

**EVALUACION DE INTEGRIDAD AL RECIPIENTE A PRESION
(DRUM D105) UBICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO CON BASE EN
LA NORMA API 510**

YASELIS COTES BLANCO

JUAN ORTIZ RODRIGUEZ

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

2010

**EVALUACION DE INTEGRIDAD AL RECIPIENTE A PRESION
(DRUM D105) UBICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO CON BASE EN
LA NORMA API 510**

YASELIS COTES BLANCO

JUAN ORTIZ RODRIGUEZ

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

DIRECTOR:

Ms.c IVAN URIBE PEREZ

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

2010

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto de mi vida.

A mis padres Mary Luz y José María por su amor, comprensión y apoyo incondicional.

A José Loaiza por el amor que desde niña me brindó y por su apoyo en todo momento.

A Dellis Toro y a mi tío Álvaro por su apoyo.

A mis hermanos por sus ánimos.

A César Arturo por estar siempre junto a mí.

A Edward Vargas por su apoyo en los momentos difíciles.

Para ellos y para todas las personas que siempre me apoyaron y confiaron en mí.

Yaselis Cotes Blanco

A ti Dios por ser el motor y la inspiración que me impulsa cada día a ser el mejor

A mis padres Yolanda Rodríguez y Jesús Ortiz por sus valores que me han infundido, su continuo apoyo y lo más importante el amor incondicional que siempre me han brindado.

A mis hermanos Marvin Rafael y Sirana Eloísa por sus ejemplos y consejos que me guiaron siempre por un buen camino.

A mis familiares que siempre creyeron en mí y estuvieron conmigo en todo este proceso .

A todos mis amigos que siempre estuvieron conmigo Apoyándome, principalmente a mi gran amigo y hermano Xavier Gómez.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la escuela de Metalúrgica por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.

Para estas y para todas las personas que siempre me apoyaron y confiaron en mí.

¡Gracias!

Juan Jesús Ortiz Rodríguez

AGRADECIMIENTO

Queremos expresar nuestro agradecimiento

A nuestro Director de Tesis, MSc. Ivan Uribe Pérez por brindarnos la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia en un marco de confianza, afecto y amistad, fundamentales para la concreción de este trabajo.

A Campo Escuela Colorado, por brindarnos su apoyo y facilitar las herramientas necesarias para la culminación de este trabajo.

A la corporación CIMA, y a sus ingenieros Campo Elías Muños y Ramón Rey Valdivieso por sus valiosas sugerencias, colaboración y acertados aportes durante el desarrollo de este trabajo.

A los docentes y técnicos de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales de la Universidad Industrial de Santander y a todos aquellos cuyo interés, colaboración y participación hicieron realidad este proyecto y no fueron mencionados.

A estas y a cada una de las personas que estuvieron con nosotros facilitando la realización de este proyecto les queremos dar nuestros más sinceros agradecimientos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2. OBJETIVOS	4
2.1. Objetivo general	4
2.2. Objetivos específicos	4
3. MARCO TEORICO	5
3.1. Evaluación de integridad estructural	5
3.2. Código de inspección de recipientes a presión mantenimiento, inspección, clasificación, reparación y alteraciones (API 510).	6
3.2.1. Trabajo de preparación.	6
3.2.2. Modos de deterioro y daño.	6
3.2.3. Determinación de la velocidad de corrosión.	7
3.2.4. Inspección de defectos.	7
3.2.5. Inspección de partes.	8
3.2.6. Evaluación de la corrosión y del espesor mínimo.	8
3.2.7. Inspección y pruebas a recipientes a presión.	9
3.2.7.1. General	9
3.2.7.2. Inspección externa.	9
3.2.7.3. Inspección interna.	9
3.3. Mecanismos de daño que afectan el equipo estático en la industria de refinación (API 571)	10
3.3.1. Mecanismos de daños.	11
3.3.1.1. Erosión / erosión – corrosión.	12

3.3.1.2. Fatiga mecánica – fatiga inducida por vibración.	12
3.4. Ensayos no destructivos	12
3.4.1 Ensayos no destructivos más comunes que pueden aplicarse en la detección de fallas en materiales.	12
3.4.1.1. Discontinuidades superficiales	12
3.4.1.2. Discontinuidades internas.	13
3.4.2. Ensayo ultrasónico	13
3.4.3. Ensayo de líquidos penetrantes.	13
3.4.4. Ensayo de partículas magnéticas.	13
3.6. Aptitud al servicio (API 579).	14
3.6.1. Técnicas de evaluación y criterios de aceptación.	14
3.6.2. Consideraciones de los niveles I y II.	16
3.6.2.1. Consideraciones nivel I.	16
3.6.2.2. Consideraciones nivel II.	16
3.6.3. Evaluación de vida residual.	17
3.6.4. Evaluación por pérdida de metal.	17
3.6.4.1. Aplicabilidad y Limitaciones.	17
3.6.5. Criterios de aceptación y rechazo	18
3.6.5.1. Espesor de diseño para Cabezales	18
3.6.5.2. Espesor de diseño para cuerpo considerando uniones longitudinales y esfuerzos circunferenciales.	18
3.7. Inspección basada en riesgo (API RP 580)	19
3.7.1. Tipos de evaluación RBI.	20
3.7.1.1. Análisis Cualitativo.	20
3.7.1.2. Análisis Cuantitativo.	21

3.7.1.3. Análisis semi-cuantitativo.	21
4. DESARROLLO	23
4.1. VISITA INICIAL	24
4.1.1. Reconocimiento	24
4.2. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	25
4.2.2. Históricos del equipo.	26
4.3. MECANISMO DE DETERIORO DEL DRUM D105.	27
4.3.1. Corrosión atmosférica.	28
4.3.1.1 .Factores críticos.	28
4.3.1.2. Apariencia o morfología del daño	28
4.4. PLAN DE INSPECCIÓN.	28
4.4.1. Procedimientos de inspección	30
4.4.1.1. Inspección visual	30
4.4.1.2. Inspección por ultrasonido scan A y B.	31
4.5. Inspección del Drum D105	32
4.5.1. Inspección visual	32
4.5.2. Inspección por ultrasonido.	44
4.6. ESPESORES MÍNIMOS DE RETIRO	47
4.6.1. Espesor de retiro para Cabezales	47
4.6.2. Espesor de retiro para el cuerpo del recipiente	48
4.7. DETERMINACIÓN DE LA APTITUD AL SERVICIO FFS (API 579)	49
4.7.1. Corrosión generalizada.	49
4.7.1.1. Nivel de evaluación I.	49
4.7.1.2. Nivel de evaluación II	52

5. METODOLOGIA RBI API 580 Y 581	53
5.1. Análisis Cualitativo	53
5.1.1. Factor de probabilidad de falla del Drum D105	53
5.1.2. Factor de consecuencia de daño del Drum D105	56
5.1.3. Determinación de la Categoría Consecuencia en Salud	60
5.2. Matriz de riesgo	63
6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	64
6.1. Inspección	64
6.2. Metodología RBI API 580 y 581.	65
7. CONCLUSIONES	70
8. RECOMENDACIONES	72
ANEXO A. GUÍA DE ORIENTACIÓN PARA LA INSPECCIÓN DEL RECIPIENTE A PRESIÓN	73
ANEXO B. ESQUEMA DEL DRUM D105 BOQUILLAS Y MAN HOLES	74
ANEXO C. PLANO DEL DRUM D105.	75
ANEXO D. TABLAS DE MEDIDAS DE ESPESORES.	76
ANEXO E. FICHA TECNICA DEL DRUM	78
ANEXO F. LISTA DE VERIFICACION DE INSPECCION DEL DRUM D105.	79
ANEXO G. CRITERO DE ACEPTACION PARA LA EVALUACION NIVEL 1 Y 2	80
ANEXO H. FACTOR DE RESISTENCIA ADMISIBLES REMANENTE	81
ANEXO I. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA INSPECCIÓN DEL DRUM D105.	82
ANEXO J. ATS.	83
ANEXO K. CÁLCULO DE PROBABILIDAD DE FALLA Y CONSECUENCIA DE LA FALLA PARA UN RBI MEDIANTE ANALISIS CUALITATIVO	84
BIBLIOGRAFIA	98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla. 1 Ficha técnica del Drum D105	26
Tabla. 2 Histórico del equipo	26
Tabla. 3 Plan de inspección	29
Tabla. 4 Procedimiento de inspección.	30
Tabla. 5 Espesores mínimos de retiro de los caps. del Drum D105.	47
Tabla. 6 Espesores mínimos de retiro del cuerpo del Drum D105	48
Tabla. 7 Plantilla para calcular el Coeficiente de variación (COV) para el grosor del punto Lectura (los espesores se encuentran en milímetros).	49
Tabla. 8 Probabilidad Categoría de Probabilidad	55
Tabla. 9 Factor de cantidad	60
Tabla. 10 Factor de Dispersión	61
Tabla. 11 Factor de población	62
Tabla. 12 Categoría de Consecuencias en Salud en Salud	62

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. 1 Administración de riesgo utilizando la RBI.	20
Figura. 2 Matriz de riesgo	21
Figura. 3 Diagrama de flujo del plan de trabajo	23
Figura. 4 Vista general del Drum D105	32
Figura. 5 Cuerpo del Drum D105.	33
Figura. 6 Entizamiento del recubrimiento.	33
Figura. 7 Manómetro (A7)	34
Figura. 8 Escape (A5)	34
Figura. 9 Manhole (A6).	35
Figura. 10 Escaleras de acceso al techo y plataforma de techo.	35
Figura. 11 Patio.	36
Figura. 12 Columna de concreto 2.	36
Figura. 13 Columna de concreto 2.	37
Figura. 14 Anclajes.	37
Figura. 15 Soporte 1.	38
Figura. 16 Bota (A8)	38
Figura. 17 Fondo del recipiente.	39
Figura. 18 Agua (A13)	40
Figura. 19 Bota (A8)	40
Figura. 20 Bota (A8) presencia de picado en los bordes	40

Figura. 21 Interior del recipiente.	41
Figura. 22 Boquilla del manómetro (A7).	41
Figura. 23 Manhole (A2)	42
Figura. 24 Cordón de soldadura corrosión generalizada.	42
Figura. 25 Cordón de soldadura con presencia de corrosión por picadura.	43
Figura. 26 Corrosión generalizada en todo el tanque.	43
Figura. 27 Presencia de “Pinholes” en todo el cuerpo del recipiente.	44
Figura. 28 Graficas característica de bajo espesor por SCAN B	45
Figura. 29 Graficas de lectura de espesor por SCAN A	45
Figura. 30 Lectura de espesores en el cuerpo del recipiente	46
Figura. 31 Lectura de espesores en los caps. Del recipiente	46
Figura. 32 Probabilidad de falla	55
Figura. 33 Rombo de Clasificación de Riesgos	56
Figura. 34 Factor de cantidad	57
Figura. 35 Factor de estado	57
Figura. 36 Factor AF	58
Figura. 37 Categoría de consecuencia	59
Figura. 38 Factores de consecuencia de daño	60
Figura. 39 factores de consecuencias en salud	63
Figura. 40 Matriz de Riesgo	63
Figura. 41 Evaluación de componentes por corrosión generalizada	66

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DE INTEGRIDAD AL RECIPIENTE A PRESION (DRUM D105) UBICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO CON BASE EN LA NORMA API 510.*

AUTORES

YASELIS COTES BLANCO.**

JUAN ORTIZ RODRIGUEZ.**

PALABRAS CLAVES

Recipientes a presión, Inspección, Norma API 510, Norma API 579, Norma API 571, código A.S.M.E.

DESCRIPCIÓN

La norma API 510 (código de inspección de recipientes a presión mantenimiento, inspección, clasificación, reparación y alteraciones) es una herramienta que permite hacer una evaluación de integridad de los recipientes a presión usados en la industria del petróleo.

El plan de inspección se desarrolla a partir de los históricos y la evaluación de los equipos es realizada a partir de los mecanismos de daño. Los END deben identificar el mecanismo de daño y la severidad del mismo.

El proyecto EVALUACION DE INTEGRIDAD AL RECIPIENTE A PRESION (DRUM D105) UBICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO CON BASE EN LA NORMA API 510. Tiene como objeto recolectar información de diseño e históricos de inspección y mantenimiento del Drum D105, establecer la aptitud para el servicio de la vasija y aplicar la metodología RBI.

Se determinó el plan de inspección de acuerdo con el mecanismo de daño propuesto y se llevó a cabo la inspección para conocer el estado actual del equipo, para esto se aplicaron las siguientes técnicas: ultrasonido en la medición de espesores e inspección visual.

La estimación de la vida útil remanente se realizó aplicando la metodología de la API 579. La metodología RBI se desarrollo haciendo una evaluación cualitativa del nivel de riesgo del Drum D105.

* Trabajo de Grado

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

ABSTRACT

TITLE: INTEGRITY ASSESSMENT TO THE DRUM D105 LOCATED IN SCHOOL CAMP COLORADO TAKING AS A BASE THE API-510 RULES.*

AUTHORS: YASELIS COTES BLANCO**

JUAN ORTIZ RODRIGUEZ**

KEY WORKS: Vessel under pressure, inspection, Standard API 579, Standard API 510, Code ASME section VII Division 1

DESCRIPTION:

The project INTEGRITY ASSESSMENT TO THE DRUM D105 LOCATED IN SCHOOL CAMP COLORADO TAKING AS A BASE THE API-510 RULES has like an objective evaluate the structural integrity of the Drum D105 and determine the remaining life by means of the application of the procedure API 510, API 571, API 579 and API 580

The norm API-510 (Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration) is a tool that allows to do an evaluation of integrity of the containers to pressure used in the industry of the oil.

The plan of inspection develops from the historical ones and the evaluation of the equipments is realized from the mechanisms of hurt. The END must identify the mechanism of hurt and the severity of the same one.

There decided the plan of inspection of agreement with the mechanism of proposed damage and the inspection was carried out to know the current condition of the equipment, for this the following techniques were applied: ultrasound in the measurement of thicknesses and visual inspection.

The estimation of the remaining life was realized applying the methodology of the API 579. The RBI methodology was developed by a qualitative assessment of the risk level of the Drum D105.

* Work Degree

** Faculty of Physical - Chemistry Engineering - Metallurgical Engineering School – Director: Ivan Uribe Pérez

INTRODUCCION

Uno de los proyectos más grandes entre el sector productivo y la academia colombiana es la Estación de Recolección Campo Escuela Colorado, gracias a éste La Universidad Industrial de Santander ha emprendido una serie de investigaciones y mejoramientos en producción, mantenimiento e inspección de equipos, en los cuales la Escuela de Ingeniería Metalúrgica ha hecho grandes aportes.

La inspección, detección y diagnóstico de las grandes estructuras tales como recipientes a presión, calderas de vapor, compresores etc., resultan necesarias para facilitar el posterior pronóstico de fallas.

Actualmente se han presentado problemas en los equipos industriales debido a la falta de inspección e información acerca del estado de ellos, los cuales están sometidos a diferentes medios o situaciones que pueden afectar su buen funcionamiento, por esto es crucial la realización de una evaluación de integridad, que aseguraría un mayor rendimiento de los equipos, evitando así eventos futuros que podrían poner en peligro la seguridad del personal a cargo.

Con la evaluación de integridad al Drum D105 en la Estación De Recolección Campo Escuela Colorado se pretende conocer el estado actual del recipiente implementando las normas **API 510** (Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration), **API 579** (Fitness-For-Service), **API 571** (Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry), y **API 580** (Risk based inspection).

Este proyecto busca recolectar información de diseño, construcción y operación; e históricos de falla, reposición, mantenimiento e inspección del Drum D105. Identificar los mecanismos de falla aplicables al equipo de acuerdo a lo

establecido en API 510 y 571, diseñar un plan de inspección que permita evaluar las zonas con posibles fallas en el recipiente con la técnica de END adecuada, elaborar los procedimientos técnicos para cada una de las técnicas de END relacionadas en el plan de inspección, establecer los criterios de aceptación y rechazo de acuerdo a API 510, realizar el diagnóstico del estado mecánico y de corrosión de la vasija, determinar la aptitud para el servicio de la vasija de acuerdo con el código de inspección o en su defecto de acuerdo a API 579 y aplicar la metodología de RBI a la vasija para realizar las recomendaciones para el mantenimiento del equipo y establecer los intervalos de inspección

1. PLANTAMIENTO 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.). Desde entonces los equipos en campo escuela colorado han sido sometidos a un riguroso proceso de recuperación e inspección; vinculados a esta meta la escuela de Ingeniería Metalúrgica la cual ha hecho grandes aportes para lograrlo, sin embargo aun existen muchos trabajos por realizar.

La falta de inspección y mantenimiento de muchos de los equipos que se encuentran en Campo Escuela Colorado hace necesario una evaluación de integridad, ya que es fundamental conocer el estado mecánico de los mismos. Iniciar un registro histórico del Drum D105 facilitará el desarrollo de evaluaciones futuras.

Con la evaluación de integridad al Drum D105 de la estación compresora de gas basado en la norma API 510 (Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration), se pretende conocer el estado actual del equipo, para determinar si éste se encuentra en condiciones de volver a operar, repararse o si es necesario reemplazarlo. De igual manera es fundamental conocer el riesgo que este representa para asegurar la seguridad y confiabilidad del equipo.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Realizar una evaluación de integridad al recipiente a presión ubicado en la estación separadora Campo Escuela colorado tomando como base las normas API 510, API 580, API 579 y API 571.

2.2. Objetivos específicos

- Recolectar la información de diseño, construcción y operación; e históricos de falla, reposición, mantenimiento e inspección del Drum D105.
- Realizar un plan de inspección que permita determinar las zonas críticas del recipiente las cuales serán evaluadas por END.
- Establecer la aptitud para el servicio de la vasija de acuerdo con el código de inspección o en su defecto de acuerdo a API 579.
- Aplicar la metodología de RBI a la vasija para realizar las recomendaciones para el mantenimiento del equipo y establecer los intervalos de inspección.

3. MARCO TEORICO

3.1. Evaluación de integridad estructural

La integridad es un término que se refiere a la cualidad de estar intacto y completo, o un estado inalterado¹. La evaluación de integridad estructural se enfoca a evaluar si la estructura está en condiciones de soportar los rigores del servicio, con seguridad durante su vida útil prevista. Con base a los resultados de una evaluación de integridad se puede calcular la vida útil remanente del componente, lo cual sirve para aumentar la confiabilidad operacional del equipo de estudio y determinar periodos de inspección programados y en qué momento es prudente hacer una reposición.

Por otra parte un buen plan de integridad aplicado, permite con diferentes metodologías de estudio y/o análisis tendientes a detectar los mecanismos de falla probables y los activos, fijar la velocidad de avance de los mismos, determinar las técnicas de inspección que detectan dichos mecanismos de falla y establecer las metodologías de reparación como así también las evaluaciones de aptitud para el servicio de los equipos de planta.

Los mecanismos de daño pueden ser varios y todo depende del fluido de trabajo, las condiciones de operación (presión, temperatura, PH etc.) y del material con el cuál fue construido el equipo. Los defectos y/o discontinuidades pueden ser generados durante la construcción del equipo, durante el traslado del equipo y durante la fase de operación. Por ello es muy importante conocer los posibles modos de falla y durante que fase se pueden producir y cómo interactúan con los mecanismos de daño.

¹ IMI-Integridad Mecánica Ingeniería-Consultora. Disponible en internet.
<http://integridadmecanica.blogspot.com/2009/12/integridad-de-equipos.html>

El Plan de integridad de equipos de proceso también reduce costos por inspecciones excesivas y por consecuencia de falla.

3.2. Código de inspección de recipientes a presión mantenimiento, inspección, clasificación, reparación y alteraciones (API 510).²

Este código cubre la inspección de mantenimiento, reparación, alteración, y procedimientos de evaluación para recipientes a presión usados en la industria del petróleo y procesamiento químico.

3.2.1. Trabajo de preparación.

Las precauciones de seguridad son importantes en la inspección de recipientes presurizados porque limitan el acceso al espacio donde se confinan los recipientes presurizados. Las regulaciones pertinentes de administración de seguridad y salud ocupacional OSHA para espacios confinados y otras reglas de seguridad OSHA deben ser revisadas y seguidas donde sean aplicables.

3.2.2. Modos de deterioro y daño.

Contaminantes en los fluidos manejados en recipientes presurizados tales como azufre, cloro, sulfuro de hidrogeno, hidrogeno, carbón, cianuros, ácidos, agua y otras especies corrosiva que puedan reaccionar con los metales y causar corrosión. Fluctuaciones significativas de esfuerzo son frecuentemente causantes de fallas en partes por fatiga.

² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth. Washington D.C.: API; 2006. 56p. API-510.

3.2.3. Determinación de la velocidad de corrosión.

Los siguientes métodos deben ser empleados para determinar la velocidad de corrosión probable del recipiente.

- a. Una velocidad de corrosión puede ser calculada a partir de los datos recolectados por el dueño o usuario sobre recipientes a igual o similar servicio.
- b. La velocidad de corrosión puede ser estimada a partir de la experiencia del dueño o usuario o datos publicados sobre recipientes en servicios comparables.
- c. Si la velocidad de corrosión probable no puede ser determinada por los ítems anteriores debe hacerse determinaciones “on stream” después de aproximadamente 1000 horas de servicio usando equipos de monitoreo de corrosión satisfactorio o mediciones no destructivas de espesor actual del recipiente o sistema.

3.2.4. Inspección de defectos.

Una cuidadosa inspección visual es el método más importante y más universalmente aceptado. Otros métodos pueden ser usados para complementar la inspección visual incluye: (a) inspección por partículas magnéticas, de grietas y otras discontinuidades alargadas en materiales magnéticos. (b) inspección con líquidos penetrantes y fluorescentes para revelar grietas, porosidades o “pinholes” que se extienden en la superficie del material y encierran otras imperfecciones superficiales, especialmente en materiales no magnéticos. (c) inspección radiográfica; (d) medición de espesores por ultrasonido.

3.2.5. Inspección de partes.

- a. La inspección de superficies de cascos y cabezas debe ser cuidadosa para detectar posibles grietas, incrustaciones, protuberancias y otros signos de deterioro.
- b. Inspección de juntas soldadas y zonas térmicamente afectadas adyacentes que en servicio inducen grietas y otros defectos.
- c. Examinar la superficie de todos los “manholes”, boquillas y otras aberturas de distorsión, grietas y otros defectos.

3.2.6. Evaluación de la corrosión y del espesor mínimo.

Cuando el espesor mínimo actual y la máxima velocidad de corrosión son ajustadas, una de las siguientes técnicas de medición de corrosión deben ser consideradas:

- a. Cualquier técnica no destructiva disponible tal como inspección ultrasónica o radiográfica que no afecte la seguridad del recipiente puede ser usada para proporcionar las determinaciones de espesor mínimo.
- b. Si es posible a través de aberturas disponibles pueden hacerse las mediciones.
- c. La profundidad de la corrosión puede ser determinada calibrando las superficies no corroídas dentro del recipiente cuando tales superficies están en la vecindad del área corroída.

3.2.7. Inspección y pruebas a recipientes a presión.

3.2.7.1. General

En la selección de la técnica de inspección para recipientes presurizados, tanto las condiciones del recipiente como del ambiente de operación deben ser tomadas en consideración.

3.2.7.2. Inspección externa.

Cada recipiente sobre el suelo debe ser sometido a una inspección visual externa, preferiblemente mientras opera, como mínimo cada 5 años o al mismo tiempo de intervalos para los que requiera inspección interna u “on stream” o cualquiera que sea menor. La inspección debe al menos, determinar las condiciones del aislamiento exterior, las condiciones de los soportes, la expansión permisible, y el alineamiento general del recipiente sobre sus soportes.

3.2.7.3. Inspección interna.

El periodo entre la inspección interna no debe exceder la mitad del tiempo estimado de vida remanente del recipiente basada en la velocidad de corrosión o 10 años cualquiera que sea el menor.

La vida remanente del recipiente puede ser calculada por la siguiente fórmula:

$$Vida.remanente.en.años = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{velocidad.de.corrosion(pulg.(mm)por.año)}$$

Donde, t actual = es espesor actual, en pulg. (mm.) medido en el momento de la inspección para cada componente.

t requerido = el espesor requerido, en pulg. (mm.).

A largo plazo (LT) la velocidad corrosión debe ser calculada por la siguiente fórmula:

$$velocidad.de.corrosion.LT = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{tiempo(años)entre.t_{inicial}.y.t_{actual}}$$

A corto plazo (ST) la velocidad de corrosión debe ser calculada por la siguiente fórmula:

$$velocidad.de.corrosion.ST = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{tiempo(años)entre.t_{previo}.y.t_{actual}}$$

Donde t inicial = es el espesor, en pulg. (mm.), en la misma localización de t actual medido en la instalación inicial o en el comienzo de una nueva velocidad de corrosión ambiental.

t previo= es espesor, en pulg. (mm), para la misma localización de medición de t actual durante la inspección previa.

3.3. Mecanismos de daño que afectan el equipo estático en la industria de refinación (API 571)³

El primer paso para el cumplimiento de una adecuada inspección es la correcta identificación de los mecanismos de daño para un componente deteriorado, es muy importante determinar las causas del deterioro observado; la probabilidad y el daño adicional que podría ocurrir en el futuro.

³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First edition. Washington D.C.: API; 2003. 70p. API-RP571

Los daños o defectos descubiertos durante la inspección pueden ser resultado de una condición preexistente antes de la entrada en servicio del componente y/o pueden haber sido inducidos por el servicio.

3.3.1. Mecanismos de daños.

- Mecanismos de falla mecánicos y metalúrgicos
- Pérdidas de espesor uniformes y localizadas
- Corrosión a alta temperatura (440 °F (204 °C))
- Agrietamiento asistido por el ambiente

Cada uno de estos tipos generales de daño puede ser causado por un mecanismo de daño simple o múltiple, los cuales ocurren para una combinación específica de materiales, procesos ambientales y condiciones operacionales.

De acuerdo a su relación con el tiempo se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Relacionados con el tiempo de servicio: son aquellos mecanismos relacionados al tiempo de servicio del equipo o componente, en este caso la probabilidad de falla aumenta con el tiempo de servicio.
- No relacionados con el tiempo de servicio: se refiere a aquellos mecanismos de daño cuyo comportamiento y probabilidad de falla no dependen del tiempo.

Para facilitar el desarrollo del plan de inspección; se puede obtener información desde los aspectos de descripción de daño, materiales afectados, factores críticos, unidades y equipos afectados, morfología o apariencia del daño, prevención y mitigación, e inspección y monitoreo según la norma API RP 571. A continuación se describen algunos mecanismos de daño.

3.3.1.1. Erosión / erosión – corrosión.

La erosión es mecanismo acelerado de remoción de material de la superficie como resultado del movimiento relativo entre sólidos de impacto, líquidos y vapores y cualquiera de sus combinaciones. La corrosión contribuye a remover la película protectora y acelerar el deterioro.

3.3.1.2. Fatiga mecánica – fatiga inducida por vibración.

Una forma de fatiga mecánica en la cual las grietas son producidas como resultado de cargas dinámicas debido a vibración o flujo inestable de fluidos. Todos los materiales de ingeniería son afectados por este mecanismo.

3.4. Ensayos no destructivos⁴

El propósito de estos ensayos es detectar discontinuidades superficiales e internas en materiales, soldaduras, componentes y partes fabricadas. Los materiales que se pueden inspeccionar son los más diversos, entre metálicos y no - metálicos, normalmente utilizados en procesos de fabricación, tales como: laminados, fundidos, forjados y otras conformaciones.

3.4.1 Ensayos no destructivos más comunes que pueden aplicarse en la detección de fallas en materiales.

Los END, más comunes utilizados en la industria, se clasifican de acuerdo al alcance que poseen en cuanto a la detección de fallas, por lo que se dividirán los mismos de acuerdo a los siguientes parámetros:

3.4.1.1. Discontinuidades superficiales

- Ensayo de líquidos penetrantes

⁴ Ensayos no destructivos (END). Disponible en internet. www.thermoequipos.com.ve/pdf/articulo_06.pdf

- Ensayo de partículas magnéticas

3.4.1.2. Discontinuidades internas.

- Ensayo ultrasónico

3.4.2. Ensayo ultrasónico

El ensayo por ultrasonido es un método no destructivo, en el cual un haz sónico de alta frecuencia (125 KHz a 20 MHz) es introducido en el material a ser inspeccionado con el objetivo de detectar discontinuidades internas y superficiales. El sonido que recorre el material es reflejado por las interfaces y es detectado y analizado para determinar la presencia y localización de discontinuidades.

3.4.3. Ensayo de líquidos penetrantes.

Se emplea generalmente para evidenciar discontinuidades superficiales sobre casi todos los materiales no porosos (o con excesiva rugosidad o escamado) como metales, cerámicos, vidrios, plásticos, etc., característica que lo hace utilizable en innumerables campos de aplicación. Esta técnica, basada en el fenómeno de capilaridad, permite evidenciar de una manera rápida y confiable, discontinuidades abiertas a la superficie (fisuras, porosidad, pliegues, etc.) sobre casi cualquier componente (ferroso y no ferroso) independientemente de la geometría y del material de la pieza.

3.4.4. Ensayo de partículas magnéticas.

El método de partículas magnéticas consiste en la detección de campos de fuga, o sea los flujos dispersos, provocados por la formación de polos magnéticos a ambos lados de aquellas discontinuidades que interrumpen el camino de las

líneas de fuerza. A través de esta técnica se pueden localizar discontinuidades superficiales y sub. Superficiales en materiales ferromagnéticos.

Limitaciones que deben tenerse en cuenta, por ejemplo, las películas delgadas de pintura y otros recubrimientos no magnéticos tales como los galvanostegicos, afectan adversamente la sensibilidad de la inspección.

Además el método solo es útil en materiales ferromagnéticos.

3.6. Aptitud al servicio (API 579).⁵

“FITNESS FOR SERVICE (FFS)”. Es un complemento de los códigos API 510, 570 y 653 para evaluar la integridad estructural en servicio de los equipos sometidos a presión: recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento en la industria petroquímica. FSS evalúa por mecanismo de daño: Fractura frágil, corrosión general, corrosión localizada, pitting, ampollas y de laminaciones, distorsiones del cuerpo del recipiente y desalineamientos de soldadura, fisuras, creep, daño por fuego. FFS determina si el componente es apto para seguir operando normal, si necesita ser reevaluado en capacidad de operación o si hay que cambiarlo o repararlo.

3.6.1. Técnicas de evaluación y criterios de aceptación.

Los niveles de aceptación se proveen en cada sección de FFS. Cada nivel de evaluación es un balance entre conservatismo, información requerida para la evaluación, la habilidad del personal que realiza la evaluación y la complejidad del análisis que se está desarrollando.

⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 88p. API-510p.

Nivel 1 es el más conservativo y el más fácil de usar.

NIVEL 1. Usa criterios de análisis conservativos que pueden ser utilizados con una cantidad mínima de inspección o de información del componente. Conducido por personal de inspección de planta.

NIVEL 2. La evaluación es más precisa que nivel 1. Los requerimientos de información son similares a los de nivel 1, sin embargo se usan más cálculos detallados. Conducido por personal de ingeniería de la compañía o de la propia planta.

NIVEL 3. Se requiere una inspección más detallada de la información del componente. Se recomienda realizar análisis en técnicas numéricas como elementos finitos. Conducido por personal experto en FFS de la empresa, no de planta.

El nivel 1 y 2 de evaluación se puede emplear si se cumplen con las siguientes condiciones:

- El componente fue diseñado de acuerdo a un código de fabricación reconocido.
- No se está operando en el régimen de creep.
- La región de pérdida de metal tiene un contorno suave, sin presencia de entallas.
- No se presentan cargas cíclicas
- Sin presencia de fisuras.
- Las cargas para nivel I deben solo de presión interna, para nivel II se puede contar con cargas suplementales.

El nivel III se debe desarrollar cuando no se cumplan los requisitos del nivel I y II, como lo son:

- Geometrías asociadas con discontinuidades principales como lo son uniones, boquillas, etc.
- Presencia de cargas suplementales.
- Componentes diseñados basados en la prueba hidrostática.
- Operando en el régimen de creep
- Componentes en servicio cíclico.

3.6.2. Consideraciones de los niveles I y II.

3.6.2.1. Consideraciones nivel I.

Si el componente no cumple con los requisitos de evaluación de nivel I, entonces se sugiere el siguiente, o combinaciones de los siguientes apartados:

- a) reparar, sustituir o retirar el componente.
- b) Ajustar la FCA mediante la aplicación de técnicas de recuperación (véase el apartado 4.6 del API 579).
- c) Ajuste de la eficiencia de unión de soldadura o factor de calidad, E, mediante la realización de un examen adicional y repetir la evaluación (Nota: Para aumentar el valor de E desde 0,7 hasta 0,85, o 0,85 a 1,0, sería necesario que los cordones de soldadura in situ o 100% radiografiadas, respectivamente, y estos exámenes pueden revelar defectos adicionales que tendrán que ser evaluados).
- d) La región de pérdida de metal puede ser evaluado mediante la Parte 5 procedimientos de evaluación de pérdida de metal local.
- e) Llevar a cabo un Nivel 2 o Nivel 3.

3.6.2.2. Consideraciones nivel II.

Si el componente no cumple con los requisitos de evaluación de nivel II, entonces se sugiere el siguiente, o combinaciones de los siguientes apartados:

- a) reparar, sustituir o retirar el componente.

- b) Ajustar la FCA mediante la aplicación de técnicas de recuperación (véase el apartado 4.6 del API 579).
- c) Ajuste el factor de la eficiencia conjunta de soldadura, E, mediante la realización de un examen adicional y repita La evaluación
- d) Llevar a cabo una evaluación de nivel III.

3.6.3. Evaluación de vida residual.

El estudio de vida residual se emplea en FFS para determinar los intervalos adecuados de inspección y/o monitoreo en servicio. FFS no pretende dar un tiempo exacto en el cual el componente va a fallar.

Cada sección en especial otorga los lineamientos para el cálculo de vida residual. Existen tres categorías en la que se puede involucrar la vida residual:

- La vida residual se puede calcular con razonable certeza
- La vida remanente no puede ser establecida con razonable certeza
- Hay muy poca vida residual.

3.6.4. Evaluación por pérdida de metal.

- El procedimiento FFS se emplea para evaluar componentes presurizados que hayan sufrido pérdida de espesor, ya sea por corrosión y/o erosión.
- Se emplea para calificar el componente para operación normal o para una reducción en la presión máxima permitida.
- El concepto de la evaluación radica en aproximaciones de un espesor promedio.

3.6.4.1. Aplicabilidad y Limitaciones.

- Se puede utilizar para evaluar todas las formas de corrosión generalizada que excedan el “corrosión allowance”.

- Este procedimiento se emplea tanto para corrosión interior como exterior.
- En caso que no pase la evaluación, se puede encontrar la nueva presión de trabajo permisible máxima.

3.6.5. Criterios de aceptación y rechazo⁶

3.6.5.1. Espesor de diseño para Cabezales

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

$$t_{\min} = 0,885PL / (SE - 0.1 P)$$

t_{\min} : Espesor mínimo aceptable, en pulgadas.

P: Presión de diseño, psi.

L: Radio interior del casco corroído, en pulgadas.

S: Máximo esfuerzo permisible = **20.000** en psi para Caps toriesfericas. (Ver ASME SECCION VIII. DIV 1 PARTE UG 32 (e) (2))

E: Eficiencia de la junta = **0,85**

3.6.5.2. Espesor de diseño para cuerpo considerando uniones longitudinales y esfuerzos circunferenciales.

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

$$t_{\min} = PR / (SE - 0.6 P)$$

⁶ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579.

Donde:

t_{min} : Espesor mínimo aceptable, en pulgadas.

P: Presión de diseño, psi.

R: Radio interior del casco corroído, en pulgadas.

S: Máximo esfuerzo permisible= **20.000** en psi para láminas de acero ASTM A283 GRADO C, ASTM 285 CRADO C, y ASTM A 516. (Ver ASME SECCION II. PARTE D. Tabla 1A.)

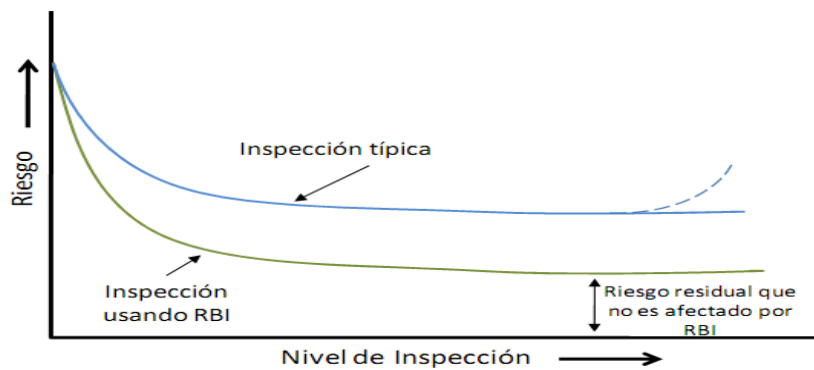
E: Eficiencia de la junta = **1**. Para juntas longitudinales Seamless. (Ver ASME SECCION III División 1. Tabla UW12).

3.7. Inspección basada en riesgo (API RP 580)⁷

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). 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.

⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP580. Risk-Based Inspection. First edition. Washington D.C.: API; 2002. 60p. API-RP580

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.

3.7.1. 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:

3.7.1.1. Análisis Cualitativo.

Este análisis se basa en información descriptiva. 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

3.7.1.2. Análisis Cuantitativo.

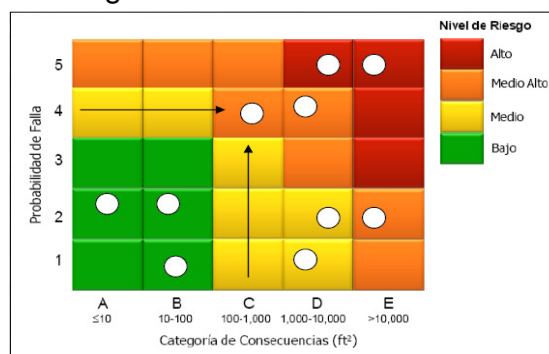
Requiere información detallada como históricos (de diseño, construcción, montaje, mantenimiento, inspección, fallas, operativos) para utilizar modelos lógicos que muestren combinaciones de eventos que podrían ocasionar accidentes graves y modelos físicos que muestran el avance del accidente y emisión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

3.7.1.3. 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.

Una de las herramientas proporcionadas por el RBI es la ubicación del nivel de riesgo mediante una matriz de 5 x 5, diferenciada en su nivel de impacto en cuatro niveles riesgo que van desde el riesgo más **bajo** hasta el más crítico o **alto**, pasando por un nivel **medio** y otro **medio alto**, en que se puede encontrar cada equipo de una instalación.

Figura. 2 Matriz de riesgo



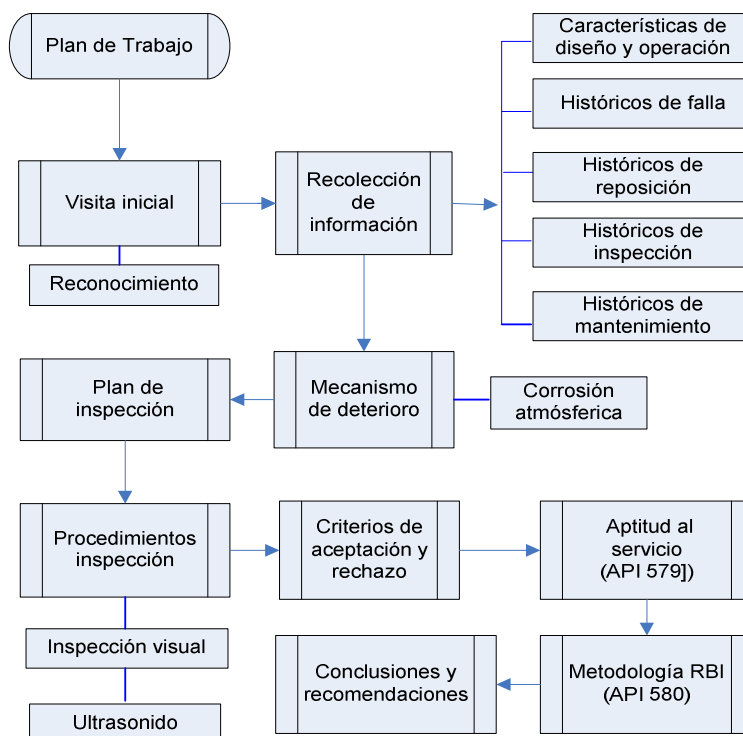
Fuente. www.iasca.net

Los factores de daño son determinados como una función de la efectividad de la inspección mediante 5 categorías de inspección. La efectividad actual de cualquier técnica de inspección depende de varios factores, entre ellos la pericia del inspector en los puntos de inspección seleccionados.

4. DESARROLLO

El siguiente diagrama muestra de una forma esquemática el plan de trabajo seguido durante el proyecto; las fases principales constan de un reconocimiento tanto de la zona como del equipo encontrados en la estación compresora de gases, una inspección minuciosa con diferentes tipos de ensayos no destructivos, que permitirán reconocer y afirmar los posibles mecanismos de daños en el Drum D105, y posterior a esto una evaluación sobre la aptitud al servicio y análisis de riesgo basados en las normas API 579 y API 580 respectivamente.

Figura. 3 Diagrama de flujo del plan de trabajo



Fuente. **Autores del proyecto.**

4.1. VISITA INICIAL

El Drum D105 se encuentra ubicado en la estación Campo Colorado la cual se localiza geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Ciranfantas, en el área de la antigua concesión De Mares.

4.1.1. Reconocimiento

- **Iluminación**

El interior del Drum D105 se encontraba con poca iluminación, debido a que solo ingresaba luz a través de un manhole, por esto, fue necesario el uso de una linterna para realizar la inspección interna del recipiente. Para este tipo de inspección es necesaria una buena iluminación ya que una de las principales técnicas de inspección es la visual por lo cual una ausencia de ésta ocultaría defectos y fallas que el equipo pueda presentar.

- **Ventilación**

Solo el manhole (A2) del recipiente se encontraba abierto, debido a esto, la ventilación era escasa. Para la inspección fue necesario abrir el manhole (A1) para lograr una buena ventilación. Toda norma de inspección insta a tener unos parámetros mínimos de seguridad, como lo es la ventilación dentro de recipientes confinados, como también el uso de mascarillas contra partículas o respiradores si es necesario o según especifique la norma.

- **Limpieza**

El recipiente no presentaba las condiciones adecuadas para realizar la inspección, ya que tanto el interior como el exterior de éste no se encontraban libres de

suciedad, sedimentos y residuos corrosivos. Es necesaria la preparación de la superficie luego de hacer una inspección visual para que no impida con la toma de otros tipos de ensayos como lo pueden ser los de ultrasonido, líquidos penetrante etc.

- **Facilidad de acceso**

No había andamios, escaleras u otra herramienta que facilitara el acceso al interior del recipiente.

4.2. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Se realizó una investigación exhaustiva a cerca del Drum D105 en la base de datos de Campo Escuela Colorado encontrando información insuficiente para este proyecto, debido a que no se tenía ningún dato sobre el historial de éste como tampoco datos de diseño y operación, también se visitó las instalaciones de la empresa que antes tenía el manejo de esta unidad “Ecopetrol” seccional centro Barranca, encontrando poca información por parte del personal que de una u otra forma conoció o trabajó con este tipo de equipos, los datos o información suministrada se obtuvo de la placa del Drum D105 como también de personas conocedoras de estos recipientes.

4.2.1. Características de diseño y operación

A continuación se presentan las características de diseño y operación que fueron obtenidas de la placa del Drum D105. Debido al mal estado de la placa fue necesario realizarle una limpieza, para lograr con esto obtener la mayor información posible. Solo se pudo extraer de la placa algunos datos después de la limpieza, ya que se encontraba muy deteriorada. Los espacios en blanco de la tabla 1 indican que esos datos no se lograron obtener de la placa.

Tabla. 1 Ficha técnica del Drum D105

CARACTERISTICA	DESCRIPCION
Marca	
Tipo	Cilíndrico horizontal
Temperatura	
Presión de diseño	120 psi
Presión de trabajo	
Volumen	
Diámetro	120pulg.
Longitud	357.480 pulg
Corrosion Allowence	0.125
Espesor nominal	12,75mm ⁸
Fluido de almacenamiento	GLP
Códigos o normas utilizados	
Peso total vacio	

Fuente. (Placa de datos del equipo)

4.2.2. Históricos del equipo.

Tabla. 2 Histórico del equipo

CARACTERISTICA	DESCRIPCION
Históricos de falla	
Históricos de reposición	
Históricos de inspección	
Históricos de mantenimiento	

Fuente: No se encontró ninguna

⁸ Este espesor no fue encontrado en las especificaciones se tomo el espesor mayor en el techo del recipiente

4.3. MECANISMO DE DETERIORO DEL DRUM D105.⁹

Teniendo en cuenta las condiciones de operación, fluido que almacena, características de diseño, etc. se determinaron los principales mecanismos de daño por lo cual puede fallar el Drum D105. Estos fenómenos de deterioro fueron analizados, teniendo en cuenta lo establecido en API 571 Recommended Practice, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1s Edition, December 2003. Los tipos de falla presentados comúnmente en recipientes a presión son:

1. FRACTURA FRAGIL
2. FRAGILIZACIÓN POR TEMPERATURA
3. FATIGA TERMICA
4. EROSIÓN EROSION/CORROSION
5. FATIGA MECANICA
6. CORROSIÓN ATMOSFERICA
7. CORROSIÓN BAJO AISLAMIENTO "CUI"
8. CORROSIÓN EN AGUA DE ENFRIAMIENTO
9. SULFIDACIÓN
10. CLORIDE SCC
11. FATIGA CORROSIÓN
12. CAUSTIC SCC (FRAGILIZACION CAUSTICA)
13. ATAQUE POR HIDROGENO A ALTA TEMPERATURA
14. DAÑO POR H₂S
15. CORROSIÓN EN CALDERAS POR CONDENSADO DE AGUA

⁹ CORPORACION CIMA, Informe de inspección de vasijas, separadores y tuberías de las maquinas compresoras de las estaciones suerte. 2008. 8P

De los mecanismos de falla mencionados anteriormente se identificó el siguiente:

4.3.1. Corrosión atmosférica.

Es una forma de corrosión que ocurre debido a la humedad asociada con las condiciones ambientales. (Polución, contaminantes y ambientes marinos). Representa más del 50 % de las pérdidas totales por corrosión. Los materiales más afectados son los aceros al carbono y de baja aleación.

4.3.1.1 .Factores críticos.

Localización cercana a ambientes corrosivos.

4.3.1.2. Apariencia o morfología del daño

Se caracteriza por el ataque corrosivo general o localizado, dependiendo del estado del recubrimiento. La pérdida localizada de recubrimiento tiende a promover más rápido el daño.

4.4. PLAN DE INSPECCIÓN.

El plan de inspección fue diseñado después de determinar los límites de inspección, de hacer un estudio sobre el modo de falla de cada una de las zonas a inspeccionar y de establecer la mejor técnica de ensayo no destructivo a utilizar.

Los Límites de inspección fueron los siguientes:

Área externa e interna del Drum D105 hasta las conexiones con las líneas de transporte (Sistema de tuberías).

Tabla. 3 Plan de inspección

PLAN GENERAL DE INSPECCIÓN			
EQUIPO	Drum D105	PLANTA	Campo Escuela Colorado
FECHA INSPECCIÓN	Junio de 2010	INSPECTORES	Yaselis Cotes
			Juan Ortiz
			Ramón Rey V.
			Campo E. Muñoz
PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A REALIZAR	EXTENSIONES
BASES	Agrietamiento, despotrillamiento, fisuras	Inspección visual	100%
PATIO	Erosión, vegetación	Inspección visual	100%
INTERIOR DEL RECIPIENTE. Casco y caps.	Pérdida de espesor del casco.	UT espesores SCAN A	3 Ejes longitudinales a 110°, 180° y 270°
	Pérdida de espesor de los caps.	UT espesores SCAN A	4 Ejes radiales cada 90°
SOPORTES Y ANCLAJES	Daño mecánico	Inspección visual	100%
PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A REALIZAR	EXTENSIONES
CUERPO Y CAPS EXTERIOR	Corrosión	Inspección visual	100%
BOQUILLAS	Corrosión	Inspección visual	100%
BOTA	Pérdida de espesor	UT espesores SCAN B y SCAN A	100%
ESCALERAS, PLATAFORMA Y BARANDA	Daño mecánico	Inspección visual	100%

Fuente: Autores del proyecto.

4.4.1. Procedimientos de inspección

Cada método de inspección utilizado en la industria ya sea inspección visual, inspección por ultrasonido, partículas magnéticas etc. poseen procedimientos estándares los cuales deben ser llevados a cabo estrictamente para un buen desarrollo de la inspección y por ende unos buenos resultados, igualmente estas técnicas deben ser dirigidas por personal capacitado lo cual lleva a una mayor seguridad y veracidad en los resultados obtenidos. Todas las pruebas realizadas en este proyecto fueron hechas bajo la supervisión y colaboración de inspectores de CIMA.¹⁰

4.4.1.1. Inspección visual

La inspección visual del Drum D105 se realizó en las zonas y extensiones mencionadas en el plan de inspección. Se inspeccionó de la siguiente manera:

Tabla. 4 Procedimiento de inspección.

ZONAS A INSPECCIONAR	POSIBLES DEFECTOS
Patio	Erosión, presencia de vegetación, etc.
Bases en concreto, soportes, anclajes, etc.	Grietas, presencia de vegetación, humedad
Recubrimiento	Ampollas, grietas, entizado, etc.
Manholes y boquillas	Corrosión, grietas, picado
Cuerpo y caps.	Grietas, abolladuras, corrosión
Escalera, plataforma y baranda.	Daño mecánico
Bota	Corrosión.

Fuente. Autores del proyecto.

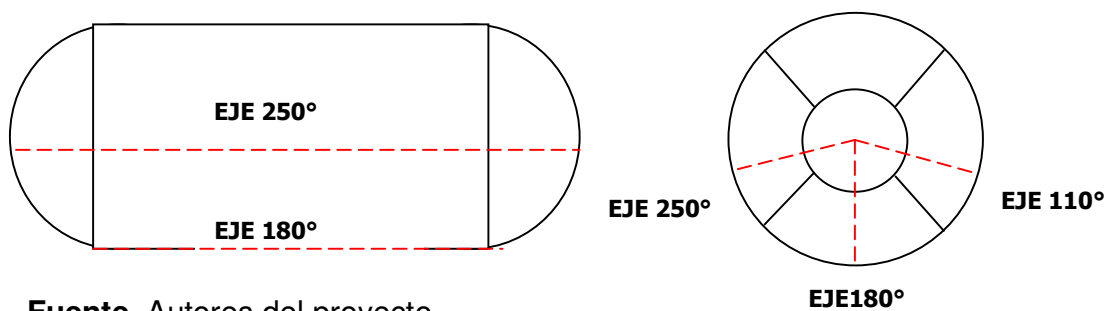
¹⁰ La CORPORACIÓN CIMA se encuentra certificada por el ICONTEC en su Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001 para el alcance de consultoría y servicios profesionales en monitoreo y control de corrosión, inspección e integridad de plantas y equipos, e interventora de proyectos.

4.4.1.2. Inspección por ultrasonido scan A y B.

La inspección de los espesores del Drum D105 se realizó de acuerdo a lo establecido en ASME SECCION V. Artículo 23. (Ver tablas de espesores medidos en anexo D).

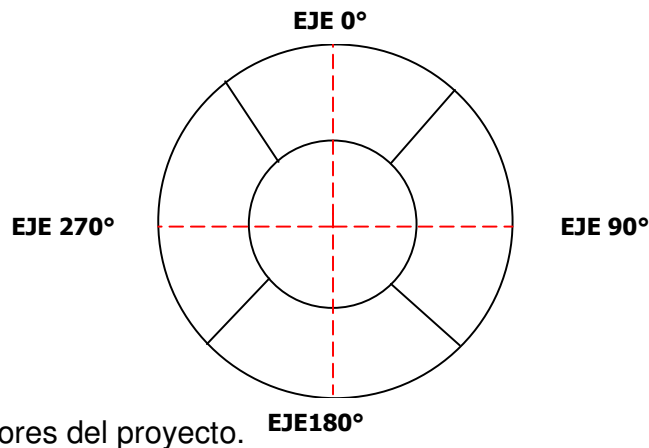
CASCO: Se inspeccionó 3 ejes longitudinales del casco a través de su longitud mediante la técnica de UT SCAN B (eje 180°) y SCAN A (110° y 250°) donde se evidencio la corrosión.

Figura 1. Esquema de toma de espesores longitudinalmente del casco



CAPS: Se inspeccionó 4 ejes radiales de los caps a través de su longitud mediante la técnica de UT SCAN A.

Figura 2. Esquema de toma de espesores radialmente en los Caps.



4.5. Inspección del Drum D105

El plan de inspección propuesto se realizó en su totalidad, los ensayos de ultrasonido fueron apoyados por los ingenieros de la corporación CIMA.

Los ensayos no destructivos realizados fueron inspección visual y medición de espesores de pared por ultrasonido. Todas las partes inspeccionadas en el recipiente se encuentran esquematizadas en el anexo B.

4.5.1. Inspección visual

Para la inspección visual del Drum D105 se siguió el procedimiento de inspección mencionado en la tabla 4.

Se realizó la inspección visual externa encontrándose lo siguiente:

Figura. 4 Vista general del Drum D105



Fuente. Autores del proyecto.

El cuerpo del Drum D105 se encuentra en condiciones no óptimas, a falta de mantenimiento, limpieza, etiquetamiento, anclajes adecuados etc., sin embargo no presenta corrosión externa significativa, daños mecánicos externos que comprometan la integridad del equipo en una futura puesta en servicio. (Ver figura 6).

Figura. 5 Cuerpo del Drum D105.



Fuente. Autores del proyecto.

El sistema de recubrimiento del Drum D105 inspeccionado se encuentra en mal estado. Hay pérdida localizada de recubrimiento, agrietamiento y abombamiento. (Ver figura 7).

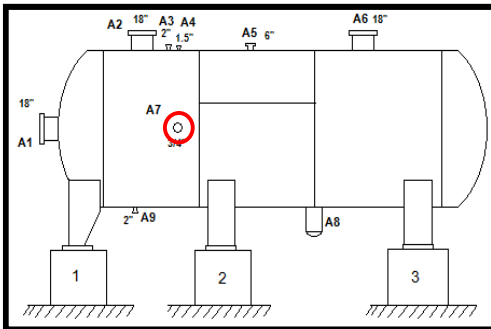
Figura. 6 Entizamiento del recubrimiento.



Fuente. Autores del proyecto.

El recubrimiento presenta entizamiento en toda la superficie debido a la humedad y la falta de mantenimiento (ver Figura 8).

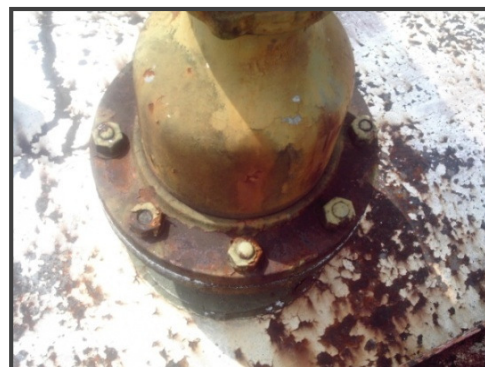
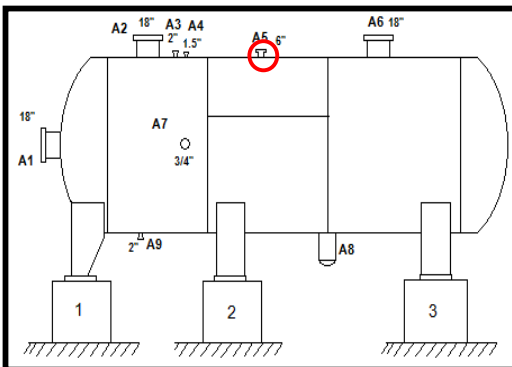
Figura. 7 Manómetro (A7)



Fuente. Autores del proyecto.

La salida del manómetro presenta corrosión generalizada debido a que no hay ningún tipo de recubrimiento que lo proteja, no hay principio de fisuras (ver figura 9).

Figura. 8 Escape (A5)



Fuente. Autores del proyecto.

Sistema de tuercas corroídas, abombamiento del recubrimiento y corrosión generalizada alrededor del drenaje. (Ver figura 10).

Figura. 9 Manhole (A6).



Fuente. Autores del proyecto.

Bridas y sistema de tuercas y tornillos corroídas, abombamiento del recubrimiento alrededor del manhole y presencia de corrosión generalizada. (Ver figura 11).

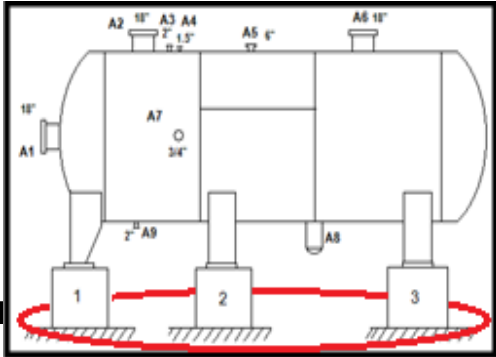
Figura. 10 Escaleras de acceso al techo y plataforma de techo.



Fuente. Autores del proyecto.

La escalera de acceso al techo, plataforma y baranda se encontraron en buen estado mecánico pero con presencia de corrosión generalizada. (Ver figura 12).

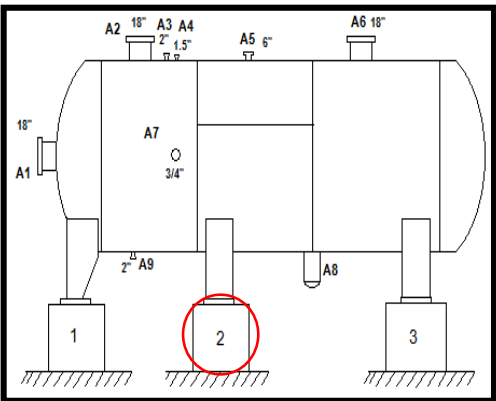
Figura. 11 Patio.



Fuente. Autores del proyecto.

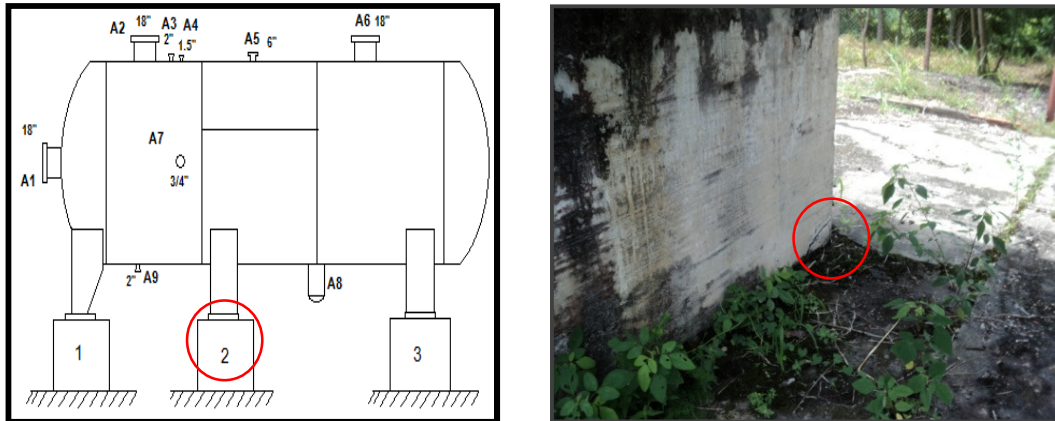
El patio se encuentra boscoso y con algunos cráteres y grietas, siendo la cimentación importante para evitar un hundimiento, también la vegetación debe evitarse para no proliferar un incendio. (Ver figura 13).

Figura. 12 Columna de concreto 2.



Fuente. Autores del proyecto

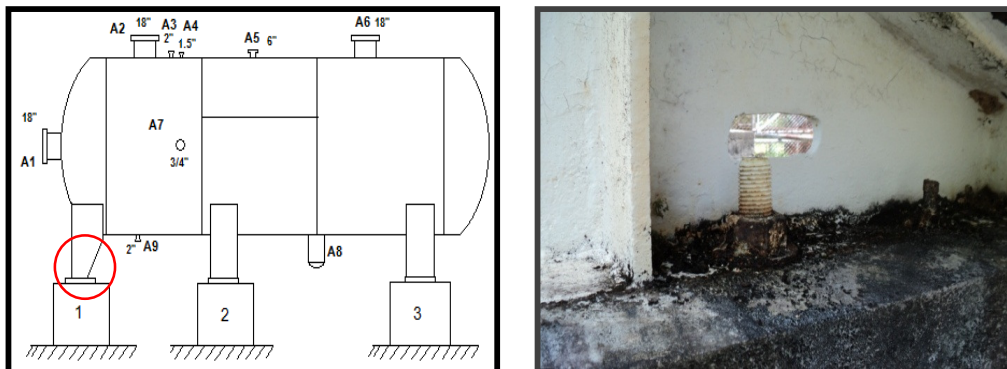
Figura. 13 Columna de concreto 2.



Fuente. Autores del proyecto

La base 2 presenta grietas en la parte inferior, como también hay un crecimiento de plantas alrededor de la columna, unas zonas negras lo que indica presencia de hongos a causa de la humedad por lluvias. (Ver figuras 14 y 15).

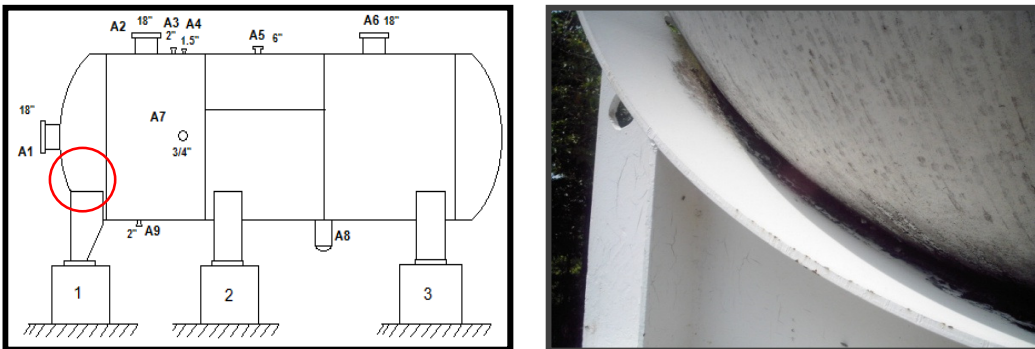
Figura. 14 Anclajes.



Fuente. Autores del proyecto

Los anclajes no presentan daños mecánico sin embargo a causa de la humedad hay una concentración de moho (mancha oscura) en la base del anclaje, la cual está en contacto con la columna de concreto. (Ver figura 16).

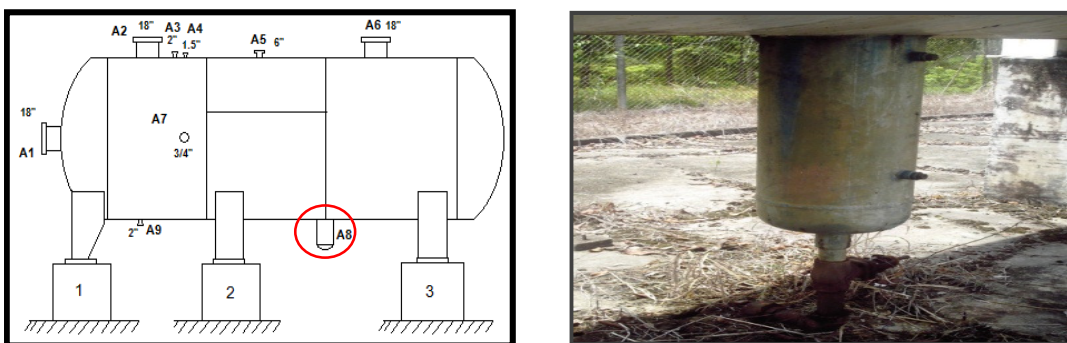
Figura. 15 Soporte 1.



Fuente. Autores del proyecto

El soporte 1 se encuentra sobredimensionado lo cual indica que no fue diseñado para el Drum D105. El recubrimiento presenta grietas y hay presencia de moho a causa de la humedad.

Figura. 16 Bota (A8)



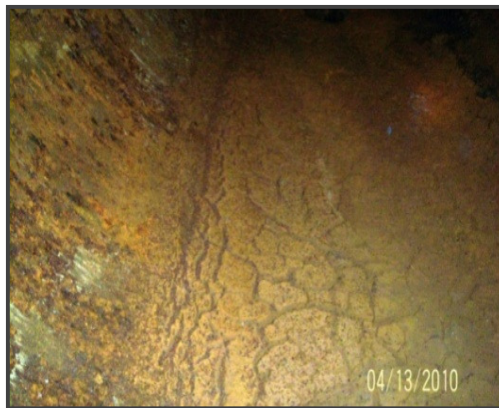
Fuente: Autores del proyecto.

La bota (A8) se encuentra en buenas condiciones exteriormente sin embargo presenta un corrosión interna profunda según los resultados de la toma de espesores por scan B y A. (Ver Figura 18).

La inspección interna del Drum D105 se realizó bajo normas de seguridad (ATS Anexo D). Se contó con el apoyo de los ingenieros de la corporación CIMA, como también de los técnicos de Campo Escuela Colorado.

La orientación seguida para la inspección del recipiente se encuentra en el (Anexo A). La inspección visual interna produjo los siguientes resultados:

Figura. 17 Fondo del recipiente.



Fuente: Autores del proyecto.

El fondo del recipiente sobre la Región 1 – 2 de Norte a Sur y tomando un sentido horario dentro del recipiente se encuentra de 4 a 7 cubierto con una gruesa capa de lodo y oxido, empezando con esto un producto de corrosión más severo. (Ver figura 19).

Figura. 18 Agua (A13)



Fuente. Autores del proyecto.

Figura. 19 Bota (A8)



Figura. 20 Bota (A8) presencia de picado en los bordes



Fuente. Autores del proyecto.

Los orificios de escape y drenaje se encuentran tapados, además de un desprendimiento del material. Se presenta pérdida de material localizado con una morfología tipo valles y/o picaduras comprometiendo el estado mecánico del equipo especialmente cerca a los bordes de la bota. (Ver figuras 20, 21 y 22).

Figura. 21 Interior del recipiente.



Fuente. Autores del proyecto

Todo el cuerpo del recipiente presenta corrosión generalizada, de igual forma se presenta principios de corrosión por picadura en todo el cuerpo (Pinholes de aproximadamente 1 milímetro). (Ver figura 23)

Figura. 22 Boquilla del manómetro (A7).



Fuente. Autores del proyecto

La boquilla del manómetro se encuentra tapada y presenta corrosión por picado especialmente en el borde tubo-cuerpo. (Ver figura 24).

Figura. 23 Manhole (A2)



a) Manhole (A2) picado.

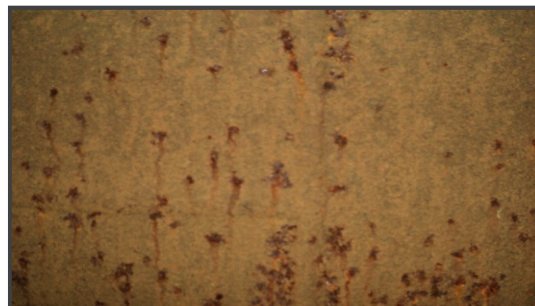


b) Manhole (A2) descascaramiento.

Fuente. Autores del proyecto

Tapas y Manholes corroídas y con presencia de pinholes, y suelta cascarillas de oxido, estas aberturas se encontraban abiertas el día de la inspección permitiendo la entrada de lluvias, sol etc. (Ver figura 25)

Figura. 24 Cordón de soldadura corrosión generalizada.



Fuente. Autores del proyecto

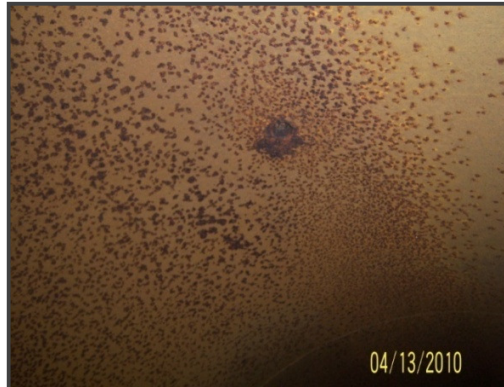
Figura. 25 Cordón de soldadura con presencia de corrosión por picadura.



Fuente. Autores del proyecto

Los cordones de soldaduras en la zona de 4 a 7 sentido anti horario solo presentan corrosión generalizada, mientras que estos mismos en la zona de 4 a 7 sentido horario presentan pérdidas de material por picado y descascaramiento del mismo. (Ver figuras 26 y 27).

Figura. 26 Corrosión generalizada en todo el tanque.



Fuente. Autores del proyecto

Figura. 27 Presencia de “Pinholes” en todo el cuerpo del recipiente.



Fuente. Autores del proyecto

La corrosión en el interior del recipiente se ha presentado por el no mantenimiento de éste, aunque las condiciones atmosféricas en el sitio no son severas el encontrarse sin ningún tipo de protección contra las lluvias, el sol, brisas han contribuido al deterioro del recipiente. Adicional a esto, el interior del recipiente ha servido como hogar a diferentes tipos de animales que también aportan al deterioro del Drum D105 (Ver figuras 28 y 29).

4.5.2. Inspección por ultrasonido.

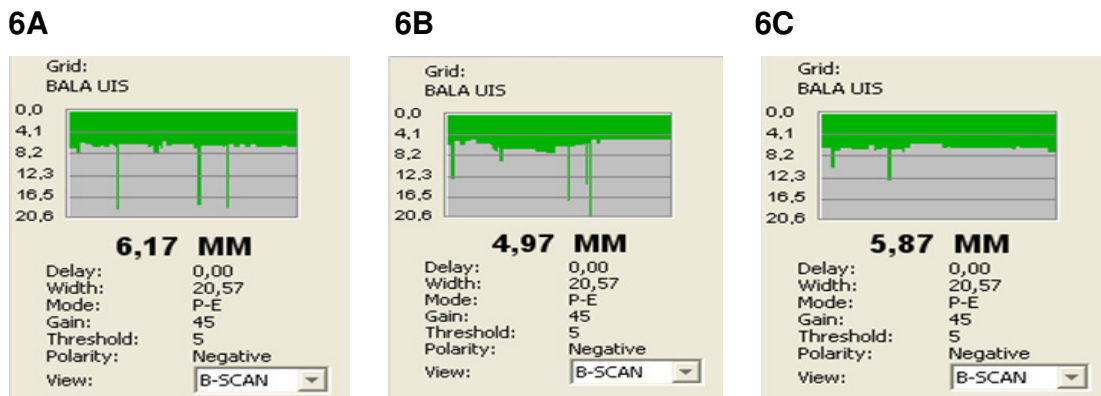
Los equipos de ultrasonido utilizados deben cumplir con los requisitos mínimos exigidos en las normas de referencia. Inspecciones realizadas con instrumentos ultrasónicos tipo pulso-eco y eco-eco equipados. (Ver ficha técnica de los equipos utilizados en el anexo H).¹¹

La técnica de SCAN B permite ver el perfil de espesores en la longitud inspeccionada, pero no muestra en el equipo de UT el tipo de defecto ó la causa debido a la cual se presentan bajos espesores. En el desarrollo de la inspección

¹¹ CORPORACION CIMA, instructivo medición de espesores por ensayo de ultrasonido. 2009. 6P.

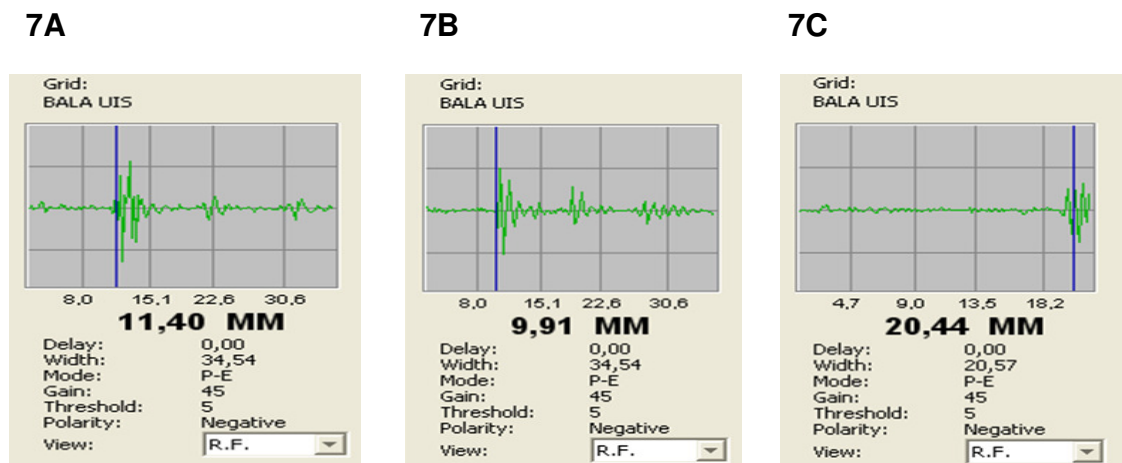
empleando esta técnica se hallaron bajos espesores en el casco del Drum D105. (Ver figura 30). Los datos de espesores se encuentran en el (Anexo D.)

Figura. 28 Graficas característica de bajo espesor por SCAN B



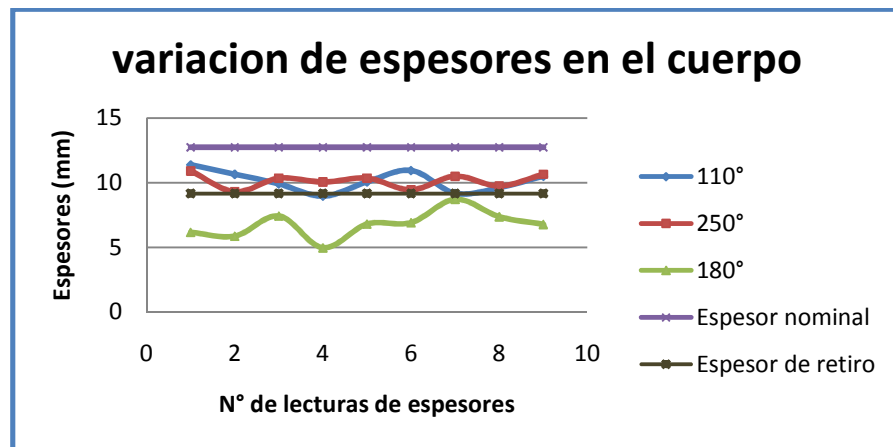
Fuente. Scan B tomados por el equipo de UT Dakota

Figura. 29 Graficas de lectura de espesor por SCAN A



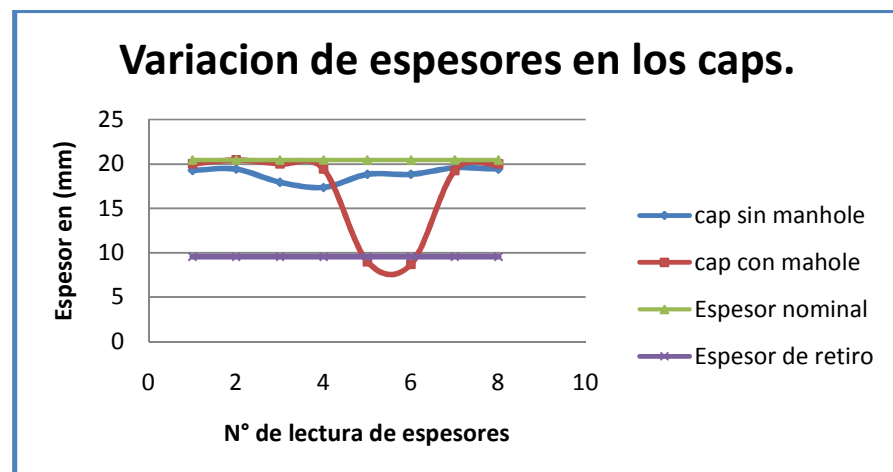
Fuente. Scan A tomados por el equipo de UT Dakota

Figura. 30 Lectura de espesores en el cuerpo del recipiente



Fuente. Autores

Figura. 31 Lectura de espesores en los caps. Del recipiente



Fuente. Autores

Las curvas roja, verde y azul representan la variación del espesor siguiendo los ejes longitudinales en el cuerpo del recipiente, se puede observar como el cuerpo en el fondo del recipiente presenta una gran reducción en el espesor, los cuales se encuentran por debajo de espesor mínimo de retiro (figura 30). Solo el cap. Con Manhole presenta espesores por debajo del espesor de retiro los cuales se encuentran en los ángulos de 180° (curva roja).

4.6. ESPESORES MÍNIMOS DE RETIRO¹²

Para el desarrollo de cálculos del espesor mínimo en la pared cilíndrica, se especifica que el esfuerzo longitudinal es menor que el circunferencial predominando este último para el espesor real del drum.

4.6.1. Espesor de retiro para Cabezales

$$t_{\min} = 0,885PL / (SE - 0.1 P)$$

t_{\min} : Espesor mínimo aceptable, en pulgadas.

P: Presión de diseño, psi.

L: Radio interior del casco corroído, en pulgadas.

S: Máximo esfuerzo permisible = **20.000** en psi para Caps toriesfericas (ver ASME SECCION VIII. DIV 1 PARTE UG 32 (e) (2))

E: Eficiencia de la junta = **0,85**

$$t_{\min} = 0,885 (120) (60) / (20000*0,85 - 0.1*120)$$

$$t_{\min} = 0.376 \text{ pulg.}$$

$$t_{\min} = 9,56 \text{ mm.}$$

Tabla. 5 Espesores mínimos de retiro de los caps. del Drum D105.

EQUIPO	PRESION	L	S	E	tmin calculado	
					(plg.)	(mm)
DRUM D105	120	60	20.000	0,85	0.376	9,56

Fuente. Autores del proyecto

¹² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579.

4.6.2. Espesor de retiro para el cuerpo del recipiente¹³

$$t_{\min} = PR / (SE - 0.6 P)$$

Donde:

t_{\min} : Espesor mínimo aceptable, en pulgadas.

P: Presión de diseño, psi.

R: Radio interior del casco corroído, en pulgadas.

S: Máximo esfuerzo permisible= **20.000** en psi para láminas de acero ASTM A283 GRADO C, ASTM 285 CRADO C, y ASTM A 516. (Ver ASME SECCION II. PARTE D. Tabla 1A.)

E: Eficiencia de la junta = **1**. Para juntas longitudinales Seamless, (Ver ASME SECCION III División 1. tabla UW12).

$$t_{\min} = 120 \cdot 60 / (20000 \cdot 1 - 0.6 \cdot 120)$$

$$t_{\min} = 0,361 \text{ pulg.}$$

$$t_{\min} = 9,17 \text{ mm.}$$

Tabla. 6 Espesores mínimos de retiro del cuerpo del Drum D105

EQUIPO	PRESION	R	S	E	tmin calculado	
					(plg.)	(mm)
DRUM D105	120	60	20.000	1	0,361	9,17

Fuente. Autores del proyecto.

¹³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579.

4.7. DETERMINACIÓN DE LA APTITUD AL SERVICIO FFS (API 579)

4.7.1. Corrosión generalizada.

4.7.1.1. Nivel de evaluación I.

Paso 1 usando los puntos de lectura determinar t_{\min} t_{am} y el COV

Tabla. 7 Plantilla para calcular el Coeficiente de variación (COV) para el grosor del punto Lectura (los espesores se encuentran en milímetros).

UBICACIÓN (N)	LECTURA DE ESPESORES t_{rdi} , i , = 1 a N	$(t_{rdi} - t_{\text{am}})$	$(t_{rdi} - t_{\text{am}})^2$
1	11,4	1,506	2,268036
2	10,66	0,766	0,586756
3	9,91	0,016	0,000256
4	8,96	-0,934	0,872356
5	10,06	0,166	0,027556
6	10,95	1,056	1,115136
7	9,18	-0,714	0,509796
8	9,61	-0,284	0,080656
9	10,51	0,616	0,379456
10	10,51	0,616	0,379456
11	9,6	-0,294	0,086436
12	10,95	1,056	1,115136
13	10,02	0,126	0,015876
14	10,06	-0,07266667	0,00528044
15	9,61	-0,52266667	0,27318044

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. 42p.

Paso 2.

- Determinación del mínimo espesor requerido, t_{\min} .

$$t_{\min} = PR / (SE - 0.6 P)^{14}$$

$$t_{\min} \text{ cuerpo} = 9,17 \text{ mm}$$

Paso 3.

- Determinación del coeficiente de variación COV. Si el COV es menor o igual a 10%, se continúa la evaluación usando el t_{am} .

$$COV = \frac{1}{t_{am}} \left[\frac{S}{N-1} \right]^{0.5} = \quad S = \sum_{i=1}^N (t_{rd,i} - t_{am})^2 =$$

$$S = 6,6906933$$

$$N = 15$$

$$t_{am} = 10,1326667$$

$$COV = 6,82\% < 10\%$$

Paso 4.

- Determinar si la parte es aceptable para seguir funcionando. Realizar una evaluación de nivel 1 usando la Tabla 4.4 de la API 579 (ver Anexo F).

$$(t_{am} - FCA) \geq (t_{\min})$$

Suponiendo un FCA¹⁵ de 2mm

$$(10,1326667 - 2 = 8,1326667 \text{ mm}) \geq (t_{\min} = 9,17 \text{ mm}) \rightarrow \text{FALSO}$$

¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579

¹⁵ FCA : Tolerancia futura a la corrosión, este valor del equipo no fue hallado se supone la mínima pérdida de material para estos equipos

Si se compara la presión de diseño y la presión máxima permisible con base en el espesor promedio se puede observar que se reduce la presión de operación máxima MAWP¹⁶, basada en el nivel 1.

$$MAWP = \frac{SEt}{R + FCA + LOSS + 0,6t}$$

$$S = 20.000\text{psi}$$

$$E = 1$$

$$t = \text{tam} - FCA = 0,3149 \text{ pulg}$$

$$R = 60\text{pulg.}$$

$$FCA = 0,07840 \text{ pulg}$$

$$Loss = 0,078740 \text{ pulg}$$

$$MAWP = \frac{(20.000)(1)(0,3149)}{60 + 0,07840 + 0,07874 + 0,6(0,3149)} = 104,38\text{PSI}$$

Por lo tanto si al recipiente se le reduce su presión de operación máxima permitida, la MAWP basado en el nivel 1 sería 104,38PSI, este criterio también permite decidir si está o no apto para continuar en servicio en las condiciones originales según la tabla 4.4 del Anexo F.

$$104,38\text{PSI} \geq 120\text{PSI} \rightarrow \text{FALSO}$$

EL CRITERIO DE EVALUACION DE NIVEL I NO FUE SATISFACTORIO.

¹⁶ MAWP: presión máxima de trabajo permisible; AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579

4.7.1.2. Nivel de evaluación II

Para el nivel de evaluación II se acepta los criterios de aceptación en la tabla 4.4 (Anexo F).

$$t_{am} - FCA \geq RSF_a * t_{min}$$

RSF_a = factor de resistencia admisible remanente (ver anexo G)

$$(10,1326 - 2 = 8,1) \geq (0,90 * 9,17 = 8,3) \rightarrow \text{FALSO}$$

Por otra parte, la presión máxima permisible (MAWP), basada en el espesor medio (t_{am}) se puede comparar con la presión de diseño como un criterio para decidir si de igual forma se debe o no permitir la continuación del equipo.

$$t = \frac{(t_{am} - FCA)}{RSF_a} = \frac{8,1}{0,9} = 9mm \text{ ó } 0,3543pulg$$

$$MAWP = \frac{SEt}{R + FCA + LOSS + 0,6t} = \frac{(20000)(1)(0,3543)}{60 + 0,784 + 0,0787 + 0,6(0,3543)} = 116PSI$$

$$116PSI \geq 120PSI \rightarrow \text{FALSO}$$

Por lo tanto si al recipiente se le reduce su presión de operación máxima permitida, la MAWP basado en el nivel 2 seria 116 PSI.

EL CRITERIO DE EVALUACION DE NIVEL II NO FUE SATISFACTORIO.

5. METODOLOGIA RBI API 580 Y 581

5.1. 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.

5.1.1. Factor de probabilidad de falla del Drum D105

- Factor de Equipo (EF)

El valor del sub-factor que se ajusta a la estación es 0 (cero) debido a que solo se está inspeccionando un (1) equipo (Si un sistema o unidad de operación está siendo evaluada (5 -20 equipos), $EF= 0$).

- Factor de Daño (DF)

El sub-factor que corresponde al mecanismo de daño activo es el $DF6=3$

(corrosión por picado); **DF=3** debido al ambiente

- Factor de Inspección (IF)

No existe un programa de inspección entonces IF1=0 (programa de inspección) o no se suministro ninguno, IF2=0 (Indicador de la efectividad de un programa de inspección) debido a que no hay programa de inspección y IF3=0 (diseño del programa de inspección). Por lo tanto el valor de **IF=0**.

- Factor de condición (CCF)

Como no existe un programa de mantenimiento CCF1=5; La calidad del diseño y construcción de la planta esta significativamente por debajo de la industria estándar, CCF2 = 5. La efectividad del programa de mantenimiento de la planta incluyendo fabricación es significativamente por debajo de la industria estándar CCF3 = 5. Por lo tanto el valor de **CCF=15**.

- Factor de Proceso (PF)

Como este no es un proceso continuo PF1=0. Respuesta al aumento de las variables (PF2), Si cambian las condiciones se conoce la existencia de resultados que pueden acelerar el daño de equipo u otras condiciones inseguras, PF2 = 3. Protección de los aparatos, tal como aparatos de relevo y elementos críticos funcionales, Los aparatos de protección se han encontrado afectados en el servicio, PF3=5. Por lo tanto el valor de **PF=8**.

- Factor de Diseño Mecánico (MDF)

Todo el equipo está diseñado y mantiene los códigos en efecto en el tiempo en que fue construido (MDF1 = 2.). El proceso es común con condiciones de diseño normales MDF2 = 0. Por lo tanto el valor de **MDF=2**.

Tabla. 8 Probabilidad Categoría de Probabilidad

Probabilidad Categoría de Probabilidad	
0 - 15	1
16 - 25	2
26 - 35	3
36 - 50	4
51 - 75	5

Fuente. Norma API 581 Anexo A traducido por los autores

Figura. 32 Probabilidad de falla

FACTORES DE PROBABILIDAD											FP
FACTOR DE EQUIPO (EF)											0
FACTOR DE DAÑO (DF)											3
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)											15
CCF1			CCF2				CCF3				
0	2	5	0	2	5	0	2	5			
FACTOR DE PROCESO (PF)											1
PF1		PF2				PF3					
0		0	1	3	5	0	1	3	5		
FACTOR DE DISEÑO MECANICO (MDF)											2
MDF1					MDF2						
5		2		0		5			0		
FACTOR DE PROBABILIDAD											28
PROBABILIDAD DE FALLA											3

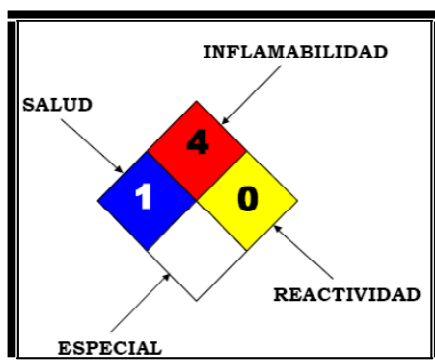
Fuente. Autores del proyecto.

5.1.2. Factor de consecuencia de daño del Drum D105

- 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.

Figura. 33 Rombo de Clasificación de Riesgos



Fuente. Hoja de seguridad GLP, Pemex¹⁷

De acuerdo con el NFPA para el GLP tiene un Factor de inflamabilidad (diamante rojo) igual a cuatro (4) y un factor de reactividad (diamante amarillo) igual a cero (0), por lo tanto el valor del **CF** = 4 (cuatro)

- Factor de Cantidad (QF)

El Factor de Cantidad representa la suma de material que contiene una unidad en un solo escenario.

¹⁷ Hoja de seguridad GLP, Pemex, disponible en internet. <http://www.gas.pemex.com>

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.

Figura. 34 Factor de cantidad

Material Liberado	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 milló	39
1 - 2 millón	41
2 - 10 millón	45
> 10 millón	50

Fuente. Norma API 581 Anexo A

Para este caso el material liberado es menor a 1.000 libras por la capacidad del recipiente, por lo tanto el factor de cantidad es igual a quince (15).

• **Factor de Estado (SF)**

El 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

Figura. 35 Factor de estado

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

Fuente. Norma API 581 Anexo A

De acuerdo con la tabla tenemos que para el gas su temperatura de ebullición es de -233.28°F , por lo tanto el factor de estado es igual a ocho (8)

• **Factor de Auto ignición (AF)**

El Factor de Auto ignición es una sanción aplicada a fluidos que están siendo procesados a una temperatura por encima del la temperatura de auto ignición

El fluido es procesado sobre este AIT, por lo tanto se requiere usar la siguiente tabla para determinar AF, basado en el punto de ebullición del fluido (en grados Fahrenheit)

Figura. 36 Factor AF

T _b (°F)	Factor AF
Por debajo de 0	3
0 a 300	7
Por encima de 300	13

Fuente. Norma API 581 Anexo A

De acuerdo con la temperatura de ebullición del gas natural (-233.28°F) tenemos que el factor de auto ignición es igual a tres (3).

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.

El fluido que está dentro del equipo es un gas a una presión menor a 150 psi (presión del gas en el equipo 120 psi), por lo tanto el PRF es igual a -15 (menos quince)

• **Factor de Crédito (CF)**

El Factor de Crédito es el producto de varios sub-factores de sistemas de ingeniería que pueden disminuir el daño que ocasione un evento en el sitio.

Detención de gases en el lugar: 0

El equipo no opera bajo atmosfera inerte: 0

No se cuenta con un sistema de control de incendios: 0

No hay protección para la capacidad de aislamiento de incendio y explosiones: 0

Existe el riesgo de explosión alrededor de las paredes: 0

No existe sistema de recuperación de gases: 0

No existe prueba de fuego en el sitio tanto en la estructura y cables: 0

Hay suministros de agua para incendios, el cual estaría en el lugar en menos de 4 horas: 0

No existe un sistema fijo de espumas: 0

No existe monitoreo de agua contra incendios: 0

Factor de crédito **(CF) = 0**

Figura. 37 Categoría de consecuencia

Factor de Consecuencia	Categoría de Consecuencia
0 - 19	A
20 - 34	B
35 - 49	C
50 - 79	D
> 70	E

Fuente. Norma API 581 Anexo A

Figura. 38 Factores de consecuencia de daño

FACTORES DE CONSECUENCIAS DEL DAÑO								FC
FACTOR QUIMICO (CF)								4
F. DE INFLAMABILIDAD				F. REACTIVIDAD				
1	2	3	4	0	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				0				
FACTOR DE CONSECUENCIA DEL DAÑO								15
CONSECUENCIA DEL DAÑO								A

Fuente. Autores del proyecto.

5.1.3. Determinación de la Categoría Consecuencia en Salud

- Factor Toxico Cuantitativo (TQF)

El Factor Toxico Cuantitativo es una medida de la cantidad de químico y su toxicidad.

Tabla. 9 Factor de cantidad

Material Liberado	Factor de cantidad
<1,000 libras	15
1K - 10K libras	20
10K - 100K libras	27
>1 millón de libra	35

Fuente. Norma API 581 Anexo A

TQF =15 debido a que se presenta muy poco material liberado

El factor de toxicidad es representado por el valor del diamante azul del rombo de clasificación de riesgo 1, por lo tanto **TQF2= -20**

$$\text{TFQ} = 15 + (-20) = -5$$

- 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

Tabla. 10 Factor de Dispersión

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

Fuente. Norma API 581 Anexo

Debido a que el punto de ebullición es menor a 30°F (-233,28°F) **DIF=1**

- 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. Debido a que solo está aislado y no hay ningún tipo de detector

CRF=0

- Factor de Población (PPF)

El Factor de Población es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento toxico.

Tabla. 11 Factor de población

Número de Personas dentro de Factor un Radio de un Cuarto de Milla Población	
< 10	0
10 - 100	7
100 - 1000	15
1000 – 10000	20

Fuente. Norma API 581 Anexo A.

Se estima que hay más de 1000 alrededor de la estación ya que cerca a ella hay diferentes poblaciones aledañas, por lo tanto **PPF =20**

Tabla. 12 Categoría de Consecuencias en Salud en Salud

Factor de Consecuencias Categoría de Consecuencias en Salud en Salud	
<10	A
10 - 19	B
20 - 29	C
30 – 39	D
> 40	E

Fuente. Norma API 581 Anexo A.

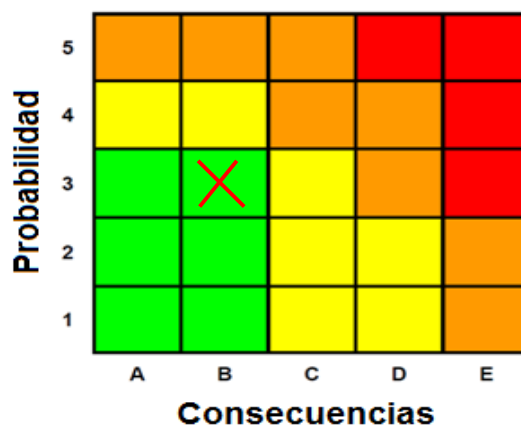
Figura. 39 factores de consecuencias en salud

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)								0
DETECTOR		AISLAMIENTO				RESPUESTA		
-1	0	-1	-5	-25	0	-5	1	
FACTOR DE POBLACION (PPF)								20
FACTOR DE CONSECUENCIAS EN LA SALUD								16
CONSECUENCIAS EN SALUD								B

Fuente. Autores del proyecto.

5.2. Matriz de riesgo

Figura. 40 Matriz de Riesgo



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 al Drum D105 en un nivel de riesgo bajo.

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Inspección

Para el desarrollo de la evaluación de integridad se requiere información del equipo como: código de diseño y construcción, material, históricos de falla, mantenimiento, inspección y reposición, sistemas de seguridad, características de diseño y operación, de igual manera es necesario una base de datos sobre información del proceso en la cual se incluya diagrama y descripción de éste, alteraciones o cambios del proceso, monitoreo de variables, procedimientos de operación, emergencia y arrancadas/paradas, sistema de control, análisis del fluido.

El mecanismo de daño determinado y analizado teniendo en cuenta lo establecido en API 571 fue corrosión atmosférica, este fenómeno de deterioro se presentó por las condiciones en las que se encuentra el Drum D105 y por el no mantenimiento de éste.

Las condiciones de iluminación, ventilación, limpieza y facilidad de acceso no eran las adecuadas para realizar la inspección externa e interna, siendo esto causal de la no identificación de otros posibles daños presentes en el equipo. La presencia de lodo en el fondo del Drum D105 dificultó la inspección visual interna de éste.

Con la ejecución de la inspección externa se observó que el Drum D105 se encontraba en buen estado mecánico, pero con problemas de corrosión, hay pérdida localizada de recubrimiento debido al no mantenimiento e inspecciones regulares. En el diseño del Drum D105 se encontraron inconformidades como el sobredimensionamiento del soporte 1.

La corrosión por picadura presente en el interior del Drum D105 es debido al agua que se depositaba en éste y que a causa de las altas temperaturas se evaporaba, condensándose posteriormente y formando gotas en las paredes del recipiente que producían pinholes de 1 milímetro de profundidad.

Se inspeccionó 3 ejes longitudinales del casco a través de su longitud mediante la técnica de UT SCAN B (eje 180°) y SCAN A (110° y 250°). Con la técnica de ultrasonido SCAN B se encontró un valor mínimo para el casco de 4.97 mm en el fondo del recipiente, esta parte ha estado expuesta a un mayor deterioro, debido al lodo presente en ella.

6.2. Metodología RBI API 580 y 581.

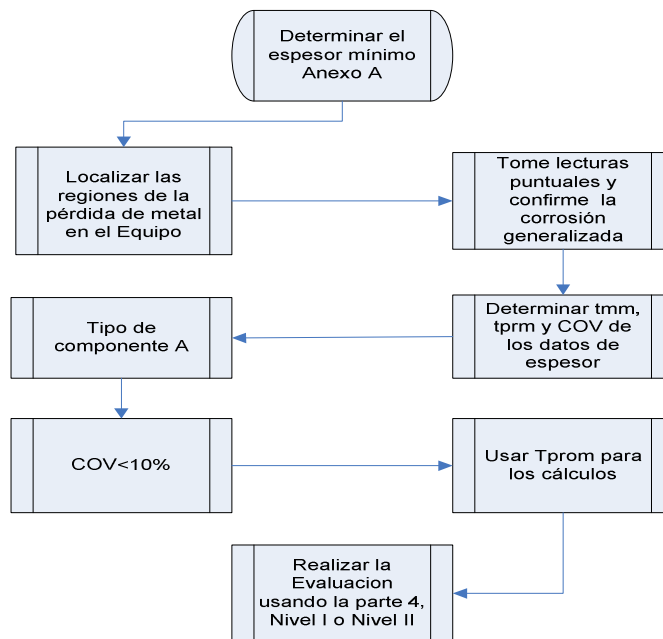
A partir de la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo se puede concluir que el nivel de riesgo actual del Drum D105 es BAJA, (suponiendo que el equipo opere en las condiciones para las que fue establecido), debido a que el fluido de trabajo aunque es inflamable su habilidad de dispersión es mínima, por otro lado el fluido tampoco es tóxico y por ende no representa un peligro a los pobladores aledaños a la estación. Sin embargo esta metodología no indica las condiciones mecánicas en las cuales se encuentra el Drum D105 y si debe o no continuar en operación por esta razón aunque no represente un riesgo las condiciones mecánicas del Drum D105 no son las adecuadas para que este continúe en operación como se discutirá en el siguiente numeral. Un análisis cuantitativo y más actualizado en esta norma, sería difícil de realizar debido a la carente información sobre el equipo.

6.3. Aptitud al servicio FFS API 579.

La norma API 579 es usada para tomar decisiones direccionadas a reemplazar reparar o seguir operando un equipo o componente que presenta algún tipo de deterioro.

Para determinar la vida remanente del Drum D105 se aplicó la norma API 579, sección 4 que evalúa la pérdida de metal por corrosión generalizada. Esta norma presenta un esquema para evaluar los componentes por este tipo de deterioro. A continuación se muestra el esquema de forma simplificada que llevó a la evaluación del Nivel I y II de este código según los datos obtenidos.

Figura. 41 Evaluación de componentes por corrosión generalizada



Fuente. API.FFS. Second edition. Washington D.C.: API; 2007.figura 4.4. 109p

El recipiente a presión Drum D105 no solo presenta corrosión generalizada en la mayor parte del interior del cuerpo, también hay aéreas atacadas por corrosión por picadura la cual es evaluada en esta norma en la sección V, sin embargo solo se

aplicó la metodología de la sección 4 de la FFS, ya que tanto el nivel I como el nivel II no fueron satisfechos, determinándose que el Drum D105 no está en condiciones de seguir operando, por esto no es relevante aplicar la sección V de la FFS.

Resultados de la evaluación del nivel I y II.

• **Evaluación Nivel I:**

Todos los cálculos de espesor promedio, pérdida de metal, COV, fueron desarrollados en el capítulo 2.

Usando el criterio de aceptación basado en t_{am} de la Tabla 4.4 de la API 579 (ver Anexo F).

$$(t_{am} - FCA) \geq (t_{min})$$

$$(10,1326667 - 2 = 8,1326667 \text{ mm}) \geq (t_{min} = 9,17 \text{ mm}) \rightarrow \text{FALSO}$$

Usando el criterio de aceptación en base a la presión de diseño Tabla 4.4 de la API 579 (ver Anexo F).

$$MAWP_{cal} \geq MAWP_{diseño}$$

$$104,38 \text{ PSI} \geq 120 \text{ PSI} \rightarrow \text{FALSO}$$

De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación de la Aptitud al Servicio por el nivel I, este equipo no puede seguir operando bajo las condiciones iniciales, por consiguiente se sugiere que el recipiente reduzca su presión de operación máxima permitida MAWP a 104,38PSI.

Evaluación Nivel II

Para el nivel de evaluación II los criterios de aceptación tanto los basados en el espesor promedio t_{am} , como el de la presión máxima admitida MAWP son mostrados en la tabla 4.4 (Anexo F).

- Usando el criterio de aceptación basado en t_{am}

$$t_{am} - FCA \geq RSF_a * t_{min}$$

RSF_a = factor de resistencia admisible remanente (ver anexo G)

$$(10,1326 - 2 = 8,1) \geq (0,90 * 9,17 = 8,3) \rightarrow \text{FALSO}$$

- Usando el criterio de aceptación en base a la presión MAWP. de diseño

$$MAWP_{cal} \geq MAWP_{diseño}$$

$$116PSI \geq 120PSI \rightarrow \text{FALSO}$$

El criterio de nivel II de evaluación no fue satisfecho.

De acuerdo con los parámetros de aceptabilidad para este nivel este equipo no cumple con los requerimientos para seguir operando. A diferencia que el nivel I este nivel no es tan conservador en cuanto a la presión nueva de trabajo, para este caso si se reduce la presión de operación máxima MAWP, basado en el nivel 2 esta sería de 116PSI.

No obstante el análisis de una supuesta operación se sería posible si el daño interno fuese solo corrosión generalizada, sin embargo no es así, el equipo presenta una gran pérdida de espesor en el fondo presentado corrosión por

picado; el espesor promedio en el fondo del recipiente es de 6,78mm resultando una pérdida de espesor de casi 6mm, esta es una gran pérdida que ha sufrido el fondo sabiendo que el mínimo espesor aceptado para una posible puesta en servicio es de 9,17mm, dos milímetros por debajo del espesor mínimo aceptado para el cuerpo. Por esta razón y sumando todos los daños presentes en las bridas, Manholes, soportes, sistema de acceso, que ya han sido previamente estudiados, se recomienda que el equipo no sea puesto de nuevo en operación si Campo Escuela Colorado había considerado esa posibilidad. Por otro lado no se recomienda aplicar ningún tipo de remediación a este equipo ya que sería más económico reemplazarlo que invertir algún tipo de dinero en su reparación.

No podemos predecir con exactitud la pérdida de espesor que sufre este equipo debido a que no contamos con ninguna clase de histórico sin embargo sabemos que el proceso de corrosión que está sufriendo terminara deteriorando por completo el equipo en algunos cuantos años.

7. CONCLUSIONES

El deterioro del recipiente a presión ubicado en Campo Escuela Colorado ha avanzado a causa de la falta de inspección y mantenimiento, de igual forma el encontrarse fuera de servicio un tiempo aproximado de diez años y las condiciones atmosféricas del sitio donde se encuentra aunque no son severas, también contribuyen al daño progresivo del equipo.

La acumulación de lodo en el fondo del recipiente se debe al desprendimiento de material de las paredes y el techo del recipiente, causado por corrosión generalizada y corrosión por picadura, esto ha deteriorado de una forma significativa el fondo del Drum D105, ya que es ahí donde se presentaron los espesores más bajos.

La parte interior del recipiente ha sido altamente afectada por corrosión generalizada y algunas zonas presentan corrosión por picadura esto debido a que el recipiente se encuentra abierto, expuesto a lluvias, brisas y sol.

Los focos de corrosión encontrados en el exterior del recipiente es evidencia del no mantenimiento del recubrimiento del equipo y la falta de inspección regular.

Es fundamental llevar un historial de falla, reposición, mantenimiento e inspección, ya que estos facilitan el desarrollo de la evaluación de integridad de los equipos. Para evaluaciones futuras un registro de inspección es un gran aporte para el Campo Colorado.

Es necesario conocer las características de diseño, condiciones de operación y fluido que almacenan los equipos para determinar los mecanismos de daños por los cuales pueden fallar y hacer un análisis de las variables que pueden llevar a

estos deterioros, para hacer posible un control efectivo mediante el monitoreo de dichas variables.

Para alcanzar beneficios económicos y de seguridad es necesario que exista una buena investigación, información de calidad, trabajo en equipo y una ejecución coherente de la metodología siguiendo las normas establecidas.

Se encontraron unas inconformidades que es necesario mejorar para cumplir con los requerimientos mínimos que exige la industria petrolera.

El nivel I y II de la metodología FFS sección 4 no fueron satisfechos, por esta razón el Drum D105 no es apto para seguir operando.

A pesar de los grandes daños que tiene el Drum D105, es un excelente material de estudio para la aplicación de diferentes técnicas de inspección en campo, ya sea inspección visual, por ultrasonido, partículas magnéticas etc. Ya que este presenta una gran cantidad de defectos y daños los cuales pueden ampliar y reforzar los conocimientos ya adquiridos y desarrollar experiencia para futuras inspecciones a nivel laboral.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda crear una base de datos sobre los históricos de falla, reposición, mantenimiento e inspección de los equipos de la Estación para facilitar inspecciones posteriores.

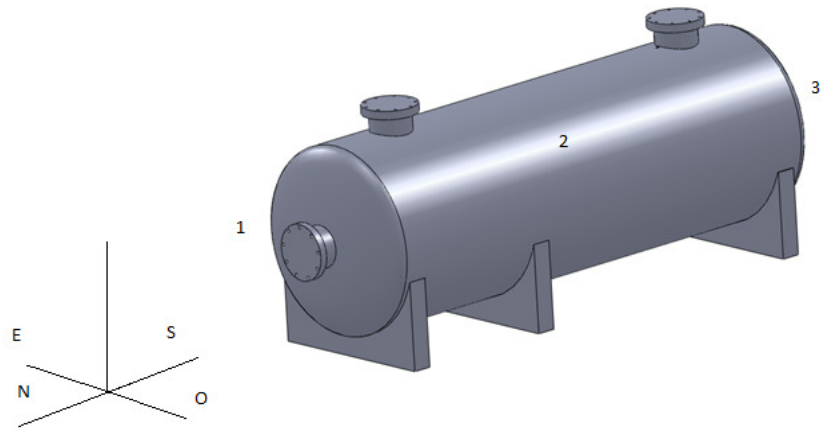
Toda norma de inspección insta a tener unos parámetros mínimos de seguridad, por esto se recomienda que el equipo cuente con una buena ventilación, limpieza, iluminación y herramientas como: andamios y escaleras que faciliten la inspección.

Se recomienda realizar un mantenimiento periódico al equipo, mantenerlo cerrado para evitar el ingreso de lluvias o animales.

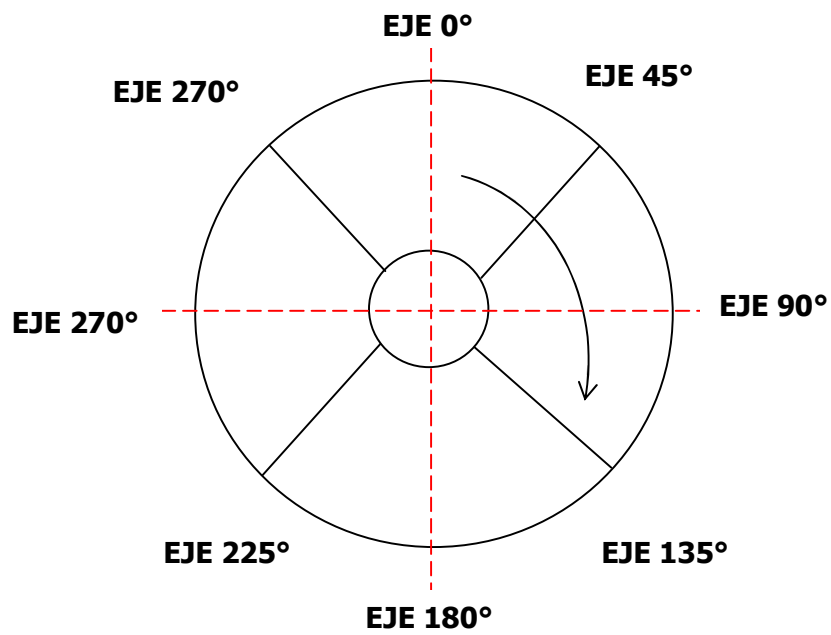
Se recomienda retirar los productos de corrosión y lodos presentes en el interior del recipiente y aplicar recubrimiento tanto externa como internamente para reducir la velocidad de corrosión.

Se recomienda realizar una evaluación nivel III de la API 579, con la información obtenida en este proyecto.

ANEXO A. GUÍA DE ORIENTACIÓN PARA LA INSPECCIÓN DEL RECIPIENTE A PRESIÓN



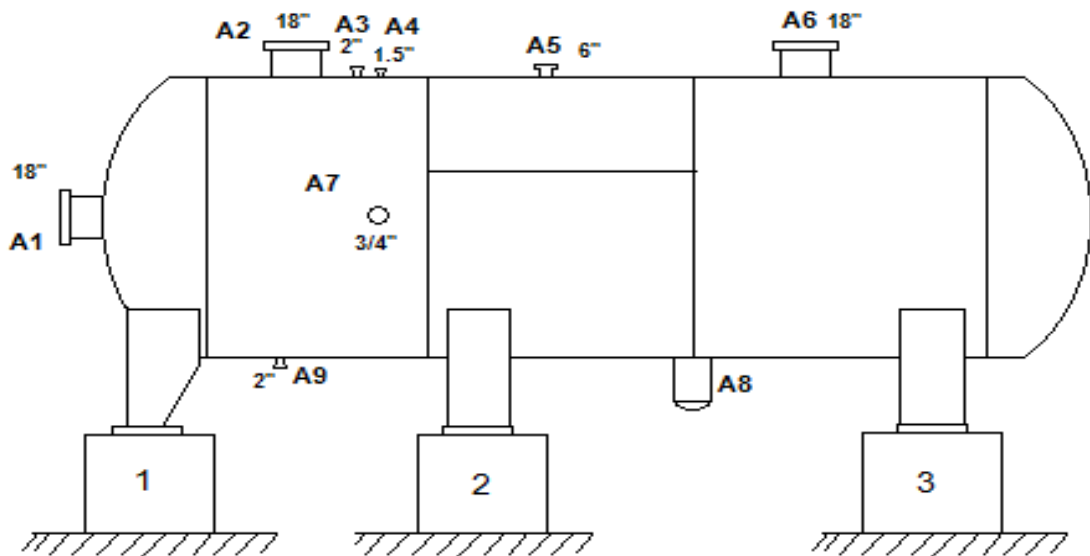
Los ejes se tomaron de acuerdo a las manecillas del reloj mirado desde el cap. sin ManHole.



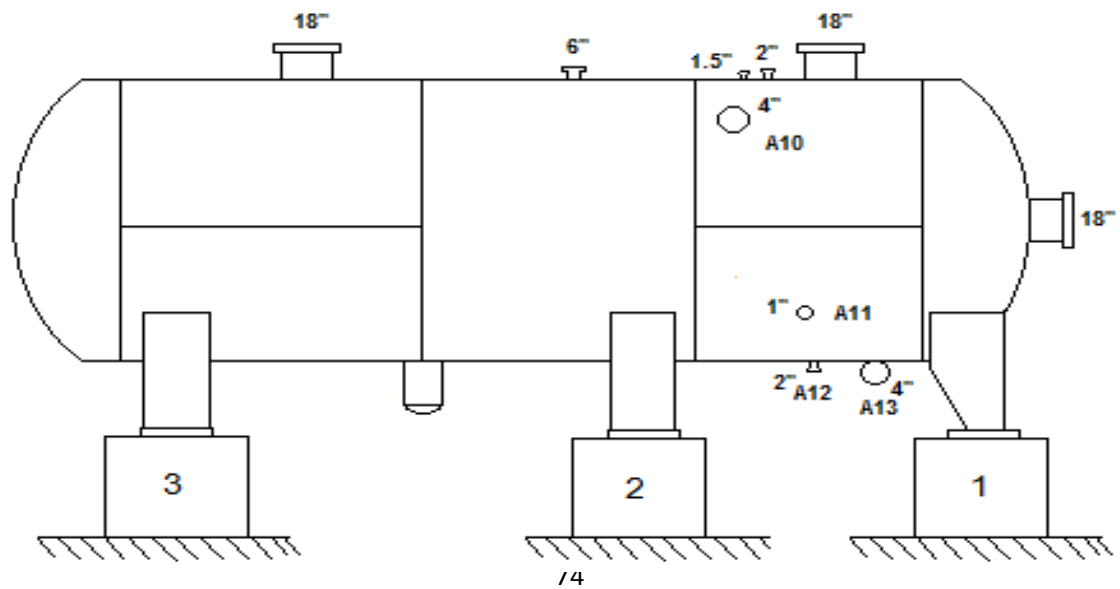
Fuente: Autores del proyecto.

ANEXO B. ESQUEMA DEL DRUM D105 BOQUILLAS Y MAN HOLES

- Vista occidental del Drum D105

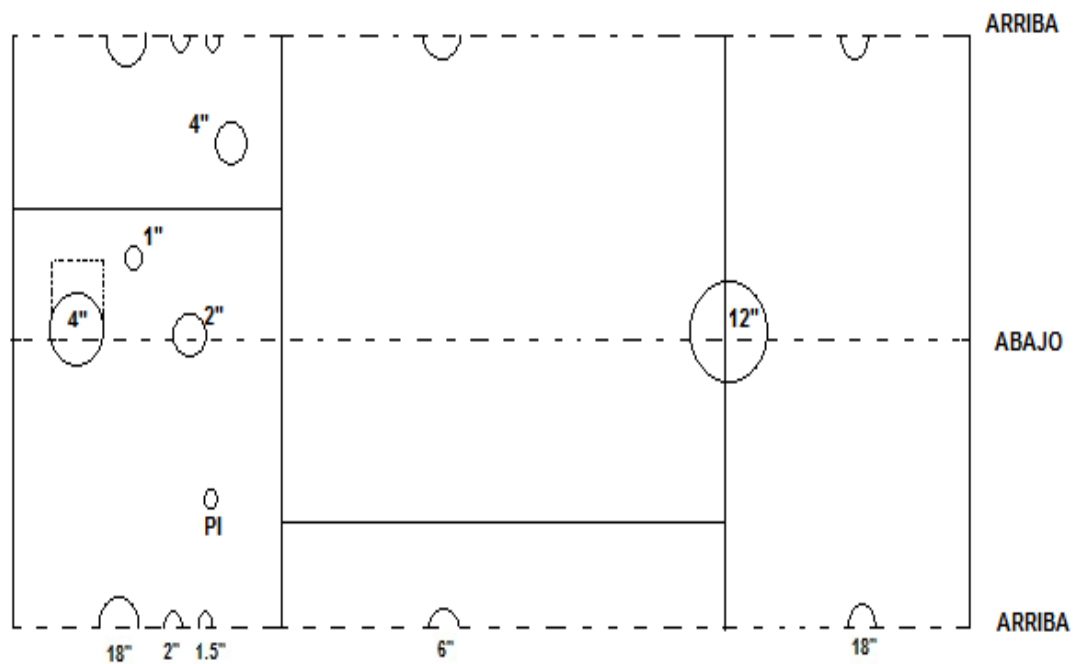


- Vista oriental del Drum D105



Fuente: Autores del proyecto.

ANEXO C. PLANO DEL DRUM D105.



12" BOTA

2" DRENAJE

4"AGUA

1"CIEGO

Fuente: Autores del proyecto.

ANEXO D. TABLAS DE MEDIDAS DE ESPESORES.

Tabla 1. Espesores cuerpo.

CUERPO - SENTIDO HORARIO- SCAN A					
PUNTO		110°	180°	250°	
1		11,40	---	10,92	
2		10,66	---	9,31	
3		9,91	---	10,36	
4		8,96	---	10,06	
5		10,06	---	10,36	
6		10,95	---	9,46	
7		9,18	---	10,51	
8		9,61	---	9,76	
9		10,51	---	10,66	
10		10,51	---	10,05	
11		9,60	---	10,72	
12		10,95	---	10,06	
13		10,02	---	9,61	
VALOR MIN	8,96 mm	VALOR PROM	10,16 mm	VALOR MAX	11,40 mm
CUERPO SENTIDO HORARIO SCAN B					
BARRIDO		110°	180°	250°	
1		---	6,17	---	
2		---	5,87	---	
3		---	7,43	---	
4		---	4,97	---	
5		---	6,81	---	
6		---	6,92	---	
7		---	8,72	---	
8		---	7,37	---	
VALOR MIN	4,97	VALOR PROM	6,78	VALOR MAX	8,72

Fuente. Lectura de espesores tomados por el equipo de UT Dakota

Tabla 2. Espesores caps.

CAP LADO CONTRARIO MAN HOLE					
PUNTO	0°	110°	180°	250°	
1	19,26	17,93	18,82	19,56	
2	19,41	17,34	18,82	19,41	
VALOR MIN	17,34	VALOR PROM	18,82	VALOR MAX	19,56
CAP MAN HOLE					
PUNTO	0°	110°	180°	250°	
1	20,00	20,00	9,01	19,26	
2	20,44	19,41	8,72	20,00	
VALOR MIN	8,72	VALOR PROM	17,11	VALOR MAX	20,44
MHs					
MEDICION EN LADO SEPARADOR-SCAN A					
BOQUILLA	TOMA 1	TOMA 2	REFUERZO	DIAMETRO	
1	12,15	12,59		18"	
2	12,13				

Fuente. Lectura de espesores tomados por el equipo de UT Dakota


Tabla 3. Espesores bota.

BOTA (A8)- SENTIDO HORARIO- SCAN A					
PUNTO	0°	90°	180°	270°	
1	8,61	8,95	9,61	8,80	
2	9,61	9,61	9,16	9,31	
3	8,84	9,84	9,32	9,91	
4	9,91	9,10	9,20	10,36	
VALOR MIN	8,61	VALOR PROM	9,38	VALOR MAX	10,36
BOTA (A8) SCAN B					
BARRIDO	0°	90°	180°	270°	
1	6,02	9,16	8,72	8,86	
2	7,97	9,31	7,67	9,01	
3	8,50	9,01	7,37	8,86	
VALOR MIN	6,02	VALOR PROM	8,37	VALOR MAX	9,31


Fuente. Lectura de espesores tomados por el equipo de UT Dakota

ANEXO E. FICHA TECNICA DEL DRUM

PROCEDIMIENTO TSEC 031 - rev. 01
ANEXO A

	LISTA DE VERIFICACIÓN DE INPECCIÓN APLICADA A UN RECIPIENTE DE PRESIÓN _____ (CATEGORÍA _____)	Doc: _____
		Hoja: _____ de _____
		Emisión: _____ / _____ / _____
1ER MÓDULO		(Ejecución a cargo del comerciante)
INGENIERO RESPONSABLE POR LA INFORMACIÓN PRESTADA		REGISTRO PROFESIONAL
IDENTIFICACIÓN FUNCIONAL DEL RESPONSABLE		SUSCRIPCIÓN DEL RESPONSABLE
1-CARACTERÍSTICAS GENERALES		
1.1 ACTIVE/INSTALACION		
1.2 TIPO DE VASO/DESCRIPCIÓN FUNCIONAL Cilíndrico horizontal/ De almacenamiento		
1.3. FABRICANTE	1.4. N° DE FABRICANTE	1.5. AÑO DE FABRICACIÓN
-----	-----	-----
1.7. CÓDIGO DE DISEÑO	1.8. AÑO DE EDICIÓN DEL CÓDIGO	1.9. FLUIDO PRINCIPAL
-----	-----	GLP ⑧
1.11. PRESIÓN DE DISEÑO	1.12. PRESIÓN DE OPERACIÓN	1.13. PRESIÓN DE PRUEBA
120 PSI (1)	-----	-----
1.15. TEMPERATURA DE DISEÑO	1.16. TEMPERATURA DE OPERACIÓN	1.17. PESO TOTAL VACÍO
-----	-----	-----
1.19. PMIA	1.20. VOLUMEN (Litro, m ³)	1.21. POTENCIAL DE RIESGO
-----	-----	-----
1.23. N° DE PARADAS (Periodo de ref: / / a / /) ()Planeadas ()No planeadas	1.24. DISPONIBILIDAD PARA INSPECCIÓN ()Parada General ()Parada parcial () haga un alto	1.22. CLASE DE FLUIDO Mezcla de hidrocarburos ⑧
1.25 OTRAS CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES [] Sujeto a condiciones de vacío [] Sujeto a baja Temperatura [] Sujeto a vibraciones o variaciones de la carga durante operación normal [] Sujeto a variaciones de Temperatura durante operación normal [] Operación por lotes; ciclo: () [] Operación continua; campaña:		
2 - CARACTERÍSTICAS DEL CASCO		
2.1 DIAMETRO ([] Interno [120 pulg] Externo) ⑤	2.2 LONGITUD 357.480 pulg. ⑤	2.3 ESPESOR ([] Nominal) 12.75 mm ⑤
2.4. MATERIAL	2.5. RADIOGRAFIA/ALIVIO DE TENSIONES	2.6. SOBREEPESOR DE CORROSIÓN
-----	-----	-----
3 - CARACTERÍSTICAS DE		
3.1. FORMATO	3.2. ESPESOR ([] Nominal)	
3.3. MATERIAL	3.4. RADIOGRAFIA/ALIVIO DE TENSIONES	3.5. SOBREEPESOR DE CORROSIÓN
-----	-----	-----
4 - FUENTES UTILIZADAS		
INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR: Los códigos que figuran a continuación deberán ser marcados al lado de cada valor reportado en los campos 1,2 y 3 garantizar la trazabilidad de la fuente utilizada en esta práctica en la recogida de datos.		
① Placa del fabricante ② Tabla ③ Conjunto de desenhos ④ Informes de inspección		
⑤ Vericado en el campo ⑥ Datos estimados ⑦ Valor Calculado ⑧ Datos informados		
⑨ ⑩		
[] Dato verificado (código de uso exclusivo del inspector responsable para el 2° Módulo)		

ANEXO F. LISTA DE VERIFICACION DE INSPECCION DEL DRUM D105.

	LISTA DE VERIFICACION DE INSPECCION APLICADA A RECIPIENTES A PRESION	Doc.:	
		Hoja: de	
1° MODULO			
5- LISTA DE DISEÑOS PRINCIPALES			
IDENTIFICACION	REV	EMISOR	DESCRIPCION
1			
2			
3			
6- ULTIMAS ACTIVIDADES DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO			
6.1- EXAMEN. INTERNO / /	6.2-EXAMEN EXTERNO / /	6.3- TES. HIDROSTATICO / /	6.4- AJUSTE DE DISP. DE SEG. / /
6.5- DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
7-PROXIMAS ACTIVIDADES DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO			
7.1- EXAMEN. INTERNO / /	7.2-EXAMEN EXTERNO / /	7.3- TES. HIDROSTATICO / /	7.4- AJUSTE DE DISP. DE SEG. / /
7.5- ENSAJOS PREVISTAS EN LOS PRÓXIMOS EXÁMENES INTERNOS Y EXTERNOS			
7.6- DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
7.7- OTRAS ISPECCIONES PREVISTAS			
8- ANÁLISIS DE HISTÓRICOS DEL RECIPIENTE			
8.1- ITENS ESPECIFICOS DE HISTORICO			
ITEM/DOCUMENTO	DESCRIPCION		
a) Se hicieron reparos estructurales?			
b) Se han hecho alteraciones en el proyecto original			
8.2- MECANISMOS DE DAÑOS POTENCIALES			
TIPO	Ya se ha observado?		
8.3- DOCUMENTOS RELACIONADOS CON EL MONITOREO CONTENEDORES			
[√]verificación dada (código para el uso exclusivo del inspector responsable del 2° módulo)			

ANEXO G. CRITERIO DE ACEPTACION PARA LA EVALUACION NIVEL 1 Y 2¹⁸

Table 4.4– Acceptance Criteria For Level 1 And 2 Assessments

Assessment Parameter	Level 1 Assessment Acceptance Criteria	Level 2 Assessment Acceptance Criteria
Average Measured Thickness from Point Thickness Readings (<i>PTR</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows $t_{am} - FCA \geq t_{min}$ • Spherical Shells and Formed Heads $t_{am} - FCA \geq t_{min}$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks $t_{am} - FCA \geq t_{min}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows $t_{am} - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}$ • Spherical Shells and Formed Heads $t_{am} - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks $t_{am} - FCA \geq t_{min}$
Average Measured Thickness from Critical Thickness Profiles (<i>CTP</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows $t_{am}^s - FCA \geq t_{min}^c$ $t_{am}^c - FCA \geq t_{min}^l$ • Spherical Shells and Formed Heads $\min[t_{am}^s, t_{am}^c] - FCA \geq t_{min}$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks $t_{am}^s - FCA \geq t_{min}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows $t_{am}^s - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}^c$ $t_{am}^c - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}^l$ • Spherical Shells and Formed Heads $\min[t_{am}^s, t_{am}^c] - FCA \geq RSF_a \cdot t_{min}$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks $t_{am}^s - FCA \geq t_{min}$
<i>MAWP</i> or <i>MFH</i> from Point Thickness Readings (<i>PTR</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows Compute the $MAWP_p$ based on the thickness $(t_{am} - FCA)$ Acceptability criteria $MAWP_p \geq MAWP$ • Spherical Shells and Formed Heads Compute the $MAWP_p$ based on the thickness $(t_{am} - FCA)$ Acceptability criteria $MAWP_p \geq MAWP$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks Compute MFH_p based on the thickness $(t_{am} - FCA)$ Acceptability criteria $MFH_p \geq MFH$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Cylindrical and Conical Shells, and Elbows Compute the $MAWP_p^c$ based on the thickness $(t_{am} - FCA)/RSF_a$ Compute the $MAWP_p^l$ based on the thickness $(t_{am} - t_{sl} - FCA)/RSF_a$ Acceptability criteria $\min[MAWP_p^c, MAWP_p^l] \geq MAWP$ • Spherical Shells and Formed Heads Compute the $MAWP_p$ based on the thickness $(t_{am} - FCA)/RSF_a$ Acceptability criteria $MAWP_p \geq MAWP$ • Atmospheric And Low Pressure Storage Tanks Compute the MFH_p based on the thickness $(t_{am} - FCA)$ Acceptability criteria $MFH_p \geq MFH$

¹⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 536p. API-579.

ANEXO H. FACTOR DE RESISTENCIA ADMISIBLES REMANENTE¹⁹

Table 2.3
Recommended Allowable Remaining Strength Factor Based on the Design Code

Design Code	Recommended Allowable Remaining Strength Factor RSF_a
ASME Section 1	0.90
ASME Section VIII, Division 1 (pre 1999)	0.90
ASME Section VIII, Division 1 (post 1999)	0.90
ASME Section VIII, Division 2	0.90
AS 1210	0.90
BS PD 5500	0.90
CODAP	0.90
ASME B31.1	0.90
ASME B31.3	0.90
API 620	0.90
API 650	0.90

¹⁹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 42p. API-579.


ANEXO I. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA INSPECCIÓN DEL DRUM D105.

EQUIPO DE ULTRASONIDO	
Marca	DAKOTA ULTRASONICS
Tipo	MVX
Rango	5 a 500 mm
Resolución	0.01 mm
Rango de velocidad del sonido	2000 a 9999 m/s según el tipo de material
Temperatura de operación	-10°C a 55°C

PALPADORES	
Marca	DAKOTA
Diámetro	MVX
Frecuencia	5 a 500 mm
Bloque de calibración	Acero 1020
Escala de medición	0.100-0.500 pulgadas

Fuente. CORPORACION CIMA, instructivo medición de espesores por ensayo de ultrasonido. 2009. 7P.

ANEXO J. ATS.

		CAMPO ESCUELA COLORADO ANÁLISIS DE TRABAJO SEGURO - ATS				CEC-ATS-001	
		CONVENIO UIS - ECOPETROL				RAM: [H]	
		HSE				FECHA (dd/mm/aa)	
		Consulte el instructivo para Análisis de Riesgos ECP-DRI-1003				Elaboración:	
						16/06/2010	
PLANTA Y/O LUGAR: Antigua Planta Compresora; Campo Colorado.						Aplicación:	
EQUIPO OBJETO DEL TRABAJO: Tanque						Desde:	
						17/06/2010	
TRABAJO A REALIZAR: INSPECCIÓN VISUAL Y EVALUACIÓN MECÁNICA POR ULTRASONIDO (SCAN A Y B)						Hasta:	
						18/06/2010	
HERRAMIENTAS Y/O EQUIPOS: Equipo de ultrasonido, Espátula, Medidor de espesores, Decámetro, Capillo de alambre, Lija, Trapo, Acoplante. Uso de E.P.P.: Casco, overol grueso, camisa manga larga color verde, botas de seguridad, gafas, protectores auditivos, guantes de vaqueta y/o látex.						Numero de Páginas: 3	
En caso de emergencia dirigirse al Casco Urbano de Yanma, Medico Residente Centro de Salud Julian Gelvez Cel: 3157622656; enfermeras: 3134279377; 3142676657; 3125438054.							
SECUENCIA ORDENADA DE PASOS (Procedimiento)	PELIGRO (Fuente o Situación)	CONSECUENCIAS	CONTROLES REQUERIDOS (Preventivos, Protectivos y Reactivos)			CARGO RESPONSABLE	
A	1 LOCATIVO: Caídas a nivel de piso y desnivel del suelo	1.1	Fracturas en extremidades inferiores, golpes, heridas abiertas, lesiones graves, traumas en extremidades superiores e inferiores.	1.1.1	Realizar la Inspección del área de trabajo. Señalizar cualquier irregularidad del terreno.	HSEQ ING. INSPECTOR	
				1.1.2	Retirar de obstáculos en la vía o área de trabajo	HSEQ ING. INSPECTOR	
				1.1.3	Implementar señalización preventiva e informativa en las áreas de trabajo y/o de obstáculos no removibles presentados.	HSEQ ING. INSPECTOR	
				2.1.1	Al ingresar personal contar con una revisión previa del estado de salud de cada uno y programar constantemente revisiones que permitan conocer el estado físico de todo el grupo de trabajo.	HSEQ ING. INSPECTOR	
				2.1.2	Brindar a los trabajadores de una dotación adecuada que permita la transpiración (materiales en algodón) que les proteja la cabeza y el cuello (uso de capuchas de sol).	HSEFO ING. INSPECTOR	
				2.1.3	Divulgar al personal el efecto de las radiaciones UV sobre la piel, resaltando la importancia de proteger la piel con el uso de protección solar FPS.	HSEQ ING. INSPECTOR	
	2 FISICO: Golpe de Calor Exposición a radiación solar	2.1	Cefaleas, piel seca y enrojecida, fatiga, náuseas, vómito, mareo, desorientación o confusión.	2.1.4	Capacitar constantemente al personal sobre los riesgos a la exposición al calor y resaltar la importancia de realizar los trabajos siempre acompañados (no estar solos)	HSEQ ING. INSPECTOR	
				2.1.5	Realizar pausas a la sombra durante la actividad para la hidratación del personal y resaltar la importancia de ingerir constantemente agua potable (una vaso de líquido tomado lentamente).	HSEQ ING. INSPECTOR	
				9.1.4	Organizar y definir con anterioridad las tareas a realizar por cada trabajador de forma que no quede nadie recargado de trabajo que pueda generar inconformidades y roces.	HSEQ ING. INSPECTOR	
				9.1.5	Realizar pausas constantes para un descanso que le permita al trabajador interactuar con el grupo de trabajo acerca de temas de interés general y personal.	HSEFO ING. INSPECTOR	
33	9 PSICOSOCIAL: Estrés laboral	9.1	Ansiedad, aburrimiento, fatiga, mal humor, conductas impulsivas, olvidos frecuentes, aumento en la frecuencia cardíaca.	9.1.6	Rotar constantemente al personal de forma que todos puedan realizar todas las tareas para que así no se generen trabajos repetitivos.	HSEQ ING. INSPECTOR	

B	D	1	2	1.1	1.1	1.1.1	1.1.2	2.1.1	2.1.2	1.1.1	1.1.2
TOMA DE DATOS DE ESPESORES DE LAS LAMINAS DEL CAL ENTADOR	MECANICO: Manipulación de Herramienta menor (Espátula, Trapo)	1.1	1.1	Golpes y cortaduras en manos y/o dedos.	1.1.1	Realizar pre-operacional de las herramientas, verificar que se encuentren en buen estado.	OPERADOR	HSEQ	1.1.2	Utilizar permanentemente los guantes tipo vaqueta.	HSEQ INC. INSPECTOR
					2.1.1	Conservar distancia prudente mas o menos de 2 a 3 mts entre trabajadores.	HSEQ INC. INSPECTOR	2.1.2	Manipulación adecuada y segura de herramientas capacitar al personal en su utilización.	HSEQ INC. INSPECTOR	
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS SÓLIDOS GENERADOS	GENERACION DE RESIDUOS: Disposición inadecuada de los residuos	1.1	1.1	Alteración del paisaje, contaminación	1.1.1	Divulgar el código de colores de los recipientes utilizados para la disposición de los residuos sólidos generados.	HSEQ INC. INSPECTOR	1.1.2	Recoger los residuos sólidos dispuestos en el punto ecológico y disponerlos en el sitio de almacenamiento temporal del acopio para su posterior entrega a SERVIAMBIENTAL.	HSEQ INC. INSPECTOR	

EQUIPO QUE ELABORA EL ATS			
Registro o CC	Nombre	Cargo	Firma
13746663	Maria Elcna Mojca Mora	Vigia HSE	
13722198	Álvaro Sierra Zafra	ING. Inspector	
APROBACIÓN			
Registro o CC	Nombre	Cargo	Fecha Aprobación (dd/mm/aa):
63542282	Lucia Martinez Gelvez	HSEFO CEC.	
DIFUNDIRLO A:			
Registro o CC	Nombre	Cargo	Firma
13640805	Salomon Galvis Bautista	Supervisor	
85441532	Campo Muñoz Chajm	HSEQ	
13722198	Ramon Eduardo Rey	ING. Inspector	
1082837654	Juan Ortiz Rodriguez	Tesisista	
30061642	Yaselis Cotes Blanco	Tesisista	

ANEXO K.²⁰ 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>	
<p>Este es el Factor de Equipo</p>	1

²⁰ PÉREZ, Olga Lucía Y ZAMBRANO, Astrid Pérez. 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. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Químicas. 2008. Anexo A

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: 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: 40px;"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="4">Factor de Reactividad (Línea 32)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Factor de inflamabilidad (Línea 31)</td> <td>1</td> <td>7</td> <td>9</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td></td> <td>2</td> <td>10</td> <td>12</td> <td>15</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td></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	Factor de inflamabilidad (Línea 31)	1	7	9	12	15		2	10	12	15	20		3	12	15	18	25		4	13	15	20	25	
	Factor de Reactividad (Línea 32)																																			
	1	2	3	4																																
Factor de inflamabilidad (Línea 31)	1	7	9	12	15																															
	2	10	12	15	20																															
	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="1"> <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 milló</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 milló	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 milló	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="1"> <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 del 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="0"> <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.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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>Seleccionar el 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

Factor Toxico Cuantitativo (TQF) El Factor Toxico Cuantitativo es una medida de la cantidad de químico y su toxicidad.		
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.		
Material Liberado	Factor de Cantidad	
<1,000 libras	15	
1K - 10K libras	20	
10K - 100K libras	27	
>1 millón de libra	35	
Ingresar el factor del cuadro anterior, este es TQF1.		51
Paso 2. Estimar el Factor de Toxicidad (TQF2) del cuadro de abajo, basado en el diamante azul en la NFPA Hazard Identification System.		
NFPA Nh	Factor de Toxicidad	
1	-20	
2	-10	
3	0	
4	20	
Ingresar el Factor de Toxicidad		52
Paso 3. Sumar las líneas 51 y 52. Este es el Factor Cuantitativo de toxicidad.		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	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	

Factor de Población (PPF) El Factor de Población es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento toxico.		
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.		
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.		59

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.	

BIBLIOGRAFIA

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

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. Fitness for service. Second edition. Washington D.C.: API; 2007. 88p. API-510p.

AMERICAN PRETROLEUM INSTITUTE. RP571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First edition. Washington D.C.: API; 2003. 70p. API-RP 571

ESTRADA, Juan. Diseño y calculo de recipientes a presión. 1ed. México. D.F.: Inglesa, 200. 12p

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

American Society of Mechanical Engineers (ASME), Boiler and Pressure Vessel Code, 2004 edition with 2005 addenda and 2006 addenda.

i. Section V, Nondestructive Examination, Articles 1, 2, 6, 7, and 23 (section SE797))

ii. Section VIII, Rules for Construction of Pressure Vessels, Division 1, UG, UW, UCS, UHT,

www.thermoequipos.com.ve/pdf/articulo_06.pdf

<http://www.revptj.com.ve/pdf/el%20glp.pdf>