

**PLAN DE ACCIÓN PARA LAS TUBERÍAS DE LOS OLEODUCTOS DE LOS
DEPARTAMENTOS DE PUTUMAYO Y NARIÑO DE ECOPETROL S.A.
BASADO EN EL DESARROLLO DE LA TÉCNICA RBI (RISK BASED
INSPECTION).**

**CARLOS MAURICIO ARÉVALO PINTO
ROBINSON RAFAEL RAMOS BETTÍN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012**

**PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LAS TUBERÍAS DE LOS OLEODUCTOS
DE LOS DEPARTAMENTOS DE PUTUMAYO Y NARIÑO DE ECOPETROL S.A.
BASADO EN INFORMACIÓN PRODUCIDA BAJO LA TÉCNICA RBI (RISK
BASED INTEGRITY)**

**CARLOS MAURICIO ARÉVALO PINTO
ROBINSON RAFAEL RAMOS BETTÍN**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar al título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:
ALBERTO MORA GUTIERREZ
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

A mis padres Leonor y Carlos Julio por su apoyo y enseñanzas, que Dios
los conserve por muchos años.

A mi amada esposa Carla Rocío.

A Dios por la salud y la vida que me ha dado.

A mis padres Dagoberto y Adelaida (La Jami) por amor incondicional.

A mi amada compañera inseparable Geimis, por aguantar mis escapadas
para poder cumplir con las clases.

A mis amigos, el negrito del Batey y al gordito de oro, por estar siempre
apoyándonos.

A mi compañero de trabajo Carlos Mauricio por su incondicional amistad.

Robinson

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. CONTEXTUALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS OLEODUCTOS.....	16
1.1 ASPECTOS GENERALES DE LOS OLEODUCTOS.....	16
1.1.1 Marco Geográfico.....	17
1.1.2. Reseña Histórica.	19
1.2 ORGANIGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO SUR	20
1.3 GENERALIDADES DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO DE LOS OLEODUCTOS.....	21
1.3.1 Objeto.....	21
1.3.2 Alcance..	21
1.3.3 Estructura Organizacional	24
1.4 LA OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO	25
1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS OLEODUCTOS TRAMO A TRAMO	27
1.5.1 Oleoducto Transandino (OTA)	27
1.5.2 Oleoducto San Miguel - Orito (OSO).....	34
1.5.3 Oleoducto Churuyaco - Orito (OCHO).....	37
1.5.4 Oleoducto Mansoyá - Orito (OMO).....	40
2. MARCO TEÓRICO	44
2.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA RBI (RISK BASED INSPECTION)	44
2.1.1 Metodología del Proceso RBI.	44
2.2 EQUIPO DE TRABAJO.....	45
2.2.1 Conformación del Equipo de Trabajo.	45
2.3 DESARROLLO	48
2.3.1 Definición del Sistema.	48

2.3.2 Recolección, Revisión e Integración de Información.....	48
2.3.3 Definición de Amenazas y/o Mecanismos de Daño.....	52
2.3.4 Valoración del Riesgo.....	53
2.3.4.1 Cálculo de la Probabilidad de Falla (PoF).	54
2.3.4.2 Cálculo de la Consecuencia de Falla (CoF).	55
2.3.5 Definición del Plan de Acción.	57
2.3.6 Aseguramiento de la Información.....	57
2.4 GENERALIDADES DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	58
2.4.1 Mantenimiento Planeado.	59
2.4.2 Mantenimiento No Planeado.	60
3. DESARROLLO DEL TALLER RBI	61
3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	61
3.2 TALLERES RBI DE LOS OLEODUCTOS.....	62
3.2.1 Conformación del Equipo de Trabajo.	63
3.2.2 Segmentación.	63
3.2.3 Amenazas y/o Mecanismos de Daño.	66
3.2.3 Cálculo de la Probabilidad de Falla PoF.	79
3.2.4 Cálculo de la Consecuencia de Falla CoF.	84
3.2.5 Resultado del Taller RBI para el Segmento 1 del OTA	94
3.3 PLAN DE ACCIÓN.....	96
4. CONCLUSIONES	102
5. BIBLIOGRAFÍA	104

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la tubería usada en el OTA.	29
Tabla 2. Recubrimiento usado en las tuberías del OTA.	31
Tabla 3. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OTA.	32
Tabla 4. Válvulas de bloqueo instaladas en el trazado del OTA.	33
Tabla 5. Cruces aéreos del OTA.....	34
Tabla 6. Características de la tubería usada en el OSO.	35
Tabla 7. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OSO.	35
Tabla 8. Recubrimientos usados en las tuberías del OSO.....	36
Tabla 9. Válvulas de bloqueo instaladas en el OSO.	36
Tabla 10. Cruces sub-fluviales y aéreos en el OSO	37
Tabla 11. Características de las tuberías usadas en el OCHO.....	38
Tabla 12. Tipos de recubrimiento usados en el OCHO.....	38
Tabla 13. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OCHO.....	39
Tabla 14. Válvulas de bloqueo del OCHO.	39
Tabla 15. Cruces aéreos del OCHO.	40
Tabla 16. Características de la tubería usada en el OMO.	41
Tabla 17. Tipo de recubrimiento usado en el OMO.	41
Tabla 18. Tramos de tubería enterrada y tubería aérea del OMO.	42
Tabla 19. Válvulas de bloqueo del OMO.....	42
Tabla 20. Cruces aéreos del OMO.	43
Tabla 21. Role funciones del personal.....	47
Tabla 22. Segmentación.	51
Tabla 23. Amenaza y mecanismos de daño	52
Tabla 24. Segmentación del OTA.	65
Tabla 25. Parámetros para la corrosión exterior.	67
Tabla 26. Parámetros para la corrosión interna	69
Tabla 27. Parámetros para el SCC.	71
Tabla 28. Parámetros para los defectos de fabricación.	72
Tabla 29. Parámetros para los defectos de soldadura, ensamble o construcción.	72
Tabla 30. Parámetros para la amenaza por el equipo.	74
Tabla 31. Parámetros para el daño mecánico por terceros.	75
Tabla 32. Parámetros para las operaciones incorrectas.	76
Tabla 33. Parámetros para los aspectos climáticos y fuerzas externas.....	78
Tabla 34. Rango de probabilidades de falla.....	81
Tabla 35. Resumen del ranking de la probabilidad de falla para las tuberías del OTA.	83
Tabla 36. Cálculo de consecuencias de salud y seguridad de las personas.	85

Tabla 37. Rango factor FIE.....	86
Tabla 38. Clasificación RAM de las consecuencias ambientales.....	87
Tabla 39. Matriz de consecuencias ambientales.	88
Tabla 40. Clasificación de las consecuencias económicas.....	90
Tabla 41. Matriz de consecuencia económica.	91
Tabla 42. Clasificación RAM de las consecuencias por imagen.	92
Tabla 43. Matriz de cálculo de consecuencia por imagen.....	93
Tabla 44. Resultados del RBI: clasificación del riesgo en el segmento.	94

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación en el sur Colombiano.	17
Figura 2. Ubicación general de la red de oleoductos.	18
Figura 3. Sistema de oleoductos en las áreas operativas del Departamento O&M Sur	18
Figura 4. Descripción del OTA, oleoducto más importante del sur del país.....	19
Figura 5. Organigrama Departamento O&M Sur.....	20
Figura 6. Estructura Organizacional.....	24
Figura 7. Diagrama esquemático de las etapas del proceso de RBI.	45
Figura 9. Valoración de parámetros en la hoja de cálculo.	79
Figura 10. Selección del producto.....	84
Figura 11. Valoración de riesgos para el segmento 1 del OTA.....	96

RESUMEN

TÍTULO: PLAN DE ACCIÓN PARA LAS TUBERÍAS DE LOS OLEODUCTOS DE LOS DEPARTAMENTOS DE PUTUMAYO Y NARIÑO DE ECOPETROL S.A. BASADO EN EL DESARROLLO DE LA TÉCNICA RBI (RISK BASED INSPECTION)*.

AUTORES: ARÉVALO PINTO, CARLOS MAURICIO; RAMOS BETTÍN, ROBINSON RAFAEL**.

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento basado en riesgo, riesgo, mantenimiento, oleoductos, Ecopetrol, RBI.

La aplicación real de la metodología conocida como RBI (Risk Based Inspection) o Inspección Basada en Riesgo normalizada por el American Petroleum Institute (API) en su documento API 580 es la base fundamental de este trabajo.

Cuando la gestión de mantenimiento, en este caso la del equipo estático, obedece a metodologías organizadas y normalizadas internacionalmente se obtienen resultados mucho más satisfactorios que cuando se actúa de acuerdo a las necesidades del día a día, de hecho, por esto es que en la gestión de mantenimiento de las empresas se comienza a hablar de confiabilidad y de metodologías de análisis.

En el caso del Departamento de Operaciones Sur (PMS) de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. la gestión de mantenimiento de las tuberías que componen los Oleoductos Transandino (OTA), San Miguel – Orito (OSO), Mansoyá – Orito (OMO) y Churuyaco – Orito (OCHO) se limitaba a las acciones mínimas y reactivas para operar acarreado un alto costo en dicha gestión.

Haciendo los talleres RBI con el compromiso de la alta gerencia de la compañía, en cabeza del Departamento de Integridad la gestión de mantenimiento de PMS puede vislumbrar una planeación en la ejecución de las actividades que, en muchos casos, es aplicable para todos los oleoductos permitiendo así la optimización de sus costos.

El producto de la aplicación de la metodología descrita en el API 580, que entre otras cosas es política corporativa de Ecopetrol S.A., es la elaboración de un plan de acción a mediano y largo plazo que garantice varias cosas: el aseguramiento del presupuesto para la ejecución de las actividades; la correcta planeación de dichas actividades salvaguardando siempre la vida de las personas, el medio ambiente y la infraestructura; la disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad del sistema de transporte y en general una mejor gestión de activos.

* Monografía

** Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Industrial de Santander. Director, Ing. Alberto Mora Gutierrez

ABSTRACT

TITLE: ACTION PLAN FOR PIPELINES PIPELINES DEPARTMENTS OF PUTUMAYO AND NARIÑO ECOPETROL SA BASED ON THE TECHNICAL DEVELOPMENT RBI (RISK BASED INSPECTION)*.

AUTHORS: ARÉVALO PINTO, CARLOS MAURICIO; RAMOS BETTÍN, ROBINSON RAFAEL**.

KEYWORDS: Maintenance based on risk, risk, maintenance, pipelines, Ecopetrol, RBI.

The actual application of the methodology known as RBI (Risk Based Inspection) and Risk Based Inspection standardized by the American Petroleum Institute (API) in its document API 580 is the basis of this work.

When maintenance management, in this case the static team, follows internationally standardized methodologies organized and the results are much more satisfactory than when we act according to the needs of everyday life, in fact, that is why in the maintenance management companies start talking about reliability and analysis methodologies.

In the case of South Operations Department (PMS) of the Vice President of Ecopetrol S.A. Transport maintenance management of the pipes making up the Pipeline Trans (OTA), San Miguel - Orito (OSO), Mansoyá - Orito (OMO) and Churuyaco - Orito (OCHO) was limited to the minimum and reactive actions to operate carrying a high cost in such management.

RBI doing workshops with the commitment of the top management of the company, headed by INT maintenance management of PMS can glimpse a planning in the implementation of activities that in many cases, is applicable to all pipelines allowing and optimizing costs.

The result of the application of the methodology described in API 580, which among other things is Ecopetrol S.A. corporate policy is the development of an action plan in the medium and long term to ensure several things: ensuring the implementation of the budget for activities, the proper planning of such activities and respected the lives of people, the environment and infrastructure, availability, reliability and maintainability of the transportation system and overall better management of assets.

* Monograph

** Specialization in maintenance management. Engineering Mechanic School. Industrial University of Santander. Director, Eng. Alberto Mora Gutierrez

INTRODUCCIÓN

En la gestión de activos es importante seguir un plan de acción que permita gerenciar los riesgos a los que se está expuesto, definir tareas y objetivos claros para lograr los resultados esperados y estimar presupuestos para generar un portafolio de inversiones. No controlar todas, o la mayoría, de las variables que puedan amenazar la pérdida de contención de fluido (función principal de un sistema de tuberías) puede traer consecuencias catastróficas para cualquier organización y principalmente para el medio ambiente cuando se trata de hidrocarburos o sustancias peligrosas.

De manera que, la aplicación de una metodología reconocida internacionalmente como lo es RBI, es una gran oportunidad para lograr establecer planes de acción que garantizarán el ciclo de vida de las tuberías a costo óptimo.

Con el propósito de cumplir con el alcance planteado, este documento se encuentra organizado de la siguiente manera: Inicialmente se realiza una contextualización de los oleoductos; en el capítulo 2 se elaboró el marco teórico que fundamenta los conceptos básicos. En el capítulo 3 se describe el desarrollo del taller RBI que conllevó a la elaboración del Plan de Acción, y finalmente se plantean las conclusiones del trabajo desarrollado.

1. CONTEXTUALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS OLEODUCTOS

1.1 ASPECTOS GENERALES DE LOS OLEODUCTOS

Los oleoductos a cargo de Ecopetrol en el sur Colombiano ubicados en los Departamentos de Putumayo y Nariño son los siguientes: *El Oleoducto San Miguel – Orito (OSO)* de 70 KM de longitud con capacidad para transportar 24000 barriles de petróleo crudo por día construido en su mayoría en tubería de 12 pulgadas de diámetro, transporta el crudo producido en los campos del área sur (Baterías Colón y Loro); el *Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO)* de 73,3 KM de longitud con capacidad para transportar 9600 barriles de petróleo crudo por día construido en su mayoría en tubería de 6 pulgadas de diámetro, transporta el crudo producido en los campos de Mansoyá hasta la estación uno (o estación Orito del Oleoducto Transandino), a la altura del PK 35 + 523 se encuentra la estación Santa Ana donde se une con el flujo transportado desde los campos de Toroyaco (operado por Gran Tierra), a la altura del PK 73 + 264 termina su recorrido uniéndose al OSO; el *Oleoducto Churuyaco – Orito (OCHO)* de 18 KM de longitud con capacidad para transportar 7200 barriles de petróleo crudo por día construido en su mayoría en tubería de 6 pulgadas de diámetro, transporta el crudo producido en los campos del área occidente (Baterías Churuyaco, Sucumbios y Caribe), a la altura del PK 16 + 050 se encuentra el punto de inyección de la Batería Caribe y a la altura del PK 18 + 332 se une o inyecta al OTA; el *Oleoducto Transandino (OTA)* de 305,5 KM de longitud y el más importante de todos con capacidad para transportar 48000 barriles de petróleo crudo por día construido por tramos de 10, 14, 16 y 18 pulgadas de diámetro, transporta el crudo producido en el Departamento del Putumayo hasta el terminal Tumaco en el Departamento de Nariño, a la altura del PK 19 + 600 se encuentra la planta dos (Guamuez), en el PK 65 + 421 se encuentra la estación tres (Alisales), ambas plantas de rebombeo o impulso, aguas abajo se encuentran las estaciones reductoras, en el PK 131 + 833 la estación El Amarillo, en el PK 142 + 640 la estación El Guabo, en el PK 194

+ 925 la estación Junín y en el PK 228 + 495 la estación La Guayacana hasta llegar al terminal marítimo de Tumaco donde se almacena el crudo y se despacha en buques para ser transportado nacional o internacionalmente.

La responsabilidad de la Operación y mantenimiento de los Oleoductos y Plantas mencionadas están a cargo del Departamento de Operaciones y Mantenimiento Sur de la Gerencia de Oleoductos exceptuando el Terminal Tumaco el cual es mantenido y operado por el Departamento de Operaciones y Mantenimiento Pacífico de la Gerencia de Puertos, ambas Gerencias de la Vicepresidencia de Transporte (VIT) de Ecopetrol S.A.

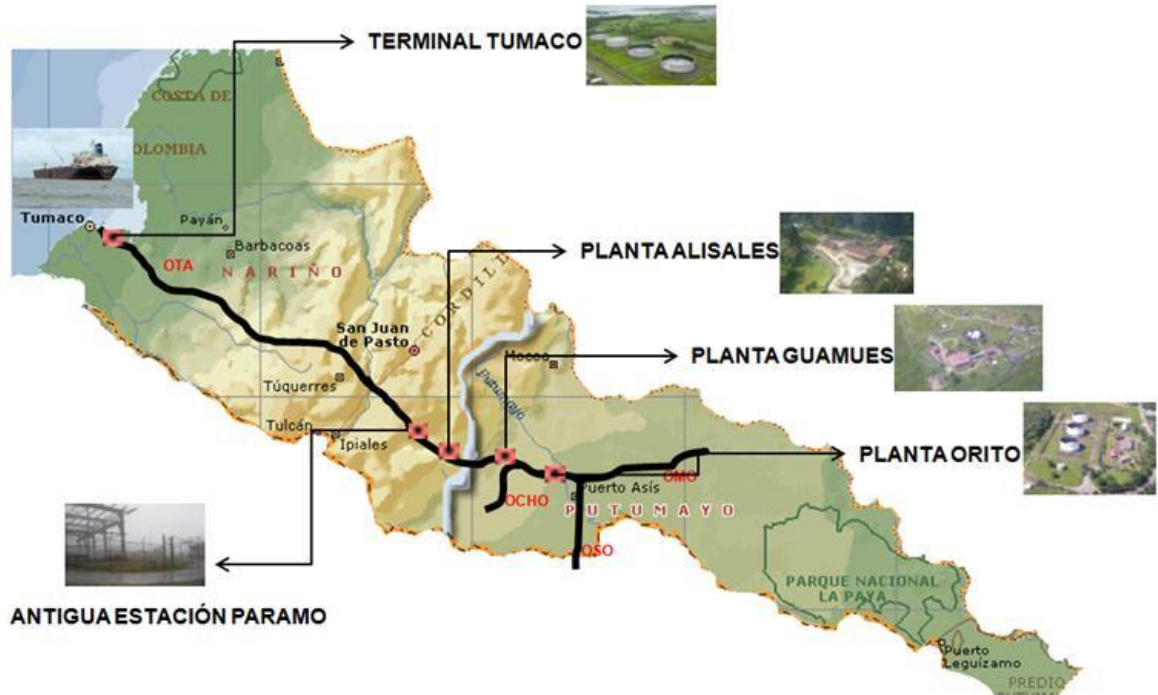
1.1.1 Marco Geográfico.

Figura 1. Ubicación en el sur Colombiano.



Fuente: Google

Figura 2. Ubicación general de la red de oleoductos.



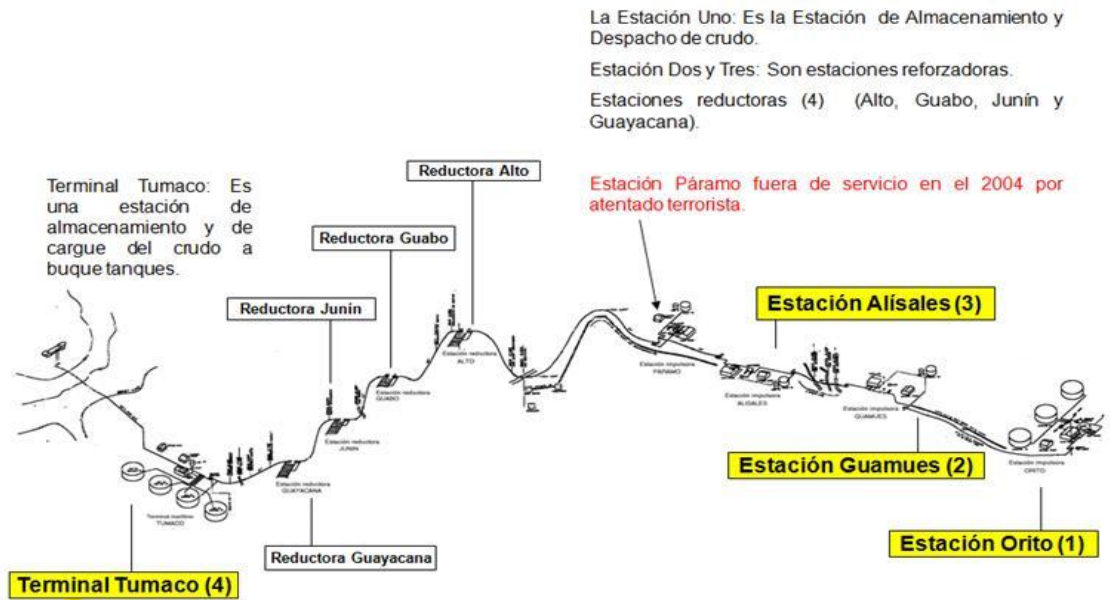
Fuente: Google

Figura 3. Sistema de oleoductos en las áreas operativas del Departamento O&M Sur



Fuente: Google

Figura 4. Descripción del OTA, oleoducto más importante del sur del país.



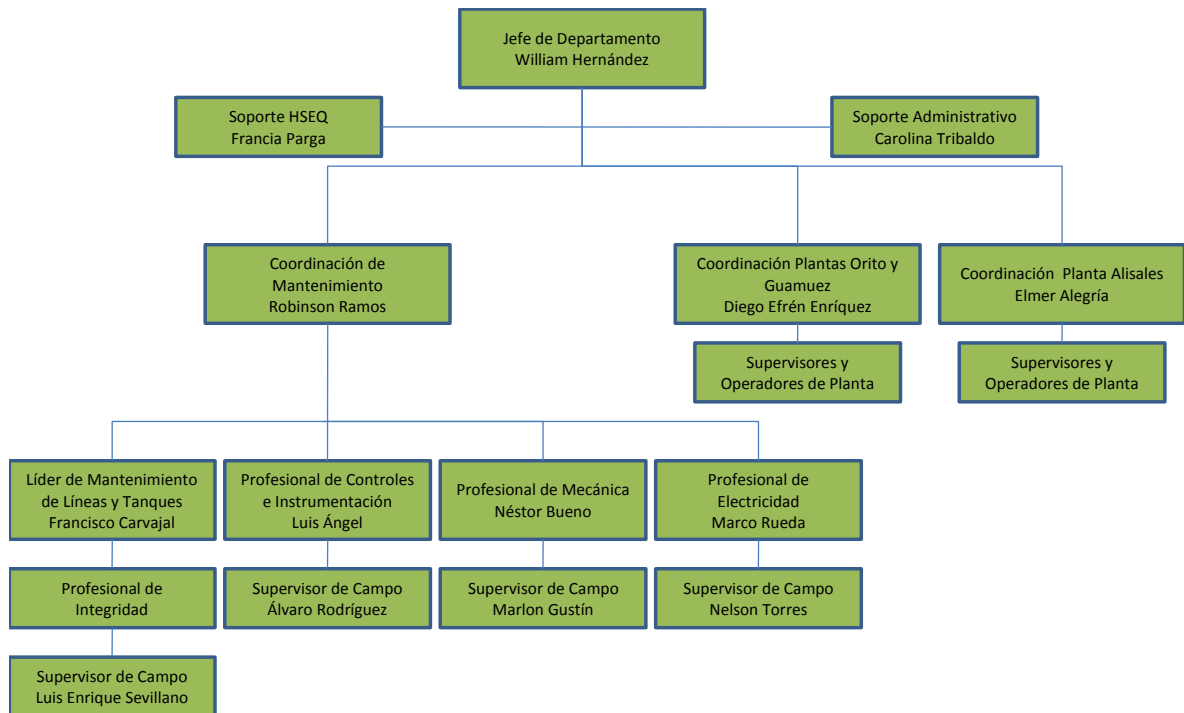
Fuente: Los autores.

1.1.2. Reseña Histórica. La operación de los campos petroleros en Orito se remonta a los albores de la industria petrolera en el sur de Colombia a comienzos de los años 60, el pozo descubridor Orito-1 comenzó perforación en marzo de 1963 y fue completado como productor en junio del mismo año. La etapa productiva del campo comenzó en 1968, después de haber desarrollado una de las obras de ingeniería más importantes del país en la década de los 60, la construcción del Oleoducto Transandino en 1967, los demás oleoductos fueron construidos en 1969. Orito ha sido uno de los campos más importantes del país, en su nivel más alto alcanzó una producción de 80 mil barriles diariamente. En la actualidad la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) opera 13 campos activos, de los cuales 11 se encuentran en producción, con promedio de 10000 Barriles diarios. Hasta el 2004 la SOP de la Gerencia Regional Sur de la Vicepresidencia de Producción (VPR) era responsable de la operación y mantenimiento de los oleoductos, desde entonces la Vicepresidencia de Transporte (VIT) a través de la Gerencia de Oleoductos y del Departamento de Operaciones Sur son los encargados de operar y mantener los ductos y plantas en

el sur del país. Históricamente la red de oleoductos, especialmente el Oleoducto Transandino han sido afectados por fenómenos naturales y atentados terroristas, causando roturas que han impactando las personas, el medio ambiente y la producción de los campos, por lo cual los costos de transporte de producto tienen picos elevados. En el 2004 la estación cuatro (Páramo) fue blanco de un atentado terrorista dando como resultado la pérdida total de la planta, por lo cual fue necesario operar las bombas de la estación tres (Alisales) con una configuración en serie limitando la capacidad de bombeo del OTA.

1.2 ORGANIGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO SUR

Figura 5. Organigrama Departamento O&M Sur



Fuente: Los autores

1.3 GENERALIDADES DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO DE LOS OLEODUCTOS

1.3.1 Objeto. Para la ejecución del Mantenimiento, el Departamento de Operaciones Sur (PSU) se apoya con un contrato macro de cinco (5) años de vigencia cuyo objeto reza lo siguiente: OBRAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA LA INFRAESTRUCTURA A CARGO DEL DEPARTAMENTO DE OPERACIONES SUR DE LA GERENCIA DE OLEODUCTOS DE LA VISEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A. UBICADAS EN LOS DEPARTAMENTOS DE PUTUMAYO Y NARIÑO.

1.3.2 Alcance. Como su nombre lo indica, el alcance del contrato solo contempla la ejecución de las obras de mantenimiento dentro de un marco estratégico centrado en la confiabilidad de los equipos. Es de aclarar que el documento donde se refiere a la estrategia utilizada por la Coordinación de Mantenimiento aún se encuentra en construcción, sin embargo las especificaciones del contrato son claras en cuanto a la gestión de mantenimiento que debe realizar el contratista.

El contratista lleva a cabo todas las obras de mantenimiento que comprenden lo siguiente:

- a. La ejecución y control del mantenimiento preventivo y correctivo en las áreas operativas, sistemas y equipos de las diferentes instalaciones de PMS (plantas Orito, Guamuez, Alisales y Tumaco; los oleoductos Transandino (OTA) incluyendo estaciones reductoras y casetas de sectorización, San Miguel – Orito (OSO), Mansoyá – Orito (OMO) y Churuyaco – Orito (OCHO), tanques de almacenamiento. Previa Planeación y Programación de ECOPETROL S.A.

- b. La ejecución y control de actividades, proyectos y programas de mejoramiento continuo del mantenimiento mecánico, eléctrico, de instrumentación industrial e integridad de oleoductos y tanques.
- c. El complemento de los procedimientos de mantenimiento propuestos por ECOPETROL S.A. y el direccionamiento hacia el mantenimiento basado en condición (alineación, balanceo, vibraciones mecánicas, termografía, análisis de aceites, corrientes, etc.) para equipos definidos como críticos.
- d. Asegurar la función de mantenimiento desde la apertura de las órdenes de Trabajo (OT's), en caso de mantenimiento correctivo, en el Sistema de Información oficial para gestión de Mantenimiento en ECOPETROL S.A., su ejecución bajo estrictos parámetros de calidad y seguridad, hasta la documentación, proceso de costeo y cierre de las mismas en el sistema.
- e. Atender oportunamente las solicitudes de ECOPETROL S.A. o la Interventoría, en casos de emergencia originados en acciones de terceros o fallas inesperadas en la infraestructura.

Las actividades en los oleoductos comprenden: la inspección de trampas de raspadores, líneas o ductos, válvulas de sectorización, válvulas manuales, puentes utilizados para la inspección del derecho de vía; revisión de las condiciones de estabilidad de línea, mantenimiento de las estaciones reductoras, recolección de información de sistemas de protección catódica, atención de emergencias por atentados terroristas o instalación de válvulas ilícitas, ejecución del programa de limpieza con raspadores.

El Contratista debe ejecutar las obras de acuerdo con las especificaciones técnicas, instructivos de trabajo, procedimientos, recomendaciones, especificaciones aprobadas por la Interventoría, cumpliendo las normas legales, ambientales, de seguridad y laborales con sus propios medios, materiales, equipos y personal. De igual manera, debe realizar recomendaciones, desarrollos y proponer actividades tendientes a mejorar la gestión de mantenimiento, la optimización operacional y el desempeño de los activos, haciendo uso efectivo de

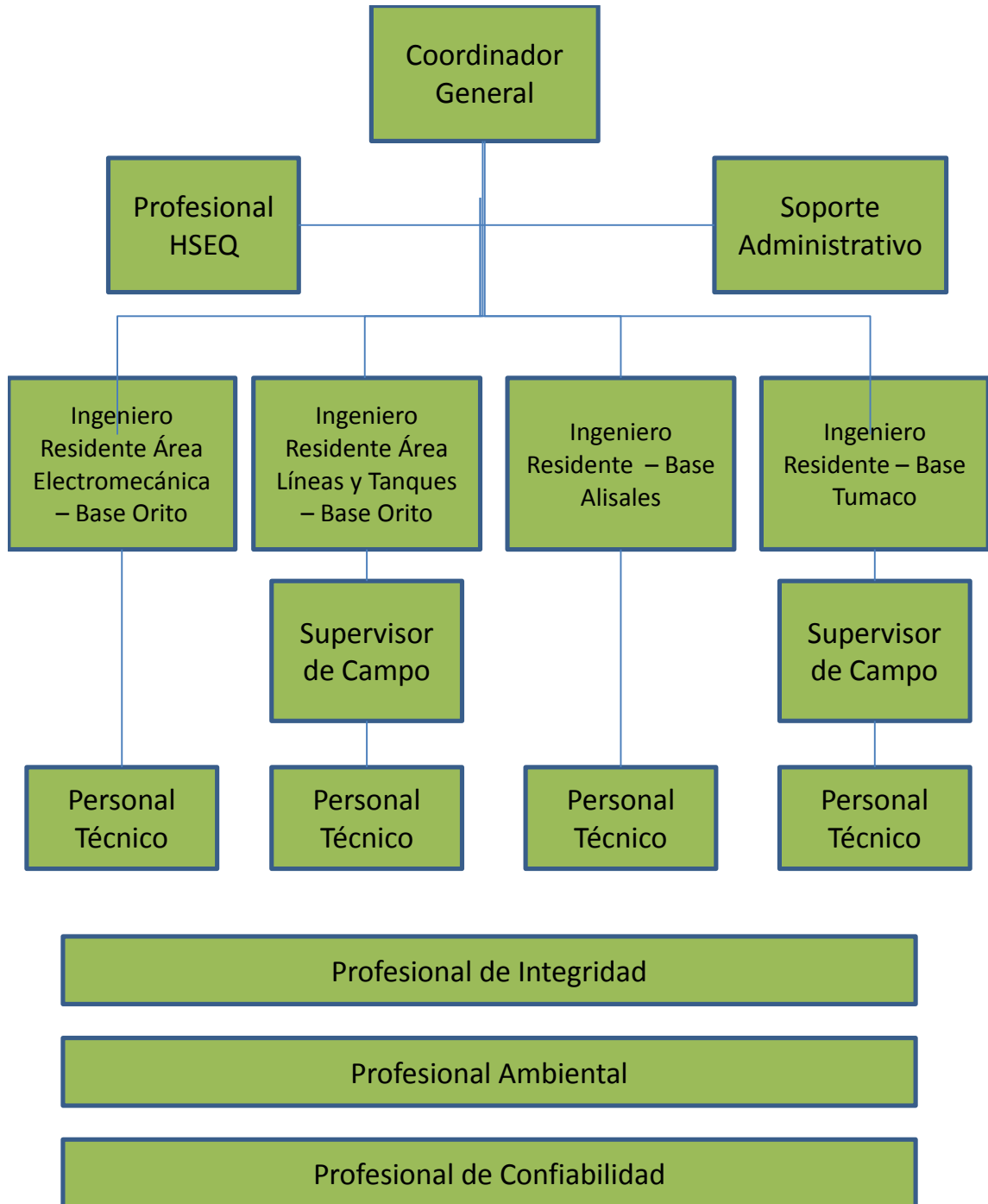
indicadores corporativos de ECOPETROL S.A y de disponibilidad y confiabilidad en el marco de la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, y con base en la medición y aseguramiento del Costo de Ciclo de Vida (LCC) de los sistemas. Los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo a ejecutar son los establecidos y/o los asignados por ECOPETROL S.A. según sus prioridades y necesidades operativas, seguridad industrial y medio ambiente. El contratista debe ejecutar las rutinas de mantenimiento con carácter semanal, y son acordados una vez se realice y apruebe la respectiva programación. La atención oportuna de los llamados por una eventual ocurrencia de paradas no programadas, fallas mecánicas, eléctricas o de instrumentación, y emergencias en la infraestructura es responsabilidad del contratista para evitar suspensión de operaciones, derrames de productos y mitigar impactos en las áreas de influencia de las operaciones, hasta lograr el control de una eventual emergencia; desarrollando el debido proceso de aseguramiento de calidad de las actividades ejecutadas.

Los materiales como repuestos, tuberías, accesorios, láminas, lubricantes y demás que no sean fungibles, son suministrados por ECOPETROL S.A.

El contratista debe contar con una estructura organizacional tal que le permita hacer análisis de eventos de falla mediante metodologías como RCA, FMEA, FMECA, RCM, PMO, etc. y presenta en los informes mensuales sus avances, recomendaciones y conclusiones.

1.3.3 Estructura Organizacional

Figura 6. Estructura Organizacional



Fuente: Los autores

1.4 LA OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO

Para implementar cualquier estrategia de mantenimiento en cualquier sistema de transporte de hidrocarburos es necesario conocer las variables principales que lo conforman, como la criticidad de equipos y tramos de líneas, el número de equipos que en él operan, los niveles de operación, modos de falla, montaje, capacidad, etc. La mayoría de metodologías y operaciones de mantenimiento exigen una base detallada de los sistemas, instalaciones o equipos para comenzar a desarrollarse. La Confiabilidad Operacional involucra una serie de procesos de mejoramiento continuo, que utilizan herramientas de diagnóstico, análisis y nuevas tecnologías que sin estos se hace imposible optimizar la gestión, planeación, programación, ejecución y control de los procesos, objetivo primordial de cualquier tipo de estrategia de mantenimiento.

En el Departamento de Operaciones Sur, la estrategia establece una relación de permanente comunicación para garantizar su operatividad y la oportunidad en la atención del mantenimiento. La Coordinación de Mantenimiento se divide por especialidad, es decir, existe un especialista o profesional en mantenimiento de líneas y tanques, un especialista en mantenimiento mecánico, un especialista en mantenimiento eléctrico y un especialista en mantenimiento de instrumentos y controles; los cuales se interrelacionan para establecer planes de trabajo, paradas de planta y en general la planeación y programación del mantenimiento que requieran sus sistemas a cargo. Interactúan con cada Ingeniero Residente de la firma contratista en cada base geográfica para conjuntamente revisar los planes de mantenimiento, detallando para cada caso su alcance, antecedentes, recurso a utilizar, presupuesto, procedimiento, paso a paso, etc. se establece el programa en una reunión que se celebra semanalmente en cada base y entrelazadas por video-conferencia, se divulga con todo el personal (incluido el de operación) y se ejecuta según lo planeado y programado. Para la ejecución de trabajos emergentes por la operación o por la acción de terceros, se tienen establecidos planes de contingencia donde se relacionan las acciones y los controles a tomar

por el responsable del área (para el caso de las líneas) y un flujo de información para establecer el procedimiento y recursos requeridos para la ejecución de dichos trabajos (en cualquier caso). Cada Ingeniero Residente del contratista es responsable de la ejecución de las actividades y de la retroalimentación (o feedback) de las mismas a toda la organización de Mantenimiento mediante la realización y presentación de informes que son revisados y evaluados por cada especialista. En caso de eventos de falla, dichos informes son revisados por los Profesionales de Confiabilidad que mediante alguna metodología determinan malos actores y son responsables de proponer planes y estrategias para la gestión de los activos a cargo de PMS. La ejecución de las intervenciones de mantenimiento es de acuerdo a los lineamientos de ECOPETROL S.A., haciendo énfasis en actividades de mantenimiento preventivo e inspecciones de carácter predictivo y teniendo en cuenta los aspectos asociados a la seguridad de las personas y el cuidado y preservación del medio ambiente. Se debe registrar cada variable operativa de los equipos intervenidos y aplicar los protocolos establecidos para el recibo y entrega de equipos a operaciones.

Cada Ingeniero Residente es responsable de la optimización de horas hombre de mantenimiento, propendiendo por el mejoramiento y aseguramiento del rendimiento del personal bajo altos estándares de auto-cuidado y cuidado del medio ambiente; de estructurar la conformación, distribución y control de los frentes ejecutores; y de costear la totalidad de los recursos utilizados en las diferentes actividades y para cada equipo y/o sistema.

Cada Ingeniero de Mantenimiento de Ecopetrol S.A. es responsable de realizar un estricto seguimiento a los costos asociados a mano de obra, repuestos, materiales, consumo energético de los diferentes centros de carga, instalaciones, equipos y demás, con el objeto de controlar y optimizar los costos totales de mantenimiento.

La evaluación del mantenimiento es teniendo en cuenta los indicadores que existen para ello y la información contenida en el sistema de información. Los indicadores de resultado definidos para la función de mantenimiento son:

- Indicador de cumplimiento de ejecución de órdenes de trabajo. Cumplimiento de la programación con una meta del 95%.
- Indicador de cumplimiento de ejecución de horas-hombre. Cumplimiento de la programación con una meta del 95%.
- Indicador de mantenimiento proactivo Vs. mantenimiento reactivo con una meta del 85% para mantenimiento proactivo.
- Indicador de condiciones no conformes. HSEQ con una meta de cero (0).
- Indicador de frecuencia de accidentes. HSEQ con una meta de cero (0).

Indicadores como tiempo medio entre fallas (MTBF), tiempo medio para reparar (MTTR) e indicadores de costos, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad se encuentran en construcción en el Departamento de Operaciones Sur.

1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS OLEODUCTOS TRAMO A TRAMO

En las siguientes tablas están descritas las características de la red de oleoductos del sur tramo a tramo que serán utilizados en los talleres RBI como información base o fundamental de las tuberías instaladas para pasar de lo cualitativo a lo cuantitativo en el cálculo del riesgo.

1.5.1 Oleoducto Transandino (OTA)

En la tabla 1 se encuentran descritas las características de la tubería en acero al carbono usada en el OTA. Es importante mencionar que los diferentes espesores obedecen a criterios de ingeniería validados y exigidos en ASME B31.8; dichos

espesores dependen de factores que van desde la característica de la población aledaña al trazado del oleoducto que pueda verse afectada en caso de falla del mismo hasta el espesor calculado incluyendo factores de seguridad por corrosión o daño mecánico.

Tabla 1. Características de la tubería usada en el OTA.

OLEODUCTO TRANSANDINO							
DIAMETROS (D), ESPEORES (e)(Pulgadas) Y GRADO API DE LA TUBERÍA							
D1	14"	e1 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	0+000 2+442
D2	14"	e2 =	0,250"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	2+442 19+390
D3	18"	e3 =	0,500"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	19+390 31+048
D4	18"	e4 =	0,375"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	31+048 41+029
D5	18"	e4 =	0,375"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	41+029 60+700
D6	18"	e4 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	60+700 66+672
D7	14"	e4 =	0,312"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	66+672 67+472
D8	16"	e4 =	0,625"	Grado API:	5LX60	Abscisas:	67+472 68+222
D9	20"	e4 =	0,625"	Grado API:	5LX60	Abscisas:	68+222 69+040
D10	14"	e4 =	0,312"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	69+040 73+513
D11	14"	e4 =	0,250"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	73+513 88+165
D12	14"	e4 =	0,312"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	88+165 90+165
D13	14"	e4 =	0,375"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	90+165 98+341
D14	14"	e4 =	0,436"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	98+341 100+141
D15	14"	e4 =	0,375"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	100+141 107+941
D16	14"	e4 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	107+941 112+841
D17	14"	e4 =	0,250"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	112+841 116+341
D18	14"	e4 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	116+341 126+941
D19	14"	e4 =	0,250"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	126+941 131+833
D20	10"	e4 =	0,250"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	131+833 142+640
D21	14"	e4 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	142+640 173+521
D22	14"	e4 =	0,312"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	173+521 186+129
D23	14"	e4 =	0,281"	Grado API:	5LX52	Abscisas:	186+129 305+641

Fuente: Los autores

A lo largo del oleoducto se encuentran diferentes tipos de recubrimiento descritos a continuación. En la tabla 2 se observan los recubrimientos instalados en el OTA, la tabla completa puede verse en el anexo 1. Como se mostrará en los siguientes capítulos de este documento, esta información es producto de recorridos o patrullajes de línea llevados a cabo por personal de la organización, dicha información es importante para llevar la trazabilidad del comportamiento de los recubrimientos seleccionados y su impacto en la vida útil de las tuberías, esta información es analizada y documentada mediante análisis de confiabilidad producidos al interior del Departamento de Operaciones y Mantenimiento Sur.

- **Cinta Polyken 930**, La cinta anticorrosivo y mecánica 930 de aplicación en campo está diseñada para ser aplicada manualmente en juntas, cordones de soldadura, superficies a reparar en la tubería, uniones térs, curvas pronunciadas, nicles y codos. Su alta conformidad permite dar una protección adecuada contra la corrosión, la combinación de hule butílico y polietileno de baja densidad aseguran una alta resistencia contra la corrosión y la abrasión, así como una alta resistencia dieléctrica y alta resistencia contra la humedad, la cinta aplicada en el OTA es de 35 milésimas de pulgada.
- **Cinta FBE**, revestimiento epóxico adherido por fusión, es un revestimiento en polvo termoestable que cura al calor. Es de una parte y no requiere imprimante. Está diseñado para proporcionar protección máxima contra la corrosión en los sistemas de tuberías. Representa un avance en la tecnología de recubrimiento epóxico adherido por fusión, al proporcionar una importante mejora en la adhesión por calor y húmeda.

Tabla 2. Recubrimiento usado en las tuberías del OTA. Información completa en el anexo 1.

OLEODUCTO TRANSANDINO				
TIPO DE RECUBRIMIENTO (R)				
R1:	CINTA FBE	Abscisas:	0+009	0+105
R4:	SIN RECUBRIMIENTO	Abscisas:	1+450	1+466
R15:	FIBRA DE VIDRIO	Abscisas:	5+277	5+452
R22:	PINTURA	Abscisas:	6+375	7+660
R33:	CINTA DE POLYKEN	Abscisas:	12+820	12+866
R185:	CINTA ASFÁLTICA	Abscisas:	104+900	108+496

Fuente: Los autores.

A continuación, en la tabla 3 se describen los tramos de tubería aérea y de tubería enterrada existentes en la línea del OTA. También es información recolectada en recorridos y patrullajes de línea programados frecuentemente, esta información es determinante a la hora de analizar, por ejemplo, la vulnerabilidad de la infraestructura a los atentados terroristas.

Tabla 3. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OTA.

OLEODUCTO TRANSANDINO							
TRAMOS DE TUBERÍA ENTERRADA (TE) Y TUBERÍA AÉREA (TA)							
TE1:	Abscisas:	0+009	0+105	TA1:	Abscisas:	0+000	0+009
TE2:	Abscisas:	1+018	1+206	TA2:	Abscisas:	0+105	1+018
TE3:	Abscisas:	1+358	1+383	TA3:	Abscisas:	1+206	1+358
TE4:	Abscisas:	1+045	1+466	TA4:	Abscisas:	1+383	1+045
TE5:	Abscisas:	2+163	2+293	TA5:	Abscisas:	1+466	2+163
TE199:	Abscisas:	117+415	117+421	TA199:	Abscisas:	117+104	117+415
TE200:	Abscisas:	117+425	117+429	TA200:	Abscisas:	117+421	117+425
TE349:	Abscisas:	226+089	304+006	TA349:	Abscisas:	226+089	226+089

Fuente: Los autores

A continuación, en la tabla 4 se presentan los sitios o los puntos donde se encuentran las válvulas de bloqueo del a lo largo del OTA. Esta información es suministrada por la ingeniería del oleoducto, su relevancia radica en los planes de mantenimiento y contingencia que se tienen, se deben tener en cuenta para saber cuáles válvulas se operan en caso de un potencial derrame de producto. De la B11 a la VB23 son operadas remotamente.

Tabla 4. Válvulas de bloqueo instaladas en el trazado del OTA.

OLEODUCTO TRANSANDINO				
VÁLVULAS DE BLOQUEO (VB)				
VB1:	Sector:		Abscisa:	21+240
VB2:	Sector:		Abscisa:	22+011
VB3:	Sector:		Abscisa:	30+689
VB4:	Sector:		Abscisa:	42+213
VB5:	Sector:		Abscisa:	54+000
VB6:	Sector:		Abscisa:	55+563
VB7:	Sector:		Abscisa:	58+011
VB8:	Sector:	VA: INICIO ESTACION ALISALES	Abscisa:	66+100
VB9:	Sector:		Abscisa:	69+045
VB10:	Sector:		Abscisa:	73+315
VB11:	Sector:	ST: CASETA VA SAN JUAN I	Abscisa:	97+185
VB12:	Sector:		Abscisa:	97+952
VB13:	Sector:	VA:SAN RAMON	Abscisa:	119+185
VB14:	Sector:	VA: REDUCTORA ALTO+ DIAM TUBERIA=14"	Abscisa:	130+700
VB15:	Sector:	VA: DE SECTORIZACIÓN	Abscisa:	141+615
VB16:	Sector:	VA: MONTERREY	Abscisa:	144+844
VB17:	Sector:	VA:DE SECTORIZACIÓN	Abscisa:	144+856
VB18:	Sector:	VA:BETANIA	Abscisa:	150+933
VB19:	Sector:	VA:CHUCUNEZ	Abscisa:	164+269
VB20:	Sector:	ST:VA CASETA OSPINA PEREZ	Abscisa:	174+010
VB21:	Sector:	VA: VALVULA REDUCTORA JUNIN	Abscisa:	192+055
VB22:	Sector:	VA: PAILON	Abscisa:	209+511
VB23:	Sector:	VA: GUAYACANA	Abscisa:	226+089

Fuente: Los autores

En la tabla 5 se muestran los cruces aéreos construidos en la línea del OTA. Estos puntos merecen la atención de los analistas, la consecuencia de una posible falla es alta. Por lo general los cruces aéreos son diseñados para pasar ríos, quebradas o zonas de escorrentías de aguas lluvias que de contaminarse podría impactar un área grande trayendo perjuicio para todo el entorno.

Tabla 5. Cruces aéreos del OTA.

OLEODUCTO TRANSANDINO									
CRUCES AÉREOS (CA)									
CA1:	Longitud:	100	Abscisa:	21+750	CA25:	Longitud:	35	Abscisa:	56+495
CA2:	Longitud:	130	Abscisa:	24+470	CA26:	Longitud:	23	Abscisa:	58+112
CA3:	Longitud:	87	Abscisa:	27+213	CA27:	Longitud:	60	Abscisa:	63+600
CA4:	Longitud:	73	Abscisa:	30+140	CA28:	Longitud:	82	Abscisa:	65+280
CA5:	Longitud:	102	Abscisa:	32+075	CA29:	Longitud:	160	Abscisa:	84+864
CA6:	Longitud:	66	Abscisa:	38+400	CA30:	Longitud:	83	Abscisa:	97+735
CA7:	Longitud:	48	Abscisa:	38+796	CA31:	Longitud:	76	Abscisa:	130+004
CA8:	Longitud:	45	Abscisa:	39+660	CA32:	Longitud:	78	Abscisa:	141+408
CA9:	Longitud:	70	Abscisa:	40+330	CA33:	Longitud:	34	Abscisa:	142+106
CA10:	Longitud:	40	Abscisa:	40+891	CA34:	Longitud:	30	Abscisa:	143+010
CA11:	Longitud:	51	Abscisa:	41+105	CA35:	Longitud:	40	Abscisa:	143+560
CA12:	Longitud:	92	Abscisa:	42+284	CA36:	Longitud:	18	Abscisa:	144+764
CA13:	Longitud:	56	Abscisa:	43+230	CA37:	Longitud:	37	Abscisa:	144+954
CA14:	Longitud:	72	Abscisa:	44+120	CA38:	Longitud:	35	Abscisa:	145+845
CA15:	Longitud:	85	Abscisa:	44+915	CA39:	Longitud:	35	Abscisa:	147+806
CA16:	Longitud:	30	Abscisa:	46+300	CA40:	Longitud:	24	Abscisa:	148+026
CA17:	Longitud:	47	Abscisa:	46+873	CA41:	Longitud:	199	Abscisa:	151+069
CA18:	Longitud:	55	Abscisa:	47+110	CA42:	Longitud:	85	Abscisa:	154+615
CA19:	Longitud:	62	Abscisa:	50+145	CA43:	Longitud:	62	Abscisa:	156+061
CA20:	Longitud:	42	Abscisa:	50+658	CA44:	Longitud:	26	Abscisa:	164+185
CA21:	Longitud:	53	Abscisa:	52+782	CA45:	Longitud:	56	Abscisa:	164+652
CA22:	Longitud:	120	Abscisa:	54+576	CA46:	Longitud:	11	Abscisa:	166+336
CA23:	Longitud:	75	Abscisa:	55+232	CA47:	Longitud:	44	Abscisa:	174+636
CA24:	Longitud:	23	Abscisa:	55+790	CA48:	Longitud:	34	Abscisa:	175+236

Fuente: Los autores.

1.5.2 Oleoducto San Miguel - Orito (OSO)

En la tabla 6 se encuentran las características de la tubería en acero al carbono usada en la línea del OSO.

Tabla 6. Características de la tubería usada en el OSO.

OLEODUCTO SAN MIGUEL – ORITO									
DIAMETRO (D)+ ESPESOR (e)+ (Pulg.) Y GRADO API DE LA TUBERÍA									
D1	=	10"	e1	=	0,250	Grado API:	5LX60	Abscisas:	0+000 5+200
D2	=	12"	e2	=	0,250	Grado API:	5LX42	Abscisas:	5+300 69+998

Fuente: Productos El OSO

En la tabla 7, a continuación, encontramos los tramos de tubería aérea y enterrada existentes en el OSO. De igual forma, en el anexo 1 se puede consultar la tabla con la información detallada y completa.

Tabla 7. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OSO.

OLEODUCTO SAN MIGUEL – ORITO							
TRAMOS DE TUBERÍA ENTERRADA (TE) Y TUBERÍA AÉREA (TA)							
TE1:	Abscisas:	3+007	3+075	TA1:	Abscisas:	0+00	3+007
TE2:	Abscisas:	5+005	5+054	TA2:	Abscisas:	3+075	5+005
TE3:	Abscisas:	5+008	6+001	TA3:	Abscisas:	5,54	5+008
TE4:	Abscisas:	6+002	6+021	TA4:	Abscisas:	6+001	6+002
TE5:	Abscisas:	6+004	6+435	TA5:	Abscisas:	6,21	6+004
TE174:	Abscisas:	72+964	73+013	TA174:	Abscisas:	71,841	72+964

Fuente: Productos EL OSO

Continuando la descripción de los tramos del OSO siguen en la tabla 8 los tipos de recubrimientos anti-corrosión externa instalados. La tabla completa se puede consultar en el anexo 1. La investigación, análisis y estudios se encuentran en constante evolución en la industria.

Tabla 8. Recubrimientos usados en las tuberías del OSO.

OLEODUCTO SAN MIGUEL - ORITO				
TIPO DE RECUBRIMIENTO (R)				
R1:	SIN RECUBRIMIENTO	Abscisas:	3+700	3+750
R2:	PINTURA	Abscisas:	5+500	5+540
R7:	CINTA POLIKEN	Abscisas:	7+200	7+330
R47:	CINTA FBE	Abscisas:	30+600	30+650
R49:	CINTA ASFÁLTICA	Abscisas:	31+200	31+250
R146:	CINTA ASFÁLTICA	Abscisas:	63+000	63+50

Fuentes: Los autores

Las válvulas de bloqueo para atención del mantenimiento y las contingencias del OSO se encuentran en la tabla 9, a continuación.

Tabla 9. Válvulas de bloqueo instaladas en el OSO.

OLEODUCTO SAN MIGUEL - ORITO		
VÁLVULAS DE BOLQUEO (VB)		
VB1:	Abscisa:	11+478
VB2:	Abscisa:	24+226
VB3:	Abscisa:	24+315
VB4:	Abscisa:	27+037
VB5:	Abscisa:	31+101
VB6:	Abscisa:	40+116
VB7:	Abscisa:	40+368
VB8:	Abscisa:	57+450
VB9:	Abscisa:	61+107
VB10:	Abscisa:	62+465
VB11:	Abscisa:	63+460

Fuente: Los autores.

En la tabla 10 se encuentran las abscisas de los tramos del OSO en cruce sub-fluvial y en cruce aéreo. Como se menciona líneas arriba, estos tramos reciben

atención especial en los análisis RBI, dada la consecuencia de la falla y los recursos que deben invertirse para mitigar dicha consecuencia.

Tabla 10. Cruces sub-fluviales y aéreos en el OSO

OLEODUCTO SAN MIGUEL - ORITO					
CRUCES SUB-FLUVIALES (CSF) Y CRUCES AÉREOS (CA)					
CSF1:	Abscisa:	29+463	CA1:	Abscisa:	9+387
CSF2:	Abscisa:	36+543	CA2:	Abscisa:	12+843
CSF3:	Abscisa:	39+316	CA3:	Abscisa:	15+392
CSF4:	Abscisa:	41+980	CA4:	Abscisa:	17+282
CSF5:	Abscisa:	44+199	CA5:	Abscisa:	21+399
CSF6:	Abscisa:	44+345	CA6:	Abscisa:	22+062
CSF7:	Abscisa:	45+167	CA7:	Abscisa:	33+731
CSF8:	Abscisa:	45+809	CA8:	Abscisa:	37+631
CSF9:	Abscisa:	47+005	CA9:	Abscisa:	40+181
CSF10:	Abscisa:	47+804	CA10:	Abscisa:	40+279
CSF11:	Abscisa:	47+982	CA11:	Abscisa:	45+887
CSF12:	Abscisa:	48+528	CA12:	Abscisa:	49+835
CSF13:	Abscisa:	51+416	CA13:	Abscisa:	49+863
CSF14:	Abscisa:	54+279	CA14:	Abscisa:	50+747
CSF15:	Abscisa:	55+411	CA15:	Abscisa:	50+770
CSF16:	Abscisa:	55+855	CA16:	Abscisa:	61+599
CSF17:	Abscisa:	60+883	CA17:	Abscisa:	63+398
CSF18:	Abscisa:	61+109			
CSF19:	Abscisa:	62+018			
CSF20:	Abscisa:	62+967			
CSF21:	Abscisa:	63+588			
CSF22:	Abscisa:	64+878			

Fuente: Los autores

1.5.3 Oleoducto Churuyaco - Orito (OCHO)

En la tabla 11 se encuentran las características de la tubería en acero al carbono usada en la línea del OCHO.

Tabla 11. Características de las tuberías usadas en el OCHO.

OLEODUCTO CHURUYACO – ORITO								
DIAMETRO (D)+ ESPESOR (e)+ (Pulg.) Y GRADO API DE LA TUBERÍA								
D1		e2		Grado				
=	6"	=	0,280	API:	5LX52	Abscisas:	0+000	18+020

Fuente: Los autores

El tipo de recubrimiento instalado en la tubería del OCHO se encuentra en la tabla 12. Si se desea consultar la información, en el anexo 1 se encuentra completa y detallada.

Tabla 12. Tipos de recubrimiento usados en el OCHO.

OLEODUCTO CHURUYACO - ORITO				
TIPOS DE RECUBRIMIENTO (R)				
R1:	CINTA POLIKEN	Abscisas:	0+000	0+144
R8:	SIN RECUBRIMIENTO	Abscisas:	2+656	3+177
R14:	PINTURA	Abscisas:	5+364	5+394
R55:	PINTURA	Abscisas:	18+155	18+173

*Fuente: Los autores

Siguiendo con la descripción del OCHO, a continuación en la tabla 13 se encuentran los tramos de tubería enterrada y aérea. Igual que las anteriores tablas con el trazado enterrado y aéreo, la siguiente tabla se puede ver completa en el anexo 1.

Tabla 13. Abscisado de tubería enterrada y tubería aérea en el OCHO.

OLEODUCTO CHURUYACO – ORITO							
TRAMOS DE TUBERÍA ENTERRADA (TE) Y TUBERÍA AÉREA (TA)							
TE1:	Abscisas:	0+132	0+144	TA1:	Abscisas:	0+000	0+132
TE2:	Abscisas:	0+559	0+588	TA2:	Abscisas:	0+144	0+559
TE3:	Abscisas:	0+968	1+009	TA3:	Abscisas:	0+588	0+968
TE4:	Abscisas:	1+624	1+631	TA4:	Abscisas:	1+009	1+624
TE5:	Abscisas:	1+821	1+836	TA5:	Abscisas:	1+631	1+821
TE54:	Abscisas:	16+005	16+716	TA54:	Abscisas:	16+426	16+500
TE55:	Abscisas:	18+155	18+173	TA55:	Abscisas:	16+716	18+155

Fuente: Los autores

Para la atención del mantenimiento o emergencias en el OCHO, se encuentran en la tabla 14 el listado de las válvulas de bloqueo.

Tabla 14. Válvulas de bloqueo del OCHO.

OLEODUCTO CHURUYACO - ORITO		
VÁLVULAS DE BOLQUEO (VB)		
VB1:	Abscisa:	0+000
VB2:	Abscisa:	16+282
VB3:	Abscisa:	18+018

Fuente: Los autores.

Los cruces aéreos del OCHO se encuentran ubicados de acuerdo a la tabla 15.

Tabla 15. Cruces aéreos del OCHO.

OLEODUCTO CHURUYACO - ORITO					
CRUCES AÉREOS					
CA1:	Abscisa:	0+036	CA17:	Abscisa:	11+800
CA2:	Abscisa:	0+336	CA18:	Abscisa:	12+086
CA3:	Abscisa:	0+536	CA19:	Abscisa:	12+434
CA4:	Abscisa:	0+636	CA20:	Abscisa:	12+588
CA5:	Abscisa:	1+365	CA21:	Abscisa:	12+800
CA6:	Abscisa:	1+636	CA22:	Abscisa:	14+450
CA7:	Abscisa:	1+764	CA23:	Abscisa:	14+782
CA8:	Abscisa:	2+036	CA24:	Abscisa:	15+171
CA9:	Abscisa:	2+236	CA25:	Abscisa:	15+311
CA10:	Abscisa:	2+836	CA26:	Abscisa:	16+023
CA11:	Abscisa:	7+291	CA27:	Abscisa:	16+086
CA12:	Abscisa:	7+686	CA28:	Abscisa:	16+231
CA13:	Abscisa:	10+236	CA29:	Abscisa:	16+716
CA14:	Abscisa:	10+546	CA30:	Abscisa:	17+605
CA15:	Abscisa:	11+554	CA31:	Abscisa:	17+980
CA16:	Abscisa:	11+680			

Fuente: Los autores

1.5.4 Oleoducto Mansoyá - Orito (OMO)

En la tabla 16 se encuentran las características de la tubería en acero al carbono usada en la línea del OMO.

Tabla 16.Características de la tubería usada en el OMO.

OLEODUCTO MANSOYÁ ORITO							
DIAMETRO (D)+ ESPESOR (e)+ (Pulg.) Y GRADO API DE LA TUBERÍA							
D1 =	6,625 OD	e1 =	0,250	Grado API:	5LX52	Abscisas:	0+000 1+200
D2 =	6,625 OD	e2 =	0,219	Grado API:	5LX52	Abscisas:	1+400 4+700
D3 =	6,625 OD	e3 =	0,250	Grado API:	5LX52	Abscisas:	4+800 8+200
D4 =	6,625 OD	e4 =	0,219	Grado API:	5LX52	Abscisas:	8+300 8+700
D5 =	6,625 OD	e5 =	0,280	Grado API:	5LX52	Abscisas:	8+800 10+500
D6 =	6,625 OD	e6 =	0,250	Grado API:	5LX52	Abscisas:	10+600 11+900
D7 =	6,625 OD	e7 =	0,219	Grado API:	5LX52	Abscisas:	11+953 16+900
D8 =	6,625 OD	e8 =	0,250	Grado API:	5LX52	Abscisas:	17+000 73+200

*Fuente: Los autores.

Los tipos de recubrimiento instalado en el OMO se muestran en la tabla 17, como sigue a continuación. Completa se encuentra en el anexo 1.

Tabla 17. Tipo de recubrimiento usado en el OMO.

OLEODUCTO MANSOYÁ ORITO				
TIPOS DE RECUBRIMIENTO (R)				
R1:	CINTA FBE	Abscisas:	0+165	0+240
R6:	CINTA POLIKEN	Abscisas:	4+210	4+270
R7:	CINTA FBE	Abscisas:	5+530	5+553
R8:	CINTA FBE	Abscisas:	8+745	8+750
R9:	SIN CINTA	Abscisas:	9+136	9+141
R13:	SIN RECUBRIMIENTO	Abscisas:	12+580	12+600
R27:	CINTA ASFÁLTICA	Abscisas:	25+328	26+085
R32:	PINTURA	Abscisas:	27+754	27+800
R174:	CINTA FBE	Abscisas:	72+964	73+130

Fuente: Los autores.

En la siguiente tabla 18 se describen los tramos de tubería enterrada y tubería aérea a lo largo del recorrido del OMO. Esta información se encuentra en el anexo 1 de forma completa y detallada.

Tabla 18. Tramos de tubería enterrada y tubería aérea del OMO.

OLEODUCTO MANSOYÁ ORITO							
TRAMOS DE TUBERÍA ENTERRADA (TE) Y TUBERÍA AÉREA (TA)							
TE1:	Abscisas:	0+165	0+24	TA1:	Abscisas:	0+24	0+561
TE2:	Abscisas:	0+561	0+625	TA2:	Abscisas:	0+625	0+983
TE3:	Abscisas:	0+983	1+333	TA3:	Abscisas:	1+333	2+8
TE172:	Abscisas:	71+55	71+65	TA172:	Abscisas:	71+65	71+81
TE173:	Abscisas:	71+81	71+841	TA173:	Abscisas:	71+841	72+964
TE174:	Abscisas:	72+964	73+13				

Fuente: Los autores.

Las válvulas de bloqueo de tramos del OMO se enlistan a continuación en la tabla 19. De igual forma, esta información es relevante en la evaluación del riesgo, de su ubicación depende en muchas ocasiones el plan de contingencia.

Tabla 19. Válvulas de bloqueo del OMO.

OLEODUCTO MANSOYÁ ORITO		
VÁLVULAS DE BLOQUEO (VB)		
VB1:	Abscisa:	0+000
VB2:	Abscisa:	3+308
VB3:	Abscisa:	16+347
VB4:	Abscisa:	17+535
VB5:	Abscisa:	37+010
VB6:	Abscisa:	37+355
VB7:	Abscisa:	37+355
VB8:	Abscisa:	37+355
VB9:	Abscisa:	55+462
VB10:	Abscisa:	73+120
VB11:	Abscisa:	73+120
VB12:	Abscisa:	73+120

Fuente: Los autores.

Los cruces aéreos que se presentan en trayecto del OMO, se describen en la tabla 20.

Tabla 20. Cruces aéreos del OMO.

OLEODUCTO MANSOYÁ ORITO					
CRUCES AÉREOS (CA)					
CA1:	Abscisa:	1+410	CA36:	Abscisa:	22+888
CA2:	Abscisa:	1+800	CA37:	Abscisa:	23+100
CA3:	Abscisa:	5+753	CA38:	Abscisa:	23+926
CA4:	Abscisa:	8+850	CA39:	Abscisa:	26+365
CA5:	Abscisa:	11+649	CA40:	Abscisa:	26+555
CA6:	Abscisa:	11+900	CA41:	Abscisa:	27+170
CA7:	Abscisa:	12+254	CA42:	Abscisa:	28+300
CA8:	Abscisa:	12+326	CA43:	Abscisa:	28+800
CA9:	Abscisa:	12+748	CA44:	Abscisa:	32+230
CA10:	Abscisa:	12+850	CA45:	Abscisa:	37+167
CA11:	Abscisa:	13+076	CA46:	Abscisa:	48+700
CA12:	Abscisa:	13+840	CA47:	Abscisa:	50+000
CA13:	Abscisa:	14+249	CA48:	Abscisa:	51+457
CA14:	Abscisa:	15+200	CA49:	Abscisa:	54+934
CA15:	Abscisa:	15+420	CA50:	Abscisa:	55+100
CA16:	Abscisa:	15+965	CA51:	Abscisa:	56+938
CA17:	Abscisa:	16+406	CA52:	Abscisa:	57+400
CA18:	Abscisa:	17+200	CA53:	Abscisa:	60+370
CA19:	Abscisa:	17+300	CA54:	Abscisa:	61+556
CA20:	Abscisa:	17+300	CA55:	Abscisa:	62+985
CA21:	Abscisa:	17+350	CA56:	Abscisa:	65+323
CA22:	Abscisa:	17+940	CA57:	Abscisa:	65+373
CA23:	Abscisa:	18+079	CA58:	Abscisa:	65+789
CA24:	Abscisa:	18+734	CA59:	Abscisa:	65+975
CA25:	Abscisa:	18+900	CA60:	Abscisa:	68+120
CA26:	Abscisa:	19+050	CA61:	Abscisa:	7+350
CA27:	Abscisa:	19+110	CA62:	Abscisa:	70+300
CA28:	Abscisa:	19+400	CA63:	Abscisa:	71+200
CA29:	Abscisa:	19+729	CA64:	Abscisa:	71+260
CA30:	Abscisa:	20+595	CA65:	Abscisa:	71+900
CA31:	Abscisa:	20+909	CA66:	Abscisa:	72+133
CA32:	Abscisa:	21+100	CA67:	Abscisa:	72+252
CA33:	Abscisa:	22+023	CA68:	Abscisa:	72+640
CA34:	Abscisa:	22+178	CA69:	Abscisa:	72+850
CA35:	Abscisa:	22+250			

*Fuente: Los autores.

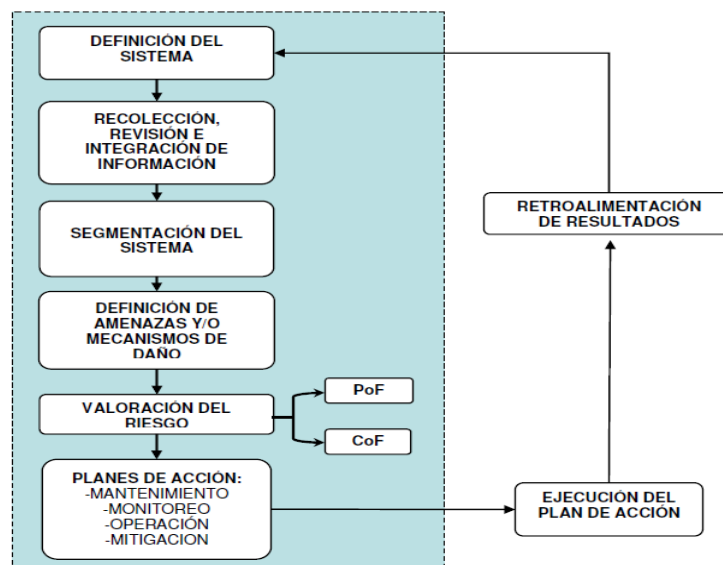
2. MARCO TEÓRICO

De acuerdo a las políticas que las empresas pueden adoptar para gestionar la integridad mecánica de los activos estáticos (tuberías, tanques y vasijas) en la industria del petróleo y lo dispuesto por API 580 y 581 se encuentra la información que a continuación debe seguirse como buena práctica para establecer un taller RBI que arroje resultados satisfactorios al mejor costo posible y gerenciando el riesgo que implica operar y mantener infraestructura para el manejo de sustancias peligrosas.

2.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA RBI (RISK BASED INSPECTION)

2.1.1 Metodología del Proceso RBI. La Metodología RBI busca definir un plan de acción para equipos estáticos consistente en tareas de inspección, monitoreo, control operacional y actividades de mitigación del riesgo (Probabilidad de Falla y Consecuencias) basado en análisis de riesgo de las amenazas a la integridad de equipos y/o mecanismos de degradación potenciales de los equipos debidas a su operación y entorno. La figura 7 muestra un diagrama esquemático de las etapas del proceso de RBI.

Figura 7. Diagrama esquemático de las etapas del proceso de RBI.



*Fuente: Ingeniería de diseño Ecopetrol

2.2 EQUIPO DE TRABAJO

2.2.1 Conformación del Equipo de Trabajo. La conformación de un buen equipo de trabajo es parte del éxito para el desarrollo de un taller de RBI. El nombramiento de los integrantes del equipo debe ser realizado a nivel gerencial mediante un comunicado oficial. De acuerdo a la estructura de cada negocio los nombres pueden variar, el equipo mínimo debe estar conformado por:

- Facilitador.
- Ingeniero de Corrosión y/o de Materiales.
- Ingeniero de Proceso o Ingeniero de Producción u Operaciones.
- Ingeniero de Inspección o Ingeniero de Integridad.
- Operador, Técnico o Supervisor de Operaciones.
- Ingeniero de Planeación de Mantenimiento.
- Profesional HSEQ.

Para los estudios de tuberías de transporte y tanques de almacenamiento de hidrocarburos se debe incluir:

- Ingeniero Civil.
- Ingeniero de Valoración de Riesgo.
- Ingeniero de Mantenimiento de Líneas y Tanques

A continuación, en el cuadro sinóptico, se detallan los roles, perfiles y responsabilidades de cada uno de los integrantes de un equipo de trabajo de RBI:

Tabla 21. Role funciones del personal.

ROL O FUNCIÓN	PERFIL		RESPONSABILIDADES
	EXPERIENCIA	CONOCIMIENTOS	
Facilitador	<ul style="list-style-type: none"> Integridad de equipos. Mejores prácticas. Operación en el software aplicado. Liderazgo y trabajo en equipo. 	<ul style="list-style-type: none"> Metodología RBI. Proceso y/o Producción. Identificación de amenazas. Mecanismos de degradación. Métodos de Inspección. Reparación de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> Asesorar sobre el tipo de información requerida de acuerdo al sistema correspondiente. Orientar a los participantes del taller en el uso y aplicación de la metodología RBI. Validar la información obtenida por los especialistas. Administración de las herramientas informáticas. Liderar la realización del taller, orientando el análisis de acuerdo con la filosofía de la metodología RBI. Presentación de resultados y aseguramiento de la información.
Ingeniero de Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de mecanismos de daño. 	<ul style="list-style-type: none"> Procesos de corrosión. Sistemas de monitoreo y control de la corrosión. Velocidades de corrosión. Normas NACE. 	<ul style="list-style-type: none"> Recopilación de información referente a los mecanismos de degradación probables para el sistema a analizar. Conocer a fondo los mecanismos de corrosión y la forma de determinar la susceptibilidad de falla basada en los materiales y agresividad del medio. Analizar los planes de control y monitoreo del sistema correspondiente. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Revisar los informes técnicos de estudios de consultoría, inspecciones, análisis de fallas y valoración de defectos y emitir concepto relacionado con su especialidad, para ser aprobados. Recomendar procedimientos para aplicar tecnologías emergentes de inspección y mantenimiento de sistemas de control de corrosión del sistema a analizar. Dar soporte técnico en la selección de sistemas de protección a la corrosión y en la planeación de actividades para mitigar riesgos.
Ingeniero de Proceso o Ingeniero de Producción o Ingeniero de Operaciones	<ul style="list-style-type: none"> Operación del sistema y análisis operativo. 	<ul style="list-style-type: none"> Conocer a fondo la información referente a las variables y ventanas operativas y el proceso del sistema que se está analizando. Conocer a fondo las características de cada uno de los fluidos con sus efectos sobre salud, seguridad y medio ambiente. Conocer los planes de control y monitoreo de la corrosión en el sistema correspondiente. 	<ul style="list-style-type: none"> Preparar una presentación general del proceso de la planta. Recopilar P&ID de la planta. Recopilar la información sobre variables y contaminantes del proceso. Disponer de los planes de contingencia del sistema. Información de impacto sobre el negocio por pérdida operacional. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Estar atento a identificar recomendaciones y proyectos de desarrollo tecnológico para mitigación del riesgo relacionado con su especialidad. Emitir recomendaciones sobre planes de acción para mitigar el riesgo, en temas relacionados con su especialidad. Ejecutar acciones de mejor producto del análisis del taller.
Ingeniero de Inspección / Integridad o Materiales	<ul style="list-style-type: none"> Inspección y diagnóstico de fallas de equipo estático del sistema correspondiente 	<ul style="list-style-type: none"> Metodología RBI. Métodos de inspección y END. Métodos de reparación. Análisis de falla. Normas aplicadas al sistema. Uso de materiales bajo especificaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Recopilación de la información referente a Inventarios de equipos e históricos de inspección y de fallas. Recopilar y presentar al grupo información con respecto a los cambios de planta y/o modificaciones realizadas. Recopilar con base en los resultados de las inspecciones la información de mecanismos de degradación y tiempos medios de falla. Recopilar información referente a las velocidades de corrosión de los equipos. Recopilar la información de mantenimientos realizados en el sistema. Tener conocimiento y la capacidad de explicar los mecanismos de falla ocurridos en los equipos. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Estar atento a identificar oportunidades de mejora. Proponer estudios técnicos para resolver problemas de integridad del sistema en estudio. Recopilar y registrar la información resultante de los cambio o modificaciones, de los mantenimientos o inspecciones resultantes de los planes de acción. Disponer de la información actualizada respecto a áreas de alta consecuencia (población, áreas ambientalmente sensibles, ríos navegables y carreteras principales) con el fin de realizar la valoración de riesgos de forma actualizada.
Operador, Técnico o Supervisor de Operaciones	<ul style="list-style-type: none"> Operación del sistema analizado. 	<ul style="list-style-type: none"> Operación del sistema analizado, variables y ventanas operativas. 	<ul style="list-style-type: none"> Participar en la recopilación del inventario de equipos. Disponer de la información sobre histórico de equipos y fallas operacionales. Participar en la definición de las funciones operacionales y el impacto sobre el sistema correspondiente. Presentar al equipo de trabajo la función básica del sistema a analizar. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Estar atento a oportunidades de mejora. Conocer las listas de rutinas estándar operativas actuales, con sus frecuencias. Impulsar la ejecución de las recomendaciones de mejora.
Ingeniero de Planeación de Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Planeación y ejecución del mantenimiento preventivo y correctivo. 	<ul style="list-style-type: none"> Programas de mantenimiento de los sistemas a analizar. Valoración de costos. 	<ul style="list-style-type: none"> Estimación de costos, tiempos y recursos de la reparación de un equipo. Realizar seguimiento, evaluación y control de los proyectos, programas y actividades a cargo de planeación y programación para garantizar la ejecución oportuna y rentable de proyectos, programas y actividades de su responsabilidad. Administrar la información y el conocimiento generado en el desarrollo de su gestión. Participar en la definición de los presupuestos de los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.
Profesional HSE	<ul style="list-style-type: none"> Gestión de salud, Seguridad y Medio Ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> Panoramas de riesgo. Metodologías de evaluación de riesgo. Planes de contingencia. Planes de manejo ambiental. Regulaciones ambientales. Sistema de permisos de trabajo. 	<ul style="list-style-type: none"> Identificar acciones para mitigar el riesgo. Suministrar información para cumplimiento de regulaciones. Suministrar información referente a toxicidad, inflamabilidad y reactividad de los productos. Suministrar información de planes de manejo ambiental y contingencia.
Ingeniero Civil	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento de ductos y vasijas. 	<ul style="list-style-type: none"> Geotecnia para la identificación de amenazas por clima y fuerzas externas y acciones de mitigación. Normas y códigos aplicados al sistema. Conocimiento en estructuras para cruces especiales de ductos. 	<ul style="list-style-type: none"> Estar atento a identificar recomendaciones y proyectos de desarrollo tecnológico para monitoreo y mitigación del riesgo relacionados con su especialidad. Emitir recomendaciones sobre planes de acción para mitigar el riesgo, en temas relacionados con su especialidad. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Suministrar información sobre el inventario de áreas inestables y zonas de mayor pluviosidad por ducto. Disponer de la información de georreferenciación de los equipos analizados.
Ingeniero de Valoración del Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> Metodologías de valoración de riesgo. 	<ul style="list-style-type: none"> Matrices de cálculos de probabilidades de falla y consecuencias. Normas y códigos aplicados a la valoración del riesgo. 	<ul style="list-style-type: none"> Emitir recomendaciones sobre planes de acción para mitigar el riesgo, en temas relacionados con su especialidad. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Cargar información básica antes del inicio del taller. Cargar información detallada durante el taller. Control de acceso de datos completos, reales, lógicos y estandarizados. Realizar depuración de datos, backup permanente y una copia adicional al finalizar cada sesión diaria. Generar informe del plan de acción.
Ingeniero de Mantenimiento de Líneas & Tanques	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento de ductos y vasijas. 	<ul style="list-style-type: none"> Métodos de reparación. Programas de reparación. Costos de Mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Emitir recomendaciones sobre planes de acción para mitigar el riesgo, en temas relacionados con su especialidad. Participar de forma activa en la realización de los análisis, siguiendo la metodología expuesta por el facilitador. Suministrar información relacionada con áreas de alta consecuencia. Apoyar al Ingeniero de Integridad en la consecución de la información del sistema. Suministrar información de planes de contingencia sobre el sistema analizado. Suministrar información sobre los parámetros de valoración de la probabilidad de falla por cada amenaza.

*Fuente: Los autores.

2.3 DESARROLLO

2.3.1 Definición del Sistema. Se deben definir los límites físicos del sistema a analizar y los activos que comprende el sistema.

2.3.2 Recolección, Revisión e Integración de Información. Para el análisis de cada sistema se puede requerir de diferente información, a continuación se indican los requerimientos de información generales, los cuales pueden variar dependiendo de las características del sistema a analizar. Se deben considerar todos los informes anteriores de RBI, si existen, como parte del proceso de retroalimentación de esta metodología.

a. Información de Diseño y Construcción.

- Inventario de equipos o activos.
- Data-sheet de equipos, planos, diagramas.
- Planos geo-referenciados de las líneas y sus características.
- Diagramas de sistemas de tuberías.
- Materiales de construcción.
- Fecha de construcción.
- Longitud, diámetros, espesores, grado de material, tipo de recubrimiento y datos característicos de cada sistema.
- Códigos y normas utilizadas en el diseño y construcción.
- Sistemas instalados para la detección de fallas y facilidades para el monitoreo del sistema.
- Sistemas de aislamiento térmico (calidad, edad y estado).
- Sistemas de seguridad.
- Sistemas de protección catódica.
- Datos de propietarios y usos de suelo.

b. Registro de Inspecciones, Monitoreo, Reparaciones y Mantenimiento.

- Registros de inspecciones.
- Evaluaciones de integridad y vida residual.
- Registro de reparaciones y reposiciones.
- Registros de mantenimiento y alteraciones.
- Registros de control de cambios.
- Registros de cambios de metalurgia.
- Reporte y registros de pruebas hidrostáticas.
- Reporte de monitoreo y control de corrosión interna y externa.

c. Datos del Proceso.

- Condiciones de operación y ventanas operativas.
- Composición de los fluidos y sus contaminantes.
- Sistemas de control.

d. Historial de Fallas.

- Frecuencia de fallas
- Informes de falla y/o análisis causa raíz.
- Áreas de afectación.
- Mecanismos de daño actuantes.

e. Datos para Valoración de Consecuencias.

- Valor del producto.

- Pérdida de producción debido al lapso de tiempo donde el equipo se encuentra fuera de servicio.
- Pérdida por producto no transportado.
- Degradación de calidad del producto.
- Costos de reemplazo o reparación de los equipos afectados.
- Costos de materiales de reparación y mano de obra.
- Variaciones de los precios en el mercado.
- Costos de afectación de activos de terceros.
- Costos de mitigación de daño ambiental.
- Costos de multas por daño ambiental.
- Pagos de indemnizaciones por afectación a personas.
- Cálculo de cantidad de producto vertido al ambiente.
- Presencia de cuerpos de agua, bosques naturales, asentamientos poblacionales, áreas de recreación y turismo, de interés arqueológico, reservas de fauna y flora, sectores geotécnicamente inestables, entre otros.
- Peligrosidad de productos y reactivos.
- Efectos en la salud de tipo reversible o irreversible.
- Planes de emergencia, contingencia y de manejo ambiental.
- Registros en medios de comunicación por afectación a personas y medio ambiente.

f. Segmentación del Sistema. Dependiendo del sistema a analizar se realiza la subdivisión de la siguiente manera:

Tabla 22. Segmentación.

PLANTAS Y ESTACIONES	LÍNEAS DE FLUJO DE PRODUCCIÓN	LÍNEAS DE TRANSPORTE	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	FONDO DE POZO
Lazos de Corrosión: Conjunto de equipos sometidos a los mismos mecanismos de degradación, el mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación.	Segmentación: <ul style="list-style-type: none"> • Tramos aéreos. • Tramos enterrados • Tramos acuíferos • Cruces de carreteras. • Variación del fluido 	Identificación de áreas de alta consecuencia y segmentación de ductos.	Segmentación: <ul style="list-style-type: none"> • Fondo • Casco • Techo • Cimentación 	Segmentación del arreglo de fondo de pozo: <ul style="list-style-type: none"> • Casing • Válvulas de choque • Unidad • Empaque

*Fuente: Los Autores

2.3.3 Definición de Amenazas y/o Mecanismos de Daño

Tabla 23. Amenaza y mecanismos de daño

PLANTAS Y ESTACIONES	LÍNEAS DE FLUJO DE PRODUCCIÓN	LÍNEAS DE TRANSPORTE	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	FONDO DE POZO
<p>Mecanismos de daño de degradación de acuerdo a la norma API 571:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de espesor • Agrietamiento asistido por el ambiente. • Mecanismos de daño por alta temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión exterior • Corrosión interior • Stress Corrosión Cracking SCC. • Daño mecánico por terceros 	<p>Amenazas a la integridad de acuerdo a la norma ASME B.31:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión exterior • Corrosión interior • Stress Corrosión Cracking SCC. • Defectos de fabricación. • Fallas relacionadas con soldadura, ensamble y construcción • Equipos • Daño 	<ul style="list-style-type: none"> • Picadura en el fondo • Ruptura en el fondo. • Ruptura del casco • Picadura en el cuerpo • Asentamientos diferenciales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión exterior • Corrosión interior • Stress Corrosión Cracking SCC. • Daños mecanismos • Colapso

		mecánico por terceros. • Operaciones incorrectas • Aspectos geotécnicos y aspectos climáticos		
--	--	--	--	--

*Fuente: Los autores

2.3.4 Valoración del Riesgo. El riesgo se define matemáticamente como el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla por las consecuencias de la misma, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R = Pof * Cof$$

Donde:

R: Riesgo.

Pof: Probabilidad de ocurrencia de la falla.

Cof: Consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla.

La técnica comúnmente utilizada para calcular la probabilidad de ocurrencia de falla y consecuencia es un modelo semi-cuantitativo que reduce la relatividad y subjetividad de los cálculos realizados. Básicamente consiste en evaluar numéricamente los parámetros establecidos para cada una de las variables que afectan directamente la Pof y la Cof, de forma tal que el riesgo será la resultante del producto de los dos rangos de variaciones. La resultante numérica de la valoración del riesgo se transforma en cualidades por medio de la matrices de criticidad (ver figura 2), la cual compara la Pof vs. Cof permitiendo establecer la

valoración del riesgo en función de términos, como despreciable (N), bajo (L), medio (M), alto (H) y muy alto (VH).

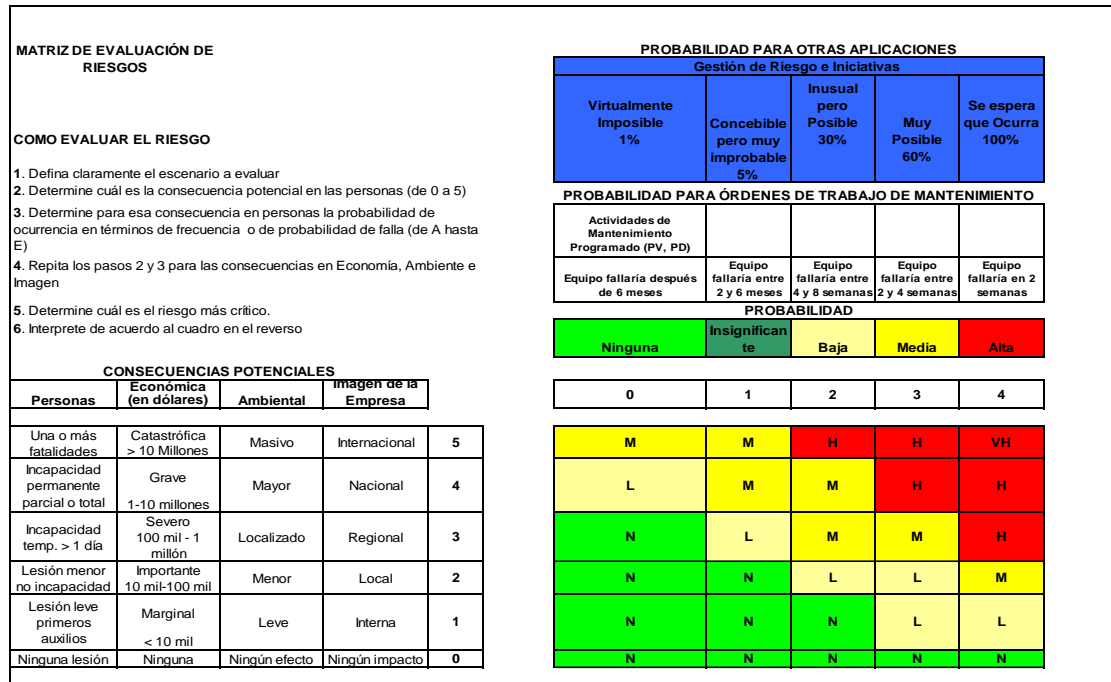
2.3.4.1 Cálculo de la Probabilidad de Falla (PoF). El cálculo de la PoF debe estar soportado en los procedimientos establecidos, los cuales deben estar estandarizados para cada una de las amenazas establecidas para cada sistema a analizar. La probabilidad de falla es determinada por tres consideraciones principales:

- Tasas y mecanismos de deterioro propios de los equipos o activos.
- Factores propios del entorno y por terceros.
- La efectividad del programa de inspección y monitoreo para identificar los mecanismos y factores de deterioro y de las acciones oportunas de mitigación.

Es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

- Identificar los mecanismos de deterioro para cada amenaza, teniendo en cuenta las condiciones de operación y del entorno.
- Determinar la tasa, severidad y frecuencia de deterioro y/o la susceptibilidad de ocurrencia de eventos.
- Revisar las condiciones de diseño, construcción y operación.
- Efectividad del programa de inspección y monitoreo.
- Efectividad del programa de mantenimiento.

Figura 8. Matriz de criticidad



*Fuente: Los autores.

2.3.4.2 Cálculo de la Consecuencia de Falla (CoF). Para determinar la consecuencia de falla, se debe tener en cuenta el modo de falla como se materializa cada amenaza (picado, agrietamiento, rotura) con el fin de evaluar la cantidad de producto liberado y el área afectada. Se deben tener en cuenta todas las categorías de la matriz de evaluación.: Económica, Salud y Seguridad, Medio Ambiente e Imagen definidas por la compañía. Para cada una de las categorías de se deben aplicar los procedimientos establecidos para cada sistema a evaluar los cuales involucran los siguientes aspectos:

Económica: pérdida de producción, productos fuera de especificaciones, costos de reparación, valor de los activos afectados, materiales y mano de obra, costos diferidos.

Salud y Seguridad: cantidad, Toxicidad, Inflamabilidad y Reactividad de Producto, densidad de población, área de afectación, planes de contingencia, sistemas de detección y control de fugas.

Medio Ambiente: cantidad, Toxicidad, Inflamabilidad y Reactividad de Producto, áreas excepcionalmente sensible, área de afectación, planes de contingencia y manejo ambiental, sistemas de detección y control de fugas, activación de comités de prevención y atención de desastres.

Imagen: de acuerdo a los criterios establecidos por la compañía en cuanto a responsabilidad social empresarial. El valor total de la consecuencia económica será la sumatoria de todas las categorías. Si no es posible cuantificar alguna de las categorías se asume el valor mínimo establecido en el rango equivalente de consecuencia.

2.3.5 Definición del Plan de Acción. Esta etapa se origina como producto de la evaluación del riesgo y consiste en definir la frecuencia y oportunidad de aplicar las técnicas y/o metodologías de inspección, monitoreo y mitigación, que deben ser utilizadas en el mantenimiento de los equipos analizados, como estrategia para minimizar el riesgo a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible. Estas técnicas y/o metodologías se definen en función de la criticidad de las amenazas detectadas en la evaluación del riesgo, estableciendo a su vez una justificación tanto técnica como económica de su utilización a lo largo del ciclo de vida del activo (relación costo – beneficio). Las frecuencias de inspección recomendadas en los estándares pueden ser modificadas como resultado de un estudio de Inspección Basada en Riesgo (RBI). Con el fin de optimizar el costo y la duración de las inspecciones, estas pueden ser realizadas con el sistema en operación o fuera de servicio, de forma intrusiva o no intrusiva dependiendo del mecanismo de daño y la disponibilidad del sistema. Adicional a las técnicas de inspección comúnmente utilizadas es importante tener en cuenta otras actividades encaminadas a la mitigación del riesgo: ajuste de variables operacionales, revisión u optimización de procedimientos de mantenimiento u operativos, estudio de agresividad de fluidos y ambientes externos a los que esta expuestos los equipos, evaluación del sistema de protección catódica, instalación de unidades de monitoreo remoto, estudio de interferencias, instalación de probetas y/o cupones, tratamientos químicos, limpieza, uso de revestimientos, monitoreo de inestabilidad geotécnica, planes de contingencia, programas de señalización, educación pública y en general todas las acciones de mejora orientadas a la disminución del riesgo y la preservación de la integridad de los sistemas.

2.3.6 Aseguramiento de la Información. El informe final de un taller de RBI debe contener como mínimo los siguientes aspectos:

- Descripción del sistema.
- Representación gráfica de la segmentación o lazos de corrosión del sistema.

- Descripción de mecanismos de daño o susceptibilidad de las amenazas.
- Bases de cálculo de la Posibilidad y Consecuencias de Falla.
- Resultados del análisis de Riesgo para cada una de las amenazas.
- Plan de acción detallado para cada una de las amenazas, definiendo frecuencia, prioridad, alcance y presupuesto estimado.
- Recomendaciones y Conclusiones.

Los resultados del taller de RBI deben ser divulgados y entregados formalmente a los responsables por las siguientes actividades:

- Asegurar los recursos para su implementación.
- Planeación, Programación y Ejecución del plan de acción.
- Ejecución de planes de Contingencia y Manejo Ambiental.
- Administración de la información.
- Administración de los activos.
- Seguimiento a la implementación del plan acción.

Toda la información generada antes y durante el taller debe ser almacenada y asegurada en los sistemas de información oficiales de la compañía que permita su constante actualización y consulta de los interesados.

2.4 GENERALIDADES DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

Cualquier tipo de gestión de mantenimiento que se aplique en las diferentes instalaciones industriales está basado en los conceptos del mantenimiento planeado y del no planeado. RBI puede utilizarse como metodología para adoptar una gestión de mantenimiento sobre el equipo estático, puede ser la base fundamental de programas periódicos o frecuentes de acciones que mitiguen el

riesgo de fuga de sustancias peligrosas, por lo cual es importante que se conozcan las siguientes afirmaciones:

2.4.1 Mantenimiento Planeado. Como su nombre lo indica, son todas las actividades que son llevadas a cabo a propósito y que regularmente se hacen con el objetivo de prevenir que una máquina o sistema se deteriore o presente una falla.

Dentro del mantenimiento planeado se encuentran: Las actividades de rutina, que se hacen bajo determinada frecuencia generalmente sugeridas por el fabricante de los equipos y por los análisis de confiabilidad, esto es el *mantenimiento preventivo*; las actividades que se hacen generalmente en las tuberías consisten en la aplicación de recubrimientos, limpieza interior con raspadores, inspecciones visuales o recorridos. Las actividades de *mantenimiento predictivo* son todas las inspecciones con ultrasonido, corridas con raspador inteligente*, inspecciones del estado del recubrimiento, recorridos para la evaluación geotécnica del trazado de la tubería, inspección de las soldaduras, etc. Las actividades de *mantenimiento mejorativo* corresponden en general a planes y programas deducidos del mantenimiento preventivo y predictivo, son obras para mejorar la geotecnia del trazado, para mejorar la condición mecánica de la tubería (abolladuras, entallas, cascotas, etc.), para reducir pérdidas hidráulicas, para proteger la tubería del daño por terceros.

2.4.2 Mantenimiento No Planeado. El mantenimiento no planeado hace referencia al *mantenimiento correctivo*. Son las actividades que se hacen por emergencia o por urgencia, es decir, se hacen reactivamente para cubrir algún tipo de contingencia. Por lo general en los sistemas de transporte de hidrocarburos, las actividades de mantenimiento correctivo se hacen cuando se producen roturas en las tuberías producidas por corrosión interior o exterior, por fatiga o por la acción de un tercero y su consecuencia es la afectación del medio ambiente y de las personas permanezcan en cercanías del sistema. En la mayoría de las ocasiones se debe activar el plan de contingencia desarrollado hasta que la fuga sea controlada, el área sea recuperada y la situación se normalice, esto puede durar días hasta meses trayendo consecuencias graves para los intereses de la compañía.

3. DESARROLLO DEL TALLER RBI

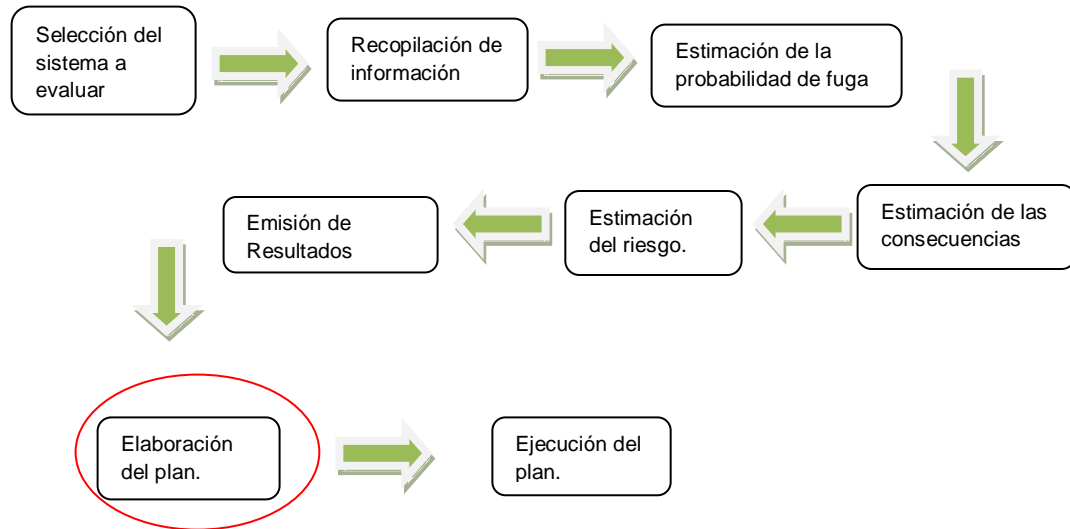
El RBI es una metodología de confiabilidad que integrado con otras metodologías garantizan la integridad de los sistemas de transporte de hidrocarburos, luego la planeación que se propone a continuación es producto de los talleres realizados bajo dicha metodología para asegurar que los oleoductos analizados no presenten fugas ni rupturas, seleccionando acciones técnicamente factibles, económicamente rentables y presupuestariamente viables.

Para facilidad del desarrollo del taller, el equipo de trabajo ha diseñado una herramienta (hoja de cálculo Excel) que ayudará a la organización y visualización de la información por segmento definido. Su estructura permite tener un ranking de riesgo calculado a partir de los rangos que se dan a cada parámetro, es decir, otorgándole un valor para pasar de lo cualitativo a lo cuantitativo; de tal manera que se pueda entrar a la matriz de criticidad mostrada en el capítulo anterior con valores muy cercanos a la realidad que permiten ubicar el riesgo en los niveles bajo, medio, alto o muy alto que finalmente permitirán una adecuada gestión del activo estático.

3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

De acuerdo al siguiente flujo-grama de la metodología RBI, PMS se encuentra actualmente en el proceso enmarcado con el círculo rojo:

Figura 9. Flujograma del RBI.



Fuente: Los autores

3.2 TALLERES RBI DE LOS OLEODUCTOS

En la Inspección Basada en Riesgo, el análisis se enfoca en el estudio del deterioro de la pared de un contenedor de fluido que puede resultar en la pérdida de la función de contención del fluido presurizado, es decir, en una fuga de producto al medio ambiente; esto implica el cálculo de probabilidades de falla y modelaje de las consecuencias de las mismas mediante hojas de cálculo, anexas a este documento en medio magnético, dado que debe contemplarse cada segmento o tramo del sistema de transporte.

Para facilidad y comprensión de la metodología se explicará el ejercicio RBI para un tramo del oleoducto Trasandino, que es el más importante en la red de los oleoductos del sur. El tramo corresponde a la tubería instalada entre la planta Orito y el punto donde se conecta el OCHO, es decir, desde el kilómetro 0+000 hasta el 15+100.

3.2.1 Conformación del Equipo de Trabajo.

- Facilitador: William Hernández
- Ingeniero de Corrosión y/o Materiales: Miguel Ángel Viola.
- Ingeniero de Proceso: Diego Henríquez.
- Ingeniero de Integridad: Sara Rodríguez
- Operador: Robinson Atencia.
- Ingeniero de Planeación de Mantenimiento: Robinson Ramos.
- Profesional HSEQ: Francia Parga.
- Ingeniero de Mantenimiento de Líneas: Carlos Mauricio Arévalo

Es de anotar que la recolección de la información requerida para llevar a cabo el RBI está a cargo de cada uno de los integrantes del equipo de trabajo, por ejemplo, el ingeniero de proceso es el encargado de facilitar la información de variables de proceso, su comportamiento, su historial, etc.; el ingeniero de mantenimiento es el encargado de facilitar la información que está constituida en el CMMS, ordenes de trabajo creadas y gestionadas para cada sistema, historial de fallas, prácticas de mantenimiento, procedimientos de ejecución, etc.

3.2.2 Segmentación. De las primeras tareas del equipo de trabajo RBI es determinar estrictamente la segmentación de la línea u oleoducto, en este trabajo no hay reglas generales y lo mejor es acudir a los funcionarios de experiencia que conocen bien los trazados de las líneas y pueden aportar las posibilidades de segmentación de cada oleoducto. Es importante también no excederse en la cantidad de segmentos y tomar referencias como plantas de bombeo, trampas o marraneras, válvulas de corte, poblados de densidad demográfica importante, clasificación de los tramos de acuerdo a normas internacionales aplicables como ASME y API, etc.

En la tabla 24 se puede observar la segmentación que se determinó para el OTA la división en 37 segmentos de diferentes longitudes, se puede observar que los cruces aéreos se encuentran segmentados por su alto impacto al liberarse o desencadenarse un evento no deseado y la necesidad de que la inspección basada en riesgo centre su atención en puntos de alta vulnerabilidad.

Los segmentos de cada oleoducto están descritos en la hoja de cálculo diseñada para el taller RBI dispuestos consecuentemente en las columnas en su orden de cadena pisada.

Tabla 24. Segmentación del OTA.

SEGMENTACIÓN DEL OLEODUCTO TRASANDINO - OTA		
1	Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100
2	Inyección OCHO - Vereda El Líbano	Km 15+100 - Km 17+300
3	Vereda El Líbano	Km 17+300 - Km 17+800
4	Vereda El Líbano - Planta Guamuez	Km 17+800 - Km 19+388
5	Planta Guamuez - Válvula de Bloqueo Río Guamuez	Km 19+388 - Km 21+080
6	Cruce Río Guamuez (Cruce aéreo)	Km 21+080 - Km 21+804
7	Válvula de Bloqueo Río Guamuez - Planta Alisales	Km 21+804 - Km 66+710
8	Planta Alisales - Trampa de Despacho Paramo	Km 66+710 - Km 72+407
9	Trampa de Despacho Paramo - Cruce río Guaitara	Km 72+407 - Km 98+279
10	Cruce río Guaitara (Cruce aéreo)	Km 98+279 - Km 99+033
11	Cruce río Guaitara - Fin Municipio de Gualmatan	Km 99+033 - Km 104+300
12	Fin Municipio de Gualmatan - Estación Reductora el Amarillo	Km 104+300 - Km 131+850
13	Estación Reductora el Amarillo - Estación Reductora el Guabo	Km 131+850 - Km 142+640
14	Estación Reductora el Guabo - Inicio Municipio Piedrancha	Km 142+640 - Km 148+900
15	Municipio Piedrancha	Km 148+900 - Km 149+900
16	Fin Municipio Piedrancha - Inicio Chucunéz	Km 149+900 - Km 165+000
17	Corregimiento Chucunéz	Km 165+000 - Km 166+100
18	Fin Chucunéz - Inicio Municipio Altaquer	Km 166+100 - Km 182+000
19	Municipio Altaquer	Km 182+000 - Km 183+100
20	Fin Municipio Altaquer - Estación Reductora Junín	Km 183+100 - Km 194+925
21	Estación Reductora Junín - Inicio Inspección El Diviso	Km 194+925 - Km 206+000
22	Inspección El Diviso	Km 206+000 - Km 208+000
23	Fin Inspección El Diviso - Estación Reductora Guayacana	Km 208+000 - Km 228+495
24	Estación Reductora Guayacana - Inicio Vereda Baquerio	Km 228+495 - Km 245+000
25	Inicio Vereda Baquerio - Fin Población Llorente	Km 245+000 - Km 252+000
26	Fin Población Llorente - Inicio Caunapi	Km 252+000 - Km 253+875
27	Población Caunapi	Km 253+875 - Km 254+600
28	Fin Población Caunapi - Inicio Población Gualtal	Km 254+600 - Km 258+775
29	Población Gualtal	Km 258+775 - Km 260+250
30	Fin Población Gualtal - Inicio Población Espriella	Km 260+250 - Km 267+000
31	Población Espriella	Km 267+000 - Km 268+000
32	Fin Población Espriella - Inicio Caserio Pueblo Nuevo	Km 268+000 - Km 273+000
33	Caserio Pueblo Nuevo	Km 273+000 + Km 273+600
34	Fin Caserio Pueblo Nuevo - Fin Caserio Chilvi	Km 273+600 - Km 290+000
35	Fin Caserio Chilvi - Cruce Quebrada Aguas Claras	Km 290+000 - Km 296+925
36	Cruce aéreo Estero Aguas Claras	Km 296+925 - Km 297+225
37	Cruce aéreo Estero Aguas Claras - Terminal Tumaco	Km 297+225 - Km 305+641

*Fuente: Los autores.

3.2.3 Amenazas y/o Mecanismos de Daño.

Las amenazas y/o mecanismos de daño definidos por el equipo de trabajo basado en los criterios de API 580 y las adoptadas como mínimas requeridas por la empresa para este tipo de trabajos para este tipo de tubería y servicio son:

1. Corrosión exterior.
2. Corrosión interior.
3. Stress corrosion cracking (SCC).
4. Defectos de fabricación.
5. Defectos relacionados con la soldadura, ensamble y construcción.
6. Equipo.
7. Daño Mecánico por Terceros.
8. Operaciones Incorrectas.
9. Aspectos Geotécnicos y Climáticos.

Paso seguido, el equipo de trabajo determina para cada amenaza los parámetros que se utilizarán para la evaluación del riesgo de las tuberías instaladas en todos los oleoductos de PMS. Dichos parámetros se pueden ver en los cuadros a continuación:

Tabla 25. Parámetros para la corrosión exterior.

1. Corrosión Exterior			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Tipo de Suelo	Sistema de Protección Catódica	Criterios de Protección Catódica (Instan ON / OFF o CIS)	Reparación de Anomalías resultados de ILI
Resistividad (ohm*cm)	Diseño del Revestimiento	Inspección de sistemas de protección (revestimiento y protección catódica)	Pruebas de Presión
Exposición a Agua Salada	Edad del Revestimiento	Evaluación de Cruces Encamisados	Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones Visuales

Tabla 26. Parámetros para la corrosión exterior. (CONTINUA)

Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Agresividad del Suelo o del Medio para tubería aérea (Análisis físico - Químico del suelo)	Edad del Ducto	Histórico de Tasa de fugas por corrosión externa	Tiempo desde última inspección CIS / PCM / DCVG
Ducto en contacto con otras estructuras debido a malas prácticas	Blindajes de protección mecánica por daños de terceros	Estado del recubrimiento por inspección visual	Presión de Prueba vs Presión máxima de operación
pH	Cruce o paralelismo con otras líneas ó estructuras con posibilidad de interferencia eléctrica	Tiempo desde la última inspección ILI (MFL o UT)	Criterio de severidad DCVG 1) > 35% IR: Reparación obligatoria 2) Del 15% al 35% IR: Reparar si hay estructuras importantes cercanas al ducto 3) < 15% IR: No reparar
Temperatura del Tubo	Cruces encamisados	Inspección Visual del Ducto por cualquier método planeado	
Exposición a Químicos (derrames de hidrocarburos, lixiviados producto de basureros, lluvias ácidas, abonos, fertilizantes)	Interferencia eléctrica AC/DC	Resultados de Inspecciones (Visual o ILI)	
	Cargas externas (deslizamientos, tráfico pesado, etc)	Crecimiento de Anomalías	Se realizaron las reparaciones del recubrimiento con base en el DCVG

Tabla 27. Parámetros para la corrosión exterior. (CONTINUA)

Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
	Ducto aéreo en contacto directo con soportes o con el terreno o con interface aéreo - enterrada	Densidad de anomalías reportadas por ILI	
	% de SMYS (Relación entre el esfuerzo producido por la presión normal de operación Vs el esfuerzo mínimo de fluencia del material)		

*Fuente: SIKA de Colombia.

Tabla 28. Parámetros para la corrosión interna

2. Corrosión Interior			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Tipo de Fluido	Existen trampas de raspadores para cada cambio de diametro	Presencia de productos ferrosos en corridas de raspadores	Reparación de anomalías resultados de Inspecciones (Scan B , C o ILI)
pH del agua que puede ir con el producto	Existen piernas muertas o zonas de acumulación de fluido sin recirculación	Tipo de corrosión detectada en los cupones o herramienta ILI	Pruebas de Presión
Cloruros (ppm) - Presentes en el Agua	Edad del ducto	Tasa de fugas por corrosión interna	Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones realizadas

Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Indice Langelier (Agua)	Diámetro hueco malla en sistemas de filtración	Tiempo desde la última inspección ILI (MFL o UT)	Presión de Prueba vs Esfuerzo de Fluencia
CO2 (ppm) (Agua)	Existen facilidades para monitorear la corrosión y solidos suspendidos	Resultados de Inspecciones (Scan B, C o ILI)	Cumplimiento del programa de limpieza
H2S (ppm) (Agua)		Se evidencia crecimiento de las anomalías detectadas	Cumplimiento programa tratamiento químico
O2 (ppb) (Agua)		Densidad de anomalías reportadas por ILI.	Número de monitoreos de corrosión interior por año (para establecer tendencia)
Solidos (ppm) (Producto)			Velocidad de corrosión detectada por cupones o por ILI
Bacterias: BSR y TSR (celulas/gr solido) (Agua)			

*Fuente: SIKA de Colombia.

Tabla 29. Parámetros para el SCC.

3. Stress Corrosion Cracking (SCC)			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
pH de los fluidos próximos al tubo	Grado Acero (Ultimate Tension)	Existe evidencia de fallas por SCC	Ejecución de recomendaciones sobre problemas de SCC
Presencia de carbonatos y/o bicarbonatos en los análisis fisicoquímicos de la humedad del terreno	Año de fabricación de la tubería	Estado del recubrimiento	
Fluctuación presiones	Proceso Fabricación	Niveles de protección catódica	
Esfuerzos secundarios	Tipo de recubrimiento		
	Relación del esfuerzo producido por la presión de operación y el SMYS		

*Fuente: SIKA de Colombia.

Tabla 30. Parámetros para los defectos de fabricación.

4. Defectos de Fabricación			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
	Diseño de Tubería	Se han presentado fallas en cualquier punto de la línea por defectos de fabricación en las costuras	
		Existencia de certificados de calidad de materiales	
		Interventoría en el proceso de compra y recepción	
		Se utiliza especificaciones técnicas de compra	

*Fuente: SIKA de Colombia.

Tabla 31. Parámetros para los defectos de soldadura, ensamble o construcción.

5. Defectos de Soldadura, Ensamble o Construcción			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
	Calidad de diseño de acuerdo a estándares de la Industria	Calificación de procedimientos de soldadura	Aplicación de DCVG a líneas, tramos o variantes construidas a partir del 2006
	Profundidad (m)	Calificación de soldadores	Prueba Hidrostática
	Planos As Built actualizado	Soldaduras inspeccionadas	Ejecución de recomendaciones producto de monitoreos, interventorias, pruebas
		Interventoría	
		Auditoría de calidad en construcción	
		Presencia de arrugas, dobleces o colapsos sin valorar o inspeccionar	

Fuente: WESTARCO

Tabla 32. Parámetros para la amenaza por el equipo.

6. Equipo			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
		Se hacen inspecciones de uniones bridadas, válvulas de alivio-control-seccionamiento	
		Se han presentado fugas en uniones bridadas o válvula	
		Se han presentado fugas en válvulas de alivio / control	
		Se han ejecutado las recomendaciones de las inspecciones	

*Fuente: Los autores.

Tabla 33. Parámetros para el daño mecánico por terceros.

7. Daño Mecánico por Terceros			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Instalación de válvulas ilícitas en ese segmento	Profundidad (m)	Patrullaje (inspección) derecho vía	Existe un programa de relaciones con la comunidad
Atentados en ese segmento	Se tienen planos As Built con GPS actualizados	Evidencia de daño mecánicos por terceros no intencionales (Abolladuras, Rayones, fallas)	Señalización preventiva e informativa
Nivel actividad sobre derecho vía		Se cuenta con sistemas para detectar la instalación o presencia de válvulas ilícitas	Retiro de válvulas ilícitas
			Se cumple protocolo de derecho vía compartido
			Se tiene protección adicional para evitar ilícitos, vandalismo y terrorismo (Protección tipo Caño Limón, Bunkers para válvulas, profundización tubería)
			Control y Vigilancia sobre la tubería y derecho de vía
			Ejecución de recomendaciones derivadas de patrullaje

*Fuente: Los autores.

Tabla 34. Parámetros para las operaciones incorrectas.

8. Operaciones Incorrectas		
Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Clase de sistema de control operacional	Cuando se requiera por modificaciones a la infraestructura o proceso se realizan análisis de riesgo operacional (HAZOP)	Señalización e identificación de líneas de flujo
Sistema control con controlador de respaldo	Frecuencia revisión análisis de riesgo operacional (HAZOP)	Se cumple la divulgacion lecciones aprendidas
Sistemas de alivio y/o corte manual	La operación está monitoreada por el Centro de Control Operacional	
Cumplimiento del Procedimiento e Instructivo de gestion y control de cambios a infraestructura y/o procesos	Frecuencia de auditorías al sistema gestion calidad	
Existe un plan de capacitación al empleado para promover la operación correcta y segura.	Cumplimiento del manual de permisos de trabajo	
Existe manual de funciones y responsabilidades del personal	Fallas por operaciones incorrectas últimos 5 años	
Planos de la planta P&ID actualizados y disponibles en sitio	Se cumple procedimiento para investigación de incidentes	

	Se cumple el plan de capacitación para cada empleado, tendiente a evitar operaciones inseguras e incorrectas, realizando ajustes	
	Verificación de competencias a los contratistas asociados al control y operación	
	Empleados con competencia certificada (%)	
	Cumplimiento de procedimientos e instructivos	

Fuente: Los autores.

Tabla 35. Parámetros para los aspectos climáticos y fuerzas externas.

9. Aspectos Climáticos y Fuerzas Externas			
Ambiente	Diseño	Monitoreo	Rehabilitación
Inestabilidad geotécnica (falla geológica, escorrentías, actividad telúrica, socavaciones de cruces subfluviales y aéreos)	Cumplimiento de normas NIO de VIT en obras de geotecnia	Diagnóstico estabilidad cruce subfluvial, aéreo o línea regular	Ejecución de recomendaciones de diagnóstico geotécnico
Descargas eléctricas	Protecciones para descargas eléctricas	Monitoreo de zonas de alta inestabilidad geotécnica (falla geológica, escorrentías, actividad telúrica, socavaciones)	Se realiza una vez al año actividades de rocería en el derecho de vía
Existen zonas donde haya probabilidad de incendio por quema de vegetación que puedan afectar la tubería		Posterior a un incendio por quema de pastos en el corredor de vía, se realizan inspecciones a la tubería	Se realizan actividades de rehabilitación posterior a un incendio ocasionado por quema de pastos
		Monitoreo de protecciones contra descargas eléctricas	Ejecución de recomendaciones de diagnóstico de descargas eléctricas
		Se han presentado fallas a la tubería relacionadas con el clima y fuerzas externas	

*Fuente: Los autores.

Cada tramo de las tuberías instaladas debe ser analizado bajo los anteriores parámetros por el equipo en cada sesión del taller RBI.

3.2.3 Cálculo de la Probabilidad de Falla PoF. El cálculo de la probabilidad de falla se da con la ayuda de la hoja de cálculo, para cada segmento definido se dan valores a los parámetros definidos en rangos igualmente definidos por el equipo de trabajo. Por ejemplo, para el primer segmento o tramo definido del OTA, desde la planta Orito hasta el kilómetro 15 más 100 metros, se selecciona el valor “1” dado para el terreno “arcilloso o fangoso” en el parámetro “tipo de suelo”. Nótese en el archivo Excel que el peso dado a este parámetro por el equipo de trabajo es del 8% y que al ambiente se le ha dado un 25%, esto influirá en el ranking de amenazas que debe darse luego segmento por segmento. Sucesivamente y para cada parámetro definido se debe seleccionar el valor adecuado. Es muy importante que la selección de estos valores la realice todo el equipo, en común acuerdo y liderados por el facilitador.

Figura 8. Valoración de parámetros en la hoja de cálculo.

ROBABILIDAD FALLA					
Atributo / Referencia	Rangos	PoF	Peso	1 - Planta Orito - Inyección OCHO	2 - Inyección OCHO - Vereda El Libano
				Km 0+000 - Km 15+100	Km 15+100 - Km 17+300
A	Tubería Aerea	0	8,0	1	1
	Arcilloso o fangoso	1			
	Arenoso, gravilla	2			
	Rocoso, lacustre o no se conoce	4			
	Tubería Aerea	0			
> 25000	0.5				

*Fuente: Los autores.

Para en el mismo segmento del OTA, es importante ver que la probabilidad de falla por corrosión exterior es la suma de las probabilidades de falla calculada para cada variable de ambiente, diseño, monitoreo y rehabilitación, en resumen se tiene (para el tramo 0+000 al 15+100) los siguientes valores:

1. Corrosión Exterior: 2.87
2. Corrosión Interior: 3.29
3. Stress Corrosion Cracking: 2.27
4. Defectos de Fabricación: 3.37
5. Soldadura, Ensamble y Construcción: 3.01
6. Equipo: 1.00
7. Daño Mecánico por Terceros: 3.42
8. Operaciones Incorrectas: 1.54
9. Clima y fuerzas Externas: 0.97

En la siguiente tabla se observa el rango de probabilidades que catalogarán cada suma en niveles insuficiente, bajo, medio y alto. Este es el primer insumo para entrar a la matriz de riesgo o de criticidad mostrada en el capítulo 2 y que la hoja de cálculo irá ordenando en un ranking. Por ejemplo, para la amenaza de corrosión exterior cuya suma arrojó un valor de 2.87 la catalogación la ubica en un valor “3” o “medio” ya que el valor se encuentra en el rango de 2.18 a 3.09.

Tabla 36. Rango de probabilidades de falla.

Amenaza	Insignificante		Baja		Media		Alta	
	Rango 1		Rango 2		Rango 3		Rango 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
Corrosión Externa	0,37	1,27	1,27	2,18	2,18	3,09	3,09	4,00
Corrosión Interior	0,75	1,56	1,56	2,37	2,37	3,19	3,19	4,00
Stress Corrosion Cracking	0,74	1,56	1,56	2,37	2,37	3,19	3,19	4,00
Fabricación	0,82	1,62	1,62	2,41	2,41	3,21	3,21	4,00
Soldadura y Ensamble	0,94	1,70	1,70	2,47	2,47	3,23	3,23	4,00
Equipo	0,40	1,30	1,30	2,20	2,20	3,10	3,10	4,00
Daños mecánicos por Terceros	0,77	1,58	1,58	2,35	2,35	3,16	3,16	4,00
Operaciones Incorrectas	1,03	1,77	1,77	2,50	2,50	3,24	3,24	3,97
Relacionado Clima y fuerzas externas	0,77	1,00	1,00	1,50	1,50	2,31	2,31	4,00
Atentado	0,70	1,53	1,53	2,35	2,35	3,18	3,18	4,00
Daños involuntarios	1,02	1,77	1,77	2,51	2,51	3,26	3,26	4,00
Válvulas Ilícitas	0,70	1,53	1,53	2,35	2,35	3,18	3,18	4,00

*Fuente: Los autores

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las probabilidades de falla por segmento y para cada amenaza. El lector debe tener en cuenta que los segmentos allí descritos están del 1 al 23 y del 1 al 14 como se encuentran analizados en los archivos electrónicos, no tienen la misma numeración que tienen en la tabla de segmentación del OTA descrita al inicio de este capítulo donde están de forma continua.

Dando continuidad al análisis del segmento 1 del OTA, en la tabla se puede observar que las probabilidades más altas están en las amenazas como fabricación de la tubería, construcción del sistema y los daños producidos por terceros sin embargo el ranking de probabilidades no determina la última como prioridad 1 para este segmento, ya que existe otro segmento con probabilidad más alta en esta amenaza, es el caso del segmento número 23 y del 1 del segundo archivo electrónico para el análisis del OTA.

Las operaciones incorrectas es una amenaza que tiene la misma probabilidad a lo largo del trazado del oleoducto, en este caso el valor es de 1,54 y el ranking se da en igual orden que el número de los segmentos.

Se puede decir también que existen segmentos en el OTA que no tienen altas probabilidades o prioridades de atención, esto también determinará el plan de acción para la mitigación de riesgos en el OTA que se presentará más adelante.

Tabla 37. Resumen del ranking de la probabilidad de falla para las tuberías del OTA.

Segmento	Resumen Ranking Probabilidad de Falla Para el Oleoducto Trasandino																	
	Corrosión Exterior		Corrosión Interior		Stess Corrosion Cracking		Fabricación		Construcción		Equipos		Daños por Terceros		Operaciones incorrectas		Climas y Fuerzas Externas	
	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking	PoF	Ranking
1	2,87	2	3,29	2	2,27	2	3,37	1	3,01	1	1	2	3,42	2	1,54	1	0,97	11
2	2,84	4	3,17	4	2,27	3	2,83	3	3,01	2	0,4	19	3,42	3	1,54	2	0,97	12
3	2,84	5	3,17	5	2	10	2,83	4	3,01	3	0,4	20	3,06	13	1,54	3	0,97	13
4	2,78	8	3,17	6	2	11	2,83	5	3,01	4	1	3	2,22	16	1,54	4	0,97	14
5	2,87	3	3,17	7	2,27	4	2,83	6	3,01	5	1	4	3,42	4	1,54	5	0,97	15
6	1,54	22	3,09	22	1,31	22	2,03	22	2,45	22	1	5	3,15	9	1,54	6	0,86	23
7	2,99	1	3,23	3	2,46	1	3,37	2	3,01	6	1,3	1	3,42	5	1,54	7	3,09	1
8	2,8	7	3,49	1	2,27	5	2,83	7	3,01	7	1	6	1,95	19	1,54	8	0,97	16
9	2,78	9	3,17	8	2,27	6	2,83	8	3,01	8	1	7	3,42	6	1,54	9	2,16	3
10	1,44	23	3,05	23	1,04	23	2,03	23	2,45	23	1	8	3,15	10	1,54	10	1	10
11	2,78	10	3,17	9	2	12	2,83	9	2,82	21	1	9	3,02	14	1,54	11	0,97	17
12	2,78	11	3,17	10	2	13	2,83	10	3,01	9	1	10	3,15	11	1,54	12	0,97	18
13	2,84	6	3,17	11	2	14	2,83	11	3,01	10	1	11	1,95	20	1,54	13	0,97	19
14	2,72	12	3,17	12	2	15	2,83	12	3,01	11	1	12	1,95	21	1,54	14	1,24	6
15	2,6	18	3,17	13	2	16	2,83	13	3,01	12	0,4	21	3,42	7	1,54	15	1,24	7
16	2,7	13	3,17	14	2,19	7	2,83	14	3,01	13	1	13	1,95	22	1,54	16	1,24	8
17	2,62	16	3,17	15	2	17	2,83	15	3,01	14	1	14	3,18	8	1,54	17	0,97	20
18	2,7	14	3,17	16	2,19	8	2,83	16	3,01	15	1	15	3,15	12	1,54	18	2,96	2
19	2,66	15	3,17	17	2	18	2,83	17	3,01	16	0,4	22	1,98	18	1,54	19	0,97	21
20	2,62	17	3,17	18	2,19	9	2,83	18	3,01	17	1	16	1,95	23	1,54	20	1,71	5
21	2,6	19	3,17	19	2	19	2,83	19	3,01	18	1	17	2,22	17	1,54	21	1,11	9
22	2,6	20	3,17	20	2	20	2,83	20	3,01	19	0,4	23	2,26	15	1,54	22	0,97	22
23	2,59	21	3,17	21	2	21	2,83	21	3,01	20	1	18	3,57	1	1,54	23	2,16	4
1	2,64	6	3,17	1	2	1	2,83	1	3,01	1	1	1	3,57	1	1,54	1	0,97	1
2	2,86	1	3,17	2	2	2	2,83	2	3,01	2	1	2	3,42	3	1,54	2	0,97	2
3	2,78	2	3,17	3	2	3	2,83	3	2,82	3	1	3	3,46	2	1,54	3	0,97	3
4	2,72	3	3,17	4	2	4	2,83	4	2,82	4	1	4	3,18	9	1,54	4	0,97	4
5	2,72	4	3,17	5	2	5	2,83	5	2,82	5	1	5	3,42	4	1,54	5	0,97	5
6	2,64	7	3,17	6	2	6	2,83	6	2,82	6	1	6	3,18	10	1,54	6	0,97	6
7	2,64	8	3,17	7	2	7	2,83	7	2,82	7	1	7	3,42	5	1,54	7	0,97	7
8	2,64	9	3,17	8	2	8	2,83	8	2,82	8	1	8	3,18	11	1,54	8	0,97	8
9	2,64	10	3,17	9	2	9	2,83	9	2,82	9	1	9	3,42	6	1,54	9	0,97	9
10	2,64	11	3,17	10	2	10	2,83	10	2,82	10	1	10	3,18	12	1,54	10	0,97	10
11	2,64	12	3,17	11	2	11	2,83	11	2,82	11	1	11	3,42	7	1,54	11	0,97	11
12	2,64	13	3,17	12	2	12	2,83	12	2,82	12	1	12	3,42	8	1,54	12	0,97	12
13	1,7	14	3,17	13	1,09	14	2,83	13	2,76	13	1	13	1,95	14	1,54	13	0,86	13
14	2,68	5	3,17	14	2	13	2,83	14	2,76	14	1	14	3,1	13	1,54	14	0,86	14

*Fuente: Los autores.

3.2.4 Cálculo de la Consecuencia de Falla CoF. Esta dado en cuatro aspectos: salud y seguridad, ambiente, económico e imagen de la empresa. De igual forma es apoyado por la hoja de cálculo en cada una de las pestañas identificadas con el nombre de los cuatro aspectos, debe definirse el modo de falla que seleccione el equipo de trabajo no sin antes definir el tipo de producto que se transporta o se contiene como se muestra en la figura a continuación.

Figura 9. Selección del producto.

SECTOR	UBICACIÓN	Fluido seleccionado	MODO FALLA
1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	Crudo Liviano	Rotura
		Crudo Pesado	Rotura
		Diesel	Rotura
		Gasolina Corriente	Rotura
		Gasolina Extra	Rotura
		GLP	Rotura
		JET A	Rotura
		Kerosene	Rotura
		3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura
		4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura
		5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura
		6. EQUIPOS	Fuga

*Fuente: Los autores.

El primer aspecto, salud y seguridad de las personas, está dado por la tabla que se muestra a continuación. Es la presentación de la hoja de cálculo donde básicamente se definen la peligrosidad de los productos y un factor de dispersión para evaluar el impacto que podría tener una rotura (modo de falla) en el segmento analizado.

Tabla 38. Cálculo de consecuencias de salud y seguridad de las personas.

CALCULO DE CONSECUENCIAS DE SALUD Y SEGURIDAD															
Fluido seleccionado:		PELIGROSIDAD DE LOS PRODUCTOS (PP)							FACTOR DE DISPERSION (FD)						
SECTOR	UBICACIÓN	AMENAZA	MODO DE FALLA	PELIGRO AGUDO (Clasificación NFPA)			TOTAL	PELIGRO	TOTAL PP	DERRAMIE	Cantidad producto derramado por rotura	POBLACION	TOTAL FD	FIE	Clasificación RAM
				Inflamabilidad	Reactividad	Toxicidad	PEL AGUDO	CRONICO	PELIG PROD				FACT DISPERS		
				(0 - 4)	(0 - 4)	(0 - 4)	(0 - 12)	(1 - 10)	(1 - 22)				(1 - 6)		
1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	2	0	1	3	6	9	2	1.604.021	3	0,667	13,5	3
		2. CORROSION INTERNA	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		6. EQUIPOS	Fuga	2	0	1	3	6	9	5		3	1,667	5,4	2
		7. DANOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3
		9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	2	0	1	3	6	9	2		3	0,667	13,5	3

*Fuente: Los autores.

Lo importante de ver en la herramienta para el cálculo de las consecuencias en el aspecto de salud y seguridad de las personas es la clasificación en la matriz de riesgos o de criticidad que se da para cada amenaza (columna resaltada), por ejemplo, la clasificación para la corrosión externa en el primer segmento es “3” o “medio” definida por el rango del factor FIE mostrado en la tabla a continuación:

Tabla 39. Rango factor FIE.

Consecuencia a Personas		Rango	
1	Lesión leve primeros auxilios	0,22	1,75
2	Lesión Menor no Incapacidad	1,75	6,25
3	Incapacidad Temporal > 1 día	6,25	15,41
4	Incapacidad permanente parcial o total	15,41	31,03
5	Una o más fatalidades	31,03	88

*Fuente: Los autores.

El factor FIE es la relación entre el grado de peligrosidad del producto (inflamabilidad, reactividad, toxicidad) y un factor de dispersión que tiene en cuenta la afectación de la población aledaña o vecina al segmento analizado frente a un potencial derrame de producto bajo las condiciones de operación del oleoducto (caudal, presión, temperatura, etc.). Para el caso del ejemplo, segmento número 1 del OTA, el resultado o la clasificación RAM es “3” o “medio” excepto para el equipo como tal donde el resultado es “2” o “bajo” dado que la relación FIE tiene un valor de 5,40 que se encuentra en el rango de 1,75 a 6,25.

La clasificación de las consecuencias ambientales está sujeta a la matriz de consecuencias ambientales descrita en la tabla 38. Es responsabilidad del equipo de trabajo determinar el nivel en la matriz RAM para el segmento analizado según el modo de falla que puede ocasionar cada amenaza. Para el caso del segmento ejemplo se observa que para la corrosión externa se determinó un nivel 2 y para la amenaza por equipos se determinó un nivel 1, dado el modo de falla: “fuga”.

Tabla 40. Clasificación RAM de las consecuencias ambientales.

CALCULO DE CONSECUENCIAS AMBIENTALES				
SECTOR	UBICACIÓN	AMENAZA	MODO DE FALLA	Clasificación RAM
1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	2
		2. CORROSION INTERNA	Rotura	2
		3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	2
		4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	2
		5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	2
		6. EQUIPOS	Fuga	1
		7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	2
		8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	2
		9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	2

*Fuente: Los autores.

Tabla 41. Matriz de consecuencias ambientales.

MATRIZ DE CONSECUENCIAS AMBIENTALES		
Clasificación RAM	Descripción	Descripción de Áreas de influencia
0	Ninguna - Sin daño ambiental. Sin modificaciones en el medio ambiente. No requiere remediación.	
1	Leve - Área de influencia puntual, en rastrojo bajo, desérticas y producto volátil, atención con los recurso de la empresa, no se activa ningún comité de prevención y atención de desastres	Puntual: Corresponde al área ocupada por el derecho de vía, incluyendo las áreas utilizadas para efectuará drenajes del ducto en las labores de mantenimiento.
2	Menor - Área de influencia Local, productos con pocos efectos duraderos, como gasolina, nafta, propano. Activación del comité Local CLOPAD	Local: Constituido por el corredor del ducto definido por una franja de máximo de 400 m a lado y lado de la línea.
3	Localizado - Afectación Regional, o contaminación por productos Medios o Pesados. Atención por parte del comité regional CREPAD, requiere atención del área afectada. Se dispone de plan de contingencia y medidas de control y de contención.	Regional: Corresponde a los corredores de las posibles rutas de derrame de los productos, aguas abajo del poliducto hasta los últimos puntos de observación y en caso de oleoductos hasta el último punto de control.
4	Mayor - Daños ambientales. Se exige al Negocio que tome medidas para aproximar el medio ambiente contaminado a su estado original de acuerdo a los límites legales. Productos Medios o Pesados. Área de influencia Regional o Nacional, Atención por parte DNPAD	Nacional: Cubre toda las zonas costeras del país y las arterias fluviales y lacustres del país, capacidad de respuesta del plan de contingencia local o regional ha sido desbordada. El nivel nacional se activará a través de los comités operativo y técnico nacional del plan nacional de contingencia. Requiere de una movilización masiva de recursos y de personal de una zona a otra en caso de ser necesario
5	Masivo - Daños ambientales de un área de alta consecuencias por sensibilidad ambiental según API 1160 o Unidades de Afectación Ecológicas, según Agustín Codazzi (Reservas forestal nacionales, zonas de pesca, Reserva de Fauna y Flora, Áreas de conservación de suelos, Áreas de reserva Hídricas, Área de Playa Marítima, fluvial o lacustre, Áreas de reserva minera, área de recurso turístico, recreacional o cultural) o área de influencia Nacional o Internacional. Se exige al Negocio que tome medidas para aproximar el medio ambiente contaminado a su estado original de acuerdo a los límites legales. Atención por parte del DNPAD.	Internacional: La magnitud del derrame es tal que excede la capacidad del país para enfrentarlo, o bien cuando el derrame pone en peligro los recursos de otro país, se debe recurrir a la cooperación internacional o a una acción de respuesta conjunta a nivel bilateral o internacional para enfrentar el derrame.

*Fuente: Los autores

El cálculo de las consecuencias económicas está dado por la información de la tabla descrita a continuación. Básicamente el análisis se basa en la estimación del tiempo que se podría tardar el restablecimiento del servicio según el modo de falla que produce cada amenaza cruzado con el valor en dólares americanos del costo por oportunidad (costo de dejar de producir), el costo del producto derramado (según TRM y WTI del momento), el costo de producción diferida (si se afecta la producción del campo por falta de facilidades de transporte), el costo de la recuperación del terreno afectado por el derrame, el costo de la mitigación ambiental (instalación de puntos de control), el costo de reparar y el costo de activos de terceros que puedan verse afectados por el derrame, incendio o ambos.

Tabla 42. Clasificación de las consecuencias económicas.

CALCULO DE CONSECUENCIAS ECONOMICAS																		
Fluido seleccionado:		Crudo liviano				CONSECUENCIAS ECONOMICAS EN MILES DE DOLARES (KUS\$)										Clasificación RAM		
SECTOR	UBICACION	AMENAZA	MODO DE FALLA	Tiempo de paro de sistema (min)	Rata promedio de bombeo (GPM)	COSTO		PRODUCTO DERRAMADO SEGUN ACOPLAN (GL)	PRODUCTO DERRAMADO 10 min de bombeo	VALOR PRODUCTO K USD	COSTO		MITIGACION	COSTOS REPARACION	ACTIVOS		TOTAL M USD	
						OPORTUNIDAD	DIFERIDOS				RECUPERACION TERRENO	AMBIENTAL			TERCEROS			
						K USD	USD				USD	USD			USD			
1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		2. CORROSION INTERNA	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		5. RELACIONADO CON SOLDADURA/ ENSAMBLE	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		6. EQUIPOS	Fuga	840	1400	67,97	5040	0	0	0	38.789	15.516	15.516	116.368	0,25	3		
		7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	0	46.547	0	0,59	3		
		8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		
		9. RELACIONADO CLIMAY FUERZAS EXTERNAS	Rotura	1440	1400	116,52	201600	14000	363,8	0	62.063	23.274	46.547	368.500	0,98	3		

*Fuente: Los autores

La clasificación RAM, está sujeto entonces al valor de la sumatoria de los costos de las consecuencias económicas que probablemente traerá cada amenaza en el segmento analizado de acuerdo al rango dado en la matriz de consecuencia económica descrita a continuación.

Tabla 43. Matriz de consecuencia económica.

Matriz de Consecuencia Económica	
Clasificación RAM	Valor (MUS \$)
1	< 0.01
2	0.01 - 0.1
3	0.1 - 1
4	1 - 10
5	> 10

*Fuente: Los autores

El cálculo de las consecuencias por la afectación de la imagen de la empresa en caso de la ocurrencia del modo de falla producido por las amenazas está sujeto al análisis que realice el equipo de trabajo de acuerdo a la matriz del cálculo de la consecuencia por imagen descrita en la tabla 42.

Tabla 44. Clasificación RAM de las consecuencias por imagen.

CALCULO DE CONSECUENCIAS POR IMAGEN				
SECTOR	UBICACIÓN	AMENAZA	MODO DE FALLA	CLASIFICACIÓN RAM
1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	2
		2. CORROSION INTERNA	Rotura	2
		3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	2
		4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	2
		5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	2
		6. EQUIPOS	Fuga	1
		7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	2
		8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	2
		9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	2

*Fuente: Los autores

Tabla 45. Matriz de cálculo de consecuencia por imagen.

MATRIZ DE CALCULO CONSECUENCIA POR IMAGEN		
Clasificación RAM	Descripción	Equivalencias
0	Ningún impacto - No es de interés	
1	Interna - Puede ser de conocimiento interno del negocio pero no de interés público.	Se ajusta a una afectación 1 Ambiental y 1 Salud y Seguridad
2	Local Interés público local relativo - Atención de algunos medios de prensa, comunidades y ONG's locales que potencialmente pueden afectar el Negocio	Ambiental 2 y Salud Seguridad de 2 o 3
3	Regional Interés público regional. Gran oposición de los medios locales de prensa. Relativa atención de los medios nacionales de prensa y/o partidos políticos locales/regionales. Oposición de ONG's regionales y del gobierno local	Ambiental 2 ó 3 y Salud y Seguridad 3 ó 4, Amenaza de desabastecimiento Local
4	Nacional - Interés público nacional. Oposición general de los medios de prensa nacionales. Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. Quejas de ONG's nacionales.	Ambiental 3 o 4, o, Salud y Seguridad 4. Amenaza de Desabastecimiento Nacional
5	Internacional – Interés público internacional. Oposición general de los medios de prensa internacionales. Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Empresa, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva.	Ambiental 5 o Salud y Seguridad 5. Amenaza de desabastecimiento Nacional

*Fuente: Los autores

3.2.5 Resultado del Taller RBI para el Segmento 1 del OTA

Tabla 46. Resultados del RBI: clasificación del riesgo en el segmento.

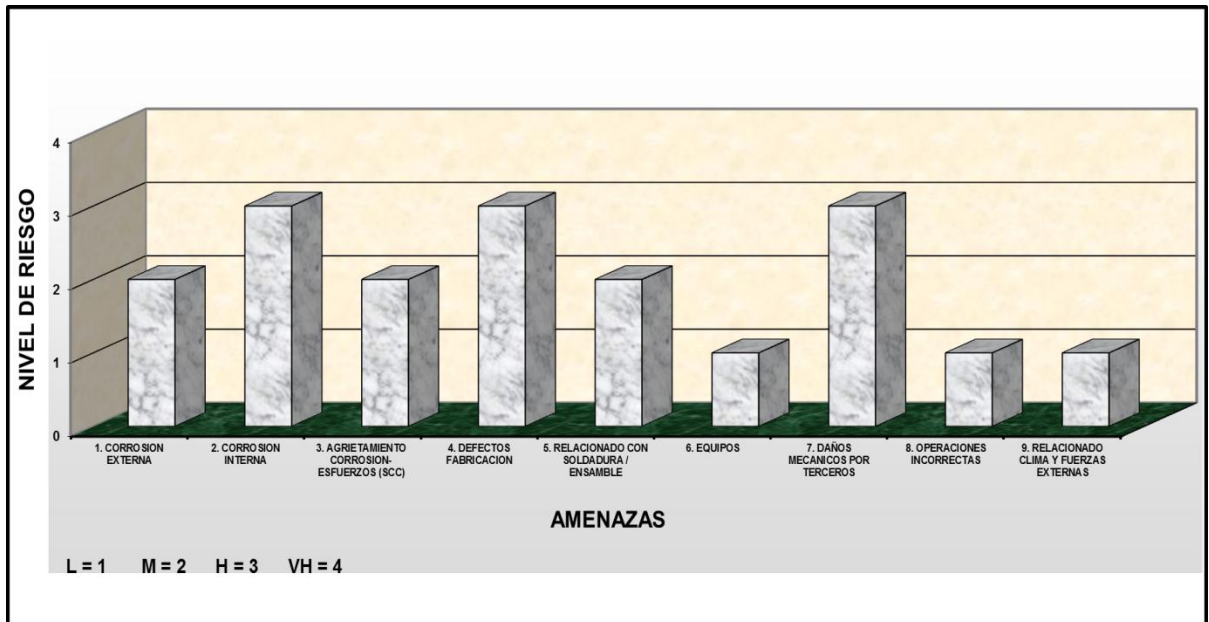
RESULTADOS RBI																		
No	SECTOR	UBICACIÓN	AMENAZA	Salud y Seguridad	Ambiental	Económica	Imagen	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD DE FALLA			CONSECUENCIA	Po F	EVALUACIÓN MATRIZ RAM				CALIFICACION RIESGO
									L	M	H-VH			Mayor				
1	1 - Planta Orito - Inyección OCHO	Km 0+000 - Km 15+100	1. CORROSION EXTERNA	0	0	0	0	0	2,87	3	M	0	3	0	2	0	2	M
			2. CORROSION INTERNA	3	2	3	2	3	3,29	4	H	3	4	0	0	3	3	H
			3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	3	2	3	2	3	2,27	2	B	3	2	0	2	0	2	M
			4. DEFECTOS FABRICACION	3	2	3	2	3	3,37	4	H	3	4	0	0	3	3	H
			5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	3	2	3	2	3	3,01	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			6. EQUIPOS	3	2	3	2	3	1,00	1	L	3	1	1	0	0	1	L
			7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	2	1	3	1	3	3,42	4	H	3	4	0	0	3	3	H
			8. OPERACIONES INCORRECTAS	3	2	3	2	3	1,54	1	L	3	1	1	0	0	1	L
			9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	3	2	3	2	3	0,97	1	L	3	1	1	0	0	1	L

El resultado del taller RBI para el segmento del ejemplo se muestra en la tabla anterior, donde para cada amenaza determinada se da una clasificación de riesgo o mejor, una valoración del riesgo, es decir, el resultado del producto de la probabilidad por las consecuencias. Fundamentalmente es la aplicación de la matriz de criticidad o de riesgo “RAM” establecida en la empresa. Nótese en la tabla que se dan diferentes niveles de riesgo para cada amenaza, lo que se debe analizar son los niveles más altos para de esta manera ir pensando en un plan de acción que mitigue o reduzca los niveles de riesgo para cada amenaza en el tramo en cuestión.

Esta clasificación la hace automáticamente la hoja de cálculo una vez se vayan consolidando los valores de las probabilidades y las consecuencias de los modos de falla para cada una de las amenazas en todos los segmentos en los que se dividió cada oleoducto.

La hoja de cálculo también organiza gráficamente la valoración del riesgo para cada segmento como se muestra a continuación para el segmento 1 del oleoducto Trasandino, donde efectivamente se observan los niveles más altos en amenazas como corrosión interna, defectos de fabricación de la tubería y los daños mecánicos por terceros.

Figura 10. Valoración de riesgos para el segmento 1 del OTA.



*Fuente: Los autores

Es importante ver gráficamente cada segmento, sobre todo cuando son sistemas de gran longitud y varios los segmentos, esto ayudará a los integrantes del equipo de trabajo a tener una visión más clara de las acciones que deben ejecutarse en cada tramo o segmento y consecuentemente darle una prioridad a dicho plan de acción.

3.3 PLAN DE ACCIÓN

Como se ha mencionado en varios apartes de este documento, el plan de acción diseñado por el equipo de trabajo a partir de los análisis que en discusiones se han hecho mediante la metodología planteada y con el apoyo de la hoja de cálculo diseñada.

Las tareas descritas a continuación son las finalmente seleccionadas por el equipo de trabajo para gestionar la integridad mecánica de los oleoductos:

1. Estudio agresividad de suelos (tipo de suelo, pH, cloruros, bacterias).
2. Estudio resistividades continuas.
3. Evaluación periódica de sistema de protección catódica (preventivo).
4. Evaluación de potenciales de protección catódica poste a poste (potenciales instant On/Off) (preventivo).
5. CIS (preventivo).
6. Aislar eléctricamente plantas y estructuras aéreas incluyendo casetas de válvulas.
7. Instalación de unidades de monitoreo remoto "UMR" y sistema de protección catódica.
8. Refuerzo y/o rehabilitación del sistema de protección catódica.
9. DCVG (preventivo).
10. PCM = ACVG (pipe current mapper) y SCM (stray current mapper).
11. Estudio de interferencias AC / DC con otras estructuras y cruces encamisados.
12. Acciones de mitigación por interferencia.
13. Revestimiento zonas interface aéreo-enterradas de tubería.
14. Evaluación directa del ducto (ECDA).
15. Inspección visual derecho vía (preventivo).
16. Inspección líneas con vehículo inteligente ILI.
17. Monitoreo y seguimiento a crecimiento anomalías reportadas por ILI.
18. Reparaciones mecánicas producto de inspección ILI - según norma API1160 y CRF parte 195.
19. Inspección con onda guiada.
20. Realización prueba de presión.
21. Reposiciones de tuberías.
22. Cambio o rehabilitación de Recubrimiento y/o reparaciones mecánicas.

23. Monitoreo de corrosión interior y de sólidos suspendidos en agua de drenaje de tanques (análisis físico - químico al agua o sedimentos asociados al producto transportado pH, cloruros, H₂S, bacterias, índice de Langellier, CO₂, prueba electroquímica, etc.)
24. Instalación o adecuación de trampas de raspadores.
25. Eliminación o drenaje de piernas muertas.
26. Adecuación de sistemas de filtración.
27. Programa de Limpieza Interior de tuberías (preventivo).
28. Tratamiento químico.
29. Llenar tubería con agua tratada.
30. Determinación del grado del material de la tubería.
31. Protección y estabilización de tuberías en cruces de cuerpos de agua (ríos, quebradas, arroyos, zonas inundables, etc.).
32. Actualización de planos de la línea con GPS.
33. Calificación procedimientos de soldadura.
34. Mantenimiento y calibración válvulas de seguridad línea.
35. Mantenimiento preventivo a válvulas de seccionamiento, uniones bridadas, accesorios y válvulas de venteo.
36. Patrullajes de vigilancia y control ilícitos, actividad y estado derecho de vía y estructura.
37. Programas de gestión social y divulgación de PDC líneas.
38. Señalización línea - educación pública - sistemas de información de llamada de emergencia.
39. Protección mecánica adicional para prevenir actos ilícitos, vandalismo y terrorismo - Incluye bunker para válvulas.
40. Instalación y puesta en funcionamiento de sistemas para detectar instalación de válvulas ilícitas y fugas.
41. Implementación programa de inyección de esferas.
42. Implementación de protocolo de derecho de vía compartido.
43. Rutinas de mantenimiento sistema de control operacional de plantas.

44. Plan de capacitación para los empleados.
45. Certificación de competencias de los empleados.
46. Elaboración actualización y cumplimiento de instructivos y procedimientos operacionales.
47. Elaboración, actualización y cumplimiento de manual de funciones y responsabilidades.
48. Actualización, elaboración y colocación en las salas de operaciones de los Planos P&ID de las plantas.
49. Realización de HAZOP al sistema.
50. Implementación monitoreo remoto CCMO.
51. Auditorías al sistema de gestión de calidad.
52. Señalizar e identificar líneas de flujo y accesorios.
53. Diagnóstico de protección contra descargas eléctricas.
54. Instalación y monitoreo de protecciones contra descargas eléctricas.
55. Diagnóstico y/o monitoreo geotécnico de línea.
56. Evaluación integral de cruces sub-fluviales y batimetría (preventivo).
57. Evaluación integral de cruces especiales aéreos (preventivo).
58. Ejecución de obras para asegurar la estabilidad geotécnica de la tubería, cruces subfluviales, aéreos y especiales.
59. Realización actividades de rocería derecho vía.
60. Construcción de variantes.
61. Construcción de cruces subfluviales.
62. Actualización planes de contingencia de líneas.
63. Implementación de acciones Planes de Contingencia Líneas.
64. Instalación válvulas de bloqueo.
65. Instalación de válvulas Cheque.

Algunas de las actividades planteadas se encuentran marcadas como “preventivo”. Dichas actividades pertenecen a la gestión de mantenimiento que serán disparadas por el CMMS como rutinas de mantenimiento, con una

determinada frecuencia y con un procedimiento establecido por la compañía para tal fin. En la empresa, las actividades de mantenimiento, son outsourcing, por lo que son ejecutadas por un contratista que mantendrá su estructura por efectos del ejercicio del taller RBI.

En la hoja de cálculo denominada como “Plan de Acción OTA Parte I” se detalla segmento a segmento analizado, lo que hace el equipo de trabajo es definir si la actividad listada se requiere y para qué año o vigencia presupuestal. Con la ayuda de los integrantes del Departamento de Operaciones Sur (PMS) se determina el costo de las actividades listadas, contando con el histórico presupuestal de estas actividades en otras dependencias de la empresa, de manera tal que pueda darse un estimado al costo de cada actividad.

Existen actividades dentro del plan de acción que salen de la responsabilidad del equipo de trabajo, tal como es el caso de la valoración y certificación de competencias del personal, donde debe intervenir una dependencia diferente a PMS que es el Departamento de Recursos Humanos. Lo que hace el equipo de trabajo es transmitir las necesidades en términos de solicitud los temas en los cuales desea o necesita que se instruya y certifique al personal.

Como estrategias se adoptan medidas como contratación para una o dos vigencias en actividades específicas y que no requieren de ser repetitivas, como el caso de levantamiento de información u obras del portafolio de inversiones. En el caso de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo como la corrida de raspadores o limpieza mecánica interior se pueden incluir dentro del contrato de O&M (operación y mantenimiento) del departamento (PMS). Pueden ser también actividades que son repetitivas y que estratégicamente se han definido como contratación plurianual, tal es el caso de la reposición de tuberías que requiere de un andamiaje técnico y contractual que no puede diluirse en un contrato de

actividades generales, precisamente para garantizar una correcta instalación que no se conviertan en amenazas posteriormente.

4. CONCLUSIONES

Este proyecto se ha desarrollado con el objetivo de crear un plan de acción para la gestión de los activos estáticos (tuberías) del Departamento de Operaciones y Mantenimiento Sur de Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A., para cumplir con este fin, se desarrollaron las siguientes actividades:

- Desarrollar talleres RBI para todos los Oleoductos del Sur basados en la norma API 580.
- A partir de los resultados de los talleres RBI se elabora el plan de acción para gestión de activos (tuberías de los Oleoductos).

De lo anterior puede concluirse que:

- La elaboración del Plan de acción aporta al Departamento de Operaciones y Mantenimiento Sur de Ecopetrol beneficios como:
 - Aseguramiento presupuestal sustentado por el análisis del riesgo.
 - Trazabilidad de las acciones del plan propuesto.
 - Planeación de actividades de mantenimiento a largo plazo.
 - Optimización de costos de mantenimiento.
 - Planeación de estrategias de Contratación.
 - Generación de confianza ante las comunidades de influencia y entes de control gubernamentales.
 - Adecuada gestión y dimensionamiento de recurso humano.

Los riesgos críticos identificados para este proyecto son:

- Por rotación de alta gerencia no se garantice la continuidad del Plan de Acción.
- Los recortes de presupuesto afecten el desarrollo del Plan.
- La afectación por terceros demande los recursos planeados del Plan.
- No contar con los proveedores competentes para ejecutar el Plan.

- Deficiente gestión social el cual pueda afectar el Plan.
-

Vale la pena tener en cuenta que este trabajo tiene ciertas limitaciones:

- El carácter restringido y confidencial de la información de este tipo de planes no posibilita realizar comparaciones con modelos similares utilizados en otros países.
- Las tecnologías utilizadas para obtener la información del estado de los activos pueden tener un avance significativo durante el transcurso del Plan.

Finalmente, este trabajo contribuye a Ecopetrol mediante la propuesta y la formalización de un Plan de acción basado bajo la Técnica RBI cumpliendo la Norma API 580 el cual es aplicable a los demás Oleoductos del País. Al mundo académico le proporciona una oportunidad de presentar herramientas de análisis de confiabilidad para la gestión de activos estáticos (tuberías).

Adicionalmente cabe aclarar que el éxito de la aplicación de la metodología del presente documento depende del compromiso, de la experiencia y del conocimiento de cada integrante del equipo de trabajo por tratarse de una metodología semicuantitativa.

5. BIBLIOGRAFÍA

API 353. - Managing Systems Integrity of Terminal and Tank Facilities Managing the Risk of Liquid Petroleum Releases.

API 510 - Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.

API 570 - Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems.

API 1102 - Steel Pipelines Crossing

API 1104 - Welding of Pipelines and Related Facilities

API 1107 - Pipeline Maintenance

API 1117 - Lowering In- Pipelines

API 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines

API PUBLICATION 1628B - Risk-Based Decision Making

API RP 1162 - Public Awareness Programs for Pipeline Operators

API RP 579 - API Recommended Practice 579, Fitness For Service Public Awareness Programs for Pipeline Operators.

API RP 580 - Risk-based Inspection

ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems For Liquid Hydrocarbons And Other Liquids -ASME CODE FOR PRESSURE PIPING

ASME SECCIÓN IX - Boiler and Pressure Vessel Code NTC 1486 – Documentación. Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y Otros Trabajos de Investigación. Última versión.

BARBOSA BELTRAN, Ricardo. Monografía. Desarrollo de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para el Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá. Bucaramanga 2007.

Mantenimiento Estratégico para empresas industriales o de Servicios: Alberto Mora Gutiérrez.

Pipeline Risk Management Manual Ideas, Techniques, and Resources, W, Kent Muhlbauer

Pipeline Pigging and Inspection Technology (Second Edition) Second Edition, Edited by J.N.H.Tiratsoo ,BSc, CEng, MICE, MIWES, MICorr, MIHT

Pipeline Rules Of Thumb H a n d b o o k, E.W. McAllister, Editor

Practical Hydraulic Systems Operation and Troubleshooting for Engineers and Technicians

Ravi Doddnavar, Andries Barnard. Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control.