Diseño del modelo de un sistema de gestión en seguridad de procesos que permita minimizar los riesgos en las instalaciones de los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos.

Rafael Andrés Carrillo Bohórquez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director
Jairo Fernando Cárdenas
Magister Ing. Químico.

Universidad Industrial de Santander
Facultad de ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2021

Dedicatoria

Le dedico este trabajo a Dios como muestra de amor, esfuerzo y sacrificio.

Este trabajo está dedicado a mis padres, porque gracias a su esfuerzo, apoyo tiempo y dedicación constante, hoy puedo culminar mi carrera universitaria siendo una persona íntegra y con deseos de aportar a la sociedad.

También me lo dedico a mí, por el esfuerzo invertido para el logro de este proyecto, por los deseos y la voluntad de salir adelante y por siempre estar dispuesto a ejercer la mejora.

Agradecimientos

Agradezco a Dios por su amor, por inspirar la voluntad para seguir adelante. A la Universidad Industrial de Santander por sus enseñanzas, a mi Director el Ingeniero Jairo Cárdenas por su acompañamiento y orientaciones en el desarrollo de este trabajo, a mi compañero inicial de tesis Elver Alejandro Pérez por su trabajo en equipo y disciplina en el proceso de construcción de la propuesta de grado y parte de su desarrollo, a mis padres por su confianza y acompañamiento en el proceso, a todos mis compañeros de estudio que me dieron aliento para seguir adelante, a mis familiares por su motivación, a mis abuelos por su amor constante.

Tabla de contenido

Pág.

Introducción 16

1. Objetivos 19

1.1. Objetivo General 19

1.2. Objetivos Específicos 19

2. Marco de Referencia 20

2.1. Marco Teórico 20

2.1.1. Seguridad de Procesos. 20

2.1.2. Modelos de Sistemas de Gestión de Seguridad de Procesos 22

2.1.3. Seguridad de Procesos vs Seguridad Industrial. 22

2.1.4. Integridad de los Activos. 24

2.1.5. Análisis de Peligros y Riesgos. 26

2.1.5.1. FMEA/ FMECA 27

2.1.5.2. HAZOP. 28

2.1.5.3. Análisis mediante Árbol de Fallas (FTA). 29

2.1.5.4. Listas de Verificación (Checklists). 29

2.1.5.5. Análisis "¿Qué pasa si…?" 29

2.1.5.6. Clasificación de Áreas Peligrosas. 30

2.1.6. Sistemas de Medición Estática y Fiscalización de Hidrocarburos. 31

2.1.7. Sistemas de Medición Dinámica y Transferencia de Crudo en Custodia. 34

2.1.7.1. Medidor dinámico. 35

2.1.7.2. Probador. 36

2.1.7.3. Monitor de corte de agua. 37

2.1.7.4. Filtro. 37

2.1.7.5. Toma muestras del líquido 38

2.1.7.6. Desairador. 38

2.1.7.7. Acondicionador de flujo. 38

2.1.7.8. Sistema de contención. 38

2.1.7.9. Sistema contra incendios. 38

2.1.7.10. Indicadores y transmisores de presión. 38

2.1.7.11. Indicadores y transmisores de temperatura. 39

2.1.7.12. Conexión a tierra. 39

2.1.8. Sistemas de Bombeo y Control de Flujo. 39

2.1.8.1. Sistema de bombeo. 39

2.1.8.2. Sistemas de control de flujo. 41

2.1.8.3. Válvula de bloqueo y purga. 41

2.1.8.4. Válvula de desvío de tres vías. 41

2.1.8.5. Válvula de cheque. 41

2.1.8.6. Válvula de bloqueo. 42

2.1.8.7. Válvula alivio térmico. 42

2.1.8.8. Válvulas de contrapresión. 42

2.2. Regulación y Normatividad 42

2.2.1. Regulación Nacional de Medición Estática y Dinámica. 42

2.2.2. Regulación de Seguridad de Procesos. 43

2.2.3. Normatividad de Medición Estática y Dinámica de Hidrocarburos. 44

2.2.4. Normatividad Enfocada a la Integridad de Activos y de Seguridad de Procesos. 45

3. Marco Metodológico 46

3.1. Tipo de Estudio 46

3.2. Diseño del Estudio 47

3.3. Cuadro de Variables 48

3.4. Población y Muestra 48

3.5. Herramientas y Procedimientos 49

4. Modelo de sistema de gestión en seguridad de procesos 57

4.1. Entendiendo los Peligros y Riesgos 58

4.1.1. Elemento 1 Identificación de Plantas y Procesos. 59

4.1.1.1. Identificación de Equipos Críticos. 59

4.1.1.2. Identificación de documentación técnica. 62

4.1.2. Elemento 2. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos. 63

4.1.2.2. Peligros y riesgos en sistemas de medición estática. 64

4.1.2.3. Peligros y riesgos en medición dinámica. 65

4.2. Gestión Humana y Seguridad de Procesos. 67

4.2.1. Elemento 3 Cultura de la Seguridad. 67

4.2.2. Elemento 4 Gestión de Competencias e Involucramiento de los Trabajadores. 68

4.2.2.1. Procesos de capacitación. 69

4.2.2.2. Evaluación de competencias. 69

4.3. Requerimientos de Integridad para la Seguridad de los Procesos. 70

4.3.1. Elemento 5 Diseño de Activos. 71

4.3.1.1. Diseño de sistemas de bombeo y control de flujo. 71

4.3.1.2. Diseño de sistemas de medición estática. 73

4.3.1.3. Diseño de sistemas de medición dinámica. 79

4.3.1.3.2. Consideraciones de diseño para medidores dinámicos. 80

4.3.2. Elemento 6 Barreras de Seguridad y Control para los Sistemas de Medición. 83

4.3.3. Elemento 7 Revisión de Seguridad y Pre-arranque. 91

4.3.4. Elemento 8 Planes de Inspección y Mantenimiento. 93

4.3.4.1. Mantenimiento e inspección para sistemas de bombeo y control de flujo. 94

4.3.4.2. Mantenimiento e inspección para tanques atmosféricos. 94

4.3.4.3. Mantenimiento e inspección para unidad LACT. 95

4.3.5. Elemento 9 Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras. 95

4.4. Gestión de Emergencias y Aprendizaje. 97

4.4.1. Elemento 10 Respuesta a Emergencias. 97

4.4.2. Elemento 11 Investigación de Incidentes. 99

4.4.3. Elemento 12 Manejo del Cambio. 100

5. Análisis funcional de operatividad (HAZOP) 104

5.1. Sección de Sistema de Gestión en Seguridad de Procesos. 105

5.2. Sección Análisis de Peligros y Riesgos. 107

5.3. Sección de la Metodología HAZOP. 108

6. Conclusiones 115

Referencias Bibliográficas 117

Apéndices 127

Lista de Tablas

Tabla 1. Incidentes mayores de Seguridad de procesos en la historia 21

Tabla 2. Operacionalización de variables 48

Tabla 3. Documentación Técnica de Diseño y Operación Analizada por Nodos..... 63

Tabla 4. Peligros y Riesgos Asociados a Sistema de Bombeo 64

Tabla 5. Peligros y Riesgos Asociadas a Sistema Estática 65

Tabla 6. Peligro y Riesgos Asociados a los Sistemas de Medición Dinámica 66

Tabla 7. Desviaciones y su significado..... 111

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1. Relación de impacto – Probabilidad Seguridad de procesos 23

Figura 2. Seguridad del proceso vs Seguridad Industrial 23

Figura 3. Aspectos clave de gestión que dependen del programa AIM 26

Figura 4. Fases y procedimientos de la investigación 50

Figura 5. Modelo de gestión en seguridad de procesos 58

Figura 6. Esquema de sistema de medición de crudo 60

Figura 7. Tanques de almacenamiento de techo fijo y equipos secundarios 61

Figura 8. Muro de contención de dique 77

Figura 9. Sistema moderno (AOPS) 84

Figura 10. Válvulas de presión y vacío 85

Figura 11. Sistema de protección catódica 86

Figura 12. Tanques de almacenamiento de techo flotante y sistema contra independiente 87

Figura 13. Fotografía exterior de un tanque y dique de contención 88

Figura 14. Fotografía de un dispositivo RGA (sistema de puesta a tierra) 89

Figura 15. Clasificación de áreas em tanque de techo flotante 90

Figura 16. Clasificación de áreas en tanque de techo cónico 90

Figura 17. Visualización de la interfaz inicial del software 105

Figura 18. Visualización de la sección de “Sistema de gestión en seguridad de procesos” 106

Figura 19. Visualización del cuestionario y recomendaciones que hay en cada elemento..... 106

Figura 20. Visualización de la sección de análisis y peligros de riesgos..... 107

Figura 21. Visualización de la sección de análisis y peligros de riesgos..... 108

Figura 22. Visualización de los nodos propuestos..... 109

Figura 23. Visualización de las desviaciones propuestas 110

Figura 24. Interfaz de la desviación sobrellenado 112

Figura 25. Interfaz para agregar nuevas desviaciones 113

Figura 26. Informe prototipo HAZOP 114

Lista de Apéndices

Pág.

Apéndice A. Modelo de lista de Verificación para inspección de medidas de cultura en materia de seguridad en procesos en sistemas de medición estática y dinámica. 127

Apéndice B. Modelo de lista de Verificación para establecer la Responsabilidades de involucrados 128

Apéndice C. Modelo de lista de Verificación para inspeccionar los procesos de capacitación . 130

Apéndice D. Lista de tareas de mantenimiento e inspección sistemas de bombeo y control de flujo 131

Apéndice E. Lista de tareas de mantenimiento e inspección para tanques atmosféricos 133

Apéndice F. Lista de tareas de mantenimiento e inspección para la unidad LACT 136

Apéndice G. Propuesta formato ATS 137

Apéndice H. Matriz de riesgos cualitativa 1

Glosario

API: American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica.

API MPMS: Manual of Petroleum Measurement Standards. Manual de Estándares de Medición de Petróleo del instituto americano del petróleo.

API RP: American petroleum Recommended practices. Practica recomendada del instituto americano del petróleo.

ASME: American Society of Mechanical Engineers. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos de Estados Unidos de Norteamérica.

CSA: Canadian standards association. Estándares de la asociación canadiense.

EN: European Standards. Estándares europeos.

EPA: Environmental Protectional Agency. Agencia de protección ambiental.

FRT: Flooting roof tank. Tanque de techo flotante.

GSP: Gestión de la Seguridad de los Procesos.

HAZOP: Análisis Funcional de Operatividad. Hazard and operability study.

HSE: Health, Safety & Environment. Medio ambiente, seguridad y salud.

ISO: International organization for standardization. Organización internacional de normalizacion.

MOC: Management of change. Manejo del cambio

NDE: Non destructive essays. Ensayos no destructivos.

NFPA: The National Fire Protection Association. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios de los Estados Unidos de Norteamérica

OSHA: Occupational Safety and Health Administration. Administration de seguridad y salud ocupacional.

RGA: Retractable grounding system. Conjunto de conexión a tierra retráctil.

SG-SST: Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo.

SP: seguridad de procesos

STD: sstandard. Estándar.

CCPS: Center for Chemical Process Safety. Centro para la Seguridad de Procesos Químicos.

RBPS: Risk Based Process Safety. Seguridad de procesos basada en el riesgo.

PSM: Process safety management. Gestión de la seguridad de procesos.

RMP: Risk mangement plan. Regla del programa de gestión de riesgos

AIM: Asset integrity management. Gestión de integridad de activos.

Resumen

Título: Diseño del modelo de un sistema de gestión en seguridad de procesos que permita minimizar los riesgos en las instalaciones de los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos[*]

Autor: Rafael Andrés Carrillo Bohorquez [**]

Palabras Clave: Seguridad de Procesos, Sistema de medición estática, Sistemas de medición dinámica, tanques de almacenamiento atmosféricos, sistemas de bombeo y control de flujo, unidad LACT, gestión de integridad de activos.

Descripción:

Se presentan resultados de un estudio descriptivo, observacional, retrospectivo a partir del análisis documental. Recurre a fuentes de información secundaria y primaria, para identificar requerimientos de integridad de activos relacionados con el proceso de medición estática y dinámica de crudo, analizar e identificar los riesgos existentes en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia relacionados con seguridad de procesos, y proponer recomendaciones para la ejecución de planes de acción que garanticen operaciones seguras y confiables, usando la metodología de Análisis Funcional de Operatividad – HAZOP. Se obtiene como resultado la propuesta de un modelo de gestión que incorpora Seguridad de Procesos para las instalaciones operativas asociadas a sistema de medición estática y medición dinámica basado en las Guías de CCPS, y diferentes estándares asociados y basados en normas nacionales e internacionales. El modelo plantea un análisis nodal que agrupan los principales activos que caracterizan y se usan actualmente en estos tipos de sistemas, tales como; Nodo 1 de medición estática compuesto por tanques de almacenamiento atmosféricos (cónico vertical, de techo fijo, techo flotante, tanques horizontales); Nodo 2 sistemas de bombeo y control de flujo, compuesto por bombas y válvulas y el nodo 3 de medición dinámica, compuesto por la unidad LACT. El modelo está compuesto por 4 bases o pilares soporte, que representan cada uno un conjunto de elementos asociados a la identificación de peligros y riesgos, la gestión de competencias humanas, la gestión de integridad de los activos y la gestión de emergencias.

[*] Trabajo de Grado

[**] Facultad de Ingenierías. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jairo Fernando Cárdenas. Ingeniero Químico

Abstract

Title: Design of a process safety management system model to minimize risks in the installations of static and dynamic hydrocarbon measurement systems[*].

Author: Rafael Andrés Carrillo Bohorquez[**]

Key Words: Process Safety, static measurement system, dynamic measurement systems, atmospheric storage tanks, pumping and flow control systems, LACT unit, Asset integrity management.

Description:

The results of a descriptive, observational, retrospective study based on documentary analysis are presented. It uses secondary and primary information sources to identify asset integrity requirements related to the process of static and dynamic measurement of crude oil, analyze and identify existing risks in the operations of control and transfer of crude oil in custody related to process safety, and propose recommendations for the implementation of action plans to ensure safe and reliable operations, using the methodology of Functional Analysis of Operationality - HAZOP. The result is the proposal of a management model that incorporates Process Safety for the operational facilities associated to static measurement and dynamic measurement systems based on the CCPS Guidelines, and different associated standards based on national and international norms. The model proposes a nodal analysis that groups the main assets that characterize and are currently used in these types of systems, such as; Node 1 of static metering composed of atmospheric storage tanks (vertical conical, fixed roof, floating roof, horizontal tanks); Node 2 pumping and flow control systems, composed of pumps and valves and node 3 dynamic metering, consisting of the LACT unit. The model is composed of 4 bases or support pillars, each representing a set of elements associated with hazard and risk identification, human competency management, asset integrity management and emergency management.

[*] Degree Work

[**] Faculty od Engineering. Petroleum Engineering school. Director: Jairo Fernando Cárdenas. Chemical engineer

Introducción

Para las compañías de la industria de los hidrocarburos es esencial alcanzar un alto grado de eficiencia operativa de la mano de la seguridad de sus operaciones, objetivo que se puede lograr mediante la implementación de principios de seguridad e integridad de los procesos. Las compañías en el sector de hidrocarburos necesitan establecer y documentar formalmente una serie de actividades enfocadas en la gestión de la seguridad de los procesos (sistema de gestión), las cuales puedan aumentar el nivel de seguridad en los sistemas, garantizando la máxima previsibilidad en sus facilidades de procesamiento.

Dentro de estas facilidades en campos de producción y transporte de hidrocarburos, se pueden encontrar las asociadas a los sistemas de medición estática y dinámica, importantes para el proceso de fiscalización y transferencia de crudo en custodia. Facilidades como tanques de almacenamiento, unidades LACT entre otras, pueden presentar amenazas y riesgos contra la seguridad de las personas, medio ambiente y la economía de la empresa en caso de ocasionarse un incidente.

En este sentido, cada vez hay más presión para que las compañías cumplan con requisitos de orden legislativo nacional e internacional en materia de seguridad, mitigación de riesgo y prevención de incidentes mayores, así como estándares específicos. Parte de esta presión es ejercida por los múltiples accidentes industriales que a lo largo del tiempo se han presentado generando pérdidas humanas, graves impactos ambientales, daños en la imagen corporativa y sin duda algún gran impacto en los flujos de caja de las compañías. Algunos de estos casos han sido: Incendio en la refinería de BP Texas City, el 23 de marzo del 2005, MACONDO en el Golfo de México en abril de 2010, DOS QUEBRADAS en Colombia en diciembre de 2011, afloramiento de hidrocarburos en el POZO LIZAMA 158 Colombia en marzo de 2018, entre muchos otros. El

resultado de las investigaciones de estos accidentes, realizadas por grupos de expertos en seguridad de procesos, ingeniería y otras áreas, han generado lecciones aprendidas que se remiten a; eliminar las brechas en el diseño, implementar mejores prácticas de operación y de mantenimiento, fortalecer las capas de seguridad de los sistemas a lo largo de su ciclo de vida, monitorear la integridad de los equipos, entre otras.

Por lo anteriormente expuesto se hace la pregunta de investigación ¿Cómo minimizar el riesgo de los sistemas y procesos que intervienen en la medición estática (fiscalización de crudo) y transferencia de crudo en custodia (sistema de medición dinámica) de crudo? De acuerdo con esta pregunta de investigación, se propone analizar un conjunto sistemático de actividades y requerimientos de activos enmarcados en la integridad de los sistemas, operaciones seguras y estándares de gestión existentes orientados a la mitigación de riesgo de incidentes graves, debido a malas prácticas operacionales, daños en la integridad y fallas en los activos de los sistemas de mediciones estáticas y dinámica.

Teniendo en cuenta este análisis, se propone un diseño de modelo de un sistema de gestión que incorpore seguridad de procesos enfocado en sistemas de medición de hidrocarburos líquidos, siendo este el objetivo del proyecto. Así se pretende dar respuesta a la pregunta de investigación, planteando como hipótesis operativa del estudio que, un modelo de gestión que incorpore seguridad de procesos permite identificar, prevenir y controlar riesgos asociados a los activos, operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia, posibilitando el desarrollo de un Análisis Funcional de Operatividad – HAZOP para la emisión de recomendaciones y planes de acción. Se pretende con este trabajo otorgar a las empresas una guía para fortalecer sus sistemas de seguridad de procesos con un enfoque en los sistemas de almacenamiento de crudo (medición estática), Unidades LACT y sistemas de Bombeo y control de flujo(medición dinámica)

permitiendo documentar lineamientos a partir de la articulación de elementos orientadores de las Guías de CCPS, y diferentes estándares asociados a la medición estática y medición dinámica de crudo, incluidos el mantenimiento y la integridad de activos.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Diseñar un modelo de gestión que incorpore Seguridad de Procesos para las instalaciones operativas existentes asociadas con sistemas de fiscalización de crudo (sistema de medición estática) y transferencia de crudo en custodia (sistemas de medición dinámica), con el fin de identificar riesgos operacionales, prevenir y evitar incidentes que puedan tener impacto en las personas, el medio ambiente y las facilidades de almacenamiento y transporte de crudo.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar los requerimientos de integridad de los activos relacionados con el proceso de medición estática y dinámica de crudo.
- Analizar e identificar los riesgos existentes en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia relacionados con seguridad de procesos.
- Proponer recomendaciones y planes de acción para garantizar operaciones seguras y confiables, mediante el uso de la metodología HAZOP de seguridad de procesos, teniendo en cuenta normas nacionales e internacionales.

2. Marco de Referencia

2.1. Marco Teórico

A continuación, se presenta el conjunto de fundamentos teóricos que dieron soporte al presente proyecto.

2.1.1. Seguridad de Procesos.

La seguridad de los procesos es el marco de disciplinas, acciones y buenas prácticas de operación, mantenimiento, diseño e ingeniería, enfocadas a asegurar la integridad de los sistemas operativos y procesos de instalaciones industriales a lo largo de su ciclo de vida, evitando incidentes mayores de alto riesgo como lo son pérdidas de contención, liberaciones catastróficas de sustancias peligrosas, explosiones, incendios y contaminaciones ambientales, que generen pérdidas millonarias en productos e infraestructura, además de afectaciones ambientales, lesiones al personal y muerte (The Canadian Association of Petroleum Producers, 2019). En este sentido, una liberación catastrófica o pérdida de contención, involucra la expansión de una o más sustancias peligrosas de naturaleza inflamable y explosiva como es el caso del crudo (The Canadian Association of Petroleum Producers, 2019, p. 5).(Occupational Safety and Health Administration, 2017, pp. 2–3)

Con el objetivo de resaltar catástrofes o incidentes mayores de seguridad de procesos ocurridos, en la tabla 1 se muestran algunas de las catástrofes presentadas a lo largo de la historia dentro de la industria de los hidrocarburos, sus principales impactos sobre las personas, el ambiente o los activos (Lacayo M & Ortiz J, 2015, p. 12) (Khan et al., 2016, pp. 2–3). Se identifica en la revisión bibliográfica que las causas comunes de estos eventos son las fallas en el funcionamiento de los activos, perdida de integridad de los equipos o instrumentos que componen los sistemas,

errores operacionales por deficiencias en las competencias de los trabajadores y fuerzas externas de la naturaleza.

Tabla 1.

Incidentes mayores de Seguridad de procesos en la historia

Año	Lugar del Incidente	Impactos
1974	Flixborough	18 fatalidades. Se hicieron cambios en la legislación de seguridad de procesos en el Reino Unido (Regulación de sistemas de Presión 1989)
1986	Chernóbil	Mas de 30 fatalidades. 135000 evacuadas en un radio de 20 millas. Generó grandes impactos a la salud de las personas y el ambiente a largo plazo. Los costos para combatir la contaminación generada alcanzaron los 18 billones de rublos.
1988	Plataforma Piper Alpha	Explosión e incendio que dejo 167 fatalidades y la destrucción total de la plataforma. Las pérdidas calculadas rondan los mil millones de USD.
1998	Planta Esso Longford	Se produjo una explosión en la planta que mató a dos personas e hirió a ocho. Durante dos semanas el suministro de gas a el estado de Victoria en EEUU se vio afectado.
2001	Petrobras P36	Explosión y hundimiento de plataforma petrolera semi sumergible, dejando 11 fatalidades y pérdidas económicas millonarias.
2005	Texas City	Explosión e incendio de la refinería BP – Texas, dejando 15 fatalidades y 200 heridos
2010	Macondo	Explosión y posterior hundimiento de La plataforma Deepwater Horizon en “Macondo” operado, dejando 11 fatalidades y el mayor derrame de crudo de la historia:5 millones de barriles de crudo a las aguas del Golfo de México.
2011	Dos quebradas Risaralda, Col	13 fatalidades, 99 heridos y afectaciones a casas aledañas dejó como resultado de la explosión de un poliducto en el municipio de Dosquebradas, Risaralda, Colombia.
2016	Pemex – Veracruz, Mex	32 muertos y 130 heridos por la explosión en planta petroquímica de Pemex en Coatzacoalcos, accidente logró afectar un área alrededor de 2,000 m2. Uno de los siniestros más costosos para la industria de seguros en México (244 mdd)
2018	Reventón e incendio-Pittsburg, Oklahoma	Una gran explosión deja como consecuencia 5 fatalidades. La explosión ocurrió durante las operaciones de perforación en un pozo de gas en el condado de Pittsburg, Oklahoma.
2021	Explosión en refinería – Java, Indonesia	Explosión en refinería que dejó al menos 5 heridos de gravedad y logra afectar alrededor de 1000 residentes locales, los cuales fueron evacuados.

2.1.2. Modelos de Sistemas de Gestión de Seguridad de Procesos

Con el objetivo de prevenir y mitigar la ocurrencia de incidentes de seguridad de procesos que se puedan presentar en instalaciones industriales, se han desarrollado diferentes modelos de sistemas de gestión de seguridad con varios enfoques estratégicos tales como; Gestión de seguridad de procesos basada en estándares, tales como ANSI, API, ASME y NFPA; Gestión de la seguridad de los procesos basada en el cumplimiento, como PSM de OSHA Y la RMP de la EPA; Gestión de la seguridad de procesos basada en la mejora continua y Gestión de seguridad de procesos basada en riesgos, como RBPS de CCPS (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 6)(Safety and Engineering Network, 2019). Un modelo de sistema de seguridad de procesos se asume como un conjunto organizado por etapas y compuesto por elementos relacionados entre sí, que sirven de guía para el monitoreo, control y toma de decisiones enfocadas en alcanzar un alto grado en la seguridad de los procesos (Sarmiento, 2019).

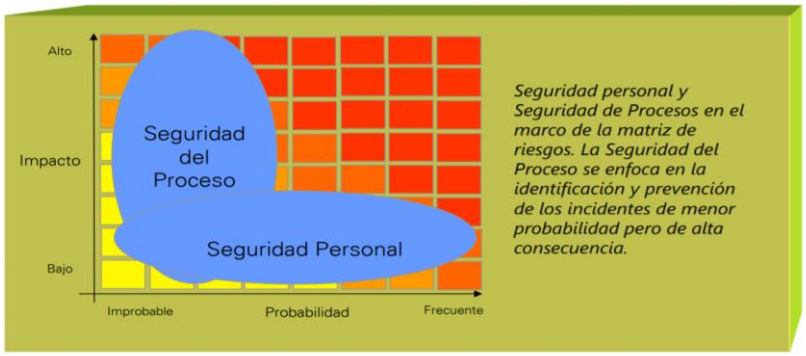
2.1.3. Seguridad de Procesos vs Seguridad Industrial.

A diferencia de la seguridad industrial; enfocada en la seguridad personal, la seguridad de procesos se enfoca en la identificación, prevención y control de los incidentes de menor probabilidad, pero de alta consecuencia, como es el caso de catástrofes o incidentes de alto impacto Ver figura 1. La mayoría de los elementos de análisis de seguridad de procesos son tenidos en cuenta por la seguridad industrial teniendo un enfoque similar, sin embargo, existen diferencias que hacen que las hacen ser ramas a parte en materia de seguridad. La diferencia principal radica en el análisis de riesgos por parte de cada una de estas ramas. La figura 2 presenta las principales

diferencias entre los riesgos de seguridad industrial y los riesgos de seguridad de procesos (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007).

Figura 1.

Relación de impacto – Probabilidad Seguridad de procesos



Nota: La figura representa el comparativo del enfoque entre la Seguridad de procesos y Seguridad Industrial, en la relación Impacto – Probabilidad. Tomado de (Saldarriaga, 2019, p. 6)

Figura 2.

Seguridad del proceso vs Seguridad Industrial

2.1.4. Integridad de los Activos.

De acuerdo con la serie de normas ISO 55000, mencionado en (Santos R, n.d.) , un activo se considera como un bien, derecho u otro recurso que tiene valor potencial para una compañía y para asegurar su integridad, se debe llevar a cabo una correcta gestión en todo su ciclo de vida. En este sentido la integridad de los activos de una compañía puede definirse como el estado físico y las condiciones en las que este realiza las funciones requeridas, mientras protege la salud de las personas, la seguridad de las operaciones y el medioambiente. En consecuencia, en el presente proyecto, los requerimientos de integridad para los activos de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo se entienden como el conjunto de acciones y características necesarias que se deben garantizar para mantener la seguridad de los procesos. Son indicadores de estos requerimientos de integridad; Actividades de mantenimiento de inspección de activos, prácticas seguras de operación, cultura de la seguridad de los procesos, barreras de seguridad y gestión de las competencias humanas.

Entre estos activos, se pueden considerar los de tipo crítico, como aquello que tienen un mayor potencial para impactar significativamente la economía, los objetivos y logros de una organización en caso de pérdida, daño o falla. Estos se pueden considerar críticos desde el punto de vista de la seguridad, del ambiente o del desempeño, y responden a requerimientos de tipo legales, regulatorios y estatutarios. Para identificar y priorizar aquellos equipos que presenten mayor nivel de criticidad, es importante tener en cuenta diferentes criterios y aspectos que sirvan como guía para la determinación del posible impacto que pueda producir en caso de daños o fallas (Muñoz, 2017, pp. 15–16). Los criterios empleados para esta determinación de criticidad se agrupan en a) Impactos en seguridad, b) Impacto ambiental, c) Frecuencia de falla, d) Valor generado por el activo al negocio: relacionado al nivel de producción, e) Tiempo y Costo.

En la industria de los hidrocarburos son ampliamente conocidos los programas de gestión de integridad de activos (AIM); estos se pueden considerar como “un marco de elementos utilizados para gestionar la capacidad de un activo para realizar su función requerida a lo largo del ciclo de vida del activo” (Henao, 2021)

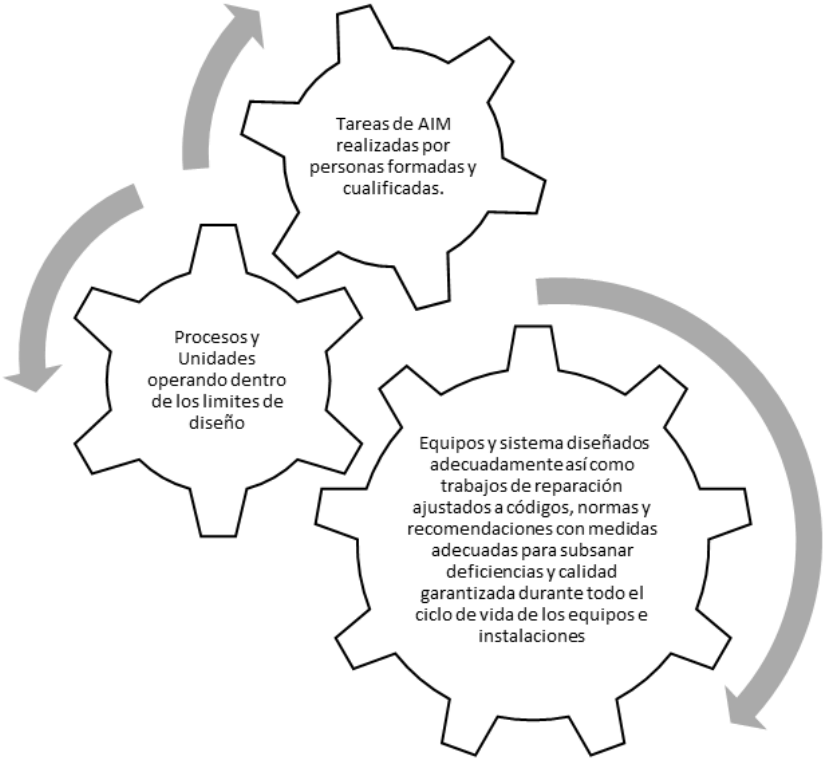
Se entiende como ciclo de vida a las etapas que el activo experimenta desde su planeación hasta su abandono. En consecuencia, un AIM garantiza la correcta gestión de los activos asegurando que las personas, la operación, los sistemas y los recursos que proporcionan la integridad, estén al alcance cuando se requieran. La gestión de la integridad debe ser respalda principalmente por buenas prácticas de ingeniería reconocidas y aceptadas (RAGAGEP), con el objetivo de mantener los activos de los sistemas en condiciones de trabajo optimas y seguras para los procesos, las personas y el medio ambiente. En Latinoamérica la AIM se implementa con el fin de cumplir con prácticas recomendadas por las normas del instituto americano del petróleo (API) tales como: **API-580, API-581, API-11 60 API-510, API-570, API-5 79,** los cuales se han convertido en referentes que definen estrategias de integridad de activos, logrando un alto grado de la seguridad de los procesos (Henao, 2021, p. 24)

Hoy en día las empresas tienen el reto de equilibrar el diseño, la inspección, el mantenimiento y la sustitución de los activos a lo largo de su ciclo de vida con los costes establecidos para la empresa y fortaleciendo la seguridad de los procesos, es decir, controlar y monitorear el deterioro y la perdida de integridad de los activos.(Gutierrez, 2018, p. 157)**.** En tal sentido este control y monitoreo conlleva a que “un programa AIM incluya: Estrategia de RBI y gestión de cambio, programa de gestión de la corrosión, inspección en servicio, ensayos no destructivos, mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM) y basado en la condición (CBM), gestión de las deficiencias, entre otros” (Henao, 2021, p. 25)

Un programa AIM eficaz posibilita la gestión de aspectos relevantes. Estos aspectos se resaltan en la Figura 3. y cobra importancia para este estudio, mencionar cuales son estos.

Figura 3.

Aspectos clave de gestión que dependen del programa AIM



2.1.5. Análisis de Peligros y Riesgos.

El termino riesgo tiene diferentes conceptos y definiciones, no obstante, para el estudio se asume lo plantado por Madrigal (2004), Masayuki (2009), y Muñoz (2013) mencionado en (Rodríguez, 2014, p. 21), el cual lo define como la combinación o producto de la probabilidad de ocurrencia de un peligro y su nivel de afectación, entendiéndose por peligro a cualquier situación

o acto con potencial de producir daños (problema, fallo, accidente, catástrofe natural, fraude, error humano, etc.). Así mismo las bases para la identificación de estos son en primera medida los principios de diseño, listas de verificación, buenas prácticas, experiencia humana y sentido común.

El análisis de peligros y riesgos es un enfoque exhaustivo, ordenado y sistemático para identificar, evaluar y controlar los riesgos de los procesos que involucran productos químicos y operaciones altamente peligrosas como son los sistemas de almacenamiento de hidrocarburos. Este análisis es la base para la evaluación y la toma de decisiones sobre la reducción de los riesgos y la preparación para la respuesta ante emergencias(Canchon & Hernández, 2021, p. 8).

La identificación de riesgos depende del nivel de conocimiento del grupo destinado a realizar la evaluación. En tanto, las compañías deben contar con un equipo de ingeniería con la experticia para implementar diferentes metodologías o técnicas de identificación y valuación de riesgos, que se adecuen a la complejidad del procesos y necesidades de las empresas. Estas metodologías de análisis y evaluación de riesgo pueden ser de tipo cualitativas, cuantitativas o semi-cuantitavivas (Rodríguez, 2014, p. 22). De otra parte, se requiere considerar todas las situaciones que represente un potencial de hacer daño, considerando la combinación de sucesos o eventos que pueden transformar este potencial en un desastre mayor. Las metodologías de análisis de riesgos, ampliamente utilizadas son:

2.1.5.1. FMEA/ FMECA. Análisis de modos de falla y efectos FMEA/. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad FMECA, la cual contribuye a identificar y prevenir los modos de fallo, tanto de un activo como de un proceso, evaluando la gravedad, ocurrencia y detección, los insumos necesarios para calcular el Número de Prioridad de Riesgo, prioriza causas, planifica acciones correctoras necesarias, Cuando se analiza la criticidad basados en niveles de

ocurrencia y severidad de los diferente efectos de falla, el nombre es cambiado a Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad FMECA (Rodríguez, 2014, pp. 22–23)

2.1.5.2. HAZOP. Análisis de peligros y operabilidad o "Hazard and Operability Análisis – HAZOP"; técnica de seguridad y método sistémico de análisis orientado a identificar circunstancias de peligro y de accidente (Rodríguez, 2014, p. 23). Fundamentado en la identificación de todos los parámetros del proceso (presión, temperatura, nivel, caudal, etc.) analizando sus posibles desviaciones en todos los equipos del sistema objeto de estudio. En primera instancia se identifica los equipos y líneas principales del sistema, relacionando los parámetros para cada equipo y todos aquellos que afecten al sistema. Para el análisis de las posibles desviaciones en los parámetros de operación, se usan palabras-guía como: más, menos, contrario, además, parte, diferente entre otras; donde a partir de una lluvia de ideas por parte de un grupo de participación experto, se identifican cuáles serían aquellas situaciones inseguras y peligrosas que podrían generar, al desviarse la variable de su comportamiento habitual (más temperatura, menos pH, flujo inverso en bomba, etc.). Para cada situación insegura identificada se recomendarán las medidas correctoras o planes de acción que se deben ejecutar para evitar las desviaciones analizadas.

Para la Ejecución de método se requiere de un equipo multidisciplinario que cuente con un conocimiento exhaustivo del sistema, de los activos y de las condiciones de proceso, para lo cual es indispensable contar con documentación técnica completa. Es uno de los métodos más utilizados para la evaluación de riesgos. En los últimos años China ha publicado una serie de documentos de orientación para promover el análisis HAZOP en instalaciones que manejen productos químicos peligrosos, lo cual, a lo aportado, después de varios años, que se haya

implementado en toda China, especialmente en plantas petroquímicas de grandes empresas estatales como Petrochina y Sinopec(Meng et al., 2021, p. 2).

2.1.5.3. Análisis mediante Árbol de Fallas (FTA). Altamente utilizada para estimar la frecuencia de ocurrencia de eventos no deseados en un determinado sistema y los componentes que lo conforman. Utiliza como estrategia el hecho de que los eventos que interactúan para producir otros eventos, pueden ser relacionados mediante el uso de simples relaciones lógicas (Y, O, etc.) (Rodríguez, 2014, p. 24). Al identificar estas relaciones, se puede construir una estructura lógica de "causa y efecto", que pueda modelar los modos de falla. Autores como Améndola [1994] describen esta metodología como "una técnica cuantitativa que permite estimar la probabilidad de ocurrencia de un fallo determinado (suceso capital o "top event") a partir del conocimiento de la frecuencia de ocurrencia de los sucesos iniciadores o causales, mediante la utilización de procesos lógicos inductivos y la confección de una secuencia lógica de sucesos, denominada árbol de fallos".

2.1.5.4. Listas de Verificación (Checklists). Consiste en la construcción de listas detalladas relacionan de aspectos, características o condiciones a ejecutar, evaluar o verificar, relativas a los más diversos ámbitos, tales como condiciones de proceso, seguridad o estado de las instalaciones o servicios (instrumentación, equipos, materias peligrosas, condiciones de trabajo, etc.)(Rodríguez, 2014, p. 26). Las listas de comprobación o "checklist" deben estar desarrolladas para un sistema en específico. Es una metodología fácil de aplicar y controlar, siendo muy útil para garantizar el cumplimiento de normas o reglamentos técnicos y permitir el análisis periódico y la identificación de desviaciones de un sistema con el tiempo.

2.1.5.5. Análisis "¿Qué pasa si…?" Método utilizado para la detección y análisis de las desviaciones sobre los procesos, intentando evitar aquellos eventos no deseados que puedan

tener consecuencias que afecten la seguridad, la economía y el ambiente. Consiste en responder cualitativamente a serie de preguntas del tipo "¿Qué pasa si…?", relacionadas con las variables de proceso o los servicios necesarios. En primera instancia se pide a los integrantes del grupo que participa, plantear cualquier pregunta del tipo "¿Qué pasa si…?" en relación con cada unidad o etapa del proceso. Una vez se han recopilado todas las preguntas, se procede a intentar responderlas. Es importante contar con la participación de personal especializado de ser necesario. Luego de responder las preguntas e identificar las desviaciones, peligros y sus posibles consecuencias, deben establecerse las acciones preventivas para reducir el riesgo de que ocurran las desviaciones.(Rodríguez, 2014, p. 26).

2.1.5.6. Clasificación de Áreas Peligrosas. Como parte de la gestión de riesgo y para garantizar la seguridad de las operaciones, se lleva a cabo una clasificación de áreas peligrosas. Esta clasificación, tiene el objetivo de identificar aquellas áreas donde se almacenan material peligroso (Material inflamable como el crudo o el gas) y en donde se deben tener una rigurosa serie de cuidados y cumplir ciertos requisitos de trabajo por parte del personal, para evitar condiciones peligrosas de trabajo que puedan generar incidentes como explosiones y daños al medio ambiente. (Rodriguez, 2011) (American Petroleum Institute, 2012) La clasificación de áreas peligrosas se desarrolla dependiendo del tipo y cantidad de material peligroso presente, sus características, condiciones de mantenimiento y operación de los equipos, topografía del área, ventilación del área, características del proceso, entre otros. Las áreas peligrosas se ubican en clases y divisiones de acuerdo con las siguientes indicaciones (Rodriguez, 2011, pp. 3–4)

a) Clase I. Gases o vapores inflamables presentes en el aire en cantidades suficientes para producir una ignición o explosión.

b) Clase II. Polvos combustibles presentes en el aire en cantidades suficientes para producir una ignición o explosión.

c) Clase III. Fibras o partículas volátiles presentes en lugares, pero poco probable que permanezcan en suspensión para producir mezclas inflamables.

d) Clase I División I. Son áreas en las que cualquiera de los siguientes requerimientos se cumple:

- Áreas en las que las concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables pueden existir de forma continua en condiciones normales de funcionamiento.
- Áreas en las que con frecuencia existen concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables como resultado de trabajos de reparación, mantenimiento o fugas.
- Áreas en las que con frecuencia puedan existir concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables como resultado de trabajos de reparación, mantenimiento o fugas.
- Áreas en las que una interrupción o falla en la operación del equipo o proceso, pueda causar la formación de concentraciones peligrosas de gases o vapores y simultáneamente cause fallas en el sistema eléctrico.

e) Clase I División II. Son áreas en las que los fluidos inflamables son manejados, procesados o usados y están confinados en recipientes y sistemas cerrados. Estos fluidos pueden gotear debido a una ruptura o daño en el recipiente o puede perderse la contención de este cuando se opera de forma irregular.

2.1.6. Sistemas de Medición Estática y Fiscalización de Hidrocarburos.

Los sistemas de medición estática, donde se lleva a cabo la fiscalización de hidrocarburos líquidos son un conjunto de instrumentos de medición y otros dispositivos que tienen como fin

efectuar mediciones específicas de volumen de hidrocarburos o derivados, mientras estos se encuentran en estado de reposo (Resolución 41251, 2016, p. 6).

. La medición estática comprende la determinación oficial de la cantidad y calidad del crudo o producto derivado contenido en un tanque de almacenamiento, basándose en estándares internacionales para el aseguramiento metrológico; este procedimiento se debe llevar a cabo cada vez que sea necesario conocer la cantidad y especificaciones de calidad del crudo o producto previo a su entrega a oleoductos, carro tanques o buques tanqueros.

La fiscalización de crudo es el conjunto de actividades y procedimientos que se realizan para garantizar el correcto cumplimiento de normas y contratos de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base para la correcta determinación y liquidación de regalías (Resolución 41251, 2016, p. 4)

La medición de tanques se lleva a cabo en refinerías, depósitos de combustible, tuberías, aeropuertos, terminales de almacenamiento, entre otros (EMERSON, 2017). Generalmente, los tanques de almacenamiento tienen cuatro tipos de diseños: tanques cilíndricos de techo fijo, tanques cilíndricos de techo flotante y tanques presurizados de diseño cilíndrico horizontal o esférico(EMERSON, 2017, p. 2). Según (ECOPETROL, 2012) (American Petroleum Institute, 1994) (American Petroleum Institute, 2014b),un tanque de almacenamiento cuenta con algunos equipos secundarios y sistemas de protección como diques, sistemas contra incendio entre otros, los cuales con descritos a continuación:

Escotilla de medición. Abertura en el techo de un tanque que permite el acceso para medir, limpiar, tomar muestras, entre otros propósitos.

Líneas de entrada y salida, líneas de drenaje. Líneas de tubería por donde entra, sale y se drena el fluido almacenado.

Bocas de inspección. Elemento que facilita la entrada y salida de personal para los procesos de inspección y mantenimiento.

Escaleras. Empleadas para subir al techo del tanque y efectuar mediciones, toma de muestras, inspecciones, entre otras.

Drenaje. Boquillas o conductos por medio de los que se eliminan los excesos de líquidos dentro del tanque de almacenamiento, se encuentran ubicados cerca del fondo y permiten drenar los fluidos presentes.

Membrana. Hoja delgada y continua de material sintético no conductor utilizada para contener y/o separar dos diferentes ambientes como es el caso de la separación entre el crudo y el aire.

Sellos. es un dispositivo flexible fabricado en un material que permite el cierre entre el espacio de la periferia exterior del techo y el tanque.

Diques. Muro de contención que rodea los tanques de almacenamiento verticales y horizontales, se encuentra construido a base de concreto, tierra apisonada e impermeabilizada, u otro material adecuado. Tiene el propósito de contener fluidos, evitar la contaminación del suelo en caso de derrames y tener la oportunidad de recuperar el fluido.

Sistema de protección catódica. El sistema que permite reducir la corrosión de una superficie metálica como lo es la lámina del tanque, haciendo que toda la superficie sea el cátodo de una celda electroquímica.

Sistema contra incendios. Sistema que está conformado por equipos de aspersión e inyección de agua y espumas para el enfriamiento y extinción del fuego en casos de que se generen incendios en el cuerpo del tanque de almacenamiento.

Sistemas pararrayos. Sistemas de control que desvían la corriente o carga que pueda ocasionar un rayo o relámpago cuando cae sobre la superficie de un tanque de almacenamiento. Los FRT (Floating Roof Tank)) son los tanques más susceptibles para incendiarse por la ignición a partir de un rayo. Los RGA (conjunto de conexión a tierra retráctil) son los más utilizados en FRT para descargar la corriente y evitar el diferencial eléctrico entre el techo y el esqueleto del tanque evitando así la ignición.

Instrumentación de presión y temperatura. Dispositivos que se instalan en el tanque con el fin de obtener indicaciones precisas de temperatura y presión a partir de sensores y transmisores, con el fin de mejorar la determinación de cantidad.

Medidor de nivel. Dispositivo que tiene como función detectar el nivel de líquido en el tanque de almacenamiento previniendo la ocurrencia de sobrellenados.

Sistemas de ventilación. También llamados válvulas de presión y vacío, son dispositivos instalados en la parte superior del tanque, que tienen como función regular la presión interna de este, con el fin de evitar sobrepresiones en los tanques de almacenamiento.

2.1.7. Sistemas de Medición Dinámica y Transferencia de Crudo en Custodia.

La medición dinámica es el proceso que determina la cantidad volumétrica y calidad de un fluido que circula a través de un sistema de tuberías o líneas de transporte de hidrocarburos, por medio de un sistema de transferencia de custodia automática de arrendamiento (LACT)). Un sistema LACT es una disposición de equipos de medición que cumplen con estándares de calidad en diseño y operación, diseñados para la transferencia de custodia automática de hidrocarburos líquidos; éste incluye principalmente medidores dinámicos y probadores y demás equipos que miden la calidad del producto y que se instalan en las tuberías para su transferencia de custodia (Resolución 41251, 2016, p. 5) (API 6.1 2002a, p. 1).

El proceso de transferencia de crudo en custodia es la acción mediante la cual se entrega operativamente la propiedad de los hidrocarburos almacenados (Resolución 41251, 2016, p. 6). La transferencia de custodia se debe realizar en equipos que cumplan con estándares de alta calidad en diseño y operación. El sistema de medición dinámica debe determinar el volumen y calidad del fluido, proporcionar una operación a prueba de fallas y manipulaciones, y cumplir con los requisitos de precisión y confiabilidad según lo acordado por las partes interesadas, es decir, por el productor, transportista y organismos reguladores estatales y municipales(API 6.1 2002a, p. 1). A continuación, y de acuerdo con el (API 5.1 2005b), se describen los principales equipos que componen un sistema LACT, así como los sistemas de protección contra incendios y conexión a tierra, fundamentales para que proteger los equipos en estos sistemas.

2.1.7.1. Medidor dinámico. Tienen como función medir el volumen de los hidrocarburos líquidos o gaseosos en aplicaciones de transferencias de custodia. Existen varios tipos de medidores(API 5.1 2005b, p. 1) dinámicos que se utilizan en la industria, sin embargo, los más comúnmente utilizados son:

Medidores de desplazamiento: Dispositivo de medición de volumen que usa un compartimiento con un volumen teórico y un elemento de medición que cuenta el volumen de deslizamiento de fluido barrido por cada revolución o ciclo al hacer girar unos componentes rotativos (API 5.2 2005c, p. 1)

Medidor de turbina: Dispositivo de medición de flujo con un rotor que detecta la velocidad del flujo de líquido en un compartimiento cerrado. El líquido que fluye hace que el rotor se mueva con una velocidad tangencial proporcional a la corriente promedio velocidad, lo que permite deducir el volumen desplazado (API 5.3 2005d, p. 1).

Medidor Coriolis: Dispositivo que consta de un sensor y un transmisor que miden la tasa de flujo másico y la densidad del fluido circundante mediante la interacción de este y la oscilación de tubos. Los tubos están hechos para vibrar a sus frecuencias armónicas por medio de un mecanismo de vibración, el fluido al pasar por los tubos genera una fuerza de Coriolis que es directamente proporcional al flujo másico del fluido, lo que permite deducir el flujo volumétrico (API 5.6 2002b, p. 1).

Medidor Ultrasónico: Medidores inferenciales, que calculan o derivan el caudal del líquido calculando los tiempos de tránsito de los pulsos de sonido de alta frecuencia. Los tiempos de tránsito se miden a partir de pulsos sonoros que viajan a través del fluido, y son emitidos por transductores. Los pulsos sonoros viajan a favor y en contra del flujo, la diferencia de los tiempos de tránsito de los pulsos está relacionada con la velocidad promedio del flujo y el tipo de fluido. (API 5.8 2005a, p. 1).

2.1.7.2. Probador. Dispositivos utilizados con el fin de calibrar los medidores de flujo volumétricos a partir del factor de medición obtenido dividiendo el volumen que arroja el probador entre el volumen medido por el medidor (API 4.1 2005a, p. 1). La alta exactitud que brindan los probadores permite tener una medida acertada de la cantidad de fluido corregido a condiciones estándar. Los probadores pueden ser de tipo:

Probador de desplazamiento: Tipo de probador que funciona bajo el principio de desplazamiento repetible de un volumen definido de líquido en una sección de tubería calibrada que cuenta con dos detectores. El desplazamiento de volumen se logra mediante una esfera o un pistón que viaja a través de la sección de tubería calibrada. Existen probadores de desplazamiento unidireccional o bidireccional. (API 4.2 2003, p. 1).

Probadores compactos: Tipo de probador puede ser móvil o fijo y su característica principal es que son de menor tamaño y ocupan menos espacio, y puede ser usado en sistemas de medición que comparten el probador, presentando ventajas cuando se tienen lotes pequeños, tiempos posibles de calibración pequeños y cambios frecuentes de productos. (API 4.6 2013) (ECOPETROL, 2013).

Tanques probadores: Tipos de recipientes probadores, que manejan un volumen conocido y pueden estar cerrados o abiertos. Estos tipos de probadores se usan generalmente para calibrar medidores que despachan o entregan productos directo a carro tanques, cuando no hay la facilidad para calibrar con probadores de tipo Bidireccionales o Compactos. (API 4.4 1998b, p. 1)

Probadores medidores maestros: Llamados probadores maestros aquellos medidores que son usados para calibrar otros medidores. Los diferentes tipos de medidores son usados con esta finalidad, para obtener correctas medidas, estos dispositivos deben ser calibrados con las mismas condiciones operativas y el mismo fluido de trabajo (API 4.5 1998b, p. 1)

2.1.7.3. Monitor de corte de agua. Dispositivos que tienen la función de indicar el contenido de agua en el aceite o crudo medido; cuando se detecta un valor de cantidad de agua presente que excede un límite definido, se envía una señal al panel de control que desvía el fluido que se encuentra fuera de especificaciones y así se asegura la calidad y la homogeneidad del producto medido (ECOPETROL, 2010, pp. 6–14).

2.1.7.4. Filtro. Dispositivo que se instala como medida de protección antes del medidor en una unidad LACT y tiene como función impedir que elementos o partículas sólidas entren al medidor o a dispositivos aguas abajo, para evitar daños en los equipos (American Petroleum Institute, 1994, p. 7).

2.1.7.5. Toma muestras del líquido. Equipo que tiene como función la extracción de muestras representativas del líquido que se está midiendo, con el objetivo de asegurar las especificaciones de crudo (calidad). Generalmente está formado por una sonda, extractor de muestra, controlador, dispositivo medidor de flujo y receptor de muestra (American Petroleum Institute, 1994, p. 40)

2.1.7.6. Desairador. Dispositivo instalado generalmente aguas arriba del medidor dinámico con el objetivo de eliminar o extraer aire o vapores de la corriente de flujo, así evitando que entren al medidor y afecten la integridad del equipo y precisión de la medida (American Petroleum Institute, 1994, p. 12).

2.1.7.7. Acondicionador de flujo.Consiste en un grupo de tubos, paletas o dispositivos equivalentes que se insertan en una sección de tubería recta. Los elementos alisadores ayudan efectivamente al acondicionamiento del flujo al eliminar el remolino(ECOPETROL, 2010, pp. 7–14)

2.1.7.8. Sistema de contención. Al igual que en la medición estática, alrededor de la unidad LACT, existe un sistema de contención de volumen tipo dique, que evita que se disperse crudo en caso de una fuga o posible derrame. (NRF-015-PEMEX, 2008, p. 15).

2.1.7.9. Sistema contra incendios. Sistemas de control para la mitigación del incendio diseñado a partir de normas como NFPA o ICONTEC. Algunos ejemplos de estos sistemas son sistemas de espuma, rociadores de agua, barreras y redes hidráulicas (ECOPETROL, 2007, pp. 5–19)(EMERSON, 2017, p. 67).

2.1.7.10. Indicadores y transmisores de presión. Dispositivos que indican la presión del fluido que se mide. Generalmente se ubican aguas abajo del medidor dinámico. Los indicadores de presión deben instalarse con válvula de bloqueo que permita su revisión y

calibración. La medición de presión se realiza localmente mediante manómetros y transmisores para llevar la señal al cuarto de control, y tienen como propósito garantizar la seguridad del sistema y complementar la medición de caudal. localmente mediante manómetros y además con transmisores para llevar la señal al cuarto de control. (ECOPETROL, 2010, pp. 12–14)

2.1.7.11. Indicadores y transmisores de temperatura. Son dispositivos que indican la temperatura del fluido que se mide. Generalmente se ubican aguas abajo del medidor dinámico y son termocuplas instaladas por medio de termo pozos para protegerlas y permitir su rápido mantenimiento. La medición de temperatura es muy importante para el proceso, ya que, al igual que la presión, afecta directamente el caudal volumétrico.(ECOPETROL, 2010, pp. 12–14).

2.1.7.12. Conexión a tierra. Tiene como función conducir la energía eléctrica en caso de un choque eléctrico causado por un relámpago entre la estructura de acero de una facilidad en superficie y el suelo. Esta conducción se da cuando la estructura de la facilidad se encuentra soportada directamente en la tierra o en el caso de no ser así, a partir de barras metálicas o cableado(ECOPETROL, 2007, pp. 5–19).

2.1.8. Sistemas de Bombeo y Control de Flujo.

Los sistemas de bombeo y control de flujo hacen referencia a todos aquellos equipos que cumplen la función de mantener la presión en el sistema, transportar, iniciar, detener o regular el flujo de hidrocarburos líquidos aguas arriba y aguas abajo (bombas y válvulas) de los diferentes componentes de los sistemas de medición estática y dinámica. Para efectos del presente análisis se tienen en cuenta los diferentes sistemas de bombeo y control de flujo comúnmente usados.

2.1.8.1. Sistema de bombeo. Las bombas ubicadas en los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos son equipos que tienen como función energizar el fluido para moverlo de un punto a otro, evitando caídas de presión que generen problemas operacionales, los

cuales son una gran preocupación para el aseguramiento de la integridad de todos los dispositivos. Si la caída de presión a través del sistema de medición se vuelve demasiado grande, puede causar malos funcionamientos en las válvulas de control de flujo, cavitación, control de flujo deficiente, cierre inexacto y, por consiguiente, deficiencias en la seguridad de los procesos(Zhiqiang et al., 2021, p. 3).

Las bombas comúnmente usadas pueden ser tipo centrífugas, reciprocantes o rotatorias. Las bombas de tipo centrífugas están muy presentes en la industria de los hidrocarburos. Este tipo de bombas constituyen aproximadamente un 80 % de la producción de bombas a nivel mundial, debido a que es adecuada para el manejo de altos caudales de fluido en comparación con las bombas reciprocantes. Una bomba centrífuga transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio en la energía cinética y potencial requerida (McNaughton, 2016, p. 71).

En las bombas de tipo desplazamiento positivo, la transferencia de energía se da cuando un cuerpo de desplazamiento reduce el espacio de trabajo lleno de líquido y lo bombea hacia la tubería, ejerciendo presión sobre el fluido. Al aumentar el espacio de trabajo, este se vuelve a llenar y realiza el mismo proceso tomando fluido de la tubería. Estos tipos de bombas son apropiadas para presiones altas. Las bombas de desplazamiento positivo tienen dos tipos; bombas oscilantes y rotatorias.

Dentro de las bombas de desplazamiento positivo rotatorias se encuentran bombas de engranajes, de émbolos rotativos, de paletas, del rodete y peristáltica desplazan el fluido de forma más uniforme que las bombas de desplazamiento positivo oscilantes. Dentro de las bombas de desplazamiento positivo oscilantes se encuentran las bombas de émbolo y de membrana y se caracterizan por tener en general, una construcción más compleja, ya que el funcionamiento

rotatorio tiene que transformarse en un movimiento de carrera oscilante (Gunthamburg, n.d.)(Diener Precision Pumps Inc, 2020)

2.1.8.2. Sistemas de control de flujo. En los sistemas de medición estática y dinámica se cuentan con sistemas de control de flujo compuestos por líneas y dispositivos mecánicos como válvulas, las cuales tienen como función iniciar, regular o detener la circulación del flujo de líquidos mediante piezas movibles que abren, cierran u obstruyen parcialmente uno o más corrientes de líquido. De acuerdo con su uso en sistemas de medición, las válvulas pueden ser de bloqueo, contrapresión, desvío de tres vías, cheque y alivio térmico, a su vez, existen diferentes tipos de válvulas con mecanismos de compuerta, globo, tapón, esfera, diafragma, mariposa, no retorno y válvulas deslizables(American Petroleum Institute, 2009, p. 27,17) (Sotoodeh, 2021). Según la practica recomendada API 574, se definen los tipos básicos de válvulas utilizados en la industria de los hidrocarburos.

2.1.8.3. Válvula de bloqueo y purga. Se usa en la salida de cada brazo de medición, en el bypass del sistema de calibración (probador), en las conexiones a sistema probador cuando se tienen múltiples sistemas de medición, en los venteos y drenajes de equipos y líneas ubicados entre el medidor y el probador y en venteos y drenajes del probador.

2.1.8.4. Válvula de desvío de tres vías. Válvula que tiene como función desviar el fluido en caso de ser necesarios, como cuando se utiliza para enviar el aceite de regreso al tanque de almacenamiento si presenta un corte de agua fuera de las especificaciones establecidas.

2.1.8.5. Válvula de cheque. Se utiliza en la salida de los brazos de la unidad, con el fin de asegurar que ninguna cantidad de fluido entre al sistema de medición en sentido inverso.

2.1.8.6. Válvula de bloqueo. Se usa cuando no es necesario verificar que el flujo ha sido suspendido. Las válvulas de los brazos se utilizan cuando estos se requieran sacar de servicio.

2.1.8.7. Válvula alivio térmico. Válvula que se utiliza para mitigar la sobrepresión por expansión térmica del crudo, lo cual dañaría componentes de la unidad entre dos puntos de cierre. No están diseñadas para aliviar el flujo parcial o total de la unidad de transferencia de custodia LACT.

2.1.8.8. Válvulas de contrapresión. Son instaladas después del medidor y del probador para mantener contrapresión sobre el líquido. Se debe utilizar la válvula de control de flujo como válvula de contrapresión cuando se manejan dos o más brazos de medición en paralelo.

2.2. Regulación y Normatividad

2.2.1. Regulación Nacional de Medición Estática y Dinámica.

La normatividad nacional relacionada con medición estática y dinámica de hidrocarburos está regida por el Ministerio de Minas y Energía quien expide los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles. La resolución número *41251* del 23 de diciembre del 2016, expedida por el Ministerio de minas y energía reglamenta los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de regalías, esto con el fin de prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas a favor del estado.

2.2.2. Regulación de Seguridad de Procesos.

El ministerio del trabajo ha venido impulsando como proyecto de decreto, la creación del programa de prevención de accidentes mayores (PPAM), en donde se busca modificar el decreto 1072 de 26 de mayo del 2015 (actualizada el 15 de abril de 2016) expedido por el ministerio del trabajo. para establecer un desarrollo progresivo de la regulación técnica para el control de accidentes mayores, de acuerdo con las disposiciones de la ley 320 de 1996 y la ley 1523 del 2012, teniendo en cuenta las legislaciones y prácticas internacionales en materia, como lo es el repertorio de recomendaciones prácticas para la prevención de accidentes mayores de la Oficina Internacional del Trabajo Ginebra (OIT). Por medio de este proyecto de decreto el Ministerio del Trabajo busca mejorar los niveles de seguridad de las instalaciones que manejan sustancias peligrosas con el fin especial de proteger a los trabajadores, población, ambiente e infraestructura, a través de una correcta gestión del riesgo. Algunas de las leyes y decretos que guardan relación con la seguridad de los procesos y la prevención de accidentes mayores se presentan a continuación:

Ley 1523 de 2012. Esta ley adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y establece el sistema nacional de gestión del riesgo de desastres(LEY 1523 DE 2012, 2012)

Decreto 2157 de 2017. "por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la ley 1523 de 2012" (Decreto 2157, 2017).

Decreto 321 de 1999. Por medio del cual el ministerio del interior de Colombia adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas. Este decreto sirve como instrumento rector del diseño y realización de actividades dirigidas a prevenir, mitigar y corregir los daños que se puedan ocasionar por efectos de derrames de hidrocarburos. (Decreto 321 de 1999, 1999).

Decreto 1072 del 26 de mayo de 2015. por medio del cual se expide el reglamento único del trabajo.

2.2.3. Normatividad de Medición Estática y Dinámica de Hidrocarburos.

A nivel internacional, existen variedad de organizaciones que emiten estándares y prácticas recomendadas para los diferentes procesos de la industria del petróleo y gas, es el caso del Instituto Americano del petróleo (API) por sus siglas en inglés, una organización que dentro de sus funciones emite diferentes estándares relacionados con la producción, refinamiento, distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y el gas natural. El manual para medición de petróleo del Instituto Americano del Petróleo (API MPMS), presenta una serie de estándares y mejores prácticas relacionadas a los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos, que pueden requerirse a la hora de implementar un modelo de gestión en seguridad de procesos. A continuación, se describen los capítulos de la API MPMS relacionados con la medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos de acuerdo con el alcance de este trabajo.

API MPMS Capitulo 1: presenta las palabras o términos definidos y descritos para ayudar a entender el contenido a lo largo del Manual de Estándares de Medición del Petróleo del API (MPMS)

API MPMS Capitulo 2: presenta los métodos de calibración y aforo de tanques verticales y horizontales.

API MPMS Capitulo 4: presenta las metodologías de calibración y operación para los diferentes tipos de probadores.

API MPMS CAPÍTULO 5: presenta los diferentes tipos de medidores para la medición de hidrocarburos líquidos.

API MPMS CAPÍTULO 6: presenta la descripción de las unidades LACT y los diferentes ensambles para medición.

2.2.4. Normatividad Enfocada a la Integridad de Activos y de Seguridad de Procesos.

A nivel mundial, existen una serie de normativas y guías para la gestión de la seguridad de los procesos, las cuales presentan recomendaciones y lineamientos enfocados en fortalecer los sistemas de gestión de seguridad de procesos para las compañías industriales guiar a los diferentes empleadores de los sectores industriales, de manera que puedan generar ambientes de trabajo seguro. Unas de las guías más conocida para la Gestión de la Seguridad de los Procesos (GSP) es la correspondiente a las normas americanas OSHA, (Ocupacional Safety and Health Administration,), la PSM del CCPS, EPA y el RBPS del CCPS, entre otros(Sarmiento, 2019, p. 15) . Algunas de estas normatividades y guías más importantes que se toman como referencia son:

OSHA 3132-Administracion de la seguridad de los procesos

OSHA 3909-Manual de seguridad de procesos para facilidades de almacenamiento.

RBPS CCPS –Guías para la seguridad de los procesos basada en riesgos

Existe una serie de prácticas recomendadas de API, que son útiles a la hora de implementar seguridad de procesos y análisis de integridad sobre activos como tanques, unidades LACT, tuberías, válvulas y demás activos, se presentan a continuación:

API RP 575: Prácticas de inspección para tanques a presión atmosférica y de baja presión.

API RP 577: Proceso de soldadura, inspección y metalúrgica de tanques.

API STD 620: Diseño y construcción de tanques soldados de baja presión.

API RP 650: Tanques soldados para almacenamiento de petróleo.

API RP 653: Inspección reparación y reconstrucción de tanques.

API 570: Código de Inspección de tuberías

API RP 500: clasificación de áreas peligrosas

API RP 545: Práctica recomendada para la protección contra rayos de tanques de almacenamiento sobre el suelo para líquidos inflamables o combustibles

API RP 2210: Supresores de llamas para respiraderos de tanques que almacenan productos derivados del petróleo.

API STD 2000: Ventilación de tanques atmosféricos y de baja presión.

API RP 2021: Gestión de incendios en tanques atmosféricos.

ASME B31.4: Especificaciones de diseño, construcción, operación e inspección de sistemas de tuberías para el transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos.

API 2003: protección contra igniciones derivadas de corrientes estáticas, relámpagos y parásitas.

API 2350: protección contra sobrellenado para tanques de almacenamiento en instalaciones.

3. Marco Metodológico

3.1. Tipo de Estudio

La investigación es de alcance descriptivo de acuerdo con (Hernández et al., 2014, p. 92) el estudio descriptivo "consiste en describir fenómenos, situaciones, contextos y sucesos; esto es, detallar cómo son y se manifiestan. Con los estudios descriptivos se busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis. Es decir, únicamente pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las que se refieren, esto es, su objetivo no es indicar cómo se relacionan ésta".

En este sentido los estudios descriptivos son útiles para mostrar con precisión los ángulos o dimensiones de un fenómeno, suceso, comunidad, contexto o situación. En esta clase de estudios el investigador debe ser capaz de definir, o al menos visualizar, qué se medirá (qué conceptos, variables, componentes, etc.) y sobre qué o quiénes se recolectarán los datos (personas, grupos, comunidades, objetos, animales, hechos).

La presente investigación corresponde a este alcance por cuanto se pretende mediante revisión bibliográfica, revisar las lecciones aprendidas en diferentes incidentes mayores de seguridad de procesos en la industria, abordaje de estos incidentes, gestión del riesgo, normativas, estándares y practicas recomendadas dentro de la seguridad de los procesos respecto a mantenimiento, inspección, gestión del riesgo, gestión de competencias humanas, gestión de la integridad de activos en sistemas y procesos de medición estática (fiscalización de crudo) y medición dinámica (transferencia de crudo en custodia), entre otros.

3.2. Diseño del Estudio

De acuerdo con las fuentes de información desde donde se toman los datos, la investigación es documental, según el lugar y los recursos desde donde se obtiene la información requerida es un estudio observacional retrospectivo, de acuerdo con el uso que se pretende dar al conocimiento se puede considerar que es una investigación aplicada.

El estudio recurre a fuentes de información secundaria y primaria, para identificar requerimientos de integridad de activos relacionados con el proceso de medición estática y dinámica de crudo, analizar e identificar los riesgos existentes en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia relacionados con seguridad de procesos, y proponer recomendaciones para el diseño de planes de acción que garanticen operaciones seguras y confiables, usando la metodología de Análisis Funcional de Operatividad – HAZOP. Se

constituyen en activos foco de la investigación, los Tanques de almacenamiento, medidores dinámicos de Flujo, probadores, Componentes de Unidad LACT.

3.3. Cuadro de Variables

Entendiendo que el cuadro de variables es útil para descomponer deductivamente las variables que componen el problema de investigación, a continuación, en la tabla 2 se presenta el cuadro de variables de estudio implicadas en los objetivos.

Tabla 2.

Operacionalización de variables

Variable	Sub-Variables	Indicadores
Requerimiento de integridad de activos	Sistema de medición estática de crudo Sistema de medición Dinámica de crudo	Factores de diseño del Activo Actividades de Mantenimiento e inspección del Activo Practicas seguras de Operación Cultura de la Seguridad de Procesos Barreras de seguridad Gestión de competencias Humanas
Riesgos en operaciones de Fiscalización y transferencia de Crudo en Custodia	Incidentes mayores en la industria Lecciones aprendidas de incidentes mayores Gestión de emergencias	Explosiones y liberaciones catastróficas Manejo del Cambio investigación de Incidentes.

3.4. Población y Muestra

Teniendo en cuenta que la población describe los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación y para los cuales serán válidas las conclusiones; la población objeto de estudio está constituida por los procesos de gestión de seguridad de procesos. De estos procesos se asume como muestra los procesos enfocados a la gestión de integridad de activos de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo. Así mismo se concibe como parte de la muestra los procesos de gestión de competencias humanas,

gestión de Cultura de la seguridad de los procesos, todo lo anterior interpretado a partir de fuentes documentales o bibliográficas.

Se incluyen como fuentes documentales las siguientes: Revisión bibliográfica de Guías de la CCPS, Estándares relacionados a prácticas operacionales de medición estática y medición dinámica, artículos científicos con los siguientes criterios de inclusión y selección: Investigaciones que apliquen Normas, estándares, prácticas recomendadas, estándares de Diseño, Guías y lineamientos de inspección y mantenimiento, así mismo artículos e informes de investigación sobre incidentes y gestión de seguridad de procesos.

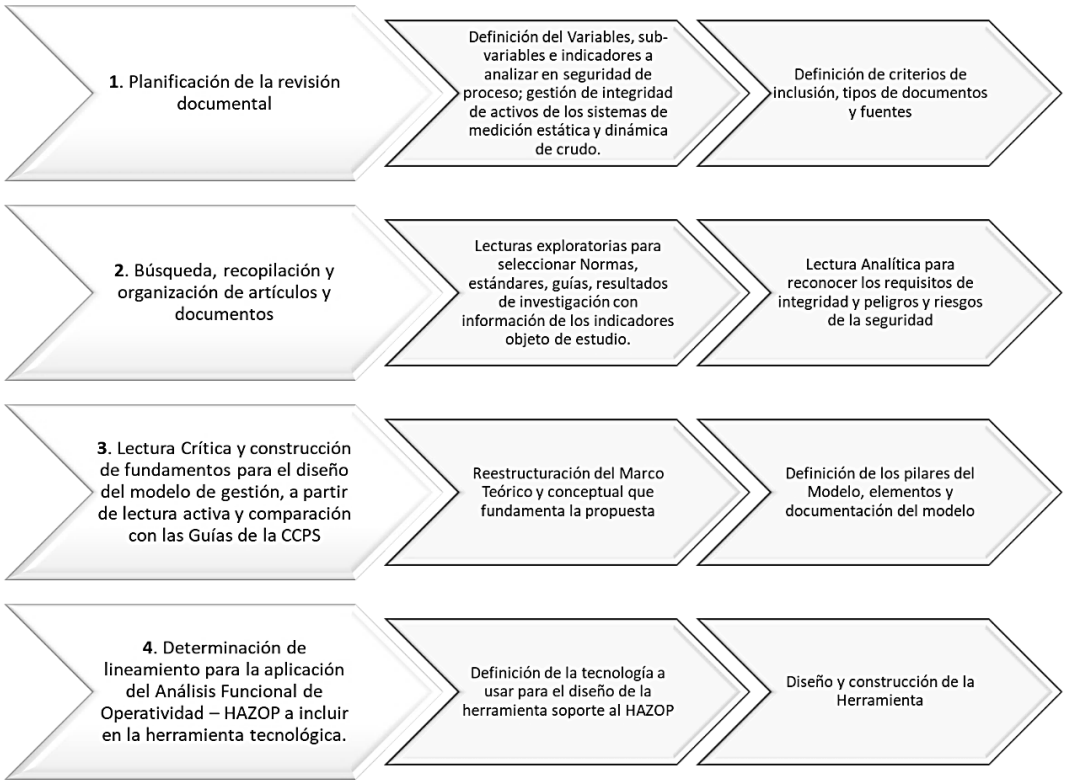
Se contemplan además los siguientes criterios de inclusión para los artículos de investigación: artículos de bases de datos Scielo, Scopus, American Petroleum Institute – API, portal Web de la Aichie, Elsevier, repositorios Institucionales de Educación superior, Center for Chemical Process Safety, The Canadian Association off Petroleum Producers con fecha de publicación en los últimos 7 años, y Normatividad del Ministerio de minas y energía. Se consideran artículos en español y en Ingles.

3.5. Herramientas y Procedimientos

Las acciones y procedimientos para alcanzar la metas y objetivos se plantean a continuación; resaltando cuatro Fases de la Investigación como se identifican en la Figura 4.

Figura 4.

Fases y procedimientos de la investigación



3.6 Informe de Resultados por Objetivos

3.6.1 Primer Objetivo. Requerimientos de Integridad de activos identificados

Teniendo en cuenta la propuesta metodológica; fases 2 y 3, una vez operacionalizadas las variables para determinar los indicadores o palabras clave de mapeo de documentos, las cuales se pueden observar en la tabla 2, y partir de la interpretación y análisis documental se identifican los requerimientos de integridad de activos.

Se fundamenta el concepto de requerimiento de integridad de activo a partir de la interpretación del concepto de Integridad del Activo de acuerdo con la serie de normas ISO 55000, mencionado en (Santos R, n.d.), de (Muñoz, 2017, pp. 15–16), (Henao, 2021), practicas recomendadas API, lineamientos de la CCPS y (Gutiérrez, 2018, p. 157). En consecuencia, los requerimientos de

integridad para los activos de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo se entienden como el conjunto de acciones y características necesarias que se deben garantizar para mantener la seguridad de los procesos.

Partiendo de este concepto se identifican acciones y características que se agrupan en doce categorías o grupos que se explican a continuación.

3.6.1.1 Identificación de Plantas y Procesos. Este requerimiento consiste en la necesidad de identificación de los activos que tengan un mayor nivel de criticidad y la documentación técnica necesaria para la operación segura de los mismos con el fin de enfocar todas las acciones de mitigación de riesgo en estos activos.

3.6.1.2 Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos. Este requerimiento consiste en la importancia de realizar análisis cualitativo basándose en diferentes metodologías para la identificación temprana de riesgos. Para este requerimiento se identifican y establecen las diferentes condiciones peligrosas que puedan afectar los sistemas de medición, teniendo en cuenta los activos críticos de un sistema de medición estática y dinámica como: tanques de almacenamiento, Unidad LACT, Bombas y válvulas agrupada en nodos como se muestra en la figura 6. Los peligros pueden ocurrir debido a diversos factores, entre los cuales se encuentran: malas prácticas operacionales, deficiencias en la competencia de los trabajadores, desviación en variables operacionales, causas externas, perdidas de integridad, entre otros

3.6.1.3 Cultura de la Seguridad. Este requerimiento consiste en la necesidad de fortalecer las actitudes y valores de los trabajadores y de la compañía, en los aspectos relacionados con la seguridad de los procesos, tanto en su forma de entenderla, como en su comportamiento y acciones diarias.

3.6.1.4 Gestión de Competencias e Involucramiento de los Trabajadores. Este requerimiento consiste en la correcta gestión de competencias e involucramiento de los trabajadores, teniendo en cuenta lineamientos para identificar, valorar y otorgar las competencias técnicas, organizacionales y aquellas responsabilidades de los trabajadores en los sistemas de medición, para evitar incidentes mayores. Incluye los procesos de capacitación y evaluación de competencias.

3.6.1.5 Diseño de Activos. Este requerimiento consiste en la necesidad que los activos cuenten con requisitos mínimos de diseño de la operación, de equipos críticos y en general de los sistemas de medición, con el objetivo de garantizar la seguridad en las operaciones.

3.6.1.6 Barreras de Seguridad y Control para los Sistemas de Medición. Este requerimiento consiste en la necesidad de brindar una línea base para el uso de quipos de protección, sugeridos por normas y prácticas recomendadas por API Y NFPA como lo son los sistemas de contención, sistemas contra incendios, protección catódica, entre otros.

3.6.1.7 Revisión de Seguridad y Pre-arranque. Este requerimiento consiste en la necesidad de establecer sugerencias para llevar a cabo correctamente un plan de revisión de seguridad y pre-arranque de los sistemas de medición.

3.6.1.8 Planes de Inspección y Mantenimiento. Este requerimiento consiste en la necesidad de contar con lineamientos para inspeccionar y mantener los activos en los sistemas de medición para mantener su integridad y operación segura. Estos lineamientos se fundamentan en las prácticas recomendadas por API 650,575, 577, 653, API MPMS y la norma ASME B31.4

3.6.1.9 Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras. Este requerimiento consiste en la necesidad que los trabajadores conozcan los peligros a los que están expuestos en su labor diaria y manejen buenas prácticas de operación., analicen tareas necesarias para llevar a cabo un

determinado procedimiento de forma segura, estableciendo posibles causas y consecuencias de la materialización de riesgos. Lo anterior se requiere mediante la aplicación de Análisis de trabajo seguro (ATS).

3.6.1.10 Respuesta a Emergencias. Este requerimiento consiste en la necesidad de contar con estrategias y lineamientos de prevención, preparación y respuesta a emergencias, a partir del análisis de riesgos, garantizando la disponibilidad de la capacidad mínima de respuesta en cada instalación y los requerimientos para actuar de manera correcta cuando se presenten emergencias.

3.6.1.11 Investigación de Incidentes. Este requerimiento consiste en la necesidad de identificar las cadenas de eventos y causas principales que generan desastres y pueden afectar gravemente las vidas de los trabajadores, el ambiente y la empresa con el fin de fortalecer los sistemas y mitigar la ocurrencia de nuevos eventos.

3.6.1.12 Manejo del Cambio. Este requerimiento consiste en la necesidad de contar con una correcta gestión del cambio para asegurar que los cambios o variantes de un proceso se hagan de una manera controlada, evaluando los riesgos para evitar que se introduzcan nuevos peligros o aumenten los ya existentes.

Cabe resaltar que los requerimientos de Integridad de los activos relacionados con el proceso de medición estática y dinámica de crudo aquí planteados se constituyen en 12 categorías o grupos de acciones y características que son el insumo para el diseño del modelo y se convierten en los 12 elementos del modelo, agrupados en cuatro pilares. Estos requerimientos en el marco del Modelo de gestión propuesto se explican con mayor amplitud y se fortalecen con recomendaciones y formatos de apoyo en el capitulo 4.

3.6.2 Segundo Objetivo. Análisis e identificación de riesgos existentes en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia relacionados con seguridad de procesos

Teniendo en cuenta la propuesta metodológica; Fases 2 y 3; a partir del análisis documental de normas API practicas recomendadas y las siguientes fuentes documentales sobre incidentes y metodologías de análisis de riesgos; (The Canadian Association of Petroleum Producers, 2019), (Occupational Safety and Health Administration, 2017, pp. 2–3), (Lacayo M & Ortiz J, 2015, p. 12), (Khan et al., 2016, pp. 2–3), Madrigal (2004), Masayuki (2009), y Muñoz (2013), (Rodríguez, 2014, p. 21), (Canchon & Hernández, 2021, p. 8), (Meng et al., 2021, p. 2), Améndola [1994], se identifican Peligros y se analizan riesgos.

El termino riesgo tiene diferentes conceptos y definiciones, no obstante, para el estudio se asume lo planteado por Madrigal (2004), Masayuki (2009), y Muñoz (2013) mencionado en (Rodríguez, 2014, p. 21), el cual lo define como la combinación o producto de la probabilidad de ocurrencia de un peligro y su nivel de afectación, entendiéndose por peligro a cualquier situación o acto con potencial de producir daños (problema, fallo, accidente, catástrofe natural, fraude, error humano, desviación operacional, entre otros).

La identificación de los riesgos se hace basados en un análisis por nodos, entendiendo que en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia se lleva a cabo en las facilidades de medición estática y dinámica, y partiendo del hecho que, si un activo tiene una correcta integridad y es operado de la forma correcta por personal competente se mantiene la seguridad de los procesos.

Los nodos agrupan los activos que se encuentran en los sistemas de medición estática y dinámica como se observa en la figura 6. *Esquema de sistema de medición de crudo*. Por lo anterior se identifican los siguientes peligros y riesgos (condiciones peligrosas)

3.6.2.1 Peligros y riesgos en sistemas de bombeo y control de flujo. Se contemplan en este conjunto de peligros y riesgos los asociados a los sistemas de bombas y válvulas y se describen en la tabla 4, inmersa en la documentación del modelo de sistema de gestión propuesto en el capítulo 4.

3.6.2.2 Peligros y riesgos en sistemas de medición estática. Se contemplan en este conjunto de peligros y riesgos los asociados a los sistemas de medición estática; tanque atmosférico, sus equipos secundarios, sistemas de contención y sistemas contra incendios. Los peligros se describen en la tabla 5, inmersa en la documentación del modelo de sistema de gestión propuesto en el capítulo 4.

3.6.2.3 Peligros y riesgos en medición dinámica. Se contemplan en este conjunto de peligros y riesgos los asociados a los sistemas medición dinámica; unidad LACT y sus principales componentes. Los peligros se describen en la tabla 6, inmersa en la documentación del modelo de sistema de gestión propuesto en el capítulo 4.

Como se puede observar en relación con el requerimiento de integridad definidos, esta identificación y análisis equivale al requerimiento de integridad de activos 2. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, el cual se mencionó en el apartado 3.6.1.2 y se constituye en el elemento nro. 2 del modelo de gestión propuesto. Por esto las documentación y descripción de estos peligros se deja para el capítulo nro. 4 en su apartado 4.1.2.

3.6.3 Tercer Objetivo. Proponer recomendaciones y orientaciones a planes de acción para garantizar operaciones seguras y confiables, mediante el uso de la metodología HAZOP de seguridad de procesos, teniendo en cuenta normas nacionales e internacionales.

Teniendo en cuenta la propuesta metodológica; Fases 3 y 4, a partir de la lectura activa de fuentes documentales y su comparación con los lineamientos establecidos en los elementos de RBPS de la CCPS, se establecen las recomendaciones y orientaciones a planes de acción mediante el diseño de un modelo de Gestión. Las fuentes documentales usadas fueron (Muñoz, 2017), (EMERSON, 2017), (Goulds Pumps, 2008), (Decreto 1073, 2015), (NRF-015-PEMEX, 2008), (RESOLUCIÓN 40198, 2021), (ECOPETROL, 2010), (EMERSON, 2021), American Petroleum Institute, 1998a), (Loachamin J, 2019),(SETI Equipos petroleros, n.d.),(ECOPETROL, 2008), (American Petroleum Institute, 2001),(OSHA 3132 2000), practicas recomendadas API (Ver apartado 2.2 del marco teórico), Lineamientos de la NFPA, normativa técnica colombiana NTC , MPMS de API, manuales y portales web de fabricantes.

Teniendo en cuenta que “un modelo de sistema de seguridad de procesos se asume como un conjunto organizado por etapas y compuesto por elementos relacionados entre sí, que sirven de guía para el monitoreo, control y toma de decisiones enfocadas en alcanzar un alto grado en la seguridad de los procesos (Sarmiento, 2019).”, las recomendaciones y orientaciones a planes de acción para garantizar operaciones seguras, se plantean mediante el diseño del modelo de gestión, el cual incorpora Seguridad de Procesos para las instalaciones operativas existentes asociadas con sistemas de fiscalización de crudo (sistema de medición estática) y transferencia de crudo en custodia (sistemas de medición dinámica). Así mismo se suma a este objetivo la herramienta soporte al modelo para el análisis HAZOP (Software – Excel Visual Basic)). Lo anterior permite

cumplir con el objetivo 3 y el general del proyecto. Todas las recomendaciones y orientaciones a planes de acción están inmersas en la documentación de los elementos del modelo y herramienta soporte.

A continuación, en el capítulo 4 se documenta el modelo de Sistema de gestión propuesto. El modelo diseñado hace un análisis conjunto de los requerimientos de integridad, el análisis de riesgos existentes y emite las recomendaciones respectivas para los sistemas de medición estática (operaciones de fiscalización de crudo) y sistemas de medición dinámica (trasferencia de crudo en custodia). Así mismo el Capítulo 5 muestra los lineamientos para la aplicación del HAZOP, mediante la herramienta software soporte al modelo. Las recomendaciones y planes de acción que se documentan en los elementos (objetivo 3), se resumen en la herramienta software y se pretende que sirvan de guía para la aplicación de la metodología HAZOP.

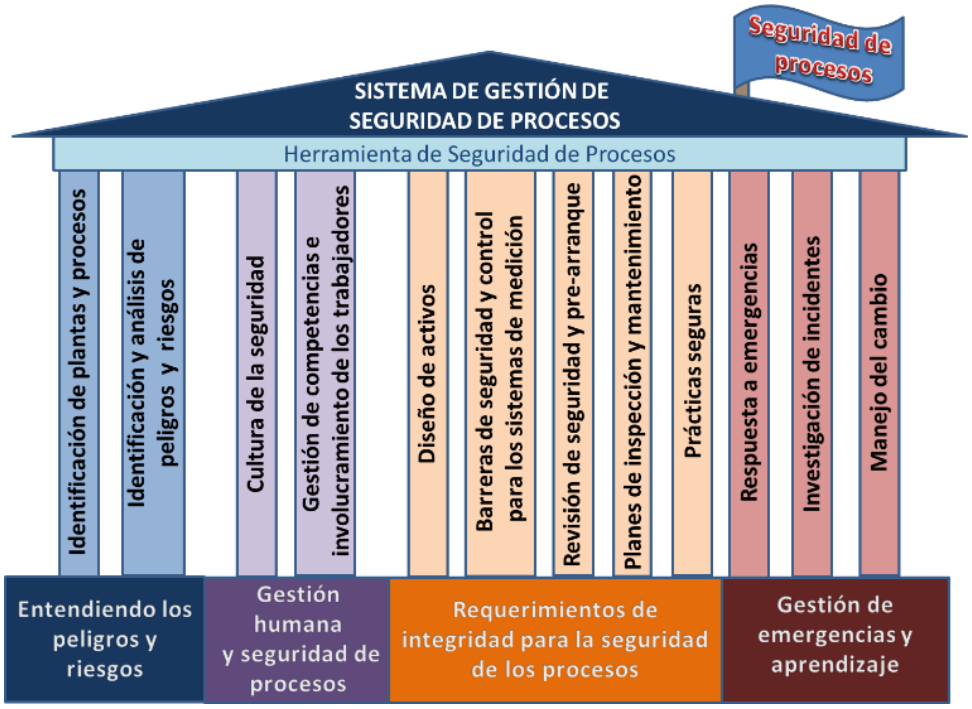
4. Modelo de sistema de gestión en seguridad de procesos

El modelo de sistema de gestión se enfoca en el análisis de la seguridad de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo. El modelo está compuesto por 4 pilares soporte, que agrupan cada uno un conjunto de elementos asociados a la identificación de peligros y riesgos, la gestión de competencias humanas, la gestión de integridad de los activos y la gestión de emergencias. Los elementos representados por las columnas del modelo en la Figura 5. deben interpretarse como los insumos o requerimientos para la implementación del sistema de gestión en seguridad de procesos, reúnen el conjunto de recomendaciones y orientaciones a planes de acción que sirven como marco de referencia y de guía para el monitoreo, control y toma de decisiones enfocadas en alcanzar un alto grado en la seguridad de los procesos, evitando así, la ocurrencia de desastres mayores. El conjunto de recomendaciones y lineamientos de algunos elementos están

dados por nodos. Las recomendaciones y planes de acción sirven como lineamiento para la aplicación de una herramienta de análisis de seguridad, la cual se constituye en la parte superior del modelo como la cubierta o techo del mismo, permitiendo el desarrollo de la metodología HAZOP.

Figura 5.

Modelo de gestión en seguridad de procesos



Nota: La figura representa los pilares y elemento del modelo propuesto. Adaptado de (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 7)

4.1. Entendiendo los Peligros y Riesgos

Conocer los procesos operacionales, así como la documentación técnica de activos o equipos que intervienen en los sistemas de medición de hidrocarburos es fundamental para entender e identificar a fondo los peligros del proceso y para el análisis del riesgo. El objetivo del

pilar es describir toda la información técnica e ingenieril requerida para asegurar la integridad de los activos y el análisis de riesgos, teniendo en cuenta el nivel de criticidad que puedan representar. Teniendo en cuenta lo anterior, se pretende brindar una serie de recomendaciones y guías, que sirvan como herramientas a las compañías para estar en la capacidad de responder a la pregunta ¿Se reconocen los activos críticos de los sistemas de medición y se entiende qué incidentes podrían ocurrir en este sistema?

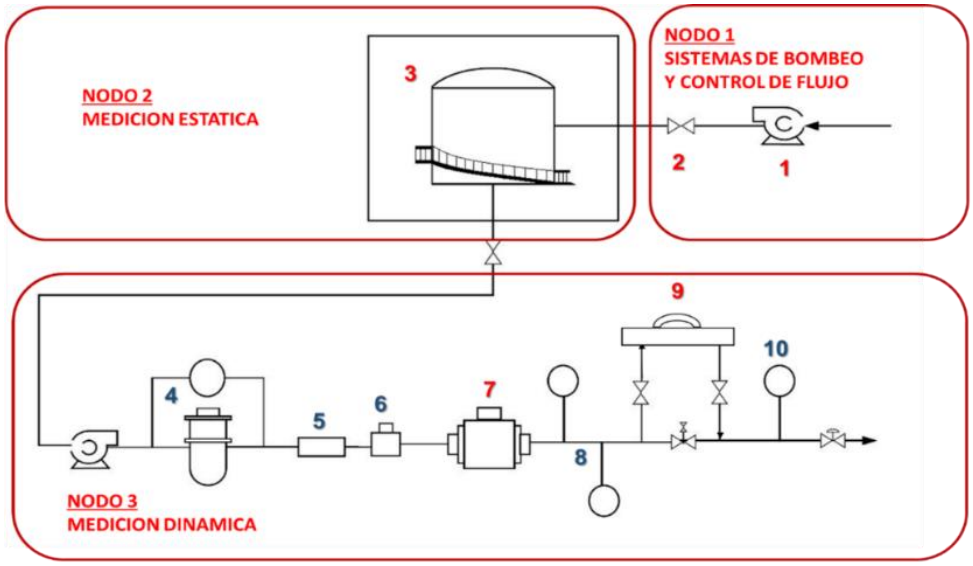
4.1.1. Elemento 1 Identificación de Plantas y Procesos.

4.1.1.1. Identificación de Equipos Críticos.

Para el caso del análisis de los sistemas de medición de crudo y para un mayor entendimiento de sus componentes, el presente elemento propone un análisis nodal; nodo 1 (sistema de bombeo y control de flujo), nodo 2 (sistema de medición estática) y nodo 3 (sistema de medición dinámica). La figura 6 muestra un sistema de medición de crudo, dividido en los nodos mencionados con los activos o equipos que representan un mayor nivel de criticidad (equipos críticos). La Figura 7 amplia los componentes del Nodo 2.

Figura 6.

Esquema de sistema de medición de crudo

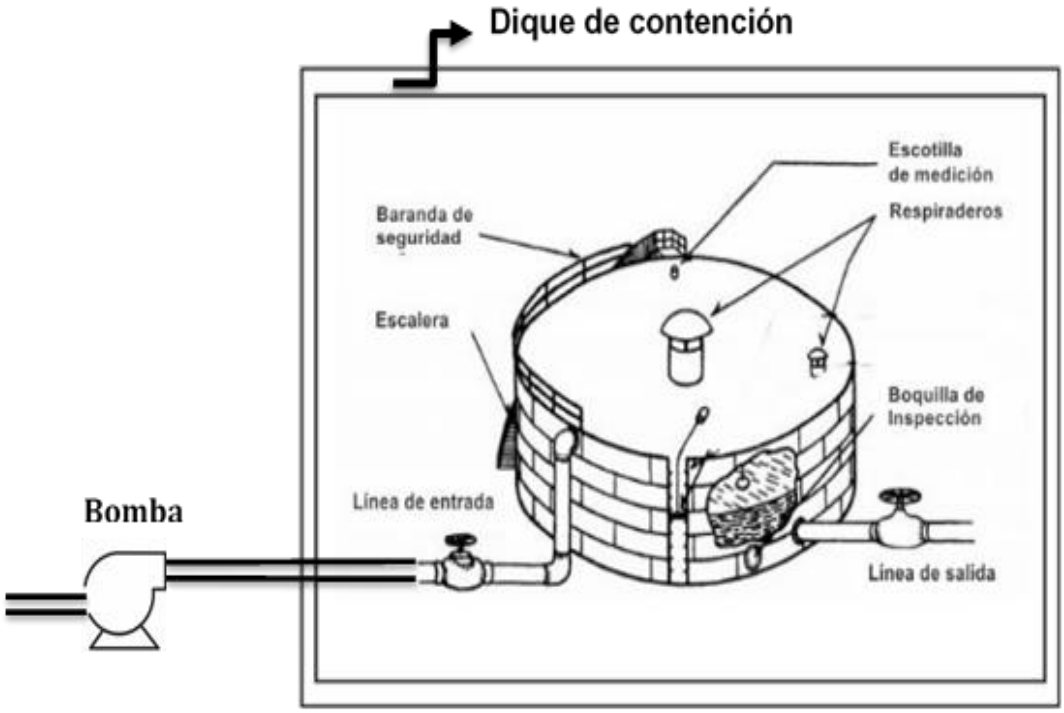


Equipos de sistemas de medición estática y dinámica			
Considerados equipos críticos			
1	Sistemas de bombeo	6	Monitor BSW
2	Sistemas de control de flujo (válvulas)	7	Medidor de flujo
3	Tanque atmosférico	8	Indicadores de presión y temperatura
4	Filtro y/o eliminador de aire con Indicador diferencial de presión	9	Sistema probador
5	Acondicionador de flujo	10	Toma muestras

Nota: La figura representa el esquema de un sistema de medición divido en los nodos base del análisis

Figura 7.

Tanques de almacenamiento de techo fijo y equipos secundarios



Nota: La figura amplia los componentes del Nodo 2. Sistema de Medición estática

Los sistemas de bombeo, las válvulas, los tanques de almacenamiento atmosférico, los medidores de flujo y los sistemas probadores son considerados equipos críticos. Esta identificación se puede hacer teniendo en cuenta criterios a valorar en el activo (Muñoz, 2017, pp. 15–16), que la empresa puede usar para la medición de la criticidad de manera cualitativa o cuantitativa. Estos son:

Impactos en seguridad. Riesgos involucrados en la falla del equipo. Posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados o incidentes de alto impacto para los trabajadores y comunidades.

Impacto ambiental. Posibilidad de ocurrencia de eventos no deseados o incidentes de alto impacto con daños graves al ambiente.

Frecuencia de falla. Son las veces que falla cualquier componente del sistema que conlleve a la detención del funcionamiento del equipo.

Valor generado por el activo al negocio. Relacionado al nivel de producción.

Tiempo y Costo. Costes de mantenimiento, reparación o reposición

Cabe resaltar que las compañías de la industria de los hidrocarburos, que poseen sistemas de almacenamiento y transporte de crudo, tienen sistemas diferentes y unos más complejos que otros, pero el análisis hecho en este elemento sirve como línea base para la aplicación a sus sistemas independientemente del número o tipo de activos de medición.

4.1.1.2. Identificación de documentación técnica. Una vez se han identificado los quipos críticos (activos críticos), es importante asegurar, actualizar y proteger toda la información disponible técnica, para el entendimiento e identificación de los peligros y así, prevenir incidentes mayores. A continuación, la tabla 3 se describe la documentación relacionada a diseño de activos, procedimientos operativos y estándares, que se deben tener para la seguridad de los procesos (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, pp. 13–14) y la gestión de la información.

Tabla 3.

Documentación Técnica de Diseño y Operación Analizada por Nodos

Nodo de análisis	Documentación de Diseño de sistemas y activos	Documentación de Operación, inspección, mantenimiento y emergencias	Estándares y Guías
Nodo 1. Equipos y procesos de sistemas de bombeo y control de flujo. Componentes 1 y 2 dentro de la figura 6 son activos físicos que corresponden a bombas y válvulas. Criticidad asociada a altas presiones de operación con potencial de afectación a personas, medio ambiente y los activos de la compañía, entre otros criterios que fueron mencionados en la sección 3.1.1 ***Nodo 2. Equipos y procesos de sistemas de medición estática.*** Componente 3 de la figura 6 se amplía en la figura 7; representa un conjunto de activos: tanque de almacenamiento; y equipos secundarios; escaleras, indicadores de presión temperatura y nivel de líquido, escotilla de medición y bocas de inspección; sistemas de control como diques, contra incendios y pararrayos. Criticidad asociada al almacenamiento de sustancias altamente inflamable o peligrosa. ***Nodo 3.*** **Equipos y procesos de sistemas de medición dinámica.** Componentes del 4 al 10 en la figura 6, corresponden a los activos que conforman una unidad LACT. Se consideran como activos críticos el medidor de flujo y el probador correspondientes a los dispositivos 8 y 11. Criticidad asociada a la función en la transferencia de crudo en custodia, gran valor económico para la compañía, amenazas a la integridad de los trabajadores, el medio ambiente en caso de presentar daños o fallas.	1. Listado de tanques, componentes de Unidad LACT, bombas y válvulas, Instrumentación y sus respectivos equipos secundarios y equipos protectores. 2. Documentos con las especificaciones de diseño como Planos, P&ID del sistema, manuales operativos, (dimensiones, fundación, datos del fabricante en general). ***Tanques de almacenamiento***, teniendo en cuenta el Tipo de tanque (tamaño, capacidad, materiales de construcción, espesores, presión de almacenamiento, techos), ***Equipos de protección especiales como barreras de seguridad*** (ventilaciones o respiraderos, sistemas de espuma y refrigeración, diques de contención, sistema de puesta a tierra) ***Unidad LACT:*** Tipo de medidor, tipos de probadores, filtros, y demás accesorios teniendo en cuenta tipo de crudo, caudal, y condición operacional ***Bombas y Válvulas***: Tipo de bombas y válvulas teniendo en cuenta materiales de construcción.	**1.** Etapas de proceso y condición operacional de los sistemas de medición: Condiciones máximas, de rango normal, y mínimas para parámetros tales como temperaturas, presiones, volumen, flujos, caudal y/o composiciones BSW (ventanas operativas) 2. Diagramas de flujo de bloques. 3.Procedimientos y buenas prácticas para arranque seguro, operación, procesos de parada, y parada de emergencia **4.** Reportes de peligros y riesgos: -Potencial de reacciones laterales indeseables y/o fuera de control, -consecuencias (seguridad, salud, y ambientales) resultantes por las desviaciones de los límites máximos y mínimos - Planes de respuesta a emergencia detallados -Clasificación de áreas peligrosas 5. Procedimientos detallados para el mantenimiento e inspección de activos teniendo en cuenta los estándares y practicas recomendadas (Gestión de corrosión, inspección en servicio, Ensayos no destructivos, mantenimiento preventivo y correctivo, gestión de deficiencias) 6. Procedimientos para gestión de cambio, investigación de incidentes y lecciones aprendidas. **7.**Tipo de crudo almacenado**:** -Hojas de datos con material de seguridad (MSDSs)	API-570, API -575 ASME B31.4 API 650 API 651 API 653 API 2000 API RP 2210 API RP 2021 API RP 577 API MPMS OSHA 3909 CCPS - Guidelines for RBPS API 2350 API RP 500 APR RP505 API RP 545

4.1.2. Elemento 2. Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos.

En el presente elemento se recomienda realizar análisis cualitativo basándose en diferentes metodologías para la identificación temprana de riesgos. A continuación, se identifican y establecen las diferentes condiciones peligrosas que pueden afectar los sistemas de medición,

teniendo en cuenta los activos críticos de los nodos establecidos en el Elemento 1 Identificación de plantas y procesos.

4.1.2.1. Peligros y riesgos en sistemas de bombeo y control de flujo. Representados por los componentes 1 y 2 Figura 6, corresponden a las bombas, válvulas y sistemas de tuberías presentes en sistemas de medición estática y dinámica de crudo. A continuación, en la tabla 4, se identifican algunos de los peligros y riesgos asociados a estos sistemas.

Tabla 4.

Peligros y Riesgos Asociados a Sistema de Bombeo

Condición Peligro	Origen	Consecuencias
Fuga o Derrame de crudo	Pérdidas de integridad generadas por aumentos de temperatura, presión, o condiciones abrasivas, también pueden ocurrir por perdidas de contención, producto de desviaciones operacionales.	Alta contaminación por derrames e incendios en casos donde el fluido derramado entre en contacto con puntos de ignición, afectando a comunidades enteras y poniendo en riesgo el medio ambiente y la reputación de la compañía.
Caídas de presión	Mal funcionamiento en los sistemas de bombeo Daños en las bombas producto de degaste o acumulación de materia extraña.	Posibles cambios de fase en el crudo, dando lugar al fenómeno de la cavitación, erosión en los activos donde se produce y a largo plazo deterioro del material de estos, problemas operacionales y eventualmente posibles accidentes mayores
Sobrepresiones	Aumentos de presión que pueden ser causados por la acumulación de materia extraña en las bombas y válvulas o cualquier otra causa que obstruya el flujo normal de crudo.	Daños en los elementos que conforman las bombas y válvulas, generando fugas o fallas que traigan consigo graves consecuencias para los trabajadores y el ambiente
Altas temperaturas	Elevadas temperaturas en los fluidos que pasan por los sistemas de bombeo, válvulas,	Posible daño irreversible en el cuerpo del activo, los empaques y sellos, dando paso a problemas operacionales
Deficiencias en las competencias de los trabajadores	Cualquier brecha en las competencias y conocimientos del personal, representa una condición insegura para los trabajadores, el medio ambiente y la compañía.	Fallas operacionales, desviaciones operacionales, incidentes en general de seguridad de procesos
Fenómenos naturales	Los sismos, rayos, fuerzas del viento, entre otros, tienen el potencial de alterar las condiciones de integridad de los activos, rayos en sistemas de bombeo y control de flujo	Contaminación al ambiente o posibles incendios producto de fugas y fracturas en el material. Explosiones.
Acción de terceros	La actividad de grupos al margen de la ley o cualquier otro tipo de acción llevada a cabo por personal externo a la operación, que afecte la integridad de los sistemas de bombeo y válvulas,	Contaminaciones ambientales y riesgo a la vida de los trabajadores y las comunidades

4.1.2.2. Peligros y riesgos en sistemas de medición estática. Representado por el componente 3 del esquema del sistema de medición (figura 6) y ampliado en la figura 7, corresponde a los tanques de almacenamiento considerados como activos críticos. A continuación,

en la tabla 5, se identifican algunos de los peligros y riesgos asociados a los sistemas de medición estática: (EMERSON, 2017) (API RP 575 2014)

Tabla 5.

Peligros y Riesgos Asociadas a Sistema Estática

Condición Peligro	Origen	Consecuencias
Sobrellenado	Por condiciones operativas anormales o fallas en los sistemas de prevención de sobrellenado, falta de control y monitoreo en trasiegos de tanque a tanque	La capacidad volumétrica del tanque se ve sobrepasada, derramando el crudo y aumentando el riesgo de incendio, derrame o explosión. Contaminación a al ambiente. (guía del Ing. Emerson)
Incendios y explosiones	Una gran proporción de los incendios de tanques puede atribuirse a malas prácticas operacionales, brechas en el diseño (falta protecciones), y factores ambientales Presencia de atmosferas inflamables que entran en contacto con puntos calientes o incluso rayos. Presencia de Puntos de ignición o puntos calientes en áreas cercanas peligrosas de tanques.	Erupción y expulsión grandes volúmenes de aceite ardiente sobre el borde del tanque. En extremo caso, cantidades sustanciales de líquidos inflamables pueden ser expulsadas creando un serio peligro para cientos de metros que rodean (Chorro de fuego) Afectaciones contra la integridad del activo y aquellos que lo rodean Perdida de vida humana, y serios daños ambientales (nubes toxicas) Daños a la imagen corporativa y por ende la economía de la compañía.
Fenómenos naturales	Los sismos, rayos, fuerzas del viento, entre otros los rayos que caen en los sistemas de almacenamiento son unas de las causas más frecuentes de incendios y explosiones; se debe asegurar por ende un sistema de puesta a tierra en todos los tanques y ubicar para rayos en las zonas aledañas a la ubicación de los tanques si así se requiere.	Como consecuencia pueden generar contaminación al ambiente o posibles incendios o incendio en el techo de tanques por presencia de zonas inflamables sobre los techos generadas por fugas de gases Deformación daños y fallas en tanques por vientos o sismos
Pérdida de contención	En las operaciones de medición estática se pueden presentar diferentes condiciones que pueden generar algunos mecanismos de daño que alteren la integridad del tanque de almacenamiento, así como desviaciones operacionales debido a malas prácticas, que conjuntamente pueden generar pérdidas de contención.	El principal riesgo asociado a los mecanismos de daño es la alteración de la integridad mecánica del activo, al punto de tener la capacidad de inducir a una pérdida de contención, generando derrames y posibles incendios, poniendo en riesgo la vida de las personas que trabajan en el área, amenazando la integridad de los activos que estén cerca y causando serias pérdidas económicas para la empresa y perdidas ambientales.
Deficiencias en las competencias de los trabajadores	Cualquier brecha en las competencias y conocimientos del personal, representa una condición insegura para los trabajadores, el medio ambiente y la compañía.	Fallas operacionales, desviaciones operacionales, incidentes como sobrellenados, perdidas de contención, incendios y explosiones entre otros.
Acción de terceros	La actividad de grupos al margen de la ley o cualquier otro tipo de acción llevada a cabo por personal externo a la operación, que afecte la integridad de los sistemas de tanques de almacenamiento.,	Contaminaciones ambientales y riesgo a la vida de los trabajadores y las comunidades

4.1.2.3. Peligros y riesgos en medición dinámica. Representados por los componentes del 4 al 10 (figura 6), corresponden a los equipos básicos de sistemas de medición

dinámica como lo son: medidores de flujo, probadores, filtros, acondicionadores de flujo e indicadores de variables. Un fallo en medidores dinámicos o probadores (activos críticos) puede desencadenar en un incidente donde se vean afectados los demás activos de la unidad LACT, el personal de trabajo, el ambiente y la economía de la empresa. A continuación, en la tabla 6, se identifican algunos de las condiciones peligrosas

y riesgos asociados a los sistemas de medición dinámica:

Tabla 6.

Peligro y Riesgos Asociados a los Sistemas de Medición Dinámica

Condición Peligro	Origen	Consecuencias
Acumulación de gases	Caídas de presión o aumentos de presión significativos.	Sobrepresiones y daños en equipos como bombas, medidores dinámicos o probadores por riesgo de cavitación y perdidas en la integridad de los activos. Pérdidas de contención de fluido.
Pérdidas de integridad	Generación de mecanismos de daño, que alteren la integridad de los equipos: tensión, erosión-corrosión, deformación por envejecimiento, fatiga mecánica, corrosión ambiental, cavitación, entre otros.	Perdida en la integridad sumado a desviaciones operacionales en los sistemas, pueden generar condiciones peligrosas como perdidas de contención en los quipos, además de afectaciones económicas para las compañías.
Sobrepresiones	Acumulación de materia extraña en los sistemas de medición dinámica o cualquier otra causa que obstruya el flujo normal de crudo, genera aumentos de presión en líneas, medidores, probadores, filtros y demás equipos, aumentando el riesgo de falla por sobrepresión.	Daños en los componentes de la unidad LACT Producto de sobrepresiones se pueden generar fugas o incluso fallas que traigan consigo graves consecuencias para los trabajadores, el ambiente y pérdida económica.
Presencia de sólidos (BSW)	Acumulación de materia extraña o partículas sólidas combinadas con altas velocidades de flujo Daños en los filtros de la unidad LACT.	Daños a medidores dinámicos y probadores, desgaste del cuerpo del activo; errores significativos en la medición. Las anteriores se consideran condiciones latentes que, combinadas, pueden provocar grandes incidentes que dejan afectaciones severas.
Daños en empaques y sellos	Altas temperaturas en fluidos que pasan por la unidad LACT, pueden generar daños irreversibles en el cuerpo del activo, los empaques y sellos	Principalmente fugas de fluido, las cuales pueden generar contaminaciones o incendios en caso de encontrar puntos den ignición.
Deficiencias en las competencias de los trabajadores	Cualquier brecha en las competencias y conocimientos del personal, en procesos de transferencia de custodia, aseguramiento de la integridad mecánica de todos los componentes de la unidad LACT.	Fallas operacionales, desviaciones operacionales, incidentes en general de seguridad de procesos
Fenómenos naturales	Sismos son uno de los fenómenos naturales que tienen el potencial de alterar las condiciones de integridad de los activos pertenecientes a la unidad LACT. Rayos que caen en los sistemas de medición dinámica	Contaminación ambiental, posible incendio producto de fugas y fracturas en el material cuando caen rayos. explosiones; se debe asegurar por ende un sistema de puesta a tierra a lo largo de la unidad LACT y ubicar pararrayos en las zonas aledañas.
Acción de terceros	La actividad de grupos al margen de la ley o cualquier otro tipo de acción llevada a cabo por personal externo a la operación, que afecte los sistemas de almacenamiento de crudo	Contaminaciones ambientales y riesgo a la vida de los trabajadores y las comunidades

4.2. Gestión Humana y Seguridad de Procesos.

En el presente modelo, el pilar “Gestión humana y seguridad de procesos” tiene como objetivo fortalecer la cultura de la seguridad de proceso en una compañía, y potenciar las competencias de los trabajadores, logrando de esta manera prevenir la ocurrencia de accidentes mayores en las instalaciones de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo esperando que las compañías estén en capacidad de responder a la pregunta ¿Cómo se puede evaluar y gestionar las competencias de los trabajadores?

4.2.1. Elemento 3 Cultura de la Seguridad.

A lo largo de la historia gran cantidad de accidentes mayores que han tenido graves afectaciones en materia de vidas humanas, daños ambientales y pérdida de activos, han concluido que las principales causas fueron fallas en la cultura de la seguridad(Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 8). En su definición más básica, la cultura de seguridad de procesos abarca las actitudes y valores de los trabajadores y de la compañía, en los aspectos relacionados con la seguridad de los procesos, tanto en su forma de entenderla, como en su comportamiento y acciones diarias. Por lo anterior, es de gran importancia contar con un sistema de gestión en seguridad de procesos que establezca claras políticas en materia de cultura de la seguridad, que involucre a todos los trabajadores y sea comunicado con todas las partes interesadas, de manera que se puedan llegar a evitar accidentes mayores producto de deficiencias en la cultura de seguridad.

La implementación de una cultura de seguridad de procesos, de acuerdo con el presente modelo de sistema de gestión, pretende conseguir que las personas interioricen los principios de seguridad, de manera que actúen de forma correcta y autónoma, y no porque alguien les esté vigilando.

Con el fin de mejorar la cultura de seguridad de procesos en las compañías que operan los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos, se recomienda chequear el Apéndice A, el cual consiste en una lista de medidas a tomar en materia de cultura, aplicada a los sistemas de medición dinámica y estática.

4.2.2. Elemento 4 Gestión de Competencias e Involucramiento de los Trabajadores.

Las competencias necesarias para llevar a cabo una operación fiable y segura de sistemas de medición estática(fiscalización de crudo) y dinámica de hidrocarburos líquidos(trasferencia de crudo), son consideradas un factor crítico e importante para la seguridad de los procesos, debido a que deficiencias en estas competencias y conocimientos, pueden traer consigo la generación de desviaciones operacionales y condiciones peligrosas en la operación, debido al inadecuada gestión o malas prácticas operacionales. La probabilidad de que se materialice el riesgo se reduce cuando el personal que está en permanente contacto con él está capacitado, siendo consiente que es la primera y última barrera para controlarlo, por ende, es importante llevar a cabo un programa de capacitación de competencias a los trabajadores, definiendo las responsabilidades y normas mínimas de rendimiento, para mantener el dominio y control de las operaciones. El presente elemento 4 de Gestión de competencias e involucramiento de los trabajadores, tiene como objetivo dar lineamientos para identificar, valorar y otorgar las competencias técnicas, organizacionales y aquellas responsabilidades de los trabajadores en los sistemas de medición, para evitar incidentes mayores. Teniendo en cuenta este objetivo se propone analizar mediante listas de verificación todos aquellos aspectos a revisar para el cumplimiento del objetivo.

En la aplicación de estos lineamientos, tanto el nivel gerencial, los líderes de operación y los operadores, tienen ciertas responsabilidades dentro de la gestión de la seguridad de los procesos. En consecuencia, el Apéndice B, propone una lista de verificación para establecer las

responsabilidades de los trabajadores involucrados. (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 12).

4.2.2.1. Procesos de capacitación. Se debe realizar capacitación continua, periódica y las respectivas actualizaciones para asegurar la comprensión de las medidas de protección adecuadas por parte de los trabajadores, mitigando los posibles riesgos en los procesos. En el Apéndice C se propone una lista de verificación para inspeccionar los procesos de capacitación y analizar características importantes que estos pueden incluir.

4.2.2.2. Evaluación de competencias. La evaluación de competencias laborales se desarrolla en los procesos de gestión de recursos humanos, ubicándose tanto en la selección de personal, como en la gestión del desempeño a lo largo de la vida laboral. Se deben seguir procedimientos para la evaluación de las habilidades y competencias requeridas para las tareas necesarias en sistemas de medición de crudo y todas aquellas habilidades requeridas para la gestión de la seguridad en el sistema.

En el proceso de evaluación de competencias es fundamental la definición de las competencias necesarias y criterios de desempeño en el puesto a cubrir, de tal manera que se tenga conocimiento de lo que se espera que sepa y consiga el trabajador. De manera general, se puede evidenciar el desempeño, demostrando el desarrollo competente a través de buenas prácticas como:

Control y gestión eficaz y segura de la operación en los sistemas de medición de crudo: Indefinidamente de cuál sea el cargo especifico y la responsabilidad del trabajador , implica tener el conocimiento sobre la operación de los equipos y activos bajo su responsabilidad, es decir, conocimiento sobre el diseño y control de la operación de medición, prácticas de seguridad de procesos y HSE que se deben adaptar en las diferentes áreas de trabajo, teniendo en cuenta

conceptos sobre los procesos críticos en la fiscalización de crudo en tanques y trasferencia de crudo en custodia en la unidad LACT.

*Cumplimiento de responsabilidades***:** Implica cumplimiento oportuno de las responsabilidades y tareas para la gestión de seguridad de procesos y la correcta medición de los hidrocarburos, teniendo en cuenta los estándares aplicables y diferentes normativas nacionales e internacionales (ver estándares y normativas en tabla 3).

Gestión del riesgo y respuesta a emergencias: Implica tener conocimientos sobre el análisis de riesgos de procesos, así como conocer los planes de respuesta ante emergencias que se puedan presentar en su compañía. por ende, debe tener claro el panorama de riesgos en el sistema y tener claro su rol o función en caso de que se presenten emergencias.

Teniendo en cuenta las competencias necesarias y los criterios de desempeño, se pueden identificar aquellos trabajadores que poseen las capacidades requeridas para el desempeño eficaz del puesto, de tal manera que su participación en la organización contribuya al alcance de los objetivos, tanto operativos, como de seguridad. Para la evaluación e identificación de competencias se puede usar varias metodologías dentro de las cuales se resalta

- Listas de verificación
- Test de aptitudes y actitudes.
- Simulaciones,
- Entrevistas
- Simulacros de emergencias

4.3. Requerimientos de Integridad para la Seguridad de los Procesos.

Este pilar tiene como objetivo reconocer los requerimientos de integridad en relación al diseño de los equipos y sus barreras de seguridad(equipos de protección), así mismo este pilar

reúne recomendaciones para la aplicación sistemática de tareas de inspección y mantenimiento, revisión de seguridad y pre arranque, y todas aquellas prácticas seguras, que permitan prevenir la ocurrencia de accidentes mayores en las instalaciones de los sistemas de medición estática y dinámica de crudo, esperando que las compañías estén en capacidad de responder a la pregunta ¿Qué requerimientos son necesarios para mantener buenas prácticas, garantizando la confiabilidad e integridad de los activos? (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 19).

4.3.1. Elemento 5 Diseño de Activos.

Para el caso del presente elemento de Diseño de activos, se identifican requisitos mínimos de diseño de la operación, de equipos críticos y en general de los sistemas de medición, con el objetivo de garantizar la seguridad en las operaciones. A continuación, se identifican por nodos, aquellos requisitos y factores de diseño anteriormente mencionados, que se deben tener en cuenta, ya que presentar brechas en estos, puede generar amenazas para la seguridad del proceso. Para emitir las recomendaciones, se tuvieron en cuenta normativas nacionales, lineamientos de API y NFP y manuales de fabricantes entre otros.

4.3.1.1. **Diseño de sistemas de bombeo y control de flujo.** A continuación, se identifican requisitos mínimos que se deben incluir en el diseño y operación de los sistemas de bombeo y control de flujo:

- Determinar el material de fabricación más conveniente. El material de las bombas y válvulas constituye uno de los factores principales en el diseño de estos; el tipo de líquido a ser bombeado determinará qué materiales serán los adecuados en el diseño y resistentes para la operación.
- Evitar equipos o cualquier fuente de chispa o calor en la zona cercana a las bombas, ya que existe el riesgo de explosión, debido al líquido atrapado(crudo)

- No operar una bomba por debajo del caudal nominal o en seco y no se puede activar sin sus dispositivos de seguridad instalados
- Asegurar la posición y estabilidad del equipo. Las bombas y sus componentes son bastante pesados, si no se asegura en sitio o se eleva en la posición adecuada puede producirse graves daños en el equipo. Los dispositivos de elevación o estructuras de soporte deben tener el valor nominal adecuado para la bomba.
- Alinear el eje de la bomba correctamente para impedir fallos catastróficos de los componentes del motor, y así evitar un contacto no deseado entre las piezas rotativas. Antes De cualquier alineación se debe cerrar la alimentación (Goulds Pumps, 2008, p. 5).
- Ubicar las tuberías, de tal manera que no se fuercen con las conexiones con bridas de la bomba. Dado que se podrían deformar, desalinear de la bomba, afectando gravemente el funcionamiento de esta.
- No operar la bomba sin un protector de acoplamiento o resguardo protector.
- No operar la bomba sin suministrar líquido a los sellos mecánicos. Si el sello funciona en seco, se puede dañar y producir lesiones.
- Asegurar la integridad y el grosor adecuado de las soldaduras y el espesor del cuerpo de bombas y válvulas, ya que son de gran importancia para llevar a cabo una operación segura. Estas están expuestas a la corrosión, y por ende deben tener el grosor adecuado y resistente, así evitando posibles fugas de crudo en estas áreas. (Bombas, selección uso y mantenimiento Mc Graw Hill).

- Disponer de planos y especificaciones detalladas de cada bomba y sistema de válvulas, sus distribuciones dentro de los sistemas y así facilitar trabajos de inspección y mantenimiento.
- Contar con equipos de protección como los que controlan la presión: dispositivos limitadores de presión, reguladores, controladores, válvulas de alivio, y otros dispositivos de seguridad, los cuales deben ser instalados por personal competente y experimentado.
- Utilizar filtros en los sistemas de bombeo, ya que evitan acumulación de materia extraña.

4.3.1.2. Diseño de sistemas de medición estática. El diseño seguro de un tanque atmosférico, considerado como activo crítico del sistema de medición estática, esta estandarizado por nomas como API 650, 653 entre otras (API 650 2014a). Para el presente análisis se asume como base los lineamientos de esta norma y adicionales como los de la NFPA Y normativa nacional colombiana(Decreto 1073, 2015, p. 39). De acuerdo con esto, se tendrán en cuenta principalmente factores de diseño como: espesores, techos, sellos, fondos, drenajes, ventilaciones o respiraderos, sistemas contraincendios, diques de contención, sistema de puesta a tierra, entre otros, que son considerados requisitos mínimos para la seguridad en el tanque. A continuación, se presentan estos factores mencionados:

- *Espesores*: Asegurar que los valores de espesores totales o reales serán el valor mínimo aceptable para utilizar e incluir el sobre espesor por corrosión. Este se tiene en cuenta como un nivel de protección contra la corrosión aplicado en cada una de las partes del tanque que se encuentren en contacto con el hidrocarburo líquido almacenado, incluyendo envolvente, fondo, techo (fijo o flotante), cuellos de conexiones, bocas de

inspección, equipos internos, etc. El sobre espesor se determina teniendo en cuenta la corrosividad del fluido almacenado, materiales de construcción, condiciones ambientales, protección catódica, entre otros.

- *Fundación:* asegurar la integridad de la fundación del tanque, debido a la importancia para la estabilidad y su función como sistema de puesta a tierra adicional en tanques de diámetros grandes. La fundación provee un plano estable para el soporte del tanque, según la norma API 653 la fundación puede ser hecha con relleno de arena, piedra triturada o anillos de pared de concreto con refuerzo de acero.
- *Techos*: en cuanto al diseño de los techos, en la mayoría de los tanques de almacenamiento cuentan con soportes. Estos soportes se inspeccionan, debido a las cargas generadas por el techo que pudieran causar deformaciones en él. Asegurar que las chapas de los techos estén solapadas de tal forma que el agua de lluvia pueda drenarse correctamente, evitando acumulaciones o filtraciones. Los tanques de techo flotante cuentan con sellos de espuma ubicados en el techo, que aíslan la superficie del interior del tanque, evitando filtración de agua lluvia, fuga de fluido inflamables y proporcionando menor contaminación al ambiente, dando así mayor seguridad al activo. Asegurar que los sellos no tengan agujeros, ranuras u otras aberturas. El sello primario debe tener resistencia frente a la acción de los líquidos o vapores en contacto. Los componentes del sello secundario deben ser resistentes de igual manera frente a las condiciones de intemperie y radiación solar extrema.
- *Fondos*: Asegurar la integridad de la soldaduras y uniones de las chapas de los fondos del tanque. Verificar que los tanques cuenten con chapas de refuerzo en los lugares

donde se presenten cargas adicionales, así como en las áreas de las conexiones de entrada y salida del tanque.

- *Drenajes*: los tanques de almacenamiento deben diseñarse con conexiones para drenajes de los fondos, ubicándolas cerca de las bocas de inspección, facilitando la limpieza de esta área y evitando acumulaciones y daños en la integridad del tanque. Se deben tener sistemas de drenaje en la periferia y/o alrededores del tanque. El número y tamaño de los drenajes depende de la capacidad y dimensiones del tanque de almacenamiento.
- *Ventilaciones o respiraderos*: asegurar que las ventilaciones y respiraderos cuenten con conexiones, cuellos, mallas, alturas, aberturas, sistemas apaga llamas y todas las características necesarias para asegurar el mejor funcionamiento y la operación segura. normas como la API 2000, API RP 2210 e ISO 28300, son una guía técnica para las especificaciones de diseño que requieren las ventilaciones de los tanques de almacenamiento, permitiendo lograr altos grados de seguridad. Ventilaciones inadecuadas pueden generar problemas operacionales como sobrepresión o vacío en el tanque y que a su vez estos problemas en conjunto con otras condiciones están en capacidad de generar accidentes de seguridad de procesos
- *Sistemas contraincendios*: Mantener protección continua contra incendios y asegurar su correcto diseño y funcionamiento. Como barrera de seguridad y control contra incendios, todos los tanques atmosféricos que almacenen hidrocarburos deben protegerse con sistemas fijos y/o semifijos de suministro de agua o espuma para extinción de incendio; esta espuma está formada a partir de un agente espumógeno, agua y aire. Los sistemas de suministro de espuma se diseñan y ubican estratégicamente para ser accesibles frente a una emergencia y para su mantenimiento, teniendo en cuenta la

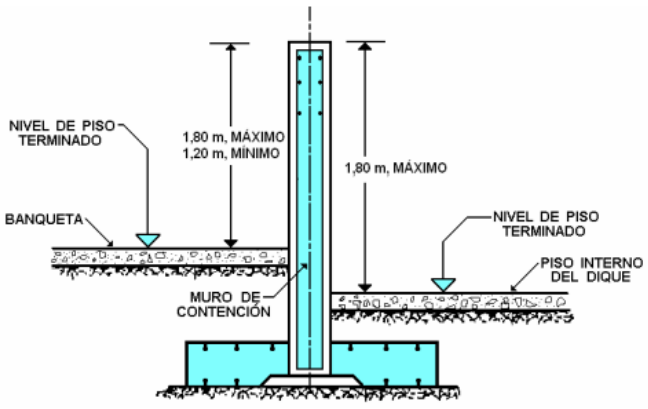
mejor alternativa de control, alimentación y conducción del agente extintor. Adicionalmente, los sistemas contra incendio cuentan con sistemas de anillos periféricos de tubería con rociadores, situados en la parte superior de la envolvente de los tanques, que se activan para atender la emergencia. Cada sistema podrá estar constituido por varios sectores de anillos distribuidores periféricos y deben ser diseñados de manera que sean alimentados por circuitos independientes de espuma o agua con las capacidades requeridas. Para la localización y distribución de los tanques y sus sistemas contraincendios, se deben tener en cuenta la dirección de los vientos dominantes, ubicando primeramente los tanques que representen un mayor riesgo. Se debe tener en cuenta el producto almacenado, evitando que los vapores emanados invadan áreas donde existan puntos calientes o flamas abiertas, como zonas ocupadas por personal o circuitos eléctricos (National Fire protection association, 2005, p. 11) (NRF-015-PEMEX, 2008, p. 13).

- *Dique*: Disponer de un sistema de contención adecuado. Los sistemas de almacenamiento cuentan con una barrera de contención para confinar derrames, como son los diques. Estos deben cumplir con características específicas para contener y resistir la presión lateral que podría ser transmitida por la altura hidrostática, considerando el líquido almacenado como agua. Estas características dependen de la capacidad volumétrica de los tanques de almacenamiento, de la cantidad de tanques, del fluido que almacena y las condiciones topográficas. Por lo general estos se construyan de concreto armado, en función del tipo de suelo y la zona sísmica del lugar. estos deben tener una capacidad volumétrica mayor o igual a la capacidad total nominal del tanque. El muro debe tener una altura con respecto al piso de la calle exterior y con respecto al

piso interior del dique entre 1 y 2 metros, aunque esto depende de la empresa y el criterio que apliquen, tal como lo muestra la figura 8 (NRF-015-PEMEX, 2008, p. 15) (RESOLUCIÓN 40198, 2021). Construir los pisos interiores de los diques de manera que no permita la contaminación del subsuelo, en caso de derrame. En caso de que en un solo dique contenga varios tanques de almacenamiento, asegurar que los fluidos que almacenen estos no tengan reacciones entre si. Se pueden dividir con sub-muros internos, los tanques dentro de un mismo dique de contención. El cableado eléctrico, incluyendo el de instrumentación y control que este en las zonas interior del dique, por lo general deben estar subterráneos o tomar todas las medidas necesarias y adecuar esos sistemas eléctricos para evitar puntos de ignición (estas medidas pueden variar entre empresa, según el código o norma que adopten). Adicionalmente es importante aclarar que las vías de escape, calles, accesos y zonas destinadas al ataque de emergencias alrededor de los tanques deben ser o suficientemente anchas y estar libres de obstáculos.

Figura 8.

Muro de contención de dique



Nota: se debe tomar en cuenta que las medidas aquí mostradas son para caso específicos. Tomado de (NRF-015-PEMEX, 2008, p. 15).

- *Sistema de puesta a tierra*: Contar con tanques conectados a tierra. como barrera de prevención de incidentes relacionados con descargas eléctricas, los tanques de almacenamiento deben contar con sistemas de puesta a tierra (Marin, 2017, p. 38). La norma técnica colombiana NTC 4552 1-2-3 establece consideraciones adaptadas de lineamientos de la 62305 IEC (la comisión electrotécnica internacional) para la protección de estructuras como los tanques que almacenan liquido inflamables como el crudo. adicionalmente las practicas recomendadas API 500, 505 da la clasificación de áreas de acuerdo a los fluidos almacenado, lo cual es muy importante para el análisis de protección contra rayos. teniendo en cuenta o anterior, dependiendo el tipo tanque, cambia el sistema de puesta a tierra. Generalmente los tanques de techo fijo, se consideran auto protegidos cuando sus espesores cumplen con ciertas medidas, en caso de no cumplir con los espesores especificados se requiere de protección adicional (Marin, 2017, p. 40). En el caso de los tanques de techo flotante, requiere conexiones equipotenciales entre el techo flotante y la pared del tanque (RGA), distribuyéndose de una manera específica y según lo requiera el tanque.
- *Materiales:* Asegurar que los materiales del tanque de almacenamiento cumplan con los requisitos, especificaciones y adecuaciones establecidas en la norma o código bajo la cual se construye. La norma API 650 establece las características químicas y mecánicas de los materiales de acuerdo con las normas ASTM. La calidad del material de las chapas, láminas y accesorios que conforman el tanque, deben cumplir con lo que requiera la norma en materia de seguridad, asegurando la alta calidad de los materiales (API 650 2014a, p. 453).

4.3.1.3. Diseño de sistemas de medición dinámica. El diseño de la unidad LACT en general y sus equipos principales como medidores y probadores se encuentra estandarizado por los capítulos 4, 5 y 6 del API MPMS (API MPMS 6.1 2002a, p. 2). Como parte de esta norma se establecen requisitos fundamentales para una operación segura de la unidad LACT, basándose en el correcto diseño y configuración principalmente de los medidores dinámicos y probadores, considerados activos críticos en el sistema. A continuación, se hace el análisis de consideraciones generales de diseño de la unidad LACT, y adicionalmente consideraciones específicas para medidores, probadores y quipos secundarios.

4.3.1.3.1. *Consideraciones generales de diseño*. A continuación, se establecen consideraciones generales para tener en cuenta en el diseño de la unidad LACT.

- Comprobar las condiciones operacionales. Para lograr operaciones seguras se debe comprobar que las condiciones de operación se encuentren dentro de los límites de diseño de los componentes de la unidad LACT (presión, temperatura, caudales máximos y mínimos, velocidades de flujo, características del fluido, ANSI, etc.).
- Garantizar la presión de la operación. Se debe asegurar que la presión de operación sea mayor a la presión de vapor del crudo, garantizando mantener la fase líquida y previniendo condiciones de riesgo generadas por la presencia de la fase gaseosa en el sistema.
- Asegurar o disponer de equipos de protección en la unidad LACT , como los sistemas de control contra incendio, para rayos, detección de fugas, diques, válvulas y sistemas de bloqueo que tengan componentes a prueba de falla para evitar, controlar y mitigar emergencias.

- Utilizar filtros para proteger los equipos de la unidad LACT. La acumulación de sólidos en el medidor depende de las características del líquido que se mide; estos factores deben superarse diseñando un sistema que cuente con filtros para retener las partículas sólidas en la corriente de fluidos.

4.3.1.3.2. ***Consideraciones de diseño para medidores dinámicos.*** A continuación, se determinan consideraciones de diseño para tener en cuenta en medidores de acuerdo con (API MPMS 5.1 2005b, p. 2)

- *Medidor Ultrasónico*: Para su diseño hay que tener en cuenta el fluido que se mide, de manera que este sea compatible con la metalurgia, los elastómeros, recubrimientos y otros componentes del medidor. Estos tipos de medidores no requieren de filtros pues no presentan piezas móviles que puedan verse afectadas por sólidos que pasen a través de él, por el contrario, requiere de acondicionadores de flujo instalados en la unidad LACT, con el fin de prevenir la distorsión del perfil de velocidad.
- *Medidores de turbina*: recomendado para operar con altas tasas de flujo, fluidos de bajas viscosidades y altas presiones, en su operación hay que tener en cuenta el contenido de cera o la presencia de materiales fibrosos y materiales extraños en el fluido que se trabaja, debido a que puede limitar el uso de estos medidores.
- *Medidores de desplazamiento*: recomendado para operar con fluidos de alta viscosidad. Este no requiere acondicionadores de flujo, por el contrario, requiere controlar la contra presión previniendo el parpadeo y la cavitación.
- *Medidores de Coriolis*: en su diseño se tiene en cuenta la configuración de los tubos internos, ya que, dependiendo de este factor puede ser probable la acumulación de sedimentos, además, requiere llevar a cabo control de contra presión con el fin de prevenir

el parpadeo y la cavitación. Los tubos del medidor Coriolis son susceptibles a fracturas que aumenten la presión en la carcasa del medidor, por lo que puede ser necesario considerar en su diseño, equipos adicionales como discos de ruptura, válvulas de alivio, drenajes y/o respiraderos en la carcasa; para aliviar la presión dentro de esta y en caso de presentarse fugas, permitir que los fluidos liberados sean dirigidos a un área controlada (API MPMS 5.6 2002b, p. 9). Estos medidores trabajan a rangos amplios de flujo y viscosidad y la mayoría no requieren de acondicionamiento de flujo.

4.3.1.3.3. Consideraciones de diseño para probadores.

- Asegurar el apropiado diseño del probador para el rango de flujo en el cual se va a operar, para lograr que el desplazador pueda desacelerar y llegar al reposo en una forma segura al final de del trayecto por la tubería, evitando así choques hidráulicos excesivos al desplazador, probador de desplazamiento y tubería asociada.
- Verificar el equipamiento y uso de conexiones de ventilación instaladas en la parte superior de la tubería, así como sistemas de drenaje.
- Instalar dispositivos de seguridad y cerraduras o sellos adecuados para evitar que personal no capacitado pueda manipular el equipo y se generen lesiones.
- Cuando se usan probadores bidireccionales es importante que se instalen válvulas de drenaje en los puntos más bajos, fuera de la sección calibrada de tubería y en las cámaras de lanzamiento.
- Asegurar el material de los anillos del probador. En los probadores bidireccionales con pistón, el material de los anillos o copas que sellan al pistón son hechos en teflón,

poliuretano, nitrilo o neopreno, dependiendo del crudo y las temperaturas y presiones de trabajo, con el objetivo de que sean resistentes y estables.

- Asegurar que el material de recubrimiento que se utilice debe proporcionar un acabado duradero, que reduzca la corrosión y pueda prolongar la vida útil tanto del desplazador (esferas) como del probador en general. Los componentes internos del probador que están en contacto con el fluido son recubiertos por un material que pueda garantizen su integridad, resistiendo el crudo que se mide.

4.3.1.3.4. Consideraciones de diseño para instrumentación y accesorios de unidad LACT

- *Filtros:* Seleccionar el tamaño y tipo de malla adecuado para el filtro, según el fluido de trabajo y las especificaciones del fabricante; una malla demasiado fina utilizada en el filtro puede generar incrementos acelerados de residuos que pueden llegar a generar altas caídas de presión que podría crear rupturas de la canasta o el cambio de fase del líquido afectando la precisión de la medición y creando condiciones inseguras que puedan generar peligros. Para monitorear estos cambios de presión a tiempo, es fundamental utilizar un indicador diferencial de presión a través de la canasta del filtro conectado a un sistema de alarmas que puedan indicar estas caídas de presión y así evitar posibles incidentes(ECOPETROL, 2010, p. 5). La unidad LACT debe contar con filtros independientemente de los tipos de medidores que se estén empleando; se deben localizar filtros en diferentes puntos clave para servir como sistemas de protección para los medidores y otros componentes de la unidad.

- *Eliminadores de aires:* Contar con eliminadores de aire aguas arriba del medidor, principalmente para prevenir que aire o vapores puedan entrar al medidor y afectar su precisión o generar una condición que pueda llevar a algún peligro en este componente. En los sistemas de medición se pueden instalar una o más válvulas de venteo como eliminadores de aire en los puntos altos.
- *Acondicionadores de flujo:* Disponer de acondicionamiento de flujo. las unidades LACT en trasferencia de custodia deben tener acondicionamiento de flujo para mejorar el rendimiento de la operación y lograr condiciones óptimas y seguras. Se pueden instalar placas orientadoras, secciones de tubería rectas aguas arriba y secciones de tubería recta adicionales aguas abajo de cada medidor (ECOPETROL, 2010, p. 7).

4.3.2. Elemento 6 Barreras de Seguridad y Control para los Sistemas de Medición.

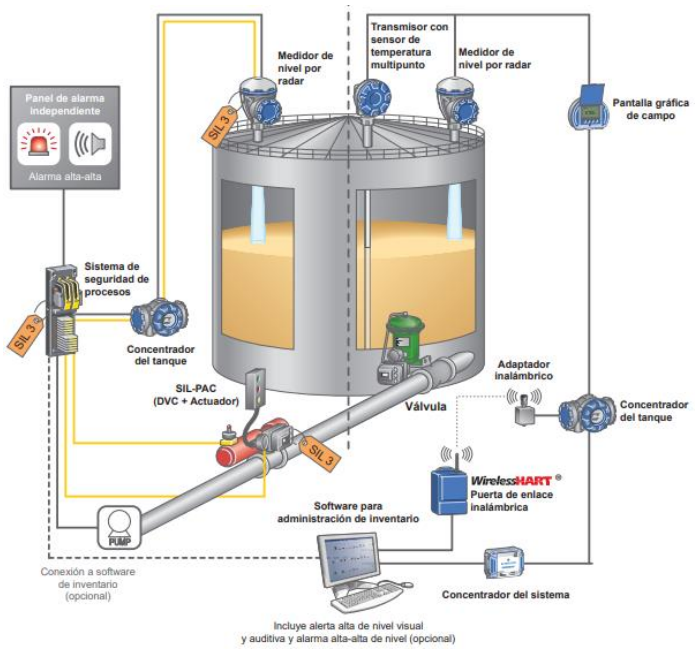
La naturaleza de los productos inflamables, como el crudo, hace que las áreas peligrosas donde se maneje y almacene, como lo son las facilidades y sistemas de medición estática y dinámica de la industria de hidrocarburos requieran contar con equipos y sistemas de protección, para cuidar la integridad de los activos y hacer frente a una emergencia que puedan ocurrir, mitigando el riesgo de graves afectaciones. Teniendo en cuenta lo anterior, el presente elemento de Barreras de seguridad y control para los sistemas de medición tiene el objetivo de brindar una línea base para el uso de quipos de protección, sugeridos por normas y prácticas recomendadas por API Y NFPA como lo son los sistemas de contención, sistemas contra incendios, protección catódica, entre otros.

- *Sensores y alarmas de control*: son todos aquellos equipos primarios de control que hacen parte de las barreras de seguridad y permiten mantener controladas las condiciones operacionales y alertar automáticamente ante desviaciones en los parámetros como

temperatura, presión, volumen. El sobrellenado de tanques es una condición latente que tienen el potencial de generar graves afectaciones ambientales; como medida de prevención de este tipo de eventos, los tanques de almacenamiento deben contar con sensores y alarmas indicadores de nivel. La norma API 2350 describe métodos de protección de alta tecnología contra el sobrellenado(EMERSON, n.d., p. 3). Hoy en día se recomienda el uso de sistemas automáticos de prevención de sobrellenado (AOPS) usando la medición continua de nivel por radar(EMERSON, 2017, p. 68), debido a que estos sistemas ofrecen una reducción del riesgo mayor y son más económicos. Es importante contar con sensores de nivel continuo, que generen alerta para evitar el sobrellenado (Alta-Alta, Alta, Baja, Baja-Baja.) la figura 9 representa un sistema moderno (AOPS).

Figura 9.

Sistema moderno (AOPS)



Nota: La figura muestra un sistema automático de prevención de sobrellenado basado en la medición continua de nivel por radar. Tomado de (EMERSON, 2021, p. 69).

- *Válvulas de presión y vacío*: estos dispositivos son utilizados en sistemas de medición estática y dinámica, con el fin de asegurar la medición de crudo y proteger la integridad mecánica de los activos de efectos de sobrepresión(American Petroleum Institute, 1998a, p. 19). Contar con estos dispositivos disminuye el riesgo de incidentes generados por acumulación de vapores y sobrepresiones. En tanques de almacenamiento, se deben contar con sistemas de ventilación y válvulas de presión y vacío con arresta llamas, que regulen la presión interna del tanque y eviten la propagación de las llamas hacia el interior este en caso de un incendio. (ver figura 10).

Figura 10.

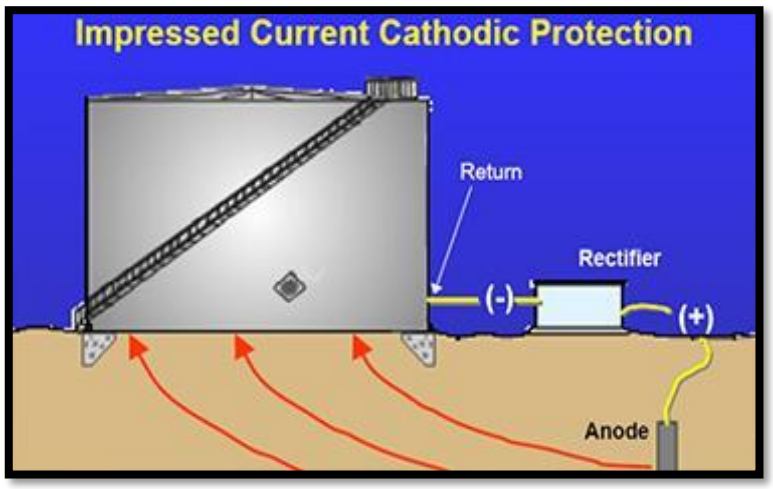
Válvulas de presión y vacío

Nota: *Tomado de (GRUPO SYZ, n.d.)*

- *Revestimiento y protección catódica*: la corrosión es uno de los principales mecanismos de daño que afectan la integridad de los activos en los sistemas de medición. Los equipos se protegen contra la corrosión por medio de sistemas de protección catódica (ver figura 11) o recubrimientos con materiales resistentes como epóxido, vinilo, revestimientos ricos en zinc, fibra de vidrio, aceros aleados, aluminio, poliuretano, concreto, caucho o vidrio, con el fin de evitar que el efecto de la corrosión altere la integridad de los activos(Loachamin J, 2019, p. 5)

Figura 11.

Sistema de protección catódica



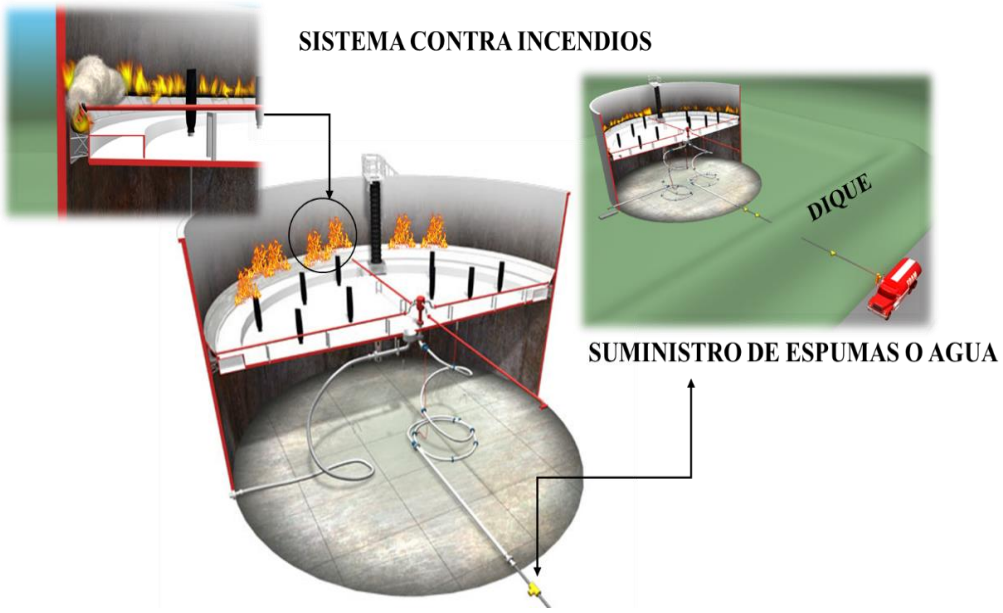
Nota: Protección catódica de tanques- tomado de (Gamma Petroleum Services, n.d.)

- *Sistemas contra incendio*: los incendios son uno de los eventos que tienen el potencial de afectar gravemente tanto la vida de las personas, como el medio ambiente y la integridad de los activos. Ante estas situaciones, los activos relacionados con sistemas de medición

estática y dinámica cuentan con sistemas de refrigeración y espuma que buscan mitigar los incendios que se puedan presentar. Estos sistemas deben estar ubicados estratégicamente para el control directo del fuego, tanto en los tanques (ver figura 12) como en la periferia de la unidad LACT. La norma NFPA 11 de la National fire protección association, por sus siglas en inglés, establece las normas y requisitos para la prevención contra incendios en los sistemas de almacenamiento, líneas, válvulas, estaciones de servicio, entre otras (National Fire protección association, 2005, p. 67). Para el caso específico de los tanques, la API RP 2021 es una práctica recomendada en donde se puede encontrar toda la información relacionada con la correcta gestión para la prevención de incendios en tanques de almacenamiento atmosféricos(API RP 2021 2001, p. 6)

Figura 12.

Tanques de almacenamiento de techo flotante y sistema contra independiente



Nota: Adaptado de (MESA ETP, 2008)

- *Dique de contención y muro cortafuego:* alrededor de los sistemas de medición estática y dinámica, se debe contar con diques de contención que prevengan la expansión del hidrocarburo almacenado en caso de presentarse pérdidas de contención que puedan generar afectaciones ambientales (NRF-015-PEMEX, 2008, p. 14). En la figura 13 se puede observar una fotografía de este sistema de contención.

Figura 13.

Fotografía exterior de un tanque y dique de contención

Nota: Tomado de Fortin Construcciones, 2020

- *Conexión a tierra*: una de las fuentes de incendios más comunes en los sistemas de medición es la ignición por rayos, que, al chocar con el cuerpo del activo, generan un

diferencial eléctrico que a su vez provoca chispa. Una correcta conexión a tierra de los activos evitará que este tipo de fuentes de ignición se presente. En los tanques de techo flotante pueden ser usados sistemas RGA (ver figura 14) como conexión entre el techo y el cuerpo, asegurando la conexión a tierra y evitando la ignición a causa del diferencial eléctrico (SETI Equipos petroleros, n.d.) (Decreto 1073, 2015, p. 7)

Figura 14.

Fotografía de un dispositivo RGA (sistema de puesta a tierra)

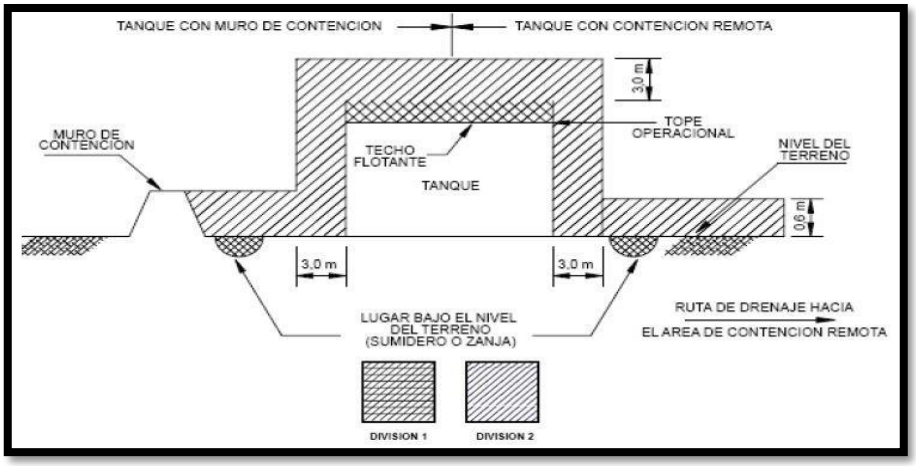
Nota: El RGA es usado en tanques de techo flotante como un sistema que conecta el techo flotante y el cuerpo del tanque. Tomado de SETI Equipos petroleros, n.d.

- *Clasificación de áreas*: es de gran importancia clasificar correctamente las áreas dentro de los sistemas de medición estática y dinámica, con el fin de conocer las precauciones y protecciones necesarias en las diferentes zonas, por tener un potencial riesgo de la generación de fuego o explosión por efecto de la presencia de gases, líquidos inflamables, fibras, polvos y otros. Las figuras 15 y 16 muestran un ejemplo de clasificación de áreas

para tanques de almacenamiento de techo flotante y techo cónico respectivamente, sugerido por la API RP 500.

Figura 15.

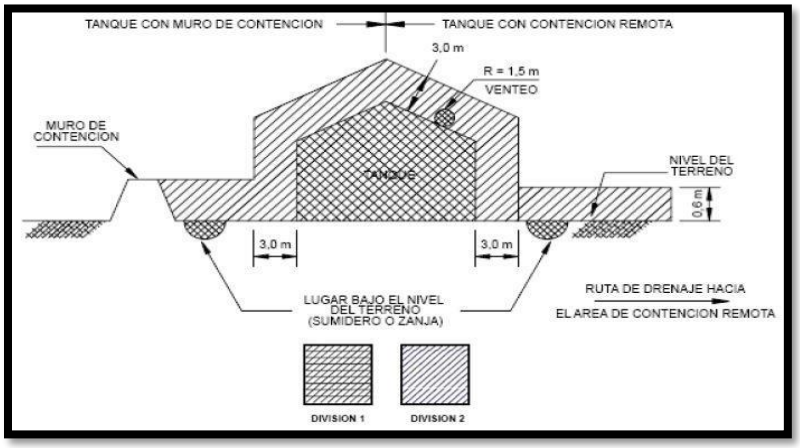
Clasificación de áreas em tanque de techo flotante



Nota: Las distancias aquí mostradas son dadas para casos típicos y no pretende cubrir toda la gama de posibles situaciones. Tomado de ARI RP 500.

Figura 16.

Clasificación de áreas en tanque de techo cónico



Nota: Las distancias aquí mostradas son dadas para casos típicos y no pretende cubrir toda la gama de posibles situaciones. Tomado de ARI RP 500.

- *Filtros:* uno de los equipos de protección más importantes en un sistema de medición es el filtro, el cual se instala antes del medidor y tiene como objeto impedir que elementos sólidos lleguen hasta el medidor lo que genera problemas operacionales de alto riesgo. (ECOPETROL, 2008, p. 5).
- *Otros dispositivos de protección contra sobrepresión*: En las unidades de trasferencia de custodia LACT, se utilizan dispositivos que ayuden a proteger el sistema de medición de sobrepresiones, estos dispositivos pueden ser discos de ruptura, válvulas de alivio, drenajes, respiraderos, desairadores, equipos de remoción de agua y acondicionadores de flujo(ECOPETROL, 2008, p. 63)

4.3.3. Elemento 7 Revisión de Seguridad y Pre-arranque.

Uno de los momentos en los que se presentan accidentes de seguridad de procesos, es en la puesta en marcha de las operaciones. La experiencia ha demostrado que se requiere realizar una revisión documental y de campo a las plantas, procesos y/o equipos de los sistemas de medición nuevos, reparados, modificados o reactivados, verificando que la operación inicie bajo parámetros de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, asegurando que los activos estén aptos para comenzar su operación. El presente elemento de Revisión de seguridad y pre-arranque tiene como objetivo establecer sugerencias para llevar a cabo correctamente un plan de revisión de seguridad y pre-arranque.

De acuerdo con la asociación colombiana de ingenieros ACIEM, teniendo en cuenta la emergencia sanitaria del Codiv-19 comparte lineamientos para adaptar a los protocolos de pre-arranque (CITA # 56). Teniendo en cuenta esta referencia y las guías de RBPS de CCPS, a

continuación, se establece una serie de pautas en el marco del covid-19 para aplicar en RSPA (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 16).

- Actualizar el contexto operacional actual de los sistemas de medición e identificar los elementos que han variado o cambiado bajo las nuevas medidas tomadas para la prevención del covid-19, los cuales han podido cambiar significativamente las características de producción de la compañía.
- Intensificar todas las labores de desinfección necesarias en las locaciones de los sistemas de medición, donde se ubique personal.
- Hacer una revisión exhaustiva de los equipos críticos (ver elemento 1 de Identificación de plantas y procesos). En la revisión se deben intensificar las labores de inspección y mantenimiento de tanques de almacenamiento, equipos de la unidad LACT y bombas principalmente, ajustando y lubricando aquellos sistemas que lo requieran. de esta manera se asegura el diseño y la integridad de los activos.
- Ajustar y revisar los estándares de trabajo en sitio, con respecto a tareas de inspección, mantenimiento o trabajos de alto riesgo, asegurándose que lo apliquen técnicos o personal especializado y evaluando la posibilidad de que los trabajos sean realizados por el menor número de personas para evitar contagios no previstos.
- Revisar las fuentes de provisión de todos los repuestos de los activos críticos de los sistemas de medición que se requieran y gestionarlas con tiempo suficiente.
- Evaluar el nivel de criticidad de los activos, reclasificándolos de ser necesarios. se recomienda la aplicación de metodologías de análisis para la evaluación del riesgo.

en consecuencia, se podrán identificar posibles riesgos nuevos o posibles desviaciones no contempladas antes en los sistemas de medición.

- Realizar una inspección general de los equipos de protección de los activos y su funcionamiento. se debe asegurar especialmente el funcionamiento de los sistemas contra incendios, de los sistemas puesta a tierra, las alarmas para el control del sobrellenado y control de parámetros operacionales (presión, temperatura etc.). Para lo anterior, se pueden aplicar inspecciones físicas, auditorias, evaluaciones de seguridad de procesos (ASP) entre otros.
- Capacitar al personal para retroalimentar a los trabajadores sobre temas de seguridad y operación. Es importante aclarar que tanto el proceso para iniciar la operación como la revisión de la seguridad pre-arranque, deben ser realizados por equipos multidisciplinarios con las competencias requeridas.
- Documentar cualquier tarea realizada o modificación que sea necesaria. Como parte de esta se encuentra como documentación de análisis de riesgo, evidencia de ejecución de las recomendaciones producto del análisis de riesgo, certificaciones de la aplicación no destructivas realizadas a los activos, certificaciones de calibración de los activos, registros de capacitación al personal entre otros. el equipo de revisión de pre-arranque define si es seguro arrancar después del cumplimiento de recomendaciones sugeridas antes de la puesta en servicio, asegurando su cumplimiento.

4.3.4. Elemento 8 Planes de Inspección y Mantenimiento.

Con el fin de asegurar la integridad física de los activos que hacen parte de los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos, es fundamental contar con planes de

inspección y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida de los activos, logrando extender su vida útil y logrando operaciones seguras. El presente elemento de Planes de inspección y mantenimiento tiene el objetivo de brindar lineamientos para la inspección y mantenimiento de los activos en los sistemas de medición, se establecen diferentes tareas para la verificación, inspección y mantenimiento. este análisis se hace de una forma nodal para tanques atmosféricos, activos de la unidad LACT, sistemas de bombeo y control de flujo, haciendo uso de un formato tipo checklist. Los procedimientos mencionados a continuación se fundamentan en las prácticas recomendadas por API 650,575, 577, 653, API MPMS y la norma ASME B31.4

4.3.4.1. Mantenimiento e inspección para sistemas de bombeo y control de flujo. Contar con un programa de mantenimiento e inspección es de gran importancia en el aseguramiento de los procesos, en los sistemas de bombas y válvulas. Es importante tener el conocimiento sobre su diseño y operación, y en base a ellos establecer tareas específicas de revisión, verificación y mantenimiento y restauración de activos de ser necesario. En el Apéndice D, se establecen en forma de lista de verificación, algunas tareas de mantenimiento e inspección para mantener la seguridad de los procesos.

4.3.4.2. Mantenimiento e inspección para tanques atmosféricos. Llevar a cabo la inspección y mantenimiento de los tanques de almacenamiento tiene como objetivo determinar las condiciones físicas del tanque, los procesos de deterioro y realizar todas las acciones preventivas y correctivas necesarias; estas medidas se toman para reducir los potenciales de falla; mantener las operaciones seguras; determinar tiempos de reparación y reemplazo del tanque; prevenir y mitigar el deterioro adicional, y alcanzar un alto grado en la seguridad de los procesos. En el Apéndice E, se establecen guías en forma de lista de verificación, para llevar a cabo la

inspección y el mantenimiento de tanques atmosférico y sus equipos secundarios teniendo como referencia la API 653.

4.3.4.3. Mantenimiento e inspección para unidad LACT. La inspección y mantenimiento de los diferentes equipos de la unidad LACT como medidores dinámicos, probadores, filtros, acondicionadores de flujo y demás instrumentos y accesorios, son importantes para evitar pérdidas en la integridad de los activos y fallas operacionales, manteniendo condiciones seguras para el personal y el medio ambiente. Las tareas de inspección y mantenimiento a los diferentes activos mencionados deben ser realizadas con la frecuencia necesaria. En el Apéndice F, se establecen guías en forma de lista de verificación, para llevar a cabo la inspección y el mantenimiento la unidad LACT.

4.3.5. Elemento 9 Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras.

En los sistemas de medición estática y dinámica de crudo se llevan a cabo diferentes procedimientos operativos, actividades de mantenimiento, entre otros, los cuales conllevan una serie de riesgos. En consecuencia, se hace primordial que los trabajadores que ejecutan dichos procedimientos conozcan los peligros a los que están expuestos en su labor diaria, disminuyendo el riesgo de sufrir accidentes personales y disminuyendo la probabilidad de generarse incidentes de seguridad de procesos por malas prácticas o por falta de conocimiento de estos riesgos. Teniendo en cuenta lo anterior, se deben analizar todas as tareas necesarias para llevar a cabo un determinado procedimiento, identificando los peligros asociados a cada una de las tareas e identificando las posibles causas y consecuencias(Orihuela, 2012, p. 1). Esto se puede llevar a cabo de una forma ordenada y entendible para los trabajadores mediante la aplicación de Análisis de trabajo seguro (ATS). Esta práctica logra una concientización de todos los riesgos de un determinado proceso, generando una actitud de alerta y compromiso en los trabajadores para con

la seguridad de los procesos. En la práctica se hace el uso de formularios o formatos para llevar a cabo el análisis. El presente elemento de Procedimientos de operación y prácticas seguras, tiene el objetivo de identificar algunas de las actividades de riesgo que se llevan a cabo en los sistemas de medición de crudo y propone un formato para documentar de una manera entendible el análisis de trabajo seguro (ATS).

Algunas de las actividades que requieren tener de un ATS en los sistemas de medición de crudo son:

- Mantenimientos externos de tanques de almacenamiento, equipos de la unidad LACT y sistemas de bombeo.
- Acceso al techo de tanques de almacenamiento
- Restauraciones en equipos unidades de trasferencia de custodia LACT
- Entradas a espacios confinados (mantenimiento en el interior de tanques de almacenamiento).
- Trabajos en caliente en tanques, unidad LACT y sistemas de bombeo.
- Llenado de tanques.
- Acceso a áreas de proceso de personal no autorizado, como lo son las áreas clasificadas de alto riesgo (Áreas peligrosas)
- Operación de vehículos en áreas de proceso
- Hot Tap de líneas y equipos.

En el Apéndice G, se propone un formato para la documentación de un ATS, el cual describe los principales componentes que esta técnica debe contemplar; la división del procedimiento en tareas específicas basado en estándares, la identificación del peligro, evaluación

de riesgos (usando la metodología que adopte la compañía) y acciones de control (mitigar el riesgo).

Una práctica interesante es visualizar en el formato de ATS el nivel de riesgo antes y después de las medidas de control propuestas, esto ayudará al entendimiento y sensibilización de los trabajadores ante los accidentes.

4.4. Gestión de Emergencias y Aprendizaje.

En el presente modelo, el pilar "Gestión de emergencias y aprendizaje" tiene como objetivo orientar y dar lineamientos para la respuesta a emergencias, investigación de incidentes y el manejo del cambio, teniendo en cuenta todos los insumos necesarios, prácticas y procedimientos, asegurando que las compañías estén en capacidad de responder a la pregunta ¿Cómo responder ante las emergencias, aprender de ellas y prevenir su recurrencia?

4.4.1. Elemento 10 Respuesta a Emergencias.

Con el objetivo de reducir el riesgo y consecuencias sobre las personas, comunidad, medio ambiente, instalaciones, imagen de la compañía y clientes, la compañía debe contar con planes de respuesta a emergencias definidos por medio de la implementación de acciones preventivas, reactivas y correctivas, llevadas a cabo por un equipo capacitado en el momento en que ocurran incidentes mayores en los sistemas de medición estática y dinámica de crudo. El presente elemento del modelo tiene el objetivo de brindar estrategias y lineamientos relacionados con la prevención, preparación y respuesta a emergencias, partiendo del análisis de los riesgos realizado previamente, garantizando la disponibilidad de la capacidad mínima de respuesta en cada instalación y los requerimientos para actuar de manera correcta cuando se presenten emergencias.

A continuación, se establecen lineamientos que se pueden tener en cuenta para un plan de emergencias ((American Petroleum Institute, 2001, p. 36):

- Realizar un análisis de riesgos en los sistemas de medición. Este es realizado por parte de un equipo experimentado, definiendo estrategias y lineamientos preventivos, para asegurar la respuesta efectiva contra emergencias.
- Definir los responsables de adoptar e implementar los respectivos planes de respuesta a emergencias, contando con especialistas o autoridades en prevención y respuesta a emergencias que lideren la implementación de este elemento en las operaciones.
- Contar con la disponibilidad de equipos, medios de transporte y personal requeridos para la respuesta a emergencias.
- Capacitar al personal. Los responsables deberán estar capacitados para la eficiente implementación de los planes de prevención, preparación y respuesta a emergencia periódicamente.
- Incluir en los planes de respuesta a emergencias los procedimientos de coordinación con entes externos como son las autoridades y entidades del Sistema de prevención y atención de desastres. y las comunidades del área de influencia, de acuerdo con la estrategia de responsabilidad social empresarial.
- Disponer a el personal un manual donde se describan los procedimientos e instructivos para la respuesta a emergencias, siendo constantemente actualizados frente a los cambios en los sistemas.
- Asegurar el adecuado diseño y funcionamiento de los sistemas de control de emergencia dentro de los que se encuentran, sistemas de refrigeración, sistemas de espumas contra incendios, alarmas, dique de contención, etc.

- Hay que asegurar que todos los trabajadores directos, contratistas, socios, visitantes, entidades de gobierno y comunidad conozcan su rol y responsabilidad en los diferentes niveles de prevención, preparación y respuesta a emergencias.
- Evaluar el desempeño de los planes de acción y respuesta a emergencias, con el fin de identificar mejoras y progresos de acuerdo con las guías establecidas por la compañía.
- Las autoridades en seguridad de procesos y HSE deben coordinar las actividades de seguimiento y control al cumplimiento de los programas de prevención, preparación y respuesta a emergencias.
- Asegurar cumplimiento de los planes de divulgación y entrenamiento, acciones de prevención, preparación y respuesta a emergencias.

4.4.2. Elemento 11 Investigación de Incidentes.

La investigación de los incidentes y fallos en los activos que conforman los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos, proporcionan guías de estudio y de conocimientos para identificar las cadenas de eventos y causas principales que generan desastres y pueden afectar gravemente las vidas de los trabajadores, el ambiente y la empresa. Investigar acerca de los incidentes presentados es fundamental para mejorar y reforzar los sistemas, con el fin de evitar que vuelvan a ocurrir estas fallas, enfocándose en oportunidades de mejora del proceso y de las practicas(OSHA 3132 2000, p. 23). La investigación debe ser realizada por un equipo compuesto por al menos una persona conocedora del proceso involucrado y se debe documentar, obteniendo registros de:

- La causa física (mecanismo, modo de falla, línea de tiempo y factores contribuyentes).
- Las causas raíz (física, humana y organizacional).
- Registro de acciones de reparación y remediación.

- Registro de las acciones de prevención y mitigación de riesgos
- Análisis de costos.

El reporte de investigación de accidentes debe incluir datos como: fechas del incidente y del comienzo de la investigación; descripción del incidente; factores que contribuyeron al incidente y recomendaciones resultantes de la investigación. Se deben abordar y resolver rápidamente las conclusiones y recomendaciones generadas en el informe de incidentes. Resoluciones y las acciones correctivas deben documentarse y el informe debe ser revisado por todo el personal afectado. Las compañías se deben asegurar de que todos los niveles de la organización tengan conocimiento de los incidentes ocurridos y que se tengan en cuenta las lecciones por aprender, causas básicas y los planes de acción que se implementaron, para tomar medidas preventivas y correctivas.

4.4.3. Elemento 12 Manejo del Cambio.

Es común encontrar que muchos de los accidentes presentados en sistemas que manejan fluidos altamente peligrosos, han ocurrido debido a riesgos que no fueron reevaluados luego de la ocurrencia de un cambio en el sistema, fallas en la comunicación de los cambios al personal a cargo de las operaciones y fallas en las operaciones que continuaron sin actualizar planos, diagramas, protocolos, frecuencia de inspección, entre otros. Por las razones anteriormente nombradas, es de vital importancia para las compañías, contar con una correcta gestión del cambio, asegurando que los cambios o variantes que experimente un proceso, se hagan de una manera controlada, evaluando los riesgos para evitar que se introduzcan nuevos peligros o aumenten los ya existentes (Center for Chemical Process Safety CCPS, 2007, p. 23)**.**

El manejo del cambio debe asegurar que todo el personal afectado por los cambios o ajustes, sean notificados y que se tengan todos los documentos actualizados, tales como: procedimientos, datos de seguridad de procesos, formatos.

Fundamentado en el sistema de gestión de seguridad de procesos basado en riesgos RBPS(CCPS), las prácticas de gestión de cambio o manejo del cambio implican principalmente mantener prácticas seguras y confiables, reconocer situaciones de cambio, revisar y evaluar los peligros, aceptar o no los cambios y tomar medidas de control y seguimiento de cambios.

A continuación, se presentan guías y recomendaciones que se deben tener en cuenta para el desarrollo del manejo del cambio:

Mantener práctica de forma seguras:

- El proceso de manejo del cambio se debe hacer de manera consistente, documentándose con detalle y organización abordando distintos tipos de situaciones de cambio.
- Todo el personal de la instalación debe tener un conocimiento básico de los lineamientos que adopta la compañía para manejo del cambio, para implementarlo e interactuar con él.
- El grupo de trabajo designado para cumplir con el proceso de manejo del cambio debe ser capacitado.

Identificación de las posibles situaciones de cambio:

- Abordar todos los tipos de cambios que podrían generarse en los sistemas de medición. Estos cambios pueden ser instalaciones de nuevos equipos, cambios en políticas internas de la empresa, ubicaciones de edificios, cambio en las propiedades del fluido de trabajo, cambios de software, cambios de personal entre otros (Cualquier tipo de cambio que se genere, tiene el potencial de afectar la seguridad de los procesos). La

identificación de cambios u oportunidades de mejora de una manera efectiva se puede hacer mediante la revisión de formación en documentos como registros históricos, órdenes de trabajo, historial de tareas de inspección y mantenimiento, informes e investigaciones de incidentes, revisiones de diseño y auditorias

Evaluación e identificación de peligros y riesgos del cambio:

- El manejo del cambio se inicia con una solicitud de cambio que debe ser revisada por personal calificado para determinar si el cambio puede afectar a la operación del sistema, generando riesgos, y si se pueden sugerir medidas complementarias para gestionar estos riesgos.
- Establecer un proceso de revisión apropiado, contando con toda la información de la operación y de los activos que intervengan en los cambios. En situaciones de bajo riesgo, se suele hacer una revisión simple, en situaciones más complicadas, se pueden definir múltiples procesos de revisión. En la revisión se debe considerar de forma general:
  - Información actualizada para abordar y revisar el cambio
  - Fechas de implementación de cambio
  - Duración del cambio
  - Base técnica del cambio
  - Métodos para evaluar el riesgo del cambio
  - Pautas de tolerancia de riesgo

El objetivo de la revisión es evaluar los impactos potenciales en la seguridad de los procesos del sistema. Producto del trabajo del equipo de revisión, se obtiene un informe con la revisión y evaluación detallada de los peligros, riesgos e impactos del cambio que se proponga.

Decisión sobre los cambios:

- Una vez que se ha realizado la revisión del cambio, éste será autorizado, modificado o rechazado. La aprobación del cambio es realizada por otra persona o grupo de trabajo designado independiente del equipo de revisión. La autorización o rechazo dependerá de los resultados de la evacuación de los riesgos. Este grupo de trabajo que participa en el manejo del cambio se debe encargar de la notificación y actualización de los documentos afectados por este.

Actividades de seguimiento:

- Una vez que se autoriza un cambio, se inicia su implementación. Por lo general, la ejecución de un cambio se realiza a través de prácticas bajo otros elementos del sistema de gestión de seguridad de procesos (integridad de activos, planes de inspección y mantenimiento, practicas seguras, respuesta a emergencias, etc.). Antes del inicio del cambio y la exposición del personal a la situación modificada, se requiere que se actualicen los dibujos y procedimientos, que se capacite al personal afectado y que se controle el riesgo.
- Si los registros apropiados no se actualizan dentro de un tiempo razonable, puede surgir confusión que puede aumentar el riesgo de las actividades de operación y mantenimiento.
- Los cambios que los empleados no comprendan pueden dar lugar rápidamente a incidentes. Una vez que se aprueban los cambios, debe comenzar la comunicación de los detalles apropiados del cambio y la capacitación detallada a los empleados potencialmente afectados.

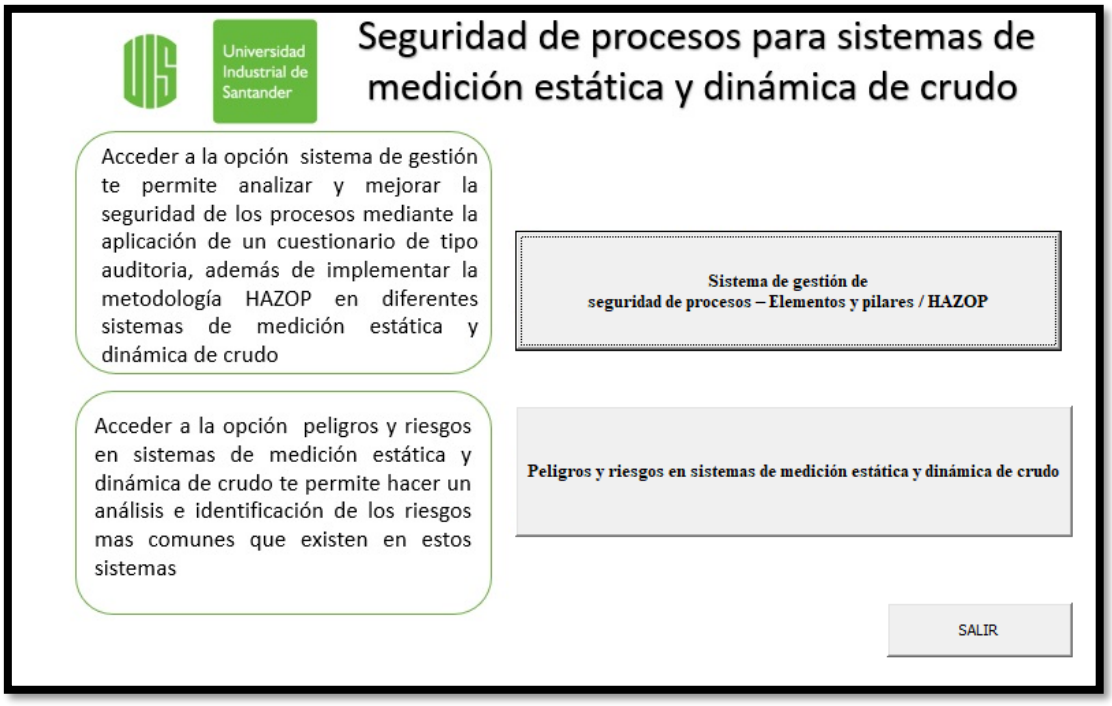
5. Análisis funcional de operatividad (HAZOP)

La metodología HAZOP (Análisis de riesgos y operatividad) es una herramienta altamente utilizada y demostrada como muy efectiva a la hora de identificar o detectar las situaciones de inseguridad en las diferentes facilidades industriales (Meng et al., 2021, p. 2). En la industria de los hidrocarburos, los sistemas de medición de crudo; conformados por tanques de almacenamiento y unidades de medición dinámica (LACT) están en constantes riesgo de provocar incidentes en caso de presentarse complicaciones en la operación debido diferentes causas. Teniendo en cuenta lo anterior, se pretende dar una guía para aplicar la metodología HAZOP mediante una herramienta prototipo de seguridad de procesos (software), enfocándose en los activos principales que conforman un sistema de medición de crudo. La herramienta es un software desarrollado por medio del programa Microsoft office Excel y haciendo uso del lenguaje de programación y la herramienta Visual Basic. El software sirve como una herramienta soporte al modelo, en donde a partir de formularios codificados, permite implementar la metodología HAZOP de una manera interactiva y practica basándose en las recomendaciones y planes de acción propuestos en el presente modelo.

El software está conformado por tres secciones en general. En su interfaz inicial (figura 17) se puede visualizar dos secciones principales, las cuales son: “Peligros y riesgos en sistemas de medición estática y dinámica de crudo” y “Sistema de gestión en seguridad de procesos”, que a su vez, este último contiene la opción para aplicar la metodología HAZOP.

Figura 17.

Visualización de la interfaz inicial del software



5.1. Sección de Sistema de Gestión en Seguridad de Procesos.

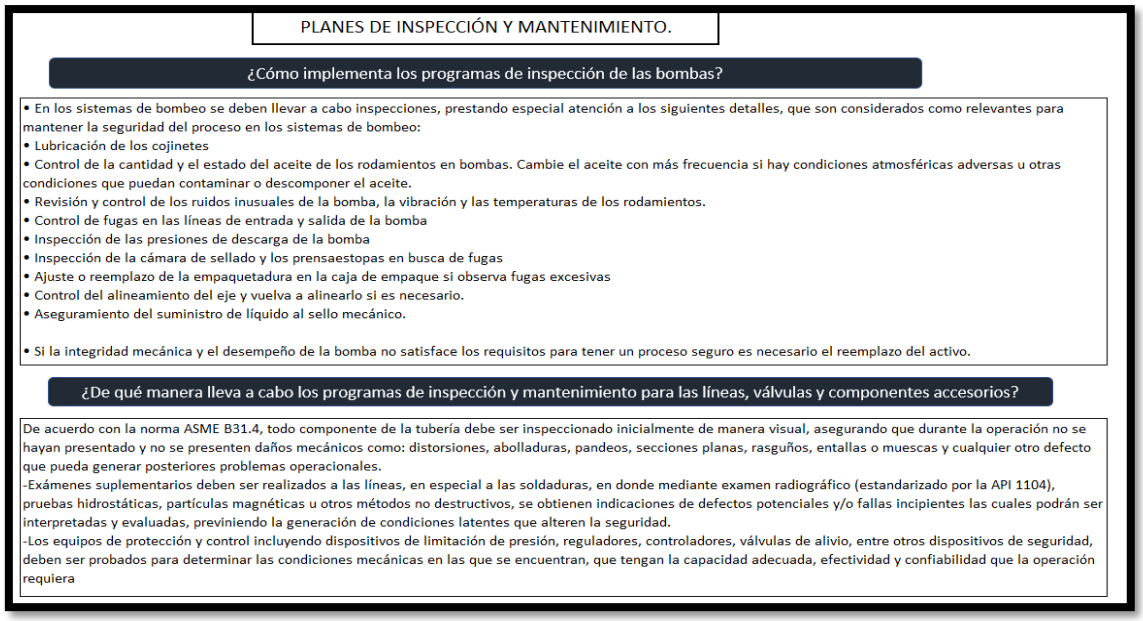
En la sección de seguridad de procesos, el usuario tiene la posibilidad de acceder a un menú donde se encuentran los pilares y elementos del modelo (Figura 18); los cuales reúnen una serie preguntas y recomendaciones que se brindan por cada elemento del modelo (figura 19). Estas recomendaciones sirven como lineamientos base para aplicar la metodología HAZOP a los sistemas de medición de crudo.

Figura 18.

Visualización de la sección de "Sistema de gestión en seguridad de procesos"

Figura 19.

Visualización del cuestionario y recomendaciones que hay en cada elemento

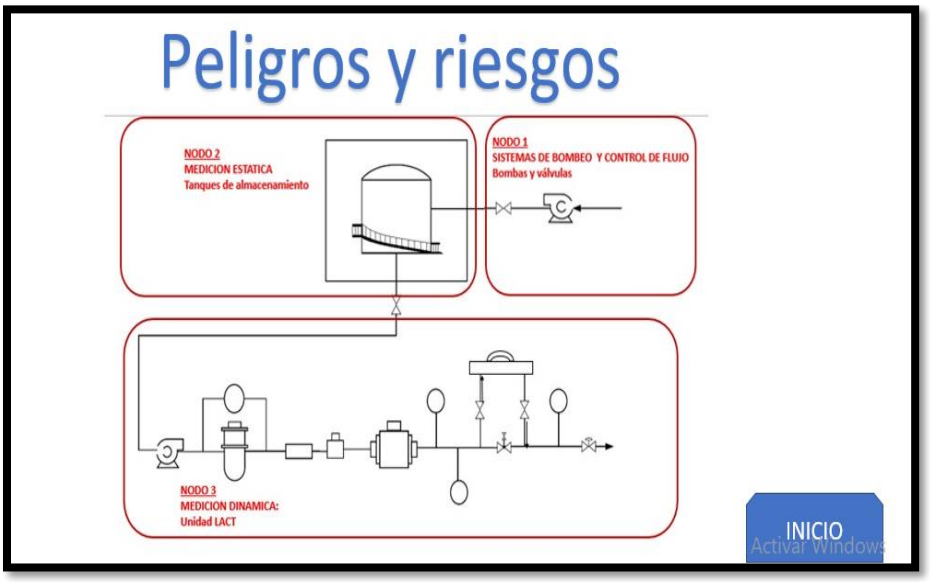


5.2. Sección Análisis de Peligros y Riesgos.

Basándose en una revisión bibliográfica de normativa técnica y estándares nacionales e internacionales, antecedentes y experiencias sobre la ocurrencia de incidentes mayores en facilidades de medición estática y dinámica de crudo; esta sección resume algunos de los principales peligros y riesgos a los que estas expuestos los sistemas de medición de crudo. (elemento 2 - Identificación de peligros y análisis de riesgos). Al entrar en esta sección, se puede visualizar el esquema de un sistema de medición (figura 20), el cual está dividido en tres nodos (ver elemento 1 - Identificación de plantas y procesos.). Al acceder a cada nodo, se puede observar la información anteriormente descrita.

Figura 20.

Visualización de la sección de análisis y peligros de riesgos



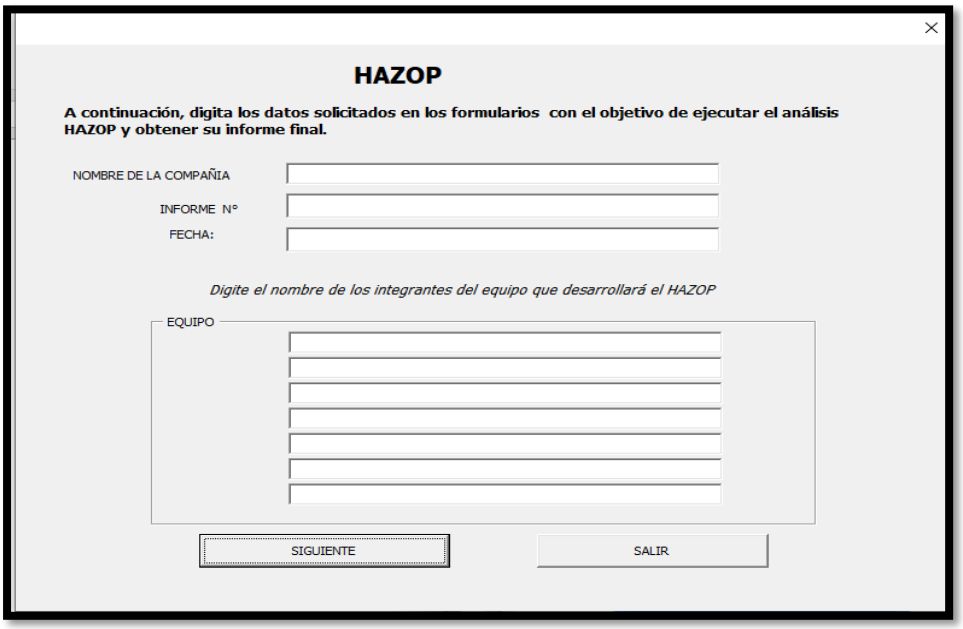
5.3. Sección de la Metodología HAZOP.

Este componte de la herramienta tiene como fin la aplicación de la metodología HAZOP teniendo en cuenta los lineamientos, guías y recomendaciones establecidos en el modelo del sistema de gestión de seguridad de procesos. Para una efectiva aplicación de la metodología, a continuación, se establecen una serie de pautas y recomendaciones para tener en cuenta:

Equipo multidisciplinario: se debe definir un equipo de trabajo, identificando un líder de equipo, estableciendo objetivos, responsabilidades y horarios de trabajo para todos los miembros. Cada miembro debe ser especialista en un área técnica relacionada con el proceso. En la figura 21, se puede visualizar un el formulario que se debe diligenciar con los datos de la empresa, fecha y los nombres de los integrantes del grupo que llevara a cabo el análisis HAZOP.

Figura 21.

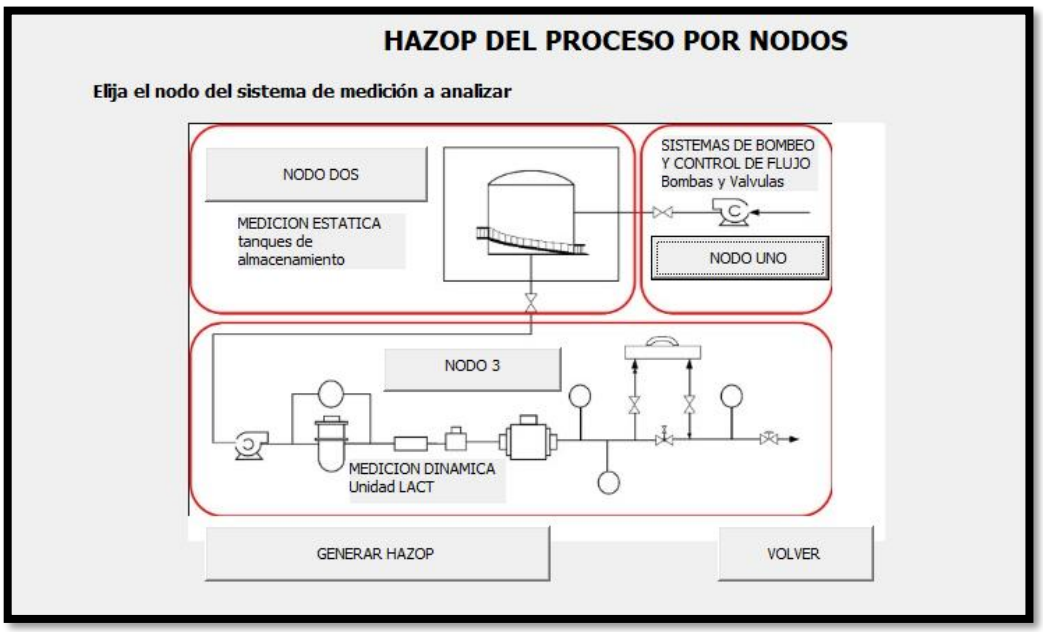
Visualización de la sección de análisis y peligros de riesgos



Definición del sistema: principalmente se debe definir y tener muy claro el alcance y los límites operacionales de los activos que componen el sistema de medición, los cuales serán objeto del análisis HAZOP. Como estrategia de análisis el sistema debe ser divido en nodos o unidades más pequeñas. Para el caso del presente análisis con le herramienta de seguridad de procesos, la figura 22 representa el sistema nodal propuesto (elemento 1- Identificación de plantas y procesos) con el cual se puede realizar el análisis, según como se requiera (análisis de uno o varios nodos).

Figura 22.

Visualización de los nodos propuestos



Requerimientos y datos técnicos: para la ejecución de un estudio de HAZOP se requieren una serie de documentos técnicos e información específica que describa el sistema de estudio y

sus procesos. Dentro de la documentación requerida se encuentra datos de diseño de los activos y datos del diseño de la operación como los señalados en la tabla 3 del elemento 1- Identificación de plantas y procesos del presente modelo.

Palabras guía, parámetros y desviaciones: Teniendo todos los insumos necesarios o datos técnicos requeridos para análisis y la selección de los nodos, el equipo multidisciplinario da inicio a la metodología HAZOP. Se deben establecer una serie de palabras guía (mas, menos etc.) y parámetros de proceso (Presión, temperatura etc.) para identificar las desviaciones de parámetros que tienen el potencial de afectar la seguridad de los procesos. A continuación, en la figura 23 y tabla 7 se presenta algunos ejemplos de desviaciones que se pueden presentar en los sistemas de medición de crudo y el significado de estas respectivamente. El equipo multidisciplinario puede seleccionar entre las desviaciones propuestas por el software o añadir nuevas según sea el caso de análisis

Figura 23.

Visualización de las desviaciones propuestas

Nota: En este caso se pueden visualizar las desviaciones planteadas para el nodo 2 de medición estática.

Tabla 7.

Desviaciones y su significado

Desviación	Significado	Observaciones
Más volumen	Indica el aumento de volumen de producto en un tanque de almacenamiento.	Se plantea un escenario de sobrellenado en un tanque de almacenamiento.
Más presión	Indica un aumento excesivo de la presión por encima de los limites operacionales seguros del sistema.	Se plantea un escenario donde ocurre perdida de contención y daños en los activos de medición estática y dinámica debido al aumento excesivo de la presión.
Menos presión	Indica una disminución de la presión por debajo de los limites operacionales seguros del sistema.	Se plantea un escenario donde la presión operacional caer por debajo del punto de burbuja del producto, generando la acumulación de gases y posteriormente cavitación.
Más temperatura	Indica un aumento excesivo de la temperatura por encima de los limites operacionales y de diseño de los activos, generando condiciones inseguras.	Se plantea el escenario donde el exceso de temperatura daña la integridad mecánica de los activos de medición estática y dinámica. Adicionalmente hace referencia a posibles escenarios de incendio, donde una atmosfera con gases inflamables genere una ignición.
Menos temperatura	Indica una disminución de la temperatura por debajo de los limites operacionales seguros del sistema.	Se plantea un escenario donde las condiciones ambientales severas hagan disminuir drásticamente la temperatura de la operación, logrando alterar las propiedades del fluido.
Más reacción	Hace referencia a la corrosión u otro mecanismo de daño que se genere a raíz de reacciones químicas de los productos con los materiales de los activos.	Se plantea un escenario donde la corrosión, afecta la integridad mecánica de los activos producto de propiedades del fluido de trabajo, altas temperaturas o condiciones ambientales abrasivas.

Causas, consecuencias, protecciones, riesgos y recomendaciones: el equipo multidisciplinario debe analizar las desviaciones identificadas proponiendo para cada una, las posibles causas que la pudieran originar, las consecuencias derivadas, las protecciones existentes en las instalaciones contra la desviación y debe establecer las recomendaciones, entendidas como aquellas acciones preventivas o correctivas que se deben aplicar. En el software, al seleccionar una desviación, se observa una serie de, causas, consecuencias, protecciones y recomendaciones relacionadas a esta, que sirven como lineamientos o guías para facilitar el análisis HAZOP como se puede apreciar la figura 24. De igual forma se pueden adicionar nuevas desviaciones como se observa en la figura 25.

Figura 24.

Interfaz de la desviación sobrellenado

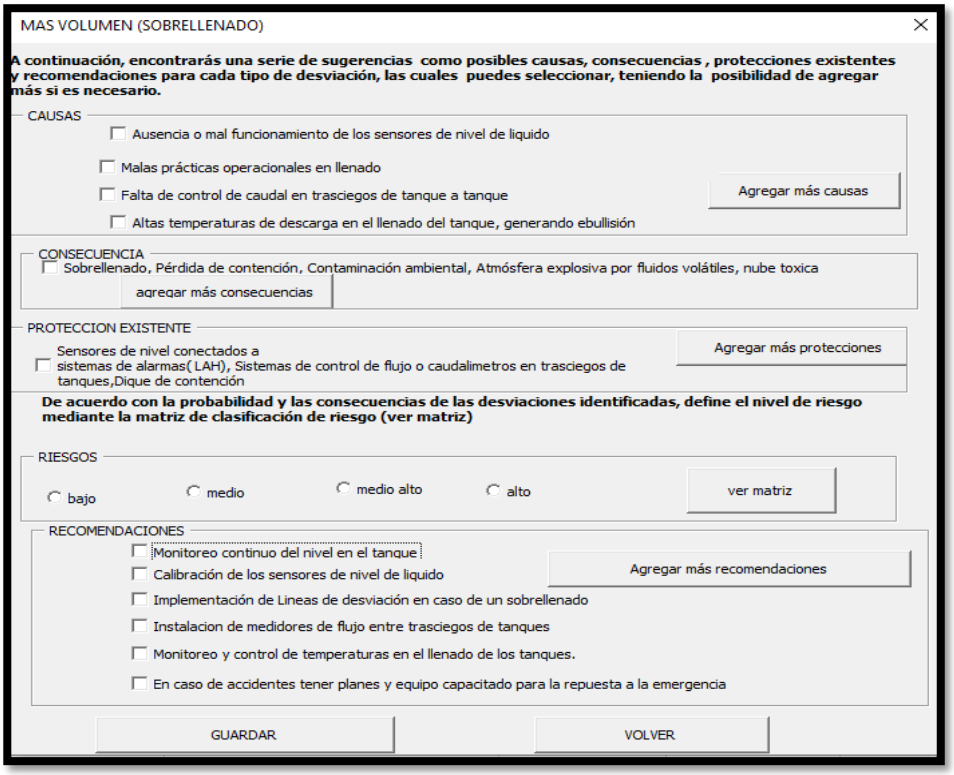
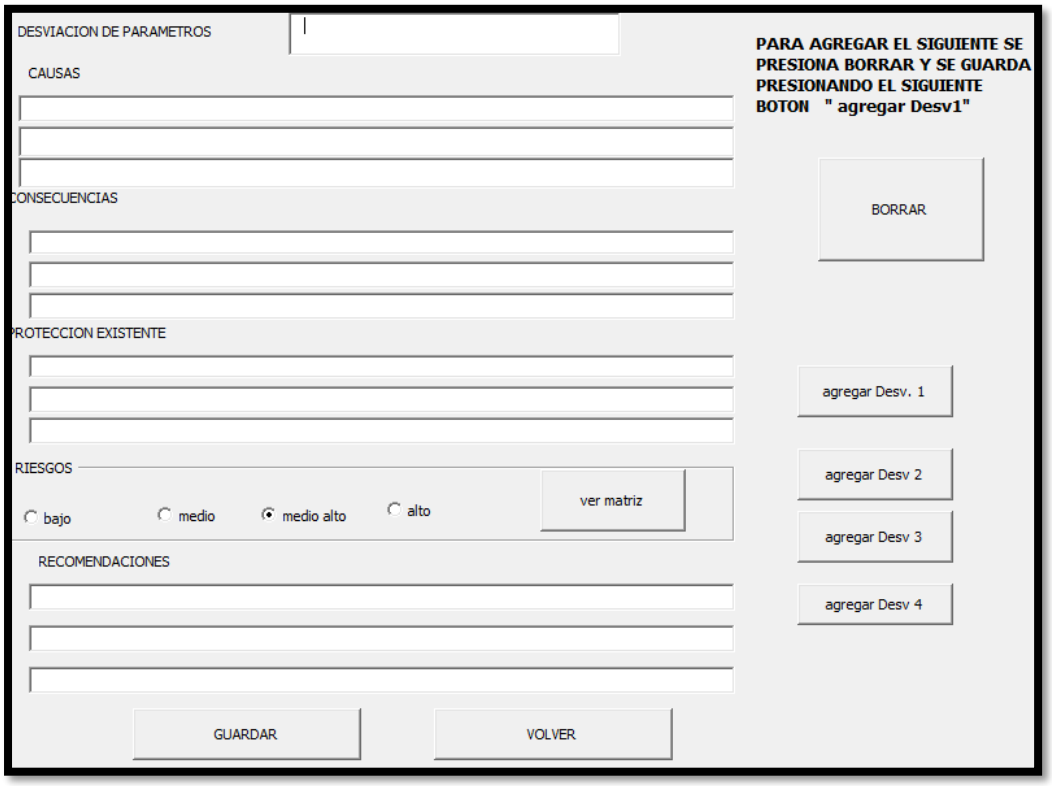


Figura 25.

Interfaz para agregar nuevas desviaciones



Riesgo: de acuerdo con la probabilidad y las consecuencias de las desviaciones identificadas, el equipo define el nivel de riesgo mediante una herramienta llamada matriz de clasificación de riesgo y permite también definir las prioridades para implementar las recomendaciones que surgen en el estudio HAZOP. El software permite analizar el nivel de riesgo de una manera cualitativa por medio de una matriz general de riesgos, como se puede observar en el Apéndice H (Perez, 2016).

Como resultado de la metodología se obtiene un informe HAZOP (ver figura 26), el cual reúne todas las deviaciones analizadas por el equipo multidisciplinario y las observaciones o

recomendaciones que deben ser aplicada. La herramienta software brinda un informe prototipo de HAZOP el cual contendrá toda la información descrita anteriormente. Este informe debe ser modificado en cuanto a diseño, por cuanto al generarse en una hoja de Excel, es necesario la configuración del ajuste del texto en las respectivas celdas con el fin de dar una vista agradable a la presentación del informe.

Figura 26.

Informe prototipo HAZOP

UNIDAD DOS						INTEGRANTES	
COMPAÑÍA				INFORME			
				FECHA			
D.parametros	causas	consecuencias	proteccion existente	riesgos	recomendaciones		
Más Volumen(sobrellenados)	Ausencia o mal funcionamiento de los sensores de nivel de liquido	Sobrellenado, Pérdida de contención, Contaminación ambiental, Atmósfera explosiva por fluidos volátiles, nube toxica	Sensores de nivel conectados a sistemas de alarmas(LAH), Sistemas de control de flujo o caudalimetros en trasciegos de tanques,Dique de contención	medio	Monitoreo continuo del nivel en el tanque		
	Malas prácticas operacionales en llenado				Calibración de los sensores de nivel de liquido		
	Falta de control de caudal en trasciegos de tanque a tanque				Implementación de Lineas de desviación en caso de un		
	Altas temperaturas de descarga en el llenado del tanque, generando ebullisión				Instalacion de medidores de flujo entre trasciegos de tanques		
					Monitoreo y control de temperaturas en el llenado de		
					En caso de accidentes tener planes y equipo capacitado para la repuesta a la		

6. Conclusiones

- Es importante que las compañías cuenten con un sistema de gestión de seguridad de procesos consolidado. En la presente investigación se diseñó un modelo de un sistema de gestión que incorpora seguridad de procesos, el cual propone 4 pilares y 12 elementos basados en las guías y lineamientos de RBPS de CCPS en conjunto con normativas, estándares y buenas prácticas en procesos de fiscalización de crudo y trasferencia de crudo custodia. Estos pilares y elementos sirven como un marco de referencia o una guía para que las compañías que tienen facilidades de medición de crudo como tanques de almacenamiento y unidades LACT, puedan minimizar los riesgos existentes en sus sistemas, mediante la aplicación de todas las recomendaciones que se documentan en el capítulo 4.
- Teniendo en cuenta la revisión bibliográfica y el análisis realizado en esta investigación, se considera que los principales requerimientos de integridad de los activos en los sistemas de medición de crudo son: la aplicación de buenas prácticas operacionales, correcta gestión de actividades de inspección y mantenimiento, respuesta a emergencias, el correcto y seguro diseño de equipos, buenas prácticas en materia de cultura de la seguridad de los procesos, manejo del cambio, investigación de incidentes y la correcta gestión de competencias en los trabajadores.
- Los principales riesgos asociados a los sistemas de medición estática y dinámica de hidrocarburos son las pérdidas de contención de crudo o cualquier tipo de material inflamable que pueda generar desastres mayores como incendios, explosiones y

contaminaciones ambientales, siendo los tanques de almacenamiento el activo con mayor nivel de criticidad en estos sistemas, debido a las cantidades grandes de fluido que almacena.

- Se diseña una herramienta prototipo de seguridad de procesos (software), desarrollado por medio del programa Microsoft office Excel y haciendo uso del lenguaje de programación y la herramienta Visual Basic, en donde a partir de formularios codificados, permite implementar la metodología HAZOP de una manera interactiva y practica basándose en las recomendaciones y planes de acción propuestos en el presente modelo y resumidos en la misma herramienta. La aplicación del software resulta efectiva y fácil de ejecutar a la hora de ejecutar el análisis HAZOP para la seguridad de los procesos, siendo esta metodología considerada como una de las más efectivas en materia de análisis cualitativo en las industrias.

Referencias Bibliográficas

American Petroleum Institute. (1994). Vocabulario. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual de Estándares de Medición de Petróleo* (Segunda, pp. 1–94). https://pdfslide.net/documents/api-mpms-1manual-de-estandares-medicion-petroleo-vocabulario.html

American Petroleum Institute. (1998a). *Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks Nonrefrigerated and Refrigerated* (American Petroleum Institute, Ed.; Quinta Edición). https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.2000.1998.pdf

American Petroleum Institute. (1998b). Chapter 4-Proving Systems Section 4-Tank Provers API 4.4. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Segunda Edición, pp. 1–22). https://www.apiwebstore.org/publications/preview.cgi?a62393cb-9b59-4731-9fc6-3e3801b3d4dd

American Petroleum Institute. (2001). *Management of Atmospheric Storage Tank Fires API Recommended practice 2021* (American Petroleum Institute, Ed.; 4th ed.). https://pslcolombia.com/documentos/API%20RP%202021%20Management%20of%20Atmospheric%20Storage%20Tank%20FiresFo1.pdf

American Petroleum Institute. (2002a). Chapter 6-Metering Assemblies Section 1 -Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems Petroleum Institut e. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 6-Metering Assemblies* (Segunda Edición, pp. 1–13). https://vsip.info/api-61-2nd-

manual-of-petroleum-measurement-standards-chapter-6-metering-assemblies-section-1-96-pdf-free.html

American Petroleum Institute. (2002b). Chapter 5-Metering Section 6-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters API 5.6. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Quinta Edición, pp. 1–54). https://es.scribd.com/document/52663204/API-5-6-2002

American Petroleum Institute. (2003). Chapter 4-Proving Systems Section 2-Displacement Provers API 4.2. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Tercera Edición).

American Petroleum Institute. (2005a). Chapter 5-Metering Section 8-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology API 5.8. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Primera Edición, pp. 1–24). https://es.scribd.com/document/368908570/API-MPMS-5-8-Section-8-Measurement-of-Liquid-Hydrocarbons-by-Ultrasonic-Flow-Meters-Using-Transit-Time-Technology

American Petroleum Institute. (2005b). Chapter 5-Metering Section 1-General Considerations for Measurement by Meters API 5.1. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Cuarta Edición). https://es.scribd.com/document/319626871/API-Mpms-5-1-Espanol

American Petroleum Institute. (2005c). Chapter 5-Metering Section 2-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters API 5.2. In American Petroleum

Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Tercera Edición, pp. 1–15).

American Petroleum Institute. (2005d). Chapter 5-Metering Section 3-Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Quinta Edición, pp. 1–26). http://ballots.api.org/copm/colm/ballots/docs/Bal5_3WAreaff.pdf

American Petroleum Institute. (2009). *Inspection Practices for Piping System Components :API Recommended practice 574* (Tercera Edición). https://es.scribd.com/document/352408878/API-574-PRACTICAS-PARA-INSPECCION-DE-TUBERIAS-docx

American Petroleum Institute. (2013). Chapter 4-Proving Systems Section 6-Pulse Interpolation. In American Petroleum Institute (Ed.), *Manual of Petroleum Measurement Standards* (Segunda Edición). http://ballots.api.org/copm/colm/ballots/docs/04_6w_er_e2_Reaf.pdf

American Petroleum Institute. (2014a). *Welded Tanks for Oil Storage: API Standard 650* (American Petroleum Institute, Ed.; Duodécima Edición). https://www.academia.edu/44460265/Welded_Tanks_for_Oil_Storage

American Petroleum Institute. (2014b). *Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks API RP 575: Vol. Tercera Edición*. https://www.apiwebstore.org/publications/item.cgi?24195137-fd8b-4376-bd7a-699b7d8ea5b9

Canchon, C. A., & Hernández, P. A. (2021). *Guía Metodológica para el Análisis de Riesgo de las Actividades de Exploración y Explotación del Sector Hidrocarburos*. http://hdl.handle.net/20.500.12558/3424

NRF-015-PEMEX, Pub. L. No. NRF-015-PEMEX-2008, Protección de áreas y tanques de almacenamientos de productos inflamables y combustibles 1 (2008). http://www.cucba.udg.mx/sites/default/files/proteccioncivil/normatividad/NRF-015-PEMEX-2008-F.pdf

Center for Chemical Process Safety CCPS. (2007). *Guidelines for Risk Based Process Safety*.

LEY 1523 DE 2012, (2012). https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=47141

Decreto 2157 , Presidencia de la Republica 1 (2017). https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%202157%20DEL%2020%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202017.pdf

Diener Precision Pumps Inc. (2020, November 23). *Positive Displacement Pumps*. https://dienerprecisionpumps.com/positive-displacement-pumps/

ECOPETROL. (2007). Capitulo 3 Sección 1 Medición de carro tanques. In ECOPETROL (Ed.), *Manual de Medición de Hidrocarburos* (pp. 1–19).

ECOPETROL. (2008). Capitulo 5 Medición dinámica. In ECOPETROL (Ed.), *MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS* (pp. 1–67).

ECOPETROL. (2010). Capitulo 6- Sistemas de Medición Dinámicos en oleoductos y poliductos. In *Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles* (pp. 1–14).

ECOPETROL. (2012). Condiciones generales y vocabulario. In *MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.*

https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/e05201ba-56df-46a8-8c15-0e4d3d2b7911/Apéndice+No+4+ECP-VSM-M-001+Condiciones+generales+y+vocabulario.pdf?MOD=AJPERES&attachment=true&id=1583943487298

ECOPETROL. (2013). Capitulo 4 Sistemas Probadores. In ECOPETROL & Vicepresidencia de Innovación y Tecnología Corporativo de Normas y Estándares (Eds.), *Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles* (pp. 1–41). ECOPETROL.

EMERSON. (n.d.). Prevención de sobrellenado: Llevando la prevención de sobrellenado al siguiente nivel. *EMERSON*. Retrieved September 19, 2021, from https://www.emerson.com/documents/automation/article-taking-overfill-prevention-to-next-level-technical-article-rosemount-es-81238.pdf

EMERSON. (2017). *La guía del ingeniero para la medición de tanques EDICIÓN 2017*. https://www.emerson.com/documents/automation/gu%EDa-la-gu%EDa-de-inicio-r%E1pido-del-ingeniero-para-la-medici%F3n-de-tanques-rosemount-es-es-4261176.pdf

EMERSON. (2021). *La guía del ingeniero para la medición de tanques* (EMERSON, Ed.; EDICIÓN 2021). https://www.emerson.com/documents/automation/gu%EDa-la-gu%EDa-de-inicio-r%E1pido-del-ingeniero-para-la-medici%F3n-de-tanques-rosemount-es-es-4261176.pdf

Fortin Construcciones. (2020). *Petroleo y Gas:Muros de contensión*. El Fortin Construcciones. https://www.mendeley.com/reference-manager/library/all-references/

Gamma Petroleum Services. (n.d.). *Cathodic Protection Services*. Gamma Petroleum Services. Retrieved September 19, 2021, from http://gammaps.net/cp-corrison-se.html

Goulds Pumps. (2008). *Manual de seguridad de bombas de proceso industrial*. http://www.gouldspumps.com/ittgp/medialibrary/goulds/website/Literature/Instruction%20and%20Operation%20Manuals/Numerical/IP_Safety_Manual_ESN_Sept09.pdf?ext=.pdf

GRUPO SYZ. (n.d.). *Valvulas de presión y vacio*. GRUPO SYZ. Retrieved September 19, 2021, from https://www.grupo-syz.com/product/valvulas-de-presion-y-vacio/#

Gunthamburg. (n.d.). *Máquinas Fluidomecánicas hidraulicas. Bombas de desplazamiento positivo*. Retrieved September 16, 2021, from https://www.gunt.de/images/download/positive-displacement-pumps_spanish.pdf

Gutierrez, V. H. (2018). *Diseño del Sistema de producción y operaciones para una empresa de transporte de hidrocarburos por oleoducto, con una propuesta MRP que garantce la disponibilidad de activos críticos*. http://hdl.handle.net/11232/1135

Henao, F. A. (2021). Risk-based decisions: Implementing the asset integrity program. *Process Safety Progress*, *40*(S1), 24–31. https://doi.org/10.1002/prs.12287

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (S. A. Interamericana Editores, Ed.; Sexta Edición). McGRAW-HILL. https://www.uca.ac.cr/wp-content/uploads/2017/10/Investigacion.pdf

Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks. (2014).

Khan, F., Hashemi, S. J., Paltrinieri, N., Amyotte, P., Cozzani, V., & Reniers, G. (2016). *Dynamic risk management: A contemporary approach to process safety management*. http://www.elsevier.com/open-access/userlicense/1.0/

Lacayo M, J., & Ortiz J, J. (2015). *Caracterización de los modelos de administración de la seguridad de procesos. Sector petroquímico de Cartagena Caso (Cabot colombiana y Ecopetrol refinería de Cartagena)*. https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0068842.pdf

Loachamin J. (2019). *Diseño y simulacion de proteccion catodica en la industria petrolera.* https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18175/1/UPS%20-%20ST004385.pdf

Marin, D. (2017). *Analysis of lightning behavior in hydrocarbon storage tanks*. https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/62105/16070073.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y

McNaughton, K. J. (2016). *BOMBAS seleccion, uso y mantenimiento* (F. Noriega, Ed.; Primera Edición). McGRAW-HILL. https://issuu.com/bedermauriciocayatopaquispe/docs/mcgraw_hill_-_bombas_seleccion__uso

Meng, Y., Song, X., Zhao, D., & Liu, Q. (2021). Alarm management optimization in chemical installations based on adapted HAZOP reports. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, *72*, 1–8. https://doi.org/10.1016/j.jlp.2021.104578

MESA ETP. (2008). *Productos para tanques de almacenamiento: Sistema de suministro de espuma*.

Decreto 1073, 1 (2015). https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887

Resolución 41251, 1 (2016). https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/37318-Resolucion-41251-23Dic2016.pdf

RESOLUCIÓN 40198, (2021). https://xperta.legis.co/visor/legcol/legcol_62e62609754549019461ead8b84eaa40/coleccion-de-legislacion-colombiana/resolucion-40198-de-junio-24-de-2021

Decreto 321 de 1999, Presidencia de la Republica 1 (1999).

Muñoz, F. (2017). *Plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad a equipo crítico en área zona intermedia ENAP Refinerias ACONCAGUA.* http://hdl.handle.net/11673/39962

National Fire protection association. (2005). *NFPA 11 Norma para Espumas de Baja, Media y Alta Expansión* (Organización Iberoamericana de Protección contra incendios, Ed.; Edición 2005). https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=bWlzZW5hLmVkdS5jb3xzZW5ham9zZXZlbGV6fGd4OjU4OGZkN2Q3ZjY2NTQ3NTg

Occupational Safety and Health Administration. (2017). *Process Safety Management for Storage Facilities OSHA 3909-03*. https://www.osha.gov/sites/default/files/publications/OSHA3909.pdf

Orihuela, P. (2012). Análisis de Trabajo Seguro (ATS): ¿Los obreros lo entienden? *Corporación Aceros Arequipa. Boletín Construcción Integral, Año, 5*, 1–6. http://www.motiva.com.pe/articulos/El_Analisis_Trabajo_Seguro.pdf

Perez, A. (2016, November 8). *Como crear una Efectiva Matriz de Riesgos en tan solo 3 Pasos*. https://www.ceolevel.com/como-crear-una-efectiva-matriz-de-riesgos-en-tan-solo-3-pasos

Rodriguez, J. L. (2011). *Áreas o lugares peligrosos - Clasificación por claes y zonas* (Boletin Técnico GING-BT-006-11). https://idoc.pub/documents/norma-api-rp-500-mwl11gr7g9lj

Rodríguez, Y. (2014). *Definición de la política de mantenimiento para el equipamiento productivo de la UEB "Elpidio Sosa" de la Electroquímica de Sagua la Grande a partir de la metodología de Análisis de riesgo*. http://dspace.uclv.edu.cu:8089/handle/123456789/4083

Safety and Engineering Network. (2019). *Development of Process Safety Management Models*. https://senwork.com/news/development-of-process-safety-management-models/

Saldarriaga, R. (2019). *La Seguridad de procesos un imperativo en la sostenibilidad de la industria de la palma*. https://www.cenipalma.org/wp-content/uploads/2019/10/6.1-RENE-SALDARRIAGA_compressed.pdf

Santos R, J. (n.d.). *Claves para el desarrollo Sostenible*. Claves Para La Prevención de Los Accidentes Industriales: ISO 55.000 e Integridad de Los Activos. Retrieved September 14, 2021, from https://www.inerco.com/blog/iso-55000/

Sarmiento, J. A. (2019). *Propuesta metodológica para el diagnóstico y evaluación de sistemas de seguridad de procesos incluyendo principios verdes*. http://hdl.handle.net/10882/9676

SETI Equipos petroleros. (n.d.). *RGA - Sistema de puesta a tierra retráctil*. Retrieved September 19, 2021, from https://seti-equipos.com/sistema-de-puesta-a-tierra-rga/

Sotoodeh, K. (2021). Analysis and Failure Prevention of Nozzle Check Valves Used for Protection of Rotating Equipment Due to Wear and Tear in the Oil and Gas Industry. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, *21*(4), 1231–1239. https://doi.org/10.1007/s11668-021-01162-2

The Canadian Association of Petroleum Producers. (2019). *Guide Process Safety Event (PSE) Reporting* . https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2019/11/Process_Safety_Event_PSE_Reporting_Gui-334210.pdf

U.S. Department of Labor Occupational Safety and Health Administration. (2000). *OSHA 3132 Process Safety Management*. https://www.osha.gov/sites/default/files/publications/osha3132.pdf

Zhiqiang, M., Lili, G., Tianlei, T., Xiaoyong, Y., Fengying, Z., & Weiei, N. (2021). Common failures and solutions of check valve in gathering and transportation of produced crude oil. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *784*(1). https://doi.org/10.1088/1755-1315/784/1/012005

Apéndices

Apéndice A. Modelo de lista de Verificación para inspección de medidas de cultura en materia de seguridad en procesos en sistemas de medición estática y dinámica.

Aspectos para Inspeccionar	Cumple	No cumple
• Se imparten cursos de formación en temas relacionados con cultura de la seguridad		
• Se concientiza a los trabajadores de la importancia de la aplicación continua de buenas prácticas,		
• Las buenas prácticas se acogen a lineamientos y estándares nacionales e internacionales; relacionados a procedimientos seguros en los sistemas de medición estática y dinámica de crudo.		
• Los trabajadores comprenden que la seguridad procede de la aplicación conjunta de actividades de mantenimiento e inspección, operación segura, identificación de peligros y riesgos, gestión del cambio y fortalecimiento de competencias humanas		
• Se imparten cursos de formación en temas relacionados a los procesos y los activos que intervienen en la medición estática y dinámica de crudo.		
• Se imparten cursos que tienen en cuenta el mantenimiento de la integridad, los peligros y el riesgo latente identificados en los procesos y los activos que intervienen en la medición estática y dinámica de crudo		
• Se proporciona material de seguridad de procesos como herramientas, procedimientos de trabajo, guías técnicas, prácticas recomendadas, entre otros		
• Se difunden comportamientos esperados por la compañía en materia de seguridad de procesos de sistemas de medición estática y dinámica tales como competencias en gestión de la seguridad, respuesta a emergencias, identificación de daños, entre otros; utilizando diferentes medios de comunicación.		
• Se implementa un sistema de reconocimiento para premiar las buenas prácticas de los trabajadores.		
• Se fomenta la comunicación, participación y cooperación entre los empleados		

Apéndice B. Modelo de lista de Verificación para establecer la Responsabilidades de involucrados

Responsabilidades de nivel gerencial	**cumple**	**No cumple**
1. Define planes, proyectos y programas relacionados con las mejoras de la confiabilidad en los sistemas de medición de hidrocarburos de acuerdo con las necesidades detectadas.		
2. Establece responsabilidades y la estructura de gestión de seguridad para el logro de las metas y objetivos propuestos		
3. Gestiona la comunicación efectiva entre superiores y subalternos.		
4. Propicia la formación de comités HSE, subcomités de seguridad de procesos, y las mesas técnicas de los componentes de seguridad de procesos y la rendición de cuentas correspondientes		
5. Establece las mejores formas de ejecutar las actividades que requieran las operaciones fiscalización y transferencia de crudo en custodia a través de documentos como lineamientos, normas de referencia, procedimientos, instructivos y/o guías técnicas.		
Responsabilidades de los líderes de operación:		
1. Tener Compromiso para con los sistemas de medición, asegurando su funcionamiento y control		
2. Hace seguimiento al cumplimiento del plan de medición creando a su vez condiciones seguras		
3. Programa acciones de capacitación para que todo el personal cuente con las competencias necesarias para trabajar bajo condiciones seguras		
4. Analiza el desempeño de los equipos y sistemas de medición para determinar oportunidades de mejora, optimización, actualización o reemplazo.		
5. Asegura el cumplimiento de la calibración de los equipos e instrumentos de medición, tanques y probadores, así como sus equipos de protección.		
6. Coordina las auditorías internas de los equipos teniendo en cuenta todos los factores que intervienen en la seguridad de los procesos		

7. Observa en campo las diferentes operaciones diarias de los trabajadores	
8. Se asegura que el trabajador de cumplimiento de los requisitos de seguridad de los procesos y HSE	
9. Interactúa con el trabajador para fomentar el compromiso de corrección de conductas en caso de encontrarse desviaciones	
10. Asesora a los responsables de los activos, sobre los requerimientos técnicos para asegurar la confiabilidad de los sistemas de medición, teniendo en cuenta las normas regulatorias	
Responsabilidades de los operadores	
1. Cumple con los lineamientos, normas de referencia, procedimientos, instructivos y/o guías técnicas del sistema de gestión en seguridad de procesos de la compañía	
2. Asiste y aprueba las diferentes capacitaciones programadas.	
3. Se apropia de la cultura de la seguridad de procesos y corrige las conductas inadecuadas propias de la operación	
4. Reporta oportunamente toda anomalía que se presente en la operación que pueda representar una condición de riesgo sin miedo a represalias	

Apéndice C. Modelo de lista de Verificación para inspeccionar los procesos de capacitación

Gestiones en procesos de capacitación a verificar	***cumple***	***No cumple***
• Se realizan evaluaciones previas de conocimientos y habilidades de los empleados relativas a los requisitos técnicos identificados para asegurar los procesos en las operaciones de fiscalización y transferencia de crudo en custodia		
• Se cuenta con un inventario de habilidades básicas para lograr un desempeño satisfactorio.		
• Se capacita en tareas de trabajo con los riesgos específicos de seguridad y salud identificados, procedimientos y prácticas seguras de trabajo aplicables a la tarea que desempeñe el empleado.		
• Se capacita en procedimientos de control y respuesta a emergencias (paradas oportunas, conteo de personal, primeros auxilios, notificación, coordinación con grupos, notificación a agencia reguladora y esfuerzo de combate de incendios)		
• Se evalúa la eficacia de la formación		
• Se valida la calidad de los instructores		

Apéndice D. Lista de tareas de mantenimiento e inspección sistemas de bombeo y control de flujo

Tarea	Cumple	No cumple	N/A	Observaciones
BOMBAS:				
Verificar la correcta lubricación de los cojinetes de la bomba, ya que se podría generar chispas por calor excesivo y fallos				
Verificar y controlar la cantidad y el estado del aceite de los rodamientos en bombas Verificar por ruidos extraños o vibraciones no deseadas				
Verificar la condición de las líneas, conexiones de entradas y salidas y el cuerpo de la bomba en busca de fugas.				
Verificar la cámara de sellado y prensa estopas en busca de fugas				
Revisar las conexiones, pasadores y bridas que estén corroídas para su remplazo				
Alinear el eje de la bomba correctamente para impedir fallos catastróficos				
verificar que las bombas estén funcionando con protector de acoplamiento o resguardo protector				
VALVULAS				
Revisión de agua de refrigeración				
Revisar las funciones de precalentamiento,				
Revisar las funciones de drenaje y asilamiento de la válvula				
revisar el cuerpo de la válvula en búsqueda de deformaciones, fisuras o fracturas en bridas roscas y demás conexiones en el cuerpo de la válvula				
verificar la funcionalidad de los componentes de las válvulas como el actuador y el posicionador				

Lubricación de las empaquetaduras de vástago, caja de engranajes, pernos, tornillos, golillas y tuercas

Apéndice E. Lista de tareas de mantenimiento e inspección para tanques atmosféricos

Tarea	Cumple	NO Cumple	N/A	Observaciones
CUERPO TANQUE (ENVOLVENTE)				
Revisar el cuerpo del tanque (anillos envolventes) en búsqueda de corrosión, fallas de pintura, picaduras, grietas fracturas y hacer las respectivas restauraciones				
Verificar si existe corrosión, fugas fracturas, perforaciones en juntas soldadas, conexiones de boquillas al tanque, cordones de soldadura, remaches o pernos, , en la soldadura de soportes de otros accesorios al tanque, y en la unión entre el cuerpo y el fondo del tanque				
Medir el espesor en cada anillo del cuerpo en busca de láminas desgastadas que han perdido espesor y requieran restauración. La medición se puede llevar a cabo con pruebas no destructivas como la medición ultrasónica (UT)				
En tanques de techo flotante, verificar zonas internas y externas corroídas con mayor atención a la zona de las 24 pulgadas superiores del cuerpo, ya que estas secciones de las placas se corroen comúnmente a una rata más alta debido a la exposición constante a la atmósfera en ambas caras de la lámina. Hacer las respectivas acciones correctivas que se requieran.				
verificar el buen estado de todos los refuerzos de manhole, y en entradas y salidas de tubería.				
Verificar el estado y conexión del sistema puesta a tierra				
Verificar el estado y asegurar funcionamiento de indicadores de nivel y temperatura.				
TECHOS				
En los espacios entre el cuerpo y los sellos del techo flotante se pueden presentar ciertas fugas, sin embargo, fugas excesivas indican mal funcionamiento de los sellos, por lo que se debe				

inspeccionar visualmente y corregir las fugas mientras que el tanque está en servicio	
Verificar los drenajes del agua en los techos en búsqueda de roturas u obstrucción. Si los drenajes no funcionan adecuadamente, se pueden generar acumulaciones de líquido que generen daños en el techo. En consecuencia, se deben hacer las respectivas reparaciones y limpiezas.	
Verificar si existen fallas en el recubrimiento, picaduras, corrosión y perforaciones en las láminas. En caso de identificar daños, restaurar las áreas que lo requieran.	
Verificar si hay corrosión y el estado los cordones de soldaduras	
Verificar el estado de las válvulas de presión y vacío y asegurar su funcionamiento.	
VENTEOS	
Verificar el funcionamiento de los venteos, e inspeccionar en búsqueda de corrosión o acumulación de materia extraña que pueda taponarlos. Se limpian para asegurar su funcionamiento.	
FUNDACION Y ANILLO DE CONCRETO	
Chequear rellenos de concretos y bases de anillo se deben para identificar roturas, grietas, y deterioro general. Hacer respectivos arreglos de encontrarse daños.	
Verificar drenajes en la cimentación del tanque y hacer tareas de limpieza si es necesario.	
PERNOS DE ANCLAJE	
Revisar la condición de los pernos de anclaje y reponer si hay daño o ausencia de ellos.	
CONEXIONES DE TUBERIAS	
Revisar las juntas de bridas apernadas en búsqueda de corrosión externa. Las tuberías conectadas al tanque se deben inspeccionar en caso de posible distorsión si el tanque ha presentado asentamiento excesivo.	
DIQUE	

Verificar estado físico de los muros del dique en general y que este impermeabilizado	
Verificar el estado del sello entre el muro de contención y las tuberías que lo atraviesan	
Verificar que los sistemas de tuberías de entrada y salida del tanque no estén corroídos, no presenten pandeos o flexiones, que estén pintados y las bridas no tengan fugas, estando debidamente ancladas.	
verificar que todo el cableado o conexiones eléctricos que puedan representar puntos de ignición, estén protegidos por sistemas de bandejas o	
Examinar las condiciones del suelo del dique, para asegurarse que no estén erosionados o dañados	
Examinar el estado los drenajes para asegurarse que no estén obstruidos y no haya estancamiento de agua. una correcta limpieza y restauración de las zonas taponadas, agrietadas y erosionadas debe realizarse como acción correctiva	
EQUIPO CONTRA INCENDIO	
las líneas, compartimientos, conexiones, y ductos de espuma debe ser examinados visualmente y verificarse	
PROTECCION CATODICA	
Verificar el funcionamiento y buen estado del sistema de protección catódica	

Apéndice F. Lista de tareas de mantenimiento e inspección para la unidad LACT

Tarea	Cumple	NO Cumple	N/A	Observaciones
Unidad LACT				
Verificar el correcto funcionamiento de indicadores de presión, temperatura, asegurando no sobrepasar límites operacionales Lados los equipos.				
Asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas de protección contra la corrosión en cada activo; protección catódica o recubrimientos especiales.				
verificar el correcto funcionamiento de los filtros, inspeccionando las mayas para evitar la acumulación de materia extraña y abrasiva y taponamientos.				
inspeccionar las conexiones de entrada y salida de flujo de todos los componentes de la unidad LACT, asegurar el correcto sello e inspeccionar visualmente en búsqueda de fracturas, desgaste y fugas.				
Asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas contraincendios e inspeccionar los sistemas de contención tipo, asegurando su integridad.				
En los medidores tipo turbina se debe verificar que el rotor gire libremente, asegurándose de no presentar daños en los bordes, y no que no tenga matera extraña adherida. Como actividad correctiva se debe llevar a cabo una adecuada limpieza de la turbina prestando especial atención de los álabes del rotor.				
En medidores Coriolis, verificar los tubos internos en busca de grietas y fugas				
En medidores de desplazamiento se debe asegurar el funcionamiento de pistones y componentes rotativos.				

Apéndice G. Propuesta formato ATS

Empresa:	Analisis de trabajoo seguro- ATS					
Procedimiento:(mantenimiento de tanque, llenados..etc)		ATS No:	Fecha:			Hora:
Tareas (hace referencia a los pasos del procedimiento)	Peligros	Consecuencias	Riesgo:(Se estima o calcula según metodolgia adecuada)			Acciones de control
			BAJO	MEDIO	ALTO	
Participantes	EPP necesario	Otro	FIRMA			

Apéndice H. Matriz de riesgos cualitativa

Riesgo Bajo		Riesgo Medio		Riesgo Medioalto	Riesgo Alto		
					PROBABILIDAD		
CONSECUENCIA	PERSONAS	AMBIENTE	ECONÓMICO	REPUTACIÓN	REMOTA (A lo largo de la historia han ocurrido dentro de la industria)	IMPROBABLE (Una ocurrencia cada 10 años)	PROBABLE (Una ocurrencia entre 1 y 3 años)	FRECUENTE (Una o más ocurrencias en el año)
MENOR	Eventos donde se requieren primeros auxilicios y se presentan lesiones no registrables	Impacto ambiental que no requiere remediación o no hay impacto o daño fuera del sitio de trabajo	Escasa pérdida financiera	No hay preocupación pública o interés de los medios de comunicación				
MODERADO	Eventos donde se presentan lesiones con atención médica o casos restringidos de los trabajadores en el lugar de trabajo	Impacto ambiental moderado, es decir que requiere limpieza o remediación en menos de 1 mes.	Moderadas pérdidas financieras	Impacto menor fuera del sitio que genera molestia pública, ruido, humor, olor o tráfico, y que genera una posible reacción pública adversa, con conciencia de los medios.				
MAYOR	Eventos donde se presentan lesiones incapacitantes temporales de los trabajadores en el lugar de trabajo	Impacto ambiental significativo, es decir que requiere limpieza o remediación mayor de 1 mes.	Pérdidas financieras importantes	Impacto moderado fuera del sitio limitado a daños a la propiedad, efectos menores en la salud del público o lesiones de primeros auxilios del público, con reacción púbica adversa y preocupación de los medios nacionales				
CRÍTICO	Una o más fatalidades	Impacto ambiental extensivo es decir que requiere limpieza o remedicación en un tiempp superior a 6 meses e implica pérdida significativa de vida terrestre y acuática o daños a la cadena alimentaria inciertos	Pérdidas financieras drásticas con posible salida del negocio	Daños graves fuera del sitio de la propiedad, muerte fuera del sitio, efecto de salud a largo plazo, o lesiones incapacitantes en el público. Reacción pública que amenaza la continuidad del negocio y genera preocupación de los medios internacionales.				