	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 1
---	--	---	---------------------------------------

**MONOGRAFÍA: ASEGURAMIENTO DEL MANEJO DEL CAMBIO EN LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

Diego Felipe Ospina Lizarazo
Estudiante Especialización en Gestión de Integridad y Corrosión

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
TRABAJO DE GRADO
Ing. Jaime Villarreal
BOGOTÁ D.C.
2019

Contenido

1. Tema	4
2. Introducción.....	4
3. Objetivo	5
4. Marco Teórico	5
4.1. Características del tanque e historial:	5
4.2. Falla: Corrosión pasante en el deck del techo flotante del tanque TQ-001 de la estación de bombeo de Crudo No. 1.....	8
5. Metodología.....	12
5.1. Manejo del Cambio - MOC	12
5.2. Normativa adicional de Manejo del Cambio - MOC	18
6. Resultados	20
7. Conclusiones	26
8. Recomendaciones	26
9. Normas y Estándares de Referencia.....	28
9.1. Normativa para preparación de superficie y evaluación de recubrimientos:....	28
10. Glosario	29

Lista de Imágenes

Imagen 1. Tanque de techo flotante con pontones anulares.

Lista de Figuras

Figura 1. Ciclo PHVA aplicado al programa de gestión de integridad.

Figura 2. Ciclo del proceso de manejo de cambio.

Lista de Fotos

Foto 1. Corrosión en techo lado producto.

Foto 2. Corrosión en techo lado producto.

Foto 3. Agrietamientos y desprendimientos recubrimiento en techo.

Foto 4. Agrietamientos del recubrimiento en techo.

Foto 5. Vista general de las zonas afectadas.

Foto 6. Corrosión pasante junto a la soldadura de traslape de las láminas.

Foto 7. Corrosión pasante junto a la soldadura de traslape de las láminas.


Foto 8. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.

Foto 9. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.

Foto 10. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.

Lista de Tablas

Tabla 1. Proceso de gestión de cambio para tanques de almacenamiento.

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 4
---	--	---	-----------------------------------

1. Tema

MANEJO DEL CAMBIO¹

2. Introducción

Esta monografía aborda la importancia del aseguramiento del manejo del cambio, con base en la falla presentada en el techo del tanque TQ-001, se propone un proceso de MOC asegurado, el cual se estructura para incluir los cambios operativos, los cuales pueden afectar la integridad del tanque. A continuación, se describe la condición encontrada.

Realizando la limpieza del techo flotante del tanque TQ-001 se identifican desprendimientos de material y corrosión pasante paralelos a las juntas de traslape y en el centro de las láminas del deck que se unen a los pontones, esta condición no se proyectaba dado que la última inspección en servicio no identificó pérdida de espesor y el tanque no reportaba un riesgo alto, tampoco estaba planeada su inspección interna y mantenimiento en la vigencia, por esta razón se propone un análisis de causa raíz para determinar el origen de la falla, en el proceso se identifica que el tanque tiene un diseño deficiente que permite la acumulación de vapores entre el deck y los pontones, y no cumple con los requisitos de diseño de API 650, pero también se valida que esta condición se presenta desde su construcción. Como antecedente, en la inspección fuera de servicio se identificaron picaduras en la zona de vapores, que no presentaban una tasa de corrosión² alta (0.083 mm/año o 3.32 mpy), y con la mayor pérdida de material 1,58 mm se estimaba una vida de 30 años³, la recomendación fue mitigar con recubrimiento; pero el principal hallazgo fue el cambio del producto almacenado, el cual no se aseguró con el proceso de Manejo del Cambio, el cual incluye un análisis de riesgos, que entre otros analizaría las implicaciones de integridad.

Un punto adicional es el manejo de la información, cuando se requirió validar el alcance del mantenimiento previo no fue posible, no se tuvo acceso al dossier para analizar las variables de la limpieza mecánica ejecutada y el esquema de recubrimiento aplicado, o si se realizó soldadura de sello a las juntas traslapadas en la zona de vapores, o alguna actividad adicional en el techo del tanque.

Las hipótesis serán validadas con el análisis de falla (AFA) a ejecutar en el momento que salga el tanque a mantenimiento mayor.

¹ La información incluida en la monografía es con fines académicos y algunos datos fueron ajustados para reforzar el ejercicio. Los nombres, locaciones y detalles fueron modificados para asegurar la confidencialidad.

² La tasa de corrosión se calculó con: $rc = t_{nom} - t_a / T$, donde t_{nom} es el espesor nominal, t_a es el espesor actual medido y T es el tiempo en años desde la construcción.

³ Para el cálculo se toma de referencia el numeral 4.2.1.2 del API 653, donde se requiere la reparación de las láminas del techo cuando tiene agujeros pasantes o el espesor promedio es de 0.09 in (2.28 mm) en 100 in², así el espesor mínimo de referencia es 2.28 mm.

3. Objetivo

Asegurar el manejo del cambio en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, mediante el análisis de la falla presentada y las lecciones aprendidas, que incluya los cambios operativos, para evitar fallas y paros operacionales, antes del 31 de diciembre de 2019.

4. Marco Teórico⁴

El marco teórico se divide en dos puntos: características del tanque e historial de inspección; y la exposición de la falla presentada con las características de diseño y operacionales del tanque:

4.1. Características del tanque e historial:

- TAG: TQ-001
- Diámetro: 50 m.
- Altura: 11 m.
 - o Numero de anillos: 6
- Capacidad: 120.000 BBL.
- Tipo de techo: Externo Flotante (EFRT) con cubierta sencilla (single deck) con pontones anulares.

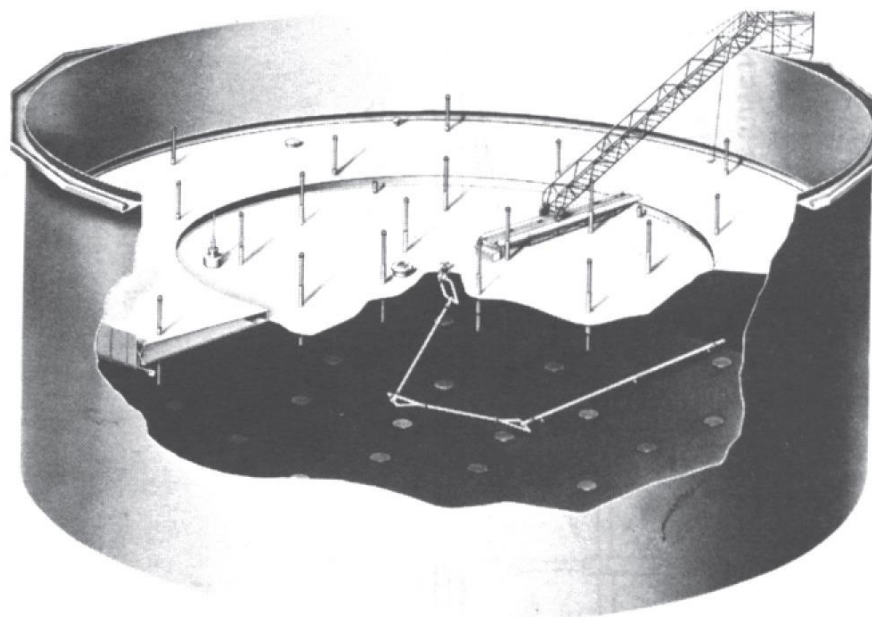



Imagen 1. Tanque de techo flotante con pontones anulares.⁵

⁴ Información tomada solo para fines académicos.

⁵ Tipo de techo descrito en API RP 575.

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 6
---	--	---	-----------------------------------

- Espesor techo: 4,76 mm.
- Material: acero al carbono A283 Gr C.
- Estándar de diseño: API 650 Edición 8 (noviembre de 1988)
- Fecha de construcción: 1991
 - Años en servicio: 28 años
- Ambiente: Industrial bajo⁶ (no costero) C3 medium
- Producto almacenado⁷:
 - Anterior: Crudo mezcla, características:
 - API 15.6°C (60°F) = 24,3
 - Azufre (% W) = 0,833
 - BSW (% v) = 0,20
 - Sal (lb/1000 BLS) = 2,95
 - Actual: Crudo pesado con alto contenido de azufre, características:
 - API 15.6°C (60°F) = 19,1
 - Azufre (% W) = 1,811 (hasta 2,2) crudo agrio.
 - BSW (% v) = 0,10
 - Sal (lb/1000 BLS) = 1,23
- Cambio de producto: 2014
- Inspecciones bajo API 653:
 - Fuera de servicio: año 2010:

Hallazgos: Superficie interior del techo: El techo interiormente presenta corrosión en laminas cercana a los pontones perimetrales, afectando algunas soldaduras cercanas; esto debido posiblemente a vapores y condensados del producto ubicados en el borde de unión de la cubierta del techo y el anillo perimetral interno de los pontones o falla en la aplicación del recubrimiento, ver fotos 1 y 2. Las láminas del techo tienen un espesor nominal de 3/16” (4.72 mm). La máxima pérdida de espesor en estas áreas es 1/16” (1.58 mm), correspondiente a un espesor remanente de 3.17 mm, de acuerdo a lo establecido por API 653, los espesores remanentes aun no requieren intervención o reparación.

Recomendación: Realizar limpieza efectiva para eliminar la corrosión existente en las láminas del techo parte interna, aplicar recubrimiento que no permita la reactivación del proceso de corrosión.

⁶ Tomado de la clasificación de ISO 12944-2 “Part 2: Classification of environments”

⁷ Crudo comercial solo de referencia, tomado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/>



Foto 1. Corrosión en techo lado producto.



Foto 2. Corrosión en techo lado producto.

- En servicio: año 2016 (incluye inspección con emisiones acústicas en el fondo):

Por inspección visual no se registraron hallazgos en el techo que comprometan su integridad, se reportan algunos agrietamientos y desprendimientos de recubrimiento al exterior, ver fotos 3 y 4. Se realizó toma de espesores, pero no se reporta ninguna alerta.




Foto 3. Agrietamientos y desprendimientos recubrimiento en techo.



Foto 4. Agrietamientos del recubrimiento en techo.

- Mantenimientos:
 - Ultimo mantenimiento: año 2010. No se cuenta con el dossier del mantenimiento.

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 8
---	--	---	-----------------------------------

4.2. Falla: Corrosión pasante en el deck del techo flotante del tanque TQ-001 de la estación de bombeo de Crudo No. 1.

- Descripción de la falla:

Se encuentran perforaciones pasantes en la cubierta central (deck) del techo flotante, que presentan dos morfologías y ubicaciones diferentes.

En la foto 5, se observa la corrosión pasante paralelo a las juntas de traslape de las láminas del techo (en todas las juntas); constructivamente las láminas del techo solo tienen soldadura de filete en la parte superior, en la parte inferior (lado producto) no tienen soldadura, en este caso el techo presenta un diseño inadecuado el cual genera una cámara de vapores, esta cámara contiene vapor de agua, azufre y VOC, estos ingresan en el traslape (que tiene 2 in.) generando corrosión galvánica.

Diseño inadecuado: por API 650 anexo C literal C.3.3.5, los techos flotantes de cubierta sencilla (single-deck) con pontones perimetrales deben ser diseñados para estar en contacto con el líquido durante la operación normal, independientemente del servicio. El diseño debe acomodar la deflexión de la cubierta causada por el vapor atrapado.

Del API 653 literal C.3.3.1 techos en servicio corrosivo, semejante a cubrir crudo agrio⁸, deberían ser diseñados de contacto para eliminar la presencia de cualquier mezcla de aire – vapor bajo la cubierta (deck).

Además de API 650 literal C.3.2.2, si se aplica un revestimiento (lining) en la parte inferior del techo, todas las juntas que tendrán revestimiento deben tener soldadura de sello.

La caracterización y análisis de falla se realizará cuando salga el tanque a mantenimiento mayor, como no se cuenta con el dossier del mantenimiento anterior no es posible validar si algunos traslapes se les aplicó soldadura de sello, en cuyo caso, estas ZAC quedaron más susceptibles a la corrosión y por esto el daño presentado, esto sumado a una incorrecta selección y aplicación del recubrimiento, el cual falló y no protegió el metal base generando la falla.

⁸ Crudo agrio: Petróleo crudo que contiene ácido sulfhídrico, dióxido de carbono o mercaptanos.

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sour_crude_oil.aspx

Crudo agrio $\geq 0,5\%$ de azufre.



Foto 5. Vista general de las zonas afectadas.

En la foto 6 se muestra el detalle de la falla por corrosión, se observa que es progresiva desde el interior.



Foto 6. Corrosión pasante junto a la soldadura de traslape de las láminas.

En la foto 7. Se observa que en la unión del pontón con las láminas del techo no se ha presentado la falla, está zona desde construcción tiene soldadura continua y no permite el ingreso de humedad que habilita la corrosión galvánica (crevice corrosion), las fallas presentadas son paralelas a las juntas de traslape sin preferencia.

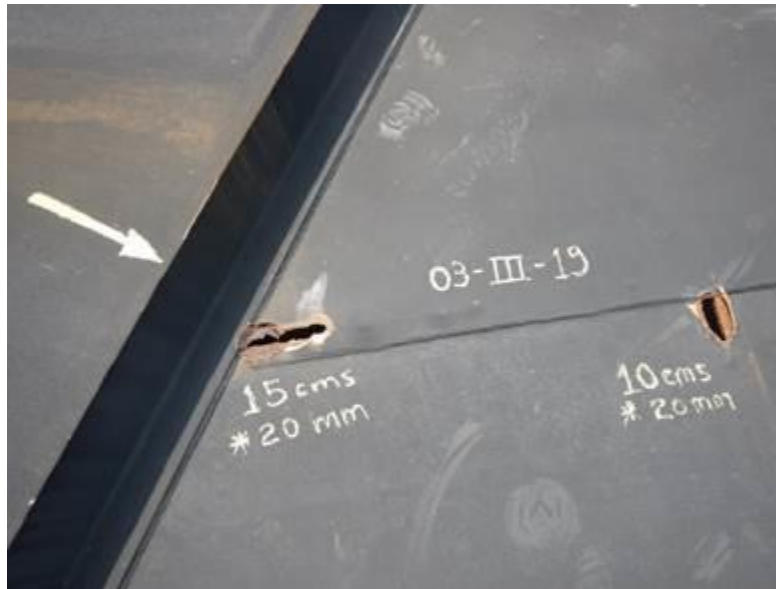


Foto 7. Corrosión pasante junto a la soldadura de traslape de las láminas.

En las fotos 8, 9 y 10, se observan fallas que no corresponden con la descripción anterior, esta es similar a la generada por la MIC por su forma redondeada; lo esperado es la falla del sistema de recubrimiento que dejó expuesto el sustrato, y sumado a la condensación de los vapores generaron la corrosión pasante.



Foto 8. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.



Foto 9. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.




Foto 10. Corrosión pasante en el centro de la lámina, en la zona de vapores.

Del análisis de causa raíz, se encontró que el crudo almacenado presenta un mayor contenido de azufre, esta condición es aportante al mecanismo de daño.

- Mecanismos de daño:

El mecanismo de daño será validado cuando el tanque salga de servicio y se realice el correspondiente AFA (análisis de falla), tomando los cupones del techo y conservando las

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 12
---	--	---	------------------------------------

muestras para el análisis en laboratorio, esto nos permitirá validar las acciones de mantenimiento requeridas.

- Recomendaciones:

- Realizar reparación temporal con un FRP (fiberglass reinforced plastic) revestimiento delgado, laminado y reforzado, como se especifica en API 653 numeral 9.12.1, y API 652 numeral 6.4 “Thick-film reinforced linings”, se selecciona: material epóxico con 1.5 oz de vidrio (esto cubre perforaciones hasta de 8 in y presión máxima de 37 psi⁹), se requiere preparación de superficie SSPC SP1 o SP2 sin generación de chispa. Lo anterior para sellar la salida de vapores VOC y el ingreso de agua al producto.
 - La reparación es temporal, hasta que se realice un análisis de causa raíz y se programe su salida para mantenimiento mayor.
- Se restringe el acceso al techo por seguridad de las personas (no se conoce la extensión real de la afectación) pero el tanque puede seguir operativo con monitoreo diario de la condición reportada, no se espera un colapso del techo.
- Inspección por Scan-B (técnica de ultrasonido para medir una franja de espesores) en los traslapes de las soldaduras del techo, para identificar zonas próximas de falla. Esto nos ayudará a identificar zonas de reparación previo a la rotura y también dimensionar la tasa de corrosión para programar la intervención del tanque.
- La próxima inspección en servicio estaba programada en 2020, adelantando el mantenimiento mayor para el segundo semestre de 2019, se le realizará inspección API 653 con MFL al fondo del tanque fuera de servicio.
- El mantenimiento mayor contempla el cambio de las láminas del techo afectadas que se encuentra en la zona de vapores, la aplicación de soldadura de sello en el lado producto, y la limpieza y aplicación del sistema de recubrimiento adecuado.

5. Metodología

5.1. Manejo del Cambio - MOC

Para asegurar la integridad y adecuada gestión de nuestros activos, y acotándolo al objetivo: los tanques de almacenamiento, es requerido asegurar el Programa de Gestión de Integridad (Integrity Management Program).

Dentro del programa de gestión de integridad en el ciclo de vida del activo se incluye el capítulo de gestión del cambio, MOC por sus siglas en inglés, el cual se identifica en el

⁹ Tomado de API 652, numeral 6.4.

presente documento como aportante a la falla presentada, por tanto, se realizará su definición, alcance e implementación.

A continuación, la teoría del MOC:

Se toma como guía lo definido en API 1160, el cual está diseñado para gestión de líneas, pero su metodología aplica para la gestión de tanques de almacenamiento.

El ciclo continuo de gestión del programa de integridad está basado en el ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar), esto procura la mejora continua del programa, ver figura 1.

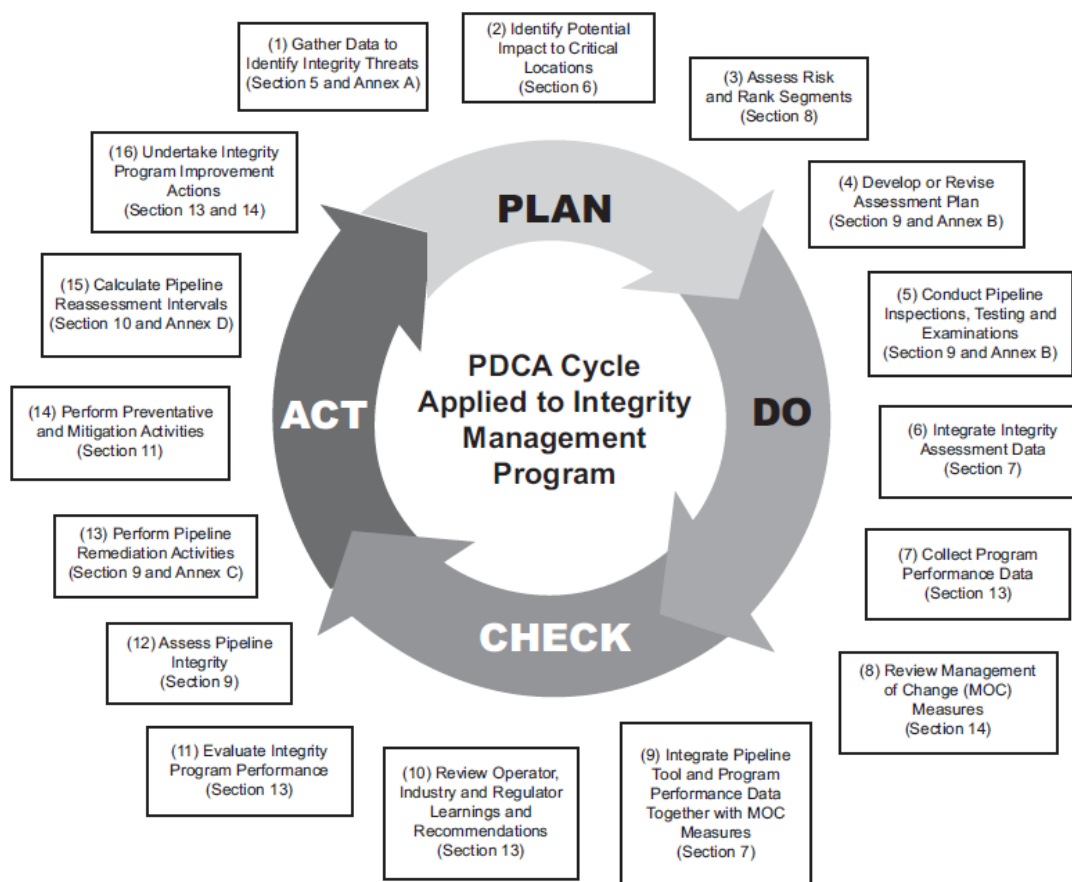



Figura 1. Ciclo PHVA aplicado al programa de gestión de integridad.¹⁰

¹⁰ Tomado de API 1160

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 14
---	--	---	--

Del ciclo de gestión de integridad se identifican los siguientes puntos que se deben asegurar, y que se identifican como contribuyentes a la falla:

(1) Recopilar datos para identificar amenazas de integridad: para comprender las amenazas potenciales a la integridad de un segmento de tubería, un operador debe recopilar, revisar e integrar la información relevante y disponible. Dicha información generalmente consiste en el diseño de la tubería, los atributos de la tubería, el historial operacional, incluidos los rangos de presión operativa y las versiones anteriores, los resultados de las inspecciones y evaluaciones anteriores, incluidas las inspecciones en línea (ILI) o las pruebas hidrostáticas. Reparaciones realizadas anteriormente u otras respuestas de mitigación, estudios de corrosión y protección catódica, y medidas tomadas para evitar las liberaciones o los efectos de una liberación. Además, a medida que el sistema continúa funcionando, los datos acumulados de operación, mantenimiento y vigilancia deben recopilarse para su entrada en la próxima reevaluación de riesgo programada antes de la próxima evaluación de integridad.


De este punto se realiza el paralelo al tanque: recopilar, revisar e integrar la información relevante y disponible; consiste en el diseño (considerar el diseño del techo), variables operativas (producto almacenado), resultados de inspecciones (condición reportada de corrosión en la zona de vapores)

(6) Integración de los datos de evaluación de integridad: el operador de la tubería debe recopilar datos sobre la integridad de su canalización, incluidos los datos generados por las inspecciones de integridad, las pruebas y el examen. El operador de la tubería debe recopilar datos de manera oportuna, incluidos los resultados y los informes generados por los proveedores de inspección. El operador del gasoducto debe prestar especial atención a los marcos regulatorios u otros marcos de tiempo recomendados para obtener los resultados de los proveedores de inspección.

Además de los datos en sus tuberías, el operador también debe recopilar datos sobre sus métodos de inspección, prueba y examen. El operador de la tubería utilizará esta herramienta de inspección y los datos del método para analizar la efectividad de sus herramientas de inspección y el programa de integridad. Los datos sobre las inspecciones en línea se deben recopilar para compararlos con las excavaciones de integridad y los resultados de los exámenes no destructivos para evaluar la efectividad de cada herramienta de inspección o método de examen.

De este punto se realiza el paralelo al tanque: integrar la información disponible de integridad, permite analizar de forma integral los resultados para tomar acción o actualizar los planes de integridad.

(8) Revisión de las medidas de gestión del cambio (MOC): los sistemas de tuberías (tanques de almacenamiento) y los entornos en los que operan no son estáticos. Se debe utilizar un proceso sistemático para garantizar que los cambios en el diseño, la operación o el

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 15
---	--	---	--

mantenimiento del sistema de tuberías (*tanques de almacenamiento*) se evalúen por sus posibles impactos de riesgo antes de la implementación y para garantizar que los cambios en el entorno en el que opera la tubería (*tanques de almacenamiento*) se documenten y evalúen. Además, una vez que se hayan realizado estos cambios, deben incorporarse, según corresponda, en futuras evaluaciones de riesgos para asegurarse de que el proceso de evaluación de riesgos aborda el sistema tal como está configurado, operado y mantenido actualmente.


De este punto se realiza el paralelo al tanque: Se debe utilizar un proceso sistemático para garantizar que los cambios en el diseño, la operación o el mantenimiento del tanque se evalúen por sus posibles impactos de riesgo antes de la implementación y para garantizar que los cambios en el entorno en el que opera el tanque se documenten y evalúen. Este es el punto central de la monografía.

(9) Integrar datos de rendimiento de tuberías, herramientas y programas junto con información de MOC: el operador de tuberías debe integrar datos de inspecciones, pruebas y exámenes de tuberías, datos de rendimiento de herramientas de inspección e información de MOC. Cada una de estas fuentes de datos analizadas individualmente puede producir una imagen incompleta de la integridad de un segmento de tubería específico. La integración de datos permitirá al operador comprender el impacto acumulativo de cada factor de amenaza reflejado por múltiples fuentes de datos al evaluar la integridad de la tubería. Los operadores deben asegurarse de que las políticas, los procesos, los procedimientos y los registros estén implementados para proporcionar a los administradores de programas de administración de integridad las múltiples fuentes y fuentes de datos e información que necesitan para revisar e integrar. Dependiendo de la estructura organizativa o de autoridad específica de un operador, las fuentes de datos o información necesarias para la gestión de la integridad de la tubería pueden generarse o almacenarse fuera del alcance de los gerentes de integridad. Las políticas, los procesos y los procedimientos establecidos garantizarán que los datos y la información necesarios se generen y se entreguen en el programa de administración de integridad en línea con el ciclo PDCA del programa

De (1):

La administración de integridad comienza con una consideración sistemática e integral de las amenazas potenciales para la integridad de la instalación.

Una revisión de las bases de datos de fallas de la industria ha demostrado que las amenazas pueden interactuar y combinarse para crear una situación más grave que las amenazas individuales. La identificación de amenazas y sus interacciones se realiza mediante la superposición, la comparación y la integración de conjuntos de datos relevantes para la canalización, incluidos los atributos de la tubería, los factores de construcción, el historial y los parámetros operativos, el historial de evaluación de integridad, el historial de mantenimiento y reparación, y los datos de incidentes.

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 16</p>
---	--	--	--

De (6):

Las consideraciones, procesos y elementos de datos involucrados en la integración de datos para identificar y administrar las amenazas de integridad.

Los tipos de datos utilizados para evaluar las amenazas y el riesgo asociado para un segmento o instalación de tubería pueden clasificarse en términos generales como atributos de tubería, factores de construcción, parámetros operativos e historial de evaluación. Cuando un operador determina que los datos faltan o están incompletos, el operador debe intentar recopilar estos datos. Si estos datos no son recopilables, se deben utilizar estimaciones apropiadas para reemplazarlos. El operador puede considerar implementar medidas de mitigación. Medidas que consideren necesarias para la instalación o segmento de tubería.

Mantenimiento de datos (gestión del cambio)

Varios elementos de datos utilizados para evaluar la aplicabilidad de una amenaza y su potencial de falla pueden cambiar con el tiempo. Estos cambios pueden ser causados por modificaciones a las prácticas operativas, cambios en el uso del suelo o cambios en las propiedades de las tuberías asociadas con reemplazos, redireccionamientos y nuevas líneas. El operador de la tubería debe estar alerta a estos tipos de cambios y asegurarse de que los datos utilizados para la evaluación de amenazas y riesgos reflejen las condiciones actuales de la tubería.

De (8):

Manejo del cambio

General: El operador debe desarrollar una gestión formal de los procedimientos de cambio para identificar y considerar el impacto de los cambios en los atributos de la tubería, las operaciones de la tubería, la tecnología y el código o los requisitos reglamentarios.

La gestión del cambio debe abordar los cambios operativos, técnicos, físicos, de procedimiento y organizativos. Un proceso de gestión de cambio debe incluir lo siguiente:

- Descripción del cambio;
- Motivo del cambio;
- Fecha efectiva para que ocurra el cambio;
- Autoridad que aprueba el cambio;
- Análisis de las implicaciones del cambio.
- Adquisición de los permisos de trabajo requeridos para cualquier construcción o cambio operacional necesario;
- Lista de roles, y responsabilidades para las partes interesadas en la gestión del cambio;
- Modificación de elementos apropiados de la IMP (integrity management plan);

- Documentación del cambio y justificación;
- Comunicación del cambio a las partes afectadas.
- Implementación del cambio;
- Proceso de flujo de trabajo para asegurar que se aborden las inquietudes de los interesados en la gestión del cambio.


En la tabla 1 se muestra la propuesta del proceso de gestión del cambio: “cambio de producto almacenado” para tanques de almacenamiento.

Tabla 1. Proceso de gestión de cambio para tanques de almacenamiento.

Descripción	Motivo	Fecha efectiva	Implicaciones	Autoridad
Cambio de producto almacenado .	Incremento de volúmenes del nuevo producto.	Inmediatamente	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección fuera de servicio. - Verificación del cumplimiento del tanque para las nuevas condiciones operativas. - Valoración del riesgo. - Mantenimiento. - Caracterización del producto y definición de mecanismos de daño y mitigación. 	Autorizado por el especialista de integridad de tanques.

Continuación:

Permisos de trabajo	Modificación al IMP	Documentación	Comunicación	Implementación
<ul style="list-style-type: none"> - Inspección del tanque. - Mantenimiento, - Alineación del tanque. 	<ul style="list-style-type: none"> -Reevaluar la vida remanente. - Analizar los efectos por el cambio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Informe de inspección. - Dossier de mantenimiento. - Valoración de riesgos. 	El departamento de integridad emitirá el acta a operaciones para la autorización del cambio, el periodo a implementar y los requisitos.	Hasta adecuar el tanque a las nuevas condiciones operativas, soldadura de sello a las juntas de traslape y aplicación del sistema de recubrimiento adecuado.

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 18</p>
---	--	---	--

Operaciones de gestión de cambio

Los cambios operativos, como las reversiones de flujo, los cambios de producto, la conversión del servicio y el aumento del rendimiento, deben evaluarse por su impacto en la integridad. Estos cambios operacionales pueden afectar varios aspectos de la operación, mantenimiento, monitoreo, gestión de integridad y respuesta de emergencia de una tubería, incluidos los siguientes:

- El gradiente de presión, la velocidad y la ubicación, la magnitud y la frecuencia de los picos y ciclos de presión pueden cambiar.
- Los aumentos de rendimiento pueden afectar el perfil de presión y los transitorios de presión.
- Los cambios en el producto pueden justificar una revisión de la compatibilidad de los materiales y la susceptibilidad a la corrosión.
- Los sistemas de detección y control de fugas pueden verse afectados.
- Es posible que se requieran adiciones, retiros o modificaciones importantes de estaciones de bombeo, parques de tanques e instalaciones de lanzamiento / recepción de ILI.
- Es posible que se deban modificar los dispositivos como medidores de flujo, filtros, dispositivos de control de corrosión, dispositivos de detección de fugas, válvulas de control y válvulas de seccionamiento.

5.2. Normativa adicional de Manejo del Cambio - MOC

Tomado de CSA Z662, numeral 10.3.7 “Cambio en el fluido de servicio” y literal A.9 “Gestión del cambio”


- Cambio en el fluido de servicio

Antes de un cambio en el fluido de servicio, incluido el servicio no agrario al servicio agrario, la compañía operadora debe realizar una evaluación de ingeniería para determinar si los sistemas de tuberías serían adecuados para el nuevo fluido de servicio.

Cuando la evaluación de ingeniería indique que el sistema de tubería no sería adecuado para el nuevo fluido de servicio, la compañía operadora deberá implementar medidas que lo hagan adecuado antes del cambio de Servicio.

- Gestión del cambio

General: la compañía operadora debe establecer un proceso para la gestión de cambios que podría tener un impacto significativo en la seguridad o la efectividad del sistema de gestión de seguridad y pérdida, incluyendo

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 19</p>
---	--	--	--

- a) cambios organizativos, como cambios en la estructura organizativa y el personal clave;
- b) cambios en las instalaciones, equipos y tecnología;
- c) cambios en los procedimientos o prácticas para el diseño, construcción, operaciones y actividades relacionadas con el mantenimiento;
- d) cambios en los requisitos técnicos, tales como estándares de la industria, prácticas recomendadas de la industria y regulaciones; y
- e) cambios en el entorno físico, como el desarrollo de terrenos adyacentes.

Gestión del proceso de cambio. La gestión del proceso de cambio incluirá

- a) la identificación de cambios que podrían afectar el sistema de gestión de seguridad y pérdidas;
- b) establecer responsabilidades y autoridades para la revisión, aprobación e implementación de cambios;
- c) documentación de los motivos de los cambios;
- d) análisis de las implicaciones y efectos de los cambios;
- e) documentación y comunicación de cambios a las partes afectadas; y
- f) el momento de los cambios.


Tomado de PAS 55 numeral 4.4.9.

- Manejo del cambio

Donde los arreglos existentes sean revisados, o se introduzcan nuevos arreglos que pudieran tener un impacto sobre las actividades de la gestión de activos, la organización deberá evaluar los riesgos asociados antes que se implementen los arreglos. Los arreglos nuevos o revisados que deberán ser considerados incluirán:

- a) La estructura organizacional revisada, los roles o responsabilidades.
- b) La política, la estrategia, los objetivos o planes revisado de la gestión de activos.
- c) Los procesos o procedimientos revisados para las actividades de gestión de activos.
- d) La introducción de nuevos activos, sistemas de activos o tecnología.
- e) La introducción de nuevos contratistas o proveedores.


La organización deberá mantener actualizados los resultados de la identificación de riesgos, de evaluación de riesgos, y de los controles determinados, y documentará aquellos donde esto no se hace, se podría afectar el logro de los objetivos y estrategia de gestión de activos.

	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 20</p>
---	--	---	--

6. Resultados

➤ Con base en el marco teórico donde se expone la falla y el análisis de la metodología de MOC, se plantea el siguiente procedimiento para el manejo del cambio:

1. Cuando se genere un aviso y orden de mantenimiento sobre los tanques, se deberá enviar una alerta al departamento de integridad, para identificar si la solicitud o trabajo requeriría un control de cambios. Estarán incluidas las actividades:
 - a. Modificación de la estructura del tanque: reparaciones o alteraciones mayores. Cambio de fondo, cambio de techo, cambio de succión, instalación de boquillas nuevas.
 - b. Cambio de instrumentación: radar, niveles altos y bajos, temperatura.
 - c. Modificación de los niveles operativos del tanque: físicos y por radar.
 - d. Instalación de elementos que limiten la altura de llenado: sistema de puestas a tierra retractiles.
 - e. Modificación de condiciones operativas:
 - i. Cambio de producto.
 - ii. Ratas de llenado y vaciado.
 - iii. Mezclas nuevas.
 - iv. Tratamientos químicos
 - v. Diluyentes
 - vi. Incremento del BSW
 - f. Cambios de las mediciones de los monitoreos:
 - i. Incremento del conteo de bacterias.
 - ii. Cambios de la medición del SPC (sistema de protección catódica)
2. Cuando se proyecte un cambio operativo, el departamento de operaciones deberá informar al departamento de integridad.
3. Los canales de comunicación serán:
 - a. En la plataforma digital que administra el mantenimiento de la compañía, se incluye la generación de correo electrónico con los datos del aviso y la orden de mantenimiento con destinatario el profesional de integridad.
 - b. En el procedimiento para el cambio de las condiciones operativas se requiere anexar el control de cambios y será un requisito en el formato que firmen planeación de operaciones, integridad y el operador de campo.
 - c. Planeación de operaciones enviará correo electrónico con la solicitud al buzón de controldecambios, con esta se realiza la planeación del taller con los representantes de Integridad y Operaciones, y dependiendo de la temática de la modificación se invitarán a los expertos correspondientes.
4. Se realiza el taller identificando claramente el equipo y alcance de la modificación, se desarrollará la metodología What If ¿que pasa si?, donde el conjunto de expertos

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 21</p>
---	--	--	--

con el líder de la metodología condensarán las preguntas, a continuación lo que incluye el formato de trabajo:

- a. Fecha
 - b. Pregunta ¿Qué pasa sí?
 - c. Consecuencias de ¿Qué pasa sí?
 - d. Salvaguardas, que se cuenta actualmente que mitiga el riesgo, se deberá revisar la información disponible para contextualizar el taller y analizar el cambio requerido.
 - e. Riesgo actual, posterior a analizar las salvaguardas.
 - f. Recomendación, que debemos implementar para disminuir cada uno de los riesgos identificados.
 - g. Riesgo residual, después de aplicar las recomendaciones, se debe llegar al nivel de riesgo tolerable (para el caso se toma riesgo Medio) como observación se deben estimar las consecuencias de integridad mitigadas o que requieran monitoreo.
 - h. Responsable, quién debe desarrollar y ejecutar el control que viabilice el cambio para cada uno de los riesgos identificados.
 - i. Fecha planeada de cierre, es el límite de la ejecución y debe corresponder a la fecha que se proyecta iniciar el cambio, sino se cumplen las fechas de cierre, el cambio: mantenimiento, proyecto, operación no se podría ejecutar. Se debe generar un acta donde se valida que todos los impeditivos están cumplidos y autorice el cambio.
 - j. Observaciones, se consigna toda la información que contextualice el riesgo analizado, su impacto y mitigación, en este punto se debe incluir los impactos a la integridad y a la operación generados, mitigados y potenciales para realizar seguimiento.
 - k. Plan de acción, es un documento adicional que condensa las acciones a ejecutar (las recomendaciones se convierten en requerimientos) y las que deben monitorearse después de surtido el cambio. Puede incluir rutinas de inspección con alcance y tiempo, fecha del próximo mantenimiento mayor, y de los preventivos.
5. Tener un repositorio de la información accesible a los responsables de la organización, en el deben reposar como mínimo:
- a. Dossier de construcción.
 - b. Informes de inspección.
 - c. Diagnósticos y monitoreos.
 - d. Ingenierías:
 - i. Soportes técnicos
 - ii. Preguntas técnicas
 - iii. Planos, P&ID, diagramas de flujo.

- iv. Controles de cambio
 - e. Dossier de mantenimiento
 - f. Dossier de proyectos ejecutados
 - g. Valoraciones de riesgo
 - h. Variables operativas
 - i. Tipo de producto almacenado y su ficha técnica
 - j. Tablas de aforo
 - k. AFA análisis de falla
 - l. Investigaciones – RCA análisis de causa raíz
6. Seguimiento al cierre de las acciones para autorizar el cambio.
7. Con lo anterior se completa el ciclo de aseguramiento del manejo de cambio.

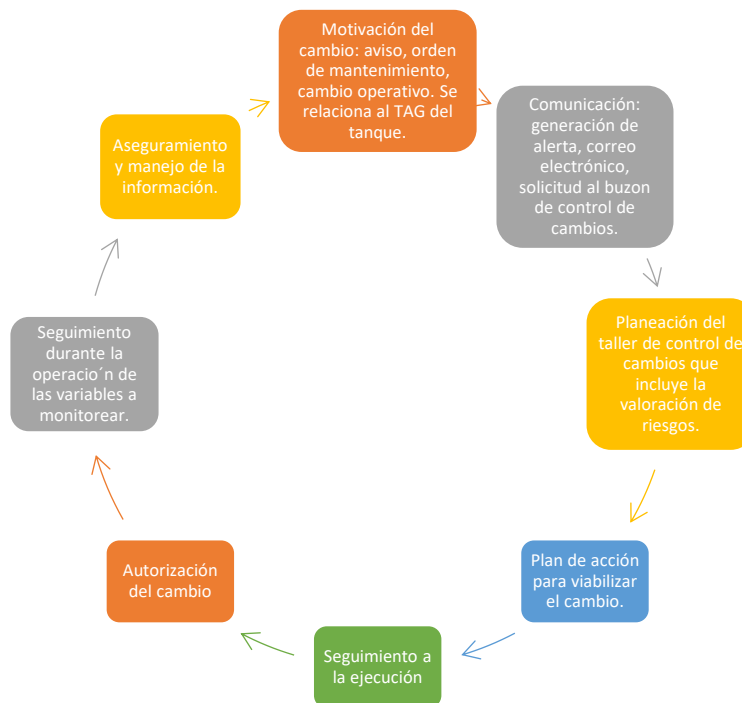



Figura 2. Ciclo del proceso de manejo de cambio.

El proceso de gestión del cambio incluye:

- Descripción del cambio;
- Motivo del cambio;
- Fecha efectiva para que ocurra el cambio;
- Autoridad que aprueba el cambio;
- Análisis de las implicaciones del cambio.
- Adquisición de los permisos de trabajo requeridos para cualquier construcción o cambio operacional necesario;

	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 23</p>
---	--	---	--

- Lista de roles, y responsabilidades para las partes interesadas en la gestión del cambio;
- Modificación de elementos apropiados de la IMP (integrity management plan);
- Documentación del cambio y justificación;
- Comunicación del cambio a las partes afectadas.
- Implementación del cambio;
- Proceso de flujo de trabajo para asegurar que se aborden las inquietudes de los interesados en la gestión del cambio

Es importante resaltar los cambios operativos como motivador de un proceso de manejo del cambio, en la presente monografía se plantea como hacerlo y asegurarlo, y es incluir en el procedimiento operativo el habilitador de control de cambios, que requiere la aprobación por parte del departamento de integridad; el operador de campo encontrará en el check list del arranque del tanque una casilla que lo cuestione si se realizó el control de cambios y la única forma de soportarlo es por medio de un acta firmada por las partes: Integridad, Planeación de Operaciones y Operaciones, que autoriza el arranque del equipo con las nuevas condiciones operativas.

En el ciclo de aseguramiento del manejo del cambio se incluye un paso donde Planeación de Operaciones debe enviar un correo al buzón de controldecambios solicitando el concepto y/o el taller para asegurar las acciones que permitan ejecutar el cambio, al finalizar se produce el acta que requiere el operador de campo como soporte para arrancar el tanque.


La implementación requiere la modificación del procedimiento operativo y la lista de chequeo de arranque, para incluir el punto de control e impeditivo para el arranque: evaluación y taller del control de cambios y el acta de autorización de arranque; también la programación del envío de la notificación (alerta) que se generará en la herramienta de planeación del mantenimiento.

El anterior aseguramiento fue motivado por la falla por corrosión presentada en el techo del tanque TQ-001, y que no contó con un proceso de manejo de cambio.


➤ Mecanismos de daño¹¹

- Causado por el azufre:
 - Corrosión por ácido sulfúrico, corrosión general y localizada de acero al carbono y de baja aleación. Los factores críticos son la concentración de ácido, temperatura, el contenido de aleantes, contaminación y presencia de oxidantes. Ataca las zonas afectadas por el calor rápidamente.

¹¹ Tomado de API RP 571.

	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 24</p>
---	--	---	--

- Wet H₂S Damage, tipo Sulfide Stress Cracking (SSC): El agrietamiento por tensión de sulfuro (SSC) se define como el agrietamiento del metal bajo la acción combinada del esfuerzo de tracción y la corrosión en presencia de agua y H₂S. SSC es una forma de agrietamiento por tensión de hidrógeno que resulta de la absorción de hidrógeno atómico que se produce por el proceso de corrosión de sulfuro en la superficie del metal. El SSC puede iniciarse en la superficie de los aceros en zonas altamente localizadas de alta dureza en el metal de soldadura y en las zonas afectadas por el calor. En ocasiones, se pueden encontrar zonas de alta dureza en el pase de presentación de la soldadura y en las soldaduras de unión que no se templean (suavizan) con las pasadas subsiguientes. El PWHT es beneficioso para reducir la dureza y las tensiones residuales que hacen que el acero sea susceptible al SSC. Algunos aceros al carbono contienen elementos residuales que forman áreas duras en las zonas afectadas por el calor que no se atenúan a temperaturas normales de alivio de tensión. Usar precalentamiento ayuda a minimizar estos problemas de dureza.
- Vapor de agua
 - Contribuyente a Wet H₂S Damage tipo SSC.
- Bacterias, corrosión interna
 - MIC Corrosión microbiológicamente inducida, Una forma de corrosión causada por organismos vivos como bacterias, algas u hongos. A menudo se asocia con la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas viscosas. Afecta comúnmente a aceros al carbono o de baja aleación; el MIC es usualmente encontrado en ambientes acuosos o servicios donde el agua está siempre presente, especialmente en condiciones de estancamiento o de bajo flujo que permiten el crecimiento de microorganismos promotores de la corrosión. Los diferentes organismos prosperan con diferentes nutrientes que incluyen sustancias inorgánicas (por ejemplo, azufre, amoníaco, H₂S) y sustancias orgánicas (por ejemplo, hidrocarburos, ácidos orgánicos). Además, todos los organismos requieren una fuente de carbono, nitrógeno y fósforo para el crecimiento. Las fugas de contaminantes del proceso, como los hidrocarburos o el H₂S, pueden provocar un aumento masivo de la contaminación biológica y la corrosión.
- Tipo crevice
 - Corrosión galvánica: Una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales disimiles cuando se unen en un electrolito adecuado, como un ambiente húmedo o acuoso, o suelos que contienen humedad. Para la corrosión galvánica, se deben cumplir tres condiciones:

	ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS	MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO	Versión 1 Pág. 25
---	--	---	------------------------------------

- Presencia de un electrolito, un fluido que puede conducir una corriente. Por lo general, se requiere humedad o una fase de agua separada para que la solución tenga suficiente conductividad.
- Dos materiales o aleaciones diferentes conocidos como el ánodo y el cátodo, en contacto con un electrolito.
- Debe existir una conexión eléctrica entre el ánodo y el cátodo.
- En la zona afectada térmicamente
 - Contribuyente a Wet H₂S Damage tipo SCC.

Determinar el mecanismo de daño no hace parte del objetivo de esta monografía, pero si refuerza la necesidad de tener estructurado el proceso del manejo del cambio apoyados en la falla presentada; además permite integrar las temáticas de la especialización como la selección de materiales, corrosión y recubrimientos.


Cuando se realicé el AFA (análisis de falla) se validará el mecanismo de daño que originó la corrosión pasante, por lo pronto, se puede esperar que el aporte de azufre a los vapores incrementó la corrosión, pero no cumple los requerimientos descritos en API RP 571 para catalogarlo como “corrosión por ácido sulfúrico”; de igual forma la corrosión por MIC en su descripción no es usual encontrarla en esta ubicación, pero es una opción que no se debe descartar dada la morfología de la corrosión encontrada.

Para la corrosión pasante junto a la soldadura de traslape de las láminas se diagnostican los siguientes mecanismos de daño:

- Corrosión tipo rendija por diferencia galvánica en el metal base en presencia del electrolito (condensación de los vapores de agua más VOC más H₂S) en los traslapes que no tienen soldadura de sello. En API 571 no se incluyen los tanques en los equipos que pueden presentar este tipo de daño.
- Corrosión en la ZAC por “Wet H₂S Damage” en los traslapes que tengan soldadura de sello, se reúnen las condiciones de humedad, esfuerzos por el movimiento del techo y H₂S. Aunque en la descripción de equipos comunes de API 571 no se incluyen los tanques, sería un caso de estudio valido para un trabajo de grado.

Como resultado de esta monografía e propone un mecanismo de daño adicional para la corrosión pasante de forma circular:

- se genera condensación de la mezcla vapor de agua, HC y H₂S sobre la superficie interna del techo, generando goteo;
- sobre la zona de goteo se van renovando las especies corrosivas produciendo Fe₂O₃;
- el Fe₂O₃ cae quedando material “nuevo” (con alta energía de corrosión) replicando la corrosión hasta la rotura.

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 26</p>
---	--	--	---

- No se cuenta con el dossier de mantenimiento
 - No es posible validar si se aplicó soldadura.
 - No se conocen las variables de la limpieza mecánica y el esquema de recubrimiento aplicado.

- Diseño


El tanque se construyó bajo API 650, pero se encontró una deficiencia en el diseño que genera una cámara de vapores en el cual se genera el proceso corrosivo.

7. Conclusiones

- Asegurar el manejo de cambio no genera un costo adicional, solo un tiempo de evaluación previo al cambio operativo, lo cual redundaría en la reducción de costos por paradas operacionales y mantenimientos mayores no planeados en la vigencia.
- No se implementó la metodología de manejo del cambio, para asegurar que las nuevas condiciones operativas no afectaran la integridad del tanque.
- No se realizó un manejo adecuado de la información.

8. Recomendaciones

- Asegurar el proceso de manejo de cambio descrito en la monografía.
- Implementar en la gestión de MOC un punto de consulta obligatorio a Integridad para disminuir la probabilidad de falla, en cambios no asegurados. Se recomienda generar una herramienta tecnológica o complementar la existente de planeación de mantenimiento, para que los temas operativos requieran un banderazo de aprobación y de requisito el MOC.
- Realizar el análisis de riesgos que involucre a los expertos de integridad, para analizar previo al cambio del producto las consecuencias que pudieran generar y las recomendaciones para mitigarlas.
- Se recomienda un manejo adecuado de la información de los mantenimientos.
- Se recomienda un repositorio de informes de mantenimiento.
- Se recomienda inspeccionar de forma preventiva los tanques que presenten estas mismas condiciones operativas y de diseño para anticiparse a la falla.
- Asegurar el informe ejecutivo del mantenimiento donde se especifique la totalidad de la intervención, alcance y características, para el caso, actualizar el plano del techo con la soldadura aplicada en el traslape de las láminas en el lado producto, el procedimiento de soldadura utilizado (variables esenciales y no esenciales), ensayos no destructivos realizados y sus resultados (validar si fueron

	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 27</p>
---	--	---	--

los adecuados); incluir el sistema de recubrimiento aplicado, que incluye: el grado de limpieza y perfil de anclaje (con sus respectivos soportes normativos: ASTM, ISO, NACE, SSPC-VIS 1 “Dry Abrasive Blast Cleaning” para preparación de superficie, ver la normativa aplicable en 8.1, asegurando el registro fotográfico), tipo de recubrimiento y fabricante.

- Aplicar el esquema de recubrimiento con imprimante epóxico rico en zinc y novalac al 100% en las zonas expuestas a las especies corrosivas y que tengan áreas de alta energía como la ZAC:

Recubrimiento:

- Epóxico rico en Zn
- 65% volumen de solidos
- EPS 3 mils.
- Rendimiento teórico de 32.5 m²/gal.
- Debe cumplir con la norma SSPC-paint 20

Acabado:

- Epóxico fenólico Novalac al 100%.
- 100% volumen de solidos
- EPS de 20 mils
- Rendimiento teórico de 12.45 m²/gal

Las superficies que van a ser protegidas deben estar libres de cualquier sustancia extraña, para lo cual se realizará una limpieza con chorro abrasivo (sandblasting) como limpieza final hasta obtener un grado a metal blanco de acuerdo a SSPC-SP5, con la comparación al grado de corrosión base identificado.

Todas las soldaduras del tanque deben ser recubiertas con brocha o airless (recubrimiento al 30%) previo a la aplicación del recubrimiento, así, previamente en las esquinas, ángulos, perfiles, juntas soldadas y 10 cm. al lado y lado de éstas se debe aplicar con brocha este mismo tipo de pintura a un espesor de película seca entre 50 y 75 micras.

- Actualizar la especificación técnica de limpieza y recubrimientos de la compañía, para incluir los requerimientos del techo que esté expuesto a vapores corrosivos y condensación, y proteja adecuadamente contra las especies corrosivas.
- Se recomienda realizar durezas cuando se apliquen soldaduras a laminas existentes para descartar una fragilización.
- Implementar en los tanques que salgan a mantenimiento planeado la condición de cámara de vapor entre la superficie del techo y los pontones, y cruzarlo con el

servicio, si se identifica un ambiente similar al analizado se requiere aplicar soldadura de sello a todos los traslapes que se encuentren en la zona de vapor más 50 cm hacia el centro del tanque, esto para evitar corrosión tipo rendija; para las soldaduras se requiere calificar el procedimiento que no afecta el metal base existente (calificar el procedimiento con un cupón de material “viejo”), inspeccionar para descartar fisuras o discontinuidades rechazables, incluir micro durezas en la ZAC, soldadura y metal base, y aplicar el esquema de recubrimiento indicado.

- Planear inspección a todos los tanques que almacenan el Crudo pesado con alto contenido de azufre para identificar o descartar daños similares, y poder generar un plan de mantenimiento que adecue los tanques para este servicio.

9. Normas y Estándares de Referencia

Las siguientes normas y estándares se tomaron de referencia.

- API 650, Welded Tanks for Oil Storage, décimo segunda edición marzo 2013, adenda 3 agosto 2018, errata 2 diciembre 2014.
- API RP 652, Linings of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms, cuarta edición, septiembre 2014.
- API 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, quinta edición noviembre 2014, adenda 1 abril 2008.
- API RP 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, segunda edición, abril 2011.
- API RP 575, Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, tercera edición, abril 2014.
- API RP 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, tercera edición, febrero 2019.
- ISO 12944-2 “Part 2: Classification of environments”
- PAS 55 parte 1 y 2, Gestión de activos.
- Z662-15, Oil and gas pipeline systems.


9.1. Normativa para preparación de superficie y evaluación de recubrimientos:

ASTM-D-4541	Standard Test Method for Pull-Off Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers
ISO 8501-1	Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products – Visual Assessment of Surface Cleanliness – Part 1: Rust Grades and Preparation Grades of Uncoated Steel Substrates and of Steel Substrates After Overall Removal of Previous Coatings

NACE RP 0188	Discontinuity (Holiday) Testing of New Protective Coatings on Conductive Substrates
SSPC-PA 2	Procedure for Determining Conformance to Dry Coating Thickness Requirements
SSPC-SP 5/ NACE N° 1	White Blast Cleaning
ISO 12944	Corrosion protection of steel structures by protective paint systems
SSPC-SP 2	Hand Tool Cleaning
ASTM E337-15	Standard Test Method for Measuring Humidity with a Psychrometer

10. Glosario

- **Ácido sulfhídrico:** El ácido sulfhídrico en disolución acuosa (H₂Saq), es un hidrácido de fórmula H₂S.
- **Aseguramiento del riesgo (risk assessment):** proceso analítico y sistemático en el cual los peligros potenciales de operación de una facilidad son identificados, y las probabilidades y consecuencias del potencial evento adverso son determinadas.
- **Cambio de servicio:** Un cambio de las condiciones de operación anteriores que involucran diferentes propiedades del producto almacenado, como la gravedad específica o la corrosividad y / o las diferentes condiciones de servicio de temperatura y / o presión.
- **Corrosión:** La corrosión se define como el deterioro de un material, generalmente un metal, que resulta de una reacción con su entorno. La velocidad a la que un metal se deteriora (se corroe) se rige principalmente por el entorno en el que reside y por la naturaleza y agresividad de las medidas que se han implementado para mitigar la reacción. Aunque hay varias formas diferentes de corrosión, cada una comparte algunos elementos comunes:
 - un ánodo;
 - un cátodo;
 - una trayectoria metálica que conecta el ánodo y el cátodo (típicamente el tubo en sí);
 - una trayectoria electrolítica que conecta el ánodo y el cátodo (por lo general, el suelo y las aguas subterráneas cuando se considera la corrosión externa).
- **Crevice corrosion:** corrosión de tipo galvánica que se presenta en ranuras o rendijas.
- **Defecto:** imperfección de tipo o magnitud que excede los criterios de aceptación.
- **Discontinuidad:** una imperfección que es más pequeña que el máximo tamaño permisible.

 <p>Uptc[®] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia</p>	<p>ACREDITACIÓN INSTITUCIONAL DE ALTA CALIDAD MULTICAMPUS RESOLUCIÓN 3910 DE 2015 MEN / 6 AÑOS</p>	<p>MONOGRAFÍA MANEJO DEL CAMBIO</p>	<p>Versión 1 Pág. 30</p>
---	--	--	--

- **Falla:** Es la progresión del deterioro del tanque que pueden tener efectos adversos, como peligro para el personal, daños ambientales y a la propiedad, e interrupciones en el negocio.
- **Filete:** es un tipo de soldadura en el cual el deposito queda en forma de triángulo, se encuentra en juntas en T o traslape donde los miembros a unir se encuentran a 90°.
- **IMP:** integrity management plan, plan de gestión de integridad.
- **Inspección en servicio:** Una inspección formal y completa que se lleva a cabo con el tanque operativo, supervisada por un inspector autorizado, de todas las superficies externas accesibles del tanque.
- **Inspección interna:** Una inspección formal y completa, supervisada por un inspector autorizado, de todas las superficies internas accesibles del tanque.
- **Lado producto:** El lado del tanque que está en contacto con el producto líquido almacenado.
- **Lining:** Un recubrimiento interno que consiste en un material líquido aplicado que se seca y se adhiere al sustrato, o un material laminar que está unido al sustrato. Está diseñado para servicio de inmersión o servicio de espacio de vapor. Un forro puede ser reforzado o no reforzado.
- **Manejo del riesgo (risk management):** Un programa general que consiste en identificar amenazas potenciales para un área o equipo; evaluar el riesgo asociado con esas amenazas en términos de probabilidad y consecuencias del incidente; mitigar el riesgo al reducir la probabilidad, las consecuencias o ambas cosas; y midiendo los resultados de reducción de riesgos alcanzados.
- **MFL:** magnetic flux leakage, pérdida de flujo magnético, es una técnica de inspección no destructiva que se basa en sensores de efecto hall, los cuales miden saltos de las líneas del campo magnético que se generar en los cambios de espesor o geometría, ayudando a identificar y dimensionar en rango de pérdidas las discontinuidades.
- **MIC:** microbially induced corrosion, corrosión inducida microbiológicamente.
- **MOC:** management of change, manejo del cambio
- **Mecanismo de daño:** es el daño que ocurre bajo una combinación específica de las variables: material, diseño, ambiente del proceso, y condiciones operaciones (flujo, temperatura, presión), con una morfología definida.
- **Pontones:** elementos de flotación (cámaras de acero al carbono soldadas y herméticas) de los techos flotantes.
- **Rata de corrosión:** la pérdida total de metal dividida por el periodo de tiempo en el cual ha ocurrido la pérdida de metal.

- **Riesgo:** medida de pérdida en términos de la probabilidad de ocurrencia de un incidente y la magnitud de las consecuencias.
- **Traslape:** es la unión de dos miembros de la junta, donde se encuentra uno sobre el otro dejando una superficie a 90° donde se aplicará la soldadura.
- **VOC:** Volatile Organic Compound – compuestos volátiles orgánicos, compuestos que tienen una alta presión de vapor (mayores a 0.27 kPa (2 mm de Hg) a 25°C) y baja solubilidad en agua, excluyendo el metano.
- **ZAC:** zona afectada por el calor (**HAZ:** heat-affected zona): porción del metal base que no ha sido fundida durante el proceso de brazing, corte o soldadura, pero la cual su microestructura metalúrgica y propiedades han sido afectadas por el calor de estos procesos.