

MODELO DE EVALUACIÓN Y ANÁLISIS BASADO EN RBI PARA TRATADOR  
ELECTROSTÁTICO DE CRUDO

ANDRES MAURICIO GARCIA CÁRDENAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2018

MODELO DE EVALUACIÓN Y ANÁLISIS BASADO EN RBI PARA TRATADOR  
ELECTROSTÁTICO DE CRUDO

ANDRES MAURICIO GARCIA CÁRDENAS

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de especialista  
en Gerencia de mantenimiento

DIRECTOR

DIEGO ANDRÉS ROLDAN GARAY

Ingeniero Mecánico especialista en Gerencia de Mantenimiento

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA

2018

## CONTENIDO

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	14
1 CONTEXTUALIZACION EQUIPOS TRATAMIENTO DE CRUDO	15
1.1 INDUSTRIA PETROLERA	15
1.2 PROBLEMÁTICA DEL MANTENIMIENTO DE TRATADORES ELECTROSTÁTICOS.	21
1.3 MANTENIMIENTO DE TRATADORES ELECTROSTÁTICOS.	22
1.4 OBJETIVOS DEL MODELO DE IMPLEMENTACIÓN DE RBI EN TRATADORES ELECTROSTÁTICOS	22
1.4.1 Objetivo General.	22
1.4.2 Objetivos Específicos	22
1.5 JUSTIFICACIÓN DE MODELAR PLANES DE RBI EN TRATADORES ELECTROSTÁTICOS	23
2 TRATAMIENTO DE EMULSIONES	25
2.1 EMULSIONES DE CRUDO	25
2.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES	27
2.2.1 Calefacción	28
2.2.2 Desemulsificadores Químicos.	29
2.2.3 Agitación	30
2.2.4 Placas Coalescentes.	30
2.2.5 Coalescencia Electrostática	31
2.2.6 Lavado con agua.	32
2.2.7 Sedimentación por Gravedad	32
2.2.8 Centrifugación.	34
2.3 EQUIPOS PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES	34
2.3.1 F.W.K.O. (FREE WATHER KNOCK OUT)	35

2.3.2	Tanques de Almacenamiento	37
2.3.3	Depósitos de Sedimentación.	38
2.3.4	Tratadores Verticales.	40
2.3.5	Tratadores Horizontales de Emulsión.	41
2.3.6.	Tratadores Electrostáticos de Emulsión.	43
2.3.7	Tratador Térmico Electrostático.	46
3	MARCO LEGAL Y NORMATIVO	48
3.1	API RP 580 RBI (inspección basada en riesgo)	48
3.2	API RP 581 (Metodología del R.B.I)	48
3.3	API SPEC 12L (Especificaciones de tratadores horizontales)	48
3.4	ASME BVPC II Division D (propiedades mecánicas para materiales ferrosos)	49
3.5	ASME PCC 3 (Planes de inspección basados en riesgo)	49
3.6	API RP 571 (Mecanismos de daño)	49
3.7	API 510 (Código de inspección para recipientes en servicio)	49
3.8	ASME BVPC Sección V (examinación no destructiva)	50
3.9	ASME BVPC Seccion VIII Div. 1 (limites operacionales de diseño)	50
3.10	API 579 / ASME FFS-1 (Aptitud para el servicio)	50
4	ANÁLISIS BASADO EN RIESGO DEL ENTORNO OPERACIONAL DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO DE CRUDO	58
4.1	OBJETIVOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMA RBI	58
4.2	LÍMITE FÍSICO DEL ESTUDIO RBI	59
4.3	ROLES Y RESPONSABILIDADES DENTRO DEL PLAN RBI	62
4.4	INFORMACIÓN DE DISEÑO DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	67
4.5	PROCEDIMIENTOS DE ARRANQUE Y PARADA	69
4.6	MEDIDAS DE PROTECCIÓN DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.	71

4.7	CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.	71
4.7.1	Componentes del tratador térmico – electrostático.	75
4.8	EVALUACIÓN DE LA CRITICIDAD DEL EQUIPO	82
4.8.1	Mecanismos de falla	82
4.8.2	Mecanismos de falla mecánica y metalúrgica.	83
4.8.3	Mecanismos de pérdida de espesor localizado o uniforme.	91
4.8.4	Mecanismos de corrosión a alta temperatura.	95
4.8.5	Mecanismos de grieta asistida por el ambiente.	97
4.9	EVALUACIÓN DE RIESGO RELATIVO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO	98
4.9.1	Impacto a la Seguridad.	98
4.9.2	Impacto Ambiental.	99
4.9.3	Impacto Económico.	99
4.9.4	Evaluación riesgos con matriz RAM.	100
5	DESARROLLO DE PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RBI PARA TRATADOR TÉRMICO-ELECTROSTÁTICO.	113
5.1	CRITERIO DE SELECCIÓN PARA COMPONENTES A EVALUAR	113
5.2	INSPECCIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO	114
5.3	PRIMERA INSPECCIÓN LUEGO DE ENTRAR AL SERVICIO	115
5.4	PAUTAS PARA LA FIJACION DE INTERVALOS DE INSPECCIÓN	117
5.5	CRITERIO PARA EL FIJAR EL ALCANCE DEL EXAMEN Y MÉTODO DE INSPECCIÓN	119
5.5.1	Sitios propensos a mecanismos de falla	119
5.5.2	Métodos de inspección.	121
5.6	PLANES DE INSPECCIÓN POR COMPONENTES.	130
5.6.1	Planes de inspección componentes primer nivel de exposición.	131
5.6.2	Planes de inspección componentes de segundo y tercer nivel de exposición.	135

6	ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES BASADAS EN LOS RESULTADOS DE INSPECCIÓN.	142
6.1	APTITUD PARA EL SERVICIO.	142
6.1.1	Criterios de evaluación de deterioro API 579 / ASME FFS.	143
6.1.2	Acciones de mitigación y corrección.	156
6.2	Riesgo e implicaciones de reparar.	159
6.2.1	Información de retroalimentación y actualización.	160
7	PAUTAS PARA EL REGISTRO Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN EN LA GESTIÓN RBI	162
7.1	FORMULACIÓN DEL PROGRAMA RBI.	162
7.2	IMPLEMENTACIÓN EJECUCIÓN Y ANÁLISIS DE INSPECCIÓN	163
7.3	RETROALIMENTACIÓN DEL PROGRAMA RBI.	163
8	EVALUACIÓN DE LA GESTION RBI.	165
8.1	AUDITORIA DE LA GESTIÓN.	165
8.2	ESTRATEGIAS DE MEJORA.	168
9	CONCLUSIONES.	170
10	BIBLIOGRAFÍA	172

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Producción de crudo por empresa productora (BPDC).....	20
Tabla 2 Marco legal y Normativo .....	52
Tabla 3.Matriz de roles y funciones .....	66
Tabla 4. Producción de Crudo del los principales Campos que cuentan con el proceso de deshidratación (BPDC).....	100
Tabla 5. Nivel de Impacto para la evaluación Semi-cualitativa de Riesgos .....	100
Tabla 6. Nivel de Probabilidad para la evaluación Semi-Cualitativa de Riesgos .	101
Tabla 7. Análisis de Riesgos para el tubo de fuego en la sección térmica del Tratador Térmico Electrostático .....	102
Tabla 8 Análisis de Riesgos para la lámina deflectora en la sección térmica del Tratador Térmico Electrostático .....	103
Tabla 9 Análisis de Riesgos para el Canal Desarenador en la sección térmica del Tratador Térmico Electrostático .....	105
Tabla 10 Análisis de Riesgos para las Boquillas Toma Muestras y Control de Bajo Nivel en la sección térmica del Tratador Térmico Electrostático.....	106
Tabla 11 Análisis de Riesgos para el Bafle Separador y el Separador de Niebla en la sección de cámara de aumento del Tratador Térmico Electrostático .....	107
Tabla 12 Análisis de Riesgos para la Parrilla y el Dispensor de Flujo en la sección electrostática del Tratador Térmico Electrostático .....	108
Tabla 13 Análisis de Riesgos para el Canal Desarenador y Boquillas Toma Muestras en la sección electrostática del Tratador Térmico Electrostático .....	109
Tabla 14 Análisis de Riesgos para el Recipiente del Tratador Térmico Electrostático .....	110
Tabla 15 Análisis de Mecanismo de Falla por Componente .....	129
Tabla 16 . Plan de Inspección por componente-Tubo de Fuego .....	132
Tabla 17 . Plan de Inspección por componente-Recipiente.....	134
Tabla 18 . Plan de Inspección por componente-Lámina deflectora .....	136
Tabla 19 . Plan de Inspección por componente-Canal Desarenador.....	137
Tabla 20 . Plan de Inspección por componente-Boquillas Toma Muestras .....	138
Tabla 21 . Plan de Inspección por componente-Bafle separador de la Sección térmica (Dique) .....	139
Tabla 22 . Plan de Inspección por componente- Bafle separador de la sección Electrostática .....	139
Tabla 23 . Plan de Inspección por componente- Dispensor de flujo .....	140
Tabla 24 Matriz DOFA .....	169

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Producción fiscalizada de petróleo (KBPD) para el año 2017 .....	15
Figura 2 Tratador Electrostático.....	21
Figura 3 Emulsión de agua Crudo .....	26
Figura 4 Efecto coalescente por un flujo de agitación (aumento del tamaño de gota). .....	30
Figura 5. Disposición de deflectores, en una Sección coalescente .....	31
Figura 6. Vista Transversal de un FWKO .....	37
Figura 7. Tratamiento de Emulsiones en un Tanque de almacenamiento tipo GUN BARREL .....	38
Figura 8 Esquema Tratador Vertical .....	41
Figura 9 Esquema Tratador Electrostático Horizontal.....	43
Figura 10. Esquema Tratador Térmico Horizontal .....	47
Figura 11 Esquema de proceso en la planta Deshidratadora del Campo XAN .....	60
Figura 12 Diagrama Tratador Térmico electrostático .....	72
Figura 13. Sección Térmica de un Tratador Electrostático .....	73
Figura 14 Sección Cámara de aumento / Sección Coalescente de un tratador térmico Electrostático .....	74
Figura 15. Componentes de un tratador térmico Electrostático .....	76
Figura 16. Fractura Frágil por fragilización por temple en Cabezal de un Intercambiador .....	84
Figura 17. Ruptura por fluencia lenta (Creep) en un tubo fuego .....	85
Figura 18. Patrón típico con aspecto de mosaico formado por grietas por fatiga térmica .....	88
Figura 19. Sobrecalentamiento a corto plazo .....	89
Figura 20. Tubería uniformemente corroída y erosionada .....	90
Figura 21. Corrosión Galvánica en un nipple de acero al carbono .....	93
Figura 22 Corrosión bajo aislamiento .....	94
Figura 23 Corrosión inducida microbiológicamente .....	94
Figura 24. Corrosión por sulfuración presente codo de Tubería .....	96
Figura 25. Falla por fatiga por corrosión en un tubo de caldera.....	98
Figura 26. Diagrama para la evaluación de modos de falla por fractura frágil .....	145
Figura 27. Diagrama para la evaluación de modos de falla por pérdida generalizada de espesor .....	148
Figura 28. Diagrama para la evaluación de modos de falla por pérdida localizada de espesor .....	152
Figura 29. Diagrama para la evaluación de modos de falla por fallas por grietas...	154
Figura 30. Ejemplo Diagrama Radar de Auditoría .....	167

## TABLA DE ANEXOS

ANEXO A. Formato Reporte de Inspección visual .....	176
ANEXO B Formato de inspección por Líquidos Penetrantes.....	177
ANEXO C Formato de Inspección por Ultrasonido.....	178
ANEXO D Formato de Inspección por Medición de Espesores .....	179
ANEXO E Formato de inspección por Medición de dureza .....	180

## RESUMEN

**TITULO:**

MODELO DE EVALUACIÓN Y ANÁLISIS BASADO EN RBI PARA TRATADOR ELECTROSTÁTICO DE CRUDO\*

**AUTOR:**

ANDRES MAURICIO GARCÍA CÁRDENAS\*\*

**PALABRAS CLAVE:**

TRATADOR TÉRMICO ELÉCTROSTÁTICO, CRUDO, RBI, RIESGOS, INSPECCIÓN, MODO DE FALLA, EFECTOS DE FALLA, MANTENIMIENTO

**CONTENIDO:**

La presente monografía propone un modelo de implementación de RBI con el desarrollo de un modelo de evaluación y análisis basado en riesgo aplicado a la gestión de un tratador térmico-electrostático de crudo. Considerando el contexto operacional agresivo del tratador térmico-electrostático y a partir de un análisis de riesgo en el cual se caracterizan y evalúan escenarios posibles de perjuicio económico, ambiental, así como de afectación de la salud y seguridad, la metodología apunta al modelamiento de un plan de inspección. Así, resultado de la elaboración del panorama de riesgos, se categorizan los componentes por criticidad y se identifican los mecanismos de daño presentes para cada componente. El grupo de trabajo RBI formula y ejecuta el plan de inspección diseñado para aumentar la probabilidad de detección temprana de mecanismo de daños en los componentes más expuestos. El sistema de reporte y registro de información, producto de la ejecución de la inspección, es analizado bajo criterios de aptitud para el servicio del equipo generando medidas de mitigación y corrección de las anomalías encontradas. Una vez terminado el ciclo, se retroalimenta el plan con la nueva información para determinar estrategias de mejoramiento continuo y nuevos intervalos de inspección. Se puede afirmar entonces que la implementación de la metodología de inspección basada en riesgos aumenta la vida útil del equipo y disminuye la frecuencia de inspección, optimizando los recursos, mejorando la ejecución del proceso bajo altos parámetros de seguridad, productividad y cuidado del medio ambiente

---

\*Monografía de grado

\*\*Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Diego Andres Roldan Garay

## ABSTRACT

**TITLE:**

MODEL OF EVALUATION AND ANALYSIS BASED ON RBI FOR ELECTROSTATIC TREATER OF OIL\*

**AUTHOR:**

ANDRES MAURICIO GARCIA CÁRDENAS\*\*

**KEYWORDS:**

THERMAL-ELECTROSTATIC TREATER, OIL, RBI, RISK, INSPECTION, FAILURE MODES, FAILURE EFFECTS, MAINTENANCE

**CONTENTS:**

This monograph proposes an RBI implementation model with the development of a risk-based assessment and analysis model applied to the management of a thermal-electrostatic oil treater. Considering the aggressive operational context of the thermal-electrostatic treater and from a risk analysis in which possible scenarios of economic and environmental damage are characterized and evaluated, as well as affecting health and safety, the methodology points to the modeling of a plan of Inspection. Thus, the results of the elaboration of the risk panorama, the components are categorized by criticality and the mechanisms of damage present for each component are identified. The RBI working group formulates and executes the inspection plan designed to increase the probability of early detection of damage mechanism in the most exposed components. The information reporting and registration system, product of the execution of the inspection, is analyzed under criteria of aptitude for the service of the equipment generating mitigation measures and correction of the anomalies found. Once the cycle is over, the plan is fed back with the new information to determine strategies for continuous improvement and new inspection intervals. It can be affirmed that the implementation of the risk-based inspection methodology increases the useful life of the equipment and decreases the frequency of inspection, optimizing resources, improving the execution of the process under high parameters of safety, productivity and care of the environment

---

\*Monograph

\*\*Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: Diego Andres Roldan Garay

## INTRODUCCIÓN

Dentro de los procesos de mejoramiento de las propiedades del crudo extraído de pozo, es la deshidratación uno de los más importantes. Debido a que elimina o reduce contaminantes como el agua y los sólidos básicos a niveles técnicos y comerciales aceptables. Uno de los equipos más eficientes para realizar este proceso es el tratador termo-electrostático, el cual combina una gran variedad de métodos para lograr una salida de crudo limpio. Sin embargo, debido a la naturaleza de su operación y los ambientes operativos agresivos que se presentan a su interior es necesario plantear programas de inspección complementarios a los tradicionales planes de mantenimiento para lograr una gestión integral del activo.

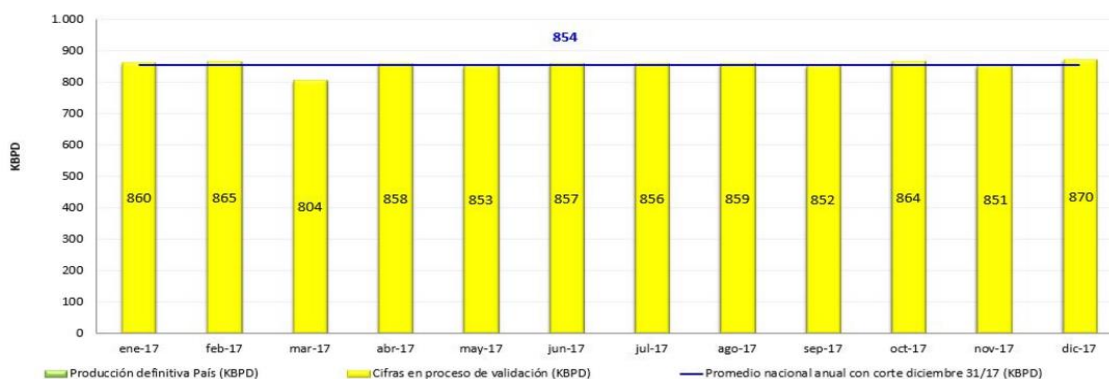
Es por esto que en esta monografía se plantea el modelo de evaluación y análisis basado en RBI. La cual es una metodología basada en la probabilidad que se presenten pérdidas de contención y fallas que deriven en riesgos para la operación, imagen de la empresa, salud y medio ambiente. Resultado del análisis del riesgo se generan planes inspección evaluados bajo criterios de ingeniería que arrojan información relevante para la toma de decisiones en cuanto a la gestión del mantenimiento y operación del equipo. Además, el documento también plantea como incluir la evaluación y mejora continua del programa RBI.

# 1 CONTEXTUALIZACION EQUIPOS TRATAMIENTO DE CRUDO

## 1.1 INDUSTRIA PETROLERA

La industria de los hidrocarburos representa una de las principales actividades de la economía colombiana, con una producción mensual promedio para el año 2017 de 853 KBPD, reservas remanentes de crudo para el 2015 de 2.002 millones de barriles y un precio estimado de exportación para el año 2017 de 46.3 dólares por barril<sup>1</sup>. El recurso hidrocarburífero de la nación genera grandes expectativas para la inversión local y extranjera.

Figura 1 Producción fiscalizada de petróleo (KBPD) para el año 2017



Fuente: ANH Producción Mensual de petrolero [En línea]( Recuperado 28 Junio de 2018) disponible en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> 2017.

<sup>1</sup> ANH, Informe estadístico petróleo, Bogotá: ANH, 2017

Es por esto que gubernamentalmente el ministerio de minas y energía, el ente encargado de “administrar los recursos no renovables de la nación asegurando su mejor y mayor aprovechamiento”<sup>2</sup>, en su área de hidrocarburos, ha adoptado la postura de “apoyar la implementación de las políticas que involucran a las distintas operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos a lo largo y ancho del territorio nacional, formulando los lineamientos relacionados con la gestión integral del petróleo, gas y biocombustibles”<sup>3</sup>. Para lo cual ha designado dentro de su organizacional a la Dirección de Hidrocarburos a través del decreto 381 de 2012, que en su artículo 15 le asigna las siguientes funciones.

1. Elaborar y proponer al Viceministro de Energía los lineamientos que apoyen la formulación de la política en materia de hidrocarburos, gas y biocombustibles.
2. Proyectar los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector de hidrocarburos, gas y biocombustibles, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional.
3. Proyectar los reglamentos técnicos para la exploración, explotación, producción, transporte, refinación, distribución, procesamiento, comercialización y exportación de hidrocarburos, gas y biocombustibles.
4. Preparar los documentos técnicos que servirán como soporte para la determinación de precios y tarifas de la gasolina, diesel (ACPM), biocombustibles y mezclas de los anteriores.
5. Expedir la regulación para el transporte de crudos por oleoductos.
6. Hacer seguimiento a los proyectos y metas del sector en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y los planes sectoriales.
7. Expedir conceptos de estabilidad jurídica y zonas francas, relacionadas con el sector de hidrocarburos y hacer seguimiento a los Contratos de Estabilidad Jurídica existentes.

---

<sup>2</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Sección ministerio [En línea] (Recuperado 04 Julio de 2018). Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/ministerio>

<sup>3</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Sección hidrocarburos [En línea] (Recuperado 04 Julio de 2018). Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/hidrocarburos>

8. Gestionar proyectos para la provisión del servicio de gas domiciliario a través del Fondo Especial Cuota de Fomento y el Sistema General de Regalías.
9. Proyectar los actos administrativos para la asignación de los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento.
10. Elaborar el presupuesto de subsidios de gas domiciliario, gestionar su distribución y hacer seguimiento a su ejecución.
11. Apoyar técnicamente a las empresas del subsector gas combustible en la solución de conflictos relacionados con los subsidios.
12. Diseñar los mecanismos para la distribución de combustibles en zonas de frontera y asignar los volúmenes máximos a ser comercializados en dichas zonas.
13. Proyectar el Plan de Continuidad para ser aprobado por el Ministro.
14. Revisar el Plan de Expansión de la red de poliductos y expedir la resolución mediante la cual se adopta dicho plan para aprobación del Ministro.
15. Efectuar las labores de seguimiento a la aplicación del Plan de Expansión de la red de poliductos y el Plan de Continuidad, y proponer las revisiones y ajustes que se estimen necesarias, con el fin de cumplir con los objetivos y metas propuestas.
16. Aprobar los requisitos y obligaciones de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, biocombustibles y gas de uso vehicular.
17. Administrar el sistema de información de la cadena de distribución de combustibles (SICOM) y señalar las obligaciones y reportes de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, biocombustibles y gas de uso vehicular, en relación con el mismo.
18. Declarar cumplidos los requisitos de las sociedades extranjeras para la constitución de sucursales en Colombia.
19. Expedir certificados de dedicación exclusiva a las empresas de la industria de hidrocarburos que lo requieran.
20. Dirigir lo relacionado con las liquidaciones al impuesto de transporte de petróleo y gas.

21. Hacer seguimiento y control a las concesiones de áreas de servicio exclusivo de gas natural y a los contrato de concesión de gas natural.
22. Dirigir y controlar lo relacionado con las liquidaciones por concepto de aportes al Fondo de Becas del Ministerio de Minas y Energía y remitirlas a las empresas operadoras para su respectivo pago.
23. Las demás funciones que se le asignen.<sup>4</sup>

Así mismo, la dirección de hidrocarburos ha conferido a la ANH (Agencia nacional de hidrocarburos), entre otras las funciones de:

1. Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
2. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.
3. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.
4. Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin.
5. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.
6. Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia

---

<sup>4</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 381 de 2012, Bogotá 2012. Artículo 15.

con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.

7. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.
8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.
9. Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral.
10. Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.<sup>5</sup>

En resumen, el panorama muestra al ministerio de minas y energía como el ente gubernamental encargado de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, de forma tal que esté en armonía con el plan integral de gobierno generando los lineamientos de gestión del recurso. Por otra parte, la dirección de hidrocarburos se encarga de planear y proyectar todo lo concerniente con ampliación de la infraestructura, planes de desarrollo, nuevas operaciones, así como la comercialización y por último se tiene a la ANH que se encarga de gestionar recursos, contratos, áreas de explotación además de fiscalizar las buenas prácticas y cumplimiento de las normas tanto nacionales como internacionales en cuanto exploración y explotación.

Las compañías petroleras, conocidas también como operadores, son los actores que complementan la industria de los hidrocarburos. Son compañías dedicadas a

---

<sup>5</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 0714 de 2012, Bogotá 2012. Artículo 3.

ejecutar cada uno de los procesos necesarios para la cadena de valor de la exploración, explotación, transporte y comercialización del crudo. Estas compañías en Colombia pueden obedecer a capitales mixtos, como el caso de Ecopetrol, a capitales privados o a consorcios. En el panorama colombiano de acuerdo con cifras de la ANH en su informe estadístico petrolero de 2017. Para el 2016 las empresas más relevantes se muestran en la tabla a continuación.

Tabla 1 Producción de crudo por empresa productora (BPDC).

<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO POR EMPRESA PRODUCTORA (BPDC)</b>				
<b>EMPRESA</b>	<b>PRODUCCIÓN CRUDO (BPDC)</b>		<b>PORCENTAJE DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION ANUAL</b>	
	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>ECOPETROL</b>	423.414	467.462	47.8%	54.9%
<b>META PETROLEUM CORP</b>	121.955	48.620	13.8%	5.7%
<b>GEOPACK COLOMBIA S.A.S.</b>	33.005	44.344	3.7%	5.2%
<b>OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC</b>	47.893	44.227	5.4%	5.2%
<b>EQUION ENERGIA LTD</b>	49.885	43.212	5.6%	5.1%
<b>MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.</b>	34.445	30.939	3.9%	3.6%
<b>PETROMINERALES COLOMBIA LTD</b>	24.071	23.077	2.7%	2.7%
<b>GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.</b>	20.634	21.751	2.3%	2.6%
<b>HOCOL S.A.</b>	20.096	21.142	2.3%	2.5%
<b>CEPSA COLOMBIA S.A.</b>	19.745	18.323	2.2%	2.2%
<b>PERENCO COLOMBIA LTD.</b>	21.914	17.941	2.5%	2.1%
<b>PEREX RESOURCES COLOMBIA LTD.</b>	11.456	9.313	1.3%	1.1%
<b>VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.</b>	7.171	7.630	0.8%	0.9%
<b>PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP</b>	7.632	7.591	0.9%	0.9%
<b>PETROLEOS DEL NORTE S.A.</b>	6.537	4.935	0.7%	0.6%
<b>GRUPO C&amp;C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA</b>	5.829	4.370	0.7%	0.5%
<b>AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA</b>	3.074	4.340	0.3%	0.5%

Fuente: ANH, Informe estadístico petrolero, Bogotá: ANH,2017

## 1.2 PROBLEMÁTICA DEL MANTENIMIENTO DE TRATADORES ELECTROSTÁTICOS.

El tratador electrostático de crudo es el principal equipo para su proceso de deshidratación. Estos manejan un alto volumen de procesamiento de crudo y representan, de esta manera, una parte vital en el esquema de producción de las compañías que se dedican al mejoramiento de las características petroquímicas de los hidrocarburos. Los tratadores electrostáticos son recipientes sometidos a presión de proceso, contruidos para trabajar a presiones de (5 a 120 psi) y temperaturas de entre (300 a 330 °K)<sup>6</sup>. Durante el proceso se reduce el porcentaje de agua en el crudo mediante los métodos de calentamiento y coalescencia electrostática.

Figura 2 Tratador Electrostático



Fuente: ACERO DE LOS ANDES Equipos de proceso para la industria del petróleo y gas. Obtenido de : <http://aceroandes.com/productos/prod-1/> 2017

Debido a los mecanismos de falla a los cuales están sometidos en su contexto operacional, los tratadores de crudo podrían producir serios impactos en la producción, en el medio ambiente y en la salud de los trabajadores. Por esta razón la industria petroquímica ha previsto, dentro de sus programas de mantenimiento, inspecciones para determinar periódicamente la condición de los recipientes de proceso. Sin embargo, se requiere desarrollar modelos de evaluación y análisis de

<sup>6</sup> [GONZALES Luis Fernando](2013, Marzo 14) . Emulsiones y Tratadores electrostáticos [Archivo de video]. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=TtfL4CBxFQY>

esta información que brinden herramientas para cuantificar las probabilidades de falla y sus consecuencias para lo cual se toman como base la práctica recomendada por API 580 y 581 RBI (Risk based inspection).

### **1.3 MANTENIMIENTO DE TRATADORES ELECTROSTÁTICOS.**

El tratador electrostático de crudo es un recipiente sometido a presión y como tal está expuesto a alta presión y temperatura, además, de estar expuesto a atmósferas afectadas por los distintos fluidos de procesos e intercambios químicos que se presentan dentro de éste. Pese a que existen varias estrategias para administrar el mantenimiento de estos equipos, como lo son el RCM y mantenimiento basado en inspección, ninguno tiene en cuenta el panorama de riesgo implícito que plantea la pregunta, “¿Qué pasaría si fallara la propiedad de contención del fluido?”: impactos ambientales, impactos a la salud, impactos sociales e impactos económicos. Definir qué nivel de riesgo es admisible y qué decisiones tomar bajo esta filosofía con datos tomados de inspecciones de integridad es el tema que se desarrolla en este documento.

### **1.4 OBJETIVOS DEL MODELO DE IMPLEMENTACIÓN DE RBI EN TRATADORES ELECTROSTÁTICOS**

**1.4.1 Objetivo General.** Desarrollar un modelo de evaluación y análisis basado en RBI para tratador electrostático de crudo.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Definir el contexto operacional del equipo basado en el concepto riesgo contra consecuencias.
- Generar el procedimiento para construir una base de datos de las inspecciones y fallas presentadas por el tratador electrostático.

- Modelar la evaluación del programa de inspección y su frecuencia, basado en los conceptos de API RP 580 y 581.
- Proponer la aplicación de las herramientas de gestión de mantenimiento y mejoramiento continuo, sugeridas por API RP 580 y 581.

### **1.5 JUSTIFICACIÓN DE MODELAR PLANES DE RBI EN TRATADORES ELECTROSTÁTICOS**

Los recipientes sometidos a presión, en este caso un tratador electrostático, son equipos de alta criticidad ya que por definición son activos productivos que implican un gran riesgo al integrarlos a un proceso. Sin embargo, son equipos altamente útiles e indispensables en la industria de los hidrocarburos y sus procesos.

Cumplir con estándares, normas y prácticas recomendadas de nivel internacional no sólo ayuda a mejorar indicadores clave y metas propuestas de mantenimiento, sino que además optimiza la vida útil del activo y disminuye el costo de mantenimiento a proporciones recomendables. Desarrollar la implementación de estas prácticas recomendadas dentro de los parámetros teóricos y metodológicos nos permite generar procedimientos plenamente identificados y estructurados que sirvan de herramienta para gestionar las decisiones sobre los equipos y el riesgo que implica operarlos.

Esta monografía pretende formar un modelo de análisis y evaluación de los datos recopilados de las inspecciones hechas a los tratadores de crudo bajo la normas y recomendaciones de API 580, con el fin de poder gestionar el mantenimiento de estos equipos desde un punto de vista basado en la integridad y los síntomas que manifieste el equipo en cada intervención así como los efectos acumulativos de ciertos mecanismos de falla.

Es por esta razón que en esta investigación se pretende modelar la probabilidad de falla de los principales mecanismos de daño que afecten el activo fijo productivo basado en las consecuencias a la operación, la salud y el medio ambiente de una forma integral.



## 2 TRATAMIENTO DE EMULSIONES

La formación de emulsiones en el proceso de extracción transporte y producción de hidrocarburos es un fenómeno poco deseable ya que estas representan la presencia de contaminantes, principalmente agua, en el hidrocarburo para lo cual se definirá en este capítulo como se forman y como se separan las emulsiones de crudo.

### 2.1 EMULSIONES DE CRUDO

Las emulsiones se definen como la dispersión de un fluido inmisible en otro en forma de pequeñas gotas. En el caso del crudo comúnmente se presenta dispersión de gotas de agua en el crudo, esta dispersión afecta la calidad del crudo aumentando su cantidad de contaminantes y contenido de agua. Este fenómeno se ve a menudo en la explotación petrolera como efecto de varias causas dentro de las cuales se encuentra: la inyección de vapor para el bombeo de crudos pesados, condiciones geológicas y propias del pozo, las presiones y fuerzas de corte aplicada al producto de pozo en la extracción y proceso del mismo.

Pese a que se nombra al agua dentro de los contaminantes del crudo, no es el único. También se pueden encontrar los denominados como sedimentos básicos, entre los que se contemplan arena, limo, lodo, incrustaciones, precipitados de sólidos disueltos de la formación productora, productos de corrosión, desechos bacterianos y fracciones de petróleo precipitadas como asfaltenos. El contenido de agua y de sedimentos básicos se denomina BS&W (por sus siglas en inglés). El contenido de BS&W de un crudo depende principalmente de las practicas contractuales y condiciones locales. Sin embargo, el rango oscila entre el 0,2 y el 3,0%<sup>7</sup>.

El tamaño de las gotas de agua dispersa en la emulsión depende de la cantidad de agitación que haya experimentado al ser extraída. De acuerdo con estudios de Society of Petroleum Engineers, el tamaño de las gotas puede variar entre  $<1 \mu\text{m}$  a

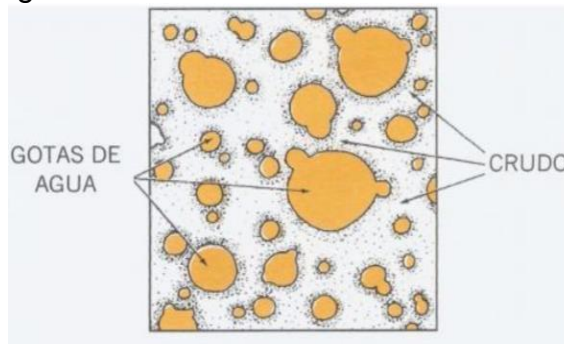
---

<sup>7</sup> ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007. p.III-61

aproximadamente 1.000  $\mu\text{m}$ . El tamaño de gota es un factor muy importante debido a que cuánto más pequeña sea la gota dispersa, más estable será la emulsión provocando que sea más difícil la separación de la misma. De acuerdo con PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, “La gama más común de agua emulsionada en crudos ligeros (es decir, por encima de 20 ° API) es de 5 a 20% en volumen, y en los crudos que son más pesados que 20° API es de 10 a 35% en volumen”<sup>8</sup>.

Dentro de las operaciones de superficie, la industria ha desarrollado varios métodos para la deshidratación del crudo. Las más comunes son la decantación por gravedad, la deshidratación por efecto térmico y la coalescencia electrostática. Estos tres métodos se encuentran combinados en el equipo denominado como tratador electrostático de crudo, el cual será objeto de estudio en este documento.

Figura 3 Emulsión de agua Crudo



**Fuente:** MARTINEZ Dickeison, LIBERATO Carlos. Manual de Principios de las Emulsiones y las Unidades de Tratamiento electrostático. Trabajo de Grado Villavicencio: COINSPETROL. 2010.17 p Disponible en [https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual\\_de\\_principios\\_basicos\\_de\\_emu](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual_de_principios_basicos_de_emu)

---

<sup>8</sup> Ibid p. III-63

## 2.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES

Todo método de deshidratación de crudo debe estar orientado a abarcar tres pasos esenciales para lograr la separación de la emulsión petróleo-agua, a entender: desestabilización, coalescencia y la separación por gravedad.

Se entiende por desestabilización toda acción química o física que cumpla con la tarea de debilitar y romper los agentes emulsificantes que actúan como una película en la mezcla y no permiten la coalescencia de las pequeñas gotas de agua en el aceite<sup>9</sup>. Los métodos más usados para lograr la desestabilización de las emulsiones se encuentran el agregar calor o agregar compuestos químicos que actúen sobre la tensión interracial de la emulsión.

Una vez debilitada o rota la película emulsificante de las gotas de agua dispersas en la emulsión, se procede a crear la coalescencia de las gotas. Se define como coalescencia, la formación de gotas más grandes por colisión entre las mismas, de esta forma al tener el tamaño adecuado las gotas se sedimentaran del flujo continuo de aceite. Las formas más comunes de lograr la coalescencia son: la agitación mecánica del fluido (sin generar grandes fuerzas de corte) o sometiendo las gotas a campos electrostáticos<sup>10</sup>.

Luego de obtener gotas con suficiente tamaño para ser sedimentadas, se requiere un tiempo de residencia suficiente para lograr que se separe el agua por gravedad. Para lograrlo, se requiere que el recipiente o tanque garantice un flujo favorable para la decantación, salida de agua tratada y aceite limpio.

Es claro que un sistema tratamiento de emulsiones no emplea un solo método de tratamiento, sino que, emplea una combinación de varios métodos para optimizar así el tratamiento de la misma. Los métodos de tratamiento más empleados y efectivos se definen a continuación.

---

<sup>9</sup> ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007.

<sup>10</sup> Ibid p. III

**2.2.1 Calefacción.** La calefacción, como método de tratamiento, consiste en agregar calor a la emulsión de forma tal que se generen cuatro efectos básicos sobre la misma:

En primer lugar, reducir la viscosidad de la emulsión. Al reducirse la viscosidad, las gotas de agua dispersas podrán colisionar con mayor fuerza y así se sedimentarán más rápidamente, de acuerdo con API Spec.12L. Esta especificación también recomienda que el petróleo crudo se caliente de modo que su viscosidad sea de 50 cSt para la deshidratación. La viscosidad debe ser <7 cSt para la desalación<sup>11</sup>.

En segundo lugar, aumentar el movimiento molecular del agua en fase de dispersión. Así se provoca que las pequeñas gotas colisionen más frecuentemente provocando coalescencia.

En tercer lugar, desactiva la emulsión algunos de los agentes emulsificantes. Además, el calor puede mejorar el efecto de químicos desemulsificantes rompiendo la película emulsificante que rodea al agua dispersa.

En cuarto y último lugar, provocar un aumento de la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, favoreciendo la sedimentación del agua en la mezcla.

Dentro de los efectos negativos que podría llegar a tener el método de calefacción, efecto de operar fuera de los rangos planteados para cada uno de los tipos de crudo, está la pérdida de hidrocarburos con un menor punto de ebullición reduciendo el volumen y el grado API del aceite. Todo esto considerando lo que afirma la SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS en su Petroleum Engineering Handbook Vol.III, en la que se contemplan como rangos de tratamiento para los aceites livianos menos de 180 ° F, en tanto que para los crudos pesados (<20 ° API), normalmente se tratan a más de 180 ° F<sup>12</sup>.

---

11API, API Spec.12L Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters 5TH EDITION, 2008

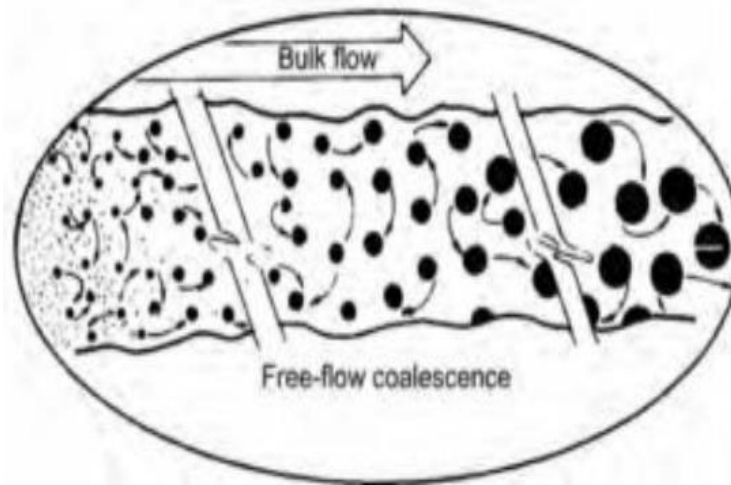
12 ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007. p.III-66

**2.2.2 Desemulsificadores Químicos.** Los desemulsificadores químicos son compuestos orientados a desestabilizar la emulsión favoreciendo así la coalescencia. Estos químicos actúan principalmente atacando la película emulsificadora de la emulsión, lo cual produce que las pequeñas gotas de agua dispersas en el aceite se fusionen en gotas más grandes que se sedimentan rápidamente. Colateralmente, el emplear estos compuestos químicos hace que se requiera menos calor para tratar el crudo y el tiempo de sedimentación del agua sea menor.

Los desemulsificantes químicos normalmente son inyectados previamente al tratamiento de la emulsión, además, requieren de un periodo de agitación para poder entremezclarse con la emulsión y hacer que las gotas de agua colisionen y se fusionen. Luego, ya dentro de un equipo de tratamiento, se le da un tiempo de asentamiento silencioso para ayudar a la sedimentación. Dentro de las principales características de un buen desemulsificante se requiere que, en primer lugar, tenga facilidad para viajar a través de la matriz de aceite, esto con el fin de llegar a actuar en la interfaz agua-aceite. Además, se busca que favorezca la atracción de gotas de agua con cargas iguales e inhiba la acción emulsificante permitiendo la ruptura de la película interfacial de las gotas. La selección del compuesto químico se realiza basada en el proceso de tratamiento que se decida adoptar ya que para procesos de decantación en GUN BARREL o recipientes verticales similares se recomienda el uso de compuestos químicos de efecto lento. Sin embargo, si se cuenta con un sistema de tratamiento basado en equipos horizontales o tratadores electrostáticos, se recomienda el uso de compuestos químicos de efecto rápido.

**2.2.3 Agitación.** Si bien la agitación en un principio forma las emulsiones, el utilizarla de manera controlada también ayuda a que las gotas de agua dispersa colisionen entre sí y se decanten de la mezcla. Dicha agitación debe hacerse controladamente entre un número de Reynolds 5.000-10.000. Realizarlo por encima de esto producirá una mayor emulsificación. En la industria este proceso se realiza forzando el flujo de la emulsión a través de serpentines en los cuales las condiciones de turbulencia están controladas.

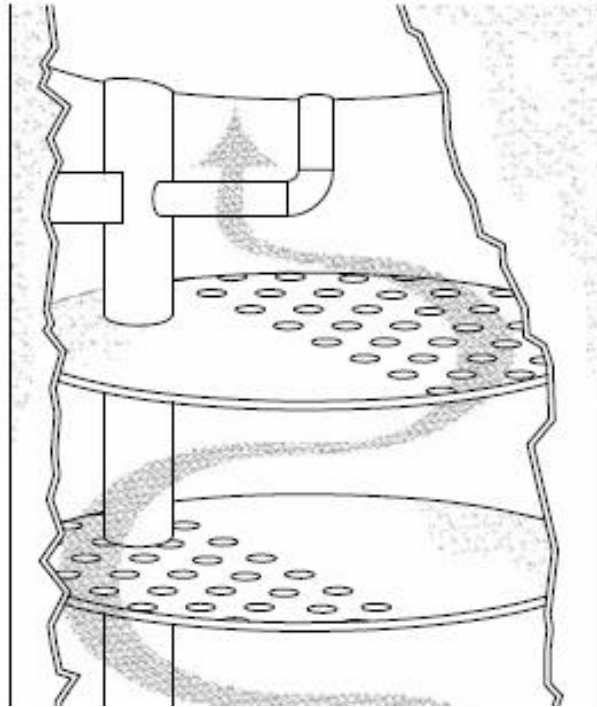
Figura 4 Efecto coalescente por un flujo de agitación (aumento del tamaño de gota).



Fuente: ARNOLD, Kenneth PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007. p.III-73

**2.2.4 Placas Coalescentes.** Las placas coalescentes, también conocidas como placas deflectoras o baffles, son ubicadas dentro de los recipientes de tratamiento de forma tal que generen una distribución uniforme del flujo de emulsión y generen una leve agitación que favorezca a la colisión de gotas dispersas de agua y posteriormente se sedimenten. Además, las placas deflectoras proporcionan una superficie sobre la cual la emulsión puede generar coalescencia formando una película de flujo laminar en la cual el paso permite la fusión de gotas de agua.

Figura 5. Disposición de deflectores, en una Sección coalescente



Fuente: Warren, Kenneth W, Petroleum Engineering handbook Volume III, Chapter 3 Emulsion treating Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007 p.III-16 p.

**2.2.5 Coalescencia Electrostática.** La coalescencia electrostática se emplea en sistemas de deshidratación de crudo para generar que las gotas de agua dispersa en la emulsión se combinen y sedimenten por gravedad. La coalescencia se presenta cuando, al inducir un alto voltaje en una emulsión compuesta por un fluido conductor y otro no conductor, se genera un campo electrostático que hace que se presente alguno de los siguientes fenómenos.

- a) Las gotas de agua se polarizan y tienden a alinearse con las líneas de fuerza eléctrica. Al hacerlo, los polos positivo y negativo de las gotitas se ponen uno junto al otro. La atracción eléctrica une las gotitas y hace que se fusionen.
- b) Una carga eléctrica inducida atrae las gotas de agua a un electrodo. En un campo de corriente continua (DC), las gotas tienden a acumularse en los electrodos o

rebotar entre los electrodos, formando gotas cada vez más grandes hasta que finalmente se asientan por la gravedad.

- c) El campo eléctrico distorsiona y por lo tanto debilita la película de emulsionante que rodea las gotas de agua. Las gotas de agua dispersas en el aceite que están sujetas a un campo sinusoidal de corriente alterna (AC) se alargan a lo largo de las líneas de fuerza a medida que aumenta la tensión durante el primer medio ciclo.”<sup>13</sup>

Si bien la aplicación del campo eléctrico y el alto gradiente de voltaje causan que las pequeñas gotas de agua colisionen y se sedimenten, el inadecuado gradiente de voltaje causado principalmente por encadenamientos de un gran volumen de agua ionizada entre electrodos que genera cortos circuito, también puede generar un efecto adverso no deseado para el proceso, el cual puede separar las pequeñas gotas de agua dispersa y así hacer aún más homogénea la emulsión.

**2.2.6 Lavado con agua.** El lavado con agua de emulsiones funciona bajo el principio que dicta que si una emulsión es sometida a un exceso de su fase interna, esta coalescerá con las gotas dispersas y las sedimentará por gravedad. Así la fase continua, en este caso, el crudo tratado, seguirá fluyendo. En la industria esto es verdad siempre y cuando se tenga en cuenta que debe asegurarse un flujo continuo controlado de emulsión en forma de pequeños riachuelos, por lo general, controlados con instrumentos dosificadores y placas colectoras. Ahora bien, se debe aplicar un desemulsificante previamente para debilitar la película de interfase y favorecer al efecto del lavado.

**2.2.7 Sedimentación por Gravedad** La sedimentación por gravedad es el método más antiguo y ampliamente usado para la deshidratación de crudo, basado en la

---

<sup>13</sup> ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007. p.III-73

diferencia de densidades del aceite de crudo y el agua, busca principalmente que las gotas de agua por su peso se sedimenten al fondo de un recipiente de tratamiento. Sin embargo, el tiempo de permanencia para que se presente el fenómeno depende principalmente del tamaño de la gota, afectando la velocidad con la que esta se sedimenta, esta velocidad se puede calcular de acuerdo con la ecuación de Stokes, definida por la siguiente ecuación.

$$v = \frac{(1,78 \times 10^{-6})\Delta y_{ow}d^2}{\mu_0}$$

Donde:

$v$ : velocidad descendente de la gota de agua con respecto al aceite ( $ft/seg$ )

$d$ : diámetro de la gota de agua

$\Delta y_{ow}$ : diferencia de gravedad específica entre el agua y el aceite ( $agua/aceite$ )

$\mu_0$ : viscosidad dinámica del aceite

Teniendo esto en cuenta, se puede afirmar que para que se pueda presentar la sedimentación por gravedad el tamaño de gota debe ser el suficiente para generar un tiempo de sedimentación óptimo. Además, la diferencia de gravedad específica entre el aceite tratado y el agua debe ser significativa para así disminuir el tiempo de tratamiento.

Debido a lo anterior, industrialmente se ha resuelto usar la sedimentación por gravedad en conjunto con otros métodos de tratamiento para potencializar su efecto. Por ejemplo, si la emulsión es muy estable, es decir, si la película presente entre fases es muy fuerte, la sedimentación por gravedad no se presentará. Así las cosas, se recomendó siempre usar compuestos químicos desémulsificantes para desestabilizar la emulsión y conseguir tratarla por el método de sedimentación por gravedad. Adicionalmente, al calentarse un aceite disminuye considerablemente su densidad,

haciendo que aumente con facilidad en la emulsión y el agua presente se sedimente por gravedad en un menor tiempo.

**2.2.8 Centrifugación.** El método de centrifugación plantea que al someter la emulsión de crudo a altas fuerzas centrifugas, se asegura la colisión de las gotas de agua dispersas en ella fusionándolas en gotas más grandes hasta que las dos fases de la emulsión se encuentren totalmente separadas. Pese a que el planteamiento del método pudiese parecer sencillo, a nivel industrial este método solo se utiliza mayormente en los equipos para el análisis de muestras BS&W en laboratorios dado que implementarlo en una línea de tratamiento a escala industrial representaría unos altos costos de inversión inicial, operación y mantenimiento.

### **2.3 EQUIPOS PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES**

El diseño de un equipo o de un proceso para el tratamiento de emulsiones de crudo debe definir las variables clave de tratamiento como lo son la temperatura de tratamiento, el uso de productos químicos y el tamaño físico del equipo de tratamiento. Además, debe definir qué métodos de tratamiento y de qué manera se aplicarán estos métodos. Hoy en día, la industria no ha generado un proceso estándar para tratar las emulsiones, debido a que cada clase de emulsión posee características distintas y se requieren distintos métodos para tratar la emulsión. La combinación de métodos, así como la selección de recipientes, tanques o depósitos de tratamiento, depende mayormente de la experiencia y los datos aportados por el laboratorio de muestras, departamento que debe ser parte integral del proceso.

Una de las características determinantes para el diseño, selección e implementación de un sistema de tratamiento de emulsiones es la relación costo-efectiva de la construcción, adquisición, operación y principalmente el mantenimiento del sistema de tratamiento. La mezcla costo-efectiva ideal de métodos de tratamiento, debe tener en cuenta la influencia tanto positiva como negativa que tiene un método en otro.

Por ejemplo, la combinación del método térmico con el método químico es ampliamente utilizada en la industria como principio de funcionamiento para estos equipos. El beneficio principal de combinarlos es la necesidad de aplicar menos temperatura al agregar más químico desemulsificante a la emulsión a pesar de que esto eleva los costos del proceso por el coste del químico para la operación. Desde el punto de vista del mantenimiento del equipo, el ciclo de calentamiento y enfriamiento del material base de los tubos de fuego podría fragilizar el material por cambios metalográficos de su estructura. Es por esto que, tanto para controlar las variables de operación así como para gestionar el mantenimiento de los equipos de tratamiento existente, se prefieren utilizar estrategias y metodologías basadas en inspección. El ciclo de vida de los equipos de tratamiento, desde el diseño hasta la determinación de condiciones para su disposición final, están determinados por la condición de sus componentes orientados a la aplicación de métodos de tratamiento ya sean desestabilizantes, coalescentes o de sedimentación. Debido a esto los diseñadores y fabricantes de equipos han dirigido sus esfuerzos a generar componentes modulares de fácil acceso para inspección.

Dentro de las familias de equipos existentes y más comúnmente usados para el tratamiento de emulsiones de crudo en volúmenes industriales existen los FWKO, tanques de almacenamiento, tanques de decantación, tratadores de emulsiones verticales y horizontales y tratadores de coalescencia electrostática. Los componentes de cada uno de estos equipos se encuentran en una amplia variedad de tipos, tamaños, configuraciones y usos.

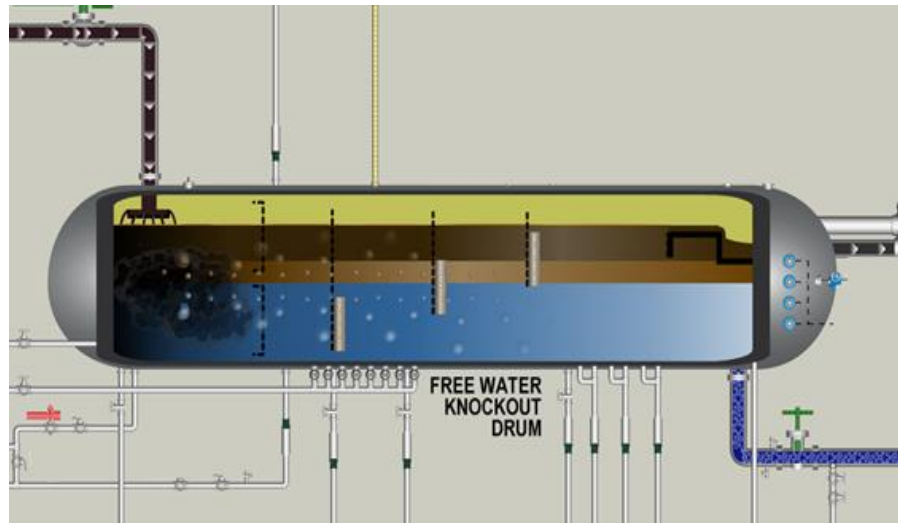
**2.3.1 F.W.K.O. (FREE WATER KNOCK OUT).** Esta clase de equipos se emplea esencialmente cuando la emulsión tratada contiene grandes cantidades de agua libre. Es ideal eliminar la mayor cantidad de agua libre de la mezcla para, posteriormente, ejecutar un proceso de tratamiento de la emulsión. En esta clase de equipos se presenta principalmente una emulsión de tres fases: la primera, una superior de aceite mayormente limpia con pocas gotas de agua dispersa; la segunda, una emulsión estable y una tercera, de lo que se conoce en el proceso como agua libre, a entender,

agua con gotas pequeñas de aceite disperso que se separa entre 3 y 10 minutos después de iniciar el proceso. El objetivo principal es eliminar el agua libre de la emulsión y posteriormente aplicar métodos de tratamiento que ayuden a sedimentar las gotas de agua dispersa en la emulsión. Como se mencionó, el agua libre puede contener gotas de aceite dispersas en ella para lo cual el agua libre pasará a un proceso de tratamiento de aguas donde se recuperarán y posteriormente se unirán a la línea de hidrocarburo tratado. Los FWKO son recipientes sometidos a presión en los cuales el flujo de trabajo de tipo horizontal se emplea en mayor proporción pese a que también existen FWKO de flujo vertical. El motivo por el cual la mayoría de estos equipos emplean el flujo horizontal es que al atravesar el equipo de forma horizontal se puede hacer uso de un método térmico de separación aguas arriba y el flujo no se opone a la sedimentación por gravedad, en tanto que el flujo vertical de la emulsión se opone a la dirección de la sedimentación de las gotas de agua dispersa que coalescen.

Al ingresar la emulsión dentro del recipiente de tratamiento FWKO, lo primero que se encuentra es una lámina deflectora que produce que se separe la emulsión del gas presente, con el fin de que el flujo de gas no afecte a la sedimentación en la zona de decantación del recipiente. En algunos modelos se redistribuye el flujo de la emulsión mediante una tubería que desemboca por debajo de la interfaz aceite agua, para dar un efecto de lavado con agua de la emulsión. La sección de recibo del recipiente proporciona el espacio donde luego de un tiempo se forma una capa de aceite en la parte superior de la mezcla y el agua libre se decanta al fondo del recipiente. Otra adaptación común en esta clase de recipientes es adapta una sección cónica en la sección de separación moldear el cuerpo del recipiente en esta forma, esto tiene como finalidad atrapar los sedimentos y sólidos provenientes de la explotación del crudo. Pese a que en emulsiones de crudos muy liviano no es necesario realizar más procesos de tratamiento, por lo general es necesario incluir dentro del proceso más etapas de tratamiento luego del paso de la emulsión por el FWKO debido a que el objetivo principal es eliminar el agua libre y para lograr una eliminación completa del

agua dispersa en el aceite se necesitarían grandes cantidades de químicos desmenuzantes y un tiempo muy prolongado de asentamiento.

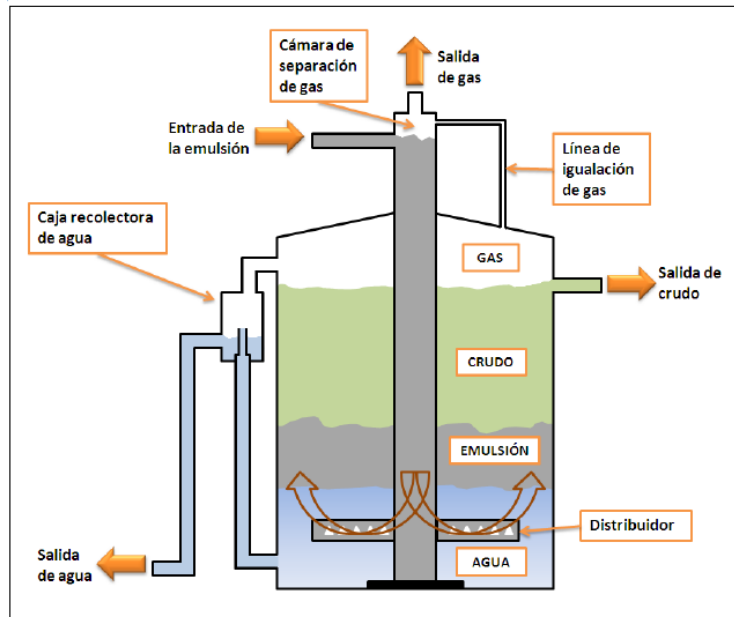
Figura 6. Vista Transversal de un FWKO



Fuente: CONTENDO Training Solutions 2017. Separation- Free Water Knock Out. Disponible en: <https://contendo.ca/product/sagd-separation-free-water-knock-out/>

**2.3.2 Tanques de Almacenamiento.** Por definición un tanque de almacenamiento se diseña y se incluye en un proceso de producción de crudo con el objetivo de almacenar crudo libre de agua y listo para ser transportado por tubería o por métodos alternos de transporte. Sin embargo, cuando la emulsión obtenida tiene bajos niveles de agua libre o se encuentra ligeramente emulsionada en procesos de bajo volumen de producción, resulta práctico y efectivo desde el punto de vista de los costos usados para que se presente una decantación por gravedad al interior de los mismos. Una vez se ha llenado el recipiente y se ha decantado el de agua libre, se procede a accionar la válvula de purga del tanque para obtener un aceite libre de agua. Esta clase de recipientes son poco usados como tratadores de emulsión debido a que las condiciones necesarias para que funcione no se presentan.

Figura 7. Tratamiento de Emulsiones en un Tanque de almacenamiento tipo GUN BARREL



Fuente: MONTEZ PÁEZ Erik. TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN CAMPOS PETROLEROS. Tesis Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.2010. 49p

**2.3.3 Depósitos de Sedimentación.** Dentro de la familia de los depósitos de sedimentación se pueden encontrar los gun barrel, los tanques de lavado y los tanques deshidratadores. Estos equipos pueden tener un sinnúmero de variaciones, modificaciones y adaptaciones dependiendo del campo, operador y de las características de la emulsión a tratar. Sin embargo, en líneas generales, debe cumplir con el esquema básico para ser llamado un depósito de sedimentación. El flujo de emulsión, al cual previamente se le han inyectado químicos desemulsificantes, debe entrar al compartimento de separación o bata de gas en su defecto. En esta sección se separa el gas de la emulsión y se aprovecha para incluir deflectores. El flujo de emulsión es dirigido con un tubo descendente por debajo de la interfaz agua-aceite para luego ser administrado a través de un esparcidor fabricado con una tubería perforada. El propósito de este componente es minimizar el efecto de turbulencia que

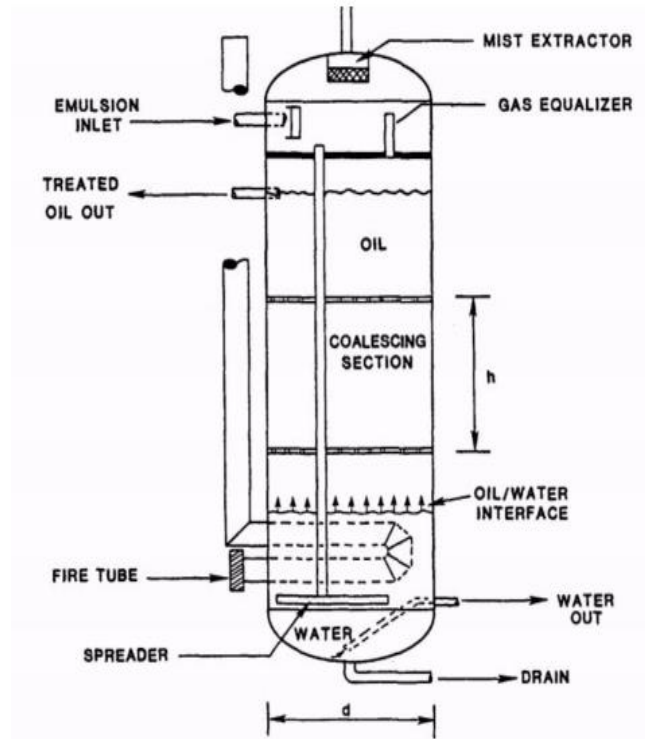
podiera presentarse, así se producirá un lavado de la emulsión con el agua libre presente en la parte baja del equipo. A medida que sube la emulsión por encima de la interfaz agua-aceite, donde la coalescencia es menor, las gotas de agua se sedimentan por gravedad. La capa de aceite que se ubica en la parte superior de la mezcla pasa a la sección del colector de crudo, el cual está diseñado para evitar agitación y movimientos horizontales de flujo. En contraste, en la parte inferior del recipiente se ubica el colector de agua libre, el cual purga la mezcla evacuándola, al igual que en el colector de aceite se debe evitar agitación y flujo horizontal del fluido. La ubicación del colector de agua debe estar separado del fondo del tanque entre 6 y 12 pulgadas para evitar taponamientos con residuos sólidos. Por otra parte, debe haber suficiente separación vertical entre este y el esparcidor de entrada para permitir la decantación del agua libre.

El aceite y la emulsión fluyen hacia arriba alrededor de los tubos de fuego hacia una sección coalescente que proporciona suficiente tiempo de retención para permitir que las pequeñas gotas de agua se fusionen y se asienten en la sección de agua. El aceite tratado fluye por la salida correspondiente. Cualquier gas que se evapora del aceite debido a la calefacción fluye a través de la línea de compensación hacia el espacio de gas de arriba. Las válvulas de descarga neumáticas o accionadas por palanca mantienen el nivel de aceite. Un controlador de interfaz o una pata de agua externa ajustable pueden controlar la interfaz aceite/agua. La interfaz aceite/agua se determina mediante el uso de vertederos externos regulando la proporción aceite/agua que se determina en el diseño del proceso de tratamiento para crudos con gravedades entre los 15° y 20°API. Para los crudos más pesados, gravedades inferiores a 15°API, el nivel de la interfaz se regula con válvulas de purga de agua libre. Otro componente usado en los depósitos de sedimentación es un calentador directamente para la emulsión. Este componente se ubica en un lugar donde no interactúe con fluidos corrosivos a altas presiones. El mecanismo utilizado para agregar calor en recipientes es el tubo de fuego, el cual se ubica de forma tal que su mantenimiento, inspección y reemplazo se efectúen de manera práctica. En otros sistemas la emulsión se calienta previamente al ingreso del depósito de

sedimentación. El diseño puede incluir más componentes de proceso, sin embargo, un modelo básico incorporaría los componentes mencionados.

**2.3.4 Tratadores Verticales.** Los tratadores verticales son equipos separadores que manejan tres fases de la emulsión, a entender, métodos de separación por gravedad, lavado y método térmico apoyado por la acción de desemulsificantes químicos. La emulsión a la cual previamente se le han adicionado los desemulsificantes químicos ingresa por la parte alta del equipo a una sección en la que una lámina deflectora favorece la separación de la emulsión con el gas, el cual es ecualizado con la presión del resto del recipiente, mediante una tubería de venteo generando flujo de la emulsión. Luego de separar el gas, mediante una tubería baja, la emulsión es enviada al fondo del recipiente por debajo de la interfaz aceite/agua en donde la emulsión es suministrada mediante esparcidores. La emulsión sube a través del agua libre generando un lavado de la emulsión. Al alcanzar el nivel de la interfaz, la emulsión se calienta mediante tubos de fuego en U. Este calentamiento en ningún momento puede hacerse por encima de los 180°F. A esta altura del proceso las gotas de agua dispersa en la emulsión han entrado en coalescencia. Posteriormente, se da un tiempo de asentamiento para que se sedimenten las gotas de agua de la emulsión, el agua sedimentada y el agua libre, que se depositan al fondo del recipiente. Cuando se hace necesario controlar el nivel de interfaz o eliminar el exceso de agua libre se acciona una válvula de purga de agua libre. Por último, la emulsión tratada sale por la facilidad ubicada entre la sección de tratamiento térmico y el depósito de entrada. Pese a que los tratadores de emulsión verticales son eficientes e industrialmente tiene buena acogida, esta clase de equipo se fabrica e incorpora mayormente a procesos en una disposición horizontal.

Figura 8 Esquema Tratador Vertical



Fuente: STEWART Ken Arnold. Surface Production Operations. Second Edition. Volume 1. Chapter Crude Oil Treating Systems. 1999. 178p

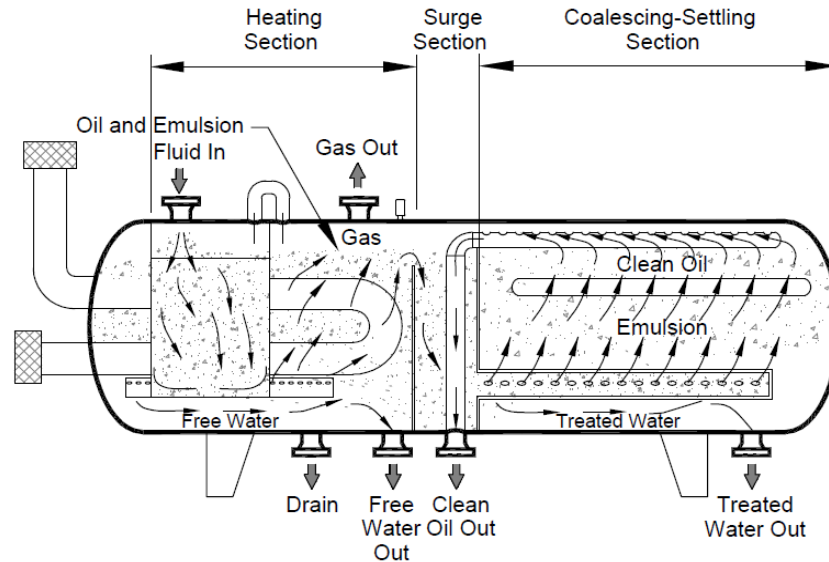
**2.3.5 Tratadores Horizontales de Emulsión.** Como ya se ha mencionado anteriormente, los tratadores de emulsión horizontales son los mayormente usados en la industria, esto debido a que su flujo horizontal ayuda a los procesos de coalescencia de las emulsiones, además, las gotas más grandes de agua se sedimentan en sentido vertical por lo cual no se oponen al flujo de tratamiento evitando excesos de agitación y dispersión de agua en el aceite por flujo vórtice. Al igual que los separadores verticales, esta clase de recipientes se consideran equipos de separación de tres fases empleando el gas presente inicialmente en la emulsión para generar el flujo horizontal de tratamiento. El recipiente se divide en tres secciones fundamentales: frontal (zona térmica), cámara de aumento de aceite y la sección de coalescencia. De acuerdo con un modelo típico de fabricación de tratadores horizontales de emulsión, el flujo de trabajo sería el siguiente: la emulsión, a la cual

previamente se le adicionan compuestos químicos para desestabilizarla, ingresa por una facilidad ubicada en la parte alta de la sección frontal a un bafle deflector que separa el gas de la emulsión. El gas sube hasta la tubería ecualizadora y fluye hasta la tubería de salida de gas ubicada en la sección de la cama de aumento de aceite, esto con el fin de incentivar el flujo de la emulsión que sube a la superficie a dicha cámara. Volviendo a la emulsión que ha sido separada en el bafle deflector, ésta baja al fondo del recipiente por la superficie del bafle hasta encontrarse por debajo de la interfaz aceite/agua. En este punto la emulsión se somete a un lavado en el agua libre presente en la sección frontal. Paralelamente, la emulsión es calentada mediante tubos de fuego generando mayor desestabilización de la emulsión y sedimentación de gotas de agua. La emulsión tratada en la sección frontal supera el nivel del canal de rebose de la cámara de aumento de crudo depositándose en esta, la interfaz aceite/agua de la sección frontal es controlada mediante válvulas de purga de agua libre.

Una vez en la cámara de aumento, se acumula la emulsión hasta que alcanza el nivel para pasar a la sección de coalescencia. La emulsión acumulada pasa a través de esta sección a la sección de coalescencia por dentro de tuberías adaptadas como esparcidores al taladrarle perforaciones de entre  $\frac{1}{4}$ " a  $\frac{3}{4}$ " este componente permite que el flujo de emulsión sea uniforme y adecuado para provocar un efecto de lavado de emulsión en el agua libre presente en la sección de coalescencia.

Finalmente, en la sección de coalescencia, al ingresar la emulsión por los esparcidores el crudo tratado sube a la superficie mientras que las gotas fusionadas se decantan al fondo, al igual que en las secciones anteriores la interfaz aceite/agua se controla mediante válvulas de purga de agua libre. La salida de crudo tratado se encuentra en la parte superior de la sección de coalescencia. Los tratadores de flujo horizontal pueden incluir más componentes o cambiar un poco la distribución de los acá mencionados. Dentro de los componentes adicionados normalmente incorporados es común encontrar rejas electrostáticas en la sección de coalescencia para aplicar el método de floculación electrostática

Figura 9 Esquema Tratador Electrostático Horizontal



Fuente: STEWART Ken Arnold. Surface Production Operations. Second Edition. Volume 1. Chapter Crude Oil Treating Systems. 1999 .181 p

**2.3.6. Tratadores Electrostáticos de Emulsión.** Industrialmente, este tipo de recipientes puede encontrarse funcionando basado en el principio de electro-floculación o mezclado con otros métodos de tratamiento como lo son el método químico, térmico, método de lavado, sedimentación por gravedad o de placas coalescentes. El principio de electro-floculación contempla que al inducir un campo eléctrico en la emulsión las gotas de agua se deforman debido a la polarización provocando dos efectos. El primero, que la deformación de las gotas rompa la película emulsificante presente alrededor de las gotas. El segundo, es provocar coalescencia (choques) entre las gotas debido a las fuerzas dipolares que atraen a las gotas de un mismo tamaño entre sí. Los campos inducidos a la emulsión pueden ser de naturaleza AC o DC. Cada una de estas naturalezas tiene diversos efectos en la forma en la que se aplica la electro-floculación, efectos colaterales a la instalación de este componente y efectos a la integridad del recipiente.

En el caso de los campos de naturaleza AC, se inducen en el orden de los 12 a 23 Kv a 60 Hz<sup>14</sup>. El efecto de floculación se presenta cuando las gotas de agua dispersa en la emulsión se deforman alargándose y polarizan causando choques entre las gotas polarizados con cargas diferentes. Los cambios de polaridad se presentan cada 8.3 milisegundos. La inducción de campos AC se recomienda para eliminar gotas de agua de gran tamaño que se encuentren muy próximas debido a que el efecto de la floculación es determinado principalmente por el flujo y la difusión. Por esto, esta clase de corriente se induce a la entrada de los recipientes de tratamiento como separadores, aprovechando el flujo tratado para acercar gotas entre sí y en la separación de las más grandes que estén suspendidas en la interfaz aceite/agua. El componente usado en equipos que emplean el tratamiento electrostático AC son rejillas horizontales separadas entre sí de 6" a 8" a las cuales se les carga eléctricamente para generar el campo. Se pueden usar sistemas de dos rejillas (simply hot), tres rejillas (doublé hot) y cuatro rejillas (triple hot). La emulsión es administrada ligeramente por debajo de la interfaz aceite/agua. El aceite transita hacia la parte superior del recipiente mientras que es sometido a los cambios de polaridad de las parrillas cargadas. El aumento de número de parrillas cargadas sirve para aumentar el tiempo de retención de la dispersión dentro de la zona más intensa del campo eléctrico y depende de la difusión para llevar gotas polarizadas dentro del rango de fuerzas dipolares. El efecto colateral adverso para la integridad del equipo es que al usar corriente AC para inducir los campos electrostáticos necesarios se puede favorecer el fenómeno de corrosión inducida por intercambio eléctrico.

Por otra parte, la aplicación de corriente continua en el tratamiento de emulsiones genera fuerzas eléctricas sostenidas e unidireccionales. Esto se traduce en un movimiento libre de gotas de agua polarizada a lo largo de las líneas de fuerza de campo generado. Pese a los beneficios presentados por la inducción de campos de corriente continua, la afectación de corrosión galvánica hace que sólo sea aplicable a aceites refinados de alta resistividad. En esta clase de campos al no existir cambio

---

<sup>14</sup> ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007.

rápido de polaridad los efectos de corrosión galvánica permanecen irreversibles. En la década de los setenta se desarrolló un sistema para combinar las ventajas de los campos AC y CC. Este sistema evita la corrosión galvánica y favorece el transporte de caída de las gotas de agua dispersa, de acuerdo con el resumen que realiza Kenneth W Warren de NATCO Group inc, para el Petroleum Engineering handbook Volume III.

“Los electrodos de este dispositivo son placas paralelas que están conectadas a diodos orientados de forma opuesta. Debido a que ambos diodos están conectados al mismo extremo del devanado secundario del transformador, las placas se cargan en medios ciclos alternos de la fuente de alimentación de CA. El otro extremo del devanado secundario está conectado a tierra, de modo que el campo eléctrico que se proyecta desde el conjunto de electrodos hasta el recipiente permanece AC. Además, el campo de CA todavía está disponible en la interfaz aceite/agua para ayudar a la condensación de la dispersión de sedimentación, así como para proporcionar la coalescencia y la sedimentación de la fracción de agua poco dispersa del petróleo crudo entrante. Entonces, el campo DC está disponible para suministrar energía de traslación a las gotas muy pequeñas que se aproximan a la placa más cercana, se cargan y se unen en la película en el electrodo o son repelidas hacia la placa opuesta para colisionar con sus gotas opuestas. Se produce una coalescencia rápida. Debido a que las placas solo pueden cargarse en semi-ciclos alternativos, la corriente entre ellos se limita a la descarga de energía almacenada capacitivamente y no puede producir una electrólisis significativa”<sup>15</sup>

Los tratadores electrostáticos de crudo también pueden ser adecuados para trabajar como desaladores en pasos subsecuentes de tratamiento. Además, esta clase de tratadores son normalmente combinados con métodos mecánicos de tratamiento para maximizar su efectividad al deshidratar emulsiones siendo estos ubicados por lo general al final del proceso debido a que, para cuando el producto salga del equipo,

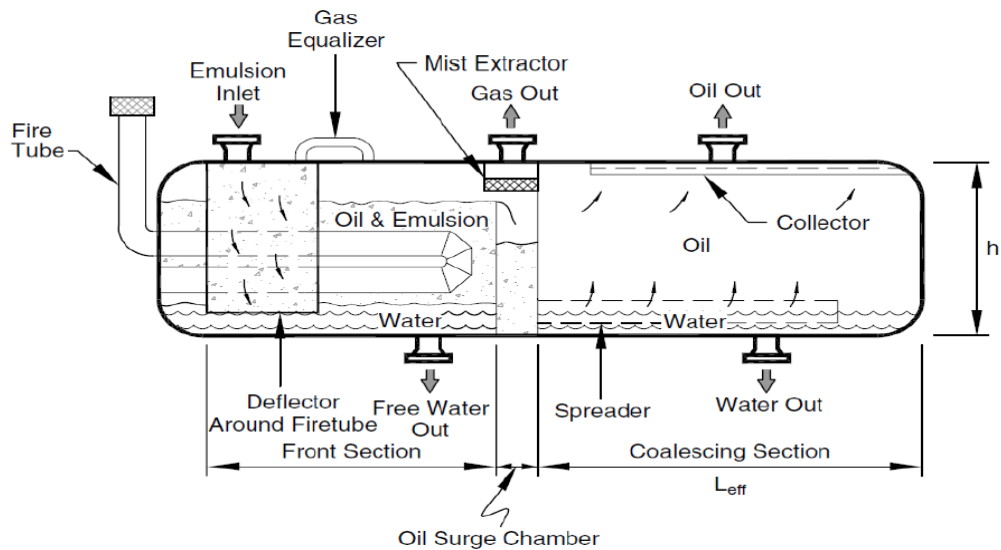
---

<sup>15</sup> Warren, Kenneth W, Petroleum Engineering handbook Volume III, Chapter 3 Emulsion treating Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007 p.III-98.

la separación de crudo habrá sido prácticamente completa. A esta clase de equipos se les denomina tratadores mecánico-electrostáticos, dentro de los cuales sobresale el tratador térmico electrostático.

**2.3.7 Tratador Térmico Electrostático.** El tratador térmico-electrostático hace parte de la familia de tratadores mecánico-electrostáticos. Por definición, este equipo es una combinación de varios métodos mecánicos de separación de la emulsión aceite/agua más el uso del método de separación electrostática AC/CC, combinándolos para potenciar sus efectos desestabilizantes, floaculantes, coalescentes y la eficiencia del proceso. El principio de funcionamiento es muy similar al de un tratador horizontal. El recipiente se divide en tres secciones, a entender, una sección térmica, una cámara de aumento de crudo y una de sección coalescencia. En la sección térmica y en la cámara de aumento de crudo el comportamiento de este equipo es la misma que en un tratador horizontal. En la sección de coalescencia se adiciona el método de coalescencia electrostática mediante la incorporación de rejillas cargadas con energía eléctrica generada por un transformador AC y un paquete de diodos sumergidos en aceite que genera campos capacitivos DC, tal como pasa con los tratadores electrostáticos AC/DC. El resultado de esta combinación, es un equipo altamente eficiente y rápido para el tratamiento de emulsiones de crudo. Sin embargo, los impactos colaterales para el mantenimiento de esta clase equipos son muy altos debido a que en un solo equipo se combinan varias atmósferas de operación. Adicionalmente, si no se incluyen equipos separadores en fases previas del proceso, la cantidad de residuos sólidos básicos y la cantidad de agua libre presente en dentro del equipo puede ser demasiado alta afectando directamente la integridad del equipo. Así, se hace necesario adoptar estrategias de mantenimiento como CBM o RBI para la gestión del mantenimiento del activo.

Figura 10. Esquema Tratador Térmico Horizontal



Fuente: RIOS Vélez Oscar Eduardo y BAJARA Anaya Raúl Alonso. Propuesta para reducir el tiempo de Deshidratación de Crudo Rubiales En tanques de almacenamiento en el centro de producción y facilidades (CPF1). Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. 2015. 28p

### **3 MARCO LEGAL Y NORMATIVO**

Para la realización del plan de RBI propuesto en este documento se contempla un amplio marco normativo en cuanto el aspecto técnico que brindan las herramientas y lineamientos necesarios para la correcta ejecución. La consulta de cada uno de los códigos, normas especificaciones y prácticas recomendadas es contextualizada y aplicada al plan propuesto para el tratador térmico electrostático. Los documentos consultados son:

#### **3.1 API RP 580 RBI (inspección basada en riesgo)**

De esta práctica recomendada de API se utiliza la generación del plan de inspección basado en riesgo. Se destaca el uso del capítulo 6 de la práctica recomendada. De este capítulo se toman los pasos necesarios de evaluación del riesgo para llegar a generar el plan de inspección.

#### **3.2 API RP 581 (Metodología del R.B.I)**

De esta práctica recomendada se toman los diagramas de flujo para la ejecución de inspecciones y niveles de análisis, modificándolos para el caso puntual del estudio. Adicionalmente, se toman tasas de corrosión recomendadas de la parte 2B para algunos mecanismos de falla detectados en el recipiente y tubos de fuego del tratador.

#### **3.3 API SPEC 12L (Especificaciones de tratadores horizontales)**

De esta especificación se toman las características generales que debe cumplir un tratador de crudo para considerarse como tal. Se usa, adicionalmente, para soportar la decisión de usar el tratador Foremost estándar treater 8'X30' como equipo de base para generar el plan RBI una vez se comprueba que cumple con las especificaciones planteadas por API 12L. Finalmente, se toman las especificaciones para base de cálculos y decisiones las características de este equipo.

### **3.4 ASME BVPC II Division D (propiedades mecánicas para materiales ferrosos)**

Este código de caracterización de materiales fue consultado en su edición del año 2017. Este documento se consulta para tomar las propiedades mecánicas del material SA 516 Gr 70 y del material SA 36. Estas propiedades son usadas para cálculos de límites de funcionamiento, bien sean brindados por el diseño o por la aptitud para el servicio.

### **3.5 ASME PCC 3 (Planes de inspección basados en riesgo)**

Este estándar de planeación de inspección se consulta en su edición del 2017. Este documento se usa como guía para presentar el plan. Además sugiere qué métodos de evaluación y conceptos se deben tomar de otros códigos, estándares y prácticas recomendadas. Finalmente, brinda modelos de evaluación de la efectividad del plan de RBI que se aplicará en este caso de estudio.

### **3.6 API RP 571 (Mecanismos de daño)**

Se consulta de esta práctica recomendada en su segunda edición del 2011. De este documento se toman los mecanismos de daño identificados en el tratador de crudo. De este documento se toman sugerencias para detectar los mecanismos de falla además del planteamiento de los métodos de inspección para su detección temprana y caracterización una vez ocurra. Esta información es útil para plantear diagnósticos, controles, medidas de mitigación y acciones correctivas.

### **3.7 API 510 (Código de inspección para recipientes en servicio)**

Este código de inspección se consulta en su décima edición del año 2014. De este código se extraen todos los conceptos referentes con la ejecución, evaluación, recomendaciones para reparar y mitigaciones de los efectos de los mecanismos de

daño. Factores clave para el análisis de la información obtenida de la inspección como la tasa de corrosión y vida remanente son calculados con base a los parámetros contemplados por este código. Tasas recomendadas de corrosión para las condiciones de operación de recipientes a presión también es útil para la fijación de límites operacionales. API 510, converge con API579/ ASME FFS, para evaluación de aptitud para el servicio de los recipientes una vez los límites fijados por el diseño son transgredidos con el fin de alargar su vida útil y ciclo productivo.

### **3.8 ASME BVPC Sección V (examinación no destructiva)**

Este código de inspección se consulta en su edición del año 2017. De este código se extraen los requerimientos de entrenamiento y certificación exigidos para los inspectores que ejecutan los ensayos no destructivos. Además, se extraen las características mínimas requeridas para los equipos de inspección y los requerimientos mínimos para los reportes de inspección. Las técnicas no destructivas seleccionadas para inspección son evaluadas por sus beneficios y limitaciones al ejecutarlas en el contexto operacional del tratador térmico electrostático.

### **3.9 ASME BVPC Sección VIII Div. 1 (límites operacionales de diseño)**

Este código de reglas de construcción y diseño de recipientes sometidos a presión es consultado en su edición del 2017. Este código es tomado en cuenta para calcular los límites establecidos por el diseño para espesores mínimos de operación partiendo de las condiciones dimensionales, de presión y temperatura. Dichos espesores mínimos, tanto en el cuerpo como en las cabezas del recipiente y en el tubo de fuego, determinan límites de funcionamiento que se emplearan en el análisis de pérdida de espesor y toma de medidas de mitigación o reparación.

### **3.10 API 579 / ASME FFS-1 (Aptitud para el servicio)**

Este estándar de evaluación de aptitud para el servicio mediante criterios ingeniería (ECA) es consultado en su edición de junio de 2016. Este estándar brinda los procedimientos de evaluación de los efectos de los mecanismos de daño en un equipo sometido a presión. Se emplea en este caso con el fin de ejecutar la evaluación del efecto de los mecanismos de daño cuando violan los límites funcionales de diseño para esto se requiere información de entrada como hallazgos de inspección y propiedades del diseño, luego se procede a aplicar la evaluación de aptitud para el servicio de acuerdo con el mecanismo de falla para, finalmente, dictaminar su aptitud para el servicio a las condiciones operacionales requeridas por el proceso.

Tabla 2 Marco legal y Normativo

NORMA APLICABLE	CONCEPTO	CAPÍTULO/ ARTÍCULO	Área o Proceso Al Que Aplica
<b>API RP 580 3th Edición Febrero, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Inspección basada en Riesgo	6. Planificación de la Evaluación RBI	Lineamientos para realizar la evaluación RBI, bajo la identificación evaluación eficaz de riesgos y el diseño de programas de inspección para la optimización de recursos de mantenimiento
<b>API RP 581 3th Edición Abril, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Metodología de Inspección Basada en Riesgo	5.7.1 Cálculo del factor de daño por adelgazamiento. Figura 4.1	Especifica el procedimiento para determinar el factor de daño (DF) generado por el adelgazamiento de pared de los componentes, bajo los parámetros: la tasa de corrosión, años/ tiempo de servicio, el tipo de diseño y recubrimiento
<b>API SPECIFICATION12L, FIFTH EDITION Octubre, 2008 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters	ANEXO B Pautas para el control de la corrosión	Recomienda las pautas para determinar las condiciones & ambientes corrosivos a las que podría verse expuesto el tratador térmico electrostático respecto a componentes que contienen acero al carbono
<b>API SPECIFICATION12L, FIFTH EDITION Octubre, 2008 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters	5. Diseño 5.1 Clasificaciones de tipo, tamaño, presión y temperatura. Tabla 2. Dimensiones y presiones típicas para un tratador Horizontal	Define bajos los estándares nominales de la industria las condiciones mínimas presión de diseño y dimensiones del equipo: Diámetro externo 8ft Longitud de la carcasa (ft): 20,30,40,50, o 60 Presión mínima de diseño: 50 psi

<b>API SPECIFICATION 12L, FIFTH EDITION</b> <b>Octubre, 2008</b> <b>API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters	5. Diseño 5.5. Tubo de Fuego	El espesor de pared bajo el cual se deberá diseñar el tubo de fuego deberá ser definido bajo los parámetros establecidos por ASME, para equipos sometidos a presión externa y recipientes sujetos a flama directa y no deberá ser inferior a 1/4 in para tratadores horizontales
<b>ASME II Part D Properties ( Customary) Materials. 2017 Edition</b> <b>July 1, 2017</b> <b>ASME Boiler and Pressure Vessel Code</b>	Propiedades de los Materiales	Tabla 1 A. Especificaciones de esfuerzos admisibles Parte a. Aceros al carbono	Especifica de manera mandataria la máxima tensión admisible para los materiales ferrosos por temperatura °C
<b>ASME PCC-3-2017 Revision of ASME PCC-3-2007</b> <b>Diciembre 18,2017</b> <b>The American Society of Mechanical Engineers</b>	Planes de Inspección usando Métodos basados en Riesgos	Apéndice Mandatorio A Definición de Mecanismos de Daño	Define cada uno de los mecanismos de daño, la posible causa atribuida para dicho mecanismo, como base para evaluar el plan inspección y programa RBI
<b>ASME PCC-3-2017 Revision of ASME PCC-3-2007</b> <b>Diciembre 18,2017</b> <b>The American Society of Mechanical Engineers</b>	Planes de Inspección usando Métodos basados en Riesgos	Apéndice Mandatorio C Tabla de Métodos de evaluación / Monitoreo. Tabla B-1	Clasifica los mecanismos de falla en los Entornos Operativos y Materiales de construcción en los cuales ocurre típicamente.

<b>API Recommend practice 571 Second Edition Abril, 2011 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria del Petróleo	Sección 4 Mecanismos de daño genéricos- Toda la Industria	Define los mecanismos de daño mas comunes, clasificados en Falla mecánica y metalúrgica, como pérdida de espesor Uniforme o localizada, Corrosión a alta temperatura y Agrietamiento asistido por el ambiente; el cual se especifican los parámetros para su evaluación
<b>API 510 10th Edición Mayo, 2014 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Código de Inspección de Recipientes a Presión: Inspección, Reparación, Alteración y Cálculos de Recipientes a Presión en Servicio	5.2.5. Frecuencia de inspección RBI	En complemento con lo definido el API 580 Sección 15,el cual indica que la frecuencia de inspección RBI, deberá ser redefinida luego de cada inspección; también deberá actualizarse una vez se realicen cambios en el proceso o hardware que pueda afectar significativamente las tasas de daño o mecanismos de daño
<b>API 510 10th Edición Mayo, 2014 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Código de Inspección de Recipientes a Presión: Inspección, Reparación, Alteración y Cálculos de Recipientes a Presión en Servicio	5.1.3 Mínimo contenido de un Plan de Inspección	Especifica de manera mandatoria los requerimientos mínimos que deben contener un plan de inspección para monitorear de manera eficaz los mecanismos de daño y asegurar la integridad mecánica de los equipos
<b>API 510 10th Edición Mayo, 2014 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Código de Inspección de Recipientes a Presión: Inspección, Reparación, Alteración y Cálculos de Recipientes a Presión en Servicio	7. Registro, análisis y evaluación de datos de Inspección 7.1 Determinación Rata de Corrosión. 7.1.1 Existente en recipientes a presión	Indica los parámetros para calcular corto y a largo plazo, la tasa de corrosión para los mecanismos de daño por adelgazamiento

<b>ASME Section V 2017 Edition Julio 1, 2017 ASME Boiler and Pressure Vessel Code</b>	Ensayos no destructivos	Subsección A evaluación por métodos de Ensayos No Destructivos	Define los requerimientos y métodos mandatorios para la ejecución de ensayos no destructivos, para la detección de discontinuidades en los componentes
<b>ASME Section V 2017 Edition Julio 1, 2017 ASME Boiler and Pressure Vessel Code</b>	Ensayos no destructivos	Apéndice Mandatorio A Defecto vrs Tipo de Método de NDT	Enumera por tipo de defecto encontrado el métodos de inspección por medio de Ensayos No destructivo, mas apropiado para su detección
<b>ASME Section V 2017 Edition Julio 1, 2017 ASME Boiler and Pressure Vessel Code</b>	Reglas para la construcción de recipientes a presión	UG-27 Espesor del recipiente bajo presión interna	Establece el parámetro para calcular el minimo espesor requerido bajo esfuerzo circunferencial ( Juntas longitudinales) y esfuerzo longitudinal (Juntas circunferenciales), para recipientes bajo presion interna como es el caso del cuerpo del tratador electrostático
<b>ASME Section V 2017 Edition Julio 1, 2017 ASME Boiler and Pressure Vessel Code</b>	Reglas para la construcción de recipientes a presión	UG-32 Cabezas formadas y secciones , presurizadas por el lado concavo c) Cabeza elipsoidal, $ts/L \geq 0.002$ .	Establece el parámetro para calcular el minimo espesor requerido en el punto mas delgado en una cabeza elipsoidal
<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 3. Evaluación de equipos con presencia de fractura fragil (Brittle Fracture)	Establece las pautas a tener en cuenta para evaluar la resistencia a la fractura fragil de los recipientes a presión, tuberías que contienen carbono y acero de baja aleación, con el propósito de evitar una falla catastrófica,

<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 4. Evaluación de la pérdida generalizada de metal	Proporciona los lineamientos para realizar la evaluación de aptitud para el servicio FFS, para los componentes presurizados sujetos a pérdida de metal como resultado de la corrosión y/o erosión
<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 5. Pérdida localizada de metal	Proporciona los procedimientos para realizar la evaluación de aptitud para el servicio FFS, para los componentes presurizados sujetos a pérdida localizada de metal resultante de la corrosión, erosión y/o daño mecánico
<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 11- Evaluación de daño por fuego	Procedimiento para realizar la evaluación de aptitud para el servicio FFS para la evaluación de recipientes a presión y tuberías que se encuentran sometidas al impacto del calor y la llama radiante, permitiendo determinar la degradación de las propiedades mecánicas de los materiales
<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 12. Evaluación de abolladuras y/o valles	Procedimiento para realizar la evaluación de aptitud para el servicio FFS para la evaluación de componentes presurizados que contienen abolladuras y/o valles resultantes de daños mecánicos; permitiendo recalcular las condiciones máximas de operación permitidas con el fin de evitar fallas catastróficas

<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 9. Evaluación de Grietas como fallas	Bajo el método de evaluación de Diagrama de Evaluación de fallas (FAD), permite determinar la aptitud para el servicio FFS, los componentes con presencia de grietas
<b>API 579-1/ASME FFS-1, Junio, 2016 API, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</b>	Fitness-For-Service	PARTE 10. Evaluación de componente que trabajan en el rango de Creep	Proporcionan los procedimientos para realizar la evaluación de aptitud para el servicio FFS para componentes presurizados que operan en el rango de fluencia bajo diferentes condiciones de temperatura

## **4 ANÁLISIS BASADO EN RIESGO DEL ENTORNO OPERACIONAL DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO DE CRUDO**

En este capítulo se sustenta la necesidad de implementar un sistema de inspección basada en riesgos para la gestión de la integridad del equipo tratador térmico electrostático de crudo. Adicionalmente, se establecen los límites físicos del estudio, dentro de los cuales se proyecta el entorno operacional del equipo basado en la información de diseño y los mecanismos de daño que pueden presentarse durante la operación, lo cual arrojará como resultado la evaluación y categorización del riesgo relativo a la operación del equipo empleando la herramienta de análisis matriz RAM.

### **4.1 OBJETIVOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMA RBI**

Como primer paso para el diseño e implementación de un programa RBI se deben definir unos objetivos estratégicos. En el caso de este estudio, debido a la cantidad de información a la que se tuvo acceso y a que se está pensando en una implementación partida desde cero, se ha determinado que los objetivos del plan sean:

- a) Parametrizar y contextualizar los riesgos involucrados en el proceso de deshidratación del crudo, más puntualmente en el equipo tratador térmico-electrostático, con el fin de evaluar que métodos de inspección, mantenimiento y posible mitigación serán efectivos. El plan de inspección resultante optimizará los recursos de mantenimiento.
- b) Determinar parámetros de aceptación y decisión sobre el riesgo presente en los componentes del tratador térmico electrostático.
- c) Generar estrategias de mitigación para evitar la pérdida de contención soportada en inspección como medida de control y seguimiento.

## 4.2 LÍMITE FÍSICO DEL ESTUDIO RBI

Una vez determinados nuestros propósitos del plan RBI, es necesario centrar la atención en el análisis de los elementos importantes para el proceso. Para lograrlo, es necesario establecer la sección de interés en el proceso ya que si se somete a evaluación toda su extensión implica un sobre esfuerzo de la organización, además la destinación de recursos y esfuerzos por parte de la gerencia no será totalmente efectiva.

Dentro del proceso de deshidratación de crudo no existe un flujo de proceso estándar, ya que la selección de equipos y etapas del proceso depende de las consideraciones de cada una de las organizaciones que llevan a cabo el proceso. Los operadores deciden el esquema de proceso basados en varios factores como lo son: la concentración BS&W de la emulsión extraída de pozo, los recursos económicos de inversión, optimización de las etapas de proceso beneficio costo efectivo de la implementación y la tecnología disponible.

Industrialmente, se denomina etapa a cada una de las estaciones del proceso donde se involucra un equipo de tratamiento, la clase de equipo y el principio de funcionamiento; de cada uno se selecciona dependiendo del requerimiento de la emulsión extraída y del criterio de la organización. No es común ver procesos de deshidratación que contemplen una sola etapa de proceso, pese a que podría llegar a ser viable. Por lo general se opta por procesos multietapa que minimizan el tiempo de tratamiento debido a que se asignan funciones específicas en cada etapa y el flujo de tratamiento necesita menos tiempo de permanencia en cada uno de los recipientes de tratamiento. Como ejemplo se cita el esquema de proceso del campo la Cira, en el municipio Barrancabermeja, expuesto por Vladimir Escobar Ordoñez y Ronald Gallego en su monografía de grado en gerencia de mantenimiento<sup>16</sup>, en la que se muestra un proceso de dos etapas de deshidratación simple, dicho por

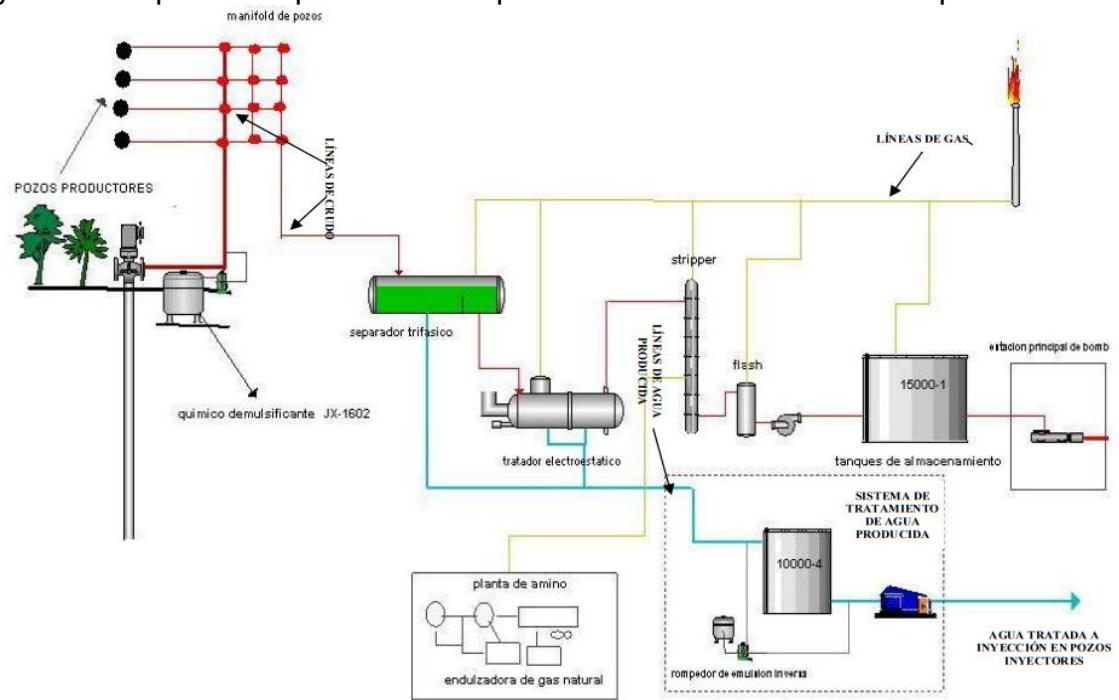
---

<sup>16</sup> ESCOBAR, Vladimir y GALLEGO Ronald. Modelo gerencial para la gestión de mantenimiento preventivo de la planta deshidratadora la Cira perteneciente a la superintendencia de operaciones de mares de la gerencia regional magdalena medio de Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2013 p. 46.

Escobar y Gallego se inyectan químicos desemulsificantes previamente a la etapa del separador de crudo.

Otro ejemplo un poco más complejo de proceso de tratamiento de dos etapas es expuesto por Marlon Alexis Ayala Matus en la tesis de grado “Optimización del equipo de deshidratación NATCO de crudo pesado en una empresa petrolera” escrita para la Universidad de San Carlos de Guatemala<sup>17</sup>, en el cual en el esquema no sólo muestra el proceso de deshidratación de crudo, sino que además plantea el diagrama de tratamiento de gas amargo proveniente del tratador. Otro esquema típico contempla un proceso de desalación posterior a las etapas de deshidratación de crudo.

Figura 11 Esquema de proceso en la planta Deshidratadora del Campo XAN



<sup>17</sup> AYALA, Marlon. Optimización Del Equipo De Deshidratación NATCO De Crudo Pesado En Una Empresa Petrolera. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2003 p20.

Fuente: AYALA, Marlon. Optimización Del Equipo De Deshidratación NATCO De Crudo Pesado En Una Empresa Petrolera. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2003 p20. (Editada)

Para el caso de esta investigación, se ha decidido tomar como límites físicos la etapa de proceso correspondiente al tratamiento suministrado por el tratador térmico-electrostático, debido a que el propósito de este estudio es sólo este equipo. Como entrada a esta etapa de proceso se tiene una emulsión de crudo con una gravedad API inferior a 20° mezclada con químicos desemulsificantes, proveniente de una etapa previa de tratamiento en la cual se contempla un separador horizontal de crudo. Como salidas del límite físico propuesto se tiene por un lado drenajes de agua libre tanto de la sección térmica como de la sección de coalescencia, el agua libre se dirige a una planta de tratamiento de aguas y de ahí es reutilizada en el proceso de explotación y tratamiento. Ahora bien, se tiene una salida de gas de proceso tanto de la sección térmica como de la sección de la cámara de aumento de crudo a una línea de gas que termina en una tea de quema de gas. Por último, tenemos una salida de crudo limpio por la sección de coalescencia a un tanque de almacenamiento.

#### **4.3 ROLES Y RESPONSABILIDADES DENTRO DEL PLAN RBI**

Dentro del programa RBI se deben definir funciones claras de cada uno de los actores, para las que se requieren habilidades, cualidades y entrenamiento especial. El aporte de cada uno de los involucrados debe dar como resultado la correcta implementación a nivel estratégico, táctico y operativo. El grupo debe trabajar en conjunto para alcanzar los objetivos trazados y evaluar la efectividad de la inspección realizada. Dentro de los roles identificados se encuentran.

##### **Gerente de mantenimiento:**

Es el rol de nivel estratégico en la estructuración del programa RBI. En la fase de planeación, es el encargado de trazar los objetivos los cuales deben estar alineados con los objetivos estratégicos de la compañía a nivel económico, de seguridad y calidad. Además, es quien define los demás roles necesarios para la ejecución del programa RBI ya en la fase de ejecución es quien debe definir los recursos

necesarios para el desarrollo del plan. Por último, es quien evalúa su efectividad respecto a los objetivos planteados y retroalimenta el próximo ciclo RBI

**Jefe de mantenimiento:**

Hace parte del cuadro táctico del programa RBI quien asume el rol de líder del proceso. En la fase previa del programa, debe recopilar la información necesaria para realizar el panorama de riesgo y reunir el equipo de trabajo para su ejecución, ejerciendo control sobre la gestión de cada uno de los roles de inspección y mantenimiento. Durante la fase de ejecución, debe asegurar la calidad de las labores de inspección y mantenimiento mediante la formulación de procedimientos, planes de inspección, buenas prácticas y manejo de la información. Posteriormente a la inspección, es quien debe definir procedimientos de reparación y mitigación controlando su implementación, además, es quien ejecuta la evaluación de la efectividad del programa.

**Analista de riesgo:**

Ubicado como un componente táctico del programa, debe suministrar todo el análisis de los riesgos relativos a operar y la integridad del equipo. En la fase de planeación es quien recibe la información relativa al riesgo que involucra el equipo en los aspectos económico, salud y calidad, generando un panorama de riesgos. Paralelamente, debe contemplar los mecanismos y factores de daño que impactan el equipo para así generar el plan de inspección en conjunto con el especialista de corrosión. Durante la fase de inspección, las funciones contempladas para el analista de riesgo están el control de las inspecciones y resultados de inspección realizadas mediante la aplicación de procedimientos, planes de inspección, buenas prácticas y manejo de la información. Otra labor importante luego de la inspección es el análisis de la información recopilada ya que de este análisis debe generar sugerencias para planes de mitigación y reparación. Por último, debe participar en el panel de evaluadores del plan de inspección junto con el jefe de mantenimiento y el especialista en corrosión para determinar la efectividad del programa, así como los ajustes necesarios para el mejoramiento del mismo.

### **Especialista en corrosión:**

Ubicado como un componente táctico del programa, debe suministrar todo el análisis de los riesgos relativos al adelgazamiento del espesor del equipo y fenómenos de corrosión del equipo. En la fase de planeación recibe la información relativa al riesgo que involucra la pérdida de espesor del equipo en los aspectos económico, salud y calidad generando un panorama de riesgos. Paralelamente, debe contemplar los mecanismos y factores de daño relacionados con la pérdida de espesor y grieta asociada con corrosión que impactan al equipo para así generar el plan de inspección en conjunto con el analista de riesgo. Durante la fase de inspección, entre las funciones contempladas para el especialista de corrosión están el control de las inspecciones y resultados de inspección realizadas mediante la aplicación de procedimientos, planes de inspección, buenas prácticas y manejo de la información. Otra labor importante, luego de la inspección, es el análisis de la información recopilada referente al avance de corrosión y los fenómenos presentes en el equipo asociado a la misma, ya que de este análisis debe generar sugerencias para planes de mitigación y reparación. Por último, debe participar en el panel de evaluadores del plan de inspección junto con el jefe de mantenimiento y el analista de riesgo para determinar la efectividad del programa, así como los ajustes necesarios para el mejoramiento del mismo.

### **Inspector:**

Ubicado dentro del marco operacional del programa, en la fase de planeación es considerada su experiencia en detección de mecanismos de falla para la formulación del panorama de riesgo. Sin embargo, su rol principal es ser el encargado de ejecutar las actividades de inspección mediante métodos no destructivos, no invasivos y de caracterización necesarias para dar cumplimiento a los planes de inspección generados. Dentro de las responsabilidades del inspector, se contempla la correcta ejecución del método de inspección, así como asegurar la veracidad y fiabilidad de la información recolectada durante la inspección. Es,

además, responsable del tratamiento preliminar de la información y la generación de reportes de inspección útiles para el análisis. Cabe resaltar que el inspector debe estar plenamente entrenado, calificado y certificado para cada una de las tareas de inspección a ejecutar. Por ejemplo, para el caso de los ensayos no destructivos, debe cumplir con los requerimientos de certificación de ASME BVPC Sección V.

#### **Mantenimiento operativo:**

Ubicado dentro del marco operacional del programa, en la fase de planeación es considerada su experiencia en el servicio a la operación, así como su atención a eventos repentinos de falla para generar el panorama de riesgos. Adicionalmente, sus tareas principales contemplan, preparar el equipo para que su inspección sea exitosa. Esto implica un acceso ilimitado al mismo y su limpieza para la inspección, realizando una detección temprana de efectos de falla. Otra de sus tareas importantes es la correcta ejecución de medidas de mitigación y reparación del equipo determinado por el jefe de mantenimiento, además de hacer presencia durante el arranque y parada para atender sucesos fortuitos.

#### **Líder de operación:**

El líder de operación se ubica dentro del marco operacional del programa. En la fase de planeación es considerada su experiencia y prácticas al momento de operar el equipo. Involucrar a operación en los planes de mantenimiento es de vital importancia debido a que el ciclo de vida útil del activo depende en gran manera de la correcta operación del equipo. Además, es indispensable contar con este departamento al ejecutar acciones de mitigación, reparación o mejora por eso debe mantenerse informado al líder de operación de los avances y decisiones que se deriven del programa.

#### **Personal H.S.E.:**

Esta área táctica de la estructura organizacional es en primera instancia la fuente de información necesaria para generar el panorama y evaluación de riesgos desde el punto de vista de salud e impacto ambiental. Además, es el departamento

encargado de categorizar y clasificar los riesgos a la salud y el medio ambiente en cada inicio y final del ciclo de mejora del programa RBI.

**Administrador financiero:**

Esta área táctica de la estructura organizacional es la fuente de información necesaria para generar el panorama de riesgo relativo al perjuicio económico del riesgo de la operación del equipo. La inclusión de esta área de la organización en la evaluación del cumplimiento de los logros propuestos proporcionará el criterio para determinar si se logró el objetivo.

A continuación se resume la información descrita en la Matriz de roles y funciones

Tabla 3. Matriz de roles y funciones

ACTIVIDADES / TAREAS	ROLES								
	Gerente de Mantenimiento	Jefe de Mantenimiento	Analista de riesgo	Especialista de corrosión	Inspector	Mantenimiento Operativo	Líder de Operación	Personal HSE	Administración Financiero
Trazar objetivos estratégicos del plan R.B.I.	P/C	E							
Suministrar información impacto económico	P/C								E
suministrar información para impactos a la salud y al ambiente	P/C							E	
Formulación de panorama de riesgos		P/C	E	E		E	E	E	E
Hacer el análisis de los riesgos		P/C	E	E					
Formación del equipo RBI	P	E/C							
Análisis del entorno operacional y mecanismos de daño		P/C	E	E			I		
Formulación de planes de inspección	P	P	P/E	P/E	E	I	I	I	I
Preparación para la inspección		P	P	P	C	E			
Ejecución de la inspección / recolección de información		P	C	C	E				
Tratamiento de la información de la inspección		P	C	C	E				
Análisis de la inspección y toma de decisiones		P/C	E	E	I		I		
Implementar medidas de mitigación y reparación	P	P	C	C	I	E	E		
Evaluación de la efectividad del plan R.B.I.	P	C/E	E	E	I	I	I		
Retroalimentación del plan R.B.I.	P	C/E	I	I	I	I	I		

Donde:

P: Planear

E: Ejecutar  
I: Informar  
C: Controlar

#### 4.4 INFORMACIÓN DE DISEÑO DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO

Para efectos de estudio se tomarán los datos de diseño publicados por la empresa fabricante de tratadores FOREMOST en su catálogo del equipo standard treater 8'X30'. Los datos suministrados para el diseño son<sup>18</sup>:

Dimensiones:

- $D$  (Diámetro): 8 ft
- $L$  (Longitud): 30 ft
- $P_{diseño}$  (Presión de diseño): 75 psi
- $T_{diseño}$  (Temperatura de diseño): 230 °F
- $t_{corrosión}$  (Tolerancia a la corrosión):  $1/8$  in

Igualmente contempla tubos de fuego de 24" O.D. de 17' de largo con un componente quemador de tiro forzado de 2.14mm BTU / hora.

En cuanto a los materiales se contempla:

- SA-36 para los elementos considerados como no sometidos a presión
- SA-516 Gr 70N para los elementos sometidos a presión
- SA-106 Gr B para la tubería interna del equipo
- SA-105 para las uniones bridadas y acoples

Con base a estos datos se calcula el espesor mínimo del recipiente mediante la fórmula UG-27 del ASME VIII Sec.1<sup>19</sup>, adicionalmente, debe sumarse la tolerancia a la corrosión contemplada por el fabricante:

<sup>18</sup> FORTESMOST STANDARD TREATER "[En Línea] 22/09./2018 Disponible en: <http://foremost.ca/foremost-energy-equipment/oil-production/conventional-horizontal-treaters-and-free-water-knockouts/>

<sup>19</sup> THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. VIII Rules for Construction of pressure Vessel. Division 1 . UG-27 Thickness os Shell Under Internal Pressure . .New York, NY July 1, 2017. 18p

Para el esfuerzo circunferencial,  $t = \frac{PR}{SE-0.6P}$

Para el esfuerzo longitudinal,  $t = \frac{PR}{2SE+0.4P}$

En donde en ambos casos,

- **P**= presión interna de diseño (75 PSI o 517107 Pa)
- **R**= radio interno del recipiente (4' o 1.22m)
- **S**= máximo esfuerzo admisible<sup>20</sup> (138 MPa @ 110°C)
- **E**= eficiencia de la junta<sup>21</sup> (1.0)

Al resolver,

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} = 4.58mm + 3.18mm = 7.76 mm$$

$$t = \frac{PR}{2SE + 0.4P} = 2.28mm + 3.18mm = 5.46 mm$$

Para la fabricación del cuerpo se toma como base el espesor más alto de los cálculos anteriores y se selecciona la lámina de espesor comercial más cercana por encima este valor, para este caso será 3/8" (9.53mm).

En el caso del tubo de fuego se utiliza el procedimiento para determinar el espesor mínimo del código ASME BVPC VIII Div. 1. En el párrafo UG-28 para recipientes y tubos cilíndricos, el cual consiste en hacer iteraciones del espesor hasta conseguir una presión similar a la del diseño se establece que el espesor mínimo son 8.9 mm, si se le adiciona la tolerancia a la corrosión contemplada por el fabricante de 1/8" encontraremos que el espesor de diseño son 12.08 mm, por lo cual para la construcción se selecciona la lámina comercial de 5/8" (15.87mm)

En el caso las cabezas elipsoidales se utilizan la fórmula contemplada por el código ASME BVPC VIII Div. 1. En el párrafo UG-32.

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$$

En donde,

---

<sup>20</sup> THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. II Materials Part D Properties (Metric) .Table 1 A. New York, NY July 1, 2017. 20 p

<sup>21</sup> THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. VIII Rules for Construction of pressure Vessel. Division 1 . UW-12 Joint Efficiencies. New York, NY July 1, 2017. 116 p

- **P**= presión interna de diseño (75 PSI o 517107 Pa)
- **R**= radio interno del recipiente (4' o 1.22m)
- **S**= máximo esfuerzo admisible<sup>22</sup> (138 MPa @ 110°C)
- **E**= eficiencia de la junta<sup>23</sup> (1.0)

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} = 4.57\text{mm} + 3.18\text{mm} = 7.75\text{mm}$$

Para la fabricación de las cabezas del recipiente se toma como base el espesor calculado y se selecciona la lámina comercial de espesor más cercana por encima este valor, para este caso será 3/8" (9.53mm).

Por último, se define como límites operacionales cambios en la composición de la microestructura del material SA-516 Gr70 que como consecuencia genere fragilización del material aumentando significativamente su dureza.

#### 4.5 PROCEDIMIENTOS DE ARRANQUE Y PARADA

Los límites de arranque y parada de equipo contemplan ciclos en los que las principales variables de operación crecen o decrecen de una forma segura para no provocar fallas súbitas del recipiente. En el caso puntual del tratador térmico-electrostático, las variables de presión y temperatura son de vital importancia pues su cambio súbito puede generar fallas catastróficas por lo cual se definen procedimientos para entrar y salir de operación. Los puntos más relevantes para la ejecución de los procedimientos se describen a continuación de acuerdo al manual de instalación, operación y mantenimiento del tratador electrostático R-TTE-36-1-1 de alianza Casabe propiedad de Ecopetrol:<sup>24</sup>

<sup>22</sup> THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. II Materials Part D Properties (Metric) .Table 1 A. New York, NY July 1, 2017. 20 p

<sup>23</sup> THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. VIII Rules for Construction of pressure Vessel. Division 1 . UW-12 Joint Efficiencies. New York, NY July 1, 2017. 116p

<sup>24</sup> CPE , ECOPETROL & Schlumberger. ALIANZA CASABE. Installation, operating and maintenance manual. Electrostatic Heater Treater R-TTE-36-1-1. Louisiana USA

### Puesta en Marcha

- 1) Aislar la línea de salida de agua del recipiente del tratador
- 2) Deje que el líquido ingrese lentamente al sistema
- 3) Controle de cerca los niveles de líquido en el tratamiento de emulsión y el equipo de aguas abajo
- 4) Verifique que las presiones y la temperatura de los recipientes se encuentren dentro de los parámetros de funcionamiento
- 5) Verifique que los controles de nivel de líquido estén funcionando correctamente a medida que sube el líquido dentro del recipiente. Consulte P & ID para conocer los niveles de líquido.
- 6) Verifique que el sistema no tenga fugas
- 7) A medida que el nivel de interfaz en Tratador de crudo se acerca al nivel de interfaz normal, abra la válvula de aislamiento de salida de agua
- 8) Verifique que exista crudo de la línea de salida del crudo del tratador
- 9) Inicie el arranque del quemador. Emplee la programación del PLC y el Libro de datos de administración del quemador para obtener información de inicio
- 10) Energizar el transformador
- 11) Vuelva a verificar los niveles, las presiones y las temperaturas para obtener los parámetros de funcionamiento correctos”

### Parada del equipo:

“El apagado normal se puede lograr mediante el uso de válvulas SDV y / o válvulas de bloqueo de cierre manual. Para el apagado prolongado, proceda con los siguientes procedimientos:

- 1) Aislar las líneas de entrada y salida
- 2) Apague y bloquee el transformador
- 3) Drene el recipiente paulatinamente hasta llegar a vaciarlo
- 4) Ventile el recipiente
- 5) Drene las líneas de crudo y agua

- 6) Drene los instrumentos
- 7) Purgue el recipiente y las líneas con nitrógeno.”

#### **4.6 MEDIDAS DE PROTECCIÓN DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.**

Existen varias medidas de protección. Primero, los componentes de mitigación a los efectos adversos de la corrosión, los cuales principalmente son protecciones anódicas conocidas como ánodos de sacrificio. Segundo, el principio de protección catódica es que al poner en contacto dos metales el más electronegativo se corroerá en lugar del otro, es decir todo el efecto de la corrosión se transferirá al ánodo de sacrificio. Dentro de la amplia gama de configuraciones y composiciones de esta clase de componentes los más usados son los ánodos galvánicos de zinc, al ser construidos con una pureza de Zinc SHG = 99.99+% en su vida útil ofrecerán una protección de entre el 90 al 95%. Dentro de las propiedades electroquímicas de los ánodos de sacrificio se basan en los 780 A-h/kg de aleación a un potencial mínimo de 1.050 mili volts con referencia a un electrodo de Ag/AgCl<sup>25</sup>, los ánodos son ubicados a lo largo de las secciones térmicas y de coalescencia en el fondo de las mismas para actuar en el entorno cubierto por el agua libre y agua producto de tratamiento correspondientemente.

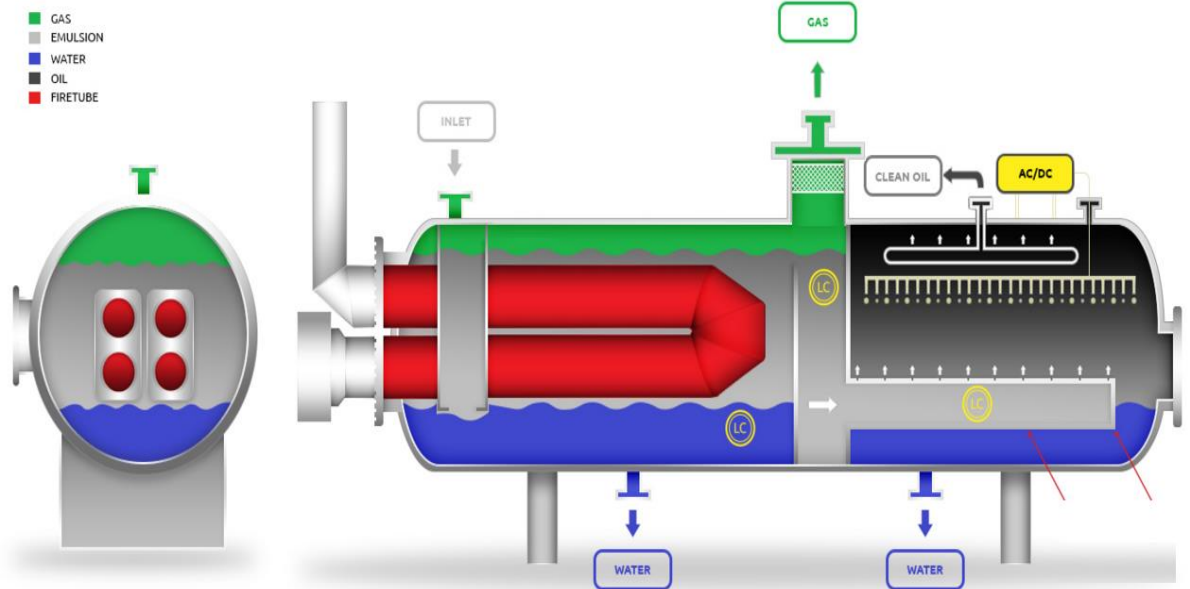
#### **4.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL TRATADOR TÉRMICO ELECTROSTÁTICO.**

Para determinar los mecanismos de falla presentes que puedan afectar la integridad y contención del recipiente, se deben contemplar en las atmósferas de operación existentes al interior del equipo para lo cual se referencia el diagrama de proceso del recipiente. Se analiza la atmósfera presente en cada una de las secciones del equipo y las implicaciones

---

<sup>25</sup>Protección catódica de México recuperado el 09 septiembre de 2018 disponible en <https://proteccioncatodica.mx/anodos-galvanicos/zinc>

Figura 12 Diagrama Tratador Térmico electrostático



Fuente: NRG Process Solutions Inc. Electrostatic\_Treater\_Diagram\_04 Disponible en: [https://nrgps.ca/wp-content/uploads/2017/05/Electrostatic Treater Diagram 04.jpg](https://nrgps.ca/wp-content/uploads/2017/05/Electrostatic_Treater_Diagram_04.jpg) (Editada)

### **Sección térmica:**

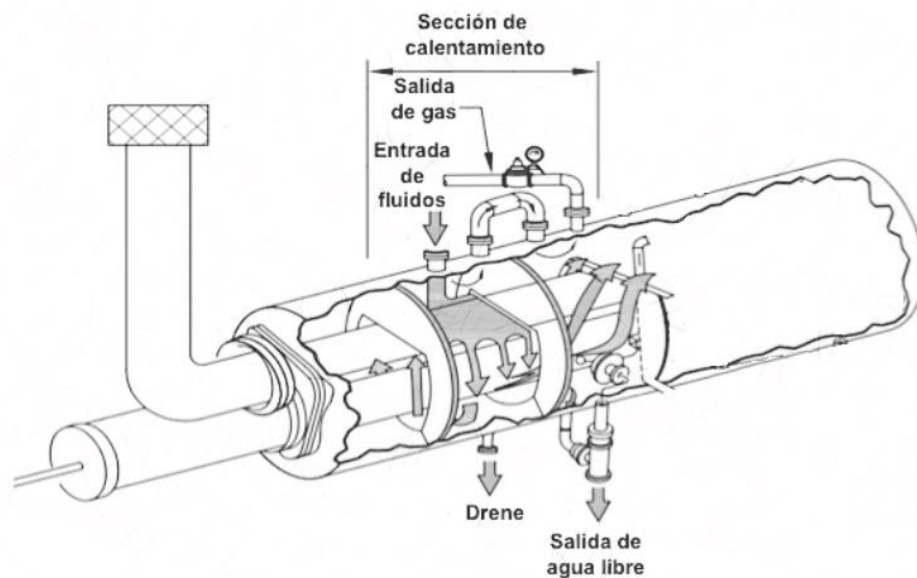
Dentro de la sección térmica del equipo se contemplan tres fases sometidas a un incremento de calor con temperaturas de entre 120 a 230 °F suministrado por los tubos de fuego, las presiones de tratamiento presentes en esta sección son del orden de los 75 psi.

La primera fase es la de agua libre, que abarca la cuarta parte inferior del equipo desde el fondo del recipiente hasta la interfaz aceite/agua. Dentro de esta fase se encuentran sumergidos el canal desarenador, una parte de la lámina deflectora de inyección, además de estar en contacto con el recipiente propiamente dicho. Esta agua libre es principalmente agua decantada de la emulsión y posee suspendidas partículas de sólidos básicos que pueden llegar a ser abrasivos.

La segunda fase presente en esta sección es la emulsión tratada la cual ocupa la sección media del recipiente desde la interfaz aceite/agua y la sección superior donde se separa el gas de proceso. En esta sección se presenta una emulsión mayormente libre de agua con químicos desemulsificantes inyectados los cuales contienen inhibidores de corrosión. Sumergida en esta sección se encuentran los tubos de fuego del equipo, las láminas deflectoras de entrada, además de encontrarse en contacto con el recipiente.

Por último, en la parte superior de esta sección se presenta el gas separado de la emulsión al ingresar en el equipo. Este gas de proceso está presente en baja proporción y circula por un tubo ecualizador que garantiza el flujo del equipo para, luego, pasar por un separador de niebla que separa las gotas aun presentes en el gas. Aparte de estos componentes, en esta fase se tiene contacto con la lámina deflectora y con el recipiente.

**Figura 13. Sección Térmica de un Tratador Electrostático**



Fuente: MELO Perez, Isaac. Diseño y Principios de Operación de Tratadores de Emulsiones. Tesis Ingeniero de Petróleos. Ciudad de México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016. 59 p (Editada)

### **Cámara de aumento:**

En esta sección la emulsión ingresa por un bafle de rebose de la sección térmica y se acumula hasta alcanzar el nivel para administrarla a la sección coalescente a través de dispersores de flujo. En esta sección se presentan dos fases.

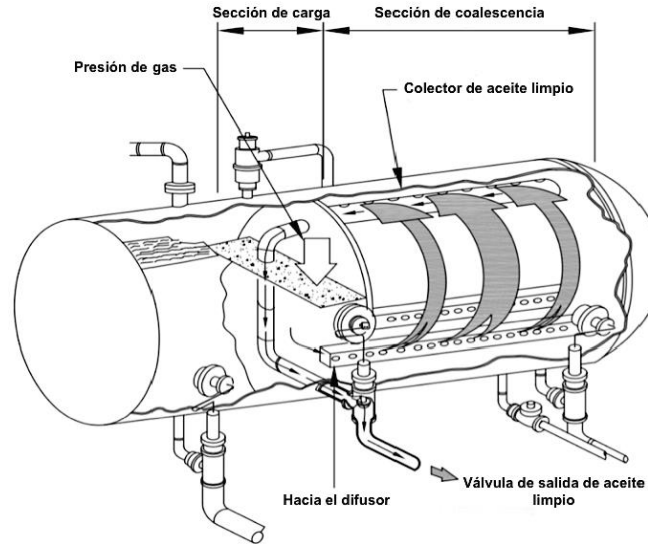
La primera es la de emulsión mezclada con químicos desemulsificantes. El fluido sólo tiene contacto con los baffles que lo separan de la sección térmica y de la sección coalescente, así como con el recipiente. La otra fase presente es gas de proceso, el cual sale a través del extractor de niebla para salir del recipiente por una boquilla a la línea de gas del proceso.

### **Sección coalescente:**

En esta sección la emulsión ingresa por los dispersores de flujo. La emulsión sube a la sección de electrodos donde es tratada electrostáticamente. Las gotas de agua coalescidas caen al fondo del recipiente en tanto que el crudo limpio sube y sale del recipiente, en esta sección se presentan tres fases.

La primera fase presente es el agua resultante del tratamiento electrostático, en la cual se encuentran sumergidos los dispersores de flujo y se encuentra en contacto con el recipiente. La segunda fase presente en esta sección es la emulsión mezclada con químicos desemulsificantes, sumergida en esta fase se encuentra los electrodos de tratamiento y el contacto con el recipiente. Por último, se presenta una fase de crudo limpio en la parte superior de la sección donde solo existe el contacto con el recipiente y la boquilla de salida.

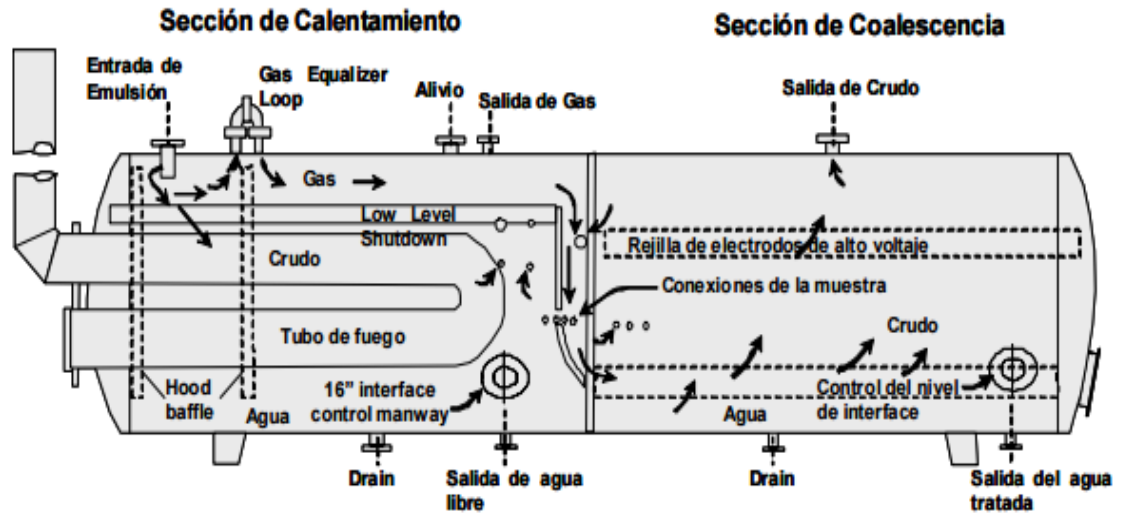
Figura 14 Sección Cámara de aumento / Sección Coalescente de un tratador térmico Electrostático



Fuente: MELO Perez, Isaac. Diseño y Principios de Operación de Tratadores de Emulsiones. Tesis Ingeniero de Petróleos. Ciudad de México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016. 59 p

**4.7.1 Componentes del tratador térmico – electrostático.** Es importante conocer la taxonomía del equipo, la función de cada uno de los componentes y relacionarla con cada uno de los entornos operacionales o atmósferas de trabajo. La combinación de estas características nos entregará un panorama claro de los mecanismos de falla que atacaran a los componentes, y lo más importante, cómo afectarán al riesgo relativo a la operación en caso que algún componente falle. Siguiendo con la metodología de presentación que se ha venido ejecutando, se listan los componentes por secciones y fases en las que se encuentran.

Figura 15. Componentes de un tratador térmico Electrostático



Fuente: NOGUERA, Yamil Alberto. Facilidades de Producción de Crudo. Tesis Petroleras (Recuperado 16 de Octubre de 2018). Disponible en:

<https://es.calameo.com/read/00504851916a4727761dc>

### **Componentes de la sección térmica:**

En la sección térmica del equipo se logran identificar varios componentes con funciones específicas. En esta sección se emplean métodos térmicos, métodos de lavado y decantación por gravedad:

- Tubos de fugo:

Los tubos de fuego son los componentes usados para aumentar el calor transmitido la emulsión en la sección térmica del equipo. Mediante la quema de combustible los gases calientes generados circulan al interior del tubo calentándolo y aumentando la temperatura de la emulsión en un rango de entre 120 a 230 °F. El calor transferido por conducción a la emulsión ayuda a la desestabilización de la emulsión y a que se presente floculación. El tubo de fuego siempre estará sumergido en emulsión y se fija al recipiente mediante pernos a los flanges de la

sección térmica. Por lo general, se fabrican de acuerdo con la especificación API 12L donde se relacionan las dimensiones de diámetro y longitud. En cuanto al material, se requiere que sean resistentes a la corrosión y a las altas temperaturas. Dentro de los materiales destacados se contempla el material ASTM A 516 Gr 70 o similares. El espesor mínimo del diseño se determina mediante lo calculado a partir de la fórmula UG-27 del código ASME BVPC VIII sección 1.

- Lámina deflectora:

La lámina deflectora es la encargada de dirigir el flujo de entrada de la emulsión al fondo del recipiente en la sección térmica. La lámina actúa, además, como coalescente y a su vez dirige el flujo a un efecto de lavado de crudo al suministrar el flujo de emulsión por debajo de la interfaz aceite/agua. Esta lámina deflectora está en contacto con las fases de gas, emulsión caliente y agua libre de la sección térmica del equipo. La lámina se une por soldadura al cuerpo del tratador. Su espesor de diseño no es crítico por lo que es fabricado por lo general en lámina de (1/4") 6.35mm en el material similar o igual al del cuerpo.

- Canal desarenador:

El canal desarenador es el componente encargado de atrapar residuos sólidos arrastrados por el flujo de la emulsión al interior del tratador para luego depurarlos por los drenajes de sólidos conectados a su interior. Fabricado en forma de cajón cuadrado al fondo de la sección térmica, su espesor no es crítico por lo que se encuentra comúnmente fabricado en lámina de (1/4") 6.35mm. Este componente se encuentra sumergido en el agua libre y está en contacto con sólidos abrasivos.

- Boquillas toma muestras:

Las boquillas de muestreo son utilizadas para tomar muestras de la emulsión presente en esta sección a distintas alturas, con el fin de hacer controles de calidad y seguimiento del proceso de deshidratación. Estas boquillas son fabricadas en

tubería SA 106 Gr B de espesor estándar (SCH40) o similares. Este componente se encuentra en contacto con emulsión a alta temperatura y agua libre.

- Control de bajo nivel:

El control de nivel es un mecanismo tipo flotador presente en la sección térmica para monitorear que el líquido siempre se encuentre por encima de los tubos de fuego, ya que si los tubos operan encendidos en contacto con el gas de proceso generaría un serio riesgo de incendio o explosión al interior del recipiente. Con el fin de mitigar este riesgo, el flotador mecánico corta la operación de los quemadores del tubo de fuego cuando el nivel es insuficiente.

### **Componentes de la cámara de aumento de crudo:**

En la sección de aumento de crudo no se identifican muchos componentes. Sin embargo, esta cámara permite que la emulsión con gotas más pequeñas pase a la sección de coalescencia haciendo más efectivo el tratamiento electrostático. Los componentes identificados son:

- Baffle separador de la sección térmica:

Este baffle separador actúa como dique separador de la emulsión tratada en la sección térmica por el ingreso a la cámara de aumento por rebose, no permitiendo el paso de agua libre al resto del proceso. Fabricada en el mismo material del recipiente y unida por medio de soldadura al mismo, el baffle separador de la sección térmica se encuentra sumergida en agua libre y emulsión.

- Baffle separador de la sección de coalescencia:

Este baffle separador divide el recipiente creando la sección de coalescencia a la cual sólo le permite el acceso de emulsión por los dispersores de flujo. Al igual que el baffle separador de la sección de coalescencia es fabricado en el mismo material

del recipiente y unida por medio de soldadura. Este bafle se encuentra en contacto con emulsión y agua tratada de la sección de coalescencia.

- Separador de niebla

El separador de niebla es un sistema filtrante del gas de proceso que tiene como función separar el aceite disperso en el gas de proceso. Se compone de un elemento filtrante y una válvula de alivio ubicados en la salida de gas de la cámara de aumento.

### **Componentes de la sección coalescencia:**

En la sección de coalescencia se identifican varios componentes con funciones orientadas principalmente al método de coalescencia electrostática. Sin embargo, métodos como el lavado con agua y la sedimentación por gravedad también se hacen presentes. Considerando lo anterior, se enumeran así:

- Electrodo generadores de campo electrostático:

Los electrodos son rejillas de acero conectadas a un transformador AC/CC encargados de crear los campos electrostáticos que crean la coalescencia electrostática de las pequeñas gotas de agua dispersas en la emulsión. Estas rejillas se encuentran sumergidas en emulsión.

- Dispersores de flujo:

Los dispersores de flujo son tuberías de material SA106 Gr B de espesor estándar con perforaciones de 6.35 mm ( $\frac{1}{4}$ "), que permiten el flujo de emulsión tratada en la sección térmica y acumulada en la cámara de aumento para entregarlo en la sección coalescente por debajo de la interfaz agua aceite, de forma que el flujo de la emulsión permita generar un lavado efectivo de la emulsión. Este componente está sumergido en agua tratada de la sección de coalescencia.

- Canal desarenador:

Al igual que en la sección térmica, en la sección de coalescencia se cuenta con un canal desarenador encargado de depurar residuos sólidos presentes en la emulsión. Fabricado en forma de cajón cuadrado al fondo de la sección coalescente, su espesor no es crítico, por lo que se encuentra comúnmente fabricado en lámina de (1/4") 6.35mm. Este componente se encuentra sumergido en el agua libre y está en contacto con sólidos abrasivos.

- **Boquillas de muestreo:**

Al igual que en la sección térmica se cuenta con boquillas toma muestra a distintos niveles de altura del recipiente para tomar muestras de la emulsión con el fin de hacer controles de calidad y seguimiento del proceso de deshidratación. Estas boquillas son fabricadas en tubería SA 106 Gr B de espesor estándar (SCH 40) o similares este componente se encuentra en contacto con emulsión, crudo limpio y agua tratada.

### **Cuerpo del recipiente:**

La función del cuerpo del recipiente es contener herméticamente los distintos fluidos del proceso permitiendo que en su interior se presente la deshidratación del crudo. Fabricado bajo la especificación API 12L, para nuestro caso de estudio se fabrica con láminas de acero SA 516 Gr70 soldadas a tope y con cabezas elípticas del mismo material formadas por bombeo. Así como se describió en la sección de condiciones de operación del tratador térmico–electrostático, el cuerpo del recipiente es el componente del equipo que se enfrenta a la totalidad de entornos, atmósferas y mecanismos de falla presentes en la operación del equipo, por lo cual, el criterio de evaluación y límites operacionales deben ser tomados dependiendo de sus características. En cada punto el adelgazamiento del espesor como los cambios metalográficos y el avance de corrosión pueden presentarse de distinta manera. Una falla en el cuerpo del recipiente siempre involucrará una pérdida de contención catastrófica, desencadenando todos los riesgos inaceptables del proceso.



## 4.8 EVALUACIÓN DE LA CRITICIDAD DEL EQUIPO

Una vez determinado el límite físico del proceso de deshidratación de crudo, el cual se resume al tratador térmico-electrostático, se evalúa la criticidad de cada uno de los componentes del sistema. Para esta evaluación se tienen en cuenta cinco aspectos: primero, la afectación de las medidas de control y mitigación debido a los mecanismos de falla; segundo, la magnitud de la consecuencia de una falla no prevista del componente; tercero, el análisis del deterioro de cada uno de los componentes que puede dar lugar a una pérdida de contención; cuarto, factores de seguridad de diseño y, finalmente, la corrosión que puede originar una pérdida de contención en condiciones comunes de trabajo.

**4.8.1 Mecanismos de falla** <sup>26</sup>. Luego de haber identificado y comprendido las distintas variables del entorno operacional del equipo, se pueden identificar los mecanismos de falla asociados a la normal operación y condiciones de emergencia en escenarios con una buena posibilidad de ocurrencia. Es necesario analizar que el daño puede afectar uno o varios aspectos del equipo. Es más, la presencia de un mecanismo de falla puede ayudar a que otro mecanismo de falla se presente. Los distintos mecanismos de falla se pueden clasificar de acuerdo al efecto negativo que inducen en el equipo afectado en:

- Fallas mecánicas y metalúrgicas.
- Perdida de espesor localizada o uniforme
- Mecanismos de corrosión a alta temperatura
- Mecanismos de grieta asistidos por el ambiente

En las siguientes secciones de este apartado se definirán, asociaran y dimensionaran los mecanismos de falla presentes en el tratador térmico-

---

<sup>26</sup> American petroleum institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011

electrostático. Asimismo, se propondrán métodos de inspección adecuados para su correcto diagnóstico y medidas de mitigación en cada caso.

**4.8.2 Mecanismos de falla mecánica y metalúrgica.** Se denomina como mecanismos de falla mecánica y metalúrgica a los cambios en la microestructura que afectan las propiedades mecánicas del material o inducen fallas a nivel intergranular. Este tipo de mecanismos se asocian al trabajo a altas temperaturas o por el cambio brusco de la misma, así como a condiciones de trabajo cíclico.

- **Fractura frágil (brittle fracture)**

Es la fractura que se presenta de manera súbita sin evidencia de deformación plástica en el material bajo tensión aplicada o residual. Su aspecto es el de una grieta recta y, microscópicamente, se observa en la superficie de la grieta principalmente escisión y un agrietamiento intergranular limitado. Por lo general se asocia a factores como:

- 1) Resistencia a la fractura del material, la cual es una propiedad intrínseca de cada material que se define como la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de fractura en el material.
- 2) Concentradores de tensión, que pueden ser generados por indicaciones de defectos admisibles de la fabricación del equipo en las cuales serán determinantes su orientación y tamaño. Los cambios bruscos de sección o espesor de material también pueden actuar como concentradores de tensión.
- 3) Tensiones aplicadas y residuales presentes en la sección expuesta a este mecanismo.

Este mecanismo de falla se presenta a temperaturas más bajas que la temperatura de transición charpy, en la cual el material hace la transición de dúctil a frágil, por lo cual, se considera como crítico los momentos de prueba hidrostática de resistencia o estanqueidad, arranque y parada del equipo. Además, las secciones con un espesor alto se consideran constantemente en riesgo.

En los tratadores térmico-electrostáticos de crudo este mecanismo de falla se puede presentar en cualquier unión soldada tanto del cuerpo como de las cabezas del recipiente, así como en las uniones soldadas del tubo de fuego en las cuales pueda estar presente una indicación de defecto admisible por el código de construcción ASME BVPC sec. VIII Div. 1.

Teniendo en cuenta que las tensiones residuales relacionadas con la fabricación del recipiente y los tubos de fuego deben ser aliviadas por tratamiento térmico post-soldadura (PWHT). Solo se considera la presión ejercida por el funcionamiento del equipo como tensión de trabajo. Por último, se considera fractura frágil en la sección del tubo de fuego sometida a llama por el quemador del equipo, debido a que al entrar en contacto con la emulsión en su parte externa se puede presentar fenómeno de refrigeración con temple.

Figura 16. Fractura Frágil por fragilización por temple en Cabezal de un Intercambiador



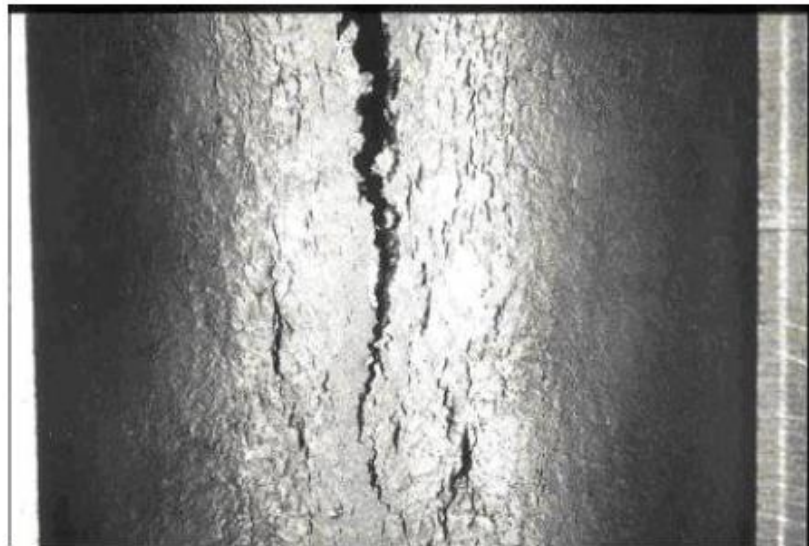
Fuente: ENGINEERS JOURNAL. Incident # 3- Temper Embrittlement. [En Línea] 2016 [Citado 19 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.engineersjournal.ie/2016/11/01/process-safety-failures-heat-exchangers/>

- **Fluencia Lenta (Creep) y ruptura por tensión**

El creep es una deformación lenta y constante del material presente a alta temperatura. Eventualmente, debido a la deformación, se presentará una ruptura en el material por la tensión de trabajo.

“La tasa de deformación por fluencia es una función del material, la carga y la temperatura. La tasa de daño (tasa de deformación) es sensible tanto a la carga como a la temperatura. En general, un aumento de aproximadamente 25 ° F (12 ° C) o un aumento del 15% en la tensión puede reducir la vida restante a la mitad o más, dependiendo de la aleación.”

Figura 17. Ruptura por fluencia lenta (Creep) en un tubo fuego



Fuente: American petroleum institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011 –p4-37

El creep produce abultamientos y deformaciones en el material afectado. Microscópicamente en sus inicios se pueden observar vacíos en los límites de grano.

En el caso del equipo estudiado se considera creep en la sección del tubo de fuego sometida a llama por el quemador del equipo, debido a que una mala alineación o una excesiva vibración del equipo durante la operación podría redirigir la llama sobre el metal del tubo, exponiéndolo a temperaturas por encima del umbral del material.

- **Fatiga térmica:**

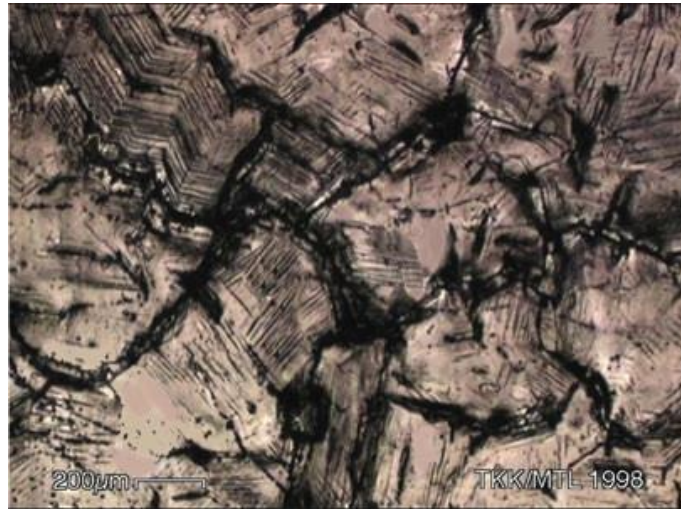
Es la fatiga del material producida por la expansión diferencial y la restricción del movimiento del metal inducida por los distintos ciclos térmicos a las que es sometido un componente; los indicios de este mecanismo de falla se muestran como agrietamientos tipo daga iniciados en la superficie y direccionados por lo general transversalmente al sentido de la tensión, los agrietamientos presentan oxidación a su interior por la exposición a la temperatura.

Dentro de los factores relevantes para que se presente daño por fatiga térmica se encuentra la cantidad de ciclos térmicos y su magnitud, es decir, la diferencia del incremento de temperatura. Otro factor clave es el espesor y longitud del componente, ya que el gradiente de transferencia de temperatura produce inflexibilidad del componente para adaptarse a la variación de temperatura. Por último, se considera como factor clave los concentradores de tensión por cambios de espesor, geometrías con esquinas agudas y muescas de los elementos ya que son sitios de iniciación de grietas.

En el tratador, la fatiga térmica se puede presentar en la sección del tubo de fuego sometida a llama por el quemador del equipo, así como en el flange de sujeción del mismo y las bridas del recipiente para la ubicación de los tubos de fuego, pues el funcionamiento del quemador no es continuo y en estas partes se encuentran muchas juntas en filete que presentan esquinas agudas. Además, el

contacto con la emulsión produce un choque térmico en la superficie externa del tubo de fuego.

Figura 18. Patrón típico con aspecto de mosaico formado por grietas por fatiga térmica



Fuente: METFUSIÓN. FATIGA TÉRMICA- EFECTO DE LA TEMPERATURA. En: Aspectos Macroscópico del daño por fatiga térmica. (Recuperado 22 de septiembre) Disponible en : <https://metfusion.wordpress.com/2013/08/20/fatiga-termica/>

- **Sobrecalentamiento a corto plazo y ruptura por tensión:**

Es el resultado de un sobrecalentamiento localizado a bajas tensiones en el material que produce una deformación plástica del material con posibilidad de crear fracturas en forma de boca de pescado con adelgazamiento del material. Dentro de los factores que provocan este mecanismo de fallo está el contacto con llama, la temperatura por encima de la considerada por el diseño, el tiempo de duración del sobrecalentamiento y la tensión relativamente baja. Estos factores aumentan la distorsión de las deformaciones producto del sobrecalentamiento localizado.

En el tratador se considera afectada por este mecanismo de falla la sección del tubo de fuego sometida a llama por el quemador del equipo, pues dentro de la función del tubo se puede presentar una desalineación del quemador o un flujo poco disperso que genere una focalización de la llama directamente sobre el tubo de fuego que produzca este mecanismo de fallo.

Figura 19. Sobrecaentamiento a corto plazo



Fuente: ŽERAVČIĆ Šijački, BAKIĆ, G. FAILURES AT ELEVATED TEMPERATURES. En: PJASCI Zlatni, *the Challenge of Materials and Weldments, Structural Integrity & Life Assessment, International Monograph from 9<sup>th</sup>*. Gosa (2008), pp. 183-202, ISBN 978-86-86917-04-1

- **Choque térmico:**

Es un tipo de fatiga térmica que presenta de manera súbita fractura por el contacto con un fluido a menor temperatura que la superficie del material. Las tensiones producidas por la restricción de la expansión y contracción diferenciales superan el límite elástico del material provocando rotura. Factores como el diferencial de temperatura y el coeficiente de expansión del material determinan la magnitud del daño, la fractura generada es una fractura de fatiga con un patrón aleatorio dúctil.

Este mecanismo de falla está considerado para la superficie del tubo de fuego sometida a alta temperatura por el quemador que, en caso de que falle el control de interfaz agua aceite del recipiente, provocaría un contacto de agua libre con el tubo a alta temperatura favoreciendo la aparición de choque térmico.

- **Erosión y Erosión-Corrosión:**

Se denomina erosión al desgaste mecánico acelerado sufrido por componente al estar sometido al impacto o movimiento relativo de sólidos, líquidos, vapores o mezclas. La erosión-corrosión es el efecto combinado de la erosión con fenómenos de corrosión que elimina películas protectoras y escamas superficiales de los materiales haciéndolos más propensos al desgaste.

El medio en el que se presenta la erosión-corrosión, así como el cambio de dirección de un flujo, afecta directamente la tasa de pérdida de metal, los ambientes en los que se presentan partículas, líquidos, gotas, lodos, flujo de dos fases aumentan la velocidad de pérdida. De igual manera, el tamaño, la dureza y el ángulo de impacto de las partículas hace más severo el desgaste, la resistencia a la corrosión del material es determinante. Visualmente la presencia de erosión o erosión-corrosión se evidencia por pérdidas localizadas de espesor en forma de picaduras, valles o surcos; por lo general de forma direccionada con el flujo de las partículas que impactan.

Este mecanismo de falla se manifiesta de manera generalizada en el tratador, debido a que en cada una de las secciones y componentes se presentan separación de fases como en la entrada de la emulsión, cambios de dirección del flujo como en los tubos dosificadores, e impactos de los distintos fluidos sobre cada uno de los deflectores baffles y partes del recipiente.

Figura 20. Tubería uniformemente corroída y erosionada



Fuente: KEMPLON ENGINEERING. Damages Ship piping Systems: An Insidious Hazard (Recuperate 23 October 2018) Disponible en: <http://www.kemplon.com/damaged-ship-piping-systems-an-insidious-hazard/>

- **Fatiga mecánica inducida por vibraciones:**

La fatiga mecánica es la degradación del material asociada a esfuerzos cíclicos, en este caso producidos por vibración, la degradación del material eventualmente produce una falla tipo fractura. Las tensiones mecánicas a las que se somete el componente por lo general son inferiores al límite elástico del material. En el caso que estas vibraciones se presenten en la frecuencia natural del material o cercana a la misma puede resultar en una falla totalmente catastrófica. Dentro de los factores determinantes para falla se encuentran los cambios de geometría, cambios espesor, ángulos vivos de diseño, así como la frecuencia y magnitud de las vibraciones.

Dentro de los componentes afectados por fatiga mecánica asociada con vibración en el tratador se han identificado la lámina deflectora de emulsión de la zona térmica y el flange de sujeción de los tubos de fuego, pues el quemador del equipo produce vibraciones considerables en la sección térmica del equipo que afectan estos componentes debido a su configuración geométrica y en el caso de la lámina deflectora por su espesor.

**4.8.3 Mecanismos de pérdida de espesor localizado o uniforme.** Los mecanismos de pérdida de espesor son aquellos que actúan por fenómenos de corrosión y degradan el material de fabricación de los componentes provocando

adelgazamiento de las paredes de los mismos. La corrosión puede presentarse por varios factores influenciados principalmente por las características del medio, como temperatura y flujo; las propiedades eléctricas del metal y la resistencia a la corrosión propia del material.

La presencia de corrosión puede favorecer a la presentación fracturas y a la pérdida de espesor de los componentes, principalmente en el recipiente. Adicionalmente, provoca que las variables de operación no puedan ser soportadas por el equipo aumentando el riesgo de falla con falta de contención.

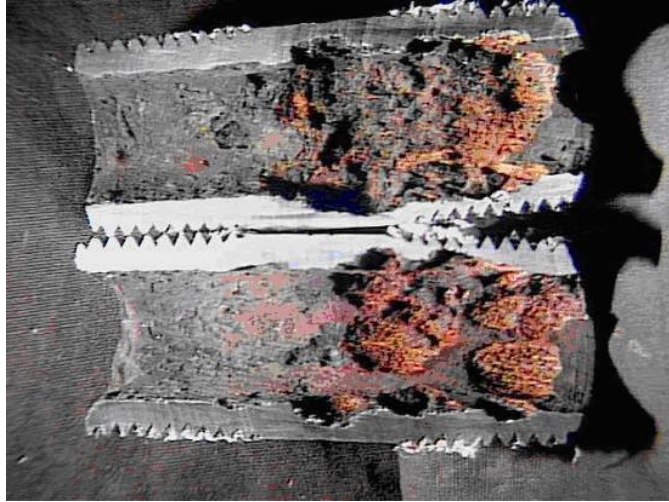
- **Corrosión galvánica:**

Es la corrosión que se origina cuando dos metales se ponen en contacto provocando que uno le ceda electrones al otro. Para que la corrosión galvánica se presente, son necesarios los siguientes factores:

En primer lugar, se necesita de un electrolito, el cual se define como un medio húmedo con la capacidad de transmitir corriente. Por lo general el agua o tierra con la suficiente humedad cumplen con este papel. Por otra parte, se necesita que dos metales o aleaciones se encuentren en contacto con el electrolito. Por último, se necesita que exista una conexión eléctrica entre el ánodo y el cátodo. El ánodo sede electrones al material que se comporta como cátodo provocando que se degrade el ánodo. Los factores que aumentan la velocidad de corrosión son la cantidad de sales, ácidos y bacterias presentes; el distanciamiento y la sección superficial tanto del ánodo como del cátodo. Además, una misma aleación puede actuar como ánodo y cátodo al mismo tiempo debido a películas de superficie, incrustaciones y/o entorno local.

En el contexto operacional del tratador de crudo, tanto el agua libre como el agua decantada al fondo de la sección electrostática del tratador actúan como electrolitos propicios para la aparición de corrosión galvánica. Las aleaciones del cuerpo del recipiente y de los componentes inmersos en el agua pueden actuar como ánodos y cátodos incluso se puede presentar corrosión galvánica entre una misma aleación.

Figura 21. Corrosión Galvánica en un nipple de acero al carbono



Fuente: American petroleum institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011 –p4-104

- **Corrosión bajo aislamiento (CUI):**

Se denomina de esta forma a la corrosión ocurrida en recipientes y tuberías aisladas del exterior. Se da en ambientes húmedos con presencia de agua que actúa como electrolito. La corrosión bajo aislamiento se puede ver acelerada por la temperatura elevada y los ciclos variantes de calentamiento el rango entre 10 ° F (-12 ° C) y 350 ° F (175 ° C) es el más afectado. Además, puede acelerarse también por la presencia y reacción de cloruros. La corrosión bajo aislamiento puede producir pérdida de espesor localizada en forma de picadura y escama sobre la superficie del material

En el tratador se contempla corrosión bajo aislamiento pues, al ser un equipo hermético con agua libre y agua tratada a su interior, se propicia la atmósfera adecuada para que se presente este mecanismo de daño. Como agravante en la sección térmica se presenta el rango de temperatura que acelera este mecanismo de pérdida de espesor, así como ciclos de calentamiento e enfriamiento. Por último, está el contenido de BS&W que también favorece a las distintas clases de corrosión.

Figura 22 Corrosión bajo aislamiento



Fuente: KAEFER. Service. Corrosion under Insulation. ( Recuperado 23 de septiembre 2019) Disponible en: <https://www.kaeferltd.co.uk/Surface-Protection/Corrosion-under-Insulation.html>

- **Corrosión inducida microbiológicamente (MIC):**

Es la corrosión producida por organismos vivos como bacterias hongos y algas que se producen en medios acuosos, por lo general con poco flujo o estancados. Estos microorganismos pueden crecer en ambientes con falta de oxígeno, con o sin luz, alta salinidad, PH de 0 a 12 y temperaturas de 0 a 235°F. Estos microorganismos para sobrevivir son capaces de oxidar compuestos de hierro y manganeso. Los microorganismos al colonizar una sección del metal generan que la parte que se encuentra debajo de ellas se conviertan en un ánodo que cede electrones a la reacción de reducción del oxígeno en la parte externa de la colonia de forma catódica. Este tipo de corrosión se manifiesta como picaduras en el material ubicado debajo de las protuberancias o algas que protegen a los microorganismos.

En el tratador, estos microorganismos pueden generarse por la corriente de crudo explotada de pozo y encontrar el ambiente propicio para crecer en las secciones inundadas con agua libre en la sección térmica y agua decantada en la sección electrostática.

Figura 23 Corrosión inducida microbiológicamente



Fuente: EPRI. Microbiologically Influenced Corrosion ( Recuperado 23 de septiembre 2019) Disponible en:

<https://twitter.com/hashtag/Microbiologically?src=hash>

**4.8.4 Mecanismos de corrosión a alta temperatura.** Son mecanismos que producen degradación del material debido a una combinación de alta temperatura (mayor a 400°F) y el ambiente en el que se encuentra, cuanto mayor sea la temperatura o las condiciones adversas, mayor avance tendrá el daño. El ataque de estos mecanismos se inicia a nivel microestructural, afectando la composición de las matrices y disminuyendo la ductilidad del material. A continuación, se describen brevemente los mecanismos de corrosión a alta temperatura que pueden encontrarse en el entorno operacional del tratador térmico-electrostático de crudo.

- **Oxidación:**

La oxidación es la reacción del oxígeno y el metal a alta temperatura formando incrustaciones en el mismo. Para que se presente este mecanismo de daño es necesario que en las aleaciones de acero al carbón se presenten temperaturas del orden de los 1000°F. Además, la composición química del acero es determinante ya que cuanto más cromo posea, más resistente a la oxidación será. El principal síntoma de este mecanismo de daño es la presencia de incrustaciones de oxidación en la superficie de llama acompañado por un adelgazamiento generalizado de la superficie.

Si bien la temperatura umbral para que se genere la oxidación es muy alta para que se presente en el tratador, hay que considerar que si el foco de llama del quemador del equipo llegase a quedar mal direccionado podría producir un punto caliente con las características necesarias para que se produzca oxidación, motivo por el cual, ha sido considerado.

- **Sulfuración:**

La sulfuración es la reacción del azufre y el metal a alta temperatura produciendo adelgazamiento del material. Las fuentes de sulfuro del ambiente proceden por lo general por flujos de hidrocarburos y la quema de combustibles como carbón, gas y fuel oil. Para que el mecanismo de daño se genere en aceros al carbón es necesario que se presenten temperaturas del orden de los 500°F. Además, la composición del acero determina la susceptibilidad a ser atacado con mayor facilidad, pues cuanto más cromo posea la aleación, más resistente a la sulfuración será. Este mecanismo de falla se caracteriza por formar escamas de sulfuro que protegen la corrosión, las incrustaciones pueden generar depósitos con presencia de contaminantes, generando corrosión generalizada o localizada.

Dentro de los componentes del tratador se contempla sulfuración en la sección del tubo de fuego que recibe la combustión del quemador pues es la parte en la que se presentan las condiciones necesarias. Eventualmente podría considerarse sulfuración en la parte externa del tubo debido a que, a pesar que hay presencia de hidrocarburos, no se garantiza que la superficie externa del tubo de fuego alcance la temperatura necesaria para generar el mecanismo de daño.

Figura 24. Corrosión por sulfuración presente codo de Tubería



Fuente: American petroleum institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011 –p4-165

**4.8.5 Mecanismos de grieta asistida por el ambiente.** Se refiere a las grietas presentadas por el debilitamiento y fatiga del material asociado con atmósferas de operación nocivas por ser ricas en un elemento, compuesto o producto de reacciones químico-eléctricas. El debilitamiento del material es tal que se presenta la falla catastrófica. Dentro de esta clase de mecanismos de falla sólo se ha identificado dentro del caso de estudio la presencia de fatiga por corrosión, debido a que no se consideran otras atmósferas de operación adversas además de los distintos y variados tipos de corrosión que afectan a los componentes del recipiente.

- **Fatiga por corrosión:**

Se denomina de esta forma a las grietas formadas por la combinación de la corrosión y carga cíclica a las que se somete un material. Adicionalmente, esfuerzos térmicos de fatiga por expansión y contracción pueden ayudar a que se presente la falla. Una de las características más importantes de este mecanismo de daño es que no existe un límite de ciclos o esfuerzo para generar la grieta, debido a que el nivel y avance de corrosión favorece a que aparezca con un número de ciclos o esfuerzo menor al previsto. Para la aparición de la grieta es necesario que exista un concentrador de esfuerzos como lo pueden ser, cambios de sección o espesor, muescas de fabricación, soldaduras en filete o daños superficiales como picaduras de corrosión localizada.

De acuerdo con la definición del mecanismo de falla, las condiciones para que se genere fatiga por corrosión en el tratador se puede presentar de forma generalizada en cada uno de los componentes del equipo, motivo por el cual es necesario prestar mayor atención a los adelgazamientos de material y los síntomas de las distintas fuentes de corrosión durante la inspección.

Figura 25. Falla por fatiga por corrosión en un tubo de caldera



Fuente: American petroleum institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011 –p4-165

A continuación, se resumen los diferentes mecanismos de daño mencionados, asociados a cada uno de los componentes del tratador térmico electrostático

#### **4.9 EVALUACIÓN DE RIESGO RELATIVO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO**

Con el fin de realizar un correcto panorama del riesgo que involucra el proceso de deshidratación del crudo se debe evaluar el impacto y la necesidad de tomar medidas basadas en riesgo para el proceso. El panorama de riesgo relativo a la operación debe contemplar aspectos de seguridad, aspectos ambientales y económicos principalmente.

**4.9.1 Impacto a la Seguridad.** En cuanto al aspecto de seguridad se evalúan las consecuencias de la pérdida de contención en el proceso de deshidratación. La pérdida de contención en el proceso puede generar, en el menor de los escenarios, fugas de emulsión, agua libre o gas de proceso.

En otro de los posibles escenarios se contempla pérdida de contención en el proceso con posibilidad de incendio de gases combustibles y una fracción de hidrocarburo. Posteriormente, se podría contemplar incluso la explosión de recipientes a presión de manera catastrófica los impactos son expuestos en el panorama de riesgos.

**4.9.2 Impacto Ambiental.** En cuanto al aspecto ambiental se contempla para la pérdida de contención, riesgos como la contaminación de alcantarillados, afluentes y fuentes hídricas con hidrocarburos, agua libre residuo de proceso y productos químicos desemulsificantes. En el contexto colombiano los puntos de explotación de crudo pesado se ubican próximos a grandes afluentes como el caso de Mansarovar en Puerto Boyacá, cerca de la ciénaga palagua y el río Magdalena, o el caso de Barrancabermeja con la ciénaga San Silvestre, ciénaga Brava y el río Magdalena. Además, se contempla la contaminación del suelo con hidrocarburos ya sea emulsión o crudo tratado.

Por último, se contempla la afectación de la calidad del aire por la quema de combustible, para calentar la emulsión de proceso con tubos de fuego produciendo gases de combustión. En caso de pérdida de contención de los tubos de fuego, asociado a la quema de emulsión se generan emisiones como H<sub>2</sub>S.

**4.9.3 Impacto Económico.** El impacto económico de la pérdida de contención del proceso está determinado por el volumen de producción del campo de explotación específico. Si bien existen métodos de seccionamiento con válvulas antes, durante y después del proceso para mitigar el efecto de pérdida y derrame para eventos de emergencia como los descritos, el retraso de la producción en sistemas de deshidratación que no cuenten con líneas paralelas de proceso será acumulativo. Como método para cuantificar y contextualizar el impacto económico se han tomado las cifras de producción de los principales campos productores de crudo pesado que cuentan con el proceso de deshidratación.

Tabla 4. Producción de Crudo del los principales Campos que cuentan con el proceso de deshidratación (BPDC)

Empresa	2017*
<b>ECOPETROL</b>	467.462
<b>META PETROLEUM CORP</b>	48.620
<b>MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD</b>	30.939

Fuente: ACP. Informe estadístico Petrolero. Estadísticas de Producción de Crudo 2017. Producción por Empresa Operadora- BPDC. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>

Otro componente del impacto económico se presenta en el daño a equipos, el costo de reponerlos o repararlos y el perjuicio a terceros por daños colaterales en fallas catastróficas.

**4.9.4 Evaluación riesgos con matriz RAM.** Es necesario tener un método para la evaluación del riesgo. Existen varias herramientas de orden cuantitativo y cualitativo para evaluar escenarios de riesgo. La selección del método de evaluación de riesgo depende principalmente de la cantidad de información que se disponga. Para el caso de este estudio, se ha decidido emplear una matriz RAM (Risk Assessment matrix), un método semicualitativo en el que se clasifica el impacto en rangos específicos y se puntúa de acuerdo con límites determinados por la compañía. En este caso se han clasificado los impactos en aspectos de salud y seguridad, aspectos ambientales, daños materiales, económico e imagen de la empresa. Empleando esta herramienta se evalúan los riesgos contemplados como posibles y se generan acciones de monitoreo y control del riesgo.

Tabla 5. Nivel de Impacto para la evaluación Semi-cualitativa de Riesgos

Aspectos de Salud y Seguridad	Aspectos ambientales	Daños Materiales Económico (USD)	Imagen de la empresa	
Una o más fatalidades	Masivo	Crítico > 10 Millones	Internacional	<b>5</b>

Incapacidad permanente, parcial o temporal	Mayor	Grave entre el 1 y 10 Millones	Nacional	<b>4</b>
Incapacidad temporal mayor a un día	Localizado	Severo entre 100 mil y 1 Millón	Regional	<b>3</b>
Lesión Menor/ Sin incapacidad	Menor	Importante entre 10 mil y 100 mil	Local	<b>2</b>
Lesión leve primeros auxilios	Leve	Marginal < 10 mil	Interna	<b>1</b>
Ninguno	Ninguno	Ninguna	Ninguno	<b>0</b>

Tabla 6. Nivel de Probabilidad para la evaluación Semi-Cualitativa de Riesgos

A	B	C	D	E
Ninguna probabilidad de ocurrencia	Remota probabilidad de ocurrencia	Baja probabilidad de ocurrencia	Media probabilidad de ocurrencia	Alta probabilidad de ocurrencia
M	M	H	H	VH
L	M	M	H	H
N	L	M	M	H
N	N	L	L	M
N	N	N	L	L
N	N	N	N	N

## Evaluación de Riesgos para un Tratador térmico Electroestático

Tabla 7. Análisis de Riesgos para el tubo de fuego en la sección térmica del Tratador Térmico Electroestático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	P rob	I mp	E va
1. Indicaciones de defecto admisible por el código de fabricación 2. Tensiones residuales de la fabricación 3. Sección sometida a llama y en contacto con la emulsión	Fractura frágil en las uniones soldadas de las bridas del tubo de fuego y en el primer anillo	1. Pérdidas económicas por paro en la producción 2. Afectaciones en la salud al personal operativo por emisiones de contaminantes al ambiente generado de la quema de la emulsión	1. Incendio interno en el tratador electrostático 2. Emisiones de H2S y CO2 al ambiente	D	4	H
1. Exceso de vibración 2. Desalineación del quemador dirigiendo la llama hacia la superficie del tubo	Creep o fluencia lenta en la sección sometida a llama causando ruptura del tubo de fuego	1. Daños ambientales por emisiones de H2S y CO2 2. Afectaciones en la salud al personal operativo por la inhalación de productos de combustión 3. Pérdidas económicas por reducción de la vida útil del equipo	1. Abultamientos y deformaciones 2. Incendio del equipo	C	3	M
1. Cambios bruscos de temperatura por flujo intermitente de la llama del quemador	Fatiga térmica en la sección del tubo de fuego sometida a llama y en el flange de sujeción	1. Fractura del flange & Fractura del tubo de fuego 2. Costos imprevistos para la reparación del equipo 3. Lucro cesante del equipo & producción 4. Emisiones HS2 y CO2 al ambiente	1. Evidencia de oxidación e inicio de grietas en sitios concentradores de tensión	D	3	M
1. Sobrecalentamiento localizado a bajas tensiones 2. Desalineación del quemado redirigiendo el de la llama a la superficie del tubo	Sobrecalentamiento a corto plazo en la sección del tubo expuesta a llama	1. Fractura del material en forma de boca de pescado incurriendo en costos para la reparación de la sección afectada 2. Lucro cesante del equipo & proceso 3. Afectación a la salud por posible incendio	1. Deformación plástica con adelgazamiento del material	D	4	H

<p>1. Fallas en el control de interfaz agua/ aceite del recipiente</p> <p>2. Daño metalográfico del material por superar el límite elástico al estar sometido a altos diferenciales de expansión y temperatura</p>	<p>Fatiga o choque térmico en la superficie del tubo de fuego en la zona sometida a alta temperatura por el quemador</p>	<p>1. Súbita fractura en la superficie del tubo de fuego</p>	<p>No se presenta un indicador de riesgo, ya que daño es inmediato</p>	B	2	N
<p>1. Contacto del tubo de fuego al interior del equipo</p>	<p>Desgaste mecánico acelerado por la presencia de erosión corrosión en la superficie externa del tubo de fuego</p>	<p>1. Disminución de la vida útil del componente</p> <p>2. Inaptitud del tubo de fuego para el servicio</p>	<p>1. Pérdida localizada del material</p> <p>2. Presencia de picaduras en la superficie del tubo</p>	C	2	L
<p>1. Alta frecuencia de vibración en el equipo</p> <p>2. Presencia de defectos en la soldadura</p> <p>3. Presencia de concentradores de tensión en el material</p> <p>4. Cambios de geometría en la sección del flange de sujeción del tubo de fuego</p>	<p>Falla por fatiga mecánica en los concentradores de tensión como cambios de sección, juntas en equina y soldaduras presentes en el flange de sujeción del tubo de fuego</p>	<p>1. Grietas y fisuras en el material y soldadura</p> <p>2. Fuga de emulsión al interior del tubo que en contacto con la llama del quemador se genere riesgo de incendio</p> <p>3. Reducción de la vida útil del equipo por daño de incendio</p>	<p>1. Indicios de grietas superficiales</p>	D	4	H
<p>1. Exposición a directa de la llama sobre la superficie del tubo</p> <p>2. reacción del oxígeno y el metal formado incrustaciones al interior del tubo de fuego</p>	<p>Presencia oxidación e incrustaciones de óxido en la superficie interna del tubo de fuego</p>	<p>1. Reducción de la vida útil y funcionalidad del componente</p>	<p>1. Adelgazamiento generalizado de la pared del tubo de fuego</p>	D	2	L
<p>1. Presencia de combustible sin quemar al interior del tubo de fuego</p> <p>2. Depósitos con presencia de contaminantes</p>	<p>Presencia de escamas de sulfuro en del material al interior del tubo de fuego</p>	<p>1. Reducción de la vida útil y funcionalidad del componente</p> <p>2. Corrosión generalizada o localizada</p>	<p>1. Adelgazamiento generalizado de la pared del tubo de fuego</p> <p>2. Escamación por sulfuro en la superficie del material al interior del tubo</p>	D	2	L
<p>1. Avance acelerado de las condiciones de corrosión al interior del tubo de fuego</p> <p>2. Combinación de diferentes tipos de corrosión</p>	<p>Grieta asistida por los distintos tipos de corrosión que se presentan en el tubo de fuego</p>	<p>1. Pérdidas económicas por paro en la producción</p> <p>2. Afectaciones en la salud al personal operativo por emisiones de contaminantes al ambiente generado de la quema de la emulsión</p>	<p>1. Pérdida crítica del material</p> <p>2. Aparición de grietas</p>	D	4	H

Tabla 8 Análisis de Riesgos para la lámina deflectora en la sección térmica del Tratador Térmico Electroestático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	Prob	Imp	Eva
1. Alta frecuencia de vibración en el equipo 2. Cambios de geometría en la lámina deflectora 3. Bajo de espesor de la lámina deflectora	Falla por fatiga mecánica en los concentradores de tensión por el bajo espesor y cambio de geometría que caracteriza a la lámina deflectora	1. Reducción de la vida útil y funcionalidad del componentes	1. Indicios de grietas superficiales	E	1	L
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro metal con comportamiento catódico, por contacto entre la lámina deflectora y uniones soldadas o atornilladas 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en la superficie de la lámina deflectora sumergida en agua libre	1. Deterioro de la lámina	1. Pérdida localizada del material	D	1	L
1. Contacto directo de la lámina deflectora con el flujo de emulsión 2. Presencia de interfaz de fluido en la zona donde se encuentra instalada la lámina deflectora	Desgaste mecánico acelerado por la presencia de erosión corrosión en la superficie de la lámina deflectora	1. Pérdida total del componente 2. Baja calidad del proceso de tratamiento de crudo 3. Falla oculta	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en lámina 3. Alto adelgazamiento del material	E	2	M

Tabla 9 Análisis de Riesgos para el Canal Desarenador en la sección térmica del Tratador Térmico Electrostático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	Prob	Imp	Eva
<p>1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro metal con comportamiento catódico, por contacto entre el canal desarenador y uniones soldadas o atornilladas</p> <p>2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias</p>	<p>Presencia de corrosión galvánica en la superficie del canal desarenador sumergido totalmente en agua libre</p>	<p>1. Fisura del material</p> <p>2. Pérdida de la función del componente</p> <p>3. Aumento del nivel de BS&amp;W en la emulsión afectando la calidad del producto</p>	<p>1. Pérdida localizada del material</p>	C	2	L
<p>1. Interacción de flujo de agua libre y sedimentos sólidos</p>	<p>Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión en la superficie del canal desarenador</p>	<p>1. Disminución de la vida útil del componente</p> <p>2. Pérdida parcial de la función del componente</p> <p>3. Aumento leve del BS&amp;W del crudo tratado</p>	<p>1. Pérdida localizada del material</p> <p>2. Presencia de picaduras en el material</p> <p>3. Alto adelgazamiento del material</p>	D	1	L
<p>1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez.</p>	<p>Corrosión Inducida Microbiológicamente en el canal desarenador</p>	<p>1. Disminución de la vida útil del componente</p> <p>2. Pérdida parcial de la función del componente</p> <p>3. Aumento leve del BS&amp;W del crudo tratado</p>	<p>1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias</p>	E	2	M

Tabla 10 Análisis de Riesgos para las Boquillas Toma Muestras y Control de Bajo Nivel en la sección térmica del Tratador Térmico Electroestático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	P rob	I mp	E va
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en el interior de la boquilla	1. Fisura del material 2. Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior 3. Pérdida de la función del componente	1. Pérdida localizada del material	C	2	L
1. Flujo de fluido al interior de la boquilla	Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión al interior de la boquilla	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente 3. Fugas menores de fluidos	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el interior de la boquilla 3. Alto adelgazamiento del material	D	1	L
1. Presencia de ambiente corrosivo acelerado por aumentos de temperatura y ciclos variables de calentamiento, y presencia de cloruros	Presencia de corrosión en la superficie exterior de las boquillas toma muestras las cuales se encuentran recubiertas de aislamiento	1. Falla oculta en material generando costos de reposición total del componente 2. Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior	1. Pérdida localiza en forma de picadura y escama	D	3	M
1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez	Corrosión Inducida Microbiológicamente en las boquillas del toma muestras	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente	1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias	E	2	M
1. Falta de mantenimiento preventivo	Deterioro mecánico en el control de bajo nivel	1. Pérdida del control del nivel del volumen de emulsión tratado	1. Errores en la toma de datos del nivel de emulsión	C	1	N

Tabla 11 Análisis de Riesgos para el Bafle Separador y el Separador de Niebla en la sección de cámara de aumento del Tratador Térmico Electroestático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	P rob	m p	E va
1. Choque de la emulsión con el bafle de rebose o dique 2. Presencia de interfaz de fluido en la zona donde se encuentra instalado el dique	Desgaste mecánico acelerado por la presencia de erosión corrosión en la superficie externa del Bafle separador de la sección térmica	1. Pérdida total del componente 2. Baja calidad del proceso de tratamiento de crudo por aumento significativo de BS&W en la emulsión 3. Contaminación de agua de proceso por crudo	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el material 3. Alto adelgazamiento del material	D	3	M
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en la superficie externa del Bafle separador de la sección térmica	1. Fisura del material 2. Baja calidad del proceso de tratamiento de crudo por aumento significativo de BS&W en la emulsión 3. Pérdida de la función del componente 4. Contaminación de agua de proceso por crudo	1. Pérdida localizada del material	C	3	M
1. Presencia de interfaz de fluido en la zona donde se encuentra instalado el bafle separador	Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión en la superficie del bafle separador	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Costos imprevisto para la reparación de Fugas internas de crudo limpio	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en lámina	C	2	L
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en la superficie externa del Bafle separador de la sección electrostática	1. Fisura del material 2. Baja calidad del proceso de tratamiento de crudo por aumento significativo de BS&W en la emulsión 3. Pérdida de la función del componente 4. Contaminación de agua de proceso por crudo	1. Pérdida localizada del material	C	3	M
1. Falta de mantenimiento preventivo	Deterioro mecánico del separador de niebla	1. Perdida de funcionalidad del componente, por deficiencia de filtración de gas	1. Evidencia de filtro saturado	C	1	N

Tabla 12 Análisis de Riesgos para la Parrilla y el Dispensador de Flujo en la sección electrostática del Tratador Térmico Electroestático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	Pr ob	I mp	E va
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación	Presencia de corrosión galvánica en las parrillas	1. Disminución de la vida útil del componente	1. Pérdida localizada del material 2. Desgaste de las rejillas	C	1	N
1. Flujo de fluido al interior del dispensador de flujo	Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión al interior del dispensador de flujo	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente 3. Fugas menores de fluidos al interior del recipiente en la zona de coalescencia	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el interior del dispensador de flujo 3. Alto adelgazamiento del material	C	2	L
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro metal con comportamiento catódico, por contacto entre el dispensador de flujo y uniones soldadas o atornilladas 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en la superficie del dispensador de flujo sumergido totalmente en agua libre	1. Fisura del material 2. Pérdida de la función del componente 3. Afectación en la calidad del proceso 4. Fugas internas	1. Pérdida localizada del material	C	2	L
1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez	Corrosión Inducida Microbiológicamente en el dispensador de flujo	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente	1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias	D	2	L

Tabla 13 Análisis de Riesgos para el Canal Desarenador y Boquillas Toma Muestras en la sección electrostática del Tratador Térmico Electrostático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	P rob	I mp	E va
1. Interacción de flujo de agua libre y sedimentos sólidos	Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión en la superficie del canal desarenador	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente 3. Aumento leve del BS&W del crudo tratado	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el material 3. Alto adelgazamiento del material	D	1	L
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro metal con comportamiento catódico, por contacto entre el canal desarenador y uniones soldadas o atornilladas 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en la superficie del canal desarenador sumergido totalmente en agua libre	1. Fisura del material 2. Pérdida de la función del componente 3. Aumento del nivel de BS&W en la emulsión afectando la calidad del producto	1. Pérdida localizada del material	C	2	L
1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez	Corrosión Inducida Microbiológicamente en el canal desarenador	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente 3. Aumento leve del BS&W del crudo tratado	1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias	E	2	M
1. Flujo de fluido al interior de la boquilla	Desgaste mecánico por la presencia de erosión corrosión al interior de la boquilla	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente 3. Fugas menores de fluidos	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el interior de la boquilla 3. Alto adelgazamiento del material	D	1	L

1. Degradación del material por cesión de electrones del un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en el interior de la boquilla	1. Fisura del material 2. Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior 3. Pérdida de la función del componente	1. Pérdida localizada del material	C	2	L
1. Presencia de ambiente corrosivo acelerado por aumentos de temperatura y ciclos variables de calentamiento, y presencia de cloruros	Presencia de corrosión en la superficie exterior de las boquillas toma muestras las cuales se encuentran recubiertas de aislamiento	1. Falla oculta en material generando costos de reposición total del componente 2. Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior	1. Pérdida localiza en forma de picadura y escama	D	3	M
1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez	Corrosión Inducida Microbiológicamente en las boquillas del toma muestras	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente	1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias	E	2	M

Tabla 14 Análisis de Riesgos para el Recipiente del Tratador Térmico Electrostático

IDENTIFICACION DEL RIESGO				RIESGO		
Causa Básica	Evento que puede ocurrir	Efecto /Consecuencia	Indicador de riesgo	P rob	I mp	E va
1. Indicaciones de defecto admisible por el código de fabricación 2. Tensiones residuales de la fabricación 3. Sección sometida a cambios térmicos y en contacto con fluidos a menor temperatura	Fractura frágil en las uniones soldadas de la cabeza y el cuerpo del recipiente	1. Pérdida de contención con derrame de agua libre y emulsión de crudo generando daños ambientales 2. Paro de producción para la reparación 3. Riesgo a explosión del equipo	1. Fugas de emulsión de crudo y agua libre	C	5	H
1. Elevación de la temperatura del flujo de calor 2. Perfil de llama dispersa 3. Debilitamiento del material por alcanzar los límites fluencia	Creep o fluencia lenta en el flange de la tapa térmica del recipiente	1. Costo imprevisto por reparación o sustitución del flange de sujeción del recipiente	1. Distorsión superficial del material	C	1	N

1. Cambios bruscos de temperatura por flujo intermitente de la llama del quemador	Fatiga térmica en el flange de sujeción	1. Fractura del Flange 2. Costos imprevistos para la reparación del equipo 3. Lucro cesante del equipo & producción	1. Evidencia de oxidación e inicio de grietas en sitios concentradores de tensión	C	2	L
1 Presencia de interfaz de fluido (Agua/ Emulsión & Emulsión /Gas) dentro del recipiente 2. Contacto de flujo de gases, fluidos y solidos dentro del recipiente	Desgaste mecánico acelerado por la presencia de erosión corrosión en la superficie interna del recipiente	1. Contaminación por fugas de crudo y agua 2. Posible explosión del equipo	1. Pérdida localizada del material 2. Presencia de picaduras en el material 3. Alto adelgazamiento y fisura del material	D	4	H
1. Degradación del material por cesión de electrones de un metal anódico a otro con comportamiento catódico por contaminación entre metales y soldaduras o uniones atornilladas 2. Ambiente corrosivo por presencia de electrolitos de humedad ricos en sal, ácidos y bacterias	Presencia de corrosión galvánica en el interior del recipiente	1. Fisura del material 2. Pérdida de contención del recipiente generando explosiones súbitas 3 Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior 3. Pérdida de la función del componente	1. Pérdida localizada del material 2. Grietas 3. Alto adelgazamiento y fisura del material	D	4	H
1. Presencia de ambiente corrosivo acelerado por aumentos de temperatura y ciclos variables de calentamiento, y presencia de cloruros	Presencia de corrosión en la superficie exterior del recipiente, el cual se encuentran recubierto de aislamiento	1. Falla oculta en material generando altos costos por reposición total del componente 2. Contaminación por fuga de agua libre y emulsión al exterior 3. Lucro cesante del equipo & proceso	1. Pérdida localiza en forma de picadura y escama	D	3	M
1. Presencia de medios acuosos ricos en bacterias y con poco flujo, altos en salinidad y acidez	Corrosión Inducida Microbiológicamente en el interior del recipiente	1. Disminución de la vida útil del componente 2. Pérdida parcial de la función del componente	1. Picaduras en el material ubicados debajo de protuberancias	D	2	L

<p>1. Avance acelerado de las condiciones de corrosión al interior del recipiente 2. Combinación de diferentes tipos de corrosión</p>	<p>Grieta asistida por los distintos tipos de corrosión que se presentan en el interior del recipiente</p>	<p>1. Pérdidas económicas por paro en la producción 2. Afectaciones en la salud al personal operativo por emisiones de contaminantes al ambiente generado de la quema de la emulsión 3. Explosión del equipo generando pérdidas económicas y fatalidades</p>	<p>1. Pérdida crítica del material 2. Aparición de grietas</p>	<p>C</p>	<p>5</p>	<p>H</p>
---	--	--	--	----------	----------	----------

## **5 DESARROLLO DE PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RBI PARA TRATADOR TÉRMICO-ELECTROSTÁTICO.**

Luego de haber trazado los objetivos del programa RBI y de haber recopilado la información necesaria para generar un análisis de riesgo en caso de que un mecanismo de daño posible generará un evento de alto impacto económico, a la salud o al ambiente, se procede a plantear una inspección con el objetivo de detectar los mecanismos de daño que atacan a los componentes del equipo en una fase temprana.

Dentro del plan de inspección del tratador térmico-electrostático se relacionan los componentes del equipo con el riesgo que revisten para los procesos evaluados, bajo un criterio de evaluación de aptitud para el servicio a una frecuencia de inspección, de un método de examinación a emplear en una extensión determinada. Es importante destacar que en ningún caso la inspección substituye a los planes de mantenimiento preventivo del equipo o a programas de monitoreo continuo, sino que, en conjunto, conforman un cuidado integral del equipo.

### **5.1 CRITERIO DE SELECCIÓN PARA COMPONENTES A EVALUAR**

El primer paso para generar el plan de inspección es formar un criterio para orientar los recursos de inspección a los componentes del equipo de acuerdo al nivel de riesgo de operación. De acuerdo con el análisis hecho en la matriz de riesgos, se detecta que dos de los componentes, a entender, tubos de fuego y recipiente, involucran un riesgo importante de provocar liberación de energía (incendio, explosión) y pérdida de contención. Además, los mecanismos de daño a los cuales están expuestos estos componentes como corrosión, fractura asistida por corrosión y fractura frágil son de efecto acumulativo y pueden presentarse de manera súbita por lo que se les destinará una atención primaria.

Los componentes afectados por flujo como lo son la lámina deflectora, las boquillas, baffle de la sección térmica (dique), baffle separador de la sección electrostática y los tubos dispersores de flujo, están considerados en el segundo nivel de importancia para el plan de inspección. Los daños generados por fenómenos de corrosión como lo pueden ser la erosión o la corrosión galvánica y la fatiga mecánica asociada a vibraciones en el caso de la lámina deflectora, pueden generar daño en los componentes que impactarían directamente en el funcionamiento al tiempo que en la calidad del tratamiento del crudo produciendo reprocesos y pérdidas económicas para la empresa por lucro cesante y daño en equipos aguas abajo por entregar salidas de proceso inadecuadas.

En tercer lugar, se considera el canal desarenador. Si bien está sometido a fenómenos de corrosión, la consecuencia de la falla del canal desarenador impactará en menor medida la calidad del proceso aumentando el contenido de BS&W del crudo, debido a que en los equipos aguas arriba se ha eliminado la mayoría de sedimentos básicos.

Adicionalmente se estiman como elementos excluidos del plan de inspección dos componentes, a entender, el separador de niebla y el control de bajo nivel pues son componentes que pueden ser administrados de una mejor manera por planes de mantenimiento como el mantenimiento preventivo.

## **5.2 INSPECCIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO**

Al momento de incorporar a servicio el equipo se debe realizar la inspección de su instalación. Esta inspección es ejecutada con el fin de plantear las condiciones iniciales reales del equipo. Dentro de las actividades contempladas en esta inspección se encuentran:

- Verificación de la información suministrada por el constructor en su dossier de fabricación de acuerdo con el estampe de fabricación.
- Detectar daños sufridos por el equipo por motivos de traslado y ajuste en la instalación del proceso.

- Caracterizar defectos aceptados por los criterios de fabricación del equipo con el fin de fijar una medida de control para su seguimiento
- Verificar la correcta instalación y conexión del equipo con el resto de entradas y salidas del proceso.
- Ejecutar la primera inspección visual del equipo que se centrará en identificar estado de los elementos estructurales, limpieza y secado para el inicio de servicio.
- Tomar el perfil de espesor inicial del equipo en caso de que el fabricante no lo proporcione. Esta información servirá de punto de partida para los próximos análisis de espesor, tasa de corrosión y para el cálculo de la vida remanente del equipo.
- Inspeccionar la integridad y función de dispositivos de alivio de presión, control de temperatura e instrumentación.

Si se detectan anomalías durante este proceso de inspección de instalación se debe considerar por el departamento de mantenimiento la necesidad de documentarlas, repararlas o evaluarlas con criterios de aptitud para el servicio en cada caso.

### **5.3 PRIMERA INSPECCIÓN LUEGO DE ENTRAR AL SERVICIO**

Es un examen de vital importancia debido a que antes de realizar esta examinación no es posible hablar de una inspección basada en riesgo, pues no hay un dato histórico que brinde certeza de que las condiciones consideradas para la operación del equipo son las que realmente se estén presentando. Así las cosas, es prudente considerar al equipo como de baja confianza. Factores como operaciones fuera de rango, ambientes operacionales más agresivos y planes de mantenimiento preventivo insuficientes pueden afectar directamente la integridad del equipo de forma negativa.

En esta examinación se recomienda realizar una inspección exhaustiva de acuerdo con el plan propuesto para cada uno de los componentes del equipo, con

el fin de generar puntos de partida para el análisis basado en riesgo y planteamiento de frecuencias de inspección. De esta inspección es importante extraer:

**Nivel de cumplimiento de las consideraciones de diseño:**

Es necesario determinar si las consideraciones del diseño se reflejan en la realidad operacional del equipo. En caso que no se cumplan las expectativas del diseño será necesario manejar de forma conservadora la integridad del equipo, requiriendo intervalos de inspección más cortos para generar una buena trazabilidad de la confiabilidad del equipo en la cual sustentar las decisiones basadas en riesgo.

**Grado de conocimiento del entorno operacional:**

Una vez diseñado el panorama de riesgo se contemplan escenarios posibles en los que una falla se da por un mecanismo de daño típico de las condiciones operacionales. Pero pudiera presentarse que un mecanismo de daño no contemplado se presente por distintos factores, en este caso debe analizar el por qué se presentó y como esto afecta el plan de inspección y mitigación generado, se debe registrar el resultado de este análisis e incorporarlo al plan de inspección.

**Tolerancia del equipo a mecanismos de falla:**

Con la información recopilada de esta y las inspecciones subsecuentes se determina el comportamiento del equipo a las condiciones de operación reales en lo que se catalogaría como la tolerancia del equipo al daño. La determinación de esta característica es importante ya que el calcular factores como la vida remanente y los intervalos de inspección basados en la condición real del equipo, optimizará los recursos de inspección y arrojará intervalos de inspección más largos.

Pese a que no existe una regla general para determinar el tiempo al cual se debe ejecutar la primera inspección del equipo, se adopta la recomendación de TWI en el documento “Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management”<sup>27</sup> de ejecutarla máximo a los 24 meses de entrar en servicio continuo. Los métodos, extensión y procedimientos de la examinación deben hacerse a la

---

<sup>27</sup> HSE Health & Safety Executive. Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management. Prepared by TWI and Royal & SunAlliance Engineering. Manchester. 2001. ISBN 0 7176 2090 5

totalidad de los componentes de acuerdo a los planes generados en este documento.

#### **5.4 PAUTAS PARA LA FIJACION DE INTERVALOS DE INSPECCIÓN**

El objetivo de fijar un intervalo de inspección es ejecutar el plan de inspección en un lapso en el cual sea viable identificar mecanismos de falla en fases tempranas de formación, para así, ejecutar su correcta mitigación o reparación, asegurando un funcionamiento seguro durante un ciclo de inspección más.

Como ya se mencionó antes no existe una regla general para fijar intervalos de inspección cuando se manejan programas de inspección basada en riesgo. Sin embargo, existen recomendaciones para la determinación de dichos intervalos, los enfoques pueden ser de índole histórica, de directriz industriales o pueden estar basados en la vida remanente del equipo. Teniendo en cuenta que este programa está basado en riesgo, el enfoque más consecuente con esta metodología es el enfoque basado en la vida remanente del equipo, ya que al hablar de vida remanente del equipo implícitamente se está teniendo en cuenta las condiciones reales de operación y la tolerancia real del equipo a los deterioros de los mecanismos de daño presentes.

En cuanto a la determinación de intervalos de inspección enfocada a la vida remanente existen varias recomendaciones. La primera recomendación la brinda el código de inspección de recipientes a presión API 510. En este código se establece que la inspección de un recipiente sometido a presión debe realizarse cada media vida remanente o 10 años, lo que sea más restrictivo. La Safety Assessment Federation en su documento 'Pressure systems guidelines on the periodicity of examinations'<sup>28</sup> propone que: durante el servicio igual al 80% de la vida pronosticada para el componente, el intervalo de inspección sea igual a 0.2 veces la vida remanente. Para cuando el servicio del recipiente sea mayor al 80% de la vida pronosticada para el componente, el intervalo de inspección será 0.1 veces la

---

<sup>28</sup> SAFETY ASSESSMENT FEDERATION: 'Pressure systems guidelines on the periodicity of examinations', PSG1, ISBN 1901212106

vida remanente del componente. Existen casos en los que la empresa fija el factor por el que se multiplicará la vida remanente del equipo basado en su panorama de riesgo, generando un intervalo de inspección por componente. Sin embargo, para llegar a generar un criterio de esta clase es necesario tener como base de juicio un buen historial de inspección, así como un comportamiento homogéneo en las condiciones de operación y mantenimiento.

Para el plan de inspección del tratador electrostático en discusión, se determina las siguientes reglas para la definición de intervalos:

- Inspección de instalación del equipo, debe realizarse inmediatamente después de haber situado el equipo en el lugar de servicio de acuerdo con lo establecido en este documento en el numeral 5.2 (inspección de instalación del equipo).
- Primera inspección luego de entrar al servicio, debe realizarse a los 24 meses de entrar en servicio la inspección se llevara a cabo de acuerdo con lo establecido en este documento en el numeral 5.3 (**Primera inspección luego de entrar al servicio**).
- Intervalo entre inspecciones, se adopta la recomendación de Safety Assessment Federation para los componentes que se encuentran en el primer nivel de prioridad para la inspección. Se plantea que durante el servicio igual al 80% de la vida pronosticada para el componente, el intervalo de inspección sea igual a 0.2 veces la vida remanente. Para cuando el servicio del recipiente sea mayor al 80% de la vida pronosticada para el componente, su intervalo de inspección será 0.1 veces la vida remanente. Sin embargo, si al analizar bajo criterio de aptitud para el servicio no es viable alcanzar otro intervalo de inspección, debe fijarse un lapso más corto de inspección.

Para los componentes que se encuentran clasificados en el segundo y tercer nivel de inspección, se contempla trabajar intervalos del doble de la

sugerencia adoptada para los equipos de primer nivel de inspección, es decir 0.4 veces la vida remanente para el servicio hasta el 80% de la vida útil programada del equipo y 0.2 veces la vida remanente después del 80% de la vida útil, siempre y cuando se cumpla la condición de soportar hasta el próximo intervalo de inspección de acuerdo con la evaluación de aptitud para el servicio.

Los intervalos de inspección propuestos pueden ser cambiados solamente si la experiencia operacional del equipo y el seguimiento estadístico del avance de los mecanismos de falla así lo sustentan, de otra manera se adoptan los planteados.

## **5.5 CRITERIO PARA EL FIJAR EL ALCANCE DEL EXAMEN Y MÉTODO DE INSPECCIÓN**

Con el fin de parametrizar las labores de inspección en cuanto a método y extensión de ejecución es necesario contemplar los sitios susceptibles al ataque de los mecanismos de daño y el método costo efectivo óptimo para detectar tempranamente el avance de los mecanismos de falla.

**5.5.1 Sitios propensos a mecanismos de falla.** Con base en la caracterización de los mecanismos de daño se identifican sitios propensos a desarrollarlos para cada uno de los componentes. Dichos sitios deben ser objeto de examinación con el método adecuado para generar información confiable para el análisis. De forma general se describen como sitios propensos los siguientes:

- **Uniones soldadas.**

Las uniones soldadas, son sitios propensos a que se generen mecanismos de daño relacionados con esfuerzos ejercidos por la presión interna del proceso. Además, por el método de construcción, el material base adyacente es afectado por calor (HAZ). Adicionalmente, se encuentran las indicaciones de defectos tolerables por el código de diseño las cuales se deben caracterizar y monitorear, para determinar que no se estén comportando como concentradores de tensión. De

acuerdo con ASME BVPC VIII Sec.1, para obtener el estampe de fabricación para el recipiente la inspección de las soldaduras del equipo y tubo de fuego, deben ser del 100%, por lo cual es importante contar con un estampe de esta categoría en el equipo y su dossier de fabricación. Finalmente, se deben documentar todas las alteraciones, inspecciones y reparaciones que tuvieran lugar durante la vida útil del tratador.

- **Regiones de alto esfuerzo.**

Son sitios del equipo donde se identifica un alto esfuerzo ejercido al material por efecto de la operación, cargas asociadas al peso o efecto de cargas cíclicas por ciclos de trabajo. Al identificar esta clase de regiones en el tratador electrostático se determina que las láminas del cuerpo, así como el cuerpo del tubo de fuego, están sometidos a la presión del proceso. Se contempla, además, que la sección que el flange que soporta el peso de los tubos de fuego se encuentra dentro de este rango de sitios, debido a la carga que ejerce el peso del tubo. Cabe aclarar que estructuralmente cuenta con ayuda de vigas que ayudan a redistribuir esta carga. Por último, se contempla esfuerzo cíclico asociado a la constante vibración por efecto de la operación del quemador del equipo.

- **Concentradores de tensión.**

Son considerados concentradores de tensión todos los cambios bruscos de sección, muescas, geometría de ángulos agudos y uniones soldadas en filete. Dentro de los concentradores de tensión identificados en el tratador se encuentran juntas en filete del flange de sujeción de los tubos de fuego, así como las juntas en filete de la lámina deflectora y los baffles de separación. Al ser sitios iniciadores de grieta, la inspección visual en estas partes debe ser exhaustiva, de ser necesario, se deben usar métodos de examinación complementarios como ensayos no destructivos.

- **Superficies expuestas a daño (corrosión y temperatura).**

Las superficies sometidas a daño por corrosión y temperatura por lo general experimentan adelgazamiento del espesor de forma generalizada o puntual. Además, son ambientes que favorecen la aparición de grietas y fracturas por efecto acumulativo que debilita las propiedades mecánicas del material.

Entre los mecanismos de daño identificados en el entorno operacional del tratador, el mecanismo de daño predominante es la corrosión, pues, de acuerdo con el análisis de riesgo por mecanismo de daño, es posible que todos los componentes del tratador la presenten. Por otra parte, el componente que se identificó como afectado por temperatura es el tubo de fuego del equipo. La interacción directa con la llama y la función de transferencia de calor a la emulsión tratada permite que los mecanismos de daño relacionados con la alta temperatura se presenten en el primer anillo del tubo por llama y por el calentamiento con gases de combustión hasta el escape a la chimenea.

- **Interfaz de fluidos.**

La interfaz entre fluidos provoca impacto directo del flujo en el material del equipo que puede generar erosión de material. En el entorno operacional del equipo se identifican dos interfaz, un gas/emulsión y otra agua/emulsión. La interfaz gas emulsión afecta principalmente a la lámina deflectora de la sección térmica y colateralmente afecta la parte superior del cuerpo equipo. En cuanto a la interfaz agua/emulsión, se observa que se presenta afectación en las tres secciones del equipo. Afecta de forma directa, además, el cuerpo del recipiente y colateralmente a los componentes que se encuentran sumergidos en agua libre y en agua tratada como es el caso de los canales desarenadores y el tubo dispersor de flujo. Se considera como caso especial de erosión por efecto del choque de emulsión, el bafle separador de la sección térmica que funciona como dique de rebose para paso emulsión a la cámara de aumento.

**5.5.2 Métodos de inspección.** El plan de inspección debe contemplar métodos adecuados y confiables para detectar de forma temprana los síntomas de daño o

monitorear fielmente una característica del equipo. Sin embargo, es claro que no existe una técnica definitiva para la detección de todos los mecanismos de fallo, por lo cual dentro del plan de inspección se deben usar los métodos de forma complementaria. Además, la aplicación de ciertos ensayos se encuentra limitada por distintos factores que deben ser tenidos en cuenta para su ejecución.

La selección de métodos de inspección para el caso de estudio ha tenido en cuenta tres enfoques primarios para detectar la aparición y progreso de mecanismos de daño. El primer enfoque se orienta hacia los síntomas que se presentan a nivel interno y externo del material, por lo que técnicas de inspección deben ser de índole superficial y volumétrica seleccionada de acuerdo con el mecanismo de daño a inspeccionar. En segundo lugar, se hace énfasis a la inspección de las uniones soldadas debido a que durante la construcción, servicio y reparación implica riesgo de generar o favorecer a los mecanismos de falla. Por último, se enfoca la inspección a los mecanismos de falla en los sitios identificados como propensos. Siempre se debe favorecer la probabilidad de detección.

- **Inspección visual**

Es el método de inspección que se emplea para percibir con la vista defectos o síntomas que afectan de manera física al objeto de inspección. Este método debe ser ejecutado bajo un procedimiento escrito conforme a los requerimientos de ASME BVPC V parágrafo T-921. Con personal certificado como nivel II en la técnica bajo el esquema ASNT TC 1A o CP 189, los cuales certifican la competencia del inspector basado en su experiencia y conocimiento.

Dentro del equipo utilizado para la aplicación del método se emplea instrumentos de aumento y ayuda óptica como lupas o microscopios, sistemas de iluminación, herramientas de dimensionamiento y medición que deben contar con sus respectivos certificados de conformidad y calibración emitidos por un ente competente. Es indispensable que las superficies objetos de examinación cumplan con la limpieza e iluminación necesaria para la correcta ejecución del método.

El método de aplicación de la técnica puede ser de manera directa o remota, siempre y cuando los hallazgos puedan ser dimensionados y medidos de forma confiable para aplicar una evaluación de aptitud para el servicio. El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método visual para la detección de mecanismos de fallo. Sin embargo, es necesario señalar que está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, dimensionados y reportados en el formato de inspección visual propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Líquidos penetrantes**

Este método de inspección superficial basado en la capilaridad detecta defectos o indicaciones de los mismos siempre y cuando se encuentren abiertos a la superficie. Este método de inspección debe ser ejecutado bajo un procedimiento escrito conforme a los requerimientos de ASME BVPC V parágrafo T-621. Con personal calificado como nivel II en la técnica bajo el esquema ASNT TC 1A o CP 189, los cuales certifican la competencia del inspector basado en su experiencia y conocimiento.

Dentro del equipo utilizado para la aplicación del método se emplea implementos de limpieza de la superficie como grata mecánica y removedores solventes, kit de líquidos penetrantes visibles no halogenados removibles con solvente y visibles con polvo seco. Se contempla el uso de instrumentos de medición, así como sistemas de iluminación. Los kits de líquidos penetrantes deben contar con certificado de conformidad y deben ser usados antes de su fecha de caducidad. Además, los instrumentos de medición deben contar con sus respectivos certificados de conformidad y calibración emitidos por un ente competente. Es indispensable que las superficies objeto de examinación cumplan con la limpieza e iluminación necesaria para la correcta ejecución del método. Una vez terminada la inspección

debe limpiarse la superficie inspeccionada retirando los líquidos penetrantes ya que pueden generar focos de corrosión o reactividad en el equipo. El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de líquidos penetrantes para la detección de mecanismos de fallo, sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, dimensionados y reportados en el formato de inspección mediante líquidos penetrantes propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Medición de espesores por ultrasonido**

Este método de inspección basado en el tiempo de vuelo de las ondas de ultrasonido y la conversión de las mismas en energía mecánica y viceversa, es utilizado para tomar lecturas del espesor puntual de los componentes. Este método de inspección debe ser ejecutado bajo un procedimiento escrito conforme a los requerimientos de ASME BVPC V parágrafo T-521. Con personal calificado como nivel II en la técnica bajo el esquema ASNT TC 1A o CP 189, los cuales certifican la competencia del inspector basado en su experiencia y conocimiento.

El equipo utilizado para la aplicación del método contempla implementos de limpieza de la superficie como grata mecánica y removedores solventes, medidor de espesores o equipo de ultrasonido con visualización scan A digital con certificado de conformidad y calibración vigente, palpador de mínimo 5 MHz de 12mm de diámetro, escalerilla de calibración de pasos de 0.1 pulgadas y acoplante adecuado para no generar puntos de corrosión por su aplicación. Cabe destacar que el tratador debe entregarse limpio después de la inspección. Es importante tener en cuenta que el equipo debe ser calibrado dentro del rango a medir antes de iniciar a tomar mediciones. Adicionalmente, las mediciones deben ser tomadas en los nodos de una cuadrícula de un pie (1') longitudinalmente por cada 45° diametralmente para componentes construidos en forma cilíndrica. Para laminas se debe medir en los

nodos de una cuadrícula de un pie (1') por un (1') pie. Tanto la limpieza previa como la limpieza posterior a la ejecución del ensayo son de vital importancia para la exactitud de las lecturas como para el cuidado del equipo correspondientemente.

El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de medición de espesores por ultrasonidos para el monitoreo de espesor. Sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, dimensionados y reportados en el formato de medición de espesores propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Ultrasonido para detección de fallas (UT)**

Este método de inspección basado en el tiempo de vuelo de las ondas de ultrasonido y la conversión de las mismas en energía mecánica y viceversa, es utilizado para examinar volumétricamente el material y soldaduras de un componente. Este método de inspección debe ser ejecutado bajo un procedimiento escrito conforme a los requerimientos de ASME BVPC V párrafo T-421. Con personal calificado como nivel II en la técnica bajo el esquema ASNT TC 1A o CP 189, los cuales certifican la competencia del inspector basado en su experiencia y conocimiento.

El equipo utilizado para la aplicación del método contempla implementos de limpieza de la superficie como grata mecánica y removedores solventes, equipo de ultrasonido con visualización scan A digital con certificado de conformidad y calibración vigente como mínimo, palpadores de 4Mhz con ángulo de 45°, 60° o 70°, bloque de calibración SDH del espesor del componente a inspeccionar, acoplante adecuado para no generar puntos de corrosión por su aplicación; aunque cabe destacar que el tratador debe entregarse limpio después de la inspección.

El uso de equipos de ultrasonido avanzado como phased arrays o TOF también está permitido siempre y cuando lo contemple el procedimiento escrito, cuente con

certificado de calibración vigente y se evidencie la competencia del personal con una calificación nivel II en el dominio de la técnica.

Es importante tener en cuenta que el equipo debe ser calibrado empleando el bloque SDH antes de iniciar a practicar el examen. Adicionalmente, tanto la limpieza previa como la limpieza posterior a la ejecución del ensayo son de vital importancia para confiabilidad de la examinación como para el cuidado del equipo correspondientemente.

El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de inspección mediante ultrasonidos para la inspección volumétrica de material y soldaduras. Sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, dimensionados y reportados en el formato de inspección mediante ultrasonidos propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Metalografía**

Este método de caracterización de materiales se basa en el análisis directo de la microestructura del metal y es utilizado para examinar cambios y aparición de fracturas intergranulares a nivel de la microestructura del metal. Este método de inspección debe ser ejecutado bajo un procedimiento contemplado por el ASM Metal handbook Vol. 09 e interpretado mediante el ASM Metal handbook vol. 10. Si bien el personal no debe estar certificado bajo esquemas recomendados, sí debe demostrar capacitación, entrenamiento y experiencia aplicando el método.

El equipo utilizado para la aplicación del método contempla implementos de limpieza de la superficie como lijas de agua desde la #80 hasta la #1600, nital al 2% para atacar la superficie, alcohol para limpiar la superficie, un microscopio electrónico con enfoque de 5X a 64X, cámara fotográfica adaptable al microscopio de alta resolución.

Es importante tener en cuenta que en el proceso se usa ácido nítrico y alcohol por lo que también se debe contar con capacitación para el manejo de estas sustancias. Está prohibido el electro pulido de las superficies debido a que puede generar puntos de corrosión en el equipo.

El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de inspección mediante metalografía para la caracterización de material y monitoreo de avance de mecanismos de daño a nivel microestructural. Sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, caracterizados y reportados en el formato de inspección propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Medición de durezas**

Este método de medición de la propiedad mecánica de dureza mediante un mecanismo de rebote de esfera de tungsteno, es utilizado para determinar la dureza actual de un metal. Este método de inspección debe ser ejecutado e interpretado bajo el documento ASM Metal handbook vol. 10, si bien el personal no debe estar certificado bajo esquemas recomendados, sí debe demostrar capacitación, entrenamiento y experiencia aplicando el método.

El equipo requerido para la ejecución de esta examinación es el equipo de medición de dureza que debe contar con certificado de conformidad y calibración vigente e indentador de esfera de tungsteno y bloque patrón de dureza certificado. Es importante tener en cuenta que la posición en la que se tomen las muestras de dureza afecta el resultado del método por lo que se recomienda usar factores de corrección. En la mayoría de equipos modernos esta corrección la realiza el mismo equipo.

El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de inspección de medición de dureza para la caracterización de esta

propiedad en el material. Sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, caracterizados y reportados en el formato de inspección de dureza propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

- **Termografía Infrarroja**

Este método de inspección basado en la captación de las emisiones infrarrojas permite determinar a distancia la temperatura de los componentes. Este método de inspección debe ser ejecutado bajo un procedimiento escrito conforme a los requerimientos de ISO FDIS 18434. Con personal calificado bajo los requerimientos de ISO 18436-1, los cuales certifican la competencia del inspector basado en su experiencia y conocimiento. El equipo requerido para la ejecución de esta examinación es una cámara termográfica con certificado de conformidad y certificación vigente emitida por un ente autorizado.

El plan de inspección indica en qué componentes y en qué extensión se ejecutará el método de inspección de medición de temperatura para la caracterización de esta propiedad en el material. Sin embargo, está permitido el reporte de situaciones anómalas que a criterio del inspector necesiten ser evaluadas o tenidas en cuenta. Todos los hallazgos deben ser ubicados, caracterizados y reportados en el formato de inspección por termografía propuesto en este documento. Los criterios de evaluación basados en aptitud para el servicio del componente deben ser aplicados en conjunto entre el inspector, el analista de riesgo y especialista de corrosión.

Tabla 15 Análisis de Mecanismo de Falla por Componente

MECANISMO Vs MODOD DE FALLA				RIESGO			PLAN DE INSPECCIÓN A IMPLEMENTAR
SECCION	d	COMPONENTE	MECANISMO DE FALLA	Prob	Imp	va	
SECCION TERMICA	1	Tubo de Fuego	Fractura frágil	D	4	H	Monitoreo UT defectos preexistentes / Inspección visual / PT
			Creep	C	3	M	Metalografía / Inspección visual / Monitoreo UT Espesor / PT para cuando el daño sea visible
			Fatiga Térmica	D	3	M	Inspección Visual / PT/ Monitoreo UT defectología
			Sobrecalentamiento a Corto Plazo	D	4	H	Inspección visual/Toma de durezas / Metalografía
			Choque Térmico	B	2	N	Inspección visual / PT
			Erosión Corrosión	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Fatiga Mecánica	D	4	H	Inspección sensorial /Inspección visual / PT
			Oxidación	D	2	L	Inspección visual /Termografía infrarroja / Monitoreo UT Espesor
			Sulfuración	D	2	L	Inspección visual /Termografía infrarroja / Monitoreo UT Espesor
			Grieta asistida por Corrosión	D	4	H	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor / PT
	2	Lamina Deflectora	Fatiga Mecánica	E	1	L	Inspección Visual / PT
			Corrosión Galvánica	D	1	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Erosión Corrosión	E	2	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
	3	Canal Desarenador	Corrosión Galvánica	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Erosión Corrosión	D	1	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Inducida Microbiológicamente	E	2	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
	4	Boquillas toma muestras	Corrosión Galvánica	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Erosión Corrosión	D	1	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Bajo Aislamiento	D	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Inducida Microbiológicamente	E	2	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
5	Control de bajo nivel	Deterioro Mecánico	C	1	N	Inspección Visual	
CA MARA DE	6		Erosión Corrosión	D	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor

	7	Baffle separador de la sección térmica (Dique)	Corrosión Galvánica	C	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
		Baffle separador de la sección electrostática	Erosión Corrosión	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Galvánica	C	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
		Separador de niebla	Deterioro Mecánico	C	1	N	Inspección Visual
SECCION ELECTROSTÁTICA	0	Electrodos (Parrillas)	Corrosión Galvánica	C	1	N	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
		Dispersor de Flujo	Erosión Corrosión	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Galvánica	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
	Corrosión Inducida Microbiológicamente		D	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor	
	1	Canal Desarenador	Erosión Corrosión	D	1	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Galvánica	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Inducida Microbiológicamente	E	2	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
	2	Boquillas toma muestras	Erosión Corrosión	D	1	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Galvánica	C	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Bajo Aislamiento	D	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
			Corrosión Inducida Microbiológicamente	E	2	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
	RECIPIENTE	3	Recipiente	Fractura frágil	C	5	H
Creep				C	1	N	Metalografía / Inspección visual / Monitoreo UT Espesor / PT para cuando el daño sea visible
Fatiga Térmica				C	2	L	Inspección Visual / PT / Monitoreo UT defecto logia
Erosión Corrosión				D	4	H	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
Corrosión Galvánica				D	4	H	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
Corrosión Bajo Aislamiento				D	3	M	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
Corrosión Inducida Microbiológicamente				D	2	L	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor
Grieta asistida por Corrosión				C	5	H	Inspección Visual / Monitoreo UT espesor / PT

## 5.6 PLANES DE INSPECCIÓN POR COMPONENTES.

Luego de haber analizado todos los aspectos necesarios para diseñar un plan de inspección, se procede a la formulación para cada uno de los componentes susceptibles de inspección de acuerdo con el criterio empleado. El seguimiento de lo mandado por el plan de inspección es de obligatorio cumplimiento y cualquier modificación al mismo debe ser evaluada por el jefe de mantenimiento y sólo se aceptará si la modificación es resultado del proceso de mejoramiento continuo del plan RBI.

**5.6.1 Planes de inspección componentes primer nivel de exposición.** Durante el proceso de selección de componentes para inspección se determinó que los componentes tubo de fuego y recipiente debían ser considerados como prioridad en el plan de inspección, debido a los riesgos asociados por su potencial falla, como se contempló en el panorama de riesgos. Los planes de inspección diseñados para los componentes de primer nivel contemplan intervalos de inspección más cortos, una extensión y métodos de examinación más rigurosos. Basado en toda la información recopilada se han desarrollado los planes de inspección mostrados a continuación.

Tabla 16 . Plan de Inspección por componente-Tubo de Fuego

Componente:	<b>Tubo de Fuego</b>					Riesgo (equipo):	<b>4H</b>	
Descripción:	<b>Componente encargado de calentar emulsión, tubo de 24" O.D. X 17' Longitud formado en U con flanges de aseguramiento a la vasija</b>					Tasa de corrosión	calcular de acuerdo a numeral 6.1.	
Sección:	<b>Térmica</b>					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	<b>calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.</b>							
Fecha Ejecución Inspección de instalación:	<b>Septiembre de 2018</b>							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Intervalo	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de cada 45° diametralmente y cada 2' longitudinalmente	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	2 Hora	128 puntos	Informe Inspección Perfil Critico de Espesor Tasa de Corrosión	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva	Experto en corrosión
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	1,5 Horas	Toda la superficie interna y externa, soldaduras y flange	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Metalografía	Se pulen superficies donde se tomara la muestra se atacan con químico para revelar microestructura, se enfoca y captura registro con microscopio electrónico para su análisis	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector	2 Horas	Un punto en la sección del cuerpo próxima a la llama y otra en la sección mas alejada	Informe de inspección Cambios en la microestructura Reportes de fallos intergranulares	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Monitoreo de defectología UT	Se emplea UT con haz angular u otro método de detección de fallas con ut para caracterizar indicaciones pre-existentes y se toman datos de cambio en geometría o longitud	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	1 Hora	puntos detectados con indicaciones desde la fabricación	Informe de Inspección Cambios en las dimensiones y geometría de las indicaciones del proceso de construcción	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
E.N.D. Superficiales, líquidos penetrantes	Se aplican PT sobre los cordones de soldadura, H.A.Z del flange y primer anillo del cuerpo del tubo, además y en zonas donde se detecte deformaciones	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (PT o MT Nivel II)	1/2 Hora	Cordones de soldadura y H.A.Z. del flange y primer anillo / zonas con deformaciones	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas u otros defectos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Medición de Dureza	Se toman puntos de dureza diametralmente cada 45° en las soldaduras, H.A.Z. y metal base circunferenciales del flange y el primer anillo, adicionalmente, debe tomarse en zonas deformadas	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector	1/2 Hora	8 puntos Cordones de soldadura y H.A.Z. del flange y primer anillo / zonas con deformaciones	Informe de Inspección Aumento significativo o fuera de rango de la dureza del material	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Termografía infrarroja	Se inspecciona con cámara termografía la superficie interna del tubo de fuego por la mira del equipo	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector Termografía	1/2 Hora	Superficie del cuerpo interior del tubo afectado por llama	Puntos calientes por encima de la temperatura normal de operación del tubo de fuego	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento

Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el material
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión
	Corrosión inducida Microbiológicamente	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con pérdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor
	Oxidación	Presencia de óxido sobre la superficie. Perdida generalizada
	Sulfuración	Presencia de escamas de sulfuros sobre el material, perdida generalizada y localizada de espesor
Fractura y Grieta	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial
	Fatiga térmica	Agrietamiento superficial en forma de daga con presencia de óxido a su interior.
	Choque térmico	Grieta súbita sin un sentido definido
	Fatiga Mecánica	Huella tipo concha de almeja en el material concéntrica en la zona de inicio de grieta
	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular
Deformaciones	Creep (Fluencia lenta)	huecos presentes en el límite de grano a nivel microestructura, deformaciones y abultamientos visibles en el material, agrietamiento
	sobrecalentamiento a corto plazo	Deformaciones localizadas del orden del 3 al 10%, grieta en forma de boca de pescado con adelgazamiento de material

Tabla 17 . Plan de Inspección por componente-Recipiente

Componente:	<b>Recipiente</b>		Riesgo (equipo):	<b>5 H</b>				
Descripción:	Componente encargado de contener herméticamente en su interior los fluidos de proceso en las condiciones requeridas para la deshidratación del crudo 8'OD y 30' largo		Tasa de corrosión					
Sección:	todas		Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.				
Vida Remanente:	calcular de acuerdo con 6.1.							
Fecha Ejecución:	Septiembre de 2018							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Intervalo	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de cada 45° diametralmente y cada 2' longitudinalmente	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera	Inspector (UT Nivel II)	2 Horas	120 puntos en el cuerpo (80 sección térmica, 40seccion coalescente) 16 en tapa	Informe Inspección Perfil Critico de Espesor Tasa de Corrosión	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Experto en corrosión
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera	Inspector (VT Nivel II)	1 Horas	Toda la superficie interna, soldaduras, boquillas y manholes	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Metalografía	Se pulen superficies donde se tomara la muestra se atacan con químico para revelar microestructura, se enfoca y captura registro con	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera	Inspector	2 Horas	Un punto en la sección de la tapa térmica próxima al quemador y en la tapa	Informe de inspección Cambios en la microestructura Reportes de fallos intergranulares	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Monitoreo de defectología UT	Se emplea UT con haz angular u otro método de detección de fallas con ut para caracterizar indicaciones pre-existentes y se toman datos de cambio en geometría o longitud	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	1 Hora	puntos detectados con indicaciones desde la fabricación	Informe de Inspección Cambios en las dimensiones y geometría de las indicaciones del proceso de construcción	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
E.N.D. Superficiales, Líquidos penetrantes	Se aplican PT sobre los cordones de soldadura, H.A.Z del flange y primer anillo del recipiente, además, en zonas donde se detecte deformaciones y soldaduras que unen la lamina deflectora con el recipiente	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (PT o MT Nivel II)	1/2 Hora	Cordones de soldadura y H.A.Z. del flange y primer anillo / zonas con deformaciones	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas u otros defectos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento

Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el material
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión
	Corrosión bajo aislamiento	Picaduras o arranques de material, pérdida localizada de material
	Corrosión inducida Microbiológicamente	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con pérdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor
Fractura y Grieta	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial
	Fatiga térmica	Agrietamiento superficial en forma de daga con presencia de óxido a su interior.
	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular
Deformaciones	Creep (Fluencia lenta)	huecos presentes en el límite de grano a nivel micro estructural, deformaciones y abultamientos visibles en el material, agrietamiento

**5.6.2 Planes de inspección componentes de segundo y tercer nivel de exposición.** Durante el proceso de selección de componentes para inspección se determinó que en el segundo y tercer nivel de inspección se contemplan los componentes lámina deflectora, baffle separador de la sección térmica (dique), baffle separador de la sección electrostática, dispersor de flujo y canal desarenador. Dichos componentes al estar expuestos a menos mecanismos de falla, además de tener menor probabilidad y un menor impacto de consecuencia de falla. Se destinan menores recursos de inspección los cuales son suficientes para detectar y monitorear la aparición y progreso, de igual forma los intervalos de inspección de estos componentes será mayor. Los planes de inspección formulados para estos componentes son mostrados a continuación.

Tabla 18 . Plan de Inspección por componente-Lámina deflectora

Componente:	Lamina deflectora				Riesgo (equipo):	2 M		
Descripción:	lamina que conduce el flujo de entrada de emulsión al equipo de tratamiento direccionándolo hasta debajo de la interfaz agua aceite				Tasa de corrosión	calcular de acuerdo con numeral 6.1.		
Sección:	Térmica				Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.		
Vida Remanente:	calcular de acuerdo con numeral 6.1.							
Fecha Ejecución:	Septiembre de 2018							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de 2' X 2'	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la	Inspector (UT Nivel II)	1 Hora	40 puntos	Informe Inspección Perfil Critico de Espesor Tasa de Corrosión	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Experto en corrosión
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubicar en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	1 Horas	Toda la superficie y soldadura de conexión con el recipiente	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
E.N.D. Superficiales, Líquidos penetrantes	Se aplican PT sobre los cordones de soldadura, H.A.Z de unión con el recipiente, además y en zonas donde se detecte deformaciones	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (PT o MT Nivel II)	1/2 Hora	Cordones de soldadura y H.A.Z. de unión con el recipiente / zonas con deformaciones	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas u otros defectos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el material						
Espesor	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
Fractura y Grieta	Fatiga Mecánica	Huella tipo concha de almeja en el material concéntrica en la zona de inicio de grieta						
	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular						
Deformaciones	Maltrato Mecánico	Deformaciones localizadas generadas por golpes						

Tabla 19 . Plan de Inspección por componente-Canal Desarenador

Componente:	<u>Canal Desarenador</u>					Riesgo (equipo):	2 M	
Descripción:	<u>Canal construido en forma de cajón para atrapar residuos solidos suspendidos en emulsión y agua libre para luego drenarlos del equipo</u>					Tasa de corrosión		
Sección:	<u>Térmica y Electrostática</u>					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	<u>calcular de acuerdo con numeral 6.1.</u>							
Fecha Ejecución:	<u>Septiembre de 2018</u>							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de 2' X 2'	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la	Inspector (UT Nivel II)	1 Hora	12 Puntos	Informe Inspección Perfil Critico de Espesor Tasa de Corrosión	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Experto en corrosión
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubicar en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	1 Horas	Toda la superficie del canal desarenador	Informe de inspección Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el material						
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
	Corrosión bajo aislamiento	Picaduras o arranques de material, perdida localizada de material						
	Corrosión inducida Microbiológica	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con perdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor						

Tabla 20 . Plan de Inspección por componente-Boquillas Toma Muestras

Componente:	<b>Boquillas toma muestras</b>					Riesgo (equipo):	<b>3 M</b>	
Descripción:	<b>boquillas instaladas al costado del equipo para tomar muestras de análisis de agua libre o tratada, emulsión y crudo limpio</b>					Tasa de corrosión		
Sección:	<b>Térmica y Electrostática</b>					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	<b>calcular de acuerdo con numeral 6.1.</b>							
Fecha Ejecución:	<b>Septiembre de 2018</b>							
}								
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT puntual cada 90°	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la	Inspector (UT Nivel II)	0,2 Hora	4 puntos	Informe Inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas	Experto en corrosión
						Perfil de Espesor		
						Tasa de Corrosión		
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubicar en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. despues de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	0,5 Horas	Toda las boquillas del equipo	Informe de inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
						Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos		
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el material						
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
	Corrosión bajo aislamiento	Picaduras o arranques de material, perdida localizada de material						
	Corrosión inducida Microbiológicamente	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con perdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor						
Fractura/Grieta	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular						
	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial						

Tabla 21 . Plan de Inspección por componente-Bafle separador de la Sección térmica (Dique)

Componente:	Bafle separador de la sección térmica (Dique)					Riesgo (equipo):	3 M	
Descripción:	Bafle separador en forma de dique que permite el paso de emulsión tratada en la sección térmica a la cámara de aumento de crudo del equipo					Tasa de corrosión	calcular de acuerdo con numeral 6.1.	
Sección:	Cámara de aumento					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	calcular de acuerdo con numeral 6.1.							
Fecha Ejecución:	Septiembre de 2018							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubicar en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	0,2 Horas	Superficie de la lamina del dique y soldadura que la une al cuerpo	Informe de inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
						Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos		
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de 2' X 2'	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	0,5 Hora	12 Puntos	Informe Inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Experto en corrosión
						Perfil Critico de Espesor		
						Tasa de Corrosión		
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el						
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
	Corrosión inducida Microbiológica	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con perdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor						
Fractura/Grieta	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular						
	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial						

Tabla 22 . Plan de Inspección por componente- Bafle separador de la sección Electroestática

Componente:	<b>Bafle separador de la sección Electrostática</b>					Riesgo (equipo):	<b>3 M</b>	
Descripción:	<b>Bafle separador que solo permite paso del flujo por el tubo dispersor de flujo a la sección electrostática</b>					Tasa de corrosión		
Sección:	<b>Cámara de aumento</b>					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	<b>calcular de acuerdo con numeral 6.1.</b>							
Fecha Ejecución:	<b>Septiembre de 2018</b>							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubir en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. despues de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	0,2 Horas	Superficie de la lamina del dique y soldadura que la une al cuerpo	Informe de inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
						Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos		
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de 2' X 2'	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	0,5 Hora	20 Puntos	Informe Inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Experto en corrosión
						Perfil Critico de Espesor		
						Tasa de Corrosión		
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el						
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
	Corrosión inducida Microbiológica	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con perdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor						
Fractura/Grieta	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular						
	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial						

Tabla 23 . Plan de Inspección por componente- Dispersor de flujo

Componente:	Dispensador de flujo					Riesgo (equipo):	2L	
Descripción:	Tubo perforado que suministra emulsión a la sección electrostática del tratador por debajo de la interfaz agua aceite					Tasa de corrosión	calcular de acuerdo con numeral 6.1.	
Sección:	Sección Electroestática					Próxima inspección:	calcular de acuerdo con el deterioro mas restrictivo 6.1.	
Vida Remanente:	calcular de acuerdo con numeral 6.1.							
Fecha Ejecución:	Septiembre de 2018							
Procedimiento de Inspección	Actividad de Mantenimiento Preventivo y Monitoreo	Frecuencia	Personal Ejecutante	Tiempo de Ejecución	Muestreo	Reporte	Decisión	Personal de Análisis
Inspección Visual	Inspección visual en búsqueda de cambios visibles y aparición de indicaciones de efectos de los mecanismos de daño identificados, una vez ubicados se deben dimensionar, caracterizar y ubicar en un plano de inspección	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (VT Nivel II)	0,2 Horas	Superficie de la lamina del dique y soldadura que lo une al baffle separador electrostático	Informe de inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva encontrado	Analista Riesgo / Jefe Mantenimiento
						Reporte y Dimensionamiento Grietas, picaduras valles y abultamientos		
Monitoreo de Espesor por UT	Medición de Espesor por UT en cruces de cuadrícula de cada 90° diametralmente y cada 2' longitudinalmente	Calcular de acuerdo con numeral 5.5. después de la primera inspección	Inspector (UT Nivel II)	0,5 Hora	16 Puntos	Informe Inspección	De acuerdo con el deterioro con evaluación mas restrictiva	Experto en corrosión
						Perfil Critico de Espesor		
						Tasa de Corrosión		
Factor de daño	Mecanismo de daño	Manifestación						
Adelgazamiento Espesor	Erosión/Corrosión	Surcos de corrosión por material abrasivo, aparición de picaduras, entallas, adelgazamiento del espesor del material, formación de valles en el						
	Corrosión galvánica	Perdida generalizada de espesor, adelgazamiento localizado del material formación de valles en el material, surcos de corrosión						
	Corrosión inducida Microbiológica	Presencia de hongos y organismos biológicos que cubren las zonas con pérdida de espesor. Perdida generalizada y local de espesor						
Fractura/Grieta	Grieta asistida por corrosión	Presencia de cualquier tipo de corrosión, grietas quebradizas con forma triangular						
	Fractura frágil	Aumento de longitud de indicaciones ya presentes, endurecimiento del material, aparición de agrietamiento superficial						

## **6 ANÁLISIS Y TOMA DE DECISIONES BASADAS EN LOS RESULTADOS DE INSPECCIÓN.**

Una vez ejecutada la inspección del tratador de acuerdo con lo provisto en el capítulo 5 (desarrollo del plan de inspección RBI), es necesario proceder a analizarla desde el punto de vista de aptitud para el servicio, hasta el próximo intervalo de inspección. Basado en el riesgo aceptable durante este intervalo, en este capítulo se brindan las pautas para la evaluación de la aptitud, toma de decisiones de reparar o no y la actualización del riesgo de acuerdo con los resultados de la examinación.

### **6.1 APTITUD PARA EL SERVICIO.**

El conjunto de responsables que realizan el análisis de los resultados de inspección; el cual está compuesto por el jefe de mantenimiento, el especialista de corrosión y el analista de riesgo, tiene la obligación de determinar si el equipo se encuentra en condiciones de soportar el servicio hasta el próximo intervalo de inspección en las mismas condiciones del servicio medido en la inspección actual. Para realizar el análisis, además del resultado de inspección, es de vital importancia saber si las condiciones de operación de equipo han cambiado, si las acciones del plan de mantenimiento preventivo se han llevado a cabo de acuerdo a lo propuesto y si se han presentado eventos fortuitos que requirieran de acciones de tipo correctivo.

Una vez se mida la magnitud y tipo de deterioro sufrido por los componentes del tratador es necesario tomar decisiones de cuál será el paso a seguir, para lo cual se debe analizar cómo será la operación del tratador con el deterioro presente en él y el riesgo que esto involucra. Para lo cual es clave identificar los siguientes aspectos del deterioro:

- Qué tipo y en qué magnitud se presentó; relacionarlo al mecanismo de falla que pudo haberlo causado de acuerdo con la información recolectada durante la inspección.

- Qué cantidad de esfuerzo recibe el componente en el que se encuentra el deterioro
- Propiedades de resistencia mecánica del material y resistencia a la fractura. Debe tenerse en cuenta si el material presenta debilitamiento por daño cíclico o fatiga térmica.
- Límite seguro de operación y el entorno operacional en el que apareció el deterioro

La aptitud para el servicio plantea que, a pesar que en algún componente del equipo presente una situación de deterioro inaceptable por los parámetros de diseño, no necesariamente implica que el equipo deba ser objeto de rechazo, reparación o modificación. Así pues, se le debe analizar de acuerdo con criterios de evaluación de ingeniería basados en la mecánica de fractura (ECA) para determinar la criticidad de la falla. Con el fin de usar un criterio ECA estandarizado y adecuado para el tratador, se ha decidido evaluar bajo los criterios propuestos por API 579/ASME FFS. Para realizar la correcta evaluación del deterioro del equipo debe contarse con toda la información requerida por el criterio de evaluación, sin embargo, si no se posee la información, debe contemplarse el escenario más conservador posible.

**6.1.1 Criterios de evaluación de deterioro API 579 / ASME FFS.** <sup>29</sup> Cuando se habla de criterios de aceptación para la aptitud para el servicio es importante tener en cuenta que se está evaluando la tolerancia de la operación y características del equipo a trabajar bajo la condición de deterioro. Así las cosas, los criterios están orientados a realizar un análisis del estado actual y proyección de crecimiento del deterioro. Los criterios ECA adoptados para este programa de gestión basada en riesgo son los propuestos por API 579/ ASME FFS. Los criterios de pérdida de espesor y pitting no consideran la fuente de deterioro, por lo cual, es labor del

---

<sup>29</sup> API. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness for Service. API 579-1/ ASME FFS-1, June,2016

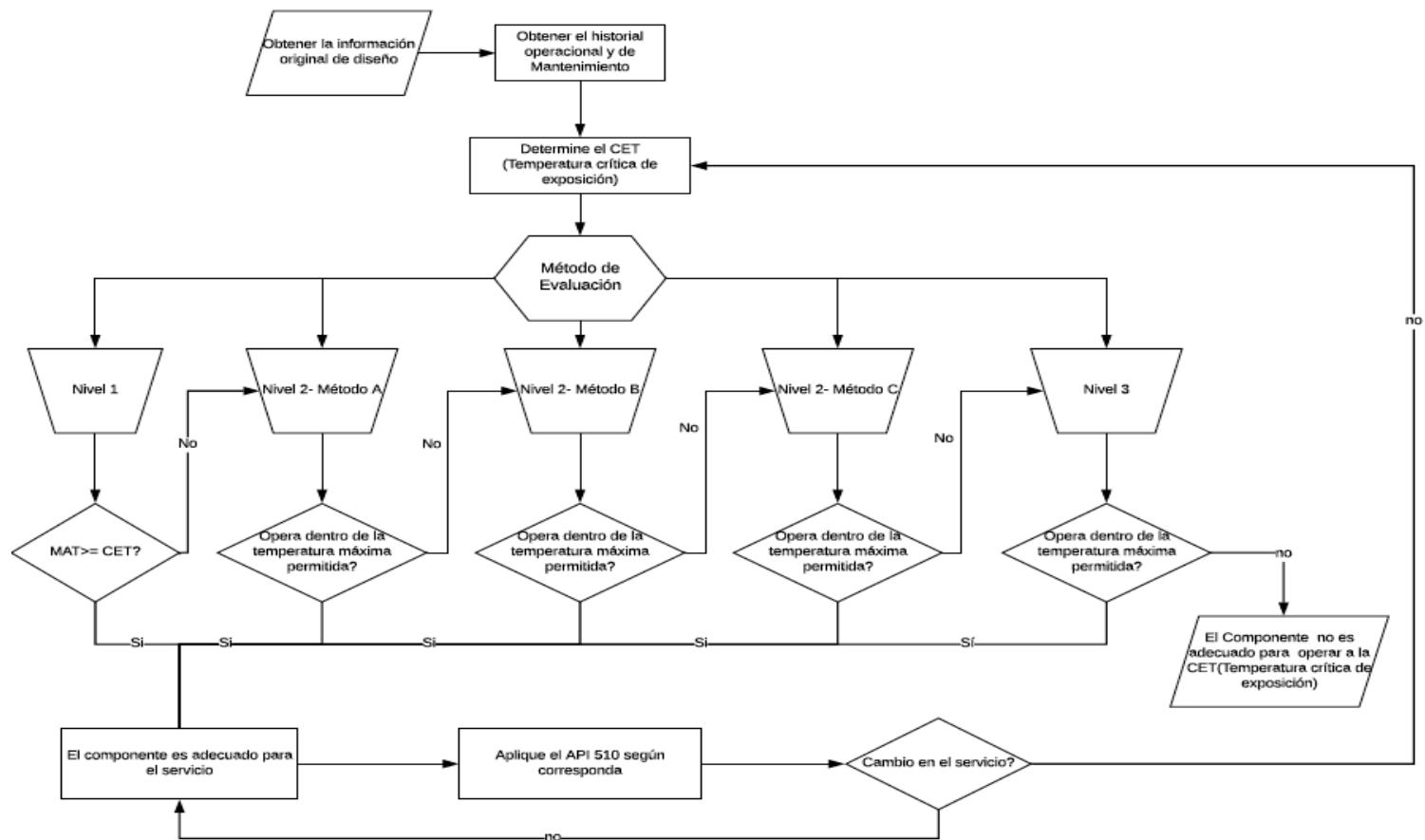
inspector identificar el mecanismo de falla que lo genera basado en su experiencia y caracterizaciones hechas previamente.

- Criterio de fractura frágil:

Este criterio se encuentra orientado a evitar que se presente fractura frágil en el componente, mediante la homologación del material. Este criterio es sólo aplicable a materiales de construcción anteriores a la edición del ASME BVPC Sección VIII del 2007, debido a que en estas versiones del código no se requería de la prueba de impacto charpie con muesca en V, la cual de ser satisfactoria, y asegura una alta resistencia del material a la fractura frágil. Además, no se recomienda el uso de materiales que sean propensos de fractura frágil en componentes que puedan generar fuga y no se tiene tolerancia a grietas frágiles ya iniciadas.

Los materiales sensibles de evaluación que cumplen con los criterios de las evaluaciones nivel 1, 2 o 3 de API 579/ ASME FFS son aptos para continuar en servicio siempre y cuando no se evidencien cambios en el deterioro y no se encuentren trabajando constantemente debajo de la CET (temperatura de exposición crítica).

Figura 26. Diagrama para la evaluación de modos de falla por fractura frágil



### Perdida general de espesor:

Este criterio de evaluación se basa en el promedio y pérdida futura de espesor. Como regla general, no es necesario usar una evaluación de aptitud para el servicio a menos que se cumplan una de las siguientes condiciones: la primera, que se haya medido un punto de espesor inferior al requerido por el cálculo de diseño más la tolerancia dada por el fabricante. La segunda condición, es que si al calcular el espesor mínimo futuro; teniendo como base la tasa de corrosión para la próxima medición, el espesor sea menor al especificado por el diseño más la tolerancia a la corrosión contemplada por el diseñador.

Para el caso del programa se ha decidido basar las evaluaciones de aptitud para el servicio en la modalidad de perfiles de corrosión. De la inspección deben generarse los perfiles críticos de espesor (CTP), tanto diametral como longitudinalmente, para poder ejecutar la evaluación para el servicio. Otra consideración hecha para la evaluación de los datos de inspección es que sólo se recurrirá a los niveles 1 y 2 de evaluación propuestos por API 579/ASME FFS.

Si se cumple alguna de las condiciones para aplicar evaluación de la aptitud para el servicio, se debe aplicar el método de evaluación nivel 1 planteado por API 579/ASME FFS en su párrafo 4.4.2. De ser satisfactorio el resultado, se debe autorizar el servicio del componente. De lo contrario, debe procederse a realizar la evaluación de segundo nivel.

El método de evaluación nivel 2 de API 579/ASME FFS está estipulado por el párrafo 4.4.3. Si la pérdida de espesor generalizado no es aceptable bajo lo contemplado por la evaluación se debe estudiar la medida de mitigación adecuada para cada caso que puede variar entre ejecutar reparación y sustituir el componente afectado.

La vida remanente del componente es calculada de acuerdo con el párrafo 4.5.1. de API 579 y está determinado por la siguiente ecuación:

$$R_{life} = \frac{t_{medido} - t_{minimo}}{C_{tasa}}$$

Donde:

R, es la vida remanente

T medido, es el espesor mínimo medido

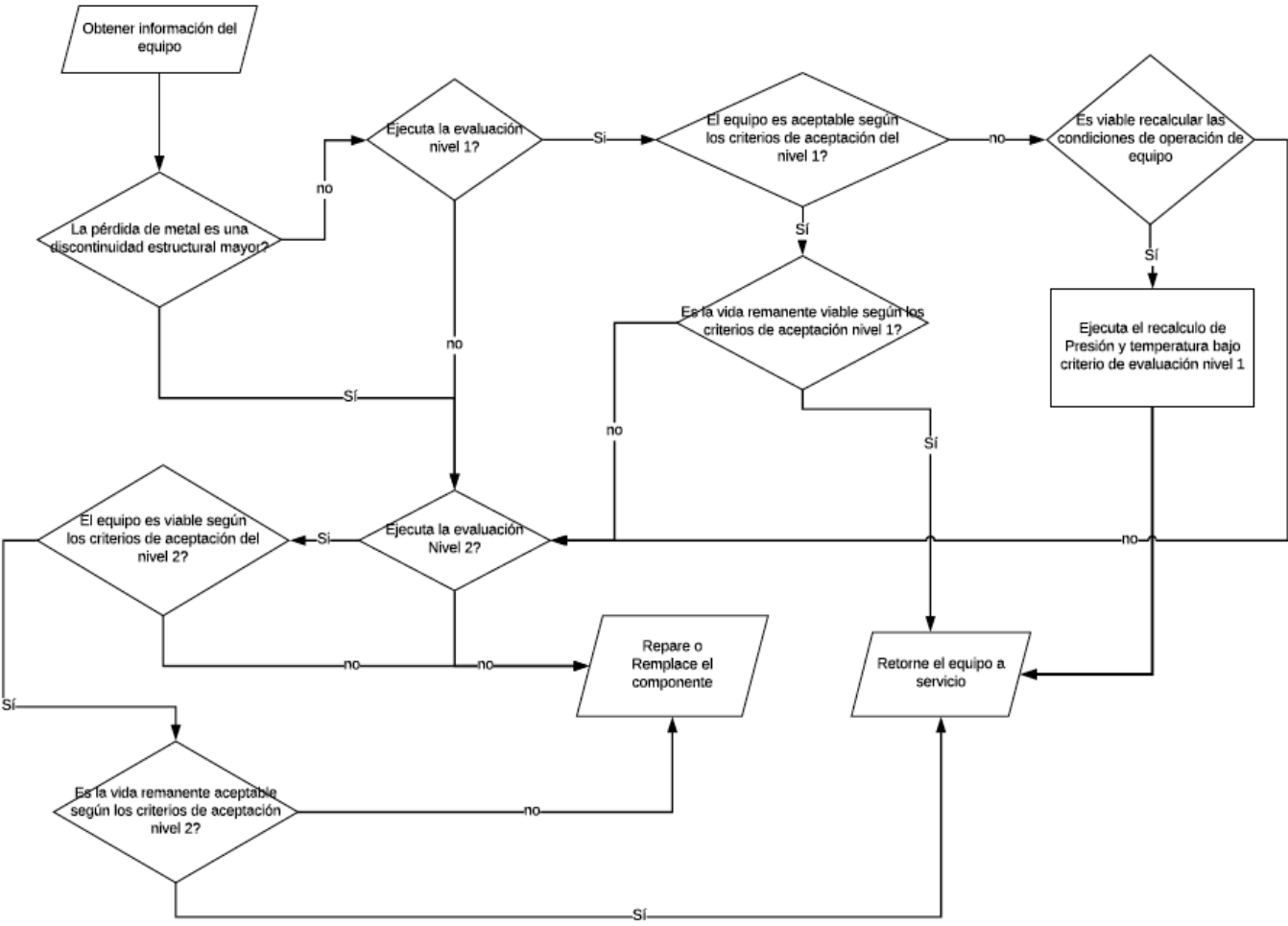
T mínimo, es el espesor mínimo para operar en las condiciones operacionales

C tasa, es la tasa de corrosión

A su vez la tasa de corrosión está determinada por la ecuación:

$$C_{tasa} = \frac{t_{promedio anterior} - t_{promedio actual}}{T_{transcurrido}}$$

Figura 27. Diagrama para la evaluación de modos de falla por pérdida generalizada de espesor



### Perdida localizada de espesor:

Al igual que con la pérdida generalizada del espesor, es un criterio de evaluación se basa en el promedio y pérdida futura de espesor. De igual forma, sólo es necesario aplicar evaluación basada en riesgos cuando el espesor mínimo de operación esa alcanzado o pueda ser alcanzado antes del próximo intervalo de inspección.

Este deterioro se presenta por la acción de la corrosión, daño mecánico localizado y desbaste de pulidora en reparaciones. La aptitud para el servicio para el servicio del componente se realiza basado en perfiles de corrosión.

Una vez se encuentra que el deterioro del espesor localizado se encuentra por debajo de la suma de el espesor de diseño y la tolerancia a la corrosión contemplada por el diseñador, se procede a ejecutar la evaluación nivel 1 para adelgazamiento localizado de material propuesto en API 579/ASME FFS parágrafo 5.4.2. Si el resultado es satisfactorio, se devolverá el componente a funcionamiento. De no ser así, se continuará con la evaluación de aptitud para el servicio nivel 2 de API 579/ASME FFS 5.4.3. De no ser encontrado apto por esta evaluación, se procederá a emplear la medida de mitigación más conveniente según lo disponga el análisis.

La vida remanente de los componentes afectados por adelgazamiento localizado de espesor se define por la ecuación:

$$R_t = \frac{t_{mm} - (C_{tasa} * tiempo)}{t_{medido} - (C_{tasa}^{medida} * tiempo)}$$

De la ecuación donde,

$t_{mm}$ , es el espesor mínimo de operación

$C_{tasa}$ , es la tasa de corrosión

*tiempo*, tiempo proyectado

$t_{medido}$ , espesor medido en inspección

$C_{medida\ tasa}$ , tasa de corrosión medida

El deterioro contempla pérdidas de espesor localizada en forma de picaduras en zonas generalizadas de fácil identificación. La evaluación de pitting tiene como objetivo relacionar la profundidad máxima de las picaduras y el área que cubren. Así pues, el dimensionamiento de estas zonas es vital para su evaluación.

Para aplicar correctamente la evaluación del deterioro es necesario contar con las siguientes características:

- El componente debe ser construido y certificado bajo un código de fabricación.
- Tener el dato de la tenacidad del material.
- Que el componente no este considerado como sometido a servicio cíclico
- Información de las cargas internas y suplementarias.
- La superficie a la que está expuesto. (interno, externo).

Para el caso de las evaluaciones de nivel 1, se considera que el crecimiento de las picaduras es detenido. Adicionalmente, para las evaluaciones de nivel 2 se debe considerar:

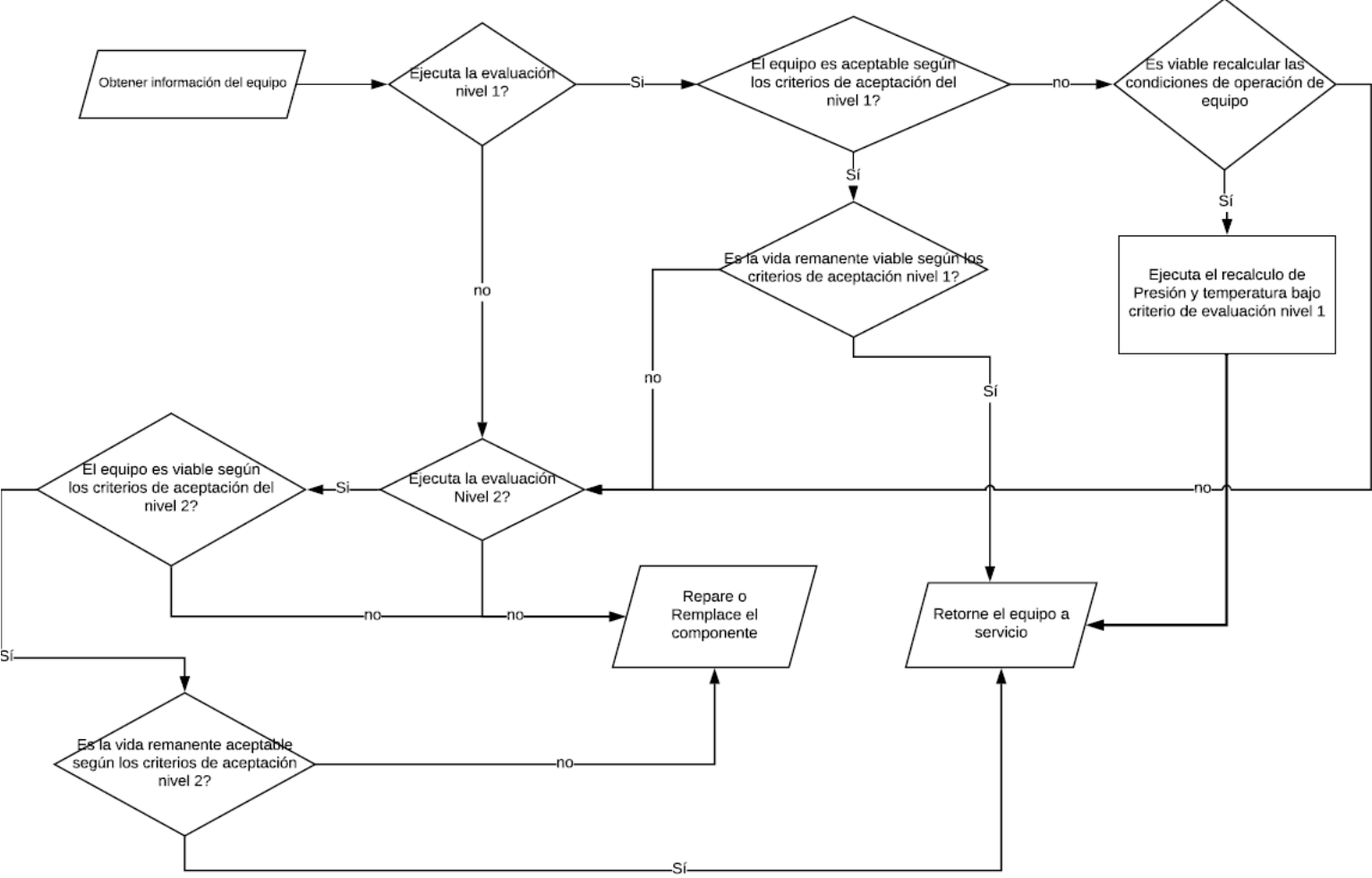
- Comparación apropiada con los cuadros de referencia.
- No se considera que las picaduras detengan su crecimiento.
- La orientación, dispersión y cantidad de pares de picadura.
- El deterioro es caracterizado como LTA (área delgada localizada)
- El crecimiento de las picaduras está ligado a la tasa de corrosión medida para el intervalo de inspección.

La evaluación de nivel 1 de picadura por corrosión mide la extensión del deterioro y la profundidad de la picadura con más desgaste, el patrón de dispersión es comparado con los cuadros de referencia. Posteriormente, se desarrollará el procedimiento descrito en el parágrafo 6.4.2 de la norma API 579/ASME FFS.

En el caso de las evaluaciones nivel 2 del deterioro, al ser evaluado como áreas de adelgazamiento localizadas, se emplea el método de pares de picadura. Se toma como dimensiones para la evaluación cilindros de diámetro medido entre centros de las picaduras con la profundidad máxima medida. Se deben tomar como mínimo 10 pares de picadura y como máximo tantos como sean necesarios. Luego debe tomarse como base el cuadro de referencia apropiado y ejecutar el procedimiento de evaluación descrito en el parágrafo 6.4.3. de la norma API 579/ASME FFS.

La vida remanente para este tipo de deterioro está determinada por el recalcu de la máxima presión de trabajo permitida. En cualquier escenario debe considerarse el crecimiento del deterioro con la tasa de pérdida de espesor medida.

Figura 28. Diagrama para la evaluación de modos de falla por pérdida localizada de espesor



### Fallas como grietas:

Se consideran dentro de esta clase de deterioro los defectos planos que pueden ser caracterizados por longitud y profundidad, presentes de forma superficial parcial o a través del espesor. Dentro de las fallas que entran en esta categoría se encuentran: faltas de fusión penetración, grietas planas y grietas asociadas a ambientes de operación. Con el fin de hacer un correcto análisis del escenario de inspección con esta clase de deterioro se debe tener en cuenta.

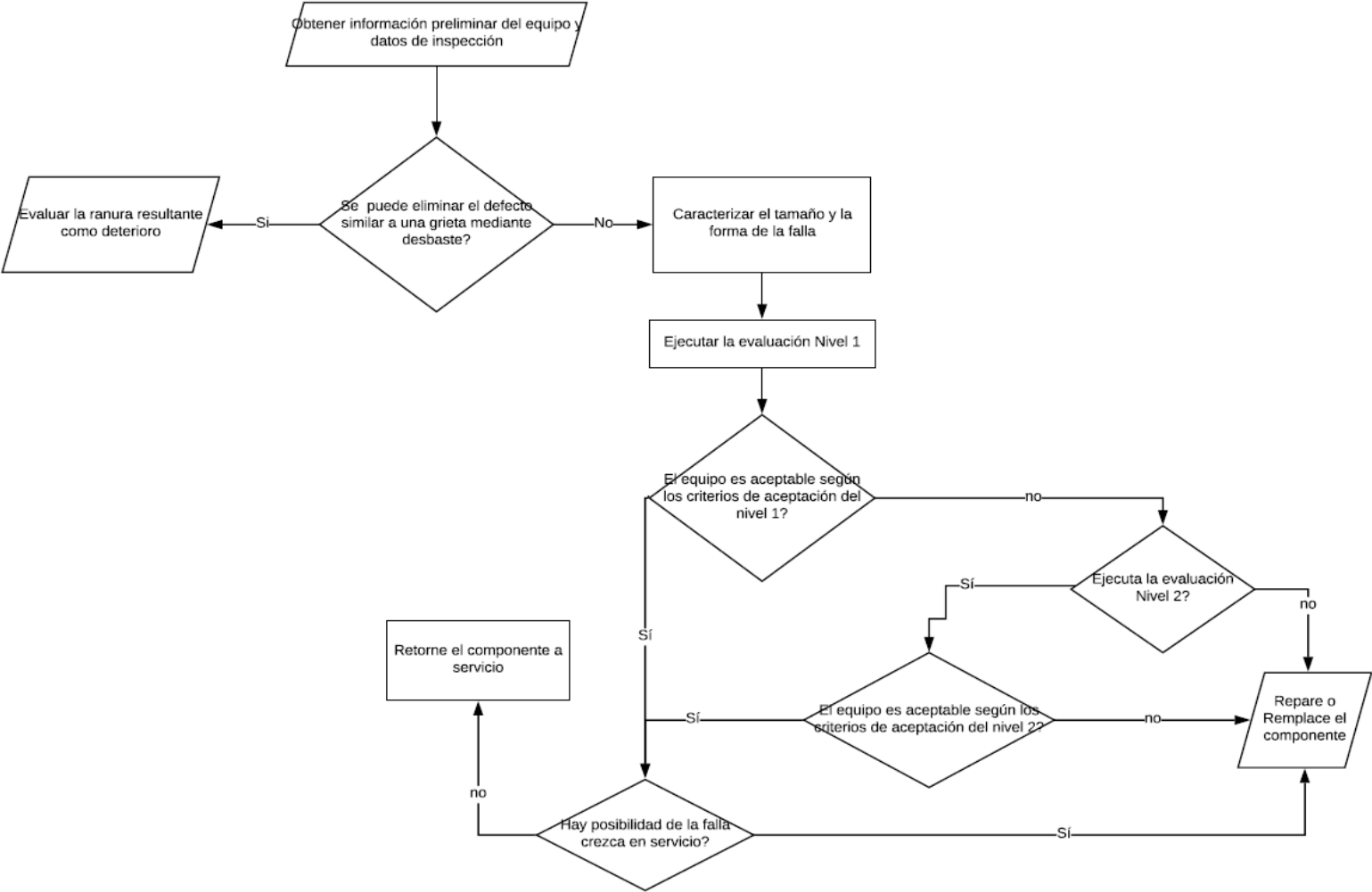
- Material seleccionado y sus propiedades necesarias para la evaluación FFS.
- Selección apropiada de la tasa de crecimiento de la grieta
- Extensión permisible de la grieta antes de fallar o próxima inspección
- Modo final de falla
- Mecanismo de falla asistidos
- Tipo de propagación de la grieta.

Debido a las restricciones geométricas para la aplicación de los niveles de evaluación 1 y 2, en el caso del tratador electrostático se aplicará el nivel 3 de evaluación para el cual se debe contar con la información.

- Datos originales de diseño del equipo.
- Historial de operación y mantenimiento
- Temperatura de referencia para el material
- Caracterización de la falla tratada como grieta.

La evaluación de estos deterioros se debe ejecutar bajo lo estipulado en el parágrafo 9.4.4.1 de API 579/ASME FFS. La vida remanente de cada componente que presente el deterioro debe estar determinado por el procedimiento del parágrafo 9.5. y se aplicará el más conservador de los considerados.

Figura 29. Diagrama para la evaluación de modos de falla por fallas por grietas



### Abolladuras y valles:

Esta clase de deterioro considera todas las distorsiones de material de carácter interno y externo, que pueden incluir pérdida de espesor del material producto de maltrato mecánico. Es importante definir que se presente deformación y no se trate de TLA.

La aptitud para el servicio considera como abolladura las distorsiones geométricas presentes en el componente de forma interna o externa, cuyo comportamiento se base en un radio de daño determinado. Por otra parte, se define como valle a las relocalizaciones de material que se derivan de un esfuerzo de deformación en frío, la dimensión del valle debe ser mayor en longitud que en amplitud. También se considera la combinación de los dos deterioros, la cual se presenta cuando dentro de una abolladura se forma un valle por maltrato mecánico.

La mitigación de este deterioro contempla modificar condiciones de operación como la máxima presión admisible de trabajo y el máximo nivel de llenado de los recipientes. El deterioro debe medirse como deterioros aislados, se considera aislado al deterioro que está separado de otro por más de dos veces su dimensión más extensa.

Se debe tener en cuenta para la evaluación de aptitud para el servicio los siguientes aspectos generales:

- El componente debe ser construido bajo un código de diseño reconocido
- Debe conocerse la tenacidad del material empleado para la fabricación
- Las deformaciones en frío son propensas a desarrollar grietas por lo que es recomendable ejecutar un método de ensayo en búsqueda de las mismas.
- Se debe cumplir con el requisito de diámetro para la evaluación nivel 1 y 2 dada por la ecuación:

$$(6.625)168\text{mm} < D_o \leq (42)1050\text{mm}$$

- Estar expuesto a presión interna

- El material debe ser acero al carbón con un esfuerzo de fluencia y resistencia ultima a la tensión de acuerdo con:

$$SMYS \leq 482 \text{ MPa (70Ksi)}$$

$$UTS \leq 711 \text{ MPa (103Ksi)}$$

Adicionalmente para evaluaciones de abolladuras se debe contar con la siguiente información:

- Información original de diseño
- Historial detallado de operación y mantenimiento
- Dimensiones críticas para la evaluación del deterioro, (máxima profundidad, realce de material adyacente)
- Esfuerzo ultimo a la tensión
- Ciclos de presión de trabajo
- Espaciamiento a la soldadura más cercana
- Espaciamiento a discontinuidades estructurales.

Para la evaluación de valles se debe contemplar adicionalmente:

- Dimensiones del deterioro
- Que la operación se ejecute por encima de la temperatura correspondiente (40 Joules) o trabajar por encima de la curva de temperatura de exención
- Esfuerzo mínimo a la tensión.
- Espaciamiento a discontinuidades estructurales.

Para la combinación de los deterioros se debe contemplar además el resultado de la prueba de impacto V notch.

La evaluación nivel 1 del deterioro se debe seguir lo estipulado en el parágrafo 12.4.2 del código API 579/ASME FFS. De ser necesario emplear la evaluación nivel 2 se debe emplear el procedimiento propuesto por el parágrafo 12.4.3 del código API 579/ASME FFS. La evaluación nivel 3 no se ha contemplado para este caso debido a que no se presenta las condiciones necesarias para aplicarla.

**6.1.2 Acciones de mitigación y corrección.** Si luego de ejecutar la evaluación del deterioro del equipo bajo los criterios de API 579, se revela que el componente

del equipo no se encuentra apto para soportar el servicio hasta el próximo intervalo de inspección, se debe tomar la medida de mitigación o correctiva correspondiente. Cualquiera sea la medida adoptada, debe ser sustentada por un análisis de riesgo de la probabilidad de falla asociada al deterioro, la conservación de la integridad del equipo y la seguridad de la operación. Adicionalmente, el gerente de mantenimiento debe evaluar la relación costo-efectiva de cada alternativa posible para los escenarios planteados. Dentro de las alternativas que se presentan al detectar inaptitud para el servicio se encuentran las siguientes:

- **Cambio de las condiciones operativas:**

Como se ha podido identificar la aptitud para el servicio está estrechamente ligada a las condiciones operativas del equipo. Por lo general los cálculos de aptitud se realizan con base en los límites de operación fijados por el diseño. Sin embargo, ocurre frecuentemente que los equipos son trabajados por debajo de este límite o el requerimiento del proceso no exige que el equipo sea operado a las condiciones para las cual fue fabricado. Puntualmente, para el caso del tratador térmico electrostático, cuando se presente deterioro principalmente por pérdida generalizada o puntual de espesor, se recomienda consultar con el departamento de operación cuáles son las condiciones reales requeridas de presión y temperatura para lograr el correcto tratamiento de la emulsión. Si al reajustar estas condiciones el re-cálculo de la aptitud para el servicio es cumplida aún con la presencia del deterioro, se habrá mitigado el impacto al proceso. Sin embargo, al momento de realizar la retroalimentación del programa RBI esta condición debe ser reportada para el re-cálculo del riesgo y la determinación de intervalos de inspección

- **Seguimiento on-line del deterioro:**

Se refiere al seguimiento hecho con mecanismos de monitoreo permanente de fenómenos de corrosión y propagación de grietas. En el caso de los mecanismos de monitoreo de corrosión, permiten ejecutar mediciones del ambiente corrosivo directamente del equipo sin necesidad de parar la operación. La sonda de prueba recolecta las partículas suspendidas en el medio operacional del equipo y brindan

información sobre la agresividad y tasa de pérdida del fenómeno de corrosión que se está presentando.

En cuanto al método de monitoreo de propagación de grietas, se utiliza el método de inspección por emisión acústica para detectar el sonido producido por el crecimiento de la grieta y así poder caracterizar su avance.

Estos sistemas de inspección en línea son particularmente útiles y costosos. Además, de involucrar modificaciones en el equipo para adaptar estos sistemas se requiere de personal especializado y con alta experiencia para la interpretación de la información recolectada por estos sistemas. Por otra parte, la inclusión de estos sistemas ajusta la evaluación del riesgo y la programación de intervalos de inspección.

- **Replanteo del intervalo de inspección:**

Si se detecta durante la evaluación de criterios ECA, que un componente se encuentra en deterioro sin alcanzar un límite inaceptable, pero al calcular su tasa de deterioro se determina que para el próximo intervalo de inspección no cumplirá con las condiciones necesarias para ser apto para el servicio, se debe determinar un intervalo más corto para la próxima inspección. Este intervalo debe ser calculado de acuerdo con la tasa de deterioro determinada y la confiabilidad de la tasa, la cual, se determina a partir del comportamiento histórico de la misma.

- **Reparación, eliminación de defectos o deterioro:**

Esta alternativa plantea el restablecimiento de la condición operativa de los componentes mediante acciones correctivas de reparar o reemplazar componentes, en el caso del tratador estas acciones por lo general involucran actividades de pulido, desbaste y soldadura. Sin embargo, es necesario contemplar los riesgos e

implicaciones que esta medida acarrea y que son ampliados en el numeral 7.2. de este documento.

## **6.2 Riesgo e implicaciones de reparar.**

El realizar reparaciones como medida de mitigación o eliminación del deterioro causado por mecanismos de daño en el equipo, es una de alternativas más acertadas y viables para recuperar la aptitud operacional. Sin embargo, al involucrar actividades de pulido, soldadura y modificación implica incurrir en riesgos originados por este proceso. La realización de reparaciones de baja calidad o sin contemplar todos los requerimientos que esto implica puede resultar en la generación de focos de fallas, pues al reparar se pueden inducir defectos de soldadura, tensiones internas asociadas a calor y afectación del sistema de gestión de mantenimiento preventivo del equipo. Por lo cual, es necesario tener las siguientes consideraciones al reparar:

- Las especificaciones de la reparación deben ser iguales o superiores a las del diseño original, es decir, tanto los materiales como el personal y el procedimiento de soldadura deben cumplir con lo requerido por ASME BVPC sección VIII Div 1 tal y como se diseñó originalmente. Esto incluye tratamientos de alivio de tensiones y tratamiento térmico PWHT. Así mismo, debe cumplir con un riguroso plan de control y aseguramiento de calidad con criterios iguales o superiores a los ofrecidos por el código de construcción citado.
- Se debe contemplar un plan especial de gestión RBI para las áreas reparadas. Inmediatamente después de la reparación se debe plantear esta zona como si el programa RBI comenzara desde cero, pues se debe formar un criterio basado en riesgo con el cual determinar la aptitud para el servicio.

- Se debe contemplar el riesgo que involucra haber hecho una reparación y retroalimentar el panorama de riesgo, castigando la criticidad del componente reparado y aumentándola.
- Se debe reevaluar la efectividad de dispositivos pasivos de protección como los ánodos de sacrificio y la programación de mantenimiento preventivo, pues el haber reparado puede influir en la programación y efectividad de estas medidas.

De acuerdo con las exigencias del código de fabricación ASME BVPC, el ente que ejecuta la reparación debe contar con certificación para ejecutarla, de igual manera si se requiere de personal con la competencia para avalar la calidad de la reparación debe contarse con este recurso. Es función del jefe de mantenimiento como líder del programa RBI, constatar y verificar la idoneidad del procedimiento de reparación, ente ejecutor de la reparación, el control y aseguramiento de la calidad de la reparación. El registro de la reparación en el programa RBI hará parte de la información requerida para la planeación de las próximas inspecciones basadas en riesgo.

**6.2.1 Información de retroalimentación y actualización.** Actualizar el panorama de riesgo de acuerdo con los cambios reportados por la inspección o fruto de las medidas de mitigación y corrección es indispensable para la gestión RBI del equipo. El cambio en características como reparaciones o cambio de condiciones de operación afecta por completo la evaluación tanto de la probabilidad como de la consecuencia de la falla. Otros cambios ajenos a los arrojados por la inspección como la distribución del proceso, aumento de productividad o decisiones de ingeniería de procesos, debe ser tomada en cuenta para elaborar una nueva evaluación del riesgo. El objetivo de este proceso de retroalimentación es generar una base para el mejoramiento continuo del programa, reduciendo la incertidumbre del comportamiento y estado actual del equipo de acuerdo a los planes de inspección y mantenimiento aplicados.

La evaluación para el servicio se basa en el estado actual del equipo y su aptitud para un próximo intervalo de inspección, partiendo de que las condiciones de mantenimiento preventivo y operacional serán similares a las consideradas en la evaluación actual. Así las cosas, reevaluar el panorama de riesgo bien sea para reducir o aumentar el riesgo de operación del equipo, forma un criterio para determinar escenarios optimistas o pesimistas que alterarán directamente los intervalos y alcance de la inspección a la realidad operacional del equipo.

## **7 PAUTAS PARA EL REGISTRO Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN EN LA GESTIÓN RBI**

Con el fin de organizar la información producida por las actividades del programa de gestión RBI del tratador térmico-electrostático, de forma que sea de fácil consulta y auditoria, se proponen pautas para desarrollar un sistema de información eficaz. Las pautas dictadas por este documento se deben llevar a cabo para el registro y archivo de la evidencia documental de toda la extensión del proceso en cada intervalo de inspección, formando un registro histórico y trazable.

Se asigna la responsabilidad de planear la recopilación y evaluación de la información requerida en cada una de las etapas al gerente de mantenimiento y Es deber del jefe de mantenimiento ejecutar la tarea.

### **7.1 FORMULACIÓN DEL PROGRAMA RBI.**

Dentro de la información que se requiere recopilar y registrar en fase de formulación del programa para la formación de la base de datos y sistema de información, se requiere para cada intervalo de inspección:

- Objetivos
- Evaluación roles, responsabilidades y recursos
- Datos de diseño
- Inspecciones previas
- Información de reparaciones y modificaciones previas
- Cambio de uso y procedimientos operativos
- Procedimientos de mantenimiento y registros de mantenimiento
- Panorama de riesgos
- Plan de inspección

Es necesario consultar cada una de las fuentes originales donde se encuentre la información requerida del cual se debe generar un informe resumen que contenga esta información.

## **7.2 IMPLEMENTACIÓN EJECUCIÓN Y ANÁLISIS DE INSPECCIÓN**

Durante la fase de implementación, ejecución y análisis del plan de inspección se requiere documentar y recopilar la siguiente información:

- Reportes de inspección
- Análisis de deterioros basados en aptitud para el servicio
- Medidas de mitigación y reparación
- Reportes de reparación
- Intervalos de inspección.

Es necesario consultar cada una de las fuentes originales donde se encuentre la información requerida del cual se debe generar un informe resumen que contenga esta información.

## **7.3 RETROALIMENTACIÓN DEL PROGRAMA RBI.**

Del proceso de retroalimentación del programa RBI se requiere documentar y recopilar de forma histórica la siguiente información:

- Evaluación de objetivos
- Auditorias del programa
- Identificación de fallas del programa.
- Formulación e implementación de planes de mejora.

Es necesario consultar cada una de las fuentes originales donde se encuentre la información requerida del cual se debe generar un informe resumen que contenga esta información.



## **8 EVALUACIÓN DE LA GESTION RBI.**

Con el fin de examinar y determinar si el programa RBI está logrando los objetivos que se propuso, se ejecuta una auditoria de carácter interna, en la cual se deben señalar amenazas, puntos débiles, puntos fuertes y opciones de mejora. Luego, se deben generar estrategias para lograr la mejora del programa. Este proceso se hace de manera continua y evoluciona a medida que transcurre la vida útil del equipo.

### **8.1 AUDITORIA DE LA GESTIÓN.**

La auditoría del programa RBI, debe evaluar el marco estratégico, los recursos, el desempeño de la ejecución del plan, el análisis de la inspección y la gestión de las áreas externas involucradas. Para lo cual, se ha planteado emplear como herramienta cuestionarios de auditoria para cada uno de estos ejes de evaluación. Los cuestionarios de auditoría, pese a ser una herramienta de orden semicualitativo para la evaluación de programas, puede ser aplicada con base en datos, eventos y estadísticas ciertas medidas a lo largo del proceso. Por este motivo la categorización de cada ítem debe estar sustentada.

A continuación, se presentan los cuestionarios de cada eje de evaluación que deben puntuarse de 1 a 10, siendo 1 el nivel mínimo de cumplimiento o satisfacción y 10 el completo cumplimiento o satisfacción de cada cuestionamiento.

Una vez desarrollados los cuestionarios, se debe sumar el total de la puntuación obtenida y dividirla sobre la máxima puntuación posible para luego expresarla en porcentaje. El porcentaje obtenido en cada eje de evaluación debe ser plasmado en un diagrama radar para identificar los aspectos débiles y fuertes del programa, de cada aspecto se deben identificar amenazas, puntos débiles, puntos fuertes y opciones de mejora.

## CUESTIONARIO DE AUDITORIA AL PROGRAMA RBI

MARCO ESTRATEGICO			
ITEM	PREGUNTA	PUNTAJE	
		Posible	Medido
1	Son comprendidos los objetivos del programa por los integrantes del equipo?	10	
2	Son comprendidos los objetivos del programa por los colaboradores externos?	10	
3	Es correcto el enfoque con el que se asume el programa?	10	
4	En qué grado se cuenta con el historial del equipo?	10	
5	Utilidad y confiabilidad de la información HSE.	10	
6	Utilidad y confiabilidad de la información económica.	10	
7	Calidad de la información de inspecciones previas	10	
8	Recopilación de la información de operación	10	
9	Recopilación y calidad de la información de mantenimiento preventivo y correctivo.	10	
10	Efectividad y calidad de medidas de mitigación del ciclo anterior	10	
<b>Total</b>		<b>100</b>	

RECURSOS			
ITEM	PREGUNTA	PUNTAJE	
		Posible	Medido
1	Es suficiente la tecnología de inspección disponible?	10	
2	Es suficiente el conocimiento de los inspectores en los métodos?	10	
3	Es suficiente la cantidad de personal de inspección?	10	
4	Resolución de escenarios de inspección.	10	
5	Se ha contemplado mejores métodos de inspección.	10	
6	Aplicabilidad de los recursos disponibles.	10	
7	Fiabilidad de los equipos de inspección	10	
8	Nivel de estandarización	10	
<b>Total</b>		<b>80</b>	

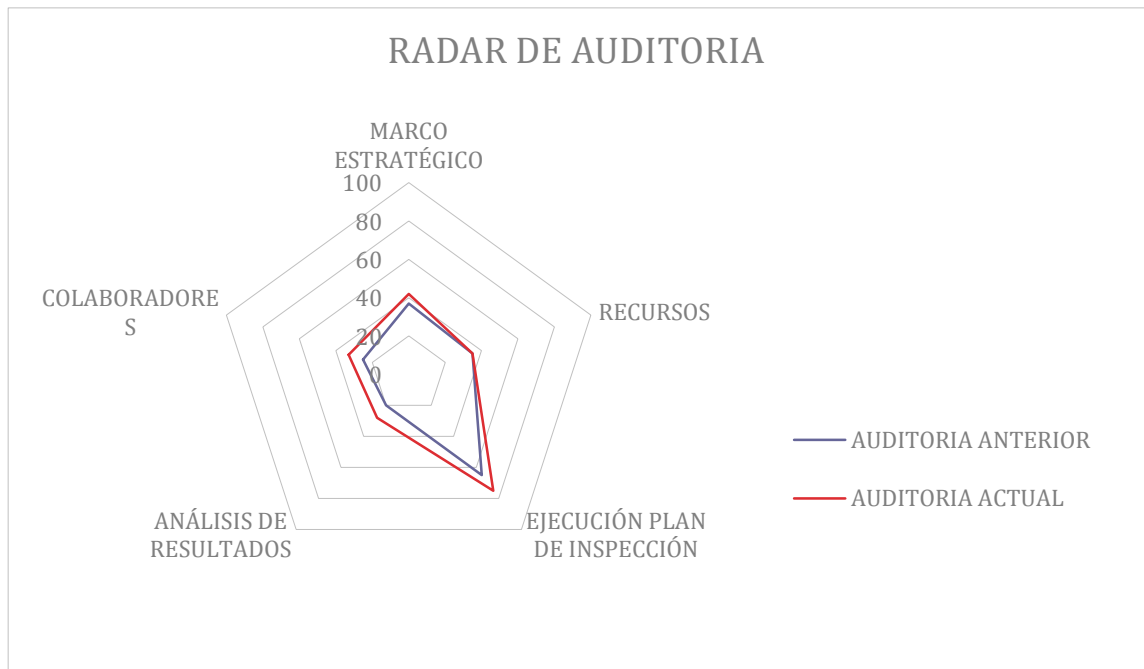
EJECUCIÓN PLAN DE INSPECCIÓN			
ITEM	PREGUNTA	PUNTAJE	
		Posible	Medido

1	En que proporción se consiguió ejecutar el plan de inspección propuesto.	10	
2	Respetabilidad del ensayo de acuerdo a inspecciones pasadas	10	
3	Nivel de limpieza del equipo para la inspección	10	
4	Calidad de los resultados (incertidumbre)	10	
5	Cumplimiento de cronograma de inspección.	10	
6	Probabilidad de detección	10	
<b>Total</b>		<b>60</b>	

<b>ANALISIS DE RESULTADOS</b>			
ITEM	PREGUNTA	PUNTAJE	
		Posible	Medido
1	Es suficiente la información contemplada	10	
2	el deterioro se comportó como se predijo	10	
3	la tendencia de deterioro es confiable	10	
4	es confiable la aplicación del criterio de evaluación?	10	
5	es totalmente adecuada la medida de mitigación propuesta?	10	
6	La retroalimentación aporta al mejoramiento continuo del programa RBI?	10	
7	El intervalo de inspección de fue efectivo?	10	
<b>Total</b>		<b>70</b>	

<b>COLABORADORES</b>			
ITEM	PREGUNTA	PUNTAJE	
		Posible	Medido
1	tiempo de respuesta	10	
2	calidad del aporte al programa	10	
3	Experiencia	10	
4	enfoque al programa	10	
5	Calidad de la información suministrada	10	
6	Compromiso con el programa	10	
<b>Total</b>		<b>60</b>	

Figura 30. Ejemplo Diagrama Radar de Auditoría



## 8.2 ESTRATEGIAS DE MEJORA.

Una vez determinadas las amenazas, puntos débiles, puntos fuertes y opciones de mejora, se deben generar estrategias adecuadas para optimizar el programa RBI. Con el fin de generar las estrategias, se emplea la herramienta matriz D.O.F.A. Esta herramienta plantea que al cruzar los resultados de las amenazas, puntos débiles, puntos fuertes y opciones de mejora, producto de la aplicación de la matriz, se deben generar estrategias de ataque, defensa, mejoramiento y abandono

Tabla 24 Matriz DOFA

<b>MATRIZ DOFA</b>		<b>ANALISIS INTERNO (Programa RBI)</b>	
		<b>Fortalezas</b>	<b>Debilidades</b>
		Se listan las fortalezas del programa identificadas en la auditoria	Se listan las debilidades del programa identificadas durante la auditoria del programa
<b>ANALISIS EXTERNO (programa RBI)</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Estrategia F-O.</b>	<b>Estrategia D-O,</b>
	Se identifican las oportunidades de mejora con oportunidades o opciones externas	En el cruce de las fortalezas y las oportunidades, se deben generar estrategias para usar las fortalezas del programa y así encarar las oportunidades de optimizar costo efectivamente. Un ejemplo dentro del contexto de un plan RBI puede ser: usar un personal ampliamente calificado para implementar nueva tecnología de inspección	En el cruce de las debilidades y oportunidades. Se deben generar estrategias que aprovechen las oportunidades para corregir las debilidades del programa. un ejemplo podría ser adquirir nueva y más completa tecnología de inspección para cubrir la detectabilidad de mecanismos de falla que antes eran ocultos
	<b>Amenazas</b>	<b>Estrategia F-A.</b>	<b>Estrategia D-A.</b>
	son los aspectos negativos identificados en la auditoria que no dependen de la gestión del programa sino de factores externos o de terceros	En el cruce de las fortalezas y las amenazas. Se formulan estrategias que empleen las fortalezas del programa para mitigar las amenazas. Un ejemplo en un programa RBI podría ser: usar la optimización de intervalos de inspección para reducir costos de inspección al aplicar inspecciones con menor frecuencia.	En el cruce de las debilidades y amenazas. Se deben generar estrategias defensivas que eviten la afectación por amenazas que empeoren las debilidades del programa, dentro de los enfoques que se pueden asumir están proteccionista, fusión, supervivencia y abandono. Un ejemplo, podría ser disponer de criterios más conservadores de evaluación debido a que el grupo de operación ha demostrado una inadecuada operación agarbada por la recurrencia de no detectadas por métodos de inspección insuficientes

La viabilidad e implementación de una o más estrategias debe ser objeto de estudio por la parte estratégica del departamento de mantenimiento y la compañía

## 9 CONCLUSIONES.

Considerando los objetivos de la presente monografía, es posible concluir que:

- Se desarrolló el modelo de programa RBI para el tratador electrostático a partir de un panorama de riesgo alimentado por la información relacionada con el diseño, entorno operacional y mecanismos de falla asociados. Una vez generado el panorama, se determinó la criticidad de los componentes y se generó plan de inspección por componente. La inspección arroja como resultado la detección y avance de los deterioros presentes en el equipo los cuales deben ser evaluados y analizados a la luz de la aptitud para el servicio, contemplado de acuerdo con API 579/ASME FFS. Una vez implementadas las medidas de mitigación y registrada la información producida por el plan RBI se debe retroalimentar la planeación del próximo intervalo y evaluarlo de acuerdo con el plan de mejora propuesto para la optimización del programa.
- Se logró definir el contexto operacional del equipo tratador térmico-electrostático mediante el análisis del riesgo involucrado a cada componente, para lo fue necesario plantear el equipo dentro de un proceso de deshidratación real caracterizando así las entradas y salidas de proceso para él. Posteriormente, se desglosa el equipo por componentes identificando las atmosferas a las que está sometido en cada caso, con base en esta información y los estudios hechos por entes internacionales como API y ASME acerca de la aparición de mecanismos de daño, se caracteriza cada escenario posible de interacción entre mecanismo de daño y componente. Finalmente se plantea un panorama de riesgos en el cual el deterioro de un componente causa un incidente con afectación económica, ambiental o a la salud y seguridad de la operación.
- Se generó un sistema de información para la documentación y trazabilidad de inspecciones y hallazgos en el equipo. Para tal fin se emplean como

herramienta planes de inspección formulados para aplicar métodos adecuados de detección de deterioro de acuerdo al riesgo inherente a cada componente. El plan esta a su vez alimentado por las exigencias normativas de procedimientos, equipos y personal. Producto del correcto cumplimiento de lo dictado por el plan de inspección, se obtendrán reportes de inspección detallados que engrosaran el registro histórico del equipo.

- Se modela la evaluación del programa de inspección y se determina la frecuencia de inspección de acuerdo con los criterios de aptitud para el servicio que son tomados como base de análisis por API RP 580 y 581. De acuerdo con lo previsto por el estudio, los criterios de evaluación deben ser aplicados por personal especializado, a entender, analistas de corrosión o analistas de riesgo según corresponda el caso. Así mismo, los métodos de evaluación y consideraciones de API 579/ ASME FFS deben aplicarse con la rigurosidad exigida por las evaluaciones nivel 1 y 2. Finalmente, se dan instrucciones de qué procedimientos seguir para determinar la vida remanente del equipo en cada ciclo y el próximo intervalo de inspección de acuerdo con la evaluación y crecimiento del deterioro contemplado por la aptitud para el servicio en el marco de API 579/ASME FFS.
- Se aplica la auditoria de mantenimiento como herramienta de evaluación de la efectividad de la implementación del programa RBI y su impacto en la gestión del activo Esta herramienta está formulada para detectar fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del programa. Por otra parte, se plantea la matriz DOFA para generar estrategias de mejoramiento continuo dentro del marco estratégico de optimización del programa RBI.

## 10 BIBLIOGRAFÍA

ACERO DE LOS ANDES Equipos de proceso para la industria del petróleo y gas. Obtenido de: <http://aceroandes.com/productos/prod-1 / 2017>

ACP. Informe estadístico Petrolero. Estadísticas de Producción de Crudo 2017. Producción por Empresa Operadora- BPDC. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>

AMERICAN Petroleum Institute. API Spec.12L Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters 5th Edition, 2008

AMERICAN Petroleum Institute. API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2nd edition, abril 2011

AMERICAN Petroleum Institute Fitness for Service. API 579-1/ ASME FFS-1, June,2016

ANH Producción Mensual de petrolero [En línea]( Recuperado 28 Junio de 2018) disponible en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> 2017

ARNOLD, Kenneth. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK Vol.III, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007

AYALA, Marlon. Optimización Del Equipo De Deshidratación NATCO De Crudo Pesado En Una Empresa Petrolera. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2003

CONTENDO Training Solutions 2017. Separation- Free Water Knock Out. Disponible en: <https://contendo.ca/product/sagd-separation-free-water-knock-out/>

CPE, ECOPETROL & Schlumberger. ALIANZA CASABE. Installation, operating and maintenance manual. Electrostatic Heater Treater R-TTE-36-1-1. Louisiana USA

ESCOBAR, Vladimir y GALLEGO Ronald. Modelo gerencial para la gestión de mantenimiento preventivo de la planta deshidratadora la Cira perteneciente a la

superintendencia de operaciones de mares de la gerencia regional magdalena medio de Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2013

ENGINEERS JOURNAL. Incident # 3- Temper Embrittlement. [En Línea] 2016 [Citado 19 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.engineersjournal.ie/2016/11/01/process-safety-failures-heat-exchangers/>

EPRI. Microbiologically Influenced Corrosion ( Recuperado 23 de septiembre 2019) Disponible en: <https://twitter.com/hashtag/Microbiologically?src=hash>

FORTESMOST STANDARD TREATER "[En Línea] 22/09./2018 DISPONIBLE EN: <http://foremost.ca/foremost-energy-equipment/oil-production/conventional-horizontal-treaters-and-free-water-knockouts/>

GONZALES Luis Fernando (2013, marzo 14). Emulsiones y Tratadores electrostáticos [Archivo de video]. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=TfL4CBxFQY>

HSE Health & Safety Executive. Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management.Prepared by TWI and Royal & SunAlliance Engineering.Manchester.2001. ISBN 0 7176 2090 5

KAEFER. Service. Corrosion under Insulation. ( Recuperado 23 de septiembre 2019) Disponible en: <https://www.kaefertd.co.uk/Surface-Protection/Corrosion-under-Insulation.html>

KEMPLON ENGINEERING. Damages Ship piping Systems: An Insidious Hazard (Recuperate 23 October 2018) Disponible en: <http://www.kemplon.com/damaged-ship-piping-systems-an-insidious-hazard/>

MARTINEZ Dickeison, LIBERATO Carlos. Manual de Principios de las Emulsiones y las Unidades de Tratamiento electrostático. Trabajo de Grado Villavicencio: COINSPETROL. 2010.17 p Disponible en [https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual\\_de\\_principios\\_basicos\\_de\\_emu](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual_de_principios_basicos_de_emu)

MELO Perez, Isaac. Diseño y Principios de Operación de Tratadores de Emulsiones. Tesis Ingeniero de Petróleos. Ciudad de México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016.

METFUSIÓN. FATIGA TÉRMICA- EFECTO DE LA TEMPERATURA. En: Aspectos Macroscópico del daño por fatiga térmica. (Recuperado 22 de septiembre) Disponible en <https://metfusion.wordpress.com/2013/08/20/fatiga-termica/>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Sección ministerio [En línea] (Recuperado 04 Julio de 2018). Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/ministerio>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 381 de 2012, Bogotá 2012. Artículo 15.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Decreto 0714 de 2012, Bogotá 2012. Artículo 3.

MONTEZ PÁEZ Erik. TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES EN CAMPOS PETROLEROS. Tesis Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.2010.

NOGUERA, Yamil Alberto. Facilidades de Producción de Crudo. Tesis Petroleras (Recuperado 16 de Octubre de 2018). Disponible en: <https://es.calameo.com/read/00504851916a4727761dc>

RIOS Vélez Oscar Eduardo y BAJARA Anaya Raúl Alonso. Propuesta para reducir el tiempo de Deshidratación de Crudo Rubiales En tanques de almacenamiento en el centro de producción y facilidades (CPF1). Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. 2015.

SAFETY ASSESSMENT FEDERATION: 'Pressure systems guidelines on the periodicity of examinations', PSG1, ISBN 1901212106

STEWART Ken Arnold. Surface Production

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boliler & Pressure Vessel Code. II Materials Part D Properties (Metric) .Table 1 A. New York, NY July 1, 2017.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. 2017 ASME Boliler & Pressure Vessel Code. VIII Rules for Construction of pressure Vessel. Division 1 . .New York, NY July 1, 2017.

Warren, Kenneth W, Petroleum Engineering handbook Volume III, Chapter 3 Emulsion treating Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007

ŽERAVČIĆ Šijački, BAKIĆ, G. FAILURES AT ELEVATED TEMPERATURES. En: PJASCI Zlatni, *the Challenge of Materials and Weldments, Structural Integrity & Life Assessment, International Monograph from 9<sup>th</sup>*. Gosa (2008), pp. 183-202, ISBN 978-86-86917-04-1

ANEXO A. Formato Reporte de Inspección visual

REPORTE DE INSPECCION VISUAL								
END-RP-VT-001								
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b>								
Empresa:	_____			Hoja	_____	De	_____	
Instalación:	_____			Material:	_____			
Componente:	_____							
ID:	_____			Reporte N°	_____			
<b>2. CONDICIONES DEL EXAMEN</b>								
Procedimiento:	_____			Rev:	_____			
Condición superficial:	_____			Norma:	_____			
Tipo inspección:	_____			Tipo de iluminación	_____			
Metal Base	( )	Soldadura	( )	Mantenimiento	( )	RBI	( )	
Previo PWHT	( )	Posterior PWHT	( )	Reparación	( )			
<b>3. EQUIPO</b>								
Tipo:	_____			Certificado:	_____			
Marca:	_____							
Escala:	_____							
<b>4. REGISTRO FOTOGRAFICO/ DIAGRAMA DE UBICACIÓN</b>								
<b>5. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN</b>								
ID	Componente		Deterioro		Dimensiones			
ACEPTADO ( )	REPARAR ( )		RECHAZO ( )		REPORTE DETERIORO ( )			
<b>6. OBSERVACIONES</b>								
<b>EJECUTA</b>				<b>EVALUA</b>		<b>AUTORIZA</b>		
Nombre:	_____			Nombre:	_____		Nombre:	_____
Nivel:	_____			Nivel:	_____		Nivel:	_____
Firma:	_____			Firma:	_____		Firma:	_____
Fecha:	_____			Fecha:	_____		Fecha:	_____

## ANEXO B Formato de inspección por Líquidos Penetrantes

REPORTE DE INSPECCION POR LIQUIDOS PENETRANTES								
END-RP-PT-001								
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b>								
Empresa:	_____			Hoja	_____	De	_____	
Instalación:	_____			Material:	_____			
Componente:	_____							
ID:	_____			Reporte N°	_____			
<b>2. CONDICIONES DEL EXAMEN</b>								
Procedimiento:	_____			Rev:	_____			
Condicion superficial:	_____			Norma:	_____			
Tipo inspección:	_____			Tipo de iluminación	_____			
Metal Base	( )	Soldadura	( )	Mantenimiento	( )	RBI	( )	
Previo PWHT	( )	Posterior PWHT	( )	Reparación	( )			
<b>3. EQUIPO</b>								
Penetrante:	_____			Marca:	_____			
Limpiador:	_____			Marca:	_____			
Revelador:	_____			Marca:	_____			
<b>4. REGISTRO FOTOGRAFICO/ DIAGRAMA DE UBICACIÓN</b>								
<b>5. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN</b>								
ID	Componente		Deterioro		Dimensiones			
ACEPTADO ( )	REPARAR ( )		RECHAZO ( )		REPORTE DETERIORO ( )			
<b>6. OBSERVACIONES</b>								
<b>EJECUTA</b>				<b>EVALUA</b>		<b>AUTORIZA</b>		
Nombre:	_____			Nombre:	_____		Nombre:	_____
Nivel:	_____			Nivel:	_____		Nivel:	_____
Firma:	_____			Firma:	_____		Firma:	_____
Fecha:	_____			Fecha:	_____		Fecha:	_____

## ANEXO C Formato de Inspección por Ultrasonido

REPORTE DE INSPECCION POR ULTRASONIDO							
END-RP-UT-001							
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b>							
Empresa:	_____			Hoja	_____	De	_____
Instalación:	_____			Material:	_____		
Componente:	_____						
ID:	_____			Reporte N°	_____		
<b>2. EQUIPO UTILIZADO</b>							
Marca:	_____			Modelo:	_____	N° serie:	_____
Transductor:	_____	Tamaño:	_____	Frecuencia:	_____	Angulo:	_____
Transductor:	_____	Tamaño:	_____	Frecuencia:	_____	Angulo:	_____
Bloque:	_____	Certificado:	_____				
<b>3. CONDICIONES DEL EXAMEN</b>							
Procedimiento:	_____			Revisión	_____	Norma:	_____
Datos de calibración:	_____			Bloque:	_____		
Ajuste de sensibilidad:	_____			Tipo Examen:	_____		
Condición superficial:	_____			Acoplante:	_____		
<b>4. REGISTRO FOTOGRAFICO/ DIAGRAMA DE UBICACIÓN</b>							
<b>5. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN</b>							
ID	Componente			Deterioro		Dimensiones	
ACEPTADO ( )	REPARAR ( )			RECHAZO ( )		REPORTE DETERIORO ( )	
<b>6. OBSERVACIONES</b>							
<b>EJECUTA</b>				<b>EVALUA</b>		<b>AUTORIZA</b>	
Nombre:	_____			Nombre:	_____	Nombre:	_____
Nivel:	_____			Nivel:	_____	Nivel:	_____
Firma:	_____			Firma:	_____	Firma:	_____
Fecha:	_____			Fecha:	_____	Fecha:	_____

## ANEXO D Formato de Inspección por Medición de Espesores

<b>REPORTE DE INSPECCION POR MEDICIÓN DE ESPESORES</b> <b>END-RP-ME-001</b>								
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b>								
Empresa:				Hoja			De	
Instalación:				Material:				
Componente:				Reporte N°				
ID:								
<b>2. EQUIPO UTILIZADO</b>								
Marca:				Modelo:			N° serie:	
Transductor:			Tamaño:			Frecuencia:	Angulo:	
Transductor:			Tamaño:			Frecuencia:	Angulo:	
Bloque:			Certificado:					
<b>3. CONDICIONES DEL EXAMEN</b>								
Procedimiento:				Revisión			Norma:	
Datos de calibración:				Bloque:				
Ajuste de sensibilidad:				Tipo Examen:				
Condicion superficial:				Acoplante:				
<b>4. REGISTRO FOTOGRAFICO/ DIAGRAMA DE UBICACIÓN</b>								
<b>5. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN</b>								
DESCRIPCION		1	2	3	4	5	6	
	0							
	45							
	90							
	135							
	180							
	225							
	270							
	315							
ACEPTADO ( )		REPARAR ( )		RECHAZO ( )		REPORTE DETERIORO ( )		
<b>6. OBSERVACIONES</b>								
<b>EJECUTA</b>				<b>EVALUA</b>		<b>AUTORIZA</b>		
Nombre:				Nombre:			Nombre:	
Nivel:				Nivel:			Nivel:	
Firma:				Firma:			Firma:	
Fecha:				Fecha:			Fecha:	

ANEXO E Formato de inspección por Medición de dureza

REPORTE DE INSPECCION DUREZA				
END-RP-HB-001				
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b>				
Empresa:			Hoja	De
Instalación:			Material:	
Componente:				
ID:			Reporte N°	
<b>2. EQUIPO UTILIZADO</b>				
Marca:			Modelo:	N° serie:
Identador:	Tipo:		Tamaño:	N° serie:
Bloque:	Certificado:			
<b>3. CONDICIONES DEL EXAMEN</b>				
Procedimiento:		Revisión	Norma:	
Datos de calibración:		Bloque:		
Condición superficial:		Escala:		
<b>4. REGISTRO FOTOGRAFICO/ DIAGRAMA DE UBICACIÓN</b>				
<b>5. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN</b>				
DESCRIPCION		Soldadura	H.A.Z.	Metal Base
	0			
	45			
	90			
	135			
	180			
	225			
	270			
	315			
ACEPTADO ( )		REPARAR ( )	RECHAZO ( )	REPORTE DETERIORO ( )
<b>6. OBSERVACIONES</b>				
<b>EJECUTA</b>		<b>EVALUA</b>		<b>AUTORIZA</b>
Nombre:		Nombre:		Nombre:
Nivel:		Nivel:		Nivel:
Firma:		Firma:		Firma:
Fecha:		Fecha:		Fecha: