII = VIUR * \text{Factor de confianza} = 20.83 * 0.4 = 8.332 \text{ años}$$

Según las suposiciones realizadas y sin conocer los valores reales de espesor de los separadores la inspección deberá realizarse cada 8 años.

4.7.3. Intervalo de Inspección para Tubería de Crudo

La tolerancia de corrosión en la tubería de crudo y gas, que se encuentra en los históricos es de 1/8in (3.175mm). En las ecuaciones siguientes se presenta el intervalo de inspección para una velocidad de corrosión de 3mpy.

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C} = \frac{125}{3} = 41.67 \text{ años}$$

$$MII = VIUR * \text{Factor de confianza} = 41.67 * 0.6 = 25 \text{ años}$$

Al igual que los tanques el intervalo de inspección de la tubería debe ser de máximo 10años.

4.7.4. Intervalo de Inspección para Tubería de Gas

En las ecuaciones siguientes se presenta el intervalo de inspección para una velocidad de corrosión de 3mpy.

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C} = \frac{125}{3} = 41.67 \text{ años}$$

$$MII = VIUR * \text{Factor de confianza} = 41.67 * 0.8 = 33.34 \text{ años}$$

Al igual que los tanques el intervalo de inspección de la tubería debe ser de máximo 10 años.

4.8. PLAN DE INSPECCION

El plan de inspección de los equipos debe realizarse de acuerdo a los mecanismos de falla y los lazos de corrosión planteados; en la Tabla 16 se presentan las técnicas de inspección y las zonas donde deben ser implementadas.

Tabla 16. Plan de inspección

EQUIPO	PARTE	LAZO DE CORROSIÓN	MODO DE FALLA	TIPO DE INSPECCIÓN	TECNICA DE INSPECCIÓN
K 01	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	Cuerpo	LC-C	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Cuerpo	LC-C	Corrosión General	Interna	Visual
	Techo	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Fondo	LC-A	Corrosión General	Interna	Visual
K 02	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	Cuerpo	LC-C	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Cuerpo	LC-C	Corrosión General	Interna	Visual
	Techo	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Fondo	LC-A	Corrosión General	Interna	Visual
ASEP 5008021	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	Casco	LC-C	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Casco	LC-C	Corrosión General	Interna	Visual
	Cabezal	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Fondo	LC-A	Corrosión localizada	Interna	Visual
	Juntas soldadas	Todos	Otros	Interna	Tintas Penetrantes
ASEP 5008022	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	Casco	LC-C	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Casco	LC-C	Corrosión General	Interna	Visual
	Cabezal	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Fondo	LC-A	Corrosión localizada	Interna	Visual
	Juntas soldadas	Todos	otros	Interna	Tintas Penetrantes
ASEP 5008023	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	Casco	LC-C	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Casco	LC-C	Corrosión General	Interna	Visual
	Cabezal Superior	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Cabezal Inferior	LC-A	Corrosión General	Externa	UT Espesores
	Juntas soldadas	Todos	Otros	Interna	Tintas Penetrantes
Tubería de Crudo	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	tubería	LC-H	Corrosión General	Externa	UT Espesores
Tubería de Gas	Exterior	LC-E	Corrosión General	Externa	Visual
	tubería	LC-G	Corrosión General	Externa	UT Espesores

Fuente: Las Autoras.

4.9. INSPECCION DE EQUIPOS

El plan de inspección no pudo realizarse en su totalidad, debido a que no se dieron las condiciones para su ejecución; la inspección visual interna no fue posible en los tanques porque se encontraban en operación; los separadores no presentan una puerta de acceso para hombre (man hole). Debido a los

inconvenientes antes nombrados, los ensayos no destructivos realizados a los equipos y tubería, fueron inspección visual y medición de espesores de pared por ultrasonido.

4.9.1. Tanque de Almacenamiento de Crudo K- 01 y K- 02

Las condiciones y operación para los tanque K-01 y K-02 son las siguientes, ver Tablas 17 y 18.

Tablas 17 y 18. Condiciones de operación de K 01 y K 02

TANQUE K - 01	
DIAMETRO NOMINAL	6.71m (21,99ft)
ALTURA NOMINAL	2.45m (7,38 ft)
GRAVEDAD API	32 API
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	23.6°C(100 ° F)
PRESIÓN DE OPERACIÓN	ATMOSFÉRICA
MATERIAL	ASTM A-283 Gr C
CONTENIDO DEL TANQUE	CRUDO PARAFINICO
CAPACIDAD	500 BARRILES

TANQUE K - 02	
DIAMETRO NOMINAL	6.67m (21,88ft)
ALTURA NOMINAL	2.45m (7,46ft)
GRAVEDAD API	32 API
TEMPERATURA DEL OPERACIÓN	23.6°C (100 ° F)
PRESIÓN DE OPERACIÓN	ATMOSFÉRICA
MATERIAL	ASTM A-283 Gr C
CONTENIDO DEL TANQUE	CRUDO PARAFINICO
CAPACIDAD	500 BARRILES

Fuente: las Autoras.

4.9.1.1 Inspección Visual

La inspección visual de los tanques se apoyó en una lista de chequeo que se presenta en el anexo C. Se realizó la inspección visual externa encontrándose lo siguiente:

- Los tanques no presentaron problemas estructurales, las láminas del techo y del cuerpo estaban en buenas condiciones. (Ver Fotografía 1).

Fotografía 1. Vista general de los tanques K-01 y K-02



1a) Vista general K-01



1b) Vista general K-02

Fuente: Las Autoras

- Man holes, Boquillas y válvulas del cuerpo de los tanques se encontraron en buenas condiciones mecánicas, los tornillos presentan corrosión leve. (Ver Fotografías 2, 3, 4 y 5).

Fotografía 2. Man hole



Fotografía 3. Tubería de entrada de crudo



Fotografía 4. Tubería de salida de crudo



Fotografía 5. Boquilla



Fuente: Las Autoras

- Los accesorios del techo del tanque K-02, tubo unido con brida para medición de volumen, cuello de ganso, man hole, boquilla ciega, presentan problemas de corrosión, pintura en mal estado. (Ver Fotografía 6, 7, 8, 9 y 10).

Fotografías 6. Tubo para medición de volumen



Fotografía 7. Brida.



Fotografía 8. Cuello de ganso



Fotografía 9. Man hole de techo



Fotografía 10. Boquilla ciega



Fuente: Las Autoras

- La escalera de acceso al techo y las barreras perimetrales del K-01 y K-02 se encontraron en buen estado mecánico y sin corrosión .(Ver Fotografía 11)

Fotografía. 11 Escaleras de los tanques K-02 y K-01.



11 a) Escalera tanque K-01



11 b) Escaleras tanque K-02

Fuente: Las Autoras

- El recubrimiento se encontró en excelente estado no hay inicios de entizamiento, tiene buena adherencia.
- Los cimientos que soportan las estructuras de los tanque no presentaron fisuras y se encontraron en buenas condiciones al igual que el anillo perimetral que sirve como cuneta para verter las aguas lluvias.(Ver Fotografías 12).

Fotografía 12. Cimiento y anillo perimetral



Anillo Perimetral

Fuente: Las Autoras

4.9.1.2. Inspección por Ultrasonido

Las tablas de espesores medidos en los tanques se presentan en el anexo E, y los esquemas de toma de espesores se encuentran en el anexo F. Se realizó inspección por ultrasonido (Scan A) a los tanques K-01 y K-02.

- **Tanque de almacenamiento K-01**

Con la inspección por ultrasonido se encontró un valor mínimo para el anillo 1 de 0.258 in, anillo 2 de 0.259 in, anillo 3 de 0.257in. En la tabla 19 se observan los datos necesarios para calcular el espesor de retiro. Para el anillo 3 se tomara igual valor de espesor mínimo (t_{min}) del anillo 2 debido a que este tiene una altura mínima. El valor mínimo del espesor del techo es de 0.182 in. Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las Figuras 13, 14 y 15.

Tabla 19. Datos para calcular espesores de retiro del tanque K-01

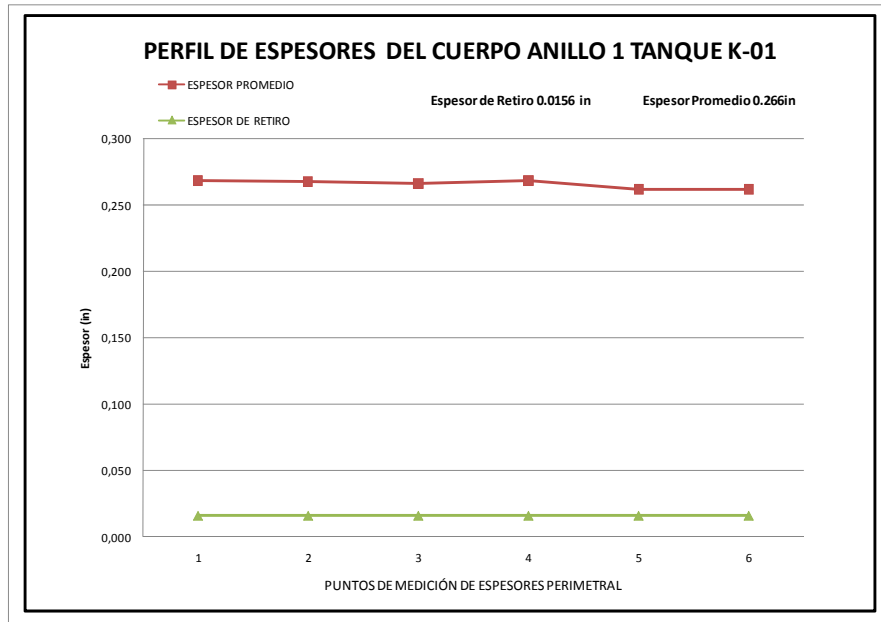
ANILLO	H (ft)	D (ft)	G	Sd (Psi)	St (Psi)	t_{min} (in)	T_{ph} (in)
1	8,25	21,99	0,84	24000	26000	0,0145	0,0159
2	2,26	21,99	0,84	26400	27000	0,00229	0,00266

Fuente: Las Autoras

t_{min} = Mínimo espesor de las laminas (in)

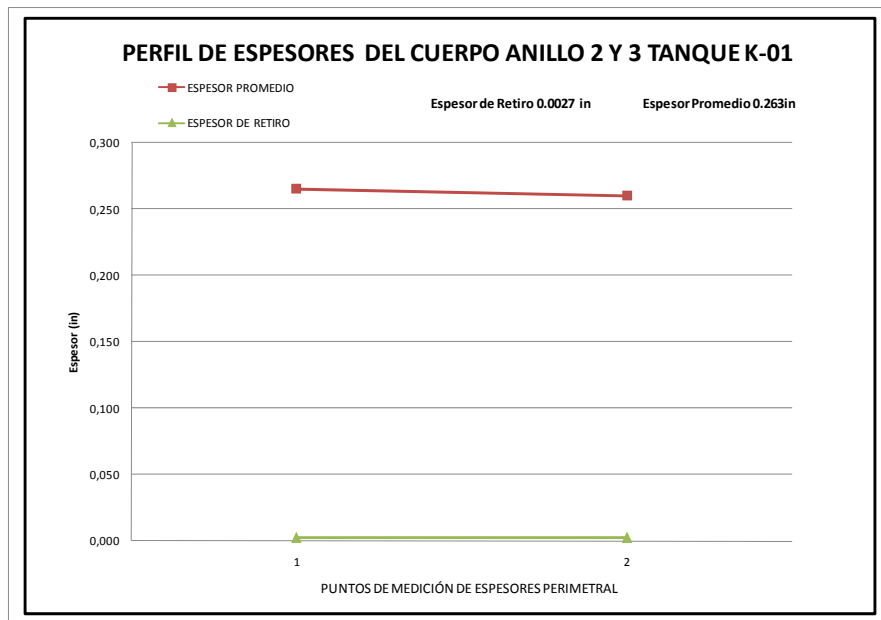
t_{ph} = Espesor prueba hidrostática (in)

Figura 13. Perfil de espesores del cuerpo anillo 1 tanque k-01



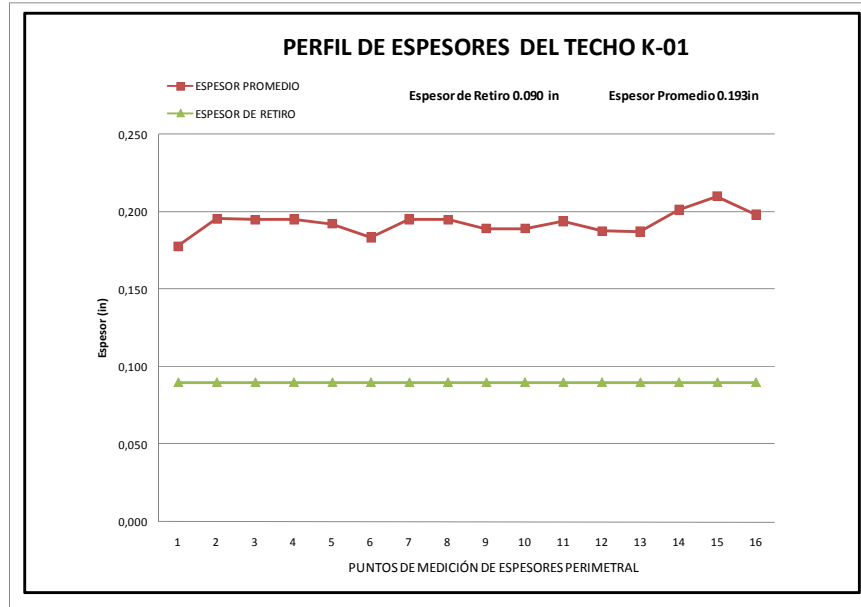
Fuente: Las Autoras

Figura 14. Perfil de espesores del cuerpo anillo 2 y 3 tanque K-01



Fuente: Las Autoras

Figura 15. Perfil de espesores del techo K-01



Fuente las Autoras

En la Figura13. Los espesores están entre 0.258in y 0.285 in. La Figura 14 corresponde al perfil de espesores del techo, los valores están entre 0.257 y 0.282 y para la Figura 15 están entre 0.174in y 0.211in

• **Tanque de almacenamiento K-02**

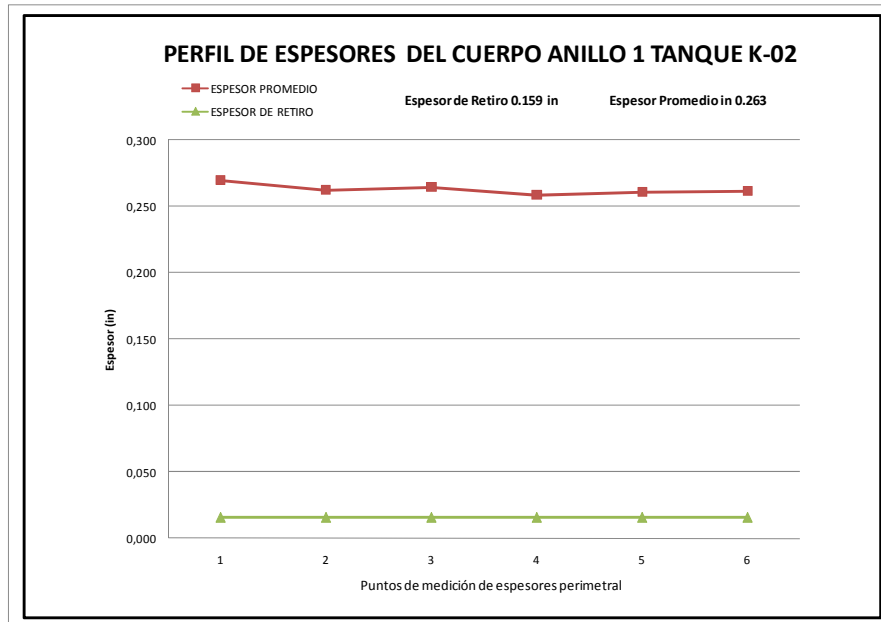
Se localizo un valor mínimo para el anillo 1 de 0.254 in, anillo 2 de 0.257in, anillo 3 de 0.253in. Para el anillo 3 se tomara igual valor de espesor mínimo (tmin) del anillo 2 debido a que este tiene una altura mínima. Para calcular el espesor de retiro se utilizaran los datos de la Tabla 20. El valor mínimo del techo es de 0.183 in. Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las figuras 16, 17 y 18.

Tabla 20. Datos para calcular espesores de retiro del tanque k-02.

ANILLO	H(ft)	D(ft)	G	Sd(Psi)	St(Psi)	tmin(in)	tph(in)
1	8,25	21,88	0,84	24000	26000	0,0144	0,0158
2	2,25	21,88	0,84	26400	27000	0,00226	0,00263

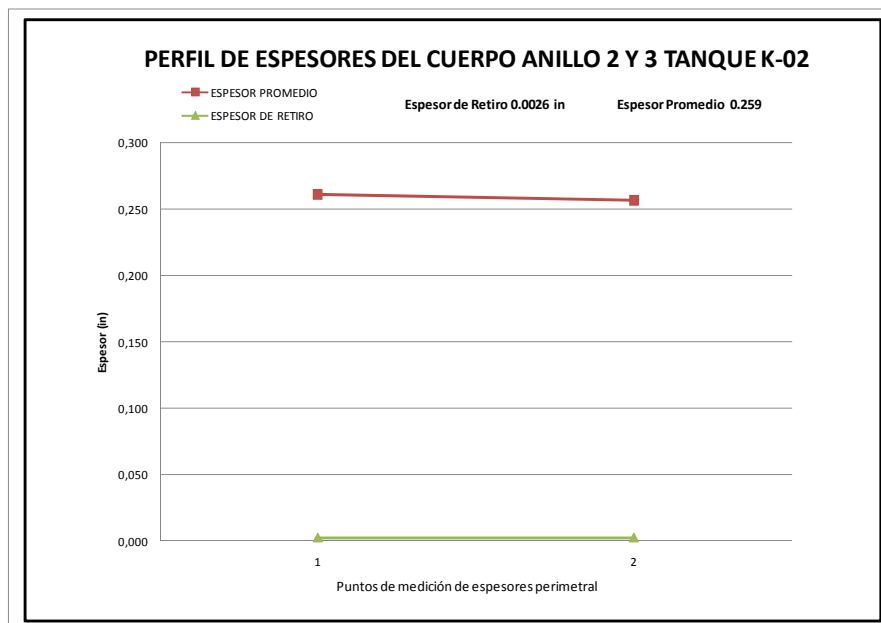
Fuente las Autoras

Figura 16. Perfil de espesores del cuerpo anillo 1 tanque k-02



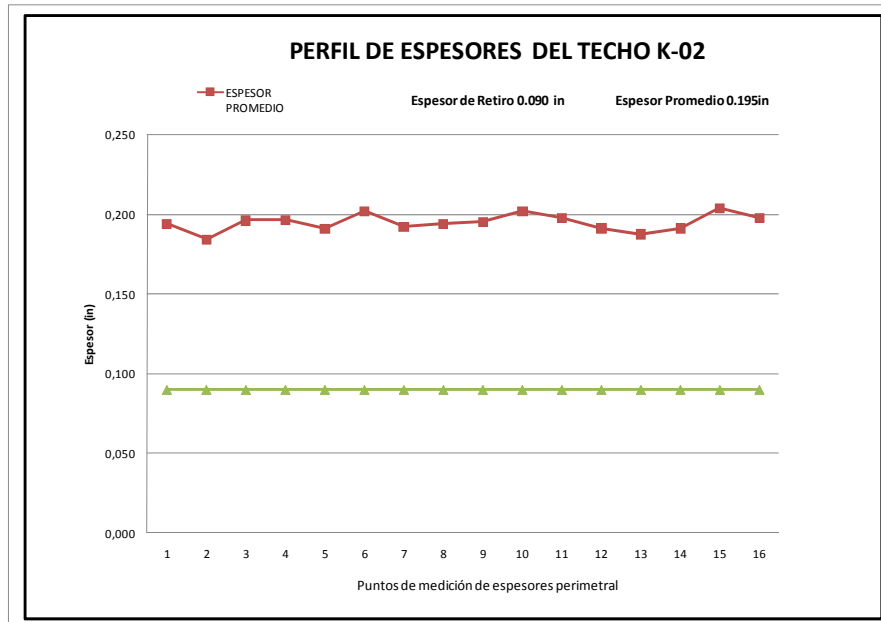
Fuente las Autoras

Figura 17. Perfil de espesores del cuerpo anillo 2 y 3 tanque k-02



Fuente las Autoras

Figura18. Perfil de espesores del techo K-02



Fuente las Autoras

Para el perfil de espesores del cuerpo Figura 16, los espesores están comprendidos entre 0.254in y 0.258in, en la Figura 17 perfil de espesores de los anillo 2 y 3 0.253in y 0.265in y para la Figura 18 0.191in y 0.233in.

4.9.2. Separadores ASEP-8005021/22/23

4.9.2.1 Inspección Visual

La inspección visual de los separadores se apoyó en una lista de chequeo que se presenta en el anexo C. Los equipos se encontraron en las siguientes condiciones:

- Los cimientos de concreto y la estructura de los separadores se encontraron en buenas condiciones. (Ver Fotografía 13)

Fotografía 13. Cimiento de concreto



Fuente las Autoras

- Los separadores y el soporte del separador ASEP-5008022 se encontraron en buenas condiciones mecánicas, el recubrimiento está en buen estado no hay presencia de entizamiento.(Ver Fotografía 14).

Fotografía 14. Vista general de los separadores



Fuente las Autoras

- Los accesorios del separador volumétrico ASEP-5008023, manómetro y visor se encontraron en buenas condiciones mecánicas. (Ver Fotografía 15).

Fotografía 15. Accesorios separador ASEP-5008023



Fuente las Autoras

- Las válvulas de seguridad de los separadores ASEP-5008021 y ASEP-5008022 presentaron corrosión leve, la pintura se encontraba en mal estado. (Ver Fotografía 16).

Fotografía 16. Válvulas de seguridad de ASEP-5008021/22



16 a) Válvula de seguridad ASEP 5008021

16 b) Válvula de seguridad ASEP 5008022

Fuente las Autoras

- El sistema de drenaje (que no está en funcionamiento) del separador de prueba presentaba una fuga pequeña en la unión con la llave de paso. (Ver Fotografía 17)

Fotografía 17. Fuga leve en la unión a llave de paso del ASEP-5008022



Fuente las Autoras.

4.9.2.2. Inspección por Ultrasonido

Las tablas de espesores medidos en los separadores se presenta en el Anexo E, y los esquemas de toma de espesores se encuentran en el Anexo F. Se realizó inspección por ultrasonido (Scan A) a los separadores ASEP-5008021/22/23

- **Separador ASEP- 5008021**

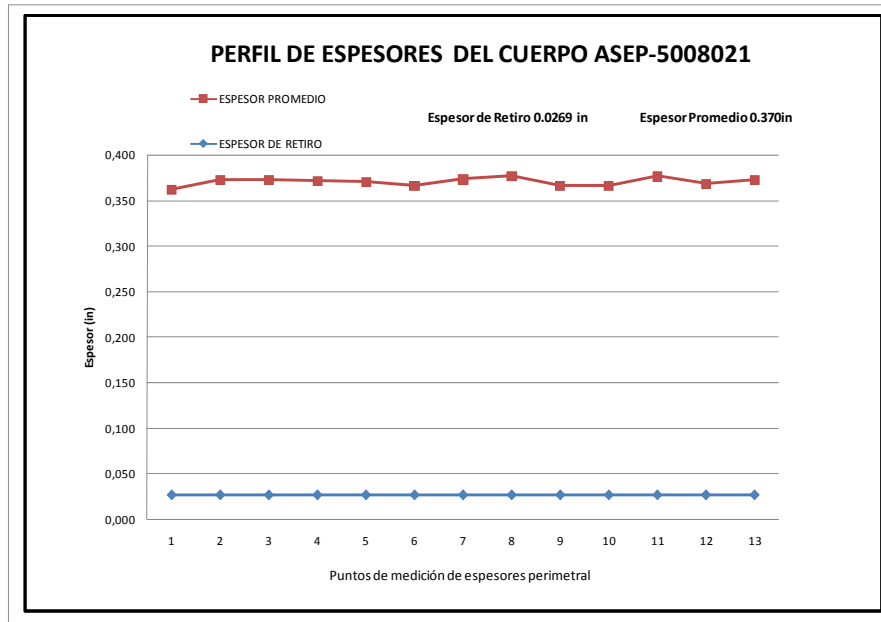
Se encontró un valor mínimo de 0.336 in. Los datos necesarios para realizar el cálculo del espesor de retiro se muestra en la Tabla 21. Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las figuras 19 y 20.

Tabla 21. Datos para calcular espesores de retiro del separador 5008021

SEPARADOR	P(PSI)	D/R (in)	S (psi)	E	tmin
CABEZAL 5008021	20	49,21	16900	1	0,0291
CUERPO 5008021	20	24,605	16900	0,85	0,0343

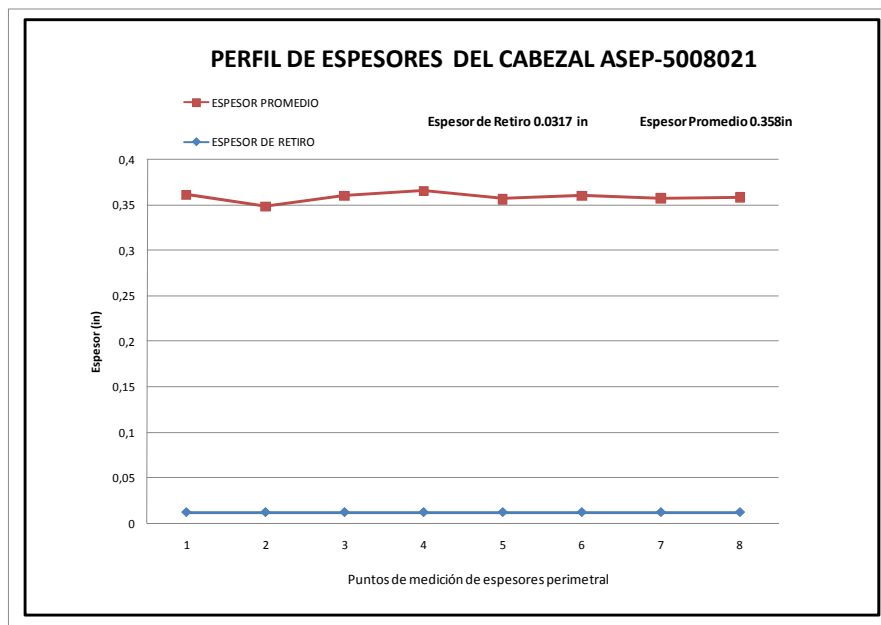
Fuente las Autoras,

Figura 19. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008021



Fuente las Autoras.

Figura 20. Perfil de espesores cabezal ASEP-5008021



Fuente las Autoras.

En el perfil de espesores del cuerpo figura 19 está comprendida entre 0.336in y 0.382in. En la Figura 20 está entre 0.348in y 0.365in.

- **Separador ASEP-5008022**

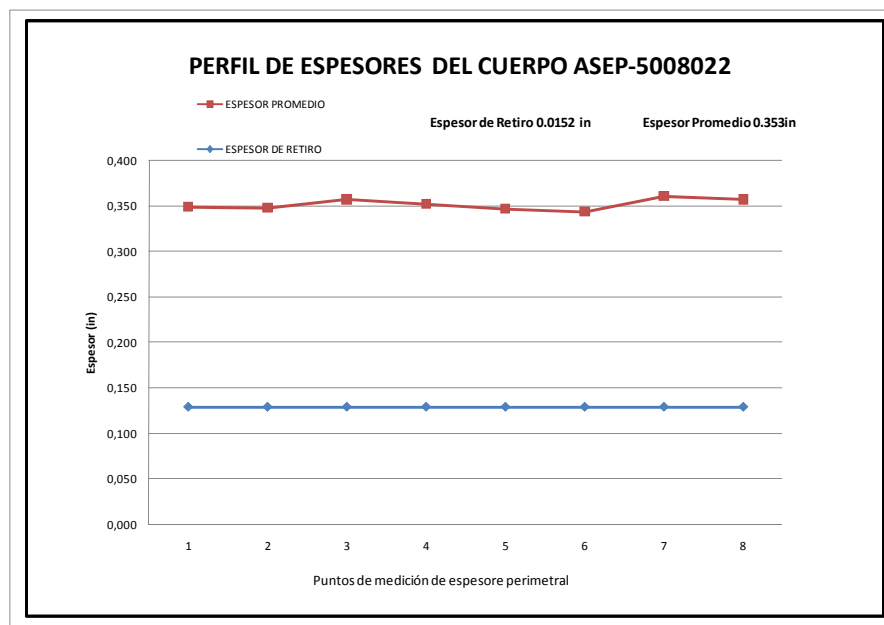
Se localizo un valor mínimo de 0.315in. Se observa en la Tabla 22 se Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las Figuras 21 y 22.en la Tabla 22 se observan los datos para calcular el espesor de retiro.

Tabla 22. Datos para calcular espesores de retiro del separador ASEP-5008022.

SEPARADOR	P(PSI)	D/R (in)	S (psi)	E	tmin
CABEZAL 5008022	20	23,67	16900	1	0,0140
CUERPO 5008022	20	11,83	16900	0,85	0,0165

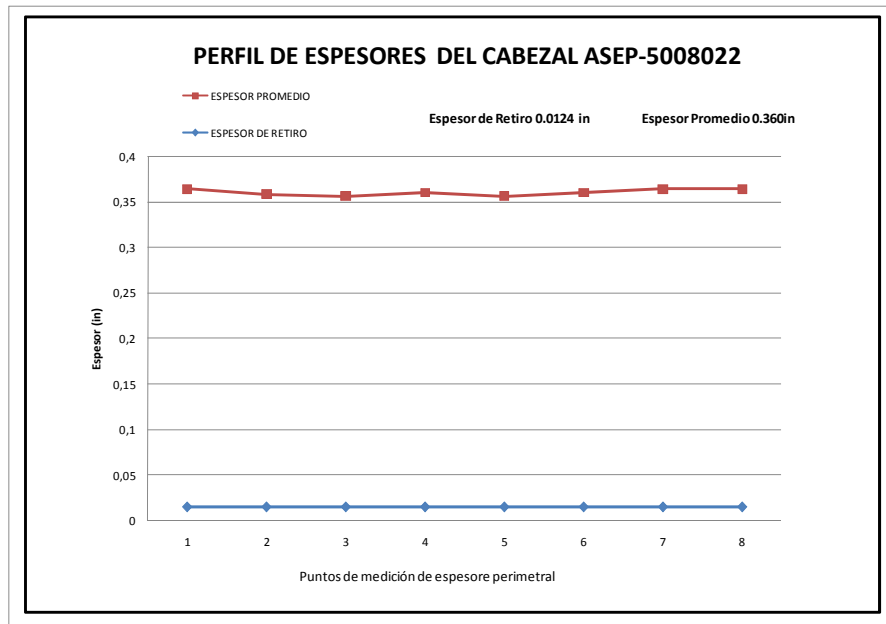
Fuente las Autoras

Figura 21. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008022



Fuente las Autoras

Figura 22. Perfil de espesores cabezal ASEP-5008022.



Fuente las Autoras

El perfil de espesores de cuerpo del separador 5008022 Figura 21 está entre 0.315in y 0.365in. En la Figura22 está entre 0.356in y 0.364in.

- **Separador ASEP-5008023**

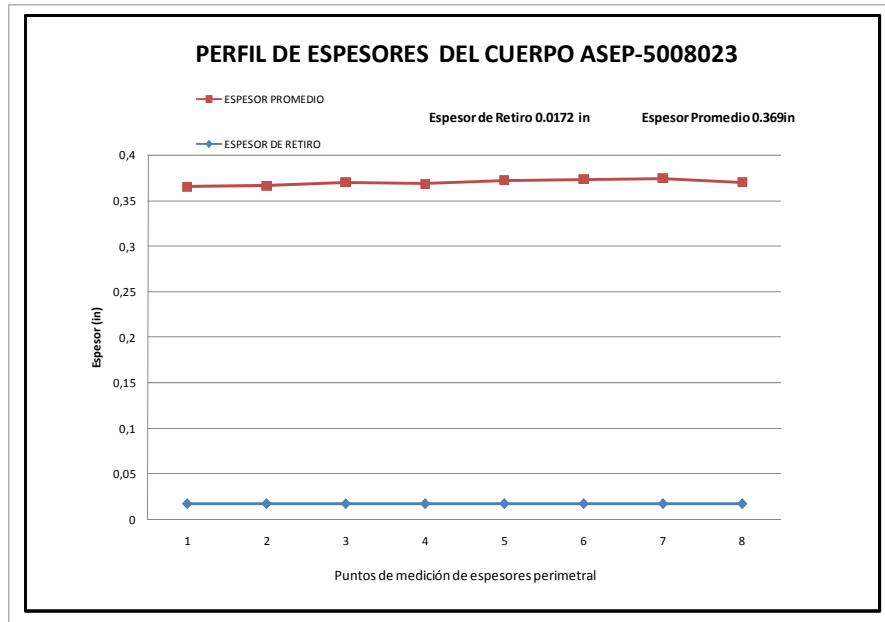
Se localizo un valor mínimo de 0.356. Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las figuras 23, 24 Y 25. Los datos para realizar el cálculo de espesor de retiro para el separador 5008023 se encuentra en la tabla 23.

Tabla 23. Datos para calcular espesores de retiro del separador ASEP-5008023

SEPARADOR	P(PSI)	D/R (in)	S (psi)	E	tmin
CABEZAL 5008023	20	31,496	16900	1	0,0186
CUERPO 5008023	20	15,748	16900	0,85	0,0219

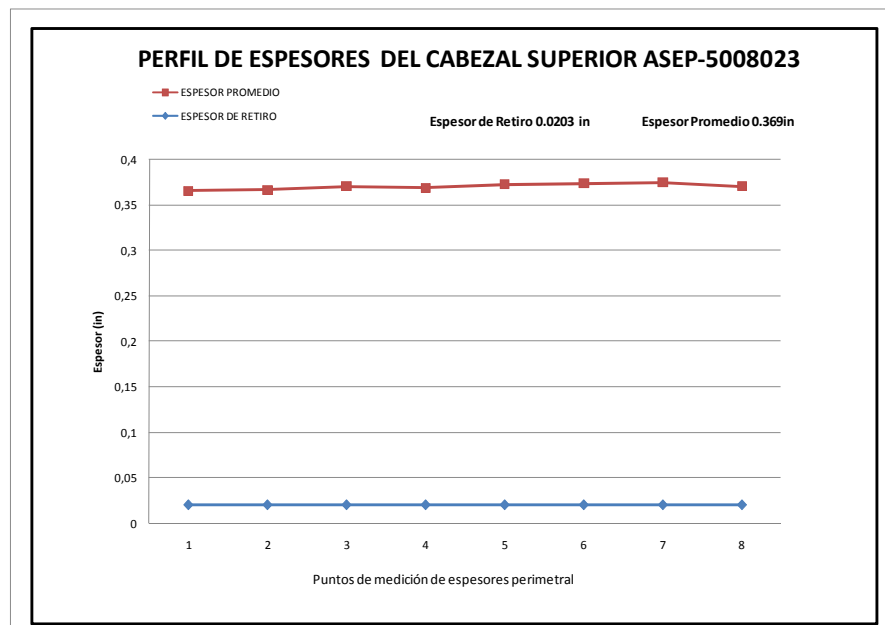
Fuente las Autoras

Figura 23. Perfil de espesores del cuerpo separador ASEP-5008023



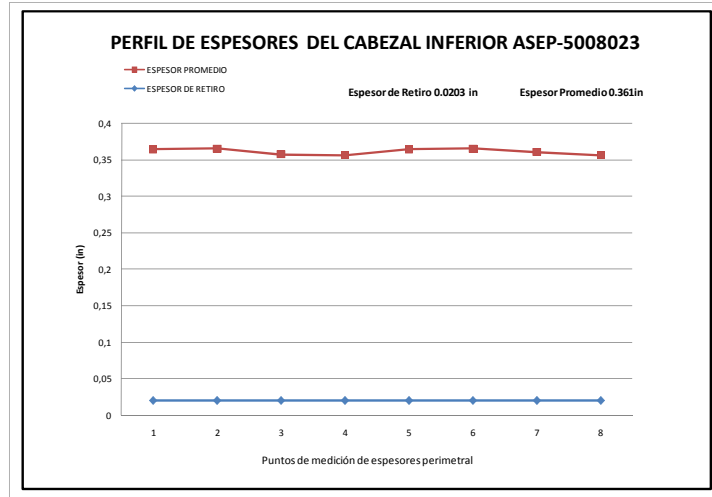
Fuente las Autoras

Figura 24. Perfil de espesores del cabezal superior ASEP-5008023



Fuente las Autoras

Figura 25. Perfil de espesores del cabezal inferior ASEP-5008023



Fuente las Autoras

En la figura 23 el perfil de espesores está entre 0.365in y 0.374in. Para la figura 24 está entre 0.365in y 0.374in. En el perfil de espesores para cabezal superior figura 25 está entre 0.340in y 0.365in.

4.9.3 Tubería de Crudo y Gas

Las condiciones operación de la tubería de crudo y gas, presión y temperatura de operación, diámetro nominal y material, se encuentran en las tablas 24 y 25.

Tablas 24 y 25. Condiciones de operación de tubería de crudo y gas

TUBERIA DE CRUDO	
PRESIÓN DE OPERACIÓN	150 PSI
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	37.33°C(100°F)
DIAMETRO NOMINAL	4in
MATERIAL	ASTM A 53 grado B

TUBERIA DE GAS	
PRESIÓN DE OPERACIÓN	150 PSI
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	37.77°C(100°F)
DIAMETRO NOMINAL	3 in
MATERIAL	ASTM A 53 grado B

Fuente las Autoras

4.9.3.1. Inspección Visual

La inspección visual de la tubería de crudo y gas se realizó utilizando de tablas de verificación¹⁵; y el estado actual de la superficie externa y accesorios de la tubería es el siguiente:

- El recubrimiento y soportes de la tubería de crudo y gas se encontraron en buenas condiciones, algo de suciedad, los tornillos presentan una leve corrosión. (Ver Fotografías 18 y 19).

Fotografía 18. Soporte de tubería crudo.



Fotografía 19. Soporte de tubería gas



Fuente las Autoras

¹⁵AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second edition. Washington D.C.: API; 2003. 54 p. API-570.

- Se presenta fuga en la tubería entrada general y de prueba de crudo en unión roscada en la entrada de los separadores ASEP-5008021 y ASEP-5008022. (Ver fotografía 20 y 21).

-

Fotografía 20. Tubería de entrada general al separador ASEP-5008021



Fotografías 21 .Tubería de entrada de prueba al separador ASEP-5008022



Fuente las Autoras

Los accesorios de la tubería como válvulas, codos, bridas y tee se encontraban en buen estado, la pintura tiene buena adherencia, los tornillos se encontraban corroídos. Ver Fotografías 22, 23, 24 y 25

Fotografía 22 .Codo



Fotografía 23. Válvulas y brida



Fotografía 24. Tee



Fotografías 25.válvulas



25 a) Válvula de tubería de crudo.

Fuente las Autoras



25 b) válvula de tubería de gas.

4.9.3.2. Inspección por Ultrasonido

Las tablas de espesores medidos de la tubería de crudo y gas se presenta en el Anexo E, y los esquemas de toma de espesores se encuentran en el Anexo F.

Tubería de crudo

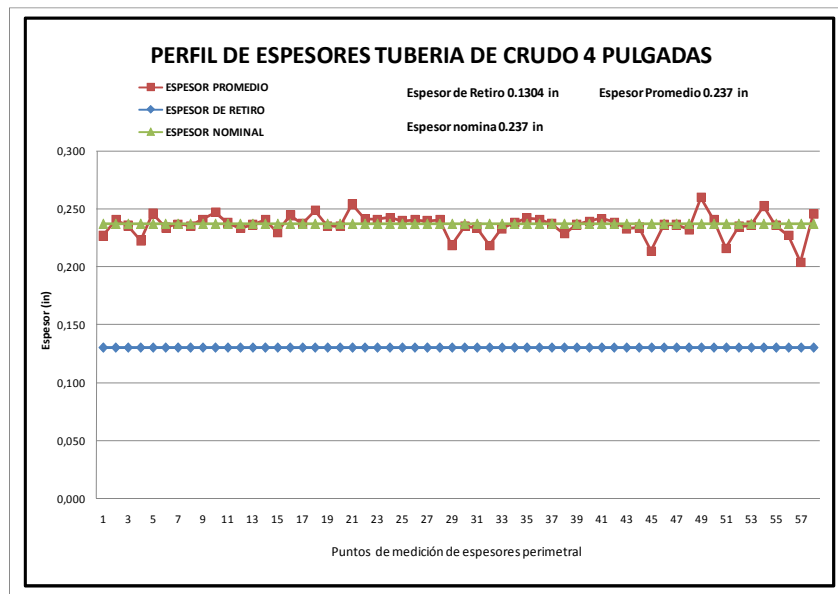
Se realizó inspección por ultrasonido (Scan A) a la tubería de crudo de 4 y 3 pulgadas de diámetro nominal. Los espesores nominales para realizar el cálculo de espesor de retiro de la tubería de 4 y 3 in se encuentra en la tabla 26. Sus respectivos perfiles de espesores se observan en las Figuras 26 y 27.

Tabla 26. Datos para calcular espesores de retiro de la tubería de crudo.

TUBERIA DE CRUDO		
D (in)	tnom (in)	tret (in)
4	0,237	0,13035
3	0,216	0,1188

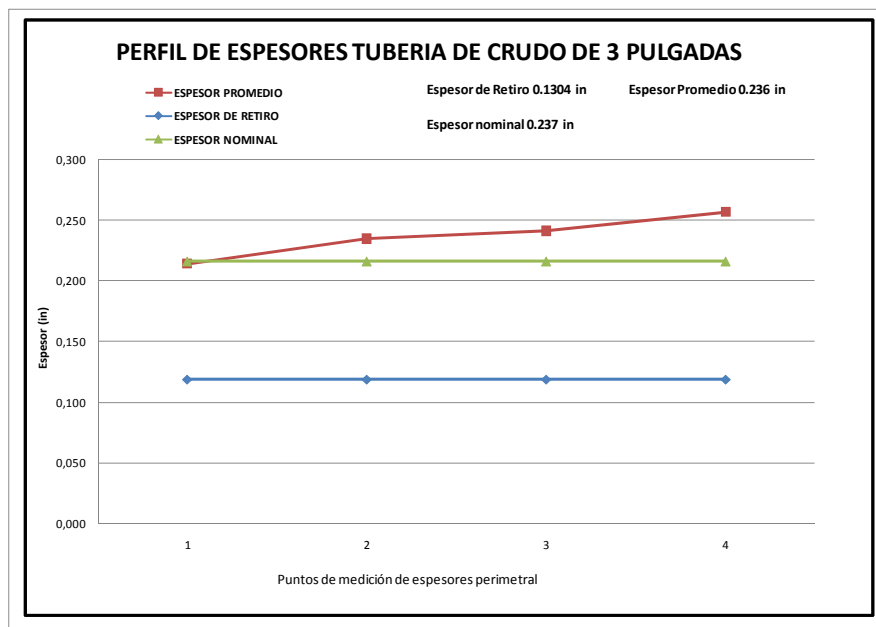
Fuente las Autoras

Figura 26. Perfil de espesores tubería de crudo de 4 pulgadas



Fuente las Autoras

Figura 27. Perfil de espesores tubería de crudo de 3 pulgadas



Fuente las Autoras

En la figura 26 el perfil de espesores está entre 0.218in y 0.257in. Para la figura 27 está entre 0.211in y 0.269in.

- **Tubería de gas**

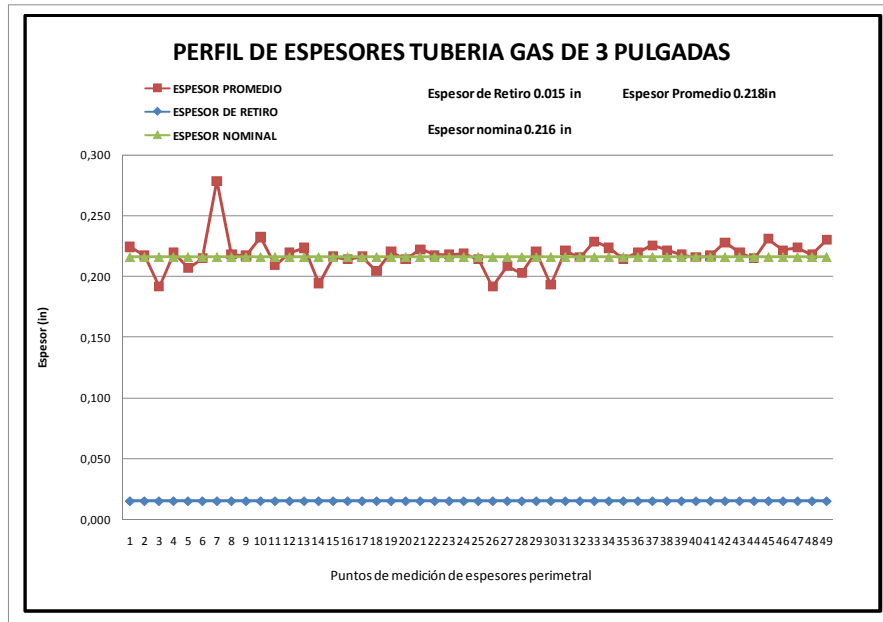
Para realizar el cálculo de espesor de retiro es necesario conocer diámetro nominal, factor de disminución de temperatura, factor y presión de diseño, esfuerzo de fluencia y factor punto longitudinal. Ver Tabla 27.

Tabla 27. Datos para calcular espesores de retiro de la tubería de gas

TUBERIA DE GAS						
D (in)	P (Psig)	S (Psi)	T	F	E	t (in)
3	280	35000	1	0,8	1	0,015

Fuente las Autoras

Figura 28. Perfil de espesores de tubería de gas de 3 pulgadas



Fuente las Autoras

En la Figura 28 el perfil de espesores está entre 0.204 y 0.279

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Inspección

Los datos de la inspección por ultrasonido de los tanques son superiores a los suministrados en los históricos; con lo anterior no se considera necesario variar el intervalo de inspección determinado previamente a la inspección. Según los históricos el espesor de las láminas es 4.763mm y el espesor mínimo medido durante la inspección fue de 6.53mm para el K01 y 6.43mm para el K02.

Como no se tiene registro de el espesor inicial de los separadores para efectos del proyecto se supuso que fueron diseñados y construidos bajo el código ASME; al comparar estos valores con los leídos durante la inspección por ultrasonido se puede determinar que están sobredimensionados y no presentan zonas de variación considerable de espesores que puedan clasificar como corrosión localizada. Los valores mínimos de espesor encontrados son 8.53mm en el separador general, 8mm es el separador de prueba y 9mm en el separador volumétrico.

En la inspección de la tubería de gas y de crudo no se encontraron valores de espesor que presentaran una variación considerable respecto al espesor nominal, y los valores medidos fueron mayores al de retiro determinado teóricamente.

5.2. Mecanismos de Daño y Lazos de Corrosión

Como no fue posible realizar la inspección visual interna, no se conoce el estado de la superficie de los equipos, por lo tanto la evaluación de los mecanismos de daño que abarcan los lazos de corrosión planteados, se realiza por medio de los resultados de ultrasonido; la corrosión localizada planteada inicialmente en la evaluación de probabilidades para los separadores es eliminada debido a la uniformidad de los espesores a lo largo de todas las partes de los equipos y cada uno de los tres lazos de corrosión planteados inicialmente; con los separadores no se puede definir la magnitud del daño que ocasiona la corrosión por dióxido de carbono debido a la antigüedad de estos y al desconocimiento del servicio que prestaron estos antes de pertenecer a la estación.

El mecanismo de daño que actúa es la corrosión generalizada (común por el servicio y el contacto con el medio) la cual se considera que se presenta por el contenido de dióxido de carbono; para efecto de análisis futuro de RBI es necesario que se determine el valor real de la presión parcial del monóxido de carbono. Además debe evaluarse la posibilidad de que exista abrasión por presencia de arena en el crudo y plantear un estudio de cómo podría limitar la confiabilidad y la integridad de las líneas la presencia de las parafinas en el crudo.

5.3. Criticidad Confiabilidad y Riesgo

Los equipos críticos de la estación son los separadores (criticidad 2), mediante la inspección realizada los resultados obtenidos indican que todos los equipos y tubería que hacen parte de la estación separadora presentan una alta confiabilidad debido al sobredimensionamiento que se encontró y las condiciones de operación. Como la criticidad y confiabilidad de los equipos fue hallada a partir del análisis cualitativo de probabilidad de falla y consecuencia de falla; factores directos del

riesgo, se puede ubicar a la estación Separadora en un nivel de riesgo medio alto, obteniéndose la ubicación mayor en la matriz de riesgo en el análisis realizado para los separadores.

A partir de los resultados obtenidos de la RBI, el riesgo de la estación es medio alto, porque fue el mayor determinado durante la evaluación; con la ejecución de la inspección se observó que los equipos se encontraban en buen estado mecánico y de corrosión, se inicio un registro histórico y las no conformidades encontradas no alteran considerablemente la integridad de los equipo. Como el fin de la inspección basada en riesgo es minimizar al máximo las posibles factores que influyan en el nivel de riesgo, es necesario realizar una serie de mejoras para llevar la estación a un nivel de riesgo bajo (llevar a cabo las recomendaciones hechas).

6. CONCLUSIONES

- A partir de la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo se puede concluir que el nivel de riesgo actual de la Estación separadora del Campo Colorado es MEDIO ALTO y la integridad estructural de los equipos no está comprometida por el deterioro de los equipos, pero como el estudio de integridad involucra el fluido, podría presentarse un eventual taponamiento en las líneas debido a la presencia de parafinas en el crudo del campo.
- Mediante la lista de verificación se encontraron una serie de no conformidades que no influyen de forma directa en la probabilidad de falla de los equipos pero que para cumplir con el objetivo principal de la RBI, es necesario tener en cuenta para el desarrollo y mejoramiento de la Estación; además de cumplir los requerimientos mínimos que exige la industria petrolera.
- Debido a que los análisis de la RBI se realizaron a partir de un índice de corrosión teórico, se concluye que el valor de los intervalos de inspección debe variar en el primer periodo, es decir, para tener un seguimiento de espesores la próxima inspección debe realizarse en dos años y a partir de esta realizar una RBI con valores reales de índice de corrosión, para determinar nuevos intervalos de inspección.

- Considerando que dentro de la investigación no se realizó un análisis de gases (cromatografía) y un análisis de aguas agrias, las ecuaciones planteadas dentro de los lazos de corrosión solo se deben al efecto del CO_2 y H_2S , lo que lleva a concluir pueden existir otros compuestos químicos que participen en la velocidad de corrosión.
- La importancia del registro histórico es fundamental para el manejo de la metodología implementada en el desarrollo del proyecto, el inicio del registro de inspección es un aporte para trabajos futuros en el área de integridad de equipos que se lleguen a desarrollar nuevamente en el campo colorado.
- La metodología RBI es una herramienta fundamental en la mejora del gerenciamiento del riesgo que presentan los equipo y se concluye que se implementó de una forma adecuada, aun teniendo inconvenientes para el manejo de los datos e información que requería la Inspección Basada en Riesgo, se cumplió con los objetivos planteados al inicio del proyecto, y se alcanzaron los resultados de una forma satisfactoria para el Campo Escuela Colorado

7. RECOMENDACIONES

- Para determinar la velocidad de corrosión real de todo el sistema se recomienda la instalación de cupones en los tanques por una duración mínima de seis meses para tener un registro de la agresividad del medio al que están expuestos los equipos.
- Se recomienda retirar los productos de corrosión y aplicar recubrimiento nuevamente a los accesorios de los tanques para garantizar un buen desempeño de estos, y alargar su vida útil.
- Se recomienda realizar un mantenimiento a cada uno de los equipos inspeccionados dadas las condiciones de suciedad en que se encontraron durante la inspección.
- Se recomienda diseñar un plan de mantenimiento para las válvulas de compuerta con el fin de evitar en eventuales taponamientos por parafinas y contribuir en la confiabilidad de los equipos.
- Es necesario diseñar un sistema de protección catódica para la estación, con el fin de disminuir o eliminar los efectos corrosivos del crudo, y con esto aumentar la vida residual y cumplir con los requerimientos de la industria estándar.
- Es necesario cambiar la unión roscada de la tubería de entrada de crudo de los separadores general y de prueba por una unión con bridas, por que de

acuerdo con el código ASME las uniones roscadas solo son permitidas temporalmente.

- Para estudios futuros se recomienda realizar un análisis de gases (cromatografía) y un análisis de aguas agrias.
- Se recomienda desarrollar un sistema de drenaje para el agua que contiene el crudo, con el fin de eliminar el efecto de aguas agrias en los tanques de almacenamiento
- Se recomienda el manteniendo y valoración de la eficiencia o respuesta que puedan ofrecer las válvulas de seguridad de los separadores generales y de prueba. Además se recomienda probar periódicamente, verificar el set-point de disparo

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection. First edition. Washington D.C.: API; 2002. 60p. API-RP580.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Tank Inspection, Repair, Alteration and Recontruction. Third edition. Washington D.C.: API; 2003. 116p. API-653.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth. Washington D.C.: API; 2006. 56p. API-510.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second edition. Washington D.C.: API; 2003. 54 p. API-570.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Rules for Construction of Pressure Vessels. SECCION VIII, Division 1. New York; 2000. 222p.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping. ASME B 31.8; 1999.170 p.

DUARTE HERRERA DIEGO ALEXANDER. Estructuración del Programa de Confiabilidad para Líneas de Proceso Conforme a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) para GBC. Bucaramanga, 2006,202p. Trabajo de grado (Ingeniero Metalúrgico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímica.

PLAN DE CONTINGENCIAS PARA EL CAMPO COLORADO. 2006

TELLERÍA EDUARDO, ALBERTO PÁEZ. Gestión de inspección de recipientes a presión, Petrotecnia, Agosto; 2003.

KUSMARYANTO DEWANTO, ROMMY CHRISTIAN y RICKY WIBOWO. Development and Implementation of Risk Based Inspection Methodology in Managing Inspection of Pressurized Facilities. Society of Petroleum Engineers. Indonesia marzo, 2004.

FABIO DE CASTRO MARANGONE, JOSE LUIZ DE FRANÇA FREIRE. Gerenciamento da Integridade de um Vaso de Pressão Utilizando a Inspeção Baseada em Risco. 8ª COTEQ. Salvador-BA Julio, 2005.

<http://biblioteca.lapg.org.ar/iapg/archivosadjuntos/petrotecnia/2003-4/gestiondeinspeccionderecipientesaapresion>.

http://inspeccion.com.mx/prueba_hidrostatica_tuberias.htm.

www.gas.pemex.com/NR/rdonlyres/F699DC76-6C74-4502-A41A-B9A430C24831/0/msdsgasnatural.pdf

ANEXO A¹⁶ CÁLCULO DE PROBABILIDAD DE FALLA Y CONSECUENCIA DE LA FALLA PARA UN RBI MEDIANTE ANALISIS CUALITATIVO

Parte A. Determinación de la Categoría de Probabilidad

<p>Factor de Equipo (EF) El tamaño del estudio afectaría la probabilidad de falla de un componente en el estudio. El análisis de riesgo cualitativo se propone para usarlo en tres niveles diferentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Unidad: Una unidad completa de operación en un sitio es evaluada. Esto debería ser típicamente hecha para comparar y priorizar las unidades de operación basados en el riesgo de operación. 2. Sección de una unidad de operación: Una unidad de operación puede ser dividida en secciones lógicas (funcionales) para identificar la sección de alto riesgo de la unidad. 3. Un sistema o unidad de operación: Este es el nivel de mayor detalle en que el método cualitativo es propuesto para aplicarse. 	
<p>Para definir el Factor de Equipo, use la siguiente tabla:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si una planta está siendo evaluada, (Típicamente más grande que 150 de equipos), EF=15. - Si una sección mayor de una unidad de operación está siendo evaluada (20-150 equipos), EF = 5. - Si un sistema o unidad de operación está siendo evaluada (5 -20 equipos), EF= 0. <p>Seleccionar el valor apropiado para EF.</p>	
Este es el Factor de Equipo	1

¹⁶ Norma API 581 Anexo A traducido por las autoras

Factor de Daño (DF) El factor de daño es una medida del riesgo asociado con los mecanismos de daño conocidos que son activados o potencialmente activados en la operación siendo evaluados. Los mecanismos con base de priorización sobre su potencial para crear eventos graves.		
Si hay conocidos, mecanismos de daño activos que pueden causar agrietamiento por corrosión en aceros al carbono y aceros de baja aleación, DF1=5.	2	
Si existe un potencial de falla por fragilidad, incluye acero al carbono debido a la operación a bajas temperaturas o condiciones fuera de lo normal, fragilización por bajas temperaturas, o materiales a los cuales no se les realizó adecuadamente el ensayo de impacto, DF2=4.	3	
Si existe un sitio en la unidad donde mecánicamente ocurra falla por fatiga inducida térmicamente y los mecanismos de fatiga podrían ser activados silenciosamente, DF3=4.	4	
Si hay ocurriendo agrietamiento por hidrogeno a altas temperaturas, DF4 = 3.	5	
Si se presenta corrosión-agrietamiento en aceros inoxidable debido a las condiciones de operación, DF5=3.	6	
Si está ocurriendo corrosión localizada, DF6 = 3.	7	
Si está ocurriendo corrosión general, DF7 = 2.	8	
Si se conoce daño por creep (termofluencia), ocurre en procesos a altas temperaturas, incluyendo hornos y calentadores, DF8 = 1.	9	
Si se conoce que está ocurriendo una degradación de los materiales; con mecanismos de formación de fase sigma, carburización, esferoidización, etc. DF9 = 1.	10	
Si tiene otros mecanismos de daño que no se identificaron, DF 10 = 1.	11	
Si el mecanismo potencial de daño que tiene una unidad en operación no fue evaluado y no es revisado periódicamente por ingeniero de materiales calificados, DF11 = 10.	12	
El valor del Factor de Daño es la suma de las líneas 2 a 12, para un máximo de 20.	13	

<p>Factor de Inspección (IF) El Factor de Inspección es la medida de la efectividad del programa de inspección para identificar en la unidad los mecanismos de daño activos o identificarlos.</p>		
<p>Paso 1. Inspección de vasijas: Indica la efectividad de un programa de inspección de vasijas para encontrar los mecanismos de daño identificados anteriormente. -Si el programa de inspección es extensivo y una variedad de métodos están siendo usados, IF1 = -5. -Si hay un programa de inspección formal en el lugar y unas inspecciones están siendo hechas, pero primariamente inspección visual y lectura de espesores con UT, IF1 = -2. -Si hay un programa de inspección no formal en el sitio, IF1 = 0. Seleccione el valor adecuado de IF2.</p>	14	
<p>Paso 1. Inspección de tubería: Indicador de la efectividad de un programa de inspección de tubería para encontrar los mecanismos de daño identificados anteriormente. -Si el programa de inspección es extensivo y una variedad de métodos están siendo usados, IF2 = -5. -Si hay un programa de inspección formal en el lugar y unas inspecciones están siendo hechas, pero primariamente inspección visual y lectura de espesores con UT, IF2 = -2. -Si hay un programa de inspección no formal en el sitio, IF2 = 0. Seleccione el valor adecuado de IF2.</p>	15	
<p>Paso 3. Programa de inspección: Como está diseñado el programa de inspección, y son evaluados los resultados de la inspección el programa de inspección usa las modificaciones? -Si los mecanismos de deterioro pueden ser identificados para cada ítem del equipo y el programa de inspección es modificado por un ingeniero de materiales o un inspector competente basado en los resultados del programa usado, IF3 = -5. -Si el programa de inspección diseñado excluye la identificación de uno u otro mecanismo de falla o no incluye una evaluación crítica de los resultados de la inspección, es decir, era uno o el otro, pero no ambos. IF3 = -2. -Si el programa de inspección encuentra ninguno de los criterios de los párrafos previos. IF3 = 0. Seleccione el valor apropiado de IF3 de la tabla anterior.</p>	16	
<p>El Factor de Inspección es el resultado de la suma de las líneas 12 a 16, pero el valor absoluto de este no puede exceder el factor de daño determinado en la línea 13.</p>	17	

Factor de condición (CCF) El factor de condición intenta indicar la efectividad del mantenimiento de una planta y los esfuerzos de la administración del sitio		
Paso 1. En una planta en operación, como medida del gerenciamiento de la planta es juzgado (programas de manteniendo incluyen pintura y aislamientos). -Significativamente mejor que la industria estándar, CCF1 = 0. -Similar al de la industria estándar, CCF1 = 2. -Significativamente por debajo de la industria estándar CCF1 = 5. Seleccione el valor apropiado de CCF1.		
	18	
Paso 2. La calidad del diseño y construcción de la planta es: -Significativamente mejor que la industria estándar, donde los propietarios usan los más rigurosos estándar, CCF2 = 0. - Similar a la industria estándar, donde típicamente contratos estándar son usados, CCF2 = 2. -significativamente por debajo de la industria estándar, CCF2 = 5. Seleccione el valor apropiado para CCF2.		
	19	
Paso 3. En una revisión de la efectividad del programa de mantenimiento de la planta incluyendo fabricación, programas PM y QA/QC, ellos son evaluados -Significativamente mejor que la industria estándar, CCF3 = 0 -Similar al de la industria estándar, CCF3 = 2 -Significativamente por debajo de la industria estándar CCF3 = 5 Seleccione el valor apropiado de CCF3		
	20	
El Factor de Condición es la suma del ítem 18 al 20	21	

Factor de Proceso (PF)														
Es la medida del potencial de operaciones o condiciones variables resultando en la iniciación de eventos que podrían ocasionar pérdidas de contención														
<p>Paso 1. El número de interrupciones promedio del proceso previstas o imprevistas al año. (Esto está destinado a las operaciones normales de proceso continuo). PIF se ha tomado de la siguiente tabla.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Número de interrupciones</th> <th>PFI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 a 1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2 a 4</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>5 a 8</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>9 a 12</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Mayor que 12</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Determinar adecuadamente el valor del PFI de acuerdo con la tabla anterior</p>		Número de interrupciones	PFI	0 a 1	0	2 a 4	1	5 a 8	3	9 a 12	4	Mayor que 12	5	22
Número de interrupciones	PFI													
0 a 1	0													
2 a 4	1													
5 a 8	3													
9 a 12	4													
Mayor que 12	5													
<p>Paso 2. Evaluar el potencial excediendo las variables claves en el proceso de operación que se está evaluando: (PF2).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si el proceso es extremadamente estable, y se reconoce que la combinación de condiciones no generan la posibilidad para que exista una reacción que cause fuga u otra condición insegura, PF2 es 0. - Sólo en circunstancia muy inusuales podría alterar las condiciones que puedan aumentar en una situación insegura, PF2 es 1. - Si cambian las condiciones se conoce la existencia de resultados que pueden acelerar el daño de equipo u otras condiciones inseguras, PF2 es 3. - Si la posibilidad de pérdida de control es inherente en el proceso, PF2 es 5. <p>Seleccione el valor adecuado para PF2 de la tabla anterior.</p>		23												
<p>Paso 3. Evaluar el potencial de protección de los aparatos, tal como aparatos de relevo y elementos críticos funcionales, son entregados inactivos como resultado de taponamiento o suciedad debida al fluido del proceso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Servicio limpio, sin taponamiento potencial, PF3=0. - Ligeramente sucio con taponamiento potencial, PF3=1 - Significativamente sucio con taponamiento potencial, PF3=3 - Los aparatos de protección se han encontrado afectados en el servicio, PF3=5 <p>Seleccione el valor adecuado para PF3.</p>		24												
El factor de proceso general es la suma de las líneas 22 a 24		25												

Factor de Diseño Mecánico (MDF) El factor de diseño mecánico mide determinados aspectos del diseño del equipo en operación.		
Paso 1. - Si puede identificarse que el equipo no fue diseñado con las técnicas de los actuales códigos o normas, MDF1 = 5. Ejemplo: No realizar el ensayo de impacto en aceros al carbono al servicio a bajas temperatura, materiales en servicio de hidrogeno operando sobre las ultimas curvas de Nelson, materiales sin alivio de esfuerzos en un servicio particular (tal como Cáustico), o platos gruesos que requieren relevo de esfuerzos por códigos corrientes o practicas buenas. - Si se considera que todo el equipo está diseñado y mantiene los códigos en efecto en el tiempo en que fue construido, MDF1 = 2. - Si se considera que todo el equipo está diseñado y mantiene los códigos comunes, MDF1 = 0. Ingresar el valor apropiado de las anteriores afirmaciones. Este es MDF1	26	
Paso 2. - Si el proceso que se está evaluando es inusual o único o cualquiera de las condiciones del proceso de diseño son extremas, MDF2=5 Condiciones de diseño extremas a considerar: a) Presión superior a 10.000psi. b) Temperatura superior a 1500°F. c) Condiciones corrosivas que requieren materiales altamente aleados (mas nuevos que el acero inoxidable 316) - Si el proceso es común, con condiciones de diseño normales, MDF2 = 0. Seleccione el valor apropiado de la tabla superior	27	
Paso 3. Sumar las líneas 26 y 27. este es el factor de diseño mecánico	28	

Categoría de Probabilidad													
Paso 1. Determine el Factor de Probabilidad. El Factor de Probabilidad es la suma de los factores determinados previamente. Sumar las líneas 1, 13, 17, 21, 25 y 28. Este es el Factor de Probabilidad													
	29												
Paso 2. La Categoría de Probabilidad es determinada de el factor de probabilidad (sobre la línea 29) usando la siguiente tabla: <table border="1" data-bbox="343 548 1244 750" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Factor de Probabilidad</th> <th>Categoría de Probabilidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 - 15</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>16 - 25</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>26 - 35</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>36 - 50</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>51 - 75</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	Factor de Probabilidad	Categoría de Probabilidad	0 - 15	1	16 - 25	2	26 - 35	3	36 - 50	4	51 - 75	5	
	Factor de Probabilidad	Categoría de Probabilidad											
0 - 15	1												
16 - 25	2												
26 - 35	3												
36 - 50	4												
51 - 75	5												
Ingresar el valor de la categoría de la probabilidad.	30												

Parte B. Determinación de la Categoría Consecuencia del Daño

Esta sección es usada para materiales inflamables, si solamente se presentan químicos tóxicos, ir directamente a la Parte C

Factor Químico (CF) El Factor Químico es una medida de la tendencia química inherente a inflamarse. La respuesta a esta sección se basa en si el derrame del material es predominante o representativo. Un análisis separado se realiza si la unidad presenta un número de diferentes procesos de derrame.																																																									
Paso 1. Determinar el Factor de inflamabilidad usando el NFPA Flammable Hazard Rating (el diamante RED en el NFPA Hazard Identification System es la señal). Ingresar el NFPA Flammable Hazard Rating.		31																																																							
Paso 2. Determinar un Factor de Reactividad usando el NFPA Reactivity Hazard Rating System (El diamante YELLOW en el NFPA Hazard Identification System es la señal). Ingresar el NFPA Reactivity Hazard Rating.		32																																																							
Paso 3. Determinar el "Factor Químico." <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="4">Factor de Reactividad (Línea 32)</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>.</td> <td>1</td> <td>7</td> <td>9</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>Factor de inflamabilidad</td> <td>2</td> <td>10</td> <td>12</td> <td>15</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>(Línea 31)</td> <td>3</td> <td>12</td> <td>15</td> <td>18</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>.</td> <td>4</td> <td>13</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>25</td> </tr> </tbody> </table>				Factor de Reactividad (Línea 32)						1	2	3	4	1	7	9	12	15	Factor de inflamabilidad	2	10	12	15	20	(Línea 31)	3	12	15	18	25	.	4	13	15	20	25		
		Factor de Reactividad (Línea 32)																																																							
		1	2	3	4																																																				
.																																																									
.																																																									
.																																																									
.	1	7	9	12	15																																																				
Factor de inflamabilidad	2	10	12	15	20																																																				
(Línea 31)	3	12	15	18	25																																																				
.	4	13	15	20	25																																																				
Seleccione el Factor Químico del cuadro superior.		33																																																							

<p>Factor de Cantidad (QF) El Factor de Cantidad representa la suma de material que contiene una unidad en un solo escenario.</p>																										
<p>El Factor de Cantidad se asume directamente del cuadro inferior. Para la cantidad de material liberado, usar la cantidad mayor de combustible de la lista que puede ser perdido en un evento de escape particular.</p>																										
<table border="0"> <thead> <tr> <th><u>Material Liberado</u></th> <th>Factor de Cantidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><1.000 libras</td><td>15</td></tr> <tr><td>1K - 2K libras</td><td>20</td></tr> <tr><td>2K - 10K libras</td><td>25</td></tr> <tr><td>10K - 30K libras</td><td>28</td></tr> <tr><td>30K - 80K libras</td><td>31</td></tr> <tr><td>80K -200K libras</td><td>34</td></tr> <tr><td>200K - 700K libras</td><td>37</td></tr> <tr><td>700K - 1 millón</td><td>39</td></tr> <tr><td>1 - 2 millón</td><td>41</td></tr> <tr><td>2 - 10 millón</td><td>45</td></tr> <tr><td>> millón</td><td>50</td></tr> </tbody> </table>			<u>Material Liberado</u>	Factor de Cantidad	<1.000 libras	15	1K - 2K libras	20	2K - 10K libras	25	10K - 30K libras	28	30K - 80K libras	31	80K -200K libras	34	200K - 700K libras	37	700K - 1 millón	39	1 - 2 millón	41	2 - 10 millón	45	> millón	50
<u>Material Liberado</u>	Factor de Cantidad																									
<1.000 libras	15																									
1K - 2K libras	20																									
2K - 10K libras	25																									
10K - 30K libras	28																									
30K - 80K libras	31																									
80K -200K libras	34																									
200K - 700K libras	37																									
700K - 1 millón	39																									
1 - 2 millón	41																									
2 - 10 millón	45																									
> millón	50																									
<p>Ingresar el valor apropiado de la tabla anterior. Este es el Factor de Cantidad.</p>		34																								
<p>Factor de Estado El Factor de Estado depende de el punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia normal del fluido para evaporarse y dispersarse cuando es liberado en el ambiente</p>																										
<p>Seleccionar el Factor de Estado basado en la temperatura de ebullición normal (Presión Atmosférica)</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>T_b(°F)</th> <th>Factor de Estado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Por debajo de -100</td><td>8</td></tr> <tr><td>-100 a 100</td><td>6</td></tr> <tr><td>100 a 250</td><td>5</td></tr> <tr><td>250 a 400</td><td>1</td></tr> <tr><td>Por encima de 400</td><td>-3</td></tr> </tbody> </table>			T _b (°F)	Factor de Estado	Por debajo de -100	8	-100 a 100	6	100 a 250	5	250 a 400	1	Por encima de 400	-3												
T _b (°F)	Factor de Estado																									
Por debajo de -100	8																									
-100 a 100	6																									
100 a 250	5																									
250 a 400	1																									
Por encima de 400	-3																									
<p>Seleccionar el valor adecuado de la tabla anterior. Este es el Factor de Estado.</p>		35																								

<p>Factor de Autoignición (AF) El Factor de Autoignición es una sanción aplicada a fluidos que están siendo procesados a una temperatura por encima de la temperatura de autoignición</p>										
<p>Si un fluido es procesado por debajo de este AIT, registrar 10 -Si el fluido es procesado sobre este AIT, usar la siguiente tabla para determinar AF, basado en el punto de ebullición del fluido (en grados Fahrenheit)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>T_b (°F)</th> <th>Factor AF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Por debajo de 0</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>0 a 300</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Por encima de 300</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el valor apropiado de la tabla anterior. Este es el factor de autoignición.</p>		T _b (°F)	Factor AF	Por debajo de 0	3	0 a 300	7	Por encima de 300	13	36
T _b (°F)	Factor AF									
Por debajo de 0	3									
0 a 300	7									
Por encima de 300	13									
<p>Factor de Presión (PRF) El Factor de Presión representa la tendencia de los fluidos a ser rápidamente liberados, resultando en un gran cambio de efecto tipo - instantáneo. - Si el fluido que está dentro del equipo es un líquido, ingresar 10. - Si el fluido que está dentro del equipo es un gas, y a una presión mayor que 150psig, ingresar 10. - Si ninguna de las condiciones anteriores es verdad, ingresar -15.</p> <p>Seleccionar le valor apropiado de la tabla anterior. Este es el factor de presión.</p>		37								

Factor de Crédito (CF) El Factor de Crédito es el producto de varios subfactores de sistemas de ingeniería que pueden disminuir el daño que ocasione un evento en el sitio.		
Si hay detección de gas en el lugar, cuando se presenta un escape incipiente de 50% o más. Ingresar -1, de otro modo, ingresa 0.	38	
Si el equipo en proceso está operando normalmente bajo una atmósfera inerte. Ingresar -1, de otro modo, ingresar 0	39	
Si el sistema para combatir el fuego es "seguro" en el evento de un incidente mayor (es decir, Un sistema de agua contra incendios, en caso de un evento de explosión permanece intacto), ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	40	
Si la capacidad de aislamiento del equipo en esta área puede ser remotamente controlada, AND: - El aislamiento y la instrumentación adecuada es protegida de incendios y explosiones, entonces ingresar -1. - O, si el aislamiento y la instrumentación asociada es protegida de incendios solamente, ingresar -1. - o, si no hay protección para la capacidad de aislamiento de incendio y explosiones, ingresar -1. De otro modo, ingresar 0.	41	
Sí hay explosión alrededor de las paredes de los equipos más críticos (generalmente altas presiones), ingresar -1, de otro modo, ingresa 0.	42	
Sí hay un basurero, drenaje o un sistema de escape el cual reinventaría el 75% o más del material en 5 minutos o menos, con el 90% de confiabilidad, ingrese -1, en vez de 0.	43	
Si hay una prueba de fuego en el sitio tanto en estructuras y cables, ingresar -1, si hay una prueba de fuego incluso en otras estructuras o cables, ingresar 0.95, de otro modo ingresar 0.	44	
Sí hay un suministro de agua para incendios el cual estaría al menos 4 horas, ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	45	
Sí hay un sistema fijo de espumas en el sitio, ingresar -1, en vez de, ingresar 0.	46	
Sí existe monitoreo de el agua contra incendios el cual puede alcanzar todas las áreas de la unidad afectada, ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	47	
Sumar las líneas del 38 al 47. Este es el Factor de Crédito.	48	

Categoría Consecuencias de Daño		
Paso 1. Determinar el Factor de Consecuencia de Daño. Sumar las líneas 33, 34, 35, 36, 37 hasta 48, este es el Factor de Consecuencia de Daño.	49	
Paso 2, El Factor de Consecuencia de Daño (línea 49) es convertido a la Categoría de Consecuencia de Daño basado en la tabla siguiente		
Factor de Consecuencia	Categoría de Consecuencia	
0 - 19	A	
20 - 34	B	
35 - 49	C	
50 - 79	D	
> 70	E	
Ingresar la Categoría de Consecuencia de daño.	50	

Parte C. Determinación de la Categoría Consecuencia en Salud

Si el fluido del proceso solamente presenta consecuencias inflamables,

Omitir la parte C

<p>Factor Toxico Cuantitativo (TQF) El Factor Toxico Cuantitativo es una medida de la cantidad de químico y su toxicidad.</p>												
<p>Paso 1. El Factor Toxico Cuantitativo es tomado directamente del cuadro de abajo. De la suma de liberación de químico, utilizando grandes sumas de inventario toxico que puede ser perdido en un evento de escape particular.</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>Material Liberado</th> <th>Factor de Cantidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1,000 libras</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>1K - 10K libras</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>10K - 100K libras</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>>1 millón de libra</td> <td>35</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el factor del cuadro anterior, este es TQF1.</p>		Material Liberado	Factor de Cantidad	<1,000 libras	15	1K - 10K libras	20	10K - 100K libras	27	>1 millón de libra	35	51
Material Liberado	Factor de Cantidad											
<1,000 libras	15											
1K - 10K libras	20											
10K - 100K libras	27											
>1 millón de libra	35											
<p>Paso 2. Estimar el Factor de Toxicidad (TQF2) del cuadro de abajo, basado en el diamante azul en la NFPA Hazard Identification System.</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>NFPA Nh</th> <th>Factor de Toxicidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>-20</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el Factor de Toxicidad</p>		NFPA Nh	Factor de Toxicidad	1	-20	2	-10	3	0	4	20	52
NFPA Nh	Factor de Toxicidad											
1	-20											
2	-10											
3	0											
4	20											
<p>Paso 3. Sumar las líneas 51 y 52. Este es el Factor Cuantitativo de toxicidad.</p>		53										

Factor de Dispersión (DIF)					
El Factor de Dispersión es la medida de la habilidad que tiene el material para dispersarse, en condiciones típicas de proceso					
Paso 1. Determinar el Factor de Dispersión de la Tabla de abajo					
(F)	Factor	Punto de Ebullición (°F)	Dispersión		
.		< 30	1		
.		30 - 80	0,5		
.		80 - 140	0,3		
.		140 -200	0,1		
.		200 - 300	0,05		
.		>300	0,03		
Ingresar el Factor de Dispersión				54	

Factor de Crédito (CRF)					
El Factor de Crédito considera muestras de seguridad para que se reduzcan las consecuencias de una liberación toxica por detección, aislamiento y mitigación.					
Paso 1.					
-Si hay detectores en el sitio del proceso del fluido de interés que detecten el 50% o más de escape incipiente, ingresar -1.					
- De otro modo, ingresar 0				55	
Paso 2.					
- Si recipientes mas grandes que contienen este material pueden ser automáticamente aislados, y el aislamiento es iniciado por una alta lectura del detector de material toxico, ingresar -1.					
- O, si el aislamiento es remoto con una iniciación manual, ingresar -5.					
- O, si el aislamiento solamente es manualmente operado, ingresar -25.					
- De otro modo ingresar 0.				56	
Paso 3.					
- Si hay un sistema en el sitio (cortinas de agua, etc.) que prueben ser efectivos en mitigación en mínimo el 90% de el fluido, ingresar -5.					
- De otro modo ingresar 1,0.				57	
Paso 4. Sumar las líneas 55 a 57. Este es el Factor de Crédito				58	

<p>Factor de Población (PPF) El Factor de Población es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento toxico.</p>		
<p>Estimar el Factor de Población por el cuadro de abajo. Este es basado en el número de personas, en promedio, dentro de un cuarto de milla del punto de escape. Considerar la población dentro del sitio y fuera del sitio. Dentro de los límites de la planta, contar la población durante el día.</p>		59
Número de Personas dentro de un Radio de un Cuarto de Milla	Factor Población	
< 10	0	
10 - 100	7	
100 - 1000	15	
1000 - 10000	20	
Ingresar el Factor de Población.		

Categoría de Consecuencias en Salud		
Paso1. Sumas las líneas 53, 54 y 59. Este es el Factor de Consecuencias en salud		60
Paso 2. El Factor de Consecuencias en Salud (línea 60) es la equivalencia en la Categoría de Consecuencias en Salud, como el siguiente:		
Factor de Consecuencias en Salud	Categoría de Consecuencias en Salud	
<10	A	
10 - 19	B	
20 - 29	C	
30 - 39	D	
> 40	E	
Ingresar la Categoría de Consecuencias en Salud		61

Categoría de Consecuencias.	
Escoger la letra más alta de las líneas 50 o 61 (A es baja, E es alta). Este es el valor de la Categoría de Consecuencias.	

ANEXO B HISTÓRICOS DE TANQUES K 01, K 02 Y TUBERÍA DE GAS Y CRUDO (FACILIDADES ESTACION COLORADO)

INFORMACION DE FACILIDADES

La información de las Facilidades existentes en la Estación de Colorado hace referencia a:

1. Tuberías de Líneas de interconexión.
2. Tanque de Almacenamiento de líquidos
3. Pintura Tuberías y Tanques
4. Equipos de Separación bifásicos

1. TUBERIAS Y ACCESORIOS

1.1. CÓDIGOS Y ESTÁNDARES

Para el diseño, selección de materiales e instalación de las tuberías siguen las recomendaciones dadas en códigos y estándares de tuberías y accesorios dados por:

API	American Petroleum Institute
API 5B	Specification for Threading, Gauging, and Tread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads (U.S. Customary Units)
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball and Check Valves)
API 6FA	Specification for Fire Test for Valves.
API 598	Valve Inspection and Testing.
API 600	Steel Gate Valves - Flanged and Butt Welding Ends Bolted and Pressure Seal Bonnets.
API 601	Metallic Gaskets for Piping.
API 602	Compact Steel Gate Valves - Flanged, Threaded, Welding and Extended Body Ends.
API 607	Fire Test for Soft-Seated Quarter-Turn Valves.
ANSI	American National Standards Institute
ANSI B1.1	Screw Threads For Piping, Nuts And Bolts
ANSI B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI B16.9	Factory-Made Wrought-Steel Butt welding Fittings

ANSI B16.11	Forged-Steel Fittings, Socket welding and Threaded
ANSI B16.21	Nonmetallic Flat gaskets for Pipe Flanges
ANSI B16.25	Butt welding Ends
ANSI B16.34	Valves-Flanged, threaded and welding end
ANSI B31.4	Liquid Petroleum Transportation
ANSI B36.10	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ANSI B 31.3	Chemical plant and Refining petroleum piping
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASME B31.3	Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
ASME B31.4	Liquid Petroleum Transportation Piping System
ASTM	American Standard Testing Materials
ASTM A 53	Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless
ASTM 105	Carbon Steel Forgings for Piping Applications
ASTM A 193	Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High-Temperature Service
ASTM A 194	Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both
ASTM A 216	Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding, for High-Temperature Service
ASTM A 234	Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service
MSS	Manufacturers Standardization Society
MSS SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS SP-75	Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings

1.2 PRESIÓN DE DISEÑO EN TUBERIAS

Las presiones de diseño de las tuberías están dadas por las presiones de operación que a su vez están limitadas por los accesorios instalados en cada uno de los procesos, denominada como presión de diseño baja, la presión de diseño

alta se tomará como la máxima presión de operación que pueda presentarse en el sistema más un valor asumido de 50 psi.

Presión de Operación en Proceso Líneas de Campo, accesorios ANSI 150 (280 psi/100F)	PO= 70 PSI
Presión de Operación en Proceso Recolección Estación, accesorios ANSI 150 (280 psi/100F)	PO=25 PSI
Presión de Operación en Proceso Bombeo, accesorios ANSI 150 (280 psi/100F)	PO= 150 PSI
Presión de diseño	Pd= 280 PSI

TEMPERATURA DE DISEÑO EN TUBERIAS

La temperatura de diseño se determina por la temperatura más crítica que pueda presentarse en el sistema, más un valor de seguridad de 30 °F. La temperatura máxima esperada en el sistema es la temperatura de la emulsión a la llegada al múltiple y que puede llegar a 100 °F.

Temperatura de Operación:	TO= 100 °F
Temperatura de Diseño:	Td= 130° F

FLUIDO DE TRABAJO

1. Crudo
2. Emulsión de crudo con agua y sedimentos.
3. Agua.
4. Gas

TOLERANCIA A LA CORROSIÓN Y EROSIÓN

Para el sistema diseñado, por tratarse de tubería de acero al carbono se incluye un sobre-espesor 1/8”.

MATERIALES

La tubería seleccionada para instalación de líneas en campo es tubería acero API 5L o ASTM 53 grado B SCH 40 con una resistencia a la tensión admisible de 12.800 psi para temperaturas inferiores a 135°F según Tabla 1A "Maximum Allowable Stress Value for Ferrous Materials" Section VIII Div.1, aplicable para tubería con costura (welded).

Los cálculos de espesor mínimo requerido se efectúan según código ASME/ANSI B31.3.

TABLA1. Presiones de Trabajo y de Prueba, Tuberías ASTM A-53, Gr. B

DIÁMETRO		ESPESOR			MAOP	Ph min	Ph max
Nominal (in)	Externo (in)	Pared	Cédula	in	(psig)	(psig)	(psig)
2	2,375	Std.	40	0.154	1942	2427	4085
		XS	80	0.218	3300	4125	5783
			160	0.343	5953	7441	9099
		XXS		0.436	7926	9908	11565
3	3,5	Std.	40	0.216	2210	2763	3888
		XS	80	0.300	3420	4275	5400
			160	0.438	5407	6759	7884
		XXS		0.600	7740	9675	10800
4	4,5	Std.	40	0.237	1954	2443	3318
		XS	80	0.337	3074	3843	4718
			120	0.438	4206	5257	6132
			160	0.531	5247	6559	7434
		XXS		0.674	6849	8561	9436
6	6,625	Std.	40	0.280	1655	2068	2663
		XS	80	0.432	2811	3514	4108
			120	0.562	3800	4750	5344
			160	0.718	4987	6233	6828
		XXS		0.864	6097	7622	8216
8	8,625		20	0.250	1096	1370	1826
			30	0.277	1253	1567	2023
		Std.	40	0.322	1516	1895	2352
			60	0.406	2007	2509	2966
		XS	80	0.500	2557	3196	3652
			100	0.593	3100	3875	4331
			120	0.718	3830	4788	5245
			140	0.812	4380	5475	5931
		XXS		0.875	4748	5935	6391
10	10,75		20	0.250	879	1099	1465
			30	0.307	1146	1433	1799
		Std.	40	0.365	1418	1773	2139
		XS	60	0.500	2051	2564	2930
			80	0.593	2487	3109	3475
			100	0.718	3073	3842	4208
			140	1.000	4395	5494	5860
			160	1.125	4981	6227	6593

TABLA 2. Listado de clases en accesorios

Clase	Servicio	Clase ANSI (Lb)	Material	Temperatura Operación (°F) ⁽¹⁾	Presión Operación (Psi) ⁽²⁾	Presión Prueba (Psi) ⁽³⁾
A	Petróleo crudo, gas, combustible y refinados (excepto GLP)	150	Acero al Carbón	≤100 - 500	170 - 285	1,5 P. Diseño
B	Petróleo crudo y refinados	300	Acero al carbón	≤ 100 - 500	≤ 740	1,5 P. Diseño
C	Petróleo crudo y refinados	600	Acero al carbón	≤ 100 - 500	≤ 1480	1,5 P. Diseño
K	Aire para instrumentación	150	Acero al carbón	≤ 100 - 500	≤ 285	1,5 P. Diseño
L	Agua contra incendio	150	Acero al carbón	≤ 100 - 500	≤ 285	1,5 P. Diseño

HISTORICO

Línea de succión entre tanque 01 – 02 a Succión Bomba: Instalada en Mayo del 2006.

Línea de entrada de tanques salida separador medida y general: Instalada en Mayo del 2006

Línea de conexión entre Manifold de recolección y entrada a Separadores de medida y general: Instalada en Mayo del 2006

Línea de Salida de Gas de separadores a entrada de Struber: Instalada en Mayo del 2006

2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La estación de Colorado cuenta con dos tanques de almacenamiento de crudo API atmosféricos de techo fijo en acero al carbón para almacenamiento de crudo con agua y sedimentos, así:

ITEM	CANT	TAG No.	CONSTRUCCIÓN	MONTAJE
1	1	K-0101	API-650	API-650
2	1	K-0102	API-650	API-650

DOCUMENTOS y normas APLICABLES

Los Tanques de Almacenamiento de Crudo cumplen con los requisitos indicados en las especificaciones dadas en la hoja de datos, en la memoria de cálculo. Además cumple con la especificación de ECOPETROL S.A. para construcción de tanques atmosféricos cilíndricos de techo fijo ECP-GTP-F-38-NIP-43-01 especificaciones técnicas para pintura de tanques 0500103-ET-58-01 y ECP-GTP-F-38-NIP-57-04.

Adicionalmente cumplirá con los requisitos aplicables de la última edición de las siguientes normas y especificaciones.

- AWS AMERICAN WELDING SOCIETY

American National Standard Institute (ANSI)

- ANSI B31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- ANSI B16.11 Forged Steel Fittings, Socket Welding and Threaded
- ANSI B31.4 Tubería para sistemas de transporte de hidrocarburos.
- ANSI B16.5 Bridas en acero para tuberías, válvulas y accesorios.
- ANSI B16.9 Accesorios para tubería forjados en acero.
- ANSI C110 ANSI Standard for Ductile-Iron and Gray-Iron Fittings, 3 In. Through 48 In. (76 mm Through 1,219 mm), for Water
- ANSI C111 Rubber-Gasket Joints for Ductile-Iron Pressure Pipe and Fitting
- ANSI B.36.10 Welded And Seamless Wrought Steel Pipe
- ANSI B.16.11 Forged Steel Fitting, Socket Welding And Thread
- ANSI B.16.25 Butt Welding End

American Petroleum Institute (API)

API 1104 Estándar para soldadura de tubería.

- API 5L Especificación para tubería de alta resistencia.
- API 598 Inspección y prueba de válvulas.
- API 650 Tanques soldados para Almacenamiento de combustibles.

- API 653 Inspección de tanques, Reparación, Alteración y Reconstrucción
- API 600 Steel Gate Valves-Flanged and Butt welding Ends
- API 602 (Compact Steel Gate Valves, Flanged, Threaded, Welding and Extended-Body Ends)
- API 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks.

American Society of Mechanical Engineers (ASME/ASTM)

- A53 Specifications for Pipe, Steel, Stack and Hot-Dipped Zinc-Coated Welded and Seamless
- E-9462T Prácticas experimentales para pruebas radiográficas.

ASTM American Society of Testing and Materials

- ASTM D4541: Standard method for Pull-Off Strength of coating using portable adhesion testers.
- ASTM D4285: Method for indicating oil or water in compressed air
- ASTM D 4940: Test method for conductimetric analysis of water soluble ionic contamination of blasting abrasives.
- ASTM D 5402 Standard Practice for Assessing the Solvent Resistance of Organic Coatings Using Solvent Rubs
- ASTM D 4752 Standard Test Method for Measuring MEK Resistance of Ethyl Silicate (Inorganic) Zinc-Rich Primers by Solvent Rub.
- ASME Sec IX Welding And Brazing Qualification
- ASME SEC V Non Destructive Examination

Steel Structures Painting Council (SSPC)

- SSPC SP "Surface Preparation Specifications" (SP1, SP2, SP3, SP5, SP6, SP7, SP10)
- SSPC PA2 "Method for Measurement of Dry Paint Thickness with Magnetic Gages"
- SSPC-PA 1 Almacenamiento en Campo y Mantenimiento de la Pintura
- SSPC-PA 2 Medidas de Espesor de Pintura en Película Seca con Herramientas Magnéticas.
- SSPC-SP 1 Limpieza con Solvente.
- SSPC-SP 2 Limpieza con Herramientas Manuales.
- SSPC-SP 3 Limpieza con Herramientas Mecánicas.
- SSPC-SP 5 Limpieza con chorro abrasivo a metal blanco.

NACE

NACE RP0287 Medidas de Campo de Perfil de Rugosidad y Superficies Limpiadas con Chorro Abrasivo Usando la Cinta Textex.

- NACE RP0188 Discontinuity –Holliday – Testing of Protective Coatings,
 - NACE 6G186 NACE Publication 6G186, Item No. 54257
- Determinación de Iones de Cloro.

Del Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC):

- ICONTEC-2000, Hormigón Reforzado
- ICONTEC-129, 174, 385, Agregados Pétreos
- ICONTEC-1920, Acero Estructural

Estructuras

- AISC. Manual de construcción de estructuras metálicas.

MATERIALES

Todos los materiales utilizados son del tipo y grado especificado en los documentos que conforman esta especificación.

DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN DEL MATERIAL
Láminas	ASTM A-283 Grado C
Tuberías, sin costura	ASTM A-106 Grado B o A-53 Gr B
Accesorios, sin costura	ASTM A-234 Grado WPB
Espárragos & Tuercas	ASTM A-193-B7 & ASTM A-194-2H
Perfiles Estructurales	ASTM A-36
Bridas	ASTM A-105, según ASME B16.5, clase 150 WN RF

Las ruanas de “man holes”, boquillas, accesorios, puertas de limpieza “clean-out”, ruanas para soportes y otros elementos soldados al tanque, son de la misma especificación y grado del material de la lámina principal.

Cada componente ensamblado tiene soldaduras de completa penetración y fusión. Los espesores y tipo de tubería y accesorios en las boquillas cumplen con lo especificado por el código API 650.

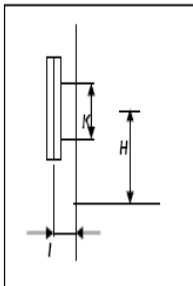
Los empaques de los “man holes” y puertas de inspección son para el servicio requerido y de 1/8” de espesor.

DATOS DE CAMPO

TANQUE 01

INFORMACION GENERAL

Propietario: <i>ECOPETROL S. A.</i>	Contenido del tanque: <i>Crudo Parafínico</i>
Localización: <i>Estación Colorada</i>	Gravedad: <i>32 API</i>
Fabricante:	Temperatura del líquido: <i>100,0 F</i>
Constructor:	Lectura manómetro: <i>0 PSIG</i>
Altura de medición: <i>3.550,00 mm</i>	Servicio del tanque: <i>Almacenamiento</i>
Altura Total del Casco: <i>2.525,00 mm</i>	API Estándar: <i>ASTM MPMS 2.2A</i>
Altura Segura de llenado: <i>2.400,00 mm</i>	Capacidad nominal: <i>500,00 Barriles</i>
Maximo Nivel del líquido: <i>2.450,00 mm</i>	Altura Nominal: <i>2.250,00 mm</i>
Diámetro nominal: <i>6.703,48 mm</i>	Tipo de unión: <i>A tope</i>
Tipo de cubierta: <i>Conico</i>	Tipo de fondo: <i>Plano</i>



DESCRIPCION DE LAS LAMINAS DEL CASCO

Anillo #	Circunferencia (mm)	Altura del anillo (mm)	Espesor (mm)	Laminas por anillo
1	21090	1835	4,763	4
2	21090	615	4,763	4
3	21090	75	4,763	4

MANHOLES Y VALVULAS

Descripción	Dimensiones		
	K (pulg)	H (mm)	I (mm)
Válvula # 1	4	235	180
Válvula # 2	4	220	180
Válvula # 3	6	270	250
Manhole	24	760	195

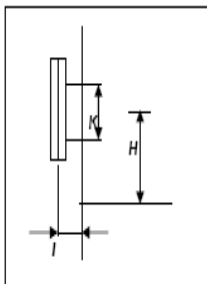
VOLUMENES MUERTOS (Columnas)

Descripción
2 unidades de perfil UPN 160

TANQUE K-02

INFORMACION GENERAL

Propietario: <i>ECOPETROL S. A.</i>	Contenido del tanque: <i>Crudo Parafínico</i>
Localización: <i>Estación Colorada</i>	Gravedad: <i>32 API</i>
Fabricante:	Temperatura del líquido: <i>100,0 F</i>
Constructor:	Lectura manómetro: <i>0 PSIG</i>
Altura de medición: <i>3.550,00 mm</i>	Servicio del tanque: <i>Almacenamiento</i>
Altura Total del Casco: <i>2.525,00 mm</i>	API Estándar: <i>ASTM MPMS 2.2A</i>
Altura Segura de llenado: <i>2.400,00 mm</i>	Capacidad nominal: <i>500,00 Barriles</i>
Maximo Nivel del líquido: <i>2.450,00 mm</i>	Altura Nominal: <i>2.273,70 mm</i>
Diámetro nominal: <i>6.668,46 mm</i>	Tipo de unión: <i>A tope</i>
Tipo de cubierta: <i>Conico</i>	Tipo de fondo: <i>Plano</i>



DESCRIPCION DE LAS LAMINAS DEL CASCO

Anillo #	Circunferencia (mm)	Altura del anillo (mm)	Espesor (mm)	Laminas por anillo
1	20980	1840	4,763	4
2	20980	610	4,763	4
3	20980	75	4,763	4

MANHOLES Y VALVULAS

Descripción	Dimensiones		
	K (pulg)	H (mm)	I (mm)
Válvula # 1	4	235	180
Válvula # 2	4	220	180
Válvula # 3	6	270	250
Manhole	24	760	195

VOLUMENES MUERTOS (Columnas)

Descripción
2 unidades de perfil UPN 160

ECUACIONES DE AFORO

CMAC LTDA

Ing. Civil, Mecánica, Aforos y Consultorias

Nit: 800.174.936 - 7

TK 01

ANILLO	DESDE X cms	HASTA X cms	ECUACIONES K 01					
			Y	=		X	+	
1	0,00	16,00	Y	=	2,217840715	X	+	0
1	16,00	16,89	Y	=	2,220698186	X	+	- 1/22
1	16,89	18,39	Y	=	2,221607929	X	+	- 3/49
1	18,39	19,30	Y	=	2,222517672	X	+	- 7/90
1	19,30	27,11	Y	=	2,224421113	X	+	- 11/96
1	27,11	28,61	Y	=	2,223511387	X	+	- 8/89
1	28,61	34,70	Y	=	2,222601644	X	+	- 3/47
1	34,70	46,47	Y	=	2,220698186	X	+	0
1	46,47	105,53	Y	=	2,226389729	X	+	- 16/61
1	105,53	183,50	Y	=	2,220698186	X	+	23/68
2	183,50	245,00	Y	=	2,220903858	X	+	3/10
3	245,00	252,50	Y	=	2,220969398	X	+	2/7

CMAC LTDA

Ing. Civil, Mecánica, Aforos y Consultorias

Nit: 800.174.936 - 7

TK 02

ANILLO	DESDE X cms	HASTA X cms	ECUACIONES K 02					
			Y	=		X	+	
1	0,00	16,00	Y	=	2,194699163	X	+	0
1	16,00	16,89	Y	=	2,197556633	X	+	- 1/22
1	16,89	18,39	Y	=	2,198466376	X	+	- 3/49
1	18,39	19,30	Y	=	2,199376119	X	+	- 7/90
1	19,30	27,11	Y	=	2,201279577	X	+	- 11/96
1	27,11	28,61	Y	=	2,200369834	X	+	- 8/89
1	28,61	34,70	Y	=	2,199460091	X	+	- 3/47
1	34,70	46,47	Y	=	2,197556633	X	+	0
1	46,47	105,53	Y	=	2,203248176	X	+	- 16/61
1	105,53	184,00	Y	=	2,197556633	X	+	23/68
2	184,00	245,00	Y	=	2,197759481	X	+	28/93
3	245,00	252,50	Y	=	2,197823491	X	+	2/7

RESUMEN TANQUE 01

TANQUE TK 01

CALIBRACION DEL FONDO			CUERPO DEL CILINDRO				TABLA DE FRACCIONES	
ALTURA mms	VOLUMEN Barriles	INCREMENTO Barriles/mm	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	DESDE cm	HASTA cm
0	0,00		1	2,22	190	422,27		
30	6,65	0,22	10	22,18	200	444,48		
50	11,09	0,22	20	44,37	210	466,69	16	245,00
70	15,52	0,22	30	66,61	220	488,90		
110	24,40	0,22	40	88,83	230	511,11		
150	33,27	0,22	50	111,06	240	533,32		
ALTURA DE REFERENCIA: 3.550 mm FECHA AFORO: Mayo 17 de 2006 CONTENIDO: Crudo Parafínico GRAVEDAD: 36 API TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm CAPACIDAD MAXIMA: 544,42 Barriles ALTURA NOMINAL: 2.250,00 mm CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles			60	133,32	245,00	544,42	1	2,22
			70	155,58			2	4,44
			80	177,85			3	6,66
			90	200,11			4	8,88
			100	222,38			5	11,10
			110	244,62			6	13,33
			120	266,82			7	15,55
			130	289,03			8	17,77
			140	311,24			9	19,99
			150	333,44				
			160	355,65				
			170	377,86				
			180	400,06				
			La calibración del tanque y cálculos de acuerdo con el API MPMS Capítulo 2 Sección 2A, "Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by The Manual Tank Strapping"					
							mm	Barriles
							1	0,22
							2	0,44
							3	0,67
							4	0,89
							5	1,11
							6	1,33
							7	1,55
							8	1,78
							-	-

RESUMEN TANQUE 02

TANQUE TK 02

CALIBRACION DEL FONDO			CUERPO DEL CILINDRO				TABLA DE FRACCIONES	
ALTURA mms	VOLUMEN Barriles	INCREMENTO Barriles/mm	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	DESDE cm	HASTA cm
0	0,00		1	2,19	190	417,88		
30	6,58	0,22	10	21,95	200	439,85		
50	10,97	0,22	20	43,91	210	461,83	16	245,00
70	15,36	0,22	30	65,92	220	483,81		
110	24,14	0,22	40	87,90	230	505,79		
150	32,92	0,22	50	109,90	240	527,76		
ALTURA DE REFERENCIA: 3.550 mm FECHA AFORO: Mayo 17 de 2006 CONTENIDO: Crudo Parafínico GRAVEDAD: 36 API TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm CAPACIDAD MAXIMA: 538,75 Barriles ALTURA NOMINAL: 2.273,70 mm CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles			60	131,93	245,00	538,75	1	2,20
			70	153,97			2	4,40
			80	176,00			3	6,59
			90	198,03			4	8,79
			100	220,06			5	10,99
			110	242,07			6	13,19
			120	264,05			7	15,38
			130	286,02			8	17,58
			140	308,00			9	19,78
			150	329,97				
			160	351,95				
			170	373,92				
			180	395,90				
			La calibración del tanque y cálculos de acuerdo con el API MPMS Capítulo 2 Sección 2A, "Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by The Manual Tank Strapping Method" y Sección 2B, "Optical Reference Line Method".					
							mm	Barriles
							1	0,22
							2	0,44
							3	0,66
							4	0,88
							5	1,10
							6	1,32
							7	1,54
							8	1,76
							9	1,98

HISTORICO DE TANQUES

Tanque 01 construido en Mayo del 2006

Tanque 02 construido en Mayo del 2006

AFORO TANQUE 01

TK 01

FECHA AFORO: Mayo 17/06

CONTENIDO: Crudo Parafínico

TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F

ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm

CAPACIDAD MAXIMA: 544,42 Barriles

UBICACIÓN: ESTACION COLORADA

CORREGIMIENTO YARIMA

GRAVEDAD: 32 API

ALTURA NOMINAL: 2.250,00 mm

CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles

ALT REFERENCIA: 3.550 mm

ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles
0	0,00						
10	2,22	420	93,27	830	184,53	1.240	275,70
20	4,44	430	95,49	840	186,75	1.250	277,93
30	6,65	440	97,71	850	188,98	1.260	280,15
40	8,87	450	99,93	860	191,21	1.270	282,37
50	11,09	460	102,15	870	193,43	1.280	284,59
60	13,31	470	104,38	880	195,66	1.290	286,81
70	15,52	480	106,60	890	197,89	1.300	289,03
80	17,74	490	108,83	900	200,11	1.310	291,25
90	19,96	500	111,06	910	202,34	1.320	293,47
100	22,18	510	113,28	920	204,57	1.330	295,69
110	24,40	520	115,51	930	206,79	1.340	297,91
120	26,61	530	117,74	940	209,02	1.350	300,13
130	28,83	540	119,96	950	211,24	1.360	302,35
140	31,05	550	122,19	960	213,47	1.370	304,57
150	33,27	560	124,42	970	215,70	1.380	306,79
160	35,49	570	126,64	980	217,92	1.390	309,02
170	37,71	580	128,87	990	220,15	1.400	311,24
180	39,93	590	131,09	1.000	222,38	1.410	313,46
190	42,15	600	133,32	1.010	224,60	1.420	315,68
200	44,37	610	135,55	1.020	226,83	1.430	317,90
210	46,60	620	137,77	1.030	229,06	1.440	320,12
220	48,82	630	140,00	1.040	231,28	1.450	322,34
230	51,05	640	142,23	1.050	233,51	1.460	324,56
240	53,27	650	144,45	1.060	235,73	1.470	326,78
250	55,50	660	146,68	1.070	237,95	1.480	329,00
260	57,72	670	148,91	1.080	240,17	1.490	331,22
270	59,94	680	151,13	1.090	242,39	1.500	333,44
280	62,17	690	153,36	1.100	244,62	1.510	335,66
290	64,39	700	155,58	1.110	246,84	1.520	337,88
300	66,61	710	157,81	1.120	249,06	1.530	340,11
310	68,84	720	160,04	1.130	251,28	1.540	342,33
320	71,06	730	162,26	1.140	253,50	1.550	344,55
330	73,28	740	164,49	1.150	255,72	1.560	346,77
340	75,50	750	166,72	1.160	257,94	1.570	348,99
350	77,73	760	168,94	1.170	260,16	1.580	351,21
360	79,95	770	171,17	1.180	262,38	1.590	353,43
370	82,17	780	173,40	1.190	264,60	1.600	355,65
380	84,39	790	175,62	1.200	266,82	1.610	357,87
390	86,61	800	177,85	1.210	269,04	1.620	360,09
400	88,83	810	180,08	1.220	271,26	1.630	362,31
410	91,05	820	182,30	1.230	273,48	1.640	364,53

TK 01

FECHA AFORO: Mayo 17/06

CONTENIDO: Crudo Parafínico

TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F

ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm

CAPACIDAD MAXIMA: 544,42 Barriles

UBICACIÓN: ESTACION COLORADA

CORREGIMIENTO YARIMA

GRAVEDAD: 32 API

ALTURA NOMINAL: 2.250,00 mm

CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles

ALT REFERENCIA: 3.550 mm

ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles
1.650	366,75	2.050	455,59	2.450	544,42		
1.660	368,97	2.060	457,81				
1.670	371,19	2.070	460,03				
1.680	373,42	2.080	462,25				
1.690	375,64	2.090	464,47				
1.700	377,86	2.100	466,69				
1.710	380,08	2.110	468,91				
1.720	382,30	2.120	471,13				
1.730	384,52	2.130	473,35				
1.740	386,74	2.140	475,57				
1.750	388,96	2.150	477,79				
1.760	391,18	2.160	480,02				
1.770	393,40	2.170	482,24				
1.780	395,62	2.180	484,46				
1.790	397,84	2.190	486,68				
1.800	400,06	2.200	488,90				
1.810	402,28	2.210	491,12				
1.820	404,51	2.220	493,34				
1.830	406,73	2.230	495,56				
1.840	408,95	2.240	497,78				
1.850	411,17	2.250	500,00				
1.860	413,39	2.260	502,22				
1.870	415,61	2.270	504,45				
1.880	417,83	2.280	506,67				
1.890	420,05	2.290	508,89				
1.900	422,27	2.300	511,11				
1.910	424,49	2.310	513,33				
1.920	426,71	2.320	515,55				
1.930	428,94	2.330	517,77				
1.940	431,16	2.340	519,99				
1.950	433,38	2.350	522,21				
1.960	435,60	2.360	524,43				
1.970	437,82	2.370	526,65				
1.980	440,04	2.380	528,88				
1.990	442,26	2.390	531,10				
2.000	444,48	2.400	533,32				
2.010	446,70	2.410	535,54				
2.020	448,92	2.420	537,76				
2.030	451,14	2.430	539,98				
2.040	453,36	2.440	542,20				

AFORO TANQUE 02

TK 02

FECHA AFORO: Mayo 17/06
 CONTENIDO: Crudo Parafínico
 TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F
 ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm
 CAPACIDAD MAXIMA: 538,75 Barriles

UBICACIÓN: ESTACION COLORADA
 CORREGIMIENTO YARIMA
 GRAVEDAD: 32 API
 ALTURA NOMINAL: 2.273,70 mm
 CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles

ALT REFERENCIA: 3.550 mm

ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN	ALTURA	VOLUMEN
mm	Barriles	mm	Barriles	mm	Barriles	mm	Barriles
0	0,00						
10	2,19	420	92,30	830	182,61	1.240	272,84
20	4,39	430	94,50	840	184,81	1.250	275,03
30	6,58	440	96,69	850	187,01	1.260	277,23
40	8,78	450	98,89	860	189,22	1.270	279,43
50	10,97	460	101,09	870	191,42	1.280	281,63
60	13,17	470	103,29	880	193,62	1.290	283,82
70	15,36	480	105,49	890	195,83	1.300	286,02
80	17,56	490	107,70	900	198,03	1.310	288,22
90	19,75	500	109,90	910	200,23	1.320	290,42
100	21,95	510	112,10	920	202,44	1.330	292,61
110	24,14	520	114,31	930	204,64	1.340	294,81
120	26,34	530	116,51	940	206,84	1.350	297,01
130	28,53	540	118,71	950	209,05	1.360	299,21
140	30,73	550	120,92	960	211,25	1.370	301,40
150	32,92	560	123,12	970	213,45	1.380	303,60
160	35,12	570	125,32	980	215,66	1.390	305,80
170	37,31	580	127,53	990	217,86	1.400	308,00
180	39,51	590	129,73	1.000	220,06	1.410	310,19
190	41,71	600	131,93	1.010	222,27	1.420	312,39
200	43,91	610	134,14	1.020	224,47	1.430	314,59
210	46,11	620	136,34	1.030	226,67	1.440	316,79
220	48,31	630	138,54	1.040	228,88	1.450	318,98
230	50,51	640	140,75	1.050	231,08	1.460	321,18
240	52,72	650	142,95	1.060	233,28	1.470	323,38
250	54,92	660	145,15	1.070	235,48	1.480	325,58
260	57,12	670	147,36	1.080	237,67	1.490	327,77
270	59,32	680	149,56	1.090	239,87	1.500	329,97
280	61,52	690	151,76	1.100	242,07	1.510	332,17
290	63,72	700	153,97	1.110	244,27	1.520	334,37
300	65,92	710	156,17	1.120	246,46	1.530	336,56
310	68,12	720	158,37	1.130	248,66	1.540	338,76
320	70,32	730	160,57	1.140	250,86	1.550	340,96
330	72,52	740	162,78	1.150	253,06	1.560	343,16
340	74,72	750	164,98	1.160	255,25	1.570	345,35
350	76,92	760	167,18	1.170	257,45	1.580	347,55
360	79,11	770	169,39	1.180	259,65	1.590	349,75
370	81,31	780	171,59	1.190	261,85	1.600	351,95
380	83,51	790	173,79	1.200	264,05	1.610	354,14
390	85,71	800	176,00	1.210	266,24	1.620	356,34
400	87,90	810	178,20	1.220	268,44	1.630	358,54
410	90,10	820	180,40	1.230	270,64	1.640	360,74

TK 02

FECHA AFORO: Mayo 17/06

CONTENIDO: Crudo Parafínico

TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F

ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm

CAPACIDAD MAXIMA: 538,75 Barriles

UBICACIÓN: ESTACION COLORADA
CORREGIMIENTO YARIMA

GRAVEDAD: 32 API

ALTURA NOMINAL: 2.273,70 mm

CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles

ALT REFERENCIA: 3.550 mm

ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles	ALTURA mm	VOLUMEN Barriles
1.650	362,94	2.050	450,84	2.450	538,75		
1.660	365,13	2.060	453,04				
1.670	367,33	2.070	455,24				
1.680	369,53	2.080	457,43				
1.690	371,73	2.090	459,63				
1.700	373,92	2.100	461,83				
1.710	376,12	2.110	464,03				
1.720	378,32	2.120	466,23				
1.730	380,52	2.130	468,42				
1.740	382,71	2.140	470,62				
1.750	384,91	2.150	472,82				
1.760	387,11	2.160	475,02				
1.770	389,31	2.170	477,21				
1.780	391,50	2.180	479,41				
1.790	393,70	2.190	481,61				
1.800	395,90	2.200	483,81				
1.810	398,10	2.210	486,01				
1.820	400,29	2.220	488,20				
1.830	402,49	2.230	490,40				
1.840	404,69	2.240	492,60				
1.850	406,89	2.250	494,80				
1.860	409,08	2.260	496,99				
1.870	411,28	2.270	499,19				
1.880	413,48	2.280	501,39				
1.890	415,68	2.290	503,59				
1.900	417,88	2.300	505,79				
1.910	420,07	2.310	507,98				
1.920	422,27	2.320	510,18				
1.930	424,47	2.330	512,38				
1.940	426,67	2.340	514,58				
1.950	428,86	2.350	516,77				
1.960	431,06	2.360	518,97				
1.970	433,26	2.370	521,17				
1.980	435,46	2.380	523,37				
1.990	437,66	2.390	525,57				
2.000	439,85	2.400	527,76				
2.010	442,05	2.410	529,96				
2.020	444,25	2.420	532,16				
2.030	446,45	2.430	534,36				
2.040	448,64	2.440	536,55				

4. PINTURA TUBERIA Y TANQUES

La norma de ECOPETROL S. A. número ECP-GTP-F-38-NIP-57-04 SUMINISTRO Y APLICACIÓN DE PINTURA PARA TUBERÍA Y EQUIPOS será la especificación más general a aplicar en la pintura de tanques, recipientes a presión, equipos y pintura de este Contrato.

NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES

➤ SSPC Surface Preparation Specification of the Steel Structures Painting Council

SSPC-AB 1 Mineral and Slag Abrasives

SSPC-SP-1 Cleaning With Dissolver

SSPC-SP-2 Hand Tool Cleaning

SSPC-SP-3 Power Tool Cleaning

SSPC-SP-5 White Metal Blast Cleaning

SSPC-SP-6 Commercial Blast Cleaning

SSPC-SP-8 Chemical Cleaning

SSPC-SP-10 Near White Blast Cleaning

➤ NACE Surface Preparation of National Association of Corrosion Engineers

TM-01-70 Visual Standard for Preparation of New Steel Air Blast Cleaned with Sand Abrasive

TM-0175-75 Visual Standard for Surfaces of New Steel Air Blast Cleaned with Sand Abrasive ASTM American Standard Testing Materials

ASTM A123 Zinc Hot-Galvanized Coatings.

ASTM D1005 Measurement of Dry-Film Thickness of Organic Coatings Using Micrometers

ASTM D4541 Standard Method for Pull-Off Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers.

ASTM D4265 Standard Test Method for Indicating Oil or Water in Compressed Air

ASTM D5162 Standard Practice for Discontinuity (Holiday) Testing of Nonconductive Protective Coating on Metallic Substrates

- ECP-GTP-F-38-NIP-00-02 Colores de Acabado e Identificación de Equipos y Tuberías
- ECP-GTP-F-38-NIP-57-04 Especificación técnica para el suministro y aplicación de pintura para tuberías y equipos

CLASIFICACION DE INFRAESTRUCTURA

La aplicación de pintura a la infraestructura metálica se realiza de acuerdo al tipo de facilidad y condición de operación como es:

- Tubería aérea
- Tubería enterrada
- Tanques de almacenamiento
- Vasijas a presión
- Estructura Metálicas

CONDICIONES AMBIENTALES

Las condiciones ambientales prevalecientes en las zonas de los trabajos son las siguientes:

Humedad relativa	Mínima 64 % Máxima 88 % Promedio 79 %
Temperatura	Mínima 79,16 °F Máxima 98,08 °F Promedio 82.22 °F
Radiación Solar	300 BTU / h-ft ²
Precipitación Pluviométrica	Intensidad máxima /mes 624 mm /mes

CONDICIONES FLUIDO DE PROCESO:

INSTALACIONES	EXPOSICION
Tubería acero al carbón aéreas (pintura exterior)	Ambiente/calor proceso + salpicaduras con hidrocarburos + humedad + radiación solar
Tubería acero al carbón enterradas (pintura exterior)	Suelo/calor procesos + salpicaduras con hidrocarburos + humedad
Tanque exterior	Ambiente/calor proceso + salpicaduras con hidrocarburos + humedad + radiación solar
Tanque interior	Ambiente/calor proceso + salpicaduras con hidrocarburos + inmersión constante.
Estructura acero al carbón aéreas	Ambiente/calor proceso + salpicaduras con hidrocarburos + humedad + radiación solar

ANEXO C TABLAS DE VERIFICACION DE LOS TANQUES K01, K02 Y LOS SEPARADORES 5008021/22/23

LISTA DE VERIFICACION DE LA INSPECCION APLICADA A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO K01 Y K02		
INSPECTORES	REGISTRO PROFESIONAL	FECHA:
EMPRESA U ORGANIZACIÓN EJECUTANTE		
1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCIÓN		
1.1 INSPECCIÓN REALIZADA CON EQUIPO.		
() Abierto () Vacío (X) Lleno	1.2 INICIO DE INSPECCIÓN	1.3 FIN DE INSPECCIÓN
2. VERIFICACION DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO		
2.1 HISTORIA DE INSPECCION		
() Conjunto completo () contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada (x) Inexistente		
3. INSPECCION EXTERNA		
ITEM	SITUACION	
a) El equipo se encuentra accesible para inspección?	Solamente la parte externa.	3
b) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	No existe aislamiento	x
c) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto?	No aplica	
d) Las partes accesibles del equipo se encuentran integralmente pintadas?	No	x
e) La pintura de las partes accesibles del tanque se encuentra en buen estado?	Concreto	
f) El soporte del equipo se encuentra en buen estado?	Si	
g) Existe inicio de derrame de crudo?	No	
h) La extensión accesible de los componentes presenta aspecto superficial uniforme?	Si	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles?	No	
j) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	No estan identificados	
k) La extensión accesible del equipo posee deformaciones y abolladuras?	No	
l) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	No	
m) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	No	
n) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?	No	
ñ) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	No	x
o) El sistema de protección catódica, en caso de que haya, se encuentra operando?	No hay	
p) Los respiros del equipo pueden ser bloqueados?	No	x
q) Cuales son los dispositivos de medición y control, de que dispone el tanque?	No son automaticos, medicion manual de crudo a traves de la boquilla de medicion	
r) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?	No aplica	
s) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?	No aplica	
t) si el tanque estuviera operando, cuales son los valores indicados por los dispositivos de medición y control?	No aplica	
u) Existen tornillos o estuches ausentes?	No	
v) los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidos?	Si	
w) Las características observadas en campo son coherentes con la documentación del tanque?	Si	
4. COMENTARIOS		
No existe polo a tierra, los tornillos se encuentran corroídos, la pintura de la boquilla, cuello de gancho y boquilla auxiliar del techo de tanque K-02 se encuentra en mal estado		

LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APLICADA AL RECIPIENTE A PRESIÓN (SEPARADOR)		
INSPECTORES	REGISTRO PROFESIONAL	
EMPRESA U ORGANIZACION EJECUTANTE		
1. CARACTERÍSTICAS DE LA INSPECCION		
1.1 INSPECCION REAUZADA CON EQUIPO.	1.2 INICIO DE INSPECCION	1.3 FIN DE INSPECCION
() Parado () Operando		
2. VERIFICACION DE DOCUMENTOS DEL EQUIPO		
2.1 CARACTERISTICAS DE LA HISTORIA		
() Original () Inexistente () No avalado		
2.2 MANUAL DE OPERACION		
() Especifico del vaso () Referente al sistema () Completo () En español () A disposición de los operadores		
() Inexistente () No avalado () No aplicable		
2.3 REGISTRO DE SEGURIDAD		
() Especifico del vaso () Completo () Actualizado () Inexistente () No avalado		
2.4 RELATORIOS DE INSPECCION		
() Conjunto completo () Contenido consistente () Análisis suficiente () Periodicidad adecuada () Inexistente		
2.5 OTROS DOCUMENTOS RELACIONADOS		
3. INSPECCION EXTERNA		
ITEM	SITUACION	
a) El recipiente se encuentra accesible para inspección?	Falta de escaleras	x
b) El recipiente posee aislamiento?	No	x
c) El aislamiento del equipo, si existe, presenta fallas?	No existe	
d) En caso de que exista aislamiento, hay evidencia de infiltración de agua o producto en el mismo?	No	
e) Las partes accesibles del recipiente se encuentran íntegramente pintadas?	Si	
f) La pintura de las partes accesibles del recipiente se encuentra en buen estado?	Si	
g) Existe indicio de derrame de producto?	No	
h) La extensión accesible de las partes sometidas a presión presenta aspecto superficial uniforme?	Si	
i) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles al casco?	No	
j) Se observa pérdida de espesor localizada en las partes accesibles del cuello y bridas?		
k) Los puntos de control de espesor están correctamente identificados y protegidos?	No aplica	
l) La extensión accesible del recipiente posee deformaciones y abolladuras?	No	
m) Fueron identificados reparos con deposición de soldaduras no documentadas en el histórico?	No	
n) Las juntas soldadas estructurales accesibles presentan irregularidades de forma?	No	
ñ) Las soldaduras accesibles presentan evidencias de un control de calidad deficiente?		
o) El equipo se encuentra debidamente aterrizado?	No	x
p) El recipiente dispone de válvulas de seguridad instaladas directamente en el casco?	Si	
q) El recipiente dispone de algún otro dispositivo directamente en el casco?		
r) Cuál es el código de la válvula de seguridad del recipiente?		
s) Los dispositivos de seguridad están instalados de modo adecuado?	Si	

LISTA DE VERIFICACIÓN DE LA INSPECCIÓN APUCADA AL RECIPIENTE A PRESIÓN (SE PARADOR) - CONTINUACIÓN		
INSPECTORES	REGISTRO PROFESIONAL	
EMPRESA U ORGANIZACION EJECUTANTE		
3. INSPECCION EXTERNA		
ITEM	SITUACION	
t) Alguno de los dispositivos de seguridad pueden ser bloqueados?	Si hay valvula de compuerta	<input checked="" type="checkbox"/>
u) Hay algún mecanismo que impida el bloqueo inadvertido de los dispositivos de seguridad?	No	<input checked="" type="checkbox"/>
v) Las válvulas de seguridad se encuentran debidamente pintadas?	No	<input checked="" type="checkbox"/>
w) Los dispositivos de seguridad se encuentran en buen estado?	Si	<input type="checkbox"/>
x) La presión de alivio es compatible con la PMAT y con las presiones de operación del recipiente?		<input type="checkbox"/>
y) De qué dispositivos de medición y control, y sus códigos dispone el recipiente?	Manometro	<input type="checkbox"/>
Z) Los dispositivos de medición y control están instalados de modo adecuado?		<input type="checkbox"/>
aa) Los dispositivos de medición y control se encuentran en buen estado?		<input type="checkbox"/>
bb) La escala del manómetro es compatible con las presiones de alivio de operación del recipiente?		<input type="checkbox"/>
cc) Si el recipiente estuviera operando, cuál sería el valor indicado por el dispositivo de medición?		<input type="checkbox"/>
dd) Existen tornillos ausentes en las partes sometidas a presión?		<input type="checkbox"/>
ee) Los elementos de fijación poseen dimensiones adecuadas y están debidamente distribuidas?		<input type="checkbox"/>
ff) Las características observadas en campo son coherentes con los documentos del recipiente?		<input type="checkbox"/>
4. COMENTARIOS		
No tienen tapa manhol para realizar inspeccion interna y mantenimiento, no presenta polo a tierra.		

ANEXO D TABLAS DE VERIFICACION DE LA TUBERIA DE CRUDO Y GAS

COROSION EXTERNA	
Sitio a inspeccionar	Mecanismo de daño
Abrazaderas y puntos de apoyo	Corrosión por rendijas (espacio entre la tubería y las abrazaderas o los puntos de contacto)
Pintura o Recubrimiento	Corrosión localizada por ampollamiento o desprendimiento
Interface tierra aire	Corrosión en área adyacente al recubrimiento en tuberías enterradas
COROSION INTERNA	
Codos o accesorios con cambios en dirección del flujo	Corrosión - Erosión por aumento de velocidad, por impacto o por perturbación
Lineas en aguas agrias	Agrietamiento y Ampollamiento

METODOLOGIA	APLICACIÓN
Inspeccion Visual	Exterior de tubería y accesorios
Ultrasonido	Medición de espesores y fallas e agrietamiento

DETALLE	Fecha	Inspector	Estado
1. Escape			
•Proceso			
2. Desalinamiento			
• Tubería desalineada			
3. Soportes			
•Soportes inadecuados			
•Distorsion/Rotura de abrazaderas			
•Corrosion en los soportes			
4. Corrosion			
•Deterioro de pintura o recubrimiento			
•interfase tierra-aire			

ANEXO E REGISTRO DE ESPEORES DE LOS TANQUES, SEPARADORES Y TUBERIA DE CRUDO Y GAS

PERIMETRO	EJES DE MEDICION CUERPO TANQUE K-01						ESPEORES (in)			CA	OBSERVACIONES
	0°	60°	120°	180°	240°	300°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO		
1	0,265	0,265	0,264	0,285	0,264	0,266	0,268	0,0159	0,264	0,252	ANILLO 1
2	0,272	0,263	0,258	0,285	0,262	0,266	0,268	0,0159	0,258	0,252	ANILLO 1
3	0,26	0,278	0,258	0,259	0,26	0,282	0,266	0,0159	0,258	0,250	ANILLO 1
4	0,261	0,283	0,262	0,278	0,263	0,264	0,269	0,0159	0,261	0,253	ANILLO 1
5	0,26	0,263	0,264	0,259	0,263	0,263	0,262	0,0159	0,259	0,246	ANILLO 1
6	0,261	0,262	0,263	0,26	0,263	0,264	0,262	0,0159	0,260	0,246	ANILLO 1
7	0,259	0,262	0,263	0,261	0,263	0,282	0,265	0,0027	0,259	0,262	ANILLO 2
8	0,257	0,259	0,263	0,261	0,262	0,259	0,260	0,0027	0,257	0,257	ANILLO 3

PUNTO	EJES DE MEDICION BOQUILLAS CUERPO K-01				ESPEOR PROMEDIO	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°		
1	0,26	0,257	0,252	0,257	0,257	MANHOLE D=20in
2	0,281	0,277	0,281	0,278	0,279	VALVULA ENTRADA D=4in
3	0,253	0,252	0,231	0,252	0,247	BRIDA CIEGA D=4in
4	0,233	0,233	0,234	0,243	0,236	VALVULA DE SALIDA D= 6in

AREA	PUNTO ESPEORES TECHO K - 01			ESPEOR (in)		OBSERVACIONES
	1	2	3	PROMEDIO	RETIRO	
1	0,175	0,174	0,185	0,178	0,09	LAMINA 1
2	0,204	0,192	0,191	0,196	0,09	LAMINA 2
3	0,209	0,189	0,187	0,195	0,09	LAMINA 3
4	0,192	0,189	0,205	0,195	0,09	LAMINA 3
5	0,188	0,189	0,2	0,192	0,09	LAMINA 4
6	0,184	0,183	0,184	0,184	0,09	LAMINA 5
7	0,191	0,189	0,206	0,195	0,09	LAMINA 5
8	0,21	0,189	0,186	0,195	0,09	LAMINA 5
9	0,192	0,188	0,188	0,189	0,09	LAMINA 6
10	0,192	0,188	0,188	0,189	0,09	LAMINA 7
11	0,182	0,208	0,192	0,194	0,09	LAMINA 7
12	0,188	0,187	0,188	0,188	0,09	LAMINA 7
13	0,188	0,187	0,187	0,187	0,09	LAMINA 8
14	0,206	0,209	0,189	0,201	0,09	LAMINA 9
15	0,211	0,21	0,209	0,210	0,09	LAMINA 9
16	0,199	0,208	0,188	0,198	0,09	LAMINA 10

PUNTO	EJES DE MEDICION BOQUILLAS TECHO K-01				ESPEOR PROMEDIO	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°		
1	0,28	0,262	0,26	0,28	0,271	MANHOLE D=20in
2	0,279	0,279	0,28	0,281	0,280	BOQUILLA D=6in
3	0,281	0,279	0,281	0,279	0,280	BOQUILLA D=6in
4	0,197	0,215	0,22	0,206	0,210	BOQUILLA D=3in

PERIMETRO	EJES DE MEDICION CUERPO TANQUE K-02						ESPEORES (in)			CA	OBSERVACIONES
	0°	60°	120°	180°	240°	300°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO		
1	0,301	0,268	0,265	0,265	0,263	0,256	0,270	0,0159	0,2560	0,2538	ANILLO 1
2	0,262	0,268	0,264	0,262	0,262	0,256	0,262	0,0159	0,2560	0,2465	ANILLO 1
3	0,262	0,267	0,266	0,262	0,275	0,256	0,265	0,0159	0,2560	0,2488	ANILLO 1
4	0,259	0,259	0,254	0,265	0,257	0,258	0,259	0,0159	0,2540	0,2428	ANILLO 1
5	0,261	0,262	0,257	0,266	0,259	0,26	0,261	0,0159	0,2570	0,2450	ANILLO 1
6	0,263	0,261	0,258	0,267	0,26	0,26	0,262	0,0159	0,2580	0,2456	ANILLO 1
7	0,264	0,263	0,257	0,265	0,259	0,261	0,262	0,0026	0,2570	0,2589	ANILLO 2
8	0,26	0,257	0,255	0,263	0,253	0,253	0,257	0,0026	0,2530	0,2542	ANILLO 3

PUNTO	EJES DE MEDICION BOQUILLAS CUERPO K-02				ESPEOR PROMEDIO	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°		
1	0,258	0,259	0,256	0,257	0,258	MANHOLE D=20in
2	0,229	0,231	0,228	0,229	0,229	VALVULA ENTRADA D=4in
3	0,25	0,228	0,229	0,229	0,234	BRIDA CIEGA D=4in
4	0,279	0,277	0,28	0,279	0,279	VALVULA DE SALIDA D= 6in

AREA	PUNTO ESPEORES TECHO K-02			ESPEOR (in)		OBSERVACIONES
	1	2	3	PROMEDIO	RETIRO	
1	0,209	0,186	0,187	0,194	0,09	LAMINA 1
2	0,184	0,186	0,183	0,184	0,09	LAMINA 2
3	0,188	0,192	0,209	0,196	0,09	LAMINA 3
4	0,211	0,192	0,187	0,197	0,09	LAMINA 3
5	0,191	0,19	0,192	0,191	0,09	LAMINA 4
6	0,233	0,187	0,186	0,202	0,09	LAMINA 5
7	0,19	0,194	0,193	0,192	0,09	LAMINA 5
8	0,19	0,2	0,192	0,194	0,09	LAMINA 5
9	0,19	0,188	0,208	0,195	0,09	LAMINA 6
10	0,191	0,226	0,19	0,202	0,09	LAMINA 7
11	0,191	0,192	0,21	0,198	0,09	LAMINA 7
12	0,192	0,192	0,19	0,191	0,09	LAMINA 7
13	0,188	0,189	0,186	0,188	0,09	LAMINA 8
14	0,192	0,193	0,189	0,191	0,09	LAMINA 9
15	0,227	0,19	0,195	0,204	0,09	LAMINA 9
16	0,194	0,191	0,208	0,198	0,09	LAMINA 10

PUNTO	EJES DE MEDICION BOQUILLAS TECHO K-02				ESPEOR PROMEDIO	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°		
1	0,263	0,263	0,263	0,262	0,263	MANHOLE D=20in
2	0,28	0,28	0,28	0,277	0,279	BOQUILLA D=6in
3	0,288	0,277	0,278	0,279	0,281	BOQUILLA D=6in
4	0,21	0,208	0,201	0,23	0,212	BOQUILLA D=3in

PERIMETRO	EJES DE MEDICION ESPORES SEPARADOR 5008021				ESPOSOR (in)			C.A (in)	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO		
1	0,378	0,372	0,336	0,362	0,362	0,0269	0,336	0,335	CUERPO
2	0,375	0,377	0,367	0,373	0,373	0,0269	0,367	0,346	CUERPO
3	0,377	0,378	0,363	0,373	0,373	0,0269	0,363	0,346	CUERPO
4	0,376	0,377	0,361	0,371	0,371	0,0269	0,361	0,344	CUERPO
5	0,378	0,378	0,355	0,370	0,370	0,0269	0,355	0,343	CUERPO
6	0,377	0,368	0,355	0,367	0,367	0,0269	0,355	0,340	CUERPO
7	0,373	0,372	0,375	0,373	0,373	0,0269	0,372	0,346	CUERPO
8	0,377	0,372	0,382	0,377	0,377	0,0269	0,372	0,350	CUERPO
9	0,377	0,373	0,348	0,366	0,366	0,0269	0,348	0,339	CUERPO
10	0,375	0,377	0,346	0,366	0,366	0,0269	0,346	0,339	CUERPO
11	0,377	0,378	0,375	0,377	0,377	0,0269	0,375	0,350	CUERPO
12	0,358	0,376	0,37	0,368	0,368	0,0269	0,358	0,341	CUERPO
13	0,378	0,368	0,373	0,373	0,373	0,0269	0,368	0,346	CUERPO
14	0,361	0,348	0,36	0,365	0,359	0,0317	0,348	0,327	CABEZAL SUPERIOR
15	0,356	0,36	0,357	0,358	0,358	0,0317	0,356	0,326	CABEZAL SUPERIOR

PERIMETRO	EJES DE MEDICION ESPORES SEPARADOR 5008022				ESPOSOR (in)			C.A (in)	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO		
1	0,355	0,358	0,364	0,317	0,349	0,1290	0,317	0,220	CUERPO
2	0,353	0,315	0,365	0,356	0,347	0,1290	0,315	0,218	CUERPO
3	0,345	0,358	0,364	0,36	0,357	0,1290	0,345	0,228	CUERPO
4	0,352	0,331	0,363	0,362	0,352	0,1290	0,331	0,223	CUERPO
5	0,344	0,319	0,365	0,357	0,346	0,1290	0,319	0,217	CUERPO
6	0,335	0,321	0,364	0,353	0,343	0,1290	0,321	0,214	CUERPO
7	0,354	0,364	0,364	0,36	0,361	0,1290	0,354	0,232	CUERPO
8	0,353	0,359	0,362	0,353	0,357	0,1290	0,353	0,228	CUERPO
9	0,364	0,358	0,356	0,36	0,360	0,1520	0,356	0,208	CABEZAL SUPERIOR
10	0,356	0,36	0,364	0,364	0,361	0,1520	0,356	0,209	CABEZAL SUPERIOR

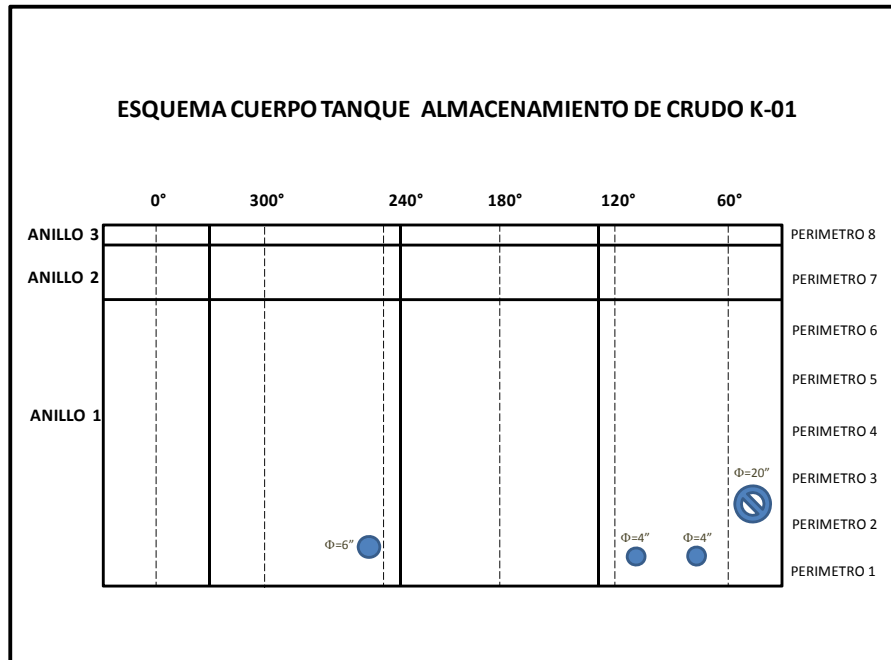
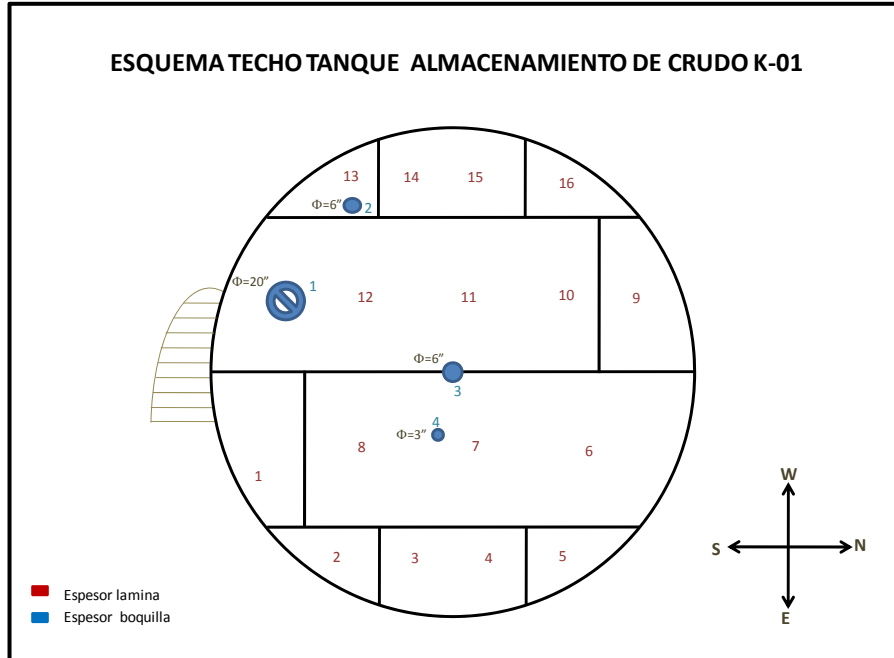
PUNTO	EJES DE MEDICION ESPORES SEPARADOR 5008023				ESPOSOR (in)			C.A (in)	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO		
1	0,365	0,366	0,37	0,368	0,367	0,0172	0,365	0,350	CUERPO
2	0,372	0,373	0,374	0,37	0,372	0,0172	0,370	0,355	CUERPO
3	0,365	0,366	0,37	0,368	0,367	0,0203	0,365	0,347	CABEZAL SUPERIOR
4	0,372	0,373	0,374	0,37	0,372	0,0203	0,370	0,352	CABEZAL SUPERIOR
5	0,364	0,365	0,357	0,356	0,361	0,0203	0,356	0,340	CABEZAL INFERIOR
6	0,364	0,365	0,36	0,356	0,361	0,0203	0,356	0,341	CABEZAL INFERIOR

TUBERIA DE CRUDO 3"												
PUNTO	DIAMETRO NOMINAL	SCHEDULE	EJES DE MEDICIÓN ESPORES				ESPOSOR (in)				C.A (in)	OBSERVACIONES
			0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO	NOMINAL		
1	4	40	0,218	0,218	0,221	0,219	0,219	0,1304	0,218	0,237	0,088	
2	4	40	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,1304	0,235	0,237	0,105	Codo
3	4	40	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,1304	0,234	0,237	0,104	Niple 14 cm
4	4	40	0,212	0,212	0,225	0,225	0,219	0,1304	0,212	0,237	0,082	Codo
5	4	40	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,1304	0,233	0,237	0,103	Niple 14 cm
6	4	40	0,234	0,234	0,251	0,234	0,238	0,1304	0,234	0,237	0,104	Entre TML 5 y 6 Brida
7	4	40	0,244	0,244	0,24	0,24	0,242	0,1304	0,240	0,237	0,110	
8	4	40	0,246	0,246	0,236	0,236	0,241	0,1304	0,236	0,237	0,106	Codo
9	4	40	0,235	0,235	0,238	0,241	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
10	4	40	0,211	0,211	0,251	0,242	0,229	0,1304	0,211	0,237	0,081	
11	4	40	0,236	0,236	0,236	0,237	0,236	0,1304	0,236	0,237	0,106	Codo
12	4	40	0,249	0,249	0,23	0,229	0,239	0,1304	0,229	0,237	0,099	
13	4	40	0,237	0,237	0,237	0,256	0,242	0,1304	0,237	0,237	0,107	
14	4	40	0,242	0,242	0,237	0,233	0,239	0,1304	0,233	0,237	0,103	Codo
15	4	40	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,1304	0,233	0,237	0,103	
16	4	40	0,232	0,232	0,236	0,236	0,234	0,1304	0,232	0,237	0,102	
17	4	40	0,214	0,214	0,218	0,208	0,214	0,1304	0,208	0,237	0,078	Codo
18	4	40	0,237	0,237	0,235	0,237	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
19	4	40	0,237	0,237	0,235	0,237	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
21	3	40	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,1188	0,214	0,216	0,095	
22	3	40	0,235	0,235	0,234	0,234	0,235	0,1188	0,234	0,216	0,115	
23	3	40	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,1188	0,241	0,216	0,122	Codo
24	3	40	0,269	0,269	0,244	0,244	0,257	0,1188	0,244	0,216	0,125	
25	3	40	0,235	0,236	0,235	0,236	0,236	0,1188	0,235	0,216	0,116	

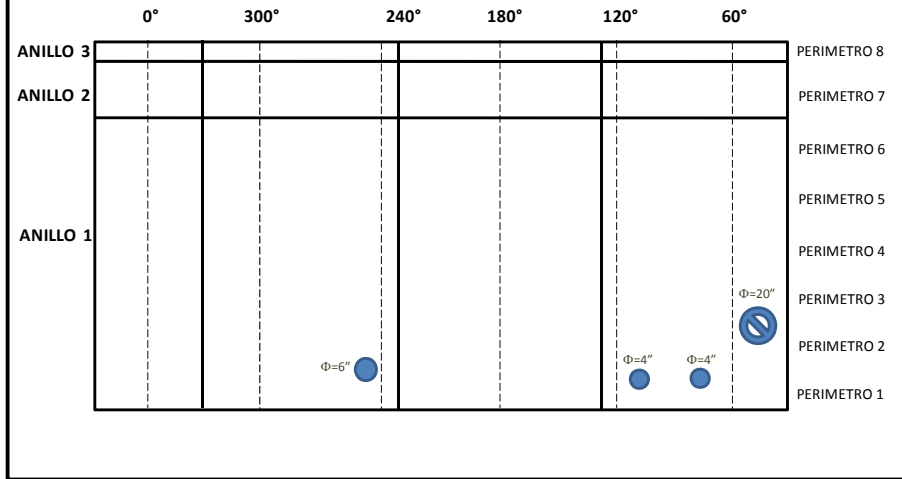
SCHEDULE	EJES DE MEDICION ESPESESORES TUBERIA ENTRADA GENERAL				ESPESOR (in)				C.A (in)	OBSERVACIONES
	0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO	NOMINAL		
40	0,243	0,218	0,219	0,227	0,227	0,130	0,218	0,237	0,088	
40	0,234	0,236	0,255	0,236	0,240	0,130	0,234	0,237	0,104	Codo
40	0,235	0,236	0,238	0,233	0,236	0,130	0,233	0,237	0,103	Niple 14 cm
40	0,218	0,208	0,226	0,239	0,223	0,130	0,208	0,237	0,078	Codo
40	0,255	0,232	0,236	0,261	0,246	0,130	0,232	0,237	0,102	Niple 14 cm
40	0,226	0,225	0,240	0,245	0,234	0,130	0,225	0,237	0,095	Entre TML 5 y 6 brida
40	0,236	0,241	0,235	0,236	0,237	0,130	0,235	0,237	0,105	Entre TML 5 y 6 soporte
40	0,233	0,238	0,234	0,236	0,235	0,130	0,233	0,237	0,103	Codo
40	0,243	0,243	0,244	0,234	0,241	0,130	0,234	0,237	0,104	
40	0,265	0,251	0,237	0,236	0,247	0,130	0,236	0,237	0,106	Entre TML 9 y 10 soporte
40	0,238	0,238	0,238	0,238	0,238	0,130	0,238	0,237	0,108	Codo
40	0,231	0,231	0,232	0,240	0,234	0,130	0,231	0,237	0,101	
40	0,236	0,236	0,237	0,236	0,236	0,130	0,236	0,237	0,106	Entre TML 13 y 14 brida
40	0,235	0,236	0,235	0,257	0,241	0,130	0,235	0,237	0,105	
40	0,232	0,227	0,225	0,236	0,230	0,130	0,225	0,237	0,095	
40	0,255	0,250	0,238	0,234	0,244	0,130	0,234	0,237	0,104	Codo
40	0,236	0,235	0,241	0,238	0,238	0,130	0,235	0,237	0,105	
40	0,2470	0,244	0,248	0,256	0,249	0,1304	0,244	0,237	0,114	
40	0,2370	0,236	0,233	0,235	0,235	0,1304	0,233	0,237	0,103	
40	0,2360	0,235	0,234	0,235	0,235	0,1304	0,234	0,237	0,104	
40	0,2540	0,249	0,261	0,252	0,254	0,1304	0,249	0,237	0,119	Codo
40	0,2340	0,255	0,235	0,241	0,241	0,1304	0,234	0,237	0,104	
40	0,2410	0,242	0,240	0,241	0,241	0,1304	0,240	0,237	0,110	
40	0,2370	0,245	0,240	0,248	0,243	0,1304	0,237	0,237	0,107	Codo
40	0,2400	0,241	0,239	0,240	0,240	0,1304	0,239	0,237	0,109	
40	0,2410	0,240	0,242	0,240	0,241	0,1304	0,240	0,237	0,110	
40	0,2400	0,239	0,240	0,240	0,240	0,1304	0,239	0,237	0,109	Codo
40	0,2390	0,244	0,239	0,240	0,241	0,1304	0,239	0,237	0,109	
40	0,218	0,218	0,221	0,219	0,219	0,1304	0,218	0,237	0,088	
40	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,1304	0,235	0,237	0,105	Codo
40	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,1304	0,234	0,237	0,104	Niple 14 cm
40	0,212	0,212	0,225	0,225	0,219	0,1304	0,212	0,237	0,082	Codo
40	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,1304	0,233	0,237	0,103	Niple 14 cm
40	0,234	0,234	0,251	0,234	0,238	0,1304	0,234	0,237	0,104	Entre TML 5 y 6 Brida
40	0,244	0,244	0,24	0,24	0,242	0,1304	0,240	0,237	0,110	
40	0,246	0,246	0,236	0,236	0,241	0,1304	0,236	0,237	0,106	Codo
40	0,235	0,235	0,238	0,241	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
40	0,211	0,211	0,251	0,242	0,229	0,1304	0,211	0,237	0,081	
40	0,236	0,236	0,236	0,237	0,236	0,1304	0,236	0,237	0,106	Codo
40	0,249	0,249	0,23	0,229	0,239	0,1304	0,229	0,237	0,099	
40	0,237	0,237	0,237	0,256	0,242	0,1304	0,237	0,237	0,107	
40	0,242	0,242	0,237	0,233	0,239	0,1304	0,233	0,237	0,103	Codo
40	0,233	0,233	0,233	0,234	0,233	0,1304	0,233	0,237	0,103	
40	0,232	0,232	0,236	0,236	0,234	0,1304	0,232	0,237	0,102	
40	0,214	0,214	0,218	0,208	0,214	0,1304	0,208	0,237	0,078	Codo
40	0,237	0,237	0,235	0,237	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
40	0,237	0,237	0,235	0,237	0,237	0,1304	0,235	0,237	0,105	
40	0,333	0,330	0,335	0,332	0,333	0,130	0,330	0,237	0,200	
40	0,197	0,197	0,197	0,198	0,197	0,130	0,197	0,237	0,067	Codo
40	0,245	0,245	0,236	0,236	0,241	0,130	0,236	0,237	0,106	
40	0,218	0,218	0,218	0,211	0,216	0,130	0,211	0,237	0,081	
40	0,237	0,233	0,237	0,232	0,235	0,130	0,232	0,237	0,102	Codo
40	0,236	0,238	0,235	0,235	0,236	0,130	0,235	0,237	0,105	Entre 53 y 54 Tee
40	0,253	0,253	0,253	0,250	0,252	0,130	0,250	0,237	0,120	
40	0,236	0,236	0,236	0,235	0,236	0,130	0,235	0,237	0,105	
40	0,227	0,228	0,227	0,226	0,227	0,130	0,226	0,237	0,096	
40	0,198	0,197	0,211	0,211	0,204	0,130	0,197	0,237	0,067	
40	0,240	0,240	0,241	0,262	0,246	0,130	0,240	0,237	0,110	

TUBERIA DE GAS												
PUNTO	DIAMETRO NOMINAL	SCHEDULE	EJES DE MEDICION ESPORES TUBERIA ENTRADA GENERAL				ESPOSOR (in)				C.A (in)	OBSERVACIONES
			0°	90°	180°	270°	PROMEDIO	RETIRO	MINIMO	NOMINAL		
63	3	40	0,223	0,217	0,239	0,217	0,224	0,015	0,217	0,216	0,202	
64	3	40	0,217	0,217	0,217	0,218	0,217	0,015	0,217	0,216	0,202	Codo
65	3	40	0,207	0,186	0,186	0,187	0,192	0,015	0,186	0,216	0,171	
66	3	40	0,220	0,215	0,220	0,224	0,220	0,015	0,215	0,216	0,200	Codo
67	3	40	0,206	0,206	0,207	0,207	0,207	0,015	0,206	0,216	0,191	
68	3	40	0,214	0,214	0,216	0,215	0,215	0,015	0,214	0,216	0,199	Tee
69	3	40	0,261	0,280	0,279	0,294	0,279	0,015	0,261	0,216	0,246	
70	3	40	0,218	0,221	0,217	0,216	0,218	0,015	0,216	0,216	0,201	
71	3	40	0,215	0,218	0,217	0,217	0,217	0,015	0,215	0,216	0,200	
72	3	40	0,215	0,222	0,238	0,254	0,232	0,015	0,215	0,216	0,200	
73	3	40	0,204	0,210	0,217	0,205	0,209	0,015	0,204	0,216	0,189	Codo
74	3	40	0,217	0,228	0,215	0,217	0,219	0,015	0,215	0,216	0,200	
75	3	40	0,215	0,212	0,229	0,237	0,223	0,015	0,212	0,216	0,197	
76	3	40	0,192	0,200	0,184	0,201	0,194	0,015	0,184	0,216	0,169	Codo
77	3	40	0,216	0,219	0,215	0,216	0,217	0,015	0,215	0,216	0,200	
78	3	40	0,215	0,214	0,213	0,214	0,214	0,015	0,213	0,216	0,198	
79	3	40	0,216	0,217	0,216	0,215	0,216	0,015	0,215	0,216	0,200	
80	3	40	0,201	0,207	0,208	0,202	0,205	0,015	0,201	0,216	0,186	Codo
81	3	40	0,220	0,216	0,222	0,222	0,220	0,015	0,216	0,216	0,201	
82	3	40	0,207	0,217	0,215	0,216	0,214	0,015	0,207	0,216	0,192	
83	3	40	0,214	0,218	0,235	0,222	0,222	0,015	0,214	0,216	0,199	Codo
84	3	40	0,215	0,218	0,217	0,220	0,218	0,015	0,215	0,216	0,200	
85	3	40	0,216	0,220	0,217	0,218	0,218	0,015	0,216	0,216	0,201	
86	3	40	0,220	0,220	0,221	0,214	0,219	0,015	0,214	0,216	0,199	
87	3	40	0,215	0,215	0,213	0,213	0,214	0,015	0,213	0,216	0,198	Codo
88	3	40	0,190	0,189	0,194	0,193	0,192	0,015	0,189	0,216	0,174	
89	3	40	0,202	0,221	0,204	0,207	0,209	0,015	0,202	0,216	0,187	Codo
90	3	40	0,201	0,198	0,204	0,207	0,203	0,015	0,198	0,216	0,183	
91	3	40	0,217	0,220	0,220	0,224	0,220	0,015	0,217	0,216	0,202	Tee
92	3	40	0,187	0,198	0,194	0,194	0,193	0,015	0,187	0,216	0,172	
93	3	40	0,237	0,216	0,216	0,216	0,221	0,015	0,216	0,216	0,201	
94	3	40	0,216	0,215	0,216	0,216	0,216	0,015	0,215	0,216	0,200	
95	3	40	0,223	0,232	0,229	0,231	0,229	0,015	0,223	0,216	0,208	
96	3	40	0,225	0,222	0,222	0,224	0,223	0,015	0,222	0,216	0,207	Codo
97	3	40	0,217	0,214	0,213	0,213	0,214	0,015	0,213	0,216	0,198	
98	3	40	0,222	0,224	0,217	0,216	0,220	0,015	0,216	0,216	0,201	
99	3	40	0,228	0,229	0,221	0,224	0,226	0,015	0,221	0,216	0,206	Codo
100	3	40	0,223	0,217	0,217	0,229	0,222	0,015	0,217	0,216	0,202	
101	3	40	0,217	0,217	0,219	0,218	0,218	0,015	0,217	0,216	0,202	
102	3	40	0,217	0,217	0,212	0,217	0,216	0,015	0,212	0,216	0,197	
103	3	40	0,217	0,217	0,217	0,216	0,217	0,015	0,216	0,216	0,201	Codo
104	3	40	0,225	0,229	0,230	0,228	0,228	0,015	0,225	0,216	0,210	
105	3	40	0,224	0,215	0,216	0,223	0,220	0,015	0,215	0,216	0,200	
106	3	40	0,217	0,214	0,215	0,213	0,215	0,015	0,213	0,216	0,198	Codo
107	3	40	0,225	0,237	0,232	0,229	0,231	0,015	0,225	0,216	0,210	
108	3	40	0,228	0,227	0,215	0,216	0,222	0,015	0,215	0,216	0,200	
109	3	40	0,216	0,222	0,229	0,228	0,224	0,015	0,216	0,216	0,201	
110	3	40	0,217	0,215	0,218	0,221	0,218	0,015	0,215	0,216	0,200	Codo
111	3	40	0,237	0,231	0,227	0,225	0,230	0,015	0,225	0,216	0,210	

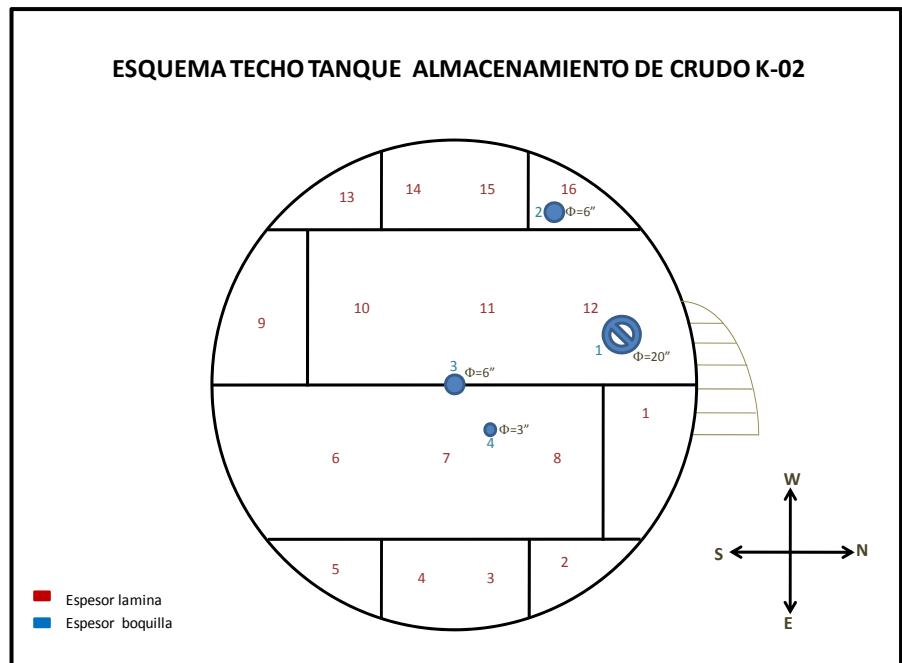
**ANEXO F ESQUEMA DE TOMA DE ESPESORES DE LOS TANQUES,
SEPARADORES Y TUBERIA DE CRUDO Y GAS**



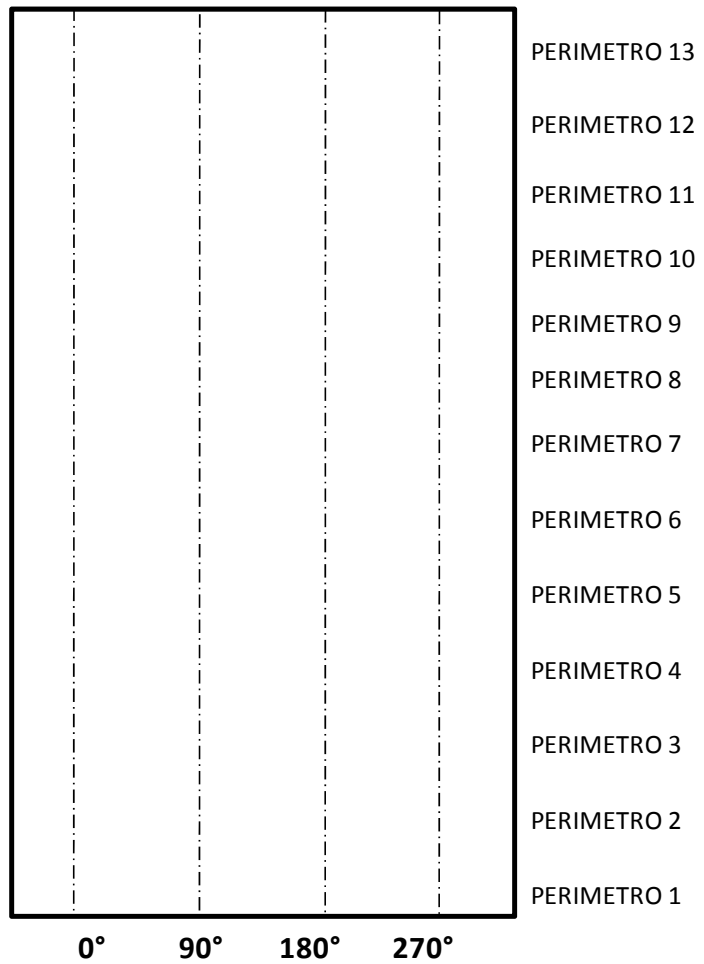
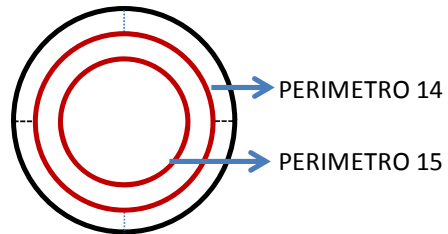
ESQUEMA CUERPO TANQUE ALMACENAMIENTO DE CRUDO K-02



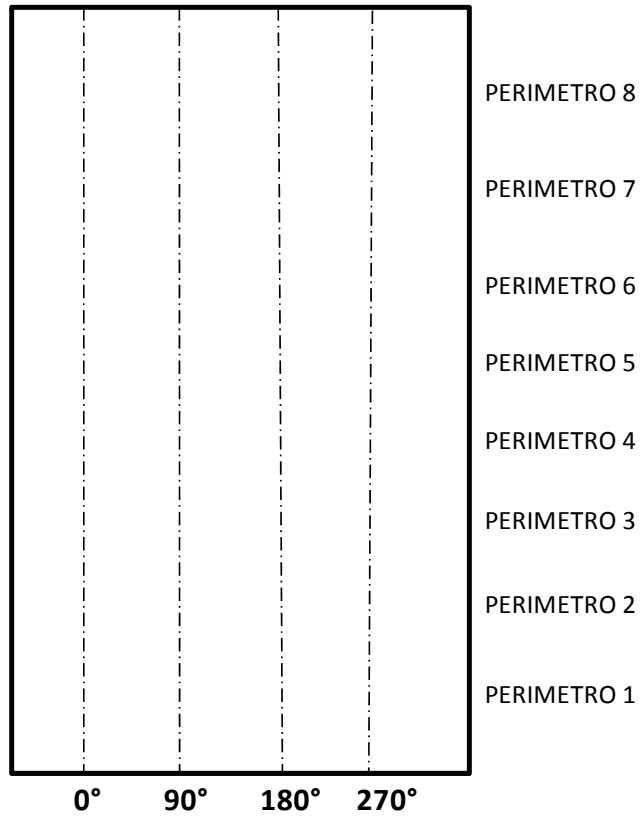
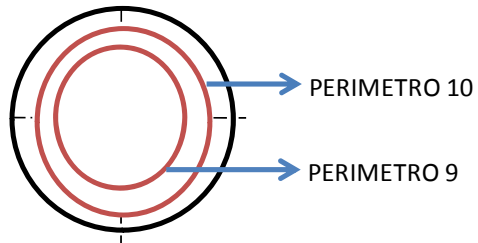
ESQUEMA TECHO TANQUE ALMACENAMIENTO DE CRUDO K-02



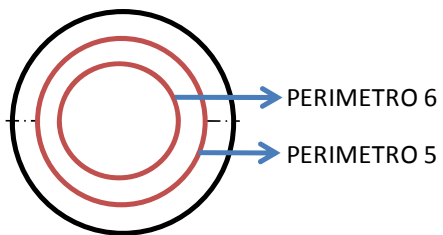
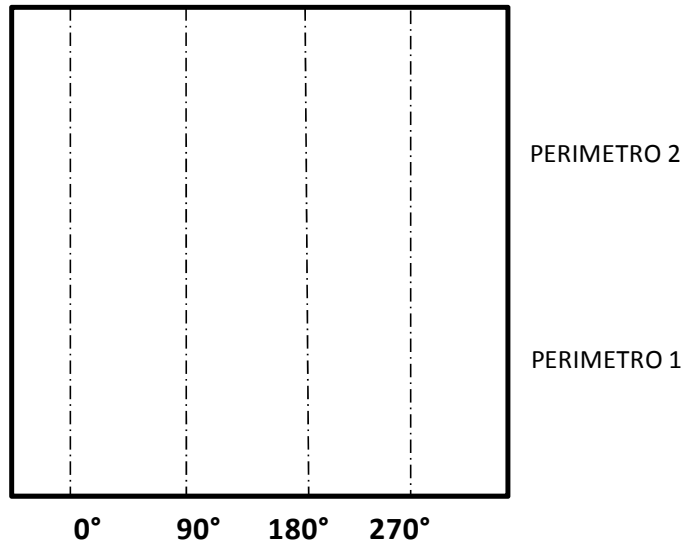
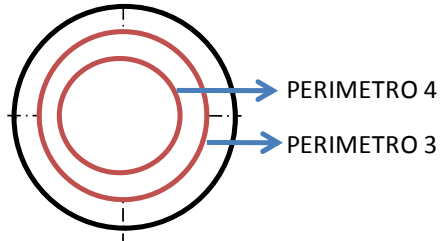
ESQUEMA CUERPO SEPARADOR GENERAL 5008021



ESQUEMA CUERPO SEPARADOR PRUEBA 5008022



ESQUEMA CUERPO SEPARADOR PRUEBA 5008023



LINEAS DE CRUDO Y GAS

