

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN
PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DE
INSTALACIONES PETROLERAS

ILVAR JOSE VANEGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2013

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN
PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DE
INSTALACIONES PETROLERAS

ILVAR JOSE VANEGAS

Trabajo de grado bajo modalidad de monografía, presentado como requisito para
optar al título de ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

Director: JORGE ENRIQUE MENESSES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2013

Quiero dedicar este trabajo a todos aquellos profesionales de la comunidad del conocimiento que compartieron conmigo todas sus experiencias que permitieron enriquecer su contenido.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCION	
2. OBJETIVOS	16
2.1 Objetivo General	16
2.2 Objetivos Específicos	16
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
4. JUSTIFICACION	19
5. DIAGNOSTICO	20
6. CONTEXTO TEORICO	21
6.1 Marco Regulatorio Normativo	21
7. IDENTIFICACION DE COMPETENCIAS LABORALES DEL RECURSO HUMANO	24
8. ENTORNO OPERACIONAL DE EQUIPOS ESTATICOS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS	35
8.1 Extracción y levantamiento	36
8.2 Recolección de fluido de Pozos	37
8.3 Separación	38
8.4 Bombeo para la venta	42
9. IDENTIFICACION DE EQUIPOS CRITICOS	44
9.1 Etapas	49
9.1.1 Levantamiento información	49
9.1.2 Definición de grupos de inventario	51
9.1.3 Establecer circuitos de corrosión	52
9.1.4 Análisis de probabilidad y Consecuencias	53
9.1.5 Evaluación de resultados	60
9.1.6 Determinar puntos de alta criticidad	65

10. TECNICAS DE Inspección	67
10.1 Técnica de Inspección Visual	67
10.2 Técnica de Inspección por Líquidos Penetrantes	68
10.3 Técnica de Inspección por Partículas Magnéticas	69
10.4 Técnica de Inspección mediante corrientes de Eddy	70
10.5 Técnica de Inspección por Radiografía Industrial	70
10.6 Técnica de inspección por ultrasonido	71
11. PLAN DE INSPECCION	78
12. PLAN DE COSTOS	83
13. CONCLUSIONES	89
14. BIBLIOGRAFIA Y CIBERGRAFIA	91

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Fases típicas de un proyecto petrolero	25
Figura 2: Ciclo de la separación de petróleo crudo	35
Figura 3: Equipos básicos para el levantamiento de crudo	36
Figura 4: Equipos básicos para la recolección de crudo	37
Figura 5: Batería típica para la separación de crudo	38
Figura 6: Recipientes a presión para la separación de crudo	40
Figura 7: Tanques atmosféricos para el almacenamiento de crudo	41
Figura 8: Cuadro típico de control de plantas procesadoras de crudo	42
Figura 9: Estación de bombeo y oleoducto para el transporte de crudo	43
Figura 10: Matriz típica de valoración riesgo API 580	45
Figura 11: Herramienta informática ORBIT – Módulo Screenin	48
Figura 12: Identificación de grupo de inventarios	52
Figura 13: Identificación de circuitos de corrosión	53
Figura 14: Flujo grama de decisión de impacto a ambiente	57
Figura 15: Mecanismos de falla	59
Figura 16: Matriz de resultados de la corrida en ORBIT – Módulo Screening	61
Figura 17: Distribución de riesgos de acuerdo al fluido	64
Figura 18: Ítems en ALTO riesgo, de acuerdo a tipo de equipo	65
Figura 19: Esquema donde se resaltan los puntos de mayor criticidad en el sistema de crudo	65

Figura 20: Esquema de inspección visual y equipos utilizados	68
Figura 21: Fallas detectadas por la técnica de líquidos penetrantes	69
Figura 22: Fallas detectadas por la técnica de partículas magnetizables	69
Figura 23: Examinación de placas tubulares mediante la técnica de corrientes de Eddy	70
Figura 24: Esquema, equipo y trabajo de campo en la examinación mediante la técnica radiografía industrial	71
Figura 25: Esquema, equipo y trabajo de campo en la examinación mediante la técnica de ultrasonido	72
Figura 26: Plan de inspección a 12 años	79
Figura 27: plan de inspección a 5 años, abarcando la totalidad de los equipos	80
Figura 28: Esquema típico de la función de costos de mantenimiento	83
Figura 29: Distribución de categorías del riesgo	85
Figura 30: Matriz de riesgo API – RBI cuantitativo	85
Figura 31: Curva nivel de riesgo (diagrama de Pareto según Riesgo del Activo)	86
Figura 32: Gráfica Riesgo Financiero usando el proceso de RBI Cuantitativo	87

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Normas y estándares internacionales básicos para la gestión de Integridad y confiabilidad operacional de activos petroleros	21
Tabla 2: Caracterización de competencias en la fase de desarrollo (visualización, conceptualización, definición).	26
Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución	27
Tabla 4: Caracterización de competencias en la fase de operación y mantenimiento	34
Tabla 5: Inventario de equipos y líneas de arreglo de tubería	49
Tabla 6: terminología para los encabezados de plantillas del software	50
Tabla 7: Criterios de ORBIT para definir tamaño de inventario	54
Tabla 8: Distribución de grupos de inventario de acuerdo al tamaño	54
Tabla 9: Criterios de impacto definidos por ORBIT	55
Tabla 10: Ejemplo de formato de criticidad, en este caso para los separadores electrostáticos	56
Tabla 11: Matriz de definición de criticidad por impacto a personas	57
Tabla 12: Matriz de definición de criticidad por impacto al negocio	58
Tabla 13: Factores de daño definidos por API 581	59
Tabla 14: Mecanismo de daño por adelgazamiento	60
Tabla 15: Distribución de riesgos para el ítem analizados	61
Tabla 16: Listado del equipo crítico	62
Tabla 17: Detección y capacidad de dimensionamiento de los principales métodos de END	75

Tabla 18: Análisis Ensayos No destructivos END versus mecanismo de daño	75
Tabla 19: Variables para incluir en Plan de inspección detallado	81

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD Y CONFIABILIDAD DE INSTALACIONES PETROLERAS ¹

AUTOR:

ILVAR JOSE VANEGAS ²

PALABRAS CLAVES:

Integridad mecánica, confiabilidad operacional, facilidades de superficie, plan de Inspección

CONTENIDO:

El presente trabajo producto de una revisión cuidadosa de la literatura disponible y de discusiones del tema con profesionales altamente experimentados, conocedores de la industria del petróleo sobre el tema de integridad mecánica y confiabilidad de activos para el procesamiento de hidrocarburos.

Parte de la problemática actual colombiana donde la Inspección de Integridad Mecánica sobre los activos productivos de la Industria de los hidrocarburos se realiza únicamente a equipo nuevo dejando de un lado la Inspección sobre equipo en servicio con un breve diagnóstico de los operadores de campos de producción en lo referente a: objetivos, manejo del riesgo, mantenimiento, desempeño y seguimiento de la confiabilidad operacional de los activos de superficie.

Contiene una visión clara y sencilla sin entrar en el fundamento científico, más bien el fundamento práctico que le permita a la Gerencia entender su aplicabilidad económicamente sustentable y que genere valor sobre los activos en cuatro tópicos importantes: el primero la regulación y normatividad internacional en que se fundamentan los conceptos, el segundo las características técnicas y del conocimiento del recurso humano necesario para el desarrollo de la gestión de Integridad de los activos, el tercero las principales técnicas y metodologías para los programas de Integridad y confiabilidad operacional, se propone un modelo para la realización del plan de inspección y pruebas bajo los lineamientos de las mejores prácticas de la industria aceptadas mundialmente para equipos en operación como recipientes a presión, arreglos de tuberías para proceso y transporte por ducto de hidrocarburos.

Por último presenta una visión general del costo beneficio que representa para la industria de los hidrocarburos la adecuada preservación de las facilidades de superficie basadas en confiabilidad operacional.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ingeniero Jorge Meneses

ABSTRACT

TITLE:

ECONOMIC TECHNICAL STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A PROGRAM INTEGRITY AND RELIABILITY EVALUATION OF OIL FACILITIES ³

AUTHOR:

ILVAR JOSE VANEGAS ⁴

KEYWORDS:

Mechanical integrity, operational reliability, surface facilities, inspection plan

CONTENTS:

This work product of a careful review of the available literature and discussions of the subject with highly experienced professionals, knowledgeable about the oil industry on the subject of mechanical integrity and reliability of assets for processing hydrocarbons.

Part of the current Colombian problem where Mechanical Integrity Inspection of the production assets of the oil & gas industry is done only to new equipment leaving aside the inspection on equipment in service with a brief analysis of the operators of fields production regarding: objectives, risk management, maintenance, monitoring performance and operational reliability of surface assets.

It contains a clear and simple vision without going into the scientific basis, rather the practical foundation that will enable the management to understand their applicability and generate sustainable economic value of the assets on four major topics: first, regulation and international regulations that underlie the concepts, the second technical characteristics and knowledge of human resources necessary for the development of integrity management of assets, the third the main techniques and methodologies for program integrity and operational reliability, propose a model to carry out the inspection and testing plan under the guidelines of best industry practices accepted worldwide for operating equipment as pressure vessels, piping arrangements for processing and pipeline transportation of hydrocarbons.

Finally presents an overview of the cost-benefit accounting for the hydrocarbon industry adequate preservation of surface facilities based on operational reliability.

³ Workdegree

⁴ Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director Ingeniero Jorge Meneses

1. INTRODUCCIÓN

Colombia sin ser un país petrolero, su producción ha alcanzado el millón de barriles diarios, hoy día su economía depende en buena parte de la explotación de este recurso natural concentrado en zonas generalmente deprimidas con grandes conflictos económicos y sociales; varias son las compañías que actualmente se encargan de su desarrollo construyendo instalaciones petroleras en el territorio nacional, conformando una amplia red de ductos por la que se transportan varias clases de hidrocarburos, gran parte de ellas obedecen a contratos de concesiones y asociaciones con varios años de duración. En la firma de estos contratos el estado no ha asegurado que se proteja la integridad y confiabilidad de lo que tendrá que heredar de las grandes compañías cuando éstas vean que el decaimiento de los yacimientos ya no es rentable y sea el estado quien tenga que asumir los costos por mantenerlos productivos para mantener la economía.

Con ocasión del accidente del poliducto en Dos quebradas, Risaralda, por lo cual Ecopetrol fue investigado por la Procuraduría general de la Nación por descuidar el ducto; situación que prendió las alertas del país y un interrogante; hasta qué punto nuestras instalaciones petroleras están protegidas no solamente contra fenómenos naturales o contra condiciones externas como atentados terrorista sino ante esa enfermedad silenciosa producto del desgaste por los años de servicio motivo por el cual quienes son responsable de este desarrollo no pueden estar ajenos a este tema que cobra relevancia en el país.

La gestión de activos de las industrias asociadas a los hidrocarburos debe ser una decisión gerencial por lo que es pertinente poder ver y entender los dos pilares en que se fundamentales de esta gestión; la integridad mecánica de activos estáticos y la función de confiabilidad operacional de equipos rotativos.

Este trabajo en la modalidad de monografía pretende mediante el análisis de estudios de algunos casos realizados en las compañías del sector, conversaciones con expertos y revisión de la literatura disponible, mostrar las pautas tecno-económicas necesarias para implementar programas de integridad y confiabilidad operacional que sea de fácil entendimiento por la Gerencia.

Se aborda el tema desde la fase misma de visualización del proyecto resaltando la caracterización de perfiles laborales necesarios para desarrollar esta función en cada fase del proyecto, se describe la metodología para definir e identificar la criticidad de los equipos, se dan las pautas para la elaboración de planes para inspección y ensayos que garanticen una función predictiva y preventiva, finalmente se aborda un enfoque de costos probabilísticos.

Se espera que finalmente sea una guía para los profesionales de la industria petrolera quienes finalmente serán los encargados de tomar la decisión de su diagnóstico, formulación, implementación y desarrollo a través de compañías externas o de un área especializadas de la compañía de igual manera que para el profesional en formación abra las expectativas por profundizar en estudios que aporten valor agregado a la industria y al país.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio técnico económico que contribuya a la presentación de programas de mantenimiento basado en integridad y confiabilidad de instalaciones petroleras en términos económicamente medibles que facilite la aprobación por la alta gerencia.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las competencias laborales necesarias de recurso humano y técnico para la evaluación de integridad mecánica de equipos estáticos.

- Identificar el entorno Operacional de los Equipos Estáticos y su afectación en la integridad mecánica y confiabilidad de acuerdo con los materiales con que están fabricados, condiciones operacionales, fluidos de operación y entorno ambiental.

- Identificar hacia cuales equipos deben concertarse los esfuerzos de inspección.

- Identificar las técnicas de inspección con sus respectivas limitantes y aplicaciones para la evaluación de la integridad mecánica y metodologías para Gerenciar la confiabilidad operacional de equipos estáticos.

- Establecer un plan de inspección con las frecuencias y los alcances de las inspecciones de equipos con base en el comportamiento histórico de fallas, modo de degradación, deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales.

- Elaborar planes de costos que ofrezcan vías para Gerenciar el nivel de riesgo de los equipos estáticos conforme a las acciones de mitigación de los riesgos identificados.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aseguramiento de la integridad mecánica y funcionamiento confiable de una facilidad para la explotación o refinación de hidrocarburos es vital para el cumplimiento de las metas de producción diaria.

Actualmente la Gestión de Aseguramiento de Calidad se realiza solamente en la fase de construcción de proyectos de infraestructura de facilidades de superficie nuevos y no se incluye el seguimiento y control de las variables críticas que afectarían la integridad y confiabilidad en los presupuestos de operación y mantenimiento.

No tener un modelo de Gestión entendible y apoyado por la dirección de las organizaciones que permita asegurar la operación confiable de las facilidades de los centros de producción se incrementaran los costos operacionales OPEX debido a las pérdidas económicas generadas por descenso de la producción diaria y aumentos de los costos asociados a las actividades de mantenimiento correctivo no presupuestado.

4. JUSTIFICACION

Los profesionales de la industria petrolera se ven abocados a tomar importantes decisiones en los procesos productivos en todas las fases de un proyecto, especialmente en la selección y mantenimiento de activos productivos, donde fácilmente son generadores de gasto pero que a la vez pueden ser generadores de grandes ingresos a través del mejoramiento y optimización. Sin embargo, se ven obligados a realizar acciones de inversiones generalmente con muy poca información.

Lo anterior implica que los profesionales petroleros están obligados a disponer de las mejores herramientas, técnicas e información confiable que permita desarrollar una adecuada gestión de los activos, en la medida que pueda predecir y prevenir fallas espontaneas y recurrentes con el menor costo humano, económico y ambiental.

5. DIAGNOSTICO

Este análisis corresponde a una visión general de los campos de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

Las organizaciones y en general los operadores de los campos se encuentran alineados con objetivos y metas de producción pero no se establecen practicas conjuntas entre las diferentes áreas encaminadas al aseguramiento de la integridad de los activos.

Hay implementación de mantenimiento preventivo para equipos mayores pero no se controla su efectividad, de igual manera no hay una clasificación de equipos críticos, el mantenimiento se limita a intervención de equipos si una metodología o técnica de gestión específica.

El manejo de los riesgos se enfoca hacia procesos operacionales y administrativos pero no se analizan riesgos asociados a la integridad de los activos.

Los planes de mantenimiento generalmente son mediáticos y no se hace planeación a mediano y largo plazo que integre las mejores práctica, presupuestos, indicadores de desempeño y gestión de paradas de planta.

No se realiza seguimiento al desempeño de los activos, capacitación de operadores y de mantenimiento, no se lleva una base de datos de equipos eventos de falla, calibración de instrumentos que permita la implementación de metodologías de confiabilidad.

6. CONTEXTO TEÓRICO

6.1 MARCO REGULATORIO NORMATIVO

A continuación se presenta un compendio de normas internacionales que hacen parte de las buenas prácticas de la industria de los hidrocarburos y son guías aceptados mundialmente en el proceso de gestión de Confiabilidad e integridad mecánica de activos y pueden suplir la ausencia de normativa Colombiana.

Tabla 1: Normas y estándares internacionales básicos para la gestión de Integridad y confiabilidad operacional de activos petroleros Fuente: Diseño del autor	
Regulaciones de Seguridad para Sistemas de Presión (<i>Pressure Systems Safety Regulations - PSSR</i>) ⁵	Es un Reglamento de amplio alcance, incluidas las fases de diseño y construcción, instalación, examen en servicio, operación, mantenimiento, modificación y reparación, mantenimiento de registros que tienen que ver con el riesgo creado por la liberación de energía almacenada a través de una falla del sistema.
<p><i>BSI British standard Institute</i>⁶</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>CP312 Thermoplastics pipework</i> • <i>BS 806 Ferrous piping for land boilers</i> • <i>BS 5351 Steel ball valves</i> • <i>BS 5760 Reliability of systems, equipment & components</i> • <i>BS 6129-1 Metallic bellows expansion joints</i> • <i>PD 6470 The management of design for economic production</i> • <i>PD 6510 Assessing remanent life</i> • <i>BS 7000-4 Guide to managing design in construction</i> • <i>BS 7159 GRP piping systems</i> • <i>BS 7339 Checking of metallic materials of construction</i> • <i>PAS 55 Specification for the optimized management of Asset Management</i> 	BSI es el organismo nacional de normalización del Reino Unido, la documentación son principalmente sobre diseño y normas de productos y componentes, con poca relevancia sobre el mantenimiento y la inspección.

⁵ www.hsedirect.com

⁶ www.bsi-global.com

Tabla 1: Normas y estándares internacionales básicos para la gestión de Integridad y confiabilidad operacional de activos petroleros
Fuente: Diseño del autor

<p style="text-align: center;"><i>API American Petroleum Institute⁷</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>RP 520 Pressure Relieving Systems in Refineries – Sizing & Selection</i> • <i>RP 521 Pressure Relieving and Depressurizing Systems</i> • <i>API 570 Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration and Re-rating Of In-Service Piping Systems.</i> • <i>RP 571 Conditions Cuasing deterioration or failures.</i> • <i>RP 574 Inspection Practices for Piping Components</i> • <i>API 576 Inspection of Pressure Relieving devices</i> • <i>RP 578 Material Verification Program</i> • <i>RP 579 Fitness-for-Purpose</i> • <i>RP 580 Risk Based Inspection</i> • <i>RP 651 Cathodic protection of Aboveground Petroleum Storage tanks</i> • <i>API 581 Risk Based Inspection Resource Document</i> • <i>API 598 Valve Inspection & Testing</i> • <i>API 750 Management of Process Hazards</i> • <i>API 1129 Assurance of Hazardous Liquid Pipeline System Integrity</i> • <i>API 2001 Fire Protection in Refineries</i> • <i>API 2510A Fire Protection for LPG Storage Facilities</i> • <i>API 2028 Flame Arrestors in Piping Systems</i> • <i>API 510 Pressure Vessel Inspection Code.</i> • <i>Publ 2201 Procedures for Welding or Hot Tapping on Equipment Containing Flammables</i> • <i>Std 598 valve Inspection and Testing.</i> • <i>API 1160 Managing System Integrity for Hazardous. Liquid Pipelines</i> 	<p>El catálogo API contiene muchos documentos, que son los códigos, especificaciones y guías, principalmente relacionados con prácticas de la industria del petróleo en EE.UU.</p>
---	--

⁷ www.api.org/cat

Tabla 1: Normas y estándares internacionales básicos para la gestión de Integridad y confiabilidad operacional de activos petroleros
Fuente: Diseño del autor

<p><i>EEMUA - The Engineering Equipment & Materials Users' Association</i>⁸</p> <ul style="list-style-type: none"> • 149 <i>Identification of materials</i> • 153 <i>Supplement to B31.3</i> • 167 <i>Carbon steel valve castings</i> • 168 <i>Pressure testing</i> • 170, 171, 172, 173 <i>Production testing of valves</i> • 179 <i>Carbon steel in wet H2S</i> • 182 <i>Integral block & bleed manifolds</i> • 184 <i>Isolation of pressure relieving devices</i> • 185 <i>Hot tapping</i> • 188 <i>Operating periods of safety valves</i> • 192 <i>Valves for low temperature</i> • 193 <i>Assessment of inspection personnel</i> • 195 <i>Information sheets on pressure equipment</i> • 196 <i>Valve purchaser's guide to PED</i> • 199 <i>On-line leak sealing</i> • 200 <i>Spring supports</i> 	<p>EEMUA - The Engineering Equipment & Materials Users' Association - es una organización sin fines de lucro ayudando a las empresas que poseen u operan instalaciones industriales - los usuarios de equipos de ingeniería y materiales.</p> <p>EEMUA ayuda a mejorar la seguridad, desempeño ambiental y de explotación de las instalaciones industriales de la manera costo-efectiva. Empresas miembros gestionan las plantas de proceso, centrales eléctricas plataformas marinas, terminales de almacenamiento y otras instalaciones industriales en todo el mundo - activos de ingeniería de miles de millones de euros.</p> <p>EEMUA ha estado representando los intereses de los usuarios durante más de medio siglo, sin embargo el trabajo de la Asociación, probablemente nunca ha sido tan relevante como ahora. Mantener el equilibrio correcto de experiencia en ingeniería de la casa matriz, mantenerse al día del marco regulador y operativo de bienes de capital de manera eficiente, eficaz y de conformidad con los temas críticos para los propietarios de las plantas de capital.</p>
---	--

⁸ www.eemua.co.uk

7. IDENTIFICACION DE COMPETENCIAS LABORALES DEL RECURSO HUMANO.

Los proyectos en la industria de los hidrocarburos se desarrollan mediante fases con una cadena de valor específica. Comprende las fases de Desarrollo (Visualización, Conceptualización y Definición), Ejecución, Operación y Mantenimiento para concluir con una etapa para campos comercialmente inviables denominada Abandono. De igual manera la gestión de confiabilidad operacional e integridad mecánica es aplicable en todas las fases con mayor énfasis en las actividades de Ingeniería, Procura, Construcción, Pre-arranque, Arranque, Entrega, Operación / Mantenimiento como se muestra en la Fig. 1.

Todas estas actividades requieren un componente de recurso humano constituido por la combinación de especialistas en prácticas de gerencia, prácticas financieras, prácticas de ingeniería, prácticas de construcción, prácticas de inspección y prácticas en costos del ciclo de vida del proyecto.

En este orden de ideas dentro de la industria del petróleo se han identificado los siguientes perfiles básicos cuya cantidad, denominación de los cargos y ubicación dentro de la estructura organizacional es variable dependiendo del tamaño de la organización. Sin embargo la formación académica, el conocimiento, actividades técnicas, competencias laborales y experiencia se presentan bajo un mismo patrón de comportamiento independiente del tamaño de la organización. Es común que dentro de la industria los nombres asignados tengan una gran variedad de designaciones pero en esencia todos buscan el mismo objetivo

La caracterización de estos perfiles se presenta a continuación en la tabla 2, tabla 3 y tabla 4 para cada una de las etapas de la cadena de valor del proyecto de exploración, explotación o transporte por ductos de un campo petrolero donde se

puede identificar cada una de las competencias laborales necesarias para desempeñar un rol fundamental en las industria de los hidrocarburos asociados a la función de la integridad y confiabilidad operacional de los activos.

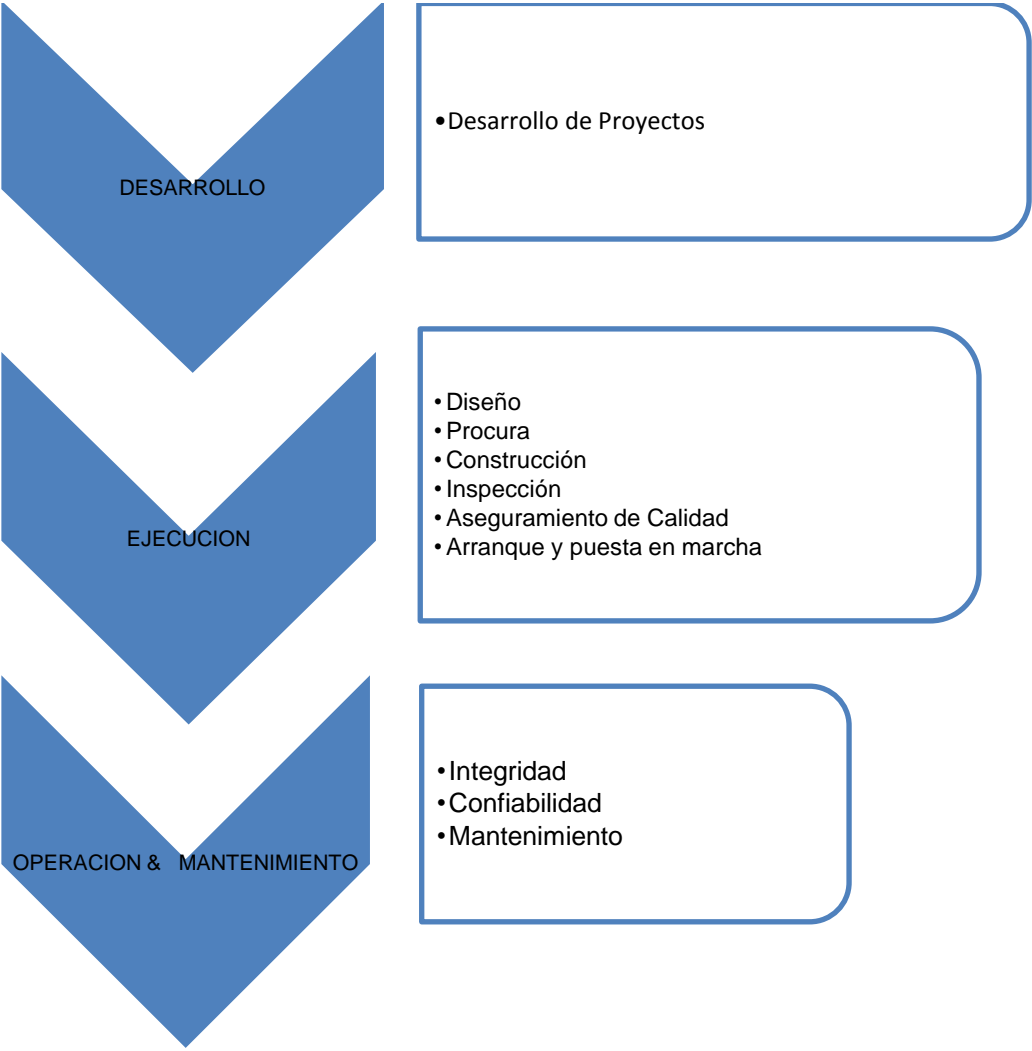


Figura 1: Fases típicas de un proyecto petrolero. Fuente: diseño del autor

Tabla 2: Caracterización de competencias en la fase de desarrollo.
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
Desarrollo de Proyectos	Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, Mecánica, Eléctrica, Civil, Electrónica y en general profesional de cualquier área de Ingeniería, Ciencias Administrativas o Química con experticia en la industria de los hidrocarburos.	Diseño básico de instalaciones y facilidades de producción de hidrocarburos. Proceso y operación de plantas de producción de hidrocarburos. Procesos de evaluación técnica, financiera, integridad y confiabilidad de proyectos.	Manejo de programas de diseño, desarrollo y evaluación de proyectos. Manejo de normas nacionales e internacionales aplicadas a la industria del petróleo. Manejo de la incertidumbre a través de análisis probabilístico. Modelaje de sistemas de confiabilidad, a través de mediciones sistémicas, banco de datos, correlaciones, simulaciones y estadísticas desde el punto de vista preliminar o etapa de visualización. Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo. Entender, escribir y hablar inglés. Conservar la calma bajo presión. Conciencia corporativa, logro de resultados, compromiso con el cliente, mejoramiento continuo, trabajo en equipo, flexibilidad, análisis y decisiones.	Superior a 10 años específica en la industria

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Diseño de equipo para procesos petroquímicos</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, Mecánica, Eléctrica, Civil o Electrónica</p>	<p>Diseño básico y detallado de instalaciones y facilidades de producción de hidrocarburos.</p> <p>Procesos de producción, mecánica, electricidad, automatización, operación e inspección de plantas para producción de hidrocarburos.</p> <p>Metodologías para asegurar la integridad del diseño y los requerimientos de confiabilidad operacional en la selección de equipos.</p> <p>Administración de contratos para ingeniería conceptual, básica y de detalle.</p>	<p>Manejo de programas de diseño, desarrollo y evaluación de proyectos.</p> <p>Manejo de normas nacionales e internacionales aplicadas a la industria del petróleo.</p> <p>Modelaje de constructibilidad usando software especializado en 3D.</p> <p>Manejo de normas internacionales y gestión de calidad para el diseño e ingeniería.</p> <p>Manejo e identificación de riesgos mediante metodologías de identificación de riesgos mayores en la etapa de Visualización-MAHID (<i>Major Hazard Identification</i>), identificación de riesgos en la etapa de Ingeniería conceptual y básica- HAZID (<i>Hazard Identification Analysis</i>) e identificación de riesgos operacionales en la etapa de ingeniería básica y de detalle-HAZOP (<i>Hazard and Operability</i>).</p> <p>Activa investigación y desarrollo para un manejo efectivo del conocimiento.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés.</p> <p>Conservar la calma bajo presión.</p> <p>Conciencia corporativa, logro de resultados, compromiso con el cliente, mejoramiento continuo, trabajo en equipo, manejo del cambio, flexibilidad, análisis y decisiones.</p>	<p>Superior a 10 años en la industria</p>

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Gestión de Compras, Contratación y Logística</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, Mecánica, Eléctrica, Civil, Electrónica y en general profesional de cualquier área de Ingeniería, Ciencias Administrativas o Química, con experticia en la industria de los hidrocarburos</p>	<p>Procesos de la cadena de suministro y contratación del sector de hidrocarburos.</p> <p>Procesos de evaluación técnica y económica de compra de bienes y servicios del sector petrolero.</p> <p>Contratación y legislación petrolera</p>	<p>Manejo de estrategias de compra y contratación conforme a los requerimientos de integridad y confiabilidad establecidos para cada tipo de activo.</p> <p>Manejo de estrategias de seguimiento de los programas de entrega de suministros.</p> <p>Soporte financiero de las inversiones en bienes y servicios adquiridos.</p> <p>Manejo de procesos de negociación de contratos para la adquisición de bienes o servicios.</p> <p>Manejo de normas internacionales para materiales y equipos de facilidades de producción de hidrocarburos.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés.</p> <p>Conservar la calma bajo presión.</p> <p>Conciencia corporativa, logro de resultados, compromiso con el cliente, mejoramiento continuo, trabajo en equipo, manejo del cambio, flexibilidad, análisis y decisiones.</p>	<p>Superior a 10 años en la industria</p>

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Gestión de Control y Aseguramiento de Calidad e Integridad.</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, Mecánica, Eléctrica, Civil, Electrónica y en general profesional de cualquier área de Ingeniería, Ciencias Administrativas o Química con experticia en la industria de los hidrocarburos.</p>	<p>Proceso de Gestión de Calidad e integridad mecánica de materiales y activos para la industria de los hidrocarburos.</p>	<p>Liderazgo hacia la cultura de Calidad, Confiabilidad e Integridad de activos petroleros.</p> <p>Gerenciar eficiente y eficaz el manejo del conocimiento.</p> <p>Manejo de procesos de Gerencia Estratégica. Amplio manejo y conocimiento de normas internacionales para la Gestión de la Calidad.</p> <p>Manejo de normas internacionales (ASTM, API, AASHTO, ASME, ANSI, AWS, IEEE, NEC, ISA, NFPA, NACE, BSI, etc.) para el diseño, construcción, inspección, certificación y puesta en marcha de instalaciones para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Certificación como Auditor Líder en Sistemas de Gestión de HSEQ (Healthy, Safety, Environment and Quality).</p> <p>Conocimiento de las metodologías de Confiabilidad operacional e integridad, Monitoreo de equipos, Análisis de criticidad, Análisis de causa raíz, Análisis de incertidumbre, Inspección Basada en Riesgo, Costo del Ciclo de Vida, Gerencia de la información, Optimización Costo-Riesgo-Beneficio, Análisis de modo de fallas y solución de problemas, Mantenimiento Total y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.</p> <p>Liderazgo para implementar programas de Gestión de Calidad y Gestión de integridad de activos de la industria del petróleo.</p> <p>Manejo del diseño de especificaciones técnicas, plan de calidad, plan de pruebas de activos para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Manejo efectivo y documentada de los riesgos asociados a la cadena de suministro de activos de la industria del petróleo.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés.</p> <p>Conservar la calma bajo presión.</p> <p>Conciencia corporativa, logro de resultados, compromiso con el cliente, mejoramiento continuo, trabajo en equipo, manejo del cambio, flexibilidad, análisis y decisiones</p>	<p>Superior a 10 años en la industria</p>

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
Inspector de Control de Calidad	Profesional, tecnólogo o técnico en el área de Proceso, Petróleos, mecánica, eléctrica, civil o electrónica	Proceso de Control de Calidad de materiales, equipos y servicios para la industria de los hidrocarburos	<p>Manejo de técnicas de inspección cualitativa, cuantitativa, destructiva y no destructiva de materiales.</p> <p>Manejo e implementación de planes de inspección y ensayos.</p> <p>Manejo de las técnicas de inspección mediante los ensayos no destructivos.</p> <p>Certificación como Auditor interno en Sistemas de Gestión de HSEQ.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Nivel intermedio del idioma inglés hablado y escrito.</p> <p>Manejo de normas internacionales para el diseño, construcción, inspección, certificación y puesta en marcha de instalaciones para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Interpretación de planos diseño de equipos.</p> <p>Manejo de las normas y buenas prácticas de inspección de equipos estáticos, equipos dinámicos, equipos eléctricos y de automatización y control.</p> <p>Documentar pruebas realizadas y modificaciones realizadas a los diseños originales.</p> <p>Certificación en Ensayos no destructivos con calificación Nivel II bajo estándar ASNT-TC-1^a</p>	Superior a 5 años en la industria

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución

Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Ingeniero residente de construcción en Obra</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, mecánica, eléctrica, civil, electrónica y en general profesional de cualquier área de ingeniería, ciencias, administrativas o química en la industria de los hidrocarburos</p>	<p>Diseño básico y detallado de instalaciones y facilidades de producción de hidrocarburos.</p> <p>Procesos constructivos de facilidades de producción de hidrocarburos.</p> <p>Procesos de inspección y ensayos de equipos estáticos, dinámicos, eléctricos y de automatización de la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Procesos de seguimiento y control de proyectos de construcción de facilidades e infraestructura para la industria petrolera.</p> <p>Procesos para la administración de contratos.</p>	<p>Manejo de programas de control de proyectos con certificación PMI.</p> <p>Manejo de normas nacionales e internacionales aplicadas a la industria del petróleo.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Manejo de normas del Sistemas de Gestión de HSEQ.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés, conservar la calma bajo presión.</p> <p>Conciencia corporativa, logro de resultados, compromiso con el cliente, mejoramiento continuo, trabajo en equipo, flexibilidad, análisis y decisiones</p>	<p>Superior a 5 años en la industria</p>

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución

Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Inspector Aseguramiento de Calidad y Certificación Mecánica</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, mecánica, eléctrica, civil, electrónica y en general profesional de cualquier área de ingeniería, ciencias, administrativas o química con experticia en la industria de los hidrocarburos</p>	<p>Proceso de Aseguramiento de Calidad e integridad mecánica de activos para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Proceso de certificación mecánica de activos petroleros</p> <p>Procesos de evaluación y determinación de circuitos de corrosión en obras de infraestructura minero energéticos.</p>	<p>Manejo y conocimiento de normas internacionales para la gestión de la calidad.</p> <p>Manejo de normas internacionales para el diseño, construcción, inspección, certificación y puesta en marcha de instalaciones para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Certificación como Auditor interno en Sistemas de Gestión de HSEQ.</p> <p>Conocimiento de las metodologías de Confiabilidad operacional e integridad mecánica,</p> <p>Monitoreo de equipos, Análisis de criticidad,</p> <p>Análisis de causa raíz, Análisis de incertidumbre, Inspección Basada en Riesgo, Costo del Ciclo de Vida, Gerencia de la información, Optimización Costo-Riesgo-Beneficio, Análisis de modo de fallas y solución de problemas, Mantenimiento total y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.</p> <p>Manejo del diseño de especificaciones técnicas, plan de calidad, plan de pruebas de activos para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Manejo efectivo y documentada de los riesgos asociados a la cadena de suministro de activos de la industria del petróleo.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés.</p> <p>Certificación como inspector autorizado por el API. Certificación en Ensayos no destructivos con calificación Nivel II bajo estándar ASNT-TC-1A.</p> <p>Certificación como inspector autorizado por el NACE (<i>National Association of Corrosion Engineers</i>)</p>	<p>Superior a 10 años en la industria</p>

Tabla 3: Caracterización de competencias en la fase de ejecución
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
Gestión de arranque y puesta en marcha	Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, mecánica, eléctrica, civil o electrónica	Procesos para el arranque y puesta en marcha segura de plantas de proceso de hidrocarburos	<p>Manejo y conocimiento de normas internacionales para la gestión de la calidad.</p> <p>Manejo de normas internacionales para el diseño, construcción, inspección, certificación, arranque, puesta en marcha, operación y mantenimiento de instalaciones para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Conocimiento de las metodologías de Confiabilidad operacional e integridad, Monitoreo de equipos, Análisis de criticidad, Análisis de causa raíz, Análisis de incertidumbre, Inspección Basada en Riesgo, Costo del Ciclo de Vida, Gerencia de la información, Optimización Costo-Riesgo-Beneficio, Análisis de modo de fallas y solución de problemas, Mantenimiento total y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.</p> <p>Manejo de planeación estrategia de paradas de Planta.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés</p>	Superior a 10 años en la industria

Tabla 4: Caracterización de competencias en la fase de operación y mantenimiento
Fuente: Diseño del autor

ESPECIALISTA	FORMACIÓN ACADÉMICA	CONOCIMIENTO Y HABILIDADES TÉCNICAS	COMPETENCIAS	EXPERIENCIA
<p>Gestión de Integridad, mantenimiento y confiabilidad</p>	<p>Profesional en el área de Ingeniería de Proceso, Petróleos, mecánica, eléctrica, civil o electrónica</p>	<p>Procesos de Confiabilidad operacional e Integridad mecánica de activos para la industria de petróleo y gas.</p> <p>Diseño de planes de inspección y mantenimiento de activos petroleros en servicio.</p> <p>Procesos de evaluación y determinación de circuitos de corrosión en obras de infraestructura minero energéticos.</p>	<p>Manejo y conocimiento de normas internacionales para la gestión de la calidad.</p> <p>Manejo de normas internacionales (ASTM, API, AASHTO, ASME, ANSI, AWS, IEEE, NEC, ISA, NFPA, NACE, BSI, etc.) para el diseño, construcción, inspección, certificación, arranque, puesta en marcha, operación y mantenimiento de instalaciones para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Certificación como Auditor interno en Sistemas de Gestión de HSEQ.</p> <p>Conocimiento de las metodologías de Confiabilidad operacional e integridad, Monitoreo de equipos, Análisis de criticidad, Análisis de causa raíz, Análisis de incertidumbre, Inspección Basada en Riesgo, Costo del Ciclo de Vida, Gerencia de la información, Optimización Costo-Riesgo-Beneficio, Análisis de modo de fallas y solución de problemas, Mantenimiento total y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.</p> <p>Manejo del diseño de especificaciones técnicas, plan de calidad, plan de pruebas de activos en servicio para la industria de los hidrocarburos.</p> <p>Modelaje de sistemas de confiabilidad, a través de mediciones sistémicas, banco de datos, correlaciones, simulaciones y estadísticas.</p> <p>Manejo de procesador de palabra y hoja de cálculo y de software especializado para la aplicación de la metodología de inspección basada en riesgo.</p> <p>Modelaje de las técnicas costo beneficio de planes de inspección y operaciones de mantenimiento.</p> <p>Entender, escribir y hablar inglés.</p> <p>Certificación como inspector autorizado por el API. Certificación en Ensayos no destructivos con calificación Nivel II bajo estañar ASNT-TC-1A.</p> <p>Manejo de técnicas para determinar circuitos de corrosión en las instalaciones de procesamiento de hidrocarburos.</p> <p>Manejo de Indicadores Clave de Desempeño de activos petroleros en operación.</p>	<p>Superior a 10 años en la industria</p>

8. ENTORNO OPERACIONAL DE EQUIPOS ESTATICOS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS.

La cadena de valor se inicia con el proceso de extracción del crudo desde el yacimiento a la superficie, utilizando diversos medios o equipos como puede ser el bombeo mecánico, levantamiento artificial por gas (gas lift), bombeo hidráulico y otros. Después el fluido es sometido a un proceso de tratamiento donde se separa del crudo las fracciones de gas y agua que contiene; luego debe ser almacenado y bombeado a las estaciones de los oleoductos donde se inicia el transporte a los centros de refinación. Otro proceso paralelo de generación de valor es el que ocurre con el gas que es sometido a tratamiento para eliminarle los pesados y hacerlo combustible para uso industrial. Si bien es cierto los productos como el agua y los sedimentos que hoy día generan poco valor con nuevas tecnologías se están buscando alternativas que sean económicas y ambientalmente sostenibles.

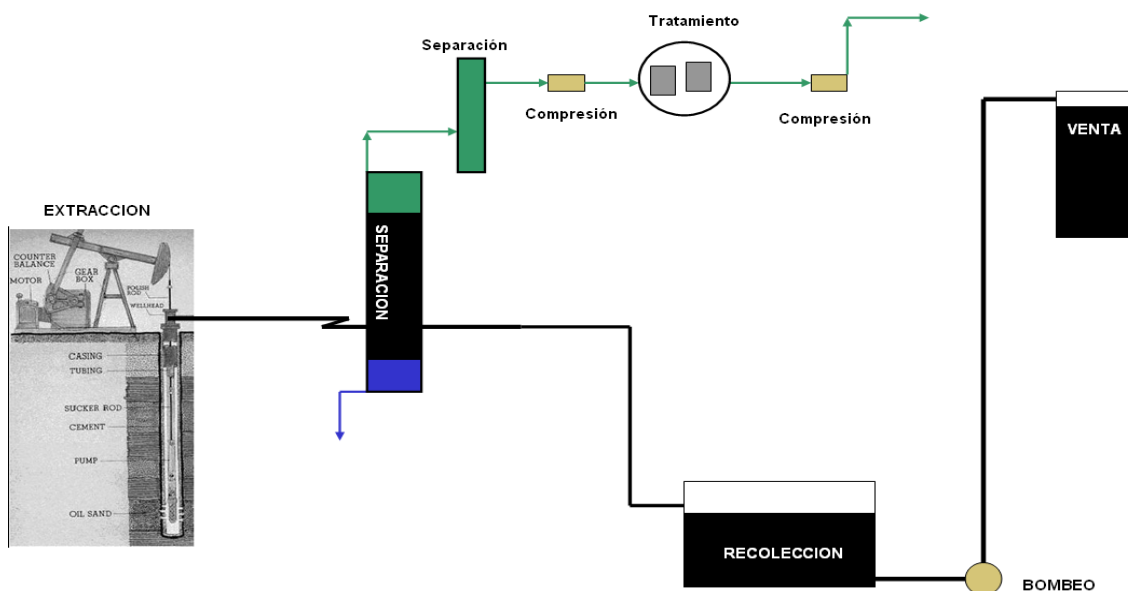


Figura 2: Ciclo de la separación de petróleo crudo. Fuente: Ramiro Guerrero

Para la extracción, recolección y separación de hidrocarburos se han identificado los siguiente equipos los cuales se han agrupados en cuatro grupos con sus características más relevantes que afecten la integridad. En esta caracterización no se han incluido equipos dinámicos como tampoco los grupos que hace referencia a la refinación y trasporte por carrotanque. De igual manera se enfatiza en los activos presentes en la producción y trasporte por ducto de petróleo.

8.1 EXTRACCIÓN Y LEVANTAMIENTO.

Para la extracción y levantamiento del fluido de pozo se han identificado los siguientes equipos que están sujetos a desgaste cuyo impacto afecta considerablemente la operación.

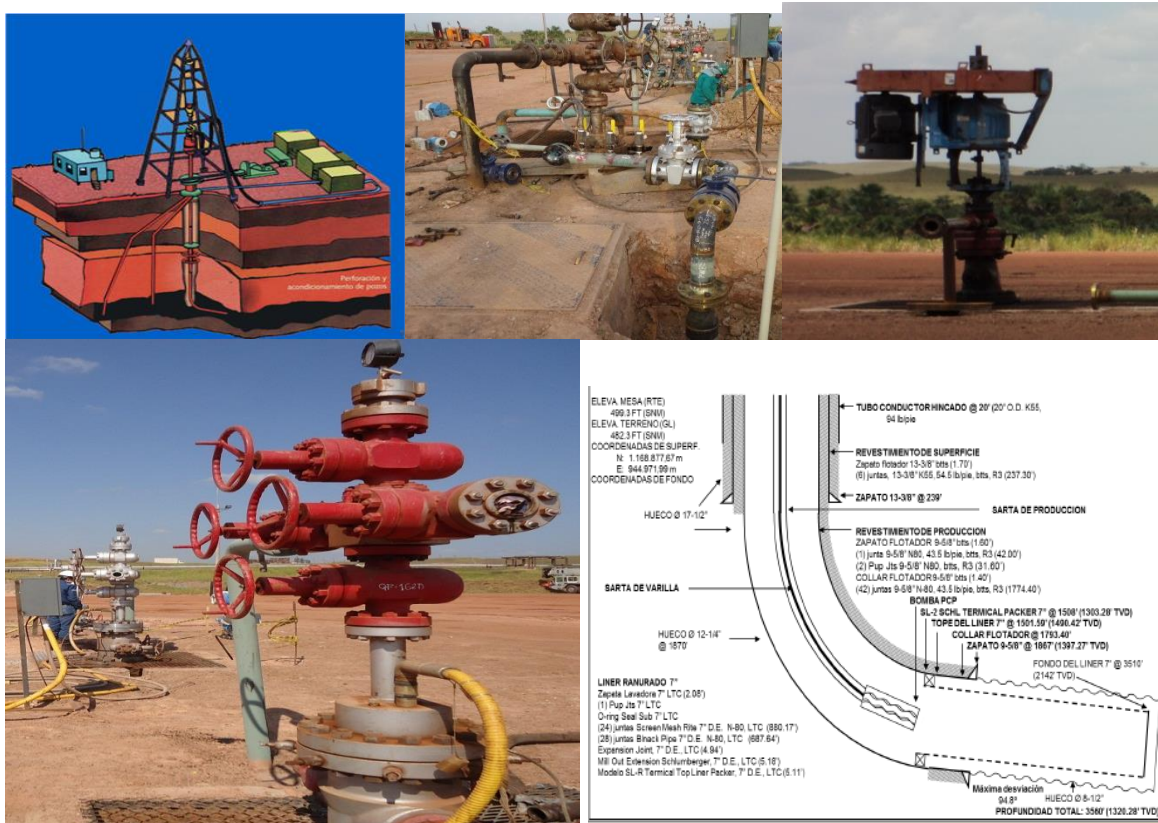


Figura 3: Equipos básicos para el levantamiento de crudo. Fuente: Ilvar Vanegas

Tuberías de producción: Las tuberías usadas para el revestimiento del pozo son vulnerables a ataques por corrosión interna, corrosión externa y agrietamiento producto de los ambientes agrios que trae el crudo y altas temperaturas, son

fabricados en aceros aleados, generalmente de espesores de pared altos para que compensen el alto desgaste a que son sometidos.

Equipo de Bombeo: Además de las tuberías el sistema de bombeo compuesto por bombas de superficie o electrosomergibles y el cabezal del pozo

8.2 RECOLECCION DE FLUIDO DE POZOS

La recolección de fluidos de pozo se inicia generalmente en locaciones donde se han agrupado varios pozos denominado clúster compuesto por el cabezal del pozo o comúnmente llamado árbol de navidad hasta los múltiples de recibo y medición de rata de producción por pozo; para ello se utiliza ductos y arreglos de tubería en acero al carbono construido bajo estándares API en diferentes grados de calidad del acero, en rangos de .diámetros y espesores de pared aptas de acuerdo al diseño para el servicio específico.



Figura 4: Equipos básicos para la recolección de crudo. Fuente: Ilvar Vanegas

Los tramos de tubería son conectados mediante procesos de soldadura, regida por estándares API 1104, ASME B-31.4, ASME B-31.8 o equivalentes, instalados en forma aérea sobre estructuras de acero o en zanja bajo tierra; de longitud variable dependiendo del tamaño del área de explotación. Los ductos están expuestos a corrosión interna, corrosión externa, corrosión bajo aislamiento, desastres naturales y sobrepresión por exceder los límites máximos de operación para los que se encuentra calculado y clasificado. La instalación se encuentra

dentro un mismo campo de producción y se conoce generalmente como líneas de flujo o líneas troncales

8. 3 SEPRACIÓN.

Se identificó que la separación se realiza comúnmente en una Batería de separación de hidrocarburos de fase gas-aceite-agua de la mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos productores de un mismo yacimiento. El diseño y construcción de las instalaciones de proceso de producción primaria se realiza acorde con los objetivos, características de cada campo y sus condiciones del fluido que se produzca; generalmente están orientadas a maximizar la producción. En este orden de ideas en esta parte se incrementa los tipos de activos necesarios y suficientes para realizar el proceso de tal manera que el aceite o gas se obtenga conforme a la calidad que se requiere para la comercialización y los subproductos como el agua, lodos y sedimentos sean aptos para un manejo ambientalmente sostenible.



Figura 5: Instalación típica para la separación de crudo. Fuente: Leonardo Salguero

Generalmente estos activos son afectados por las condiciones ambientales donde son instalados, las condiciones de los fluidos que contienen y las condiciones de operación de presión y temperatura siendo los más importantes fenómenos corrosivos internos y/o externos, agrietamientos principalmente en las juntas de soldadura, fenómenos de desgaste por abrasión y fallas humas en la operación que pueden desencadenar fallas en la integridad de cada equipo. Entre otros se pueden identificar los siguientes:

Recipientes a presión: Vasijas sometidas a presión interna fabricadas en diferentes materiales tales como aceros al carbono, aleados, inoxidable o una combinación de los dos, la construcción es generalmente cilíndrica empleando procesos de soldadura para unir sus partes, cumpliendo con los requerimientos para diseño, construcción, instalación, servicio (inspección en servicio) y mantenimiento (reparaciones, alteraciones y clasificación) de las normas ASME para Calderas, Recipientes a presión Sección I, sección VIII división 1 ó 2, API 510, ASME B.31.1, ASME B31.3 o equivalentes. La función primordial es contener u operar con fluidos líquido o gas a presión superior a la atmosférica proveniente de fuentes externas o la aplicación de una fuente directa de calor.

Dentro de la industria del petróleo se identifican los siguientes recipientes y dependiendo del proceso cumplen una función específica bien sea para transformaciones químicas, físicas o simplemente la acumulación de fluido bajo ciertas características de presión y temperatura: Tambores, Calderas, Separadores, Torres de destilación, Intercambiadores de Calor, Deshidratadores, Filtros, Reactores, Válvulas de alivio, Tubería de proceso.



Figura 6: Recipientes a presión para la separación de crudo. Fuente: Ilvar Vanegas

Recipientes para procesos a presión atmosférica: Son recipientes construidos en acero de forma cilíndrica con techo abierto o cerrado instalados verticalmente soportados sobre anillos o bases de concreto; estos recipientes la presión interna no excede la presión atmosférica.

Diseñados, construidos, instalados, probados o modificados conforme a los estándares API 650 o API 653 usados para la separación primaria, tratamiento de agua o simplemente para almacenamiento de fluidos. La siguiente clasificación corresponde a los usados actualmente: Tanques de proceso tipo Gun Barrel o tanque de lavado, Tanques de proceso tipo FWKO o separadores de agua libre, Tanque de proceso tipo skimmer, Celdas de flotación, Decantadores, Tanques para almacenamiento.



Figura 7: Tanques atmosféricos para el almacenamiento. Fuente: Ilvar Vanegas

Sistemas instrumentados y de control: Corresponde a todos aquellos elementos usados por la industria para monitorear y controlar las variables que intervienen en el proceso.

Entre los más utilizados se encuentra los siguientes: Indicadores y sensores, Transmisores montados en recipientes a presión y tuberías, Grifos de instrumentación y accesorios, Toma muestras, otros grifos y orificios, Componentes de los sistemas de alivio y venteo, Componentes del sistema contra incendios, Sistema y componentes de cierre de emergencia y enclavamiento, Controladores, Arrancadores de motores, Paneles y relés, Estaciones de control, Sistema de PLC (Programmable Logic Controller) y DCS (Distributed Control System), Posicionadores de válvula, Instrumentación en campo, Panel de control de los operadores, Interfaces del operador, Indicadores, Alarma, Enclavamientos, etc.



Figura 8: Cuadro típico de control de plantas procesadoras de crudo. Fuente: Ilvar Vanegas

8.4 BOMBEO PARA LA VENTA.

Esta etapa corresponde al transporte desde los centros de producción hasta los centros de refinación o puertos de embarque el cual se realiza a través de ductos contruidos por tubería de acero de diámetros que van desde las 4" hasta 36" unidos entre sí mediante procesos de soldadura eléctrica; las líneas son contruidas a campo travesía por una vía preestablecida de gran longitud y están dispuestas de forma aérea, puentes colgantes, sobre la superficie o bajo tierra en profundidades que oscilan entre 1.2 y 2.0 metros.

El sistema incluye a parte de los ductos pequeñas facilidades al inicio llamada estación de bombeo, estaciones intermedias llamadas de respaldo que impulsan los fluidos para vencer los accidentes topográficos del terreno por donde cruza la tubería, finalmente una estación de recibo. La facilidad de bombeo está compuesta por una batería de bombas, unidades de descargue de carrotanque, unidades de medición, unidades de mezclado, trampas de limpieza de los ductos y tanques para almacenaje de fluido.

En Colombia existe una amplia infraestructura para el transporte con cerca de 10 mil kilómetros de longitud, compuesta por oleoductos, gasoductos, poliductos, propanoleoductos y combustoleoductos con diámetros desde 4” hasta 36”. La infraestructura es afectada por procesos de corrosión interna, corrosión externa, movimientos geológicos de la tierra y fallas por exceder los límites de presión máxima de operación



Figura 9: Estación de bombeo y oleoducto para el transporte de crudo. Fuente: Ilvar Vanegas

9. IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS CRITICOS

Para realizar una adecuada identificación de quipos críticos en instalaciones para el transporte y separación de petróleo se realizó mediante la metodología de Inspección Basada en Riesgo- RBI (*Risk Based Inspection*), esta metodología ha sido implementada a nivel mundial para centros de levantamiento, recolección y procesamiento de los hidrocarburos, se realiza de acuerdo a lineamientos de las practica recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo como *API-580 Risk Based Inspection* y *API-581 Risk Based Inspection Resource Document* , las cuales establecen las pautas y criterios para realizar un estudio de carácter cualitativo, o un estudio de carácter cuantitativo. La evaluación de riesgos consiste en definir tanto la probabilidad como la consecuencia en diferentes niveles, ya sean sistemas, sub sistemas o equipos. Su implementación garantiza que el elemento analizado cumple con los estándares internacionales de integridad mecánica y está concebido para garantizar la adecuada operación de la instalación en su ciclo productivo.

Por lo general en instalaciones de separación de hidrocarburos la distribución del riesgo obedece a un diagrama de Pareto, donde en promedio un 20% de los equipos genera el 80% del riesgo

La evaluación es recomendable realizarla en dos etapas, primero llevando a cabo un análisis cualitativo, para posteriormente realizar el análisis detallado únicamente a los equipos resultantes con un nivel de riesgo igual o superior a MEDIO – ALTO.

La matriz de riesgo , Figura 10, a emplearse, corresponde a la especificada por API 580 / 581, contiene cinco niveles en probabilidad y cinco en consecuencia. No

es simétrica por cuanto la metodología establece una priorización de la consecuencia por sobre la probabilidad. Para efectuar el estudio de RBI, se emplean hoy día plataformas informáticas como: Credo 5, ORBIT, Akzo Nobel – Risk Based Inspection (RBI) program, Det Norske Veritas (DNV) - Risk Based Inspection (RBI) program, The Welding Institute (TWI) – Risk Wise, Tischuk - T-OCA Operational Criticaly Assessment, LMP Technical Services Limited - PRIME: Modulo RBI, entre otras; las cuales cuenta con los dos módulos de evaluación alineados a los requerimientos de las practicas recomendadas en los estándares API 580 & 581. Estas herramientas, avaladas por el Instituto Americano del Petróleo, API por sus siglas en Ingles, garantiza que los criterios, parámetros y algoritmos para determinar el riesgo correspondan con un estándar mundial, que permita efectuar comparaciones con otras plantas sujetas a condiciones diferentes o similares en cualquier lugar del mundo, además de brindar información para toma de decisiones.

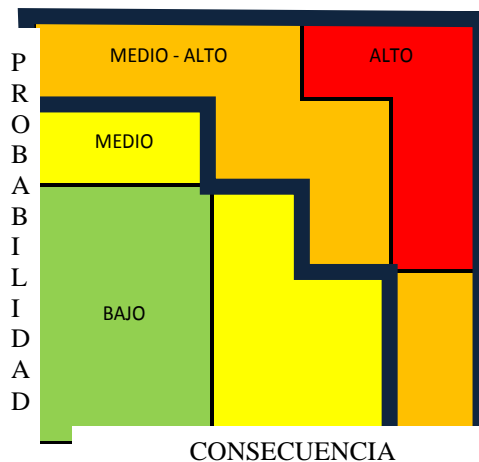


Figura 10: Matriz típica de valoración riesgo API 580. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

De forma conceptual, el análisis de probabilidad de la metodología RBI se lleva a cabo en forma literal en el análisis cuantitativo pero se hace de forma similar en el análisis cualitativo, se basa en la siguiente ecuación:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS}$$

$P_f(t)$ = Probabilidad de falla

gff = Frecuencia de falla genérica, que refleja la diferencia entre los mecanismo de daño y los procesos administrativos de confiabilidad dentro de una planta.

$D_f(t)$ = Factor de daño, ajusta la frecuencia de falla genérica con base en los mecanismos activos de daño al que está expuesto el componente y considera la susceptibilidad a ese mecanismo de daño.

F_{MS} = Factor de sistemas gerenciales ajusta la influencia del sistema gerencial de la instalación sobre la integridad mecánica de la planta.

La siguiente es una descripción básica de algunos sistemas informáticos disponibles en el mercado con diferentes aplicaciones, es importante resaltar que todos tienen sus ventajas y será el usuario quien debe seleccionarlo de acuerdo con las necesidades que desea satisfacer.

Los programas Det Norske Veritas (DNV) - Risk Based Inspection (RBI) program; sigue la metodología de la práctica recomendada API 581 Inspección Basa en Riesgo. El análisis de la probabilidad se fundamnetada en una base de datos de frecuencias de falla genéricos para la refinación de hidrocarburos y equipo de procesamiento químico. El factor de modificación del Equipo examina los detalles específicos de cada elemento y para el medio ambiente en el que opera el elemento, mientras que el factor de evaluación ajusta por la influencia del Sistema de Gestión de la instalación de la integridad mecánica de la planta. El análisis de las consecuencias establece el resultado de fugas en el sistema en términos de efecto sobre las personas, pérdida de producción, daño en equipos y contaminación del medio ambiente.

La base del programa Akzo Nobel – Risk Based Inspection (RBI) program; es una matriz de riesgo de 5 x 5, donde la consecuencia de la falla se basa en:

a) El costo de reemplazar o de reparación del componente

- b) Las connotaciones ambientales
- c) La Seguridad
- d) El tiempo crítico de la inactividad.

El software The Welding Institute (TWI) – Risk Wise; se basa en los datos históricos de la inspección, mantenimiento y operación; la probabilidad y los valores de consecuencia se calculan para cada ítem del equipo por mecanismo de daño mediante el examen de los varios factores de probabilidad y factores de consecuencias. Estos factores se traducen luego a una matriz de 5 x 5 para obtener el valor de riesgo general. La frecuencia de inspección se determinará en función de la calificación de probabilidad al fracaso.

La evaluación de la criticidad de operaciones, Tischuk - T-OCA *Operational Criticaly Assessment*; asume el riesgo integral basado en el Sistema de Gestión de Integridad que incluye elementos para evaluar el riesgo, la inspección, plan de mantenimiento y construye un escenario que permita una evaluación de los efectos del cambio.

El programa utiliza una sencilla matriz 3 x 3 en la evaluación donde las consecuencias de la falla se evalúan a través de ocho criterios que abarcan aspectos operativos, económicos, de seguridad y ambientales; la probabilidad de falla se evalúa a través de modelos de mecanismos de falla apropiados para cada tipo de equipo. Los resultados de la evaluación del riesgo se convierten en un plan de inspección y mantenimiento basado en la matriz definida por el usuario de las tareas y frecuencias.

Se incluye la herramienta "what if- Que pasa si" donde los efectos del cambio en la evaluación de riesgos se evalúan y permite al usuario ver los efectos de los cambios en los materiales de construcción, condiciones de funcionamiento, la composición o proceso por el paso del tiempo sobre el resultado de la evaluación de riesgos.

Screening Analysis

Equipment

Eq. ID: 12-CRU-A1-172-N | Production Unit: 40KBOPD | Eq. Type: PIPE-12

Eq. Name: From CRUDO DE POZO to HE- | Process Unit: C25+ | Eq. Notes: [Icon] ...

Section: None

Consequence

Can failure lead to release? | Chemical: Crude, Heavy (1012) [Icon]

Inventory Range: Medium Release | Personnel Injury: 1. No injuries to workers possible [?]

Op. Temp. Range: <= 100 F | Environmental Consequence: 3. Material escapes requiring building alert and moderate [?]

Op. Pres. Range: < 150 psi (g) | Business Interruption: 2. Maintenance costs only, more costly repair. Expensive [?]

Likelihood

Damage Mechanism Method: Remaining Life | Statistical Method

Material: Carbon Steel \ SA-106 \ Grade: B

Inspection Results/Expected Damage

Thinning Susceptibility: Low Susceptible	Creep Susceptibility: Not Susceptible	Last Inspection Date: 19/05/2011
Extl. Damage Susceptibility: Moderately Susceptible	Fatigue Susceptibility: Moderately Susceptible	No further action taken
SCC Susceptibility: Not Susceptible	Embrittlement Susceptibility: Not Susceptible	Evaluation Date: 08/07/2011

Results

3	Likelihood Cat. (Scr. Dmg.)	3. MEDIUM HIGH	Risk Rank Screening
D	Conseq. Cat. (Scr.)	Do Detailed Analysis	Screening Recommendation
5	Sugg. Insp. Interval [yrs]	Injury/Damage	Conseq. Driver

Figura 11: Herramienta informática ORBIT – Módulo Screenin. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

El programa de software LMP Technical Services Limited – PRIME; se proporciona como un módulo RBI en un Sistema de Gestión de activos. Cada elemento relevante de la planta bajo análisis se evalúa mediante un conjunto de criterios de consecuencias establecidas, sobre la base de la energía almacenada, la seguridad (Salud y Medio Ambiente), los costos de reposición y la consiguiente pérdida y los criterios de probabilidad basada en la vida útil para el cual fue diseñado y el tiempo que lleva en servicio. Los resultados que se tabulan en una matriz de 3 x 3 la cual proporciona una guía razonable en cuanto a la magnitud del riesgo, sin embargo es necesario que una persona competente evalúe estos resultados con relación a los materiales con que está construida la planta.

9.1 ETAPAS

9.1.1 Levantamiento información: Esta etapa es importante para determinar el inventario de los equipos a evaluar que conforman la planta, facilidades de superficie para producción, locación para levantamiento o ductos para el transporte de los fluidos, es necesario establecer una base de datos confiable capturando para cada tipo de equipo la información de diseño, operación, históricos de inspección y mantenimiento, acompañado de una minuciosa verificación en campo donde se plasma además el estado del equipo, revestimiento, longitud y dimensiones, para asegurar el éxito del análisis. Los registros necesarios para el levantamiento de información, están basadas en los requisitos establecidos por la plataforma informática con que se cuenta. El registro incluye tanto la información del modelo cualitativo como del modelo cuantitativo. La metodología de captura de la información inicia con la revisión de diagramas de flujo de proceso (PFD *Process flow diagram*) y diagramas de instrumentación y tubería (P&ID-*Process and instrumentación diagram*), verificación en campo de cada componente, confrontación con la clasificación de tuberías (*pipng class*), ingeniería básica e ingeniería de detalle disponible; los datos son finalmente tabulados como se muestra a manera de ejemplo en la tabla 5.

ITEM	CANTIDAD
Líneas de arreglo de tubería	497
Equipos de Proceso	168
Total	665

Tabla 5: Inventario de equipos y líneas de arreglo de tubería. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Los encabezados de las plantillas requeridas para diligenciamiento se realizan de acuerdo a los requerimientos de software específico que se esté usando. En la

tabla 6 se detallan a manera de ejemplo los criterios en el orden requerido por el software ORBIT; sin embargo hay similitud en todos los programas disponibles en el mercado y el especialista de Integridad y Confiabilidad debe estar familiarizado con estos términos presentados generalmente en idioma inglés.

Tabla 6: Terminología para los encabezados de plantillas del software. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

<i>Equipment ID</i>	<i>Inventory Range</i>	<i>Liner Prod. Purity Outage Days</i>
<i>Equipment Type</i>	<i>Operation. Pres. Range</i>	<i>Liner Protect Thinning?</i>
<i>Product Unit</i>	<i>Operation. Temperature. Range</i>	<i>Liner Protect SCC?</i>
<i>Service Start Date</i>	<i>Personnel Injury</i>	<i>Liner Protect Thermal?</i>
<i>Process Unit</i>	<i>Environmental Consequence</i>	<i>Liner Trad. Fixed Insp. Interval</i>
<i>Equipment Name</i>	<i>Business Interruption</i>	<i>Liner Fixed Insp. Interval</i>
<i>Group. Inventory</i>	<i>Thinning Susceptibility</i>	<i>Liner Trad. Insp. Notes</i>
<i>Circuit</i>	<i>External. Damage Susceptibility</i>	<i>Thinning Disabled</i>
<i>Section</i>	<i>SCC Susceptibility</i>	<i>Thinning Service Start date</i>
<i>P&ID</i>	<i>HTHA Susceptibility</i>	<i>Thinning Rate Option</i>
<i>PFID</i>	<i>Creep Susceptibility</i>	<i>Corrosion Rate-Expert</i>
<i>Equipment From</i>	<i>Fatigue Susceptibility</i>	<i>Corrosion Rate Mean</i>
<i>Equipment To</i>	<i>Embrittlement Susceptibility</i>	<i>Corrosion Type</i>
<i>Equipment Notes</i>	<i>User Defined Susceptibility</i>	<i>Thinning Expert Insp. Cost (Highly)</i>
<i>Diameter</i>	<i>Last Inspection Date</i>	<i>Thinning Expert Insp. Cost (Usually)</i>
<i>Length/ Height</i>	<i>Chemical Name</i>	<i>Thinning Expert Insp. Cost (Fairly)</i>
<i>Thickness</i>	<i>Toxic Chemical</i>	<i>Thinning Expert Insp. Cost (Poorly)</i>
<i>Pipe Schedule</i>	<i>Chemical Phase</i>	<i>Thinning Trad. Intrusive</i>
<i>Material</i>	<i>Chemical State</i>	<i>Thinning Trad. Fixed Insp. Interval</i>
<i>Min. Thickness Option</i>	<i>Filled Fraction</i>	<i>Thinning Fixed Insp. Interval</i>
<i>Corrosion Allow</i>	<i>Item Inventory Option</i>	<i>Thinning Trad. Insp. Notes</i>
<i>Min. Thickness User</i>	<i>Toxic Fluid Fraction</i>	<i>External Damage Disabled</i>
<i>Insulation Instalation</i>	<i>Vessel Shape</i>	<i>Date Installed (Un-Insulated)</i>
<i>Insulation. Condition</i>	<i>Item Inventory Expert</i>	<i>External. Damage Model</i>
<i>Last Insulation Date</i>	<i>Liner Disabled</i>	<i>External Damage Corosion Rate Option</i>
<i>Coated ?</i>	<i>Lining Type</i>	<i>External Damage Corrosion Rate-Expert</i>
<i>Quality of initial coating</i>	<i>Liner Thickness</i>	<i>Cracking Susceptibility. Option</i>
<i>Last Coated Date</i>	<i>Liner Service Start date</i>	<i>Cracking-Expert</i>
<i>PWHT ?</i>	<i>Liner Expert Inspection Cost (Highly)</i>	<i>Extl. Dmg. Expert Insp. Cost (Highly)</i>
<i>Likelihood Pres. Option</i>	<i>Liner Expert Inspection Cost (Usually)</i>	<i>Extl. Dmg. Expert Insp. Cost (Usually)</i>
<i>Consequence. Pres. Option</i>	<i>Liner Expert Inspection Cost Fairly</i>	<i>Extl. Dmg. Expert Insp. Cost (Fairly)</i>
<i>Min. Design Pres</i>	<i>Liner Expert Inspection Cost (Poorly)</i>	<i>Extl. Dmg. Expert Insp. Cost (Poorly)</i>
<i>Max Design Pres</i>	<i>Is Thinning</i>	<i>Extl. Dmg. Trad. Intrusive</i>
<i>Min. Design Temperature</i>	<i>Is SCC</i>	<i>Extl. Dmg. Trad. Fixed Insp. Interval</i>
<i>Max Desing Temperature</i>	<i>Is Random</i>	<i>Extl. Dmg. Trad Insp. Interval (user)</i>
<i>Operation Pres</i>	<i>Liner Thinning Rate</i>	<i>Extl. Dmg. Trad. Insp. Notes</i>
<i>User Pres.</i>	<i>Liner Thinning Allow Fraction</i>	<i>Complex. factor (insul.)</i>
<i>Operation Temperature</i>	<i>Liner SCC Cause</i>	<i>SCC Disabled</i>
<i>DMI Equipment Type</i>	<i>Liner SCC Susceptibility</i>	<i>SCC Cause-Expert</i>
<i>Asset Identification</i>	<i>Is SCC PWHT?</i>	<i>SCC Cause-Calculated</i>
<i>Dead leg</i>	<i>Liner SCC Allow Fraction</i>	<i>SCC Susc. Option</i>
<i>Heat Traced</i>	<i>Liner 50% Failure</i>	<i>SCC Susc-Expert</i>
<i>Process Factor</i>	<i>Liner 90% Failure</i>	<i>Cracks Present</i>
<i>Mechanical Factor</i>	<i>Replace Liner?</i>	<i>Water present</i>
<i>Universal Factor</i>	<i>Liner Replace Interval</i>	<i>Steamed Out</i>
<i>Domino Effect Factor</i>	<i>Liner Replace Cost</i>	<i>NaOH Fraction</i>
<i>Likelihood Method</i>	<i>Liner Replace Outage Days</i>	<i>Amine Type</i>
<i>Consequence. Method</i>	<i>Liner Protect Product Purity?</i>	<i>Amine Comp Type</i>
<i>Release When Failure</i>	<i>Liner Production Purity Cost</i>	<i>H2S Concentration</i>
<i>pH Water</i>	<i>In-situ test posible</i>	<i>HTHA Susc-Expert</i>
<i>Brinell Hardness</i>	<i>Shutdown required to test</i>	<i>HTHA Material ID Confidence</i>

Tabla 6: Terminología para los encabezados de plantillas del software. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

<i>Sulfur Content</i>	<i>Use data from attached equipment</i>	<i>Damage Observed</i>
<i>CO3 Concentration</i>	<i>Attached to equipment</i>	<i>Hydrogen Partial Press.</i>
<i>Cl Concentration</i>	<i>Expert Test Cost</i>	<i>HTHA Expert Insp. Cost (Highly)</i>
<i>Presence of S, O2 and H2O</i>	<i>Device Type</i>	<i>HTHA Expert Insp. Cost (Usually)</i>
<i>Downtime Prot for PTA</i>	<i>Configuration</i>	<i>HTHA Expert Insp. Cost (Fairly)</i>
<i>Material Thermal History</i>	<i>Rupture disk</i>	<i>HTHA Expert Insp. Cost (Poorly)</i>
<i>Contains HF</i>	<i>Relieves to</i>	<i>HTHA Trad. Intrusive</i>
<i>Contains Cyanides</i>	<i>Orifice area</i>	<i>HTHA Trad. Fixed Insp. Interval</i>
<i>SCC Expert Insp. Cost (Highly)</i>	<i>Other Op.Vibration</i>	<i>HTHA Fixed Insp. Interval</i>
<i>SCC Expert Insp. Cost (Usually)</i>	<i>Chatter history</i>	<i>HTHA Trad. Insp.Notes</i>
<i>SCC Expert Insp. Cost (Fairly)</i>	<i>Excessive actuation history</i>	<i>Brittle Fract. Disabled</i>
<i>SCC Expert Insp. Cost (Poorly)</i>	<i>RD Replacement interval</i>	<i>Min. Upset Temp.</i>
<i>SCC Trad. Intrusive</i>	<i>RD Leak test freq.</i>	<i>Normalized?</i>
<i>SCC Trad. Fixed Insp. Interval</i>	<i>PRV FTO Characteristic Life</i>	<i>Impact Tested?</i>
<i>SCC Fixed Insp. Interval</i>	<i>PRV FTO Shape Parameter</i>	<i>Impact Test Temp</i>
<i>SCC Trad. Insp.Notes</i>	<i>Is Ready For Transfer</i>	<i>Fatigue Disabled</i>
<i>HTHA Disabled</i>	<i>Allow. Stress</i>	<i>Piping Complexity</i>
<i>HTHA Service Startdate</i>	<i>Op. Pres > Des. Pres</i>	<i>Previous Failures</i>
<i>HTHA Susc. Option</i>	<i>Op. Temp</i>	<i>Failures Monitored</i>
<i>Pressure Drop</i>	<i>Max. Allow. Stress</i>	<i>Service fouling potential</i>
<i>Vibration Source</i>	<i>Tmin Reqd. (Simple hoop stress)</i>	<i>Set Pressure</i>
<i>PRV Disabled</i>	<i>Corr. Allow</i>	<i>Service Status</i>
<i>PRV Service startdate</i>	<i>Thinning CR</i>	<i>Rem. Life</i>
<i>Fluido</i>	<i>Dique</i>	<i>Volumen Por M (m3)</i>
<i>Longitud (pie)</i>	<i>Longitud (m)</i>	<i>Volumen Total (m3)</i>
<i>Factor</i>	<i>Masa (Kg)</i>	<i>Inventario</i>
<i>Producción.</i>	<i>Recubrimiento</i>	<i>Estado</i>
<i>Estado Recubrimiento Pintura</i>	<i>Revestimiento Externo</i>	<i>Verificada 100%</i>
<i>Tipo de flujo</i>	<i>Velocidad estimada Flujo (ft / seg) por corriente</i>	<i>Susceptibilidad a mecanismo de daño por flujo</i>
<i>Corrosividad por BS&W</i>	<i>Corriente</i>	<i>Equipo Vib.</i>
<i>Válvula de control</i>	<i>PSV</i>	

9.1.2 Definición de grupos de inventario: De acuerdo al proceso establecido en la práctica recomendada API 581, el concepto establecido por la metodología es definir, cuál sería la cantidad potencial máxima de fluido contenido por los sistemas que podrían ser liberados. Los criterios para definir los límites son: Presencia de válvulas de corte, válvulas de control y presencia de bombas: El grupo de inventario es recomendable realizarlo por sistemas, por ejemplo, sistema de crudo, sistema de gas o sistema de agua contabilizarlo e identificarlos en los diagramas de flujo de proceso como se muestra en la figura 12, a manera de ejemplo gráfico.

9.1.3 Establecer circuitos de corrosión: Se debe entender por circuito de corrosión el conjunto de equipos sometidos a los mismos mecanismos de corrosión, con tasas de deterioro esencialmente constantes, considerando mecanismo de daños internos y externos. De igual manera se siguen los lineamientos de la práctica recomendada API 581 y se aplican a cada sistema de la planta objeto de análisis. Igual que en los grupos de inventario es importante describirlos e identificarlos en los diagramas de flujo de proceso. La figura 13 esquematiza una buena práctica para realizarlo.

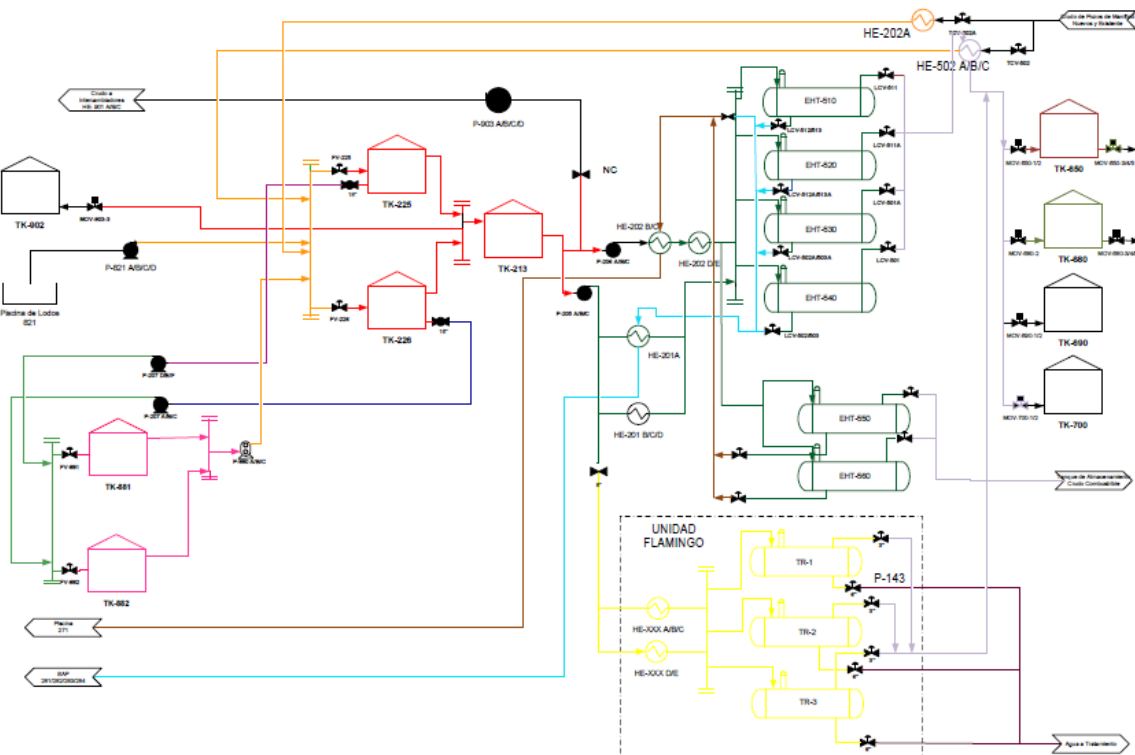


Figura 12: Identificación de grupo de inventarios. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Entrada de la variable	Condición	Definición
Rango de inventario	Liberación pequeña esperada	≤ 450 kg
	Liberación media esperada	> 450 and ≤ 4500 kg
	Liberación grande esperada	> 4500 kg

Tabla 7: Criterios de ORBIT para definir tamaño de inventario. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Una vez se realicen los cálculos de volumen para los distintos grupos de inventario se obtienen la distribución de acuerdo al tamaño como se muestra a manera de ilustración en la tabla 8.

	GRUPO DE INVENTARIO		ITEM – LINEAS Y EQUIPOS	
PEQUEÑO	41	41.8 %	193	18.9%
MEDIO	55	56.1 %	780	76.3%
GRANDE	2	2.0 %	49	4.8%
TOTAL	98		1022	

Tabla 8: Distribución de grupos de inventario de acuerdo al tamaño. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

La determinación de criterios de impacto a personas, ambiente y negocio generalmente están predeterminados en las plataformas informáticas utilizadas; Los criterios definidos por ORBIT, plataforma que se ha tomado como base de ejemplo para el presente trabajo contemplan los siguientes criterios, en orden creciente de criticidad (1 a 5) mostrados en la tabla 9.

Es recomendable realizar análisis de criticidad en campo involucrando a los operadores de cada área bajo observación, para tal efecto, es preciso desarrollar un formato práctico que permitiera establecer el impacto en caso de falla a partir de su carácter eminentemente descriptivo como entrada del proceso de elaboración de árboles de decisión. La tabla 10 muestra el formato utilizado para recolección de información en campo en el cual se puede observar las variables investigadas

Con la información obtenida en campo, se procede a determinar el nivel de afectación para cada aspecto personas, ambiente y negocio validados por todo el grupo especializado quienes están realizando el estudio como se muestra en la tabla 11.

Tabla 9: Criterios de impacto definidos por ORBIT. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

LESIONES PERSONALES	
P1	No hay lesiones a los trabajadores eventuales
P2	Baja posibilidad de lesiones causadas por una falla
P3	Significativa posibilidad de lesiones leves causadas por la falla.
P4	Pérdida de tiempo de los trabajadores o baja posibilidad de lesiones al público
P5	Cualquier fatalidad o significativa posibilidad de lesión menor en el público.
CONSECUENCIAS AMBIENTALES	
E1	Todo el material permanece en la zona de contención o la contención no es necesaria.
E2	Mínimo material se escapa fuera de la zona de contención. Mínimo problema de olor. Mínimo de limpieza es requerido.
E3	Escapes de materiales de la zona de contención que requiere la construcción de barreras y moderada actividad de limpieza. Plantas de los alrededores no se ven significativamente afectadas.
E4	Material significativo escapa de la contención. Alrededor de los edificios se deben lanzar barreras. La limpieza requiere la remoción y disposición de material con costos significativos.
E5	La Comunidad o el entorno público se ven afectado. La limpieza es costosa. Hay Titulares de prensa como resultado del escape de material.
LUCRO CESANTE	
B1	Únicamente costos de mantenimiento normales y reparación estándar de una parte común.
B2	Gastos de mantenimiento y reparación más costosa. Costosa mano de obra.
B3	Lucro cesante hasta 2 días, además aumento de los costos de mantenimiento o costos de mantenimiento muy elevados.
B4	3 a 5 días de lucro cesante, aumento de los costos de mantenimiento.
B5	Más de 5 días de lucro cesante y aumento de costos de mantenimiento

Tabla 10: Ejemplo de formato de criticidad, en este caso para los separadores electrostáticos:
Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

PREGUNTAS ANÁLISIS CRITICIDAD		ANÁLISIS DE CRITICIDAD BATERIA 2 (CRUDO 40KBOPD)
1	Eventos de fuga que han ocurrido	
	<i>Cuantos</i>	1) Se han presentado eventos de fugas en pequeñas cantidades (lloriqueo) en los pernos que ajustan el tubo de fuego de los tratadores electrostáticos, según el operario es el área mas critica del equipo. En líneas no han sucedido en eventos de fugas
	<i>Descripción</i>	
2	Como está operando el sub sistema	En producción normal el sistema funciona a un 30% de su capacidad, incluyendo la capacidad de los tratadores electrostáticos (todos los tratadores electrostáticos funcionan al tiempo). El sistema está manejando una producción normal de 34 KBOPD.
3	Demanda máxima del subsistema	Cuando existen picos de producción el sistema puede llegar a un manejo seguro de 70 KBOPD sin que se afecte la seguridad de los equipos.
4	En caso de fuga / rotura de equipos	
4.1	<i>Interrupción de la operación</i>	
	Sistema único o redundante	El sistema es redundante por lo que si se llega a realizar una parada en un equipo, otro esta en la capacidad de suplirlo
	Tiempo para controlar la fuga	Según el operador el tiempo de control de fuga es casi inmediato dado que el operador y auxiliar están en constante recorrido por el área.
	Se afecta la operación / producción (en alta demanda)	En condiciones normales de producción no se afectaría dado que el sistema es redundante, en picos de producción se vería afectada por qué no se podría manejar todo el caudal de crudo que vendría de batería 2 (esto casi nunca sucede)
4.2	<i>Daño a personas</i>	
	Presión	La parte mas critica son los tratadores electrostaticos por manejar altas temperaturas, estos equipos manejan una temperatura de 210°F y una presión de 26 PSI, por lo que se puede presentar una fatalidad o posibilidad de lesión incapacitante en caso de que haya una fuga de contención del equipo.
	Temperatura	
4.3	<i>Derrame</i>	
	Contenido en skid?	Todos los equipos están contenidos en diques, además los skid tienen sistema de drenado que en caso de fuga envía el liquido a un skimmer. El operador está capacitado en reacción de fugas con kit de contención de fugas.
	Limpieza	
4.4	<i>Daños económicos</i>	Se generan costos de mantenimiento y reparación estándar de una parte común, al ser un sistema redundante
5	Que líneas y equipos son críticos	Como conclusión los equipos críticos son los tratadores electrostáticos.

Comentarios

En el área se lleva una bitácora y registro de las fallas que se presenten.

Temperatura - Presión	< 75 psig	75 – 300 psig	> 300 psig
Entre 60 y 150 °F	P1	P2	P4
Menor a 60 o mayor a 150 °F	P2	P3	P5

Tabla 11: Matriz de definición de criticidad por impacto a personas. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Para el análisis de impacto sobre el medio ambiente generalmente se usa la técnica del árbol de decisión con tres variables básicas. La primera hace referencia al tipo de fluido que se está liberando. La segunda variable la constituye si el arreglo de tubería o equipo se encuentra dentro de un dique que contenga un potencial derrame, La tercera variable relaciona el tamaño del grupo de inventario que fue liberado. La figura 14 muestra a manera de ejemplo un árbol típico en un análisis de un proceso de separación de aceite y agua.

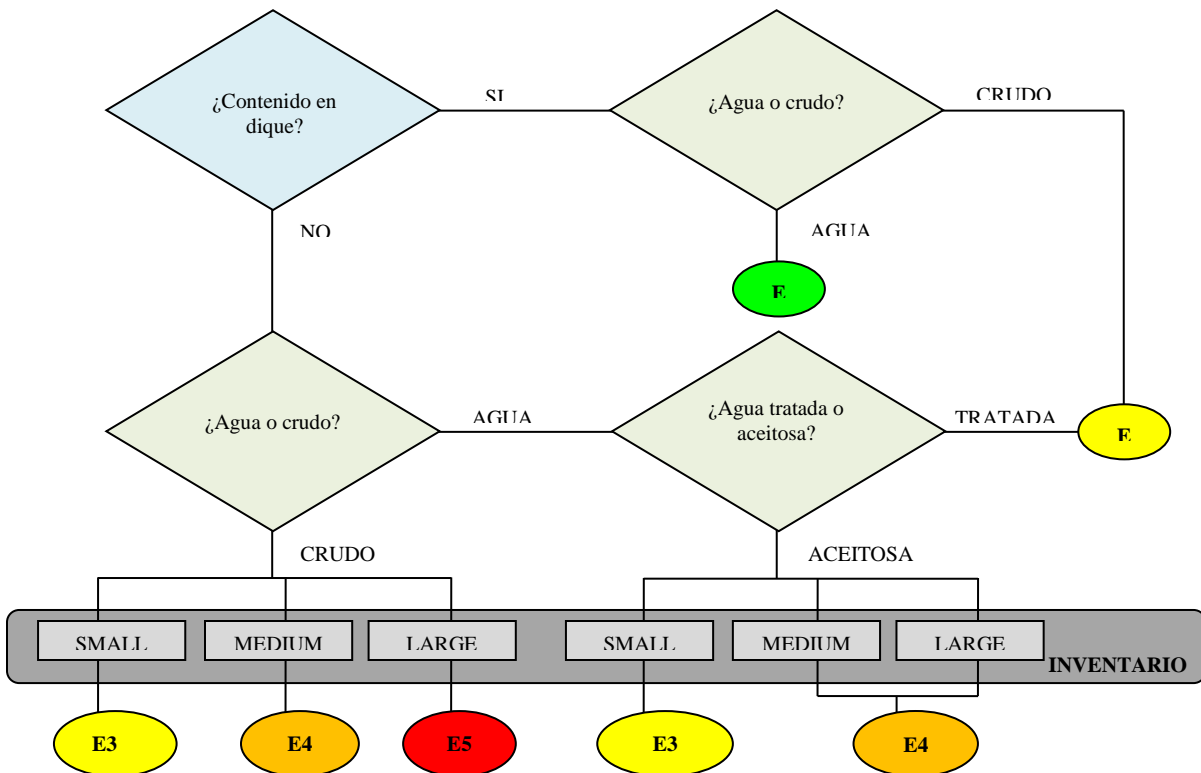


Figura 14: Flujo grama de decisión de impacto a ambiente. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

El impacto al negocio está directamente relacionado con la importancia del ítem bajo estudio dentro del proceso de producción por lo tanto se debe realizar el análisis del impacto a partir de los diagramas de flujo del proceso por grupos de inventario y por su nivel de importancia que puede ser: principal para los que manejan la ruta principal del proceso, el secundario para aquellos que a pesar de estar en la ruta principal del proceso cuentan con un sistema redundante que en el evento de salida de operación no interrumpen la producción y el nivel marginal para aquellos con más de dos sistemas paralelos redundantes, o que manejan auxiliares de proceso, como salidas a drenajes o recuperación de crudo en las etapas finales de tratamiento de agua.

Otro aspecto que se evalúa corresponde al impacto a la producción, si los arreglos de tubería son enterrados o aéreos por su relación directa con la dificultad y tiempo de la reparación y se convierte en una variable crítica debido a que la actividad generalmente toma más de 5 días.

Importancia - Condición	Aérea	Enterrada
Marginal	<i>B1</i>	<i>B1</i>
Secundaria	<i>B2</i>	<i>B2</i>
Principal	<i>B3</i>	<i>B4</i>

Tabla 12: Matriz de definición de criticidad por impacto al negocio. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

La definición de la probabilidad de falla, se basa en la definición de los circuitos de corrosión presentes y en la posterior asignación de la susceptibilidad a los factores de daño probables conforme a lo establecidos por API 581, mecanismos de daño conforme API 571, tabla 13, y con el concurso de especialistas en corrosión.

Figura 15: Mecanismos de falla. Fuente Ilvar Vanegas



<p>Tabla 13: Factores de daño definidos por API 58. Fuente: diseño del autor</p>
<p>Susceptibilidad al adelgazamiento- <i>Thinning Susceptibility</i>: Hace referencia a mecanismos de corrosión interna.</p>
<p>Susceptibilidad a daños externos- <i>External Damage Susceptibility</i>: Hace referencia a mecanismos de corrosión externa en ambientes con humedad y contaminantes severos, también el agua atrapada bajo los aislamientos térmicos.</p>
<p>Susceptibilidad a corrosión bajo tensión- <i>Stress Corrosion Cracking Susceptibility</i>: Este mecanismo de daño se presenta generalmente en ductos de transporte de hidrocarburos enterradas producto de las condiciones de alcalinidad del suelo o a las cargas cíclicas a que están expuesta lo que origina afectaciones intreganulares por corrosión y desencadenar efectos de fisuramiento que fácilmente se propaga a todo el material. También se presenta en recipientes por esfuerzos residuales dejado por el proceso de soldadura en la fabricación o desalineamientos entre componente mecánicos en los procesos de montaje</p>
<p>Susceptibilidad al ataque por hidrogeno a alta temperatura- <i>High Temperature Hydrogen Attack Susceptibility</i>: El daño por ataque por hidrógeno a la alta temperatura en los equipos petroleros construidos en acero, ocurre cuando hay una reacción entre filtraciones de hidrogeno y los carburos metálicos que forman burbujas de gas metano en los límites de grano sin pérdida de espesor, la cuales van creciendo con el tiempo produciendo la descarburación del acero manifestadas como grietas, microgrietas y reducción de la tenacidad del acero.</p>
<p>Susceptibilidad a la deformación permanente por tensión- <i>Creep Susceptibilidad</i>: Este mecanismo se da en los elementos mecánicos sometidos a altas temperaturas superior a 370°C pueden lenta y continuamente a deformarse bajo carga por debajo de la tensión de fluencia; dicha deformación puede conducir finalmente a la ruptura</p>

Susceptibilidad a la fatiga- *Fatigue Susceptibility*: En estos casos, el modo de falla presente es el de presencia de grietas. Estos defectos tienden a presentarse en juntas soldadas que tengan concentradores de esfuerzos por geometría y que sean sometidas a esfuerzos dinámicos cíclicos

Susceptibilidad a la fragilización- *Embrittlement Susceptibility*: El mecanismo de Fractura frágil ocurre cuando un material es sometido a una condición de esfuerzo y exhibe poca o ninguna evidencia de ductilidad o deformación plástica y por el contrario se rompe.

A manera de ejemplo en tabla 14 se presenta los niveles de susceptibilidad definidos para el mecanismo de daño por adelgazamiento.

Susceptibilidad al adelgazamiento	Alta Susceptibilidad	Caso especial de alta probabilidad de falla del equipo o Rata de corrosión > 0,2 mm/año
	Moderada Susceptibilidad	0,2 mm/y ≤ Rata de corrosión > 0,075 mm/año
	Baja susceptibilidad	0,075mm/y ≤ Rata de corrosión >0,025mm/año
	No Susceptible	Rata de corrosión ≤ 0,025 mm/año

9.1.5 Evaluación de resultados: Una vez cargados todos los parámetros y variables en el módulo del software utilizado se puede generar los reportes con la clasificación de equipos críticos, matriz y distribución de riesgo. A manera de ejercicio didáctico se muestra en la figura 16 y los valores del análisis realizado para una facilidad de producción para la deshidratación de crudo donde se efectuó la evaluación usando el programa ORBITE- Módulo Screening para un total de 665 ítems correspondientes a una facilidad que procesa 40 000 blpd, (barriles de producción diaria) ; como resultado se obtuvo la siguiente distribución de riesgo⁹.

⁹ Tecnicontrol s.a. Estudios de Integridad y Confiabilidad

La tabla 15 muestra la distribución de resultados con un primer enfoque conservador determinando que un 16,24% de los equipos se encuentra en un riesgo ALTO y un 41,35% en MEDIO – ALTO. Esta porción de los equipos son los que entraran a realizar evaluación de acuerdo al análisis cuantitativo detallado.

El Software también muestra el listado del equipo crítico de acuerdo a los resultados del estudio, debidamente detallado con las variables de probabilidad, riesgo y consecuencia, estos valores se ilustran en la tabla 16.

Likelihood Cat. (Overall)	5	0	20	37	99	0	156
	4	5	18	38	79	3	143
	3	3	84	42	100	6	235
	2	3	42	7	76	0	128
	1	0	2	0	0	1	3
		A	B	C	D	E	
Conseq. Cat. (Overall) [USD]							

Figura 16: Matriz de resultados de la corrida en ORBIT – Módulo Screening: Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

	Total	Percentage	
4. HIGH	108	16.24%	
3. MEDIUM HIGH	275	41.35%	
2. MEDIUM	148	22.26%	
1. LOW	134	20.15%	
Not Calculated	0	0.00%	
<hr/>			
Screening Level	665	100.00%	
Detailed Level	0	0.00%	

Tabla 15: Distribución de riesgos para el ítem analizados. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Tabla 16: Listado del equipo crítico: Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

No.	Eqp ID	Eqp Type	Process Unit	Eqp Name	Likelihood Cat (Overall)	Conseq Cat (Overall)	Risk Rank (Overall)
1	8"-CRU-A1A2-100K-295D-IH	PIPE-6	C25+	Desde EHT-530 hasta ALIVIO A SAP-281/282/283/	5	D	4. HIGH
2	10"-CRU-A1-516-IH	PIPE-10	C25+	Desde 10"-CRU-A1-193-IH, 6"-CRU-A1-	5	D	4. HIGH
3	8"-PW-A1-F	PIPE-8	WATER	Desde AGUA DE EHT 510/520/530/540 hasta SAP-8	5	D	4. HIGH
4	3"-PW-A1-C	PIPE-3	WATER	Desde AGUA DE EHT 510 hasta SAP-802	5	D	4. HIGH
5	8"-DRE-A1-417-N	PIPE-8	WATER	Desde DRENAJE DE SKIMM TANK hasta 12"-OW-A1-1	5	D	4. HIGH
6	8"-CRU-A1-155-N	PIPE-8	C25+	Desde CRUDO DE POZO hasta HE-502A ;HE-502B	5	D	4. HIGH
7	12"-OW-A1	PIPE-12	WATER	Desde 8"-OW-A1-XXX-N hasta AGUA A SKIMM TANK	5	D	4. HIGH
8	8"-CRU-A1-192-IH	PIPE-8	C25+	Desde HE-502 A; HE-502 B hasta CRUDO A POZO T	5	D	4. HIGH
9	12"-PW-A1	PIPE-12	WATER	Desde SAP-802 hasta AGUA A PIS-820	5	D	4. HIGH
10	12"-PW-A1-1	PIPE-12	WATER	From SAP-801 to AGUA A PIS-820	5	D	4. HIGH
11	8"-PW-A1-3	PIPE-8	WATER	From 12"-PW-A1 to PIS-820	5	D	4. HIGH
12	12"-OW-A1-XXX-N	PIPE-12	WATER	Desde AGUA DE SKIMM TANK hasta 12"-OW-A1-104A	5	D	4. HIGH
13	4"-CRU-A1-G	PIPE-4	C25+	Desde 6"-CRU-A1-F hasta CRUDO A MANIFOLD	5	D	4. HIGH
14	8"-CRU-A1-513	PIPE-6	C25+	Desde EHT-530 hasta 6"-CRU-A1-514	5	D	4. HIGH
15	6"-CRU-A1-514	PIPE-6	C25+	Desde 6"-CRU-A1-513 hasta 6"-CRU-A1-XXX CRUDO	5	D	4. HIGH
16	6"-CRU-A1-D	PIPE-6	C25+	Desde 6"-CRU-A1-A CRUDO DE EHT-520; 6"-CRU-A	5	D	4. HIGH
17	10"-CRU-A1-322-PP	PIPE-10	C25+	Desde 10"-CRU-A1-516-IH hasta CRUDO A TK-650	5	D	4. HIGH
18	6"-CRU-A1-F	PIPE-6	C25+	Desde CRUDO DE BOMBAS DE PRODUCTO hasta 6"-CRU-A1-F	5	D	4. HIGH
19	6"-CRU-A1A2-100K-295G-IH	PIPE-6	C25+	From ALIVIO DESDE EHT 550/560 to 6"-A1A2-100K	5	D	4. HIGH
20	3"-PW-A1-512	PIPE-3	WATER	Desde EHT-530 hasta AGUA A HE-201A Y HE-202 B	5	D	4. HIGH
21	3"-PW-A1-A	PIPE-3	WATER	Desde EHT-530 hasta AGUA A HE-201A Y HE-202 B	5	D	4. HIGH
22	8"-CRU-A1-178-IH	PIPE-8	C25+	Desde CRUDO EHT-540 hasta 10"-CRU-A1-191-IH	5	D	4. HIGH
23	8"-CRU-A1-177-IH	PIPE-8	C25+	Desde CRUDO EHT-520 hasta 10"-CRU-A1-191-IH	5	D	4. HIGH
24	8"-CRU-A1-176-IH	PIPE-8	C25+	Desde CRUDO EHT-510 hasta 10"-CRU-A1-191-IH	5	D	4. HIGH
25	10"-CRU-A1-191-IH	PIPE-10	C25+	Desde 8"-CRU-A1-179-IH, 8"-CRU-A1-178-IH, 8"-	5	D	4. HIGH
26	10"-CRU-A1-199-IH	PIPE-10	C25+	Desde 10"-CRU-A1-191-IH hasta 10"-CRU-A1-193-	5	D	4. HIGH
27	10"-CRU-A1-193-IH	PIPE-10	C25+	Desde HE-502 A; HE-502 B hasta 10"-CRU-A1-516	5	D	4. HIGH
28	6"-CRU-A1-E	PIPE-6	C25+	Desde 8"-CRU-A1-D hasta CRUDO A EHT-510/520/5	5	D	4. HIGH
29	6"-CRU-A1-F118-IH	PIPE-6	C25+	From 8"-CRU-A1-F103-IH to 6"-CRU-A1-F115-IH	5	D	4. HIGH
30	12"-CRU-A1-O	PIPE-12	C25+	From CRUDO DE HE-201A/C/D to 6"-CRU-A1-H CRU	5	D	4. HIGH
31	3"-PW-A1-514	PIPE-3	WATER	From EHT-520 to AGUA HACIA HE-201A, HE 202B/C	5	D	4. HIGH
32	3"-DRE-A1-403-PP	PIPE-3	WATER	Desde DRENAJE DE EHT-550/ EHT 560 hasta 12"-OW	5	D	4. HIGH
33	6"-CRU-A1A2-100K-295H-IH	PIPE-6	C25+	From ALIVIO A SAP-281/282/283/284 to 6"-A1A2-	5	D	4. HIGH
34	6"-CRU-A1A2-100K-295A-IH	PIPE-6	C25+	From 6"-CRU-A1A2-100K-295G-IH; 6"-CRU-A1A2-10	5	D	4. HIGH
35	6"-CRU-A1-I	PIPE-6	C25+	From CRUDO DE HE-201A/C/D Y HE-202 C/D to EHT	5	D	4. HIGH
36	6"-CRU-A1-515-1	PIPE-6	C25+	From EHT-510 to 6"-CRU-A1-514-IH	5	D	4. HIGH
37	6"-CRU-A1-514-IH	PIPE-6	C25+	From 6"-CRU-A1-515 to 6"-CRU-A1-514-IH, 8"-CR	5	D	4. HIGH
38	6"-PW-A1-174-IH	PIPE-6	WATER	From 3"-PW-A1-C To AGUA HACIA HE-201A/HE 202B	5	D	4. HIGH
39	6"-CRU-A1-512	PIPE-6	C25+	From CRUDO DE HE 201A/C/D Y HE-202 D/E to EHT	5	D	4. HIGH
40	3"-PW-A1-515	PIPE-3	WATER	From EHT-520 to AGUA HACIA HE-201A; HE 202B/C	5	D	4. HIGH
41	12"-CRU-A1-H	PIPE-12	C25+	From CRUDO DE MANIFOLD to 6"-CRU-A1-K	5	D	4. HIGH
42	6"-CRU-A1-515-2	PIPE-6	C25+	From EHT-520 to 8"-CRU-A1-177-IH; 6"-CRU-A1-5	5	D	4. HIGH
43	6"-CRU-A1-511	PIPE-6	C25+	Desde CRUDO DE HE-201A/C/D ; HE-202 D/E hasta	5	D	4. HIGH
44	6"-CRU-A1-173	PIPE-6	C25+	From CRUDO DE POZO to 10"-CRU-A1-171-IH	5	D	4. HIGH
45	12"-CRU-A1-340-IH	PIPE-12	C25+	From CRUDO TANQUE DE CABEZA TK-213 to 16"-CR	3	E	4. HIGH
46	16"-CRU-A1-158-IH	PIPE-16	C25+	From 12"-CRU-A1-340-IH; 6"-CRU-A1-568 to 12"-	3	E	4. HIGH
47	12"-CRU-A1-159-IH	PIPE-12	C25+	From 16"-CRU-A1-158-IH to P-205A	3	E	4. HIGH
48	12"-CRU-A1-160-IH	PIPE-12	C25+	From 16"-CRU-A1-158-IH to P-205B	3	E	4. HIGH
49	12"-CRU-A1-161-IH	PIPE-12	C25+	From 16"-CRU-A1-158-IH to P-205C	3	E	4. HIGH
50	2"-PW-A1-107-N	PIPE-2	WATER	Desde HE-846 hasta OPEN DRAIN	5	D	4. HIGH
51	6"-PW-PVC-149-N	PIPE-6	WATER	Desde 2"-PW-A1-107-N hasta PCV	5	D	4. HIGH
52	6"-PW-PVC-205-N	PIPE-6	WATER	Desde HE-845 OPEN DRAIN hasta DRENAJE TORRES	5	D	4. HIGH
53	4"-OW-A1-125-N	PIPE-4	WATER	Desde 4"-OW-A1-124-N hasta 4"-OW-A1-129-N	5	D	4. HIGH

Tabla 16: Listado del equipo crítico: Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

No.	Eqp ID	Eqp Type	Process Unit	Eqp Name	Likelihood Cat (Overall)	Conseq Cat (Overall)	Risk Rank (Overall)
54	2"-DRE-A1-405-N	PIPE-2	C1-C2	From TK-650 to VERTIMIENTO TK-650	5	D	4. HIGH
55	12"-CRU-A1-327-PP	PIPE-12	C25+	From TK-670 to CRUDO A TIE IN 13; P-601A; P-6	5	D	4. HIGH
56	10"-CRU-A1-324-PP	PIPE-10	C25+	From 14"-CRU-A1-323-PP to TK-660 ; TIE IN 19	5	D	4. HIGH
57	14"-CRU-A1-323-PP	PIPE-14	C25+	From 14"-CRU-A1-321-PP to 10"-CRU-A1-324-PP	5	D	4. HIGH
58	14"-CRU-A1-321-PP	PIPE-14	C25+	From 10"-CRU-A1-321-PP to TK-650	5	D	4. HIGH
59	10"-CRU-A1-321-PP	PIPE-10	C25+	From CRUDO DE HE-502C to 14"-CRU-A1-321-PP	5	D	4. HIGH
60	6"-CRU-A1-325-PP	PIPE-6	C25+	From P-601A; P-601B ; TIE IN 16 to TK-650 y T	5	D	4. HIGH
61	12"-CRU-A1-428-PP	PIPE-12	C25+	From TK-650 to 12"-CRU-A1-328-PP	5	D	4. HIGH
62	3"-CND-A1-434-PP	PIPE-3	C25+	From TK-670 to 3"-CND-A1-345-PP	5	D	4. HIGH
63	2"-DRE-A1-404-N	PIPE-2	C25+	From TK-670 to VERTIMIENTO TK-670	5	D	4. HIGH
64	3"-DRE-A1-404-N	PIPE-3	WATER	From VERTIMIENTO to 4"-DRE-A1-404-N	5	D	4. HIGH
65	14"-DRE-A1-404-N	PIPE-14	C25+	From TK-670 to VERTIMIENTO TK-670	5	D	4. HIGH
66	14"-DRE-A1-405-N	PIPE-14	WATER	From TK-650 to VERTIMIENTO TK-650	5	D	4. HIGH
67	4"-DRE--A1-405-N	PIPE-4	C1-C2	From TK-650 to 4"-DRE-A1-404-N	5	D	4. HIGH
68	12"-CRU-A1-326-PP	PIPE-12	C25+	From 6"-CRU-A1-325-PP to TK-670	5	D	4. HIGH
69	EHT-560	DRUM	C25+	DESDE HE-202D/E HASTA HE-502C; HE-202B/C Y SA	5	D	4. HIGH
70	EHT-550	DRUM	C25+	DESDE HE-202D/E HASTA HE-502C; HE-202B/C Y SA	5	D	4. HIGH
71	3"-PW-A1-F	PIPE-3	WATER	From 6"-PW-A1-517 to Agua producida a SAP-801	5	D	4. HIGH
72	8"-CRU-A1-179-IH	PIPE-8	C25+	Desde 6"-CRU-A1-513 hasta CRUDO A HE 502 A/B	5	D	4. HIGH
73	6"-CRU-A1-F 120-IH	PIPE-6	C25+	From TR3 to CRUDO A ALMACENAMIENTO	5	D	4. HIGH
74	8"-CRU-A1-320-IH-EHT-560	PIPE-8	C25+	From EHT-560 to 10"-CRU-A1-320-PP	5	D	4. HIGH
75	EHT-520	DRUM	C25+	DESDE HE-201 A/C/D ; HE-202 D/E; EHT- 530/540	5	D	4. HIGH
76	EHT-510	DRUM	C25+	DESDE HE-201 A/B/C ; HE-202 C/D; EHT- 520/530	5	D	4. HIGH
77	6"-CRU-A1-BATERIA2	PIPE-6	C25+	From crudo bombas de bateria 2 to crudo a tan	5	D	4. HIGH
78	3"-PW-A1-D	PIPE-3	WATER	From EHT-540 to 6"-PW-A1-517	5	D	4. HIGH
79	3"-PW-A1-E	PIPE-3	WATER	From EHT-540 to 6"-PW-A1-517	5	D	4. HIGH
80	3"-DRE-A1-405-N	PIPE-3	C25+	From VERTIMIENTO TK-650 to 3"-DRE-A1-404-N	5	D	4. HIGH
81	14"-CRU-A1-342-IH	PIPE-14	C25+	Linea de transporte de crudo	3	E	4. HIGH
82	6"-OW-A1-376-IH	PIPE-6	WATER	From (TIE-IN 6) to 8"-OW-A1-375-IH; 6"-OW-A1-	5	D	4. HIGH
83	24"-CRU-A1-XXX-1	PIPE-16	C25+	From TRONCAL 5 to TRAMPA DE ENVIO O RECIBO	5	D	4. HIGH
84	6"-OW-A1-375-IH	PIPE-6	WATER	From AGUA DE TRATADORES EHT-550 EHT-560 to (5	D	4. HIGH
85	EHT-530	DRUM	C25+	DESDE HE-201 A/C/D ; HE-202 D/E; EHT-520/540/	5	D	4. HIGH
86	EHT-540	DRUM	C25+	DESDE HE-201 A/C/D; HE.202 D/E HASTA HE-502 A	5	D	4. HIGH
87	6"-CRU-A1-F 115-IH	PIPE-6	C25+	From 6"-CRU-A1-F113-IH to 6"-CRU-A1-F 120-IH	5	D	4. HIGH
88	6"-CRU-A1-125-IH	PIPE-6	C25+	From 3"-CRU-A1-123-IH	5	D	4. HIGH
89	4"-CRU-A1-F 121-IH	PIPE-4	C25+	From 6"-CRU-A1-F120-IH to TANQUES DE LAS CALD	5	D	4. HIGH
90	16"-OW-A1-360-N	PIPE-16	WATER	From TK-226 to BOMBAS P-207 A/B/C	5	D	4. HIGH
91	18"-CRU-A1-300-IH	PIPE-16	C25+	From RB19; RB54; RB41 ; 14"-CRU-A1-301-IH; 24	5	D	4. HIGH
92	24"-CRU-A1-XXX-3	PIPE-16	C25+	From 24"-CRU-A1-XXX-2 (MANFOLD DE RECIBO); 2	5	D	4. HIGH
93	24"-CRU-A1-XXX-2	PIPE-16	C25+	From MANIFOLD DE RECIBO to TRAMPA DE ENVIO O	5	D	4. HIGH
94	10"-CRU-A1-346-IH	PIPE-10	C25+	From 14"-CRU-A1-318-IH to EHT-560	5	D	4. HIGH
95	6"-OW-A1-375-PP	PIPE-6	WATER	From 3"-OW-A1-375 EHT-550; 3"-OW-A1-375 EHT-5	5	D	4. HIGH
96	3"-OW-A1-375	PIPE-3	WATER	From EHT-550; EHT-560 to 6"-OW-A1-375-PP	5	D	4. HIGH
97	10"-CRU-A1-345-IH	PIPE-10	C25+	From 14"-CRU-A1-318-IH to EHT-550	5	D	4. HIGH
98	V-852	DRUM	WATER		5	D	4. HIGH
99	P-852-2A	PUMP Cent	C25+	Bomba de crudo	5	D	4. HIGH
100	P-852-2B	PUMP Cent	C25+	Bomba de crudo	5	D	4. HIGH
101	P-821-C	PUMP Cent	C25+	Bomba de recirculación de crudo recuperadp	5	D	4. HIGH
102	P-821-B	PUMP Cent	C25+	Bomba de recirculación de crudo recuperadp	5	D	4. HIGH
103	P-821-D	PUMP Cent	C25+	Bomba de recirculación de crudo recuperadp	5	D	4. HIGH
104	P-821-A	PUMP Cent	C25+	Bomba de recirculación de crudo recuperadp	5	D	4. HIGH
105	P-205C(P-105C)	PUMP Cent	C25+	DESDE TK-213 HASTA HE-201 A/C/D	4	E	4. HIGH
106	P-205A(P-105A)	PUMP Cent	C25+	DESDE TK-213 HASTA HE-201 A/C/D	4	E	4. HIGH
107	P-205B(P-105B)	PUMP Cent	C25+	DESDE TK-213 HASTA HE-201 A/C/D	4	E	4. HIGH
108	4"-DRE-A1-404-N	PIPE-4	C25+	Desde DRENAJE DE TANQUES TK-650/670 hasta SAP	5	D	4. HIGH

Los registros obtenidos permiten también visualizar la distribución por sistemas de acuerdo al riesgo; para el caso del ejemplo objeto de análisis se puede observar que el 80% de los equipos críticos se encuentra ubicado en el sistema de crudo por su impacto y el alto contenido de agua y sedimento básico BS&W- (*Basic sediment and wáter*) lo que lo hace susceptibles de presentar fenómenos de corrosión interna.

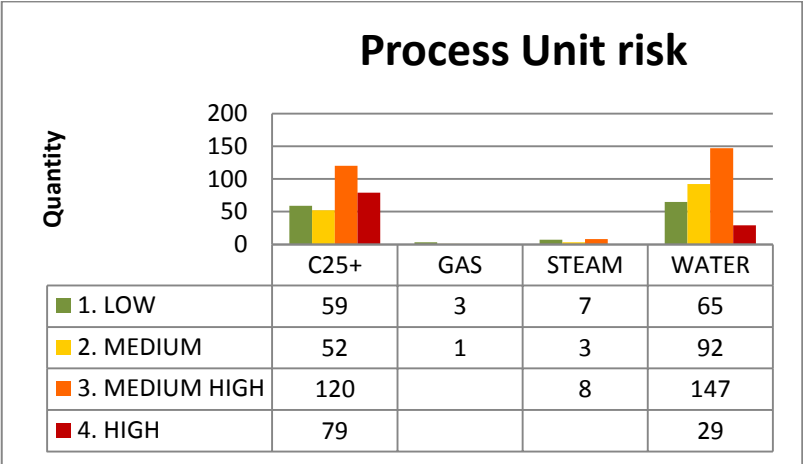


Figura 17: Distribución de riesgos de acuerdo al fluido. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

También permite visualizar la distribución de equipos críticos de acuerdo al tipo de ítem. En el ejemplo analizado los equipos más críticos evaluados, corresponden a ítems con presencia de agua y crudo con alto contenido BS&W, se observa un impacto elevado en caso de falla con una susceptibilidad elevada a presentar alguno de los factores de daño analizados, particularmente el de adelgazamiento. Los equipos rotativos señalados, corresponden a las bombas principalmente en la carcasa contenedora de presión.

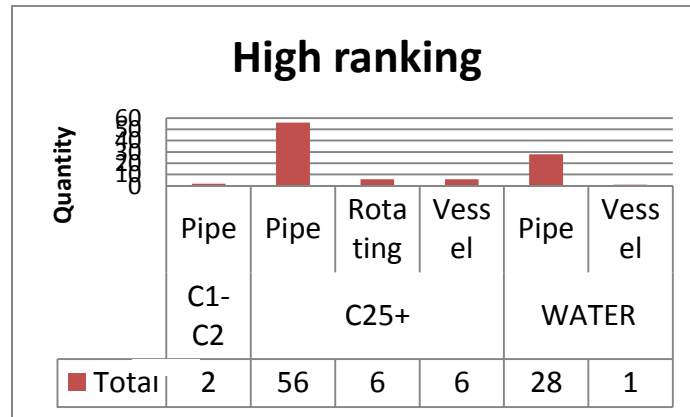


Figura 18: Items en ALTO riesgo, de acuerdo a tipo de equipo. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

9.1.6 Determinar puntos de alta criticidad: El análisis y evaluación de los datos obtenidos permiten determinar los puntos del área bajo estudio que resultaron en un alto valor de criticidad. Estos se pueden esquematizar sobre los diagramas de flujo como se muestra en la figura 19.

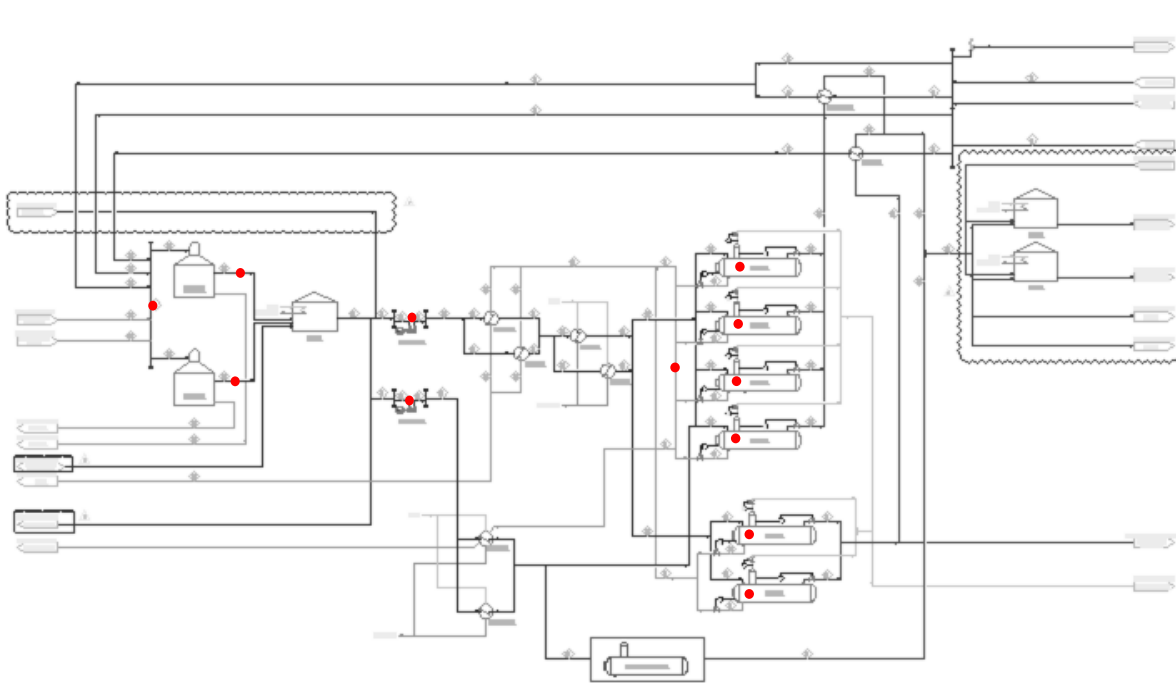


Figura 19: Esquema donde se resaltan los puntos de mayor criticidad en el sistema de crudo. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Como puede observarse, dentro de estos equipos críticos se encuentran recipientes a presión, las bombas para transferencia de fluidos, y diferentes

cabezales que corresponden a líneas de arreglo de tuberías para transporte principales del fluido.

10. TECNICAS DE INSPECCION

Las técnicas de inspección usadas en la verificación de la integridad mecánica de equipo estático en servicio son de carácter no destructivo de tipo intrusivas y no intrusivas; se definen teniendo en cuenta dos criterios: La criticidad, que establece un nivel de calidad de la inspección de los equipos bajo análisis de la planta específica; y el mecanismo de daño, que define donde y como se debe buscar el potencial defecto presente.

Los factores fundamentales de daño vistos anteriormente tienen diferentes técnicas de evaluación, generalmente no destructivas para detectar defectos presentes en los equipos usados en la industria de los hidrocarburos. A continuación se presenta una breve descripción, sin entrar en detalles técnicos de procedimientos y/o equipos, lo cual tiene una reglamentación específica atendiendo a los requisitos de las principales normas o Códigos de fabricación aplicados en la industria, tales como el ASME (*American Society of Mechanical Engineer*), ASTM (*American standard Testing of Materials*), API (*American petroleum Institute*) y el AWS (*American Welding Society*) entre otros. Además de calificación de personal para quienes realizan las labores de examinación certificados en los grados de Nivel I, II y III por la ASNT (*American Society for Nondestructive Testing*) según los requisitos de la Práctica Recomendada SNT-TC-1A, CP-189.

10.1 Técnica de inspección visual: Es el más exhaustivo ensayo no destructivo; incluye cualquiera observación directa o indirecta de las superficies expuestas del equipo bajo estudio con el objetivo de detectar roturas o defectos de la superficie. Existe una gran variedad de ayudas ópticas disponibles para el inspector que realiza inspección visual desde simple lupas de mano hasta los dispositivos especializados como los endoscopios de fibra óptica para la inspección de áreas

restringidas. Tiene limitaciones y dependencia de la condición de la superficie del componente y del nivel de luz disponible.

10.2 Técnica de inspección por Líquidos Penetrantes: Consiste en un método para localizar discontinuidades superficiales abiertas a la superficie en cualquier tipo de material ferroso y no ferroso mediante un penetrante que actúa por capilaridad y con la aplicación de un revelador dibuja el defecto por contraste; esta técnica de inspección es de mucho uso en los aceros inoxidables. Existen dos tipos básicos de líquidos penetrantes: fluorescentes, contienen un colorante que fluoresce bajo la luz negra o ultravioleta y no fluorescente contienen un colorante de alto contraste bajo luz blanca. El ensayo por líquidos penetrantes es método de bajo costo y rápida aplicación. Por lo general es un proceso de seis etapas: limpieza de superficies, aplicación del penetrante a la superficie del componente, la eliminación del exceso de líquido penetrante, aplicación del revelados, la inspección de falas para la superficie del componente y limpieza final.

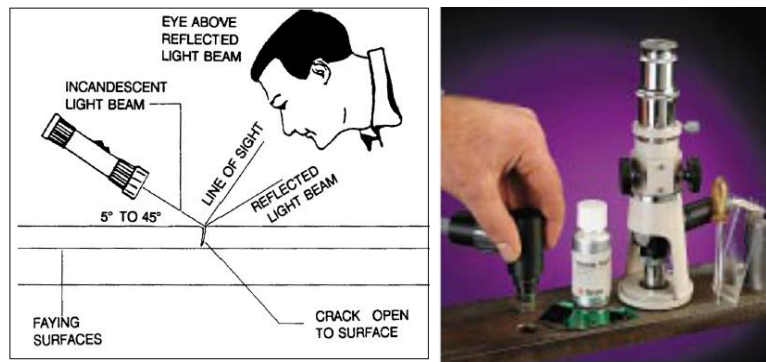


Figura 20: Esquema de inspección visual y equipos utilizados. Fuente: www.google.com.co /imágenes ensayos no destructivos



Figura 21: Fallas detectadas por la técnica de líquidos penetrantes. Fuente: [www.google.com.co /imagenes](http://www.google.com.co/imagenes) ensayos no destructivos

10.3 Técnica de inspección por Partículas Magnéticas: La inspección por partículas magnéticas es un método para localizar discontinuidades superficiales y sub. Superficiales como grietas y laminaciones en materiales ferro magnéticos. Si se desea aumentar la sensibilidad se puede usar partículas magnéticas fluorescentes húmedas. El componente se magnetiza de forma local o global se hace pasar un flujo magnético a través del material si hay un defecto en la superficie el campo magnético se distorsiona causando fugas del flujo alrededor de la falla. La fuga de flujo magnético se muestra cubriendo la superficie con partículas de hierro muy fino, las partículas se acumulan en las regiones de la fuga de flujo que revelan la falla como una línea de partículas de hierro sobre la superficie del componente



Figura 22: Fallas detectadas por la técnica de partículas magnéticas. Fuente: [www.google.com.co /imagenes](http://www.google.com.co/imagenes) ensayos no destructivos

10.4 Técnica de inspección mediante corriente de Eddy: En esta prueba una bobina que lleva una corriente alterna se coloca cerca de la superficie del componente que genera corriente de Eddy que circulan a través del área de interés para la examinación la cual afecta la corriente de la bobina por inducción mutua, al haber defectos en la superficie afectan la fuerza de las corrientes de Eddy. Por lo tanto, mediante la medición de los cambios eléctricos resultantes en la bobina de salida los defectos pueden ser detectados.

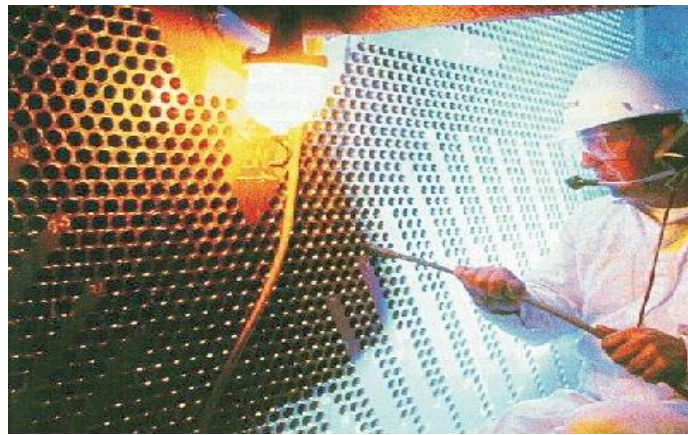


Figura 23: Examinación de placas tubulares mediante la técnica de corrientes de Eddy. Fuente: [www.google.com.co /imagenes](http://www.google.com.co/imagenes) ensayos no destructivos

Prueba de corrientes de Eddy es aplicable a todos los materiales conductores de la electricidad. Antes de su uso los sistemas poseen corrientes parásitas y requieren calibración, normalmente en piezas de prueba. Con este método de ensayo, la sensibilidad a los defectos puede ser muy alta. El equipo se hace funcionar manualmente.

10.5 Técnica de inspección por radiografía industrial: La radiografía es un método de inspección no destructiva que se basa en la absorción diferenciada de radiación penetrante por la pieza que está siendo inspeccionada. Esa variación en la cantidad de radiación absorbida, detectada mediante un medio, nos indicará, entre otras cosas, la existencia de una falla interna o defecto en el material. La

radiografía industrial es entonces usada para detectar variaciones de una región de un determinado material que presenta una diferencia en espesor o densidad comparada con una región vecina, en otras palabras, la radiografía es un método capaz de detectar con buena sensibilidad defectos volumétricos empleando Rayos-X la cual se trata de una radiación electromagnética penetrante, con una longitud de onda menor que la luz visible, producida por bombardeo con electrones de alta velocidad generalmente de wolframio, y los rayos gamma, cuyos efectos son similares a los de los rayos X, se producen por transiciones de energía en el interior de núcleos excitados de isotopos radioactivos generalmente Iridio 192 y Cobalto 60. Es ampliamente utilizado en trabajos de campo por su mayor portabilidad.



Figura 24: Esquema, equipo y trabajo de campo en la examinación mediante la técnica radiografía industrial. Fuente: www.google.com.co/imagenes ensayos no destructivos

10.6 Técnica de inspección por Ultrasonido: El aprovechamiento del ultrasonido ha ganado espacio importante entre las técnicas de ensayos No-destructivos. Se considera ultrasonido aquellas oscilaciones de presión que poseen frecuencias por encima de la gama audible (esto es, superior a 20 000 Hz). El equipamiento utilizado para la aplicación de estas técnicas es capaz de generar, emitir y captar haces de ondas muy bien definidas sujetas a las leyes de reflexión al encontrar en su trayectoria un cambio en las propiedades físicas del medio en el cual se propagan. Al ser captadas, son analizadas según el objetivo del equipamiento y con la determinación del tiempo transcurrido desde su emisión hasta su recepción, puede conocerse la distancia recorrida, al ser la velocidad previamente

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

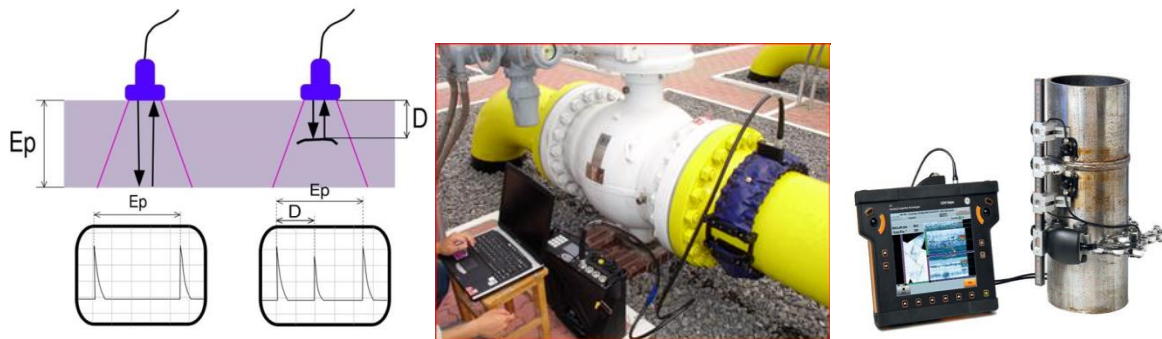


Figura 25: Esquema, equipo y trabajo de campo en la examinación mediante la técnica de ultrasonido. Fuente: [www.google.com.co /imagenes](http://www.google.com.co/imagenes) ensayos no destructivos

En su forma más simple, una pequeña sonda manual conectada a un detector de defectos (osciloscopio) se acopla a la superficie del componente. Mediante la exploración de la sonda y observando la respuesta en la pantalla del detector de defectos (la pantalla A-scan) la ubicación de los defectos puede ser determinado y se estimó su tamaño. Mediante el diseño adecuado de la sonda, los rayos ultrasónicos se pueden introducir en el material del componente en casi cualquier ángulo. Generalmente, una sola sonda actúa como transmisor y receptor de ultrasonidos, que permite la inspección de un lado del componente solamente llamada como técnica de pulso-eco. Además de esta técnica que es la más común, hay muchas otras técnicas. La mayoría de los metales de grano fino pueden ser probados por ultrasonido, hasta de gran espesor, sin dificultad. Por otra parte, los metales de grano grueso tales como aceros inoxidables austeníticos son muy difíciles de inspeccionar. Los Sistemas ultrasónicos requieren calibración previa antes de su uso.

Con este método de ensayo, se logra una alta sensibilidad para detectar los defectos. Sin embargo se requiere habilidad considerable del operador para interpretar las pantallas de scan- A; la mayoría de los equipos son de accionamiento manual pero tienen ciertas aplicaciones que usan datos informatizados para la adquisición, procesamiento, visualización y análisis.

El campo de aplicación más común del método ultrasónico de prueba es la determinación del espesor de los componentes utilizando medidores de espesor. La medición de espesores es una operación manual que utiliza una pequeña sonda ultrasónica conectada a un indicador de mano. El principal uso de la medición de espesores es para determinar el espesor de pared restante en particular en áreas de componentes, donde la corrosión / erosión se sospecha. Para la evaluación generalmente se realiza haciendo una serie de 'spot' mediciones con el medidor de espesor formando una malla que cubre la superficie del componente o el área local de interés. La capacidad de este método para determinar con precisión el tamaño del defecto a una altura determinada de la falla, lo convierte en una parte integral de la evaluación de aptitud para el servicio.

Adicional a esta técnica existen otras de uso menos frecuente pero que están cobrando importancia para la inspección servicio, se aborda una breve descripción de cada una de ellas

.

Técnica de medición del campo de corriente alterna: Es un método que requiere sondas, instrumentos y software especializado para inducir campos electromagnéticos de corriente alterna a través de componentes metálicos, la presencia de cualquier perturbación permite la detección de defectos y determinar su tamaño.

Técnica de caída de potencial de corriente alterna: Es una técnica de resistencia eléctrica que puede ser utilizada para el dimensionamiento de los defectos de

rotura de superficie en materiales que son eléctricamente conductor. Funciona mediante la aplicación de un potencial eléctrico entre dos contactos unidos a la superficie del componente y la medición de la diferencia de resistencia entre un par de segundos contactos colocados en primer lugar a través de material de sonido adyacente a la falla y luego a través del propio defecto. El aumento de la resistencia debido a la falla luego es directamente proporcional a la altura de la falla de la superficie.

Técnica de ultrasonido TODF- (*Time of flight diffraction*): Es una técnica de doble sonda que funciona midiendo con precisión el tiempo de llegada del haz ultrasónico difractado desde las extremidades superior e inferior del defecto que con operadores calificados, equipos especializados y software capaz de generar imágenes de alta resolución se consiguen los mejores resultados.

Técnica de ultrasonido pulso eco automatizado: Sencillamente se ha tratado de mejorar la técnica de pulso eco utilizando sondas múltiples que proporcionan imágenes del componente a través de la recopilación de datos con procesamiento especial y software para el análisis, además puede programar la manipulación y el acoplante para los palpadores. Hoy día es el más usado para inspección de soldadura y mapeo de control de la corrosión.

Una aplicación muy importante es la inspección por ondas guiadas, que detectan básicamente a aquellas zonas donde exista corrosión y / o erosión cuya pérdida de área transversal sea mayor a 3% ubicándolas con una precisión de +- 10 cm., medidos a partir de un punto de referencia fijo denominado datum o desde cualquier referencia físicamente establecida. El equipo de ondas guiadas clasifica las anomalías detectadas en términos de área transversal perdida en tres tipos: menores, no requieren ser cuantificadas; moderadas y severas, requieren validación.

		METODO DE END					
		Visual	Líquidos	Partículas	Corrit. Eddy	Radiografía	Ultrasonido
CAPACIDAD DE DETECCION	Fisuras abiertas a la superficie	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Fisuras internas					✓	✓
	Falta de fusión					✓	✓
	Inclusiones de escoria					✓	✓
	Porosidad					✓	✓
	Corrosion / Erosión	✓				✓	✓
CAPACIDAD DE DIMENSIONAMIENTO	Localización del defecto	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Longitud del defecto	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Altura del defecto				✓		✓
	Espesor del componente				✓	✓	✓
	Espesor del revestimiento				✓		✓

Tabla 17: Detección y capacidad de dimensionamiento de los principales métodos de END. Fuente: diseño del autor

La tabla 17 resume las principales técnicas en función de la capacidad de detección de falla, dimensionamiento de la falla y el mecanismo de daño presente en el activo de producción de hidrocarburos.

La tabla 18 muestra la técnica de ensayos no destructivos usualmente utilizada para evaluación de mecanismos de falla en activos petroleros en función de sus capacidades y limitaciones

Tabla 18: Análisis Ensayos No destructivos END versus mecanismo de daño. Fuente: diseño del autor		
TIPO DE DAÑO	TECNICA O METODO DE END	CAPACIDAD O LIMITACIONES
Corrosión / Erosión interna	Inspección visual - recipientes únicamente- Interno	Buena capacidad de detección, se requiere acceso interno. Limitada capacidad de tamaño (profundidad / espesor de pared remanente).
	Ensayo de ultrasonido manual - Externo	En general una buena capacidad de detección y dimensionamiento (puede ser pobre si hay corrosión bajo aislamiento, en particular la detección de picaduras).
	Ensayo de ultrasonido automático - externo	Muy buena capacidad de detección y dimensionamiento (aplicación limitada a las secciones de tubería / paredes de recipientes donde simple manipulación puede ser facilitada). En mapas de corrosión permite la

Tabla 18: Análisis Ensayos No destructivos END versus mecanismo de daño. Fuente: diseño del autor		
TIPO DE DAÑO	TECNICA O METODO DE END	CAPACIDAD O LIMITACIONES
		comparación precisa de los datos entre las inspecciones repetidas. Técnica comparativamente lenta para aplicar.
	Monitoreo continuo por ultrasonido-externa	Buena capacidad de detección y dimensionamiento en lugares específicos de vigilancia.
	Perfil radiográfico (solo tubería) - Externa	Buena capacidad de detección y dimensionamiento, sin embargo comparativamente lenta para aplicar
Corrosion / erosión en la raíz de la soldadura	TOFD - Externo	Muy buena capacidad de detección y dimensionamiento (profundidad / espesor de pared remanente). El acceso a ambos lados de la soldadura es necesario.
	Ensayo por ultrasonido Manual / automático / Palpador normal -Externa	Buena capacidad de detección y dimensionamiento. Requiere una amplia preparación superficial como remoción del refuerzo de soldadura.
	Ensayo por ultrasonido Manual / automático / Palpador angular - Externa	Buena capacidad de detección. Sin embargo no puede ser fiable.
La susceptibilidad al ataque por hidrogeno a alta temperatura	Ensayo por ultrasonido con palpador normal alta sensibilidad- externa	Capacidad de detección sobre el metal base, pero puede dar señales falsas. El uso de sistema de cartografía facilita el seguimiento. Para las soldaduras requiere remoción del refuerzo
	Ensayo por ultrasonido con palpador angular mediana sensibilidad- externa	Capacidad de detección sobre soldaduras, pero no puede detectar las etapas microscópicas del ataque por hidrogeno a alta temperatura. El uso de un sistema automatizado facilita el seguimiento de microgrietas
	Ensayo por ultrasonido TODF	Capacidad de detección en soldaduras aunque no discrimina entre los defectos de la soldadura, las microgrietas u otro problema. Sin embargo el establecimiento de una línea base facilita el seguimiento de microfisuras
La susceptibilidad al agrietamiento por presión de hidrogeno inducido	Ensayo por ultrasonido con palpador normal y angular de 45°- externa	Buena detección en etapas posteriores, pero no hay alerta temprana. Ensayo para realizar inspección in situ
Susceptibilidad a la deformación	Ensayo superficial	Las mediciones de ruido magnético de Barkhausen, permeabilidad diferencial o coercitividad son posibles. Pero puede ser afectada por otros parámetros como estrés y tratamiento térmico
	Ensayo por Ultrasonidos - Atenuación / pérdida de eco de la pared posterior - Backscatter - Medición de la velocidad	Los métodos desarrollados para la detección de las primeras etapas no se han probado en el campo. Las técnicas de ensayo ultrasónicas son adecuadas en etapas posteriores.
Susceptibilidad a la fractura frágil	Ensayo por partículas magnéticas	Buena capacidad de detección, se requiere el acceso a la superficie de la grieta por fatiga. De buena capacidad para el dimensionamiento de la longitud. Alguna preparación de la

Tabla 18: Análisis Ensayos No destructivos END versus mecanismo de daño. Fuente: diseño del autor		
TIPO DE DAÑO	TECNICA O METODO DE END	CAPACIDAD O LIMITACIONES
		superficie suele ser necesario.
	Ensayo por líquidos penetrantes y corriente de Eddy	De la misma capacidad del anterior con la ventaja que se puede aplicar sobre materiales no magnéticos.
	Ensayo por ultrasonido con palpador angular	Buena capacidad de detección y dimensionamiento, longitud y altura, reforzada por el uso de sistemas automatizados. La Técnica TODF mide la altura de la falla muy precisa y permite el seguimiento de la fisura en equipo en servicio.
Susceptibilidad al fisuramiento por corrosión bajo tensión	Ensayo de superficie	En general las técnicas por líquidos penetrantes, partículas magnéticas en aceros ferromagnéticos, las corrientes de Eddy tienen buena capacidad de detección para fisuras abiertas a la superficie. Sin embargo requiere para la operación del equipo.
	Ensayo externo por ultrasonido	Buena capacidad de detección se puede utilizar en línea. Técnicas especializadas tienen cierta capacidad para determinar las características de la fisura como orientación y las dimensiones.
	Ensayo externo por emisión acústica	Se usa en línea cuando grandes extensiones no es posible usar otra técnica. Sin embargo ruidos del sistema pueden producir falsas indicaciones.

11. PLAN DE INSPECCIÓN

Una vez concluida la etapa de evaluación de riesgo, se definen los mecanismos de daño presentes en la planta bajo análisis y se determinaron las técnicas de inspección para valorar los daños. Finalmente, se debe concluir con la elaboración de un plan de inspección a ser desarrollado para un periodo de tiempo generalmente en años que dependiendo de la criticidad puede ser a cinco o a doce años. Estos planes garantizan que se están cumpliendo las frecuencias definidas por norma, y que se está priorizando los sistemas y equipos de alto riesgo, los cuales deben ser inspeccionados en un intervalo menor a un año.

A continuación se presenta el plan de inspección preliminar presentado en este documento, corresponde a los resultados de la evaluación de acuerdo a ORBIT. Como se detalló anteriormente los equipos de mayor criticidad serán evaluados por medio de un análisis cuantitativo detallado.

La calificación de riesgo de la evaluación del módulo del programa arroja, como parte de los resultados, el intervalo de tiempo requerido para efectuar inspección. El período de tiempo dentro del cual se enmarca este plan es de 12 años. Los equipos de menor criticidad, calificados como de riesgo bajo, pueden ser inspeccionados en ese lapso, garantizándose que se encuentra dentro del marco normativo definido por API 581.

El plan de inspección será elaborado por el inspector y / o ingeniero, un especialista en corrosión debe ser consultado cuando sea necesario para aclarar los posibles mecanismos de daño y lugares específicos donde la degradación puede ocurrir y para sistemas de tuberías que operan a temperaturas elevadas

[por encima de 750 ° F (400 ° C)] y los sistemas de tuberías que operan por debajo de la temperatura de transición dúctil a frágil.

El plan de inspección se desarrolla a partir del análisis de varias fuentes de datos. Los sistemas de tuberías serán evaluados en base a los tipos actuales o posibles mecanismos de daño. Los métodos y el alcance se evaluarán para asegurar que puede identificar correctamente el mecanismo de daño y la gravedad del daño. Los exámenes se programarán en intervalos que consideren lo siguiente: planes de inspección genéricos basados en estándares y mejores prácticas de la industria pueden ser utilizados como punto de partida en el desarrollo de planes específicos de inspección. El plan de inspección puede o no existir en un solo documento, sin embargo el contenido del plan debe ser fácilmente accesible desde la inspección de los sistemas de datos.

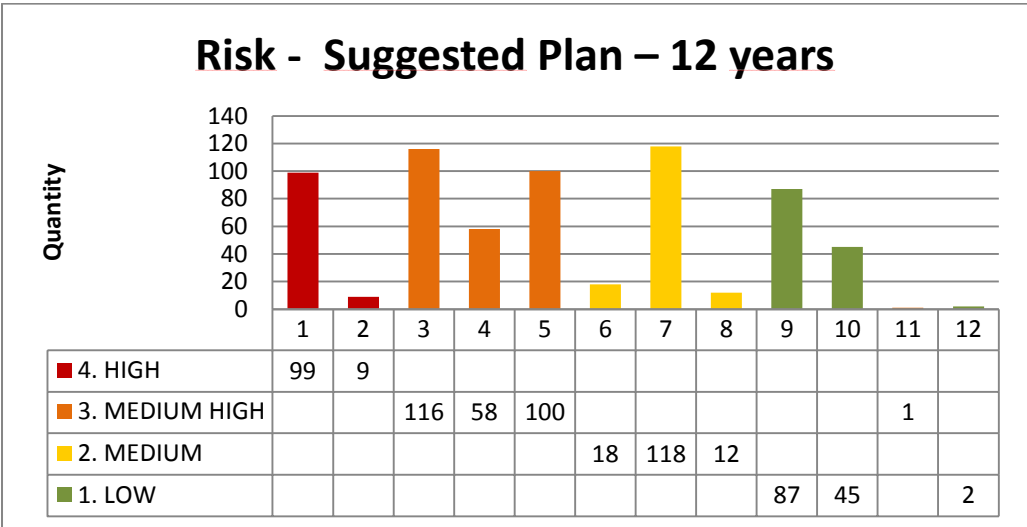


Figura 26: Plan de inspección a 12 años. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

A manera de demostración la figura 26 muestra un plan de inspección realizable en un plazo de tiempo de 12 años, sin embargo esto puede ser ajustado teniendo en cuenta que la cantidad de equipos que se puede inspeccionar dentro de un intervalo de tiempo más reducido. La figura 27 muestra un ejemplo donde el mismo plan de inspección a 12 años se agrupó a un plan de inspección en cinco años para la totalidad de los equipos. La ejecución de este plan a cinco años,

representa una disminución sustancial y cuantificable del riesgo, debido a que disminuye la incertidumbre, que es un aspecto que aumenta el riesgo inicialmente calculado.



Figura 27: plan de inspección a 5 años, abarcando la totalidad de los equipos. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Finalmente debe ser preparado el plan de inspección detallado como el resultado final de la etapa de planeación para la detección de daños acumulados en servicio, busca básicamente jerarquizar las áreas de daños, identificar los métodos de inspección apropiados al tipo de daño identificado, los ensayos no destructivos, los parámetros de evaluación, los registros generados deben permitir futuras evaluaciones de la misma área de tal manera que haya un seguimiento a través del tiempo y deben ser la base para preparar el plan de mantenimiento, integridad y extender la vida útil del activo.

En la tabla 19 se muestra la matriz para la preparación de un plan de Inspección donde se han agrupado los tipos de daños probables para las tres categorías más importantes de los activos petroleros, recipientes a presión, sistemas de tuberías y recipientes para almacenamiento y todas las variables a ser evaluadas.

12. PLAN DE COSTOS

La estructura de costo de un estudio de integridad y confiabilidad está marcada por la incertidumbre de la industria y debe ser valorado económicamente por el costo beneficio que implica identificar los riesgos y prevenirlos; dependerá de cada tipo de campo de todos sus activos que involucre, directamente relacionado con el flujo de caja de la compañía, su influencia sobre los costos administrativos, costos de Mantenibilidad, costos de prevención, además debe de partir de la inspección de activos basado en riesgo y modelamientos de valoración de incertidumbre mediante software especializado el cual optimiza la integridad mecánica y la confiabilidad operacional de grupos de activos con el riesgo global.

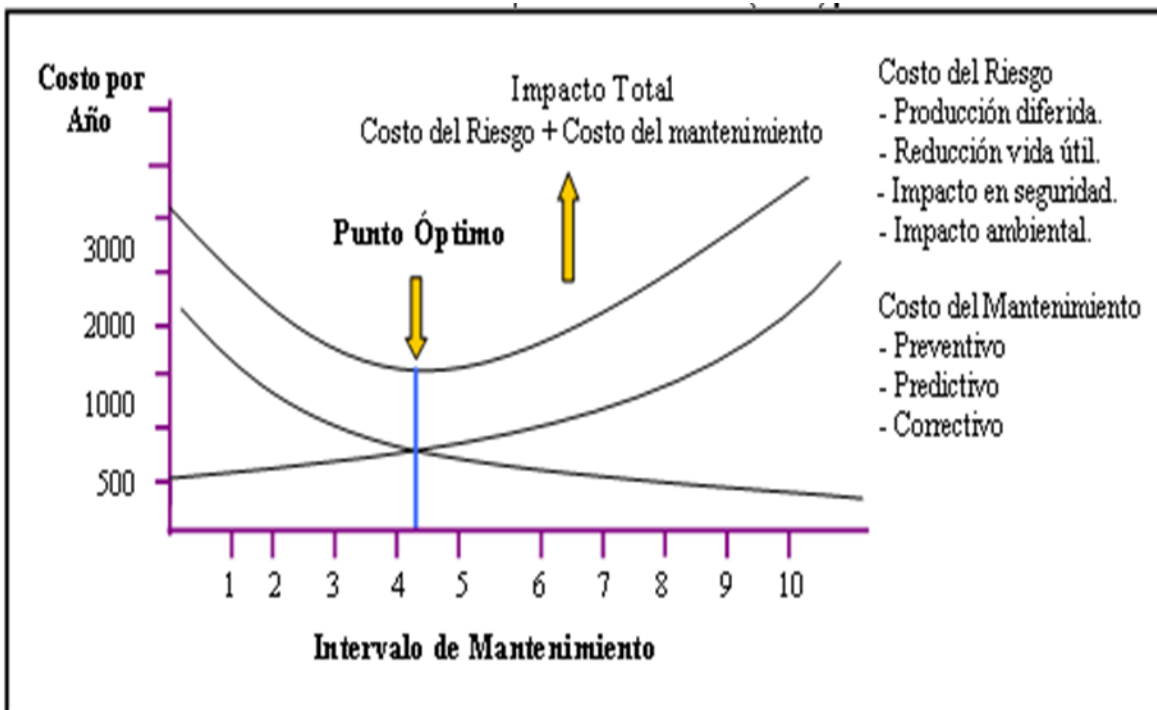


Figura 28: Esquema típico de la función de costos de mantenimiento. Fuente: tomado de curso de producción Ing. ramiro Guerrero.

Como se muestra en la figura 28 el Costo del riesgo constituido por el costo que implique la producción diferida por la no disponibilidad de los equipos, la reducción de la vida útil de los equipos, el impacto en los daños a las personas o los bienes y el impacto por daño al medio ambiente sumado a los costos de mantenimiento agrupado en mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo y mantenimiento correctivo suman el impacto total de costos en el tiempo de vida útil del activo.

Desde luego lo anterior define los costos normales, sin embargo los estudios y actividades de integridad y confiabilidad que se realicen sobre los activos tienen un impacto beneficioso dado en que en la medida que se prevenga se estaría realizando un ahorro importante; dentro de este concepto el beneficio está dado por la diferencia de cuánto cuesta si se hace determinada actividad ahora y cuánto costaría la misma actividad si se hace en 10 años, esta diferencia es lo que se conoce como el costo beneficio.

Hoy día gracias a los avances de la tecnología especialmente la informática y modelos matemáticos permite realizar de manera automática y precisa estos cálculos y dentro de la comunidad del conocimiento hay especialistas y software específico que dan todo el soporte a la gerencia para la toma de decisiones.

La metodología acá presentada para determinar cuánto cuesta el plan de inspección establecido y cuál es el costo beneficio de realizarlo corresponde a un sistema de tuberías de una facilidad de instalaciones de superficie par la deshidratación de crudo pesado, se determinó la distribución del riesgo, se realizó la clasificación conforme al estándar de inspección basada en riesgo, la conformación estableció cinco categorías de riesgo, bajo, medio , medio alto y alto como se muestra en la figura 29.

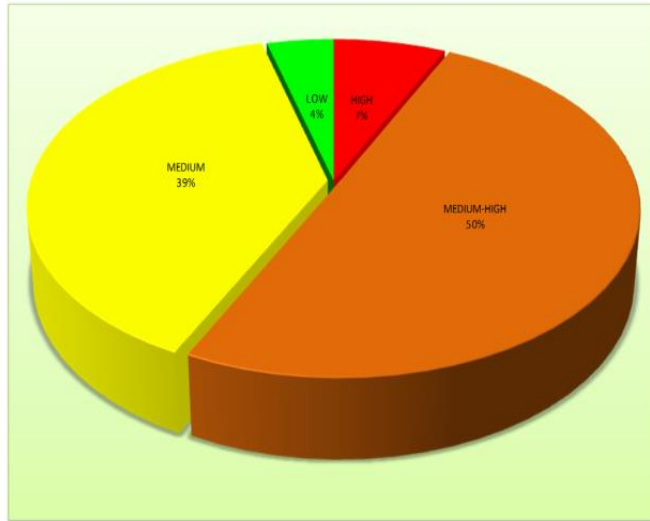


Figura 29: Distribución de categorías del riesgo. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Esto permite establecer la matriz de riesgo cuantitativo conforme al estándar API 580 para Inspección basada en riesgo como se muestra en la figura 30.

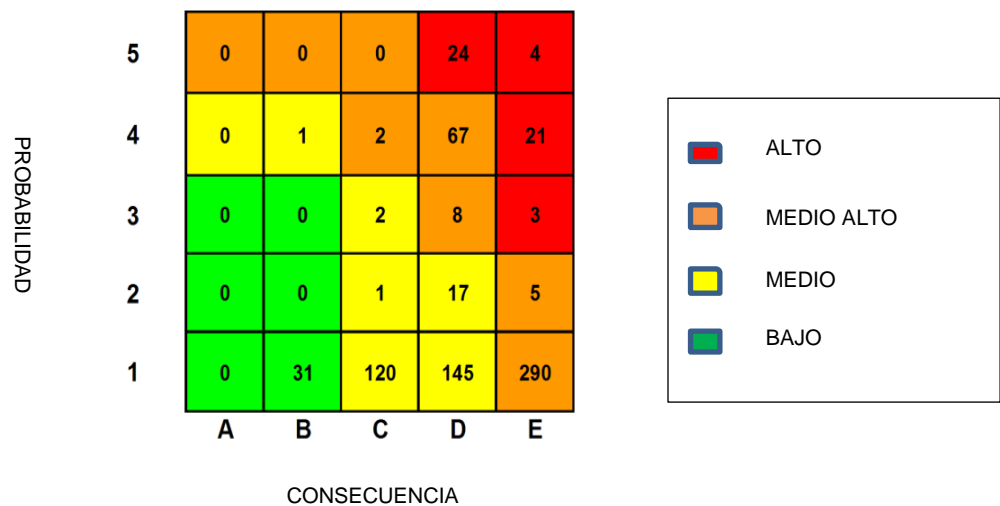


Figura 30: Matriz de riesgo API – RBI cuantitativo. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

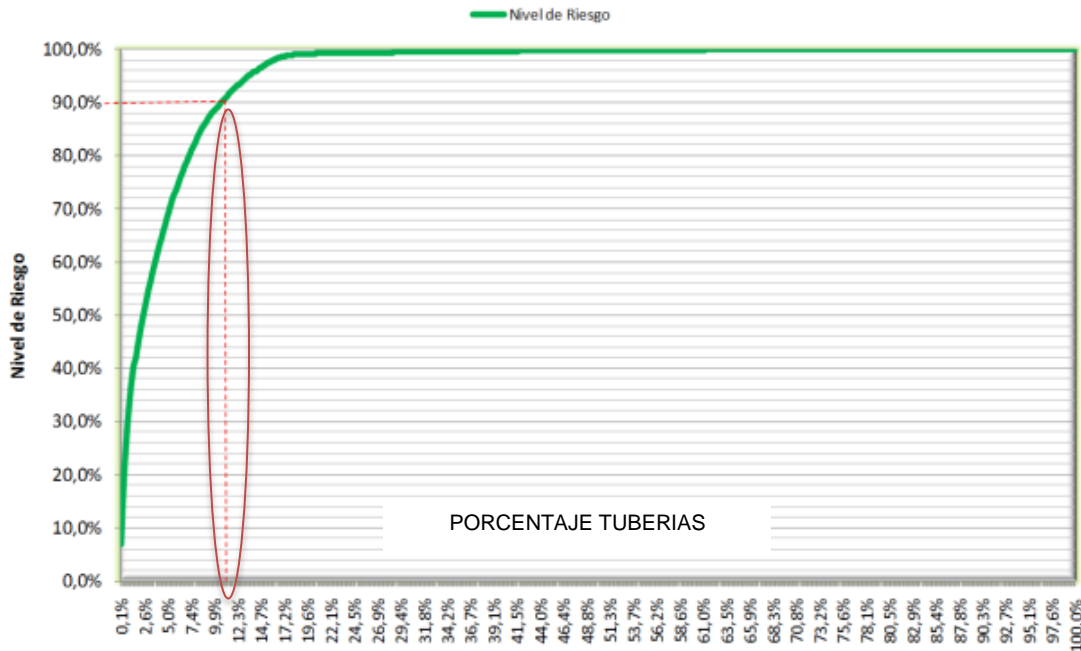


Figura 31: Curva nivel de riesgo (diagrama de Pareto según Riesgo del Activo). Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Se determina el nivel de riesgo para el porcentaje de cada equipo y se establece la porción de equipos críticos que generan el porcentaje mayor de riesgo como se muestra en la figura 31, se observa que el 10 % de los equipos general el 90 % de los riesgos

Al realizar el análisis para la Reducción de Riesgo Financiero usando el proceso de RBI Cuantitativo podemos observar como la no inspección de equipos críticos incrementa considerablemente el riesgo financiero mientras que al realizar inspección reduciría en un alto porcentaje el riesgo financiero como se muestra en la figura 32.

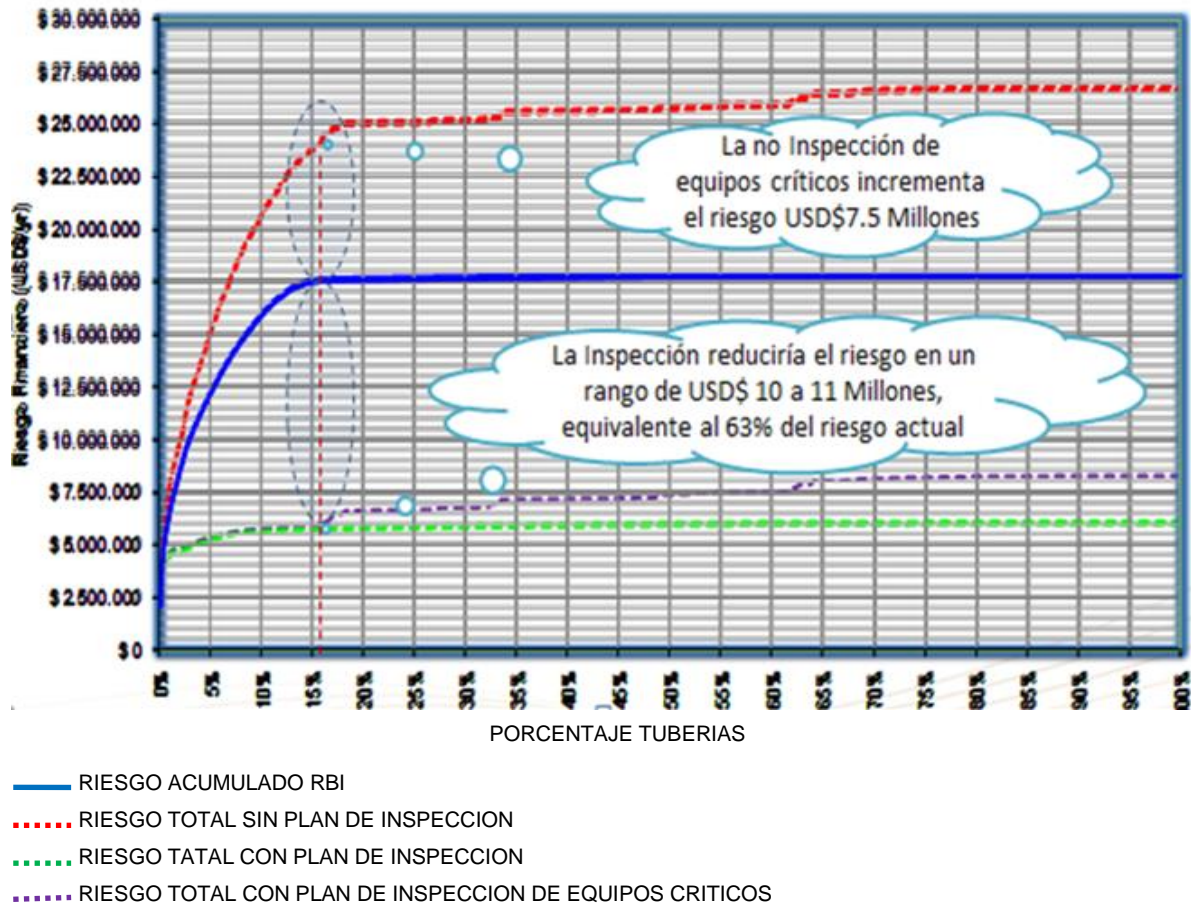


Figura 32: Gráfica Riesgo Financiero usando el proceso de RBI Cuantitativo. Fuente: tomado de informe RBI Tecnicontrol S.A.

Mediante el uso de la metodología del Análisis Costo Beneficio para la implementación del plan de inspección basada en RBI Cuantitativo permite establecer una combinación óptima entre los costos de hacer una actividad y los logros o beneficios que la actividad genera, considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal acción

Para el caso analizado en la gráfica anterior y usando la relación siguiente permite determinar la relación riesgo beneficio la sería que por cada dólar invertido en inspección hay una reducción promedio de \$ 38, 46 USD en los equipos estáticos

mediante la implementación de un proceso de Inspección Basado en Riesgo cuantitativo

$$\mathbf{Risk\ Benefit\ Ratio} = \frac{\Delta Risk\ (Total\ Cost)\ [USD/Yr]}{Insp.\ Cost\ [USD/Yr]}$$

$$\mathbf{Risk\ Benefit\ Ratio} = \frac{(17'806.735 - 5'990.835)\ [USD/Yr]}{307.195\ [USD/Yr]}$$

$$\mathbf{Risk\ Benefit\ Ratio} = 38.46$$

13. CONCLUSIONES.

La gerencia ha de ser lo suficientemente proactiva en la selección del personal encargado de las actividades de Integridad Mecánica y Confiabilidad, quienes han de tener el conocimiento teórico y la experticia suficiente en alguna de las disciplinas asociadas a estas disciplinas.

En Colombia los activos usados para la producción y transporte por ducto de hidrocarburos están clasificados en dos grupos: los equipos del subsuelo y equipos de facilidades de superficie; los materiales usados para su diseño y construcción dependerá de la agresividad del medio que contienen o transportan, las características de presión y temperatura de operación, variables que asociadas a la cantidad de fluido que contenga determinan la criticidad del riesgo asociado a su condición para cada facilidad o campo en particular.

Si bien es cierto Colombia no cuenta con legislación propia para la gestión de Integridad y Confiabilidad operacional de activos petroleros se dispone de una amplia normatividad aceptada mundialmente para realizar planes de inspección y programas de Confiabilidad, Integridad y Mantenibilidad de activos la cual asociada a un gran número herramientas, técnicas y software especializado permiten Modelamiento de los datos de proceso necesarios para optimizar el ciclo de vida de equipos y sistemas de nuestra industria.

Los costos que demanda un programa de Confiabilidad e integridad es alta incertidumbre al igual que la industria misma y su cuantificación dependerá del tipo de instalación que se tenga; fluido que se maneje; crudo, gas o agua; nivel de riesgo asociado al proceso, la probabilidad de falla del equipo o sistema y sus consecuencias, se debe ver desde el punto de vista costo-beneficio de las medidas de mitigación implementadas y el pronóstico del impacto sobre los

resultados económicos del negocio. En la medida que el profesional de la industria de los hidrocarburos presente resultados en términos financieros la alta gerencia de nuestra Industria cambiara los paradigmas sobre el Control Calidad, Aseguramiento de calidad, Integridad, Confiabilidad y Mantenimiento predictivo y preventivo como actividades intangibles que no generan valor agregado en la industria del petróleo.

El tipo de inspección es común en toda la industria a nivel global, su alcance y equipamiento para realizarlo depende en buen grado de la criticidad del equipo y de su valoración del riesgo de falla, sin embargo por regla general se debe aplicar el concepto de suficiente y necesario, es decir que no se realice más ni menos de lo que se necesite. En Colombia se dispone de la técnica, la tecnología y el recurso humano para realizarla.

La consulta con expertos permitió evidenciar que la gestión de Confiabilidad, Integridad y Mantenibilidad de activos en la industria de los hidrocarburos en Colombia no se le da la relevancia que debe tener, se han realizado muchos estudios que han generado planes, sin embargo no se han llevado acabo por lo intangible de los supuestos y por la creencia de que los eventos nunca han pasado. Desde esa óptica el documento acá desarrollado le presenta a la gerencia una manera sencilla de abordar el tema de forma planificada desde las primeras etapas del proyecto hasta su eventual abandono, siendo el recurso humano fundamental para el logro de objetivo dado su alto grado de conocimiento y sus competencias laborales específicas y especializadas.

Finalmente a nivel pedagógico y metodológico el desarrollo del presente trabajo ha dejado como aporte la forma de realizar análisis objetivo de cómo se aplica la teoría en la práctica y darle una connotación gerencial que contribuya de manera positiva a la toma de decisiones.

14. BIBLIOGRAFIA Y CIBERGRAFIA.

- Amendola, Luis José. Gestión de proyectos de activos industriales. Editorial Universidad Politécnica de Valencia. 2010
- American Institute of Chemical Engineers Center for chemical process safety. Guidelines for risk based process safety. 2007.
- Asociación Colombiana del Petróleo. Integridad y Confiabilidad de activos. [Http://www.acp.com.co](http://www.acp.com.co)
- Bravo Mendoza Oscar. Sanchez Celis Marleny. Gestión Integral De Riesgos. Tomo 1. Tercera Edición. 2009.
- Daley, Daniel. Reliability assessment: a guide to aligning expectations, practices, and performance. Industrial Press Inc. 2010.
- Daley, Daniel. The little black book of maintenance excellence. Industrial Press Inc. 2008.
- European Commission Joint Research Center. Firsts international conference on NDE in relation to structural integrity for nuclear and pressurized components. 1999
- Evans John, Evans Julian. Product Integrity and Reliability in design. Springer- Verlag London Limited. 2001.
- Health and Safety Executive. Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management. www.hsedirect.com
- Ian, Sutton. Process Risk and Reliability Management: Operational Integrity Management. Elsevier Inc. First edition. 2010.

- Icontec-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003. 126p.
- Otegui, José Luis. Rubertis Esteban. Cañerías y recipientes a presión. 1a ed. Mar de Plata. EUDEM. 2008
- Stapelberg, Rudolph. Handan book of Reliability, Availability, Maintainability and Safety in Engineering Design. Springer- Verlag London Limited. 2009.
- Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2011.