

**GESTIÓN DE UN MODELO DE INTEGRIDAD BASADO EN API RP 580 PARA
EL CRECIMIENTO DE LOS DEFECTOS QUE SE DESARROLLAN EN LAS
LÍNEAS DE FLUJO QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**

EDWIN ESTEBAN ACOSTA MORALES

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN
TUNJA
JUNIO DE 2019**

**GESTIÓN DE UN MODELO DE INTEGRIDAD BASADO EN API RP 580 PARA
EL CRECIMIENTO DE LOS DEFECTOS QUE SE DESARROLLAN EN LAS
LÍNEAS DE FLUJO QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**

EDWIN ESTEBAN ACOSTA MORALES

**Proyecto de grado para optar al título de MAGISTER EN GESTIÓN
DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

DIRECTOR TESIS: DR. ENRIQUE VERA LOPEZ

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN
TUNJA
JUNIO DE 2019**

Firma del presidente del jurado

Firma de jurado

Firma de jurado

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	10
1.1 ANTECEDENTES	10
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
1.3 JUSTIFICACIÓN	15
1.4 OBJETIVO GENERAL	16
1.4.1 Objetivos específicos	16
1.5 ALCANCE DEL PROYECTO	17
2. MARCO TEORICO	18
2.1 MECANISMOS DE FALLA	18
2.2 CAUSA DE FALLA	18
2.3 CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS	19
2.3.1 Por su evolución:	19
2.3.2 Por su origen:	19
2.3.3 Por su geometría:	20
2.3.4 Por su comportamiento mecánico:	20
2.4 CORROSIÓN	22
2.5 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO	25
2.5.1 Evaluación directa de la corrosión externa (ECDA)	25
2.5.2 Evaluación directa de la corrosión interna (ICDA)	26
2.5.3 Inspección en línea (ILI)	26
2.5.4 Técnica de inspección por ultrasonido (SCAN A)	27
2.5.5 Inspección visual	27
3. MARCO NORMATIVO PARA EL MODELAMIENTO	29
3.1 API 5L SPECIFICATION FOR LINE PIPE	29
3.2 ASME SECCIÓN IX 2013 WELDING AND BRAZING QUALIFICATIONS	29
3.3 ASME B31.4 PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS	30
4. ANALISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA	31
4.1 CRITERIOS PARA EL ANALISIS DE INTEGRIDAD	31
4.2 CRITERIOS DE SEVERIDAD DE DEFECTOS	33

4.3 CLASIFICACIÓN DE ANOMALÍAS EN FUNCIÓN DEL IMPACTO OCACIONADO EN LAS LÍNEAS DE FLUJO	34
5. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO API RP 580	37
5.1 MECANISMOS DE DAÑO PARA LA LÍNEA DE FLUJO	39
5.2 CONDICIÓN DE SERVICIO	39
6. MATRIZ DE RIESGO PARA LA LÍNEA A SER INSPECCIONADA	40
7. EVALUACIÓN DE LA LÍNEA DE ACUERDO A INDICACIONES ENCONTRADAS SEGÚN RBI	70
8. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS	79
9. CONCLUSIONES	93
10. BIBLIOGRAFÍA	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de defectos presentes en las tuberías que transportan hidrocarburos líquidos.....	21
Tabla 2. Matriz de riesgo para la aplicación de RBI (RISK BASED INSPECTION).....	38
Tabla 3. Características De La Línea De Flujo A Ser Evaluada.....	39
Tabla 4. Criterios de velocidad de corrosión (NACE RP 0775-99).....	40
Tabla 5. Criterios para determinar el riesgo de acuerdo con los ambientes (NACE MR0176-2000).....	40
Tabla 6. Calificación probabilidad de falla.....	41
Tabla 7. Resultados Inspección Basada en Riesgo.....	57
Tabla 8. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Corrosión Exterior.....	61
Tabla 9. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Corrosión Interior.....	62
Tabla 10. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Stress Corrosion cracking.....	63
Tabla 11. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Fabricación.....	64
Tabla 12. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Construcción.....	65
Tabla 13. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Equipo.....	66
Tabla 14. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Daños por Terceros.....	67
Tabla 15. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Operaciones incorrectas.....	68
Tabla 16. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Clima y Fuerzas Externas.....	69

Tabla 17. Pérdida de espesores una vez se ha realizado la reparación.....	70
Tabla 18. Pérdida de espesores desde el montaje de la línea de transporte.....	73
Tabla 19 indicaciones generadas hasta la fecha de la reparación.....	76
Tabla 20 cálculo del IPC para cada año tomando como base el costo de la reparación del ducto calculado inicialmente.....	77
Tabla 21. Categorías y peligros potenciales.....	79
Tabla 22. Información requerida para la evaluación del riesgo.....	82
Tabla 23. Equipo utilizado para inspección interna y detección de indicaciones...	86
Tabla 24. Métodos De reparación.....	90

LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Análisis de riesgo para segmento km 2+000 - km 2+500.....	58
Grafica 2. Análisis de riesgo para segmento km 11+500 - km 12+100.....	59
Grafica 3 Análisis de riesgo para segmento km 17+100 - km 17+550.....	60
Grafica 4. Reparaciones adicionales generadas año a año.....	72
Grafica 5. Reparaciones realizadas durante el periodo de vida útil de la tubería...	76

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al enfoque de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (*RBI, Risk Based Inspection*) (*API RP 580*)¹ este tipo de inspección permite identificar, evaluar y definir los riesgos en la industria petroquímica (debido a la corrosión y fracturas por exceso de tensión), que puedan causar peligro en la integridad de los equipos que se encuentran sometidos a presión.

Poder gestionar la integridad permitirá planear de manera más eficiente rutinas de inspección, mantenimiento y reparación, de igual manera contribuir en la reducción de las fugas que se llegasen a presentar en un oleoducto que se encuentra en operación.

Por lo anterior, mediante el siguiente caso de estudio se plantea crear un modelamiento aplicado que permita identificar los planes actuales de inspección, para determinar las prioridades en las inspecciones futuras con el fin de tomar decisiones acertadas, este modelamiento se realizará en una línea de flujo enterrada que transporta hidrocarburos líquidos; a partir de datos obtenidos en inspecciones previas y condiciones de operación.

¹ API RP 580, 2016. Risk – Based Inspection. API Recommended Practice 580, 3rd Edition 2016

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

El objetivo de las inspecciones es la detección oportuna de un daño antes de que alcance un tamaño crítico, espacio en el cual la estructura no podrá soportar cargas, produciendo la falla del componente. La resistencia residual es la capacidad de resistencia que tiene una estructura sometida a cargas estáticas o a cargas cíclicas, frente a la presencia, el crecimiento y el tamaño de los defectos, los cuales disminuirán la capacidad de carga de la estructura.

En un estudio realizado para explicar la propagación de las grietas en uniones soldadas, Mammoli. A, Graham. L, Reimanis. E y Tullock. L², encontraron que los defectos tienden a desviar las grietas al acercarse a la interfaz de los materiales, se demostró que los materiales con defectos interfaciales tienen una tendencia a desviar las grietas, a lo largo de la interfaz, en comparación con materiales que no presentan este tipo de defectos.

Baohua. C, Yaow. S y Shijie. D³, analizaron la micro estructura y la distribución de dureza en una soldadura por punto, utilizando un modelo computacional, se realizó el análisis a una zona con falta de homogeneidad en las propiedades mecánicas de la soldadura, encontrando que en el borde de la soldadura se presenta la mayor concentración de esfuerzos.

Lichun. B⁴, realizó un estudio para establecer los mecanismos de falla y la predicción del crecimiento de grieta, En este trabajo, se propuso el criterio del esfuerzo principal máximo aplicado a la dirección de inicio de propagación de la grieta, esto debido a que coincide con la dirección perpendicular del esfuerzo máximo. La velocidad de propagación de la grieta por fatiga fue calculada como una función del rango del factor equivalente de intensidad de esfuerzos. El modelo de crecimiento de la grieta propuesto se compara con los resultados experimentales obtenidos utilizando el criterio de esfuerzo principal máximo.

Otro estudio realizado por Changheui. J, Pyung-Yeon. C, Minu. K, Seung-Jin and. O y Jun-Seog. Y⁵, estableció la distribución de los esfuerzos residuales y la tasa

² Mammoli. A, Graham. L, Reimanis. E y Tullock. L, "The effect of flaws on the propagation of cracks at bi-materials interfaces". Great Britain. Vol. 43, Issue 3, pp. 1149-1156. 1995.

³ Baohua. C, Yaow. S y Shijie. D, "Studies on a computational model and the stress weld characteristics of weld-bonded joints for a car body steel sheet". Journal of Materials Processing Technology. Vol. 100, pp. 171-178. 2000.

⁴ Lichun. B, "Crack growth prediction and non-linear analysis for an elasto-plastic solid". International Journal of Engineering Science. Vol. 47, pp. 325-341. 2009.

⁵ Changheui. J, Pyung-Yeon. C, Minu. K, Seung-Jin and. O y Jun-Seog. Y, "Effects of microstructure and residual stress on fatigue crack growth of stainless steel narrow gap welds". Materials and Design. Vol. 31, pp. 1862-1870. 2010.

de crecimiento de la grieta por fatiga de las soldaduras en tubos de acero inoxidable, realizando el estudio en la zona de fusión de soldadura, el resultado por microscopía óptica mostró una microestructura celular dendrítica con islas de ferrita en una matriz austenítica. El análisis de esfuerzos residuales mostró un alto esfuerzo de tracción en la región del centro de la soldadura y esfuerzos de compresión en la zona afectada por el calor. Las propiedades de tensión y la tasa de crecimiento de fisuras por fatiga se midieron a lo largo y a través de la dirección del espesor de la soldadura. Los ensayos de tracción mostraron mayor resistencia en la zona de fusión y en la zona afectada por el calor de la soldadura, en comparación con la del metal base. Además, la tasa de crecimiento de las grietas encontrado fue mayor en la región interna de la soldadura que en la región externa.

La mayoría de los casos reportados de falla en estructuras están asociados con fractura, esto ocurre cuando una carga externa excede la resistencia del material produciendo la falla, existe una relación entre la carga y la resistencia del material, condicionada por los defectos que se encuentran en el material, entre los cuales las grietas son las más perjudiciales.

En la gestión de integridad se debe tener en cuenta factores como: la carga aplicada, tipo de carga, material, resistencia del material, temperatura de operación, defectos y tamaño de los defectos. Todo esto con el objetivo de poder garantizar un ciclo de vida útil bajo las circunstancias de operaciones establecidas. La aplicación de este enfoque, permitirá que cuando un componente haya alcanzado su ciclo de vida útil pueda ser remplazado o retirado de operación, desde antes de entrar en operación se garantizará que el elemento.

Existe otro tipo de enfoque basado en la operación de componentes aun con presencia de defectos, estos han sido detectados desde la etapa de fabricación o desarrollarse por daño acumulativo durante la operación del sistema, el objetivo es operar dentro de los intervalos de tiempo establecidos; ahora bien, con esta filosofía se debe garantizar un mínimo de inspecciones realizadas, esto con el fin de poder determinar cuándo se debe reparar o remplazar un componente, un manejo de este tipo permitirá una operación a un costo más bajo.

La confiabilidad de este tipo de enfoque reconoce que el riesgo de falla no puede ser eliminado, sin embargo permitirá minimizar el riesgo de falla a niveles tolerables (10^{-4} y 10^{-6} ciclos).

En una contribución realizada por Hyde. T.H, Sun. W, Becker. A.A y Williams. J.A,⁶ estudiaron el daño debido a la deformación por fluencia lenta (creep) en tuberías soldadas, sometidas a presión, mediante la utilización de elementos finitos se pudo incorporar el efecto de la degradación de los materiales en función del

⁶ Hyde. T.H, Sun. W, Becker. A.A y Williams. J.A. "Life prediction of repaired welds in a pressurised CrMoV pipe with incorporation of initial damage Original". Research Article International Journal of Pressure Vessels and Piping. Vol. 81, Issue 1, pp. 1-12. 2004

tiempo. Se utilizó un modelamiento con carga axial y variando la profundidad de la indicación, simulando unas condiciones que presentaba la tubería por unas reparaciones previas y por su condición de operación. El estudio permitió concluir que el daño estructural se originó en los sectores que habían sido reparados, las grietas encontradas se presentan por debajo de la superficie avanzando hacia la superficie.

Mediante un análisis realizado por Arora. P, Singh. P. K, Bhasin. V, Vaze. K. K, Ghosh. A.K, Pukazhendhi. D.M, Gandhi. P y Raghava. G⁷, determinaron el crecimiento de las grietas causadas por fatiga en tuberías de acero inoxidable austenítico, que habían sido soldados mediante proceso GTAW (Gas tungsten Arc Welding). Se realizaron análisis experimentales de acuerdo a la norma ASTM E647 con el fin de poder predecir el crecimiento de las grietas a fatiga en la superficie exterior de los tubos analizados, los resultados obtenidos evidenciaron que el tamaño de las grietas crece de manera proporcional al número de ciclos de carga, los resultados obtenidos fueron comparados con tuberías soldada por proceso SMAW (Shield Metal Arc Welding).

Finalmente, Rui-Jie. W y De-Guang. S,⁸ en estudio realizado crearon un modelo para predecir la vida a fatiga de bajo ciclo para uniones soldadas, basándose en la distribución de microdureza y resistencia mecánica en las diferentes zonas de la parte exterior de la junta a tope. Mediante la utilización del software ANSYS se predijo el ciclo de vida a la fatiga en la junta soldada, aplicando la ecuación de Morrow Manson-Coffin y la ecuación de Smith-Watson-Topper. Los resultados de predicción del ciclo de vida mostraron una relación con los datos experimentales en el ciclo de vida a la fatiga para ciclos bajos.

Se han identificado mecanismos de falla que pueden afectar la integridad de las tuberías que transportan hidrocarburos líquidos, causadas entre otras por el daño en el revestimiento, fallas en la protección catódica, características físico químicas del lugar donde se encuentra enterrada la tubería. Por esta razón cuando se hace la inspección de una tubería desde el interior de acuerdo a la recomendación NACE Standard SP – 102 -2017⁹, se debe determinar cuál ha sido la pérdida real de espesor de pared de tubería, esto con el fin de poder evaluar y prevenir una pérdida de contención por fugas.

Para el presente caso de estudio se realizó un análisis de los mecanismos de daño que intervienen en las tuberías enterradas que transportan hidrocarburos

⁷ Arora. P, Singh. P. K, Bhasin. V, Vaze. K. K, Ghosh. A.K, Pukazhendhi. D.M, Gandhi. P y Raghava. G. "Predictions for fatigue crack growth life of cracked pipes and pipe welds using RMS SIF approach and experimental validation". Original Research Article International Journal of Pressure Vessels and Piping. Vol. 88, Issue 10, pp. 384-394. 2011.

⁸ Rui-Jie. W y De-Guang. S. "Low-cycle fatigue life prediction of spot welds based on hardness distribution and finite element analysis". International Journal of Fatigue. Vol. 31, pp. 508-514. 2009.

⁹ NACE sp0102-2017-sg (formerly RP102), in – Line Inspection of pipelines – standard recommended practice In Line Inspection.

líquidos, tomando como base el valor de velocidad de corrosión recomendado por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE) correspondiente a un modelo lineal de crecimiento de defectos, los resultados obtenidos se utilizaran para comparar el tipo de indicación, la profundidad y el tiempo de crecimiento de los defectos encontrados.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

A partir de una metodología aplicada en el 2005 a unas secciones de una línea de flujo existente, se trabajó en la selección de las variables que impactarían de manera más significativa en la ocurrencia de una falla. Posterior a esto con la matriz de riesgo se determinó la consecuencia y probabilidad de falla. Esta actividad preliminar permitió tomar unas acciones de mejora. Después de la determinación del nivel de riesgo, se realizaron monitoreos constantes y se implementaron unas acciones de mitigación entre las cuales cabe mencionar: la reparación del esquema de recubrimiento, el control en los procesos de ensamble y fabricación, el control de daños mecánicos por terceros, el control de presión y temperatura de operación. Se recopiló esta información incluyendo el historial de fallos previos.

Ahora bien, se puede decir que a la fecha se cuenta con información actualizada y resultados de las inspecciones previas realizadas, pero no se encontró un procedimiento que pudiera indicar el manejo de la gestión de integridad, o un protocolo que permitiera tomar la mejor decisión en el caso de ocurrencia de una falla no categorizada o una falla previamente identificada.

Para que la gestión del modelo de integridad a implementar sea efectiva se deben incorporar los mecanismos de daño en las condiciones operacionales de las líneas de flujo que transportan hidrocarburos líquidos. Por esta razón es necesario realizar una etapa de planeación, evaluación y toma de decisión a partir de los resultados encontrados.

En la primera etapa se realizará una recopilación de la información concerniente a diseños previos (memorias de cálculos), especificaciones durante la fase de fabricación, pruebas realizadas (ensayos no destructivos), especificaciones durante la fase de montaje, memorias de operación, registros de inspección, informes de las intervenciones de mantenimiento que ha sufrido cada una de las líneas de flujo.

En la segunda etapa se hará una evaluación del estado actual de cada línea de flujo a ser inspeccionada, para ello se tendrán en cuenta las condiciones actuales de operación, esta evaluación se realizará a través de una matriz de riesgos.

La etapa final contempla la elaboración de un documento entregable basado en los resultados obtenidos en las etapas previas, posterior a esto se establecerá las condiciones seguras de operación de las líneas de flujo que se encuentran en operación y se elaborara un plan de inspección basado en el modelo de gestión de integridad aplicado con el fin de poder alargar la vida útil del sistema analizado.

En resumen lo que se busca este estudio de caso es proporcionar una herramienta que permitirá realizar una acertada gestión de la evaluación de los defectos que se encuentran en tuberías incorporando los factores que se deben de tener en cuenta en el caso de llegar a una reparación y los criterios para la gestión del riesgo. De esa manera poder tomar decisiones de manera más rápida y efectiva.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El análisis de integridad ha sido una herramienta utilizada para poder evaluar la condición de las tuberías que transportan hidrocarburos, mediante modelamientos matemáticos se pueden evaluar los daños causados a ductos que han sido afectados por corrosión, procesos de ensamble y condiciones de operación. En este contexto, la distribución de las velocidades de crecimiento de los defectos causados por corrosión debe ser establecida para predecir las futuras dimensiones de los defectos, por esta razón se hace necesario construir un modelo de falla que utilice datos previos de daños presentados y de esa manera poder determinar la probabilidad de falla en una pérdida de contención.

Al realizar el modelamiento con datos reales, se podrá dimensionar los estados actuales de las anomalías identificadas, se realizará la proyección de un crecimiento hasta un plazo máximo solicitado en este caso por los operadores, se podrá calcular el tiempo de vida remanente en función de las condiciones actuales de operación y en función de la MAOP (máxima presión de operación admisible). Se debe tener en cuenta que normalmente este cálculo se realiza a partir del espesor remanente y la velocidad de corrosión, sin embargo esta no es suficiente debido a que en la práctica estos valores son en cuanto a resultado muchos más elevados que los plazos establecidos por la operación, para el caso de las líneas de flujo a inspeccionar estas no deben ser menor a 20 años.

Este modelamiento servirá como guía práctica para el manejo de la gestión de integridad en tuberías que transportan hidrocarburos líquidos, vinculando los diversos aspectos relacionados con el análisis de esfuerzos, detección de defectos, se podrá contar con un informe del estado actual de las líneas a inspeccionar de acuerdo a su estado de integridad y necesidades de intervención si se llegasen a encontrar, en ningún momento llegara a sustituir Análisis de Integridad más detallados, lo que se pretende es poder priorizar las reparaciones y optimizar a largo plazo los recursos asignados.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Establecer las condiciones para realizar un modelamiento mediante el manejo de la gestión de integridad enfocado en la presencia de mecanismos de falla asociados a las tuberías que transportan hidrocarburos líquidos.

1.4.1 Objetivos específicos

- Incorporar los mecanismos de daño identificados en las actuales condiciones operacionales de las líneas de flujo que transportan hidrocarburos líquidos.
- Evaluar el estado actual de las líneas de flujo a ser inspeccionada a partir de una matriz de riesgos.
- Establecer las condiciones seguras de operación de las líneas de flujo que se encuentran en operación.
- Elaborar un plan de inspección basado en el modelo de gestión de integridad.

1.5 ALCANCE DEL PROYECTO

Con el desarrollo del presente caso de estudio se elaborará un modelo que permitirá el manejo de la gestión de integridad, esto con el fin de poder dar prioridad a las intervenciones que se deben realizar y efectuar una correcta ejecución de los recursos asignados.

2. MARCO TEORICO

Para el desarrollo del presente estudio de caso, se mencionaran temas que servirán como marco de referencia en el desarrollo del estudio y facilitará la correcta interpretación de los resultados.

2.1 MECANISMOS DE FALLA

Los mecanismos de falla son procesos que inducen cambios perjudiciales en el tiempo y que afectan las propiedades mecánicas de los materiales, estos mecanismos de deterioro suelen ser graduales, acumulativos y en algunos casos irreversibles (API RP 581)¹⁰. Algunos mecanismos asociados a las líneas de flujo son:

- Pérdida de espesor
- Fragilización
- Fatiga mecánica
- Corrosión
- Agrietamiento

2.2 CAUSA DE FALLA

Las causas de falla son circunstancias durante el diseño, la fabricación o la operación que conducirán a una falla. (ISO 14224)¹¹. Algunas causas de falla encontradas en el estudio de caso son:

- Relacionadas al diseño
- Relacionadas a la fabricación
- Relacionadas a la operación o mantenimiento
- Relacionadas a la organización

¹⁰ API RP 581, 2016. Risk – Based Inspection Technology. API Recommended Practice 580, 3rd Edition 2016.

¹¹ Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO 14224:2016)

Para realizar una identificación de las causas de falla, se debe realizar una investigación exhaustiva para poder descubrir los factores que pudieron ocasionarla.

2.3 CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

Un defecto es una indicación cuya dimensión no está dentro de los criterios de aceptación dentro de una norma o un código de construcción. Para poder determinar los defectos a los cuales una tubería se encuentra expuesta, requiere de un análisis previo del historial de mantenimientos y reparaciones realizadas, a continuación se mencionará la clasificación de defectos por su evolución, origen, geometría y comportamiento mecánico.

2.3.1 Por su evolución:

Este tipo de defectos se subdividen en defectos estáticos y defectos progresivos, estos suelen originarse con el paso del tiempo, están presentes sin ser detectados.

Defectos Estáticos: son defectos cuyas dimensiones no aumentaran con el paso del tiempo, dentro de este grupo encontramos los rayones, pliegues, abolladuras, entallas, defectos geométricos, defectos de soldadura y defectos durante el conformado del material.

Defectos progresivos: son aquellos cuyas dimensiones se incrementaran con el paso del tiempo, dentro de este grupo podemos mencionar a: defectos mecánicos, defectos por exposición a cambios de las condiciones ambientales, corrosión localizada, corrosión uniforme, laminaciones, agrietamientos causados por cargas cíclicas y agrietamiento causados por esfuerzo - corrosión.

2.3.2 Por su origen:

Los defectos causados por el origen, se deben principalmente a fallas humanas en el proceso de construcción, montaje y puesta en servicio, son factores considerables en este tipo de defectos.

Defectos causados por construcción: son atribuidos a la actividad de tendido del ducto, incluyen indicaciones como: desalineamientos, soldaduras, falta de fusión, falta de penetración, socavados, deformación en frío etc.

Defectos de manufactura: este tipo de defectos se pueden encontrar durante la fabricación de la tubería e incluyen las siguientes indicaciones: traslapes, incrustaciones, grietas, laminaciones, inclusiones y endurecimientos localizados.

Defectos causados por el servicio: estos defectos se deben principalmente a una combinación de un material sometido a esfuerzos junto a un ambiente agresivo, y comprenden: corrosión uniforme, corrosión localizada (en el interior y en el exterior de la tubería), agrietamiento por esfuerzo – corrosión en las juntas soldadas y fragilización por hidrogeno.

Defectos causados por fuerzas externas: este tipo de defectos se deben al contacto de la tubería con objetos cercanos, se deben tener en cuenta el movimiento del suelo el cual produce: ralladuras, indentaciones, abolladuras y deformaciones.

2.3.3 Por su geometría:

Los defectos causados por la geometría se relacionan con las causas que afectan las dimensiones de la tubería (Diámetro y Longitud), es decir, no cuenta con las dimensiones necesarias, espesor, trabajo o carga a la cual será sometida la tubería. Algunos defectos causados por la geometría se describen a continuación.

Defectos axiales: son defectos muy sensibles la presión provocando fugas y explosiones.

Defectos circunferenciales: son defectos cuyas dimensiones están en el ancho del material y son sensibles a la flexión y expansión.

Defectos puntuales: son defectos cuyas dimensiones (largo y ancho) son de magnitud comparable al espesor de la tubería, este tipo de defecto no degrada la resistencia de la tubería, sin embargo produce riesgo de fuga.

2.3.4 Por su comportamiento mecánico:

Son defectos causados por el uso de la estructura generando una carga adicional en la tubería.

Defectos causados por presión: su crecimiento y modo de falla es causado por la presión interna produciendo un esfuerzo circunferencial en la tubería, ahora bien, si su tamaño es considerable puede fallar aun en condiciones a una presión normal de operación, algunos defectos que se incluyen son: corrosión uniforme, picaduras, grietas, delaminaciones, entallas, indentaciones, rayas longitudinales e inclusiones.

Defectos causados por el esfuerzo longitudinal: su crecimiento y modo de falla es causado por la presión interna produciendo un esfuerzo longitudinal en la tubería, la consecuencia de este mecanismo de falla son flexiones y curvatura en los tubos, los defectos que se pueden observar son de tipo dimensional en la dirección circunferencial.

Tabla 1. Tipos de defectos presentes en las tuberías que transportan hidrocarburos líquidos.

TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS			
DEFECTO	ORIGEN	CONTROL	EFEECTO
Grietas longitudinales	Enfriamiento rápido	Presión	Fuga
	stress corrosion cracking SCC		Reducción en la resistencia
	Fatiga		Ruptura
Grietas circunferenciales	Enfriamiento rápido	Flexión - Pandeo	Fuga
	stress corrosion cracking SCC		Reducción en la resistencia
	Fatiga		Ruptura
Incrustaciones	Defecto de fabrica	Presión	Reducción en la resistencia
			Ruptura
Endurecimientos localizados	Enfriamiento rápido	Presión	Agrietamiento durante el servicio
	Segregación		
Socavados	Mala aplicación del cordón de soldadura	Presión - Flexión	Reducción en la resistencia
Fusión incompleta			
Falta de penetración			
Falta de fusión			
Traslapes	Defecto de fabrica	Presión	Reducción en la resistencia
Marcas de rolado			
Corrosión uniforme	Fluidos corrosivos	Presión	Reducción en la resistencia
Erosión	desplazamiento de sedimentos		Ruptura
Perdida de espesor por corrosión	Defectos de recubrimientos	Presión	Fugas
	Inadecuada protección catódica		Reducción en la resistencia
	Fluidos corrosivos		Ruptura
Abolladuras	Fuerzas externas	Presión	Reducción en la resistencia
Pliegues			Agrietamiento
Deformaciones			Corrosión localizada
Entallas Longitudinales	Fuerzas externas	Presión	Reducción en la resistencia
			Agrietamiento
			Corrosión localizada
Laminaciones	Agrietamiento inducido por hidrogeno	Presión	Fugas
Ampollas			Reducción en la resistencia
Inclusiones	Fabricación del Tubo	Presión	Reducción en la resistencia
Desalineamientos	Construcción del Tubo	presión	Reducción en la resistencia

Fuente. El autor

2.4 CORROSIÓN

En la industria de los hidrocarburos se puede definir la corrosión como la destrucción de un metal por la reacción química o electroquímica con un ambiente determinado. Para el estudio de caso se ha determinado que El Agua, Los ácidos orgánicos (Nafténicos – Alifáticos), Los Cloruros (CaCl_2 , MgCl_2 , NaCl) y Los Compuestos de Azufre (H_2S , RSH , Tiofeno) son los principales causantes de la corrosión en las tuberías.

Para evaluar la existencia de corrosión y realizar una correcta selección de materiales para el servicio en ambientes adversos se utiliza la norma NACE MR – 0175¹².

El fenómeno de corrosión ocurre en variedad de formas, sin embargo su clasificación se basa en los siguientes factores:

Naturaleza de la sustancia corrosiva: La corrosión puede ser clasificada como húmeda o seca, para la primera se requiere un líquido o humedad mientras que para la segunda, las reacciones se desarrollan con gases a alta temperatura.

Mecanismo de corrosión: Este comprende las reacciones electroquímicas o bien, las reacciones químicas.

Apariencia del metal corroído: La corrosión puede ser uniforme y entonces el metal se corroe a la misma velocidad en toda su superficie, o bien, puede ser localizada, en cuyo caso solamente resultan afectadas áreas pequeñas.

En el sector de los hidrocarburos se pueden encontrar fenómenos de corrosión de tipo localizado como las picaduras, corrosión generalizada, corrosión galvánica, corrosión en hendiduras, corrosión microbiológica, corrosión bimetálica, corrosión intergranular, corrosión bajo tensión, corrosión - erosión entre otros. A continuación se mencionara un detalle de cada modelo propuesto.

Corrosión por picadura: la corrosión por picadura presenta forma de pequeños hoyos localizados, esto ocurre como resultado de la rotura local de la capa pasivante, normalmente por iones cloruros. Este tipo de corrosión hace que el mecanismo de daño sea más difícil de detectar pues la penetración al metal es muy rápida y se da en lugares preferenciales susceptibles metalúrgicamente.

Este tipo de corrosión puede provocar la falla de la estructura por su rápida penetración sin una aparente pérdida generalizada de material, el mecanismo de

¹² Petroleum and natural gas industries. Material for use in H_2S – containing environments in oil and gas production (NACE MR0175)

falla inicia en una región específica expandiéndose en toda la extensión del material.

Corrosión generalizada: se debe al contacto del acero con productos químicos por la presencia de la humedad provocando degradación uniforme del material, este tipo de corrosión ha sido identificado como una de las principales causas de falla en las estructuras. Ahora bien, el acero inoxidable es resistente a muchas sustancias químicas, e incluso a veces se utiliza como material para contener tales sustancias. En cualquier caso, cuando el acero inoxidable está en contacto con sustancias químicas, deberá solicitarse información adicional de los fabricantes. Como consecuencia de la película protectora óxido-cromo, la corrosión generalizada es mucho menos severa en aceros inoxidables que en otros aceros, y en muchos casos se presenta en forma de manchas superficiales.

Corrosión galvánica: este tipo de corrosión provoca un adelgazamiento del material de la tubería, como resultado de una reacción electroquímica, la cual protege a las áreas catódicas sacrificando las zonas anódicas. La disminución en el espesor representa un riesgo en la capacidad de la estructura para soportar cargas.

Corrosión en hendiduras: ocurre en los mismos ambientes que la corrosión por picaduras. La corrosión se inicia más fácilmente en una hendidura que en una superficie libre ya que la difusión de oxidantes necesaria para mantener la capa pasivante está restringida. Cuando más estrecha y profunda sea la hendidura más severas son las condiciones de corrosión.

Corrosión microbiológica: este tipo de corrosión está influenciado por la presencia y actividad de microorganismos, acelerando el proceso electroquímico de la corrosión, la corrosión microbiológica actúa en conjunto con otros tipos de corrosión, es de tipo localizado, con aspecto cambiante causando (corrosión por hendidura, celdas de aireación diferencial, picaduras, corrosión por erosión).

Corrosión bimetálica: cuando están en contacto eléctrico dos metales diferentes y conectados por medio de un electrolito, como por ejemplo el agua de mar, fluye una corriente desde el metal anódico al catódico a través de un electrolito. El resultado es que el metal noble se corroe. Este tipo de corrosión es especialmente importante cuando se plantean uniones de acero inoxidable con acero al carbono o aceros de baja aleación. Esto también puede ocurrir entre diferentes tipos de acero inoxidable.

Corrosión intergranular: cuando los aceros inoxidables se someten a prolongados períodos de calentamiento a temperaturas entre 450°C y 850°C, el carbono presente en el acero se difunde hacia los contornos del grano, precipitando carburo de cromo. Esto hace que el cromo desaparezca de la solución sólida y deje un bajo contenido en cromo adyacente al grano, cosa que implica que el acero se sensibilice. Entonces, los contornos del grano son susceptibles a un

ataque preferencial en una exposición posterior a un ambiente corrosivo Los grados de acero inoxidable con bajo contenido en carbono (máximo un 0.03%) y con espesores de hasta 20 mm no deberían sufrir este tipo de corrosión.

Corrosión bajo tensión: la corrosión bajo tensión resulta de la acción conjunta de tensiones en el acero y de un ambiente especialmente corrosivo, en condiciones en las que por separado no producirían fisuración.

Corrosión – erosión: este tipo de corrosión es el resultado de un efecto combinado entre la erosión por el impacto de partículas sólidas y la disolución del metal por un agente corrosivo, algunas veces suele ser de tipo localizado y la zona erosionada es el metal base, el cual queda expuesto a la corrosión, finalmente provocando una reducción en el espesor de la tubería.

La corrosión se puede predecir mediante la implementación de modelos que permiten calcular la velocidad de corrosión basándose en la química del agua, suelo y el gas; también teniendo en cuenta las condiciones de operación a las que se encuentra el sistema, los cuales son considerados como los factores primarios que van a incidir en los mecanismos de la corrosión.

Las tuberías fabricadas en acero al carbono juegan un papel importante en la economía mundial por su empleo para el transporte y conducción de muchos fluidos. Estas tuberías operan en su gran mayoría enterradas en el suelo y se aprecia su existencia por las conexiones con bombas, válvulas y estaciones para el control de protección catódica.

Ahora bien, Los aceros al carbono, en particular los del grupo 5L, cuya especificación está dada por el American Petroleum Institute (API) se utilizan en las tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos. En algunos casos, donde se requieren mejores propiedades mecánicas, se usan aceros de baja aleación que contengan adicciones de Manganeso, Níquel y Cromo.

Organismos Internacionales como NACE (National Association of Corrosion Engineers) han dedicado mucho esfuerzo para combatir y/o mitigar la corrosión en tuberías de hidrocarburos, preparando y publicado estándares para controlar la corrosión.

La NACE SP0110¹³, describe la metodología para evaluar la corrosión interna en tuberías que transportan fluidos. Se analizan el efecto corrosivo del agua condensada y de hidrocarburos líquidos que afectan la integridad de la tubería. El objetivo principal es evitar la reducción del espesor de pared del ducto y determinar qué zonas de este están corroídas.

¹³ SP0110S-2018- SG, Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.

La NACE SP0210¹⁴ evalúa la corrosión externa de tuberías enterradas en el suelo, analizando la presencia y efectos de la corrosión microbiológica (MIC), fracturas por corrosión bajo esfuerzos (SCC) y daños mecánicos.

La implementación de modelos de protección y control de la corrosión contribuye a la seguridad y salud del personal, evitará la contaminación del medio ambiente y operación del sistema de transporte de fluidos la tubería.

2.5 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO

Los datos obtenidos sobre inspecciones realizadas a las líneas de flujo se han hecho mediante la utilización de las siguientes técnicas: Evaluación Directa de la Corrosión Externa (ECDA), , Evaluación Directa de la Corrosión Interna (ICDA), Inspección en Línea (ILI), Técnicas de Inspección por Ultrasonido SCAN A, e inspección visual.

2.5.1 Evaluación directa de la corrosión externa (ECDA)

La evaluación directa de corrosión exterior (ECDA)¹⁵ es un proceso estructurado cuya intención es mejorar la seguridad mediante la evaluación y reducción del impacto de la corrosión exterior sobre la integridad de la tubería. Al identificar y dirigirse a la actividad de corrosión y reparar los defectos de la corrosión y remediar las causas, ECDA busca, prevenir que los defectos de corrosión exterior crezcan a un tamaño que resulten lo suficientemente grande como para impactar la integridad estructural.

ECDA, según se describe en esta práctica estándar recomendada, tiene la intención específica de dirigirse específicamente a tuberías construidas de materiales ferrosos y enterrados en tierra.

ECDA es un proceso de mejoramiento continuo. A través de la aplicación sucesiva de ECDA, un operador de la tubería debería ser capaz de identificar y concentrarse en las locaciones en donde ha ocurrido, está ocurriendo o podría llegar a ocurrir una actividad de corrosión. Una de las ventajas de ECDA es que puede localizar las áreas en donde los defectos se podrían formar a futuro, en lugar de tan solo identificar áreas en donde ya los defectos se han formado. Históricamente, los operadores de tuberías han manejado la corrosión exterior usando algunas de las herramientas y técnicas ECDA.

¹⁴ SP0210 – 2010 – SG, Pipeline External Corrosion Confirmatory Direct Assessment.

¹⁵ NACE Standard RP0502 – 2010 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology (ECDA)

A menudo se han empleado datos de las herramientas de inspección sobre suelo para localizar áreas que pueda estar sufriendo corrosión exterior. El proceso ECDA toma estas prácticas, y las lleva varios pasos hacia delante e integra la información de las características físicas de una tubería y su operación histórica (pre-evaluación) con datos de múltiples exámenes de campo (inspecciones indirectas) y evaluaciones de superficie de tubo (exámenes directos) para suministrar una evaluación de integridad más comprensiva con respecto a la corrosión exterior (post-evaluación).

2.5.2 Evaluación directa de la corrosión interna (ICDA)

La evaluación directa de corrosión interior (ICDA)¹⁶, es una metodología que permite evaluar las amenazas de corrosión que se presentan en el interior de una tubería en donde no es posible realizar una inspección con herramientas inteligentes (ILI).

Bajo esta metodología, los métodos de inspección no destructivos se emplean para determinar los defectos encontrados en las tuberías, el espesor real, la topografía del terreno. Toda esta información en conjunto permitirá identificar que zonas pueden impactar secciones de la línea de flujo con corrosión interna. ICDA incluye el estudio de simulaciones de velocidades de corrosión, toma de muestras de fluidos para poder evaluar el potencial corrosivo interno de la tubería y la creación de mecanismos de mitigación con el fin de aumentar la confiabilidad operacional del activo.

2.5.3 Inspección en línea (ILI)

La inspección de una tubería desde el interior de la tubería usando un dispositivo o vehículo que utiliza una técnica de ensayo no destructivo para inspeccionar la tubería desde el interior. (NACE Standard RP0102. Standard Recommended Practice In – Line Inspection., 2002).

La inspección en línea involucra el uso de equipos de tecnología avanzada, a menudo referido como "marranos inteligentes" o en herramientas de inspección de línea, que se despliegan en el interior de la tubería. Los marranos inteligentes fueron nombrados originalmente por el sonido que hacen chillidos mientras viaja a través de una tubería. Originalmente, se utilizaron marranos inteligentes para limpiar los escombros y eliminar el agua de una línea después de una prueba hidrostática. Ahora, se usan comúnmente para llevar la tecnología sofisticada que permita detectar anomalías al interior de una tubería.

¹⁶ NACE Standard SP0208 – 2008 – SG, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines

Hay un número de tipos de herramientas de inspección en línea, cada una diseñada para una tarea única. El tipo más común de marrano inteligente utiliza un método denominado fuga de flujo magnético (MFL). Las herramientas con MFL utilizan imanes muy potentes para detectar perturbaciones en el campo magnético que son causadas por defectos. El tamaño relativo, la forma y ubicación de los defectos pueden entonces ser determinados y utilizados para la planificación de la reparación.

2.5.4 Técnica de inspección por ultrasonido (SCAN A)

La inspección por ultrasonido es un procedimiento de inspección no destructivo de tipo mecánico, su funcionamiento toma como base la impedancia acústica, manifestada como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido y la densidad del material.

En la metodología de SCAN A, el sonido viaja y al rebotar se analiza el tipo de onda que se produce, siendo una onda completa o media onda, la altura del pico se relacionará con el tamaño del defecto; y la distancia horizontal donde este se origina se relacionará con el recorrido del sonido seguido por la onda dentro del material inspeccionado. Los modelos de calibración permitirán posicionar el defecto con precisión y los patrones de referencia permitirán establecer un nivel de comparación para evaluar la severidad de los defectos.

2.5.5 Inspección visual

La inspección visual es considerada como un método de ensayo no destructivo, aplicado a una gran variedad de materiales y productos, la detección de defectos por esta técnica se limitan a aquellos defectos que son visibles (grietas, poros, corrosión y por supuesto el control dimensional).

Esta técnica se puede utilizar durante el proceso de fabricación o cuando un componente se encuentra en servicio mediante la utilización de métodos directos o indirectos, el éxito de una correcta aplicación de esta técnica consiste en considerar factores como:

- Condiciones de luminosidad
- Calidad del detector
- Nivel de entrenamiento
- Procesamiento de la información obtenida

Para obtener unos buenos resultados, el inspector deberá tener conocimientos básicos del proceso de diseño, conformado estructural, procedimientos de unión entre materiales, tener manejo en conceptos como los criterios de aceptación y rechazo de acuerdo a las recomendaciones para la construcción.

Algunas inspecciones visuales y de óptica se basan en leyes simples de óptica geométrica. Otras dependen de las propiedades complicadas de la luz. Una ventaja única de la inspección visual, es que puede proporcionar datos cuantitativos más confiables que cualquier otra Prueba no Destructiva.

Para la inspección visual de corrosión se utilizan comúnmente las reglas metálicas y las galgas "Pitting".

3. MARCO NORMATIVO PARA EL MODELAMIENTO

Los códigos de construcción son utilizados en más de 100 países en el mundo, facilitando la transferencia tecnológica para el diseño de recipientes a presión, permitiendo la incorporación de pequeñas empresas a este tipo de industria.

La exigencia de estos códigos en cuanto al diseño, fabricación e inspección, garantiza la seguridad pública y mejora la calidad de vida en la sociedad.

3.1 API 5L SPECIFICATION FOR LINE PIPE

La norma API 5L es la especificación para tuberías de acero para sistemas de transporte en oleoductos y gasoductos.

En la edición del 2012 de la API especificación 5L. se define el alcance como: *“los requisitos para la fabricación de dos niveles de especificación del producto (el PSL1 y el PSL) de tubería de acero sin costura y soldadas para su uso en sistemas de transporte en las industrias del petróleo y gas natural, esta norma no es aplicable para tuberías de fundición”.*

La tubería de acero API 5L incluye diferentes grados de acero, los cuales generalmente son Grado B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, X80, X100 y X120. Mientras más alto sea el grado de la tubería, se alcanza un control más restringido en cuanto al equivalente de carbono, para un mayor rendimiento en cuanto a las prestaciones mecánicas.

3.2 ASME SECCIÓN IX 2013 WELDING AND BRAZING QUALIFICATIONS

El código ASME BPVC está compuesto de varias secciones como son denominadas, para el propósito de la calificación de persona de soldadura, se tomará como referencia la sección IX¹⁷.

La estructura del código está compuesta de la siguiente manera:

- QW 100: Requerimientos generales para la soldadura
- QW 200: Calificación de procedimientos de soldadura
- QW 300: Calificaciones del desempeño del soldador
- QW 400: Datos de la soldadura

¹⁷ ASME SECCIÓN IX “Qualification standard for welding, brazing, and fusing procedures; welders; brazers; and welding, brazing, and fusing operators”

Durante el proceso de soldadura encontramos parámetros que varían dentro del proceso y que influyen en las propiedades del cordón de soldadura, el código ASME clasifica a las variables de la soldadura en tres grupos:

- Variables esenciales
- Variables no esenciales
- Variables suplementarias

3.3 ASME B31.4 PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS

El código ASME B31.4¹⁸ sistemas de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos está compuesto de varias secciones individuales, siendo cada una de ellas, norma Nacional de EE.UU., y publicadas bajo la dirección del comité B31.

Esta norma establece los requisitos para el diseño, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de tuberías que transportan líquidos de gas natural, gas licuado de petróleo, alcohol líquido, amoníaco anhidro líquido y productos derivados del petróleo líquidos en las estaciones de producción, tanques de almacenamiento, plantas de procesamiento, refinerías, terminales de entrega y recepción.

¹⁸ ASME B31.4 PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS

4. ANALISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA

El análisis de integridad es una evaluación a los componentes para poder determinar el tipo y grado de severidad que presenta una línea de flujo. Este tipo de análisis permitirá establecer a partir de una evaluación cuantitativa la velocidad de crecimiento de los defectos y su impacto en la resistencia de la tubería que se encuentra operando en unas determinadas condiciones.

El análisis de integridad cuantifica la resistencia de una línea de flujo, a las fallas expuestas dentro del ducto y vida remanente antes de que ocurra un evento.

La integridad mecánica es una condición para determinar si un componente es apto para el servicio, para llevar a cabo las funciones para las cuales fue construido y prolongar su ciclo de vida útil.

Un análisis de integridad permitirá recopilar toda la información para poder evaluar los reportes previos de las intervenciones realizadas a un conjunto de componentes que hacen parte de un sistema. Una de las aplicaciones de mayor impacto en el análisis de integridad es la mecánica de fractura, la cual determinará la resistencia de un cuerpo agrietado a partir de la predicción del ciclo de vida útil de un sistema.

Una línea de flujo que transporta hidrocarburos líquidos es diseñada bajo un planteamiento inicial el cual supone que el material utilizado no tiene defectos y la resistencia de la tubería es determinada por las propiedades mecánicas de los materiales de fabricación y sus dimensiones (diámetro, longitud, espesor). En el caso de encontrar un defecto, este no tendrá un efecto en la resistencia del componente, sin embargo, a medida que esta indicación empieza a crecer la resistencia de la tubería se verá afectado disminuyendo sus propiedades mecánicas. Es por eso que mediante la utilización de ensayos no destructivos se deberá detectar un defecto en su tamaño mínimo hasta el tamaño crítico para poder calcular el ciclo de vida útil de la línea de flujo.

4.1 CRITERIOS PARA EL ANALISIS DE INTEGRIDAD

Los criterios para el análisis de integridad se pueden describir como una serie de condiciones en los componentes y valores de referencia que permitirán evaluar y mediante la realización de cálculos determinar el estado en que se encuentra una línea de flujo, si el esfuerzo aplicado se encuentra por debajo del esfuerzo máximo permisible, la tubería puede seguir trabajando bajo las mismas condiciones operacionales. El cálculo del ciclo de vida útil se realizará determinando la velocidad de crecimiento de los defectos y calculando el tiempo en el cual esta

indicación producirá un incremento en esfuerzo superior al esfuerzo máximo permisible.

La presión de diseño (P_d) es la presión máxima a la que una línea de flujo operará de acuerdo a los cálculos e diseño previos, cabe aclarar que se parte de una línea base en la cual el material no tiene defectos; está definida de acuerdo a la presión que producirá un esfuerzo circunferencial en la pared del tubo.

Ecuación 1. Calculo de la presión de diseño (P_d)

$$P_d = \frac{2(S_o)t_n}{D} F_1 + P_e$$

Dónde:

S_o = Esfuerzo de cedencia

t_n = Espesor nominal

D = Diámetro

P_e = Presión externa por la columna hidrostática

F_1 = Factor de seguridad (0.72 para línea regular)

La presión de falla (P_f) es la presión interna del ducto que puede producir una falla en la tubería donde se encuentra el efecto analizado, en el análisis de integridad, los cálculos para el esfuerzo deben expresarse como la presión máxima admisible de operación ($MAOP$), el valor obtenido será la presión máxima a la que un ducto trabajara bajo condiciones operacionales establecidas, manteniendo su integridad estructural e incluyendo el factor de seguridad de diseño, la ($MAOP$) se determinará como:

Ecuación 2. Calculo de la máxima presión admisible de operación

$$MAOP = P_f \times F_1$$

Dónde:

P_f = Presión de falla

F_1 = Factor de seguridad (0.72 para línea regular)

El esfuerzo longitudinal (SL) causa un efecto relevante en las condiciones de falla de una línea de flujo; si (SL) es de tensión hay riesgo de que haya una deformación plástica y la falla disminuye, si (SL) es de compresión, facilitará la cedencia y la falla del sistema.

4.2 CRITERIOS DE SEVERIDAD DE DEFECTOS

El análisis de integridad permite determinar si una línea de flujo está operando en condiciones seguras, para ello se requiere evaluar si se está trabajando dentro de los límites máximos operacionales y poder establecer la severidad de los defectos asociados a el sistema analizado que afectaran la operación de la línea de flujo. Algunos defectos a ser considerados son los siguientes:

- Grietas
- Perdida de espesor
- Laminaciones
- Abolladuras
- Entallas
- Inclusiones y defectos del material
- Defectos de soldadura (socavados, quemaduras, falta de fusión, falta de penetración, porosidades, inclusiones)
- Desalineamientos en las juntas soldadas
- Ovalamientos
- Flexión de la tubería

Los criterios a ser utilizados para determinar si un defecto es considerado como severo, luego de ello reparar, cambiar la sección afectada o ser retirado de operación se describen a continuación:

- Presión máxima permisible de operación es menor o igual a la presión de operación: $PMPO \leq PO$
- Perdida de espesor $> 80\%$
- Las grietas que en tamaño superen a las permitidas por los códigos de construcción serán consideradas como severas y deberán ser analizadas por mecánica de fractura.
- Tiempo de vida remanente es menor al plazo de la próxima inspección: $TVR < \text{Plazo para la próxima inspección}$
- Deformación plástica mayor de 0.5%
- Una sección o un tramo de la línea de flujo se considerará retirar, si la cantidad y extensión de los defectos es tal que el costo de reparación no es viable. (determinado por el operador).

4.3 CLASIFICACIÓN DE ANOMALÍAS EN FUNCIÓN DEL IMPACTO OCACIONADO EN LAS LÍNEAS DE FLUJO

Para comprender la severidad de los defectos encontrados en las líneas de flujo, a continuación se presenta una terminología para la correcta selección de acuerdo al tipo de prioridad a implementar.

Presión de Diseño (PD): se define como la presión que produce un esfuerzo circunferencial en la pared del ducto, es la presión máxima permisible en ausencia de defectos cumpliendo con las especificaciones técnicas en lo referente a dimensiones, propiedades mecánicas del material y factor de seguridad.

Presión de Operación (PO): es la presión manométrica en la cual se encuentra en condiciones estables de operación una línea de flujo, para efectos de cálculos se tomarán las mediciones en los puntos de origen, esto debido a que no se tienen en cuenta las pérdidas por fricción, reducción del flujo y disminución de la temperatura.

Presión de Falla (PF): se define como la presión que causa una condición de riesgo en la sección de tubería que contiene los defectos analizados, esta presión provocará: deformación plástica del material, crecimiento y desplazamiento de los defectos, pérdidas de contención, fugas, daños irreparables, explosiones.

Máxima Presión Admisible de Operación (MAOP): es la presión máxima a la cual se puede llevar una línea de flujo a operación, se contempla la presencia de defectos en el material de la tubería y se contempla el factor de seguridad en la etapa de diseño con el fin de preservar su integridad.

Tamaño crítico del defecto: es la dimensión del defecto que provocara una condición de riesgo en el ducto.

Tiempo de Vida Remanente (TVR): es el periodo de tiempo que transcurre desde la detección de un defecto, analizado en su severidad, hasta que alcanza el tamaño crítico provocando una falla en el sistema de conducción. Si el (TVR) es mayor al tiempo esperado de servicio o el periodo de la próxima inspección se considera que no hay riesgo de falla; ahora bien, si el (TVR) es menor que el tiempo esperado de servicio o el periodo de la próxima inspección integral, el defecto debe ser reparado. Si el (TVR) es menor a seis (6) meses se debe tomar una acción correctiva de inmediato.

Agrupación de defectos: durante la detección de defectos se encuentran que están muy cercanos, se consideran como uno solo para efectos de cálculos de la (MAOP) y (TVR), en este caso, las dimensiones pueden agruparse para ser reportadas como un solo defecto.

Riesgo de falla: condición de la tubería que provoca disminución de capacidad de contención y pérdida de presión interna del fluido que se transporta. El riesgo de falla se determina en función de la Máxima Presión Admisible de Operación (MAOP) o del Tiempo de Vida Remanente (TVR) de la línea de flujo.

Relación de presiones (RP): es una relación aritmética que indica a que porcentaje de la Máxima Presión Admisible de Operación (MAOP) está operando la línea de flujo.

Ecuación 3. Calculo de relación de presiones (RP)

$$RP = \frac{MAOP}{PO}$$

Para esta relación se presentan tres situaciones:

Si (RP) es mayor o igual a 1.0, no se afecta el Factor de Seguridad (FS) y el ducto puede ser operado a la Presión de Operación (PO).

Si (RP) es menor de 1.0 y sin embargo es mayor que el Factor de Seguridad (FS), la operación tendrá cierto riesgo pues se está trabajando con el Factor de Seguridad (FS) establecido por los códigos de construcción y se debe tomar una acción correctiva en un plazo no mayor a los doce (12) meses. Hay que tener en cuenta que mientras no se realice la acción correctiva, la Presión de Operación (PO) no debe superar la Máxima Presión Admisible de Operación (MAOP) reportada en el análisis de integridad.

Si (RP) es menor o igual al Factor de Seguridad (FS), se debe tomar una acción correctiva inmediata, algunas opciones a continuación se muestran:

Reducción de la presión de operación por debajo de la Máxima Presión Admisible de Operación (MAOP).

Ejecución de acción correctiva (utilización de camisas metálicas, cambio de sección afectada, derivación del sentido de flujo para remplazar el tramo afectado).

Dejar a la línea fuera de servicio

Relación de esfuerzos (RS): es la relación entre el esfuerzo de cedencia (S_o) y el esfuerzo de Von Mises (S_{vm}) en la línea de flujo analizada, la relación se calcula de con la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Calculo de relación de esfuerzos (RS)

$$RS = \frac{S_{vm}}{S_o}$$

Si la relación de esfuerzos es igual o mayor a 0.9, la línea de flujo analizada presenta esfuerzos superiores a los permisibles, por esta razón se debe tomar una acción correctiva.

Para llevar a cabo la implementación de una acción correctiva se deben de tener en cuenta los criterios de severidad y poder definir un factor de priorización para cada mecanismo de falla, a continuación se presentan modelos para realizar la priorización.

Anomalía con prioridad 1: considerada como severa, riesgo de falla alto, tiempo de falla: varios días, aumentos leves de presión de operación (PO), (15% al 25% por encima de la Presión de Operación (PO)).

$$(RP \leq 1.2 FS) \text{ ó } (TVR < 6 \text{ meses}) \text{ ó } (RS \geq 0.9)$$

Anomalía con prioridad 2: considerada como severa, riesgo de falla alto, tiempo de falla: meses, aumentos moderados de presión de operación.

$$(1.2 FS \leq RP \leq 0.55 FS + 0.5) \text{ ó } (6 \text{ meses} < TVR \leq 1 \text{ año}) \text{ ó } (1 < RS \leq 1.2)$$

Anomalía con prioridad 3: considerada como moderada, riesgo de falla sustancial, posibilidad de falla si la Presión de Operación (PO) se aproxima a la Presión de Diseño (PD).

$$(0.55 FS + 0.5 < RP \leq 1.1) \text{ ó } (1 \text{ año} < TVR \leq 5 \text{ años}) \text{ ó } (1.2 < RS \leq 1.5)$$

Anomalía con prioridad 4: considerada como leve, riesgo considerable si no se realiza la reparación recomendada, la reparación se realizará con el fin de restablecer la resistencia de acuerdo a los cálculos de diseño y vida útil de la línea de flujo.

$$(RP > 1.1 \text{ y } MAOP < PD) \text{ ó } (5 \text{ años} < TVR \leq 10 \text{ años})$$

Anomalía con prioridad 5: considerada como no severa, riesgo considerado dentro lo permisible por el Factor de Seguridad (FS), el criterio que se debe tener en cuenta para poder catalogar una anomalía con prioridad 5 es que las condiciones de (RP), (TVR) y (RS) deben ser superiores a las condiciones establecidas para una anomalía con prioridad 4.

5. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO API RP 580

La inspección basada en riesgo es un proceso utilizado para poder identificar, evaluar y definir los riesgos a partir de la integridad de equipos, sistemas y estructuras partiendo de cálculos de vida media y falla en los equipos.

La inspección basada en riesgo contempla los riesgos que se pueden controlar a partir de inspecciones y análisis de resultados, a continuación se establecen las razones por las cuales se realiza RBI (RISK BASED INSPECTION).

- La inspección basada en riesgo permite reducir el riesgo debido a las fallas de alta consecuencia.
- Mejora la relación costo beneficio en las actividades de inspección y mantenimiento.
- Proporciona una base administrativa para la transferencia de recursos de equipos identificados con riesgo bajo a equipos identificados con riesgo alto.
- Cuantifica la reducción del riesgo como consecuencia de las prácticas de inspección y monitoreo.
- Evalúa el efecto de los cambios en las operaciones y procesos que afectan la integridad de los equipos.
- Evalúa los planes inspección para determinar las prioridades en las inspecciones.
- Crea una metodología sistemática para poder identificar los factores críticos que incentivan la ocurrencia del riesgo.
- Establecer niveles de riesgo aceptables.

La metodología de la inspección basada en riesgo está fundamentada en la normativa API RP 580, la cual permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, basándose en el análisis de los datos acerca del comportamiento histórico del equipo en cuanto a fallas, mecanismos de deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y las consecuencias asociadas a las fallas potenciales.

El objetivo principal de la inspección basada en riesgo es definir planes de inspección basados en la caracterización de la probabilidad y la consecuencia de falla, una manera cualitativa de clasificar el nivel de riesgo de un activo es por medio de una matriz de criticidad del riesgo.

La probabilidad de falla en una línea de flujo se calcula mediante la combinación de los diferentes factores de riesgo, asociados a la integridad, operación y seguridad, se deben considerar los diferentes peligros que se puedan manifestar en un tubo.

Tabla 2. Matriz de riesgo para la aplicación de RBI (RISK BASED INSPECTION)

CONSECUENCIAS POTENCIALES				PROBABILIDAD						
Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa	CONSECUENCIA		Ninguna	Insignificante	Baja	Media	Alta
						0	1	2	3	4
Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional		5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional		4	L	M	M	H	H
Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional		3	N	L	M	M	H
Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local		2	N	N	L	L	M
Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna		1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto		0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

La inspección basada en riesgo sugiere la siguiente metodología de trabajo:

- Recolección de datos e información
- Análisis de riesgo
- Evaluación de las consecuencias
- Evaluación de la probabilidad de falla
- Evaluación del riesgo
- Clasificación de los riesgos
- Revisión del plan de inspección
- Ajuste del plan de inspección

La revisión y análisis de los resultados de las evaluaciones de riesgo, deberá facilitar la identificación de las causas del riesgo en cada sección analizada, además se deberán identificarlos casos en los cuales el riesgo está asociado con la magnitud de las consecuencias, de los resultados obtenidos durante la evaluación del riesgo, se debe formar la base para la evaluación de la integridad.

- Se deben priorizar amenazas o factores de riesgo para cada sección analizada de la línea de flujo.
- Se clasificaran y se priorizaran las secciones analizadas con base a su nivel de riesgo

5.1 MECANISMOS DE DAÑO PARA LA LÍNEA DE FLUJO

Para la línea de flujo, la cual será objeto de análisis en el presente proyecto, se han identificado como principales mecanismos de daño:

- Pérdida de espesor
- Fragilización
- Fatiga mecánica
- Corrosión
- Agrietamiento

5.2 CONDICIÓN DE SERVICIO

La línea de flujo que será evaluada es de un oleoducto, el cual transporta crudo con cualquier gravedad API hasta la refinería donde es bombeado y enviado a las estaciones de despacho.

Tabla 3. Características De La Línea De Flujo A Ser Evaluada

CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE FLUJO A EVALUAR	
Tipo de tubería	Oleoducto 100% enterrado
Año de construcción y puesta en Operación	2010
Longitud de la tubería	124000 m
Material	API 5L X65 PSL sin costura
Diámetro de la tubería	12"
Espesor de la tubería	0,375"
Tipo de revestimiento	Tricapa Polipropileno (tpp)
Profundidad promedio de enterramiento	2,2m
Sistema de protección catódica	Por corriente impresa
Juntas de aislamiento	En Cabeza de pozo y Manifold
Temperatura de operación	60° c
Presión de Operación (PO)	1000 Psi
Máxima presión de operación (MAOP)	1800 Psi
Profundidad de picado	43%

Tasa de corrosión (mpy)	8.5
Espesor mínimo	0.075
Tasa de corrosión mitigada (mpy)	1
Número de indicaciones	23
Máxima presión de operación (MAOP)	1800 Psi

Fuente. El autor

6. MATRIZ DE RIESGO PARA LA LÍNEA A SER INSPECCIONADA

Tabla 4. Criterios de velocidad de corrosión (NACE RP 0775-99)

Criterios de velocidad de corrosión (NACE RP 0775-99)		
Categoría	Velocidad de corrosión general (mpy)	Máxima velocidad de picado (mpy)
Baja	Menor de 1.0	Menor de 5.0
Moderada	Entre 1.0 y 4.9	Entre 5.0 y 7.9
Alta	Entre 5.0 y 10.0	Entre 8.0 y 15.0
Severa	Mayor de 10	Mayor de 15.0

Fuente. El autor

Tabla 5. Criterios para determinar el riesgo de acuerdo con los ambientes (NACE MR0176-2000)

Criterios para determinar el riesgo de acuerdo con los ambientes (NACE MR0176-2000)		
Ambiente	Concentración	Riesgo
Agua	Corte menor a 25%	Bajo
H ₂ S	Menor a 10 ppm	
CO ₂	Menor a 250 ppm	
Agua	Corte entre 25 y 75 %	Moderado
H ₂ S	Entre 10 y 100 ppm	
CO ₂	Entre 250 y 1500 ppm	
Agua	Corte mayor a 75%	Severo
H ₂ S	Mayor a 100 ppm	
CO ₂	Mayor a 1500 ppm	

Fuente. El autor

Tabla 6. Calificación probabilidad de falla

CALIFICACION PROBABILIDAD FALLA					VALORACION PROBABILIDAD DE FALLA POR SEGMENTO			
					km 2+000 - km 2+500	km 11+500 - km 12+100	km 17+100 - km 17+550	
AMENAZA	PARAMETRO		Rangos	PoF	Peso	Enterrado	Enterrado	Enterrado
1. Corrosión exterior	Variables del Medio 15%	Tipo de suelo	Arcilloso o fangoso o tubería aérea	2	8,00%	3	2	3
			Arenoso, gravilla	3				
			Rocoso, lacustre o no se conoce	4				
		Resistividad (ohm*cm)	> 25000 o tubería aérea	1	20,00%	1	1	1
			10001 a 25000	2				
			5001 a 10000	3				
			< de 5000 o desconocido	4				
		Exposición a Agua Salada	No	1	13,00%	1	1	1
			Si	4				
		Agresividad del Suelo (Análisis físico - Químico del suelo)	No	1	20,00%	4	4	4
			Si o no se tiene información	4				
		Ducto en contacto con otras estructuras debido a malas prácticas	No	1	15,00%	4	4	4
	Si o no se conoce		4					
	pH	5.5 < pH < 9.0	2	8,00%	4	4	4	
		pH < 5.5 ó pH > 9.0 ó pH desconocido	4					
	Temperatura del Tubo	T < 38°C	2	8,00%	3	3	3	
		38°C < T < 65°C	3					
		T > 65°C	4					
	Exposición a Químicos (derrames de hidrocarburos, lixiviados producto de basureros, lluvias ácidas, abonos, fertilizantes)	No	1	8,00%	4	4	1	
		Si	4					
Subtotal					100%	0,428	0,416	0,392
Variables de Diseño 38%	Sistema de Protección Catódica	Existe rectificadores o ánodos con estaciones de prueba	1	20,00%	1	1	1	
		No existe control por protección catódica	4					
	Diseño del Revestimiento	FBE Dual, Tricapa Polietileno, Tricapa Polipropileno, Polietileno Extruido, Concreto o pintura para tubería aérea	1	15,00%	3	3	3	
		FBE simple, Alquitrán de hulla ó asfalto	2					

	Cintas de Polietileno aplicadas en Campo	3				
	Sin revestimiento	4				
Edad del Revestimiento	Menor a 5 años	1	10,00%	3	3	3
	Entre 5 y 10 años	2				
	Entre 10 y 15 años	3				
	Mayor de 15 años o sin revestimiento	4				
Edad del Ducto	Menor de 5 años	1	5,00%	3	3	3
	Entre 5 y 10 años	2				
	Entre 10 y 35 años	3				
	Mayor a 35 años	4				
Blindajes de protección mecánica por daños de terceros	No o tubería aérea	1	6,00%	1	1	1
	Si	4				
Cruce o paralelismo con otras líneas ó estructuras con posibilidad de interferencia eléctrica	Sin interferencia demostrada	1	8,00%	1	1	1
	Puenteado o Protección Catódica Controlada	2				
	No Puenteada / no aisladas o de Impacto desconocido	4				
Cruces encamisados	No Existen	1	8,00%	1	1	4
	Existen y están controlados	2				
	Existen o no se tiene información	4				
Interferencia eléctrica AC/DC	No hay presencia de líneas de alto o medio voltaje en las cercanías del ducto	1	8,00%	1	1	2
	Presencia de líneas alto o medio voltaje en un radio de 500 m del ducto sin URPC	2				
	Presencia de líneas alto o medio voltaje en un radio de 500 m del ducto con URPC	4				
Cargas externas (deslizamientos, tráfico pesado, etc.)	No o tubería aérea	1	5,00%	1	1	4
	Si	4				
Ducto aéreo en contacto directo con soportes o con el terreno o con interfase aéreo - enterrada	No o tubería enterrada	1	10,00%	4	1	1
	Si	4				
% de SMYS	< 20%	1	5,00%	1	1	1
(Relación entre el esfuerzo producido por la presión normal de operación Vs el esfuerzo mínimo de fluencia del material)	de 20% a 50%	2				
	de 50% a 60%	3				
	> 60%	4				
	Subtotal		100%	0,722	0,608	0,787

Ejecución de Monitoreo de Integridad del Ducto -37%	37%	Criterios de Protección Catódica	Se alcanzan los criterios de PC (Potencial OFF < -850 mV con referencia al electrodo Cu - CuSO4) o tubería aérea	1	15,00%	1	1	1
			Sin inspección en los últimos 15 meses ó No se alcanzan los criterios de PC ó No existen estaciones de prueba	4				
		Inspección de sistemas de protección (revestimiento y protección catódica)	PCM o (CIS + DCVG) o tubería aérea	1	15,00%	3	3	3
			CIS o DCGV	2				
			Instant on - off	3				
			Sin inspección	4				
		Evaluación de Cruces Encamisados	No hay Cruces o tubería aérea	1	5,00%	1	1	4
			Camisa sin contacto metálico con el ducto	2				
			Camisa en contacto metálico con el ducto (en corto circuito) ó Sin inspección en el último año	4				
		Histórico de Tasa de fugas por corrosión externa	Ninguna en los últimos cuatro años	1	10,00%	1	1	1
			Una en los últimos tres años	2				
			Una en los últimos dos años	3				
			Una en el último año	4				
		Estado del recubrimiento por inspección visual. (Cuando se realizan actividades de mantenimiento en ese segmento)	En buenas condiciones	1	5,00%	4	4	4
			Degradación	3				
			Deterioro del recubrimiento ó la tubería está soportada sobre material rocoso, ó tubería no inspeccionada	4				
		Tiempo desde la última inspección ILI (MFL o UT)	< 2 años	1	10,00%	4	4	4
			de 2 a 3 años	2				
			de 3 a 5 años	3				
			> 5 ó sin inspección	4				
Inspección Visual del Ducto por cualquier método planeado	Buenas condiciones	1	5,00%	4	4	4		
	Corrosión inactiva	2						
	Corrosión activa, inspección no realizada ó daños detectados	4						
Resultados de Inspecciones (Visual o ILI)	< 10% de pérdida metálica	1	15,00%	4	4	4		
	entre 11% y 50% de pérdida metálica	2						
	entre 51% y 69% de pérdida metálica	3						
	> 70 % de pérdida metálica ó ERF> 0.9 o ILI > a 5 años	4						
Crecimiento de Anomalías	No	1	10,00%	4	4	4		
	Si ó no se han evaluado	4						
Densidad de anomalías reportadas por ILI.	Menor a 1	2	10,00%	4	4	4		
(anomalías del segmento / longitud el segmento / anomalías totales / longitud total ducto)	Igual a 1	3						

			Mayor a 1 o no se conoce	4						
			Subtotal		100,00%	1,092	1,092	1,147		
2. Corrosión interior	Variables de Rehabilitación	100%	Reparación de Anomalías resultados de ILI	Se reparan defectos críticos > 70% de pérdida de espesor y ERF > 0.9 y No Críticos Reparados	1	25,00%	4	4	4	
				Solo Defectos Críticos Reparados	3					
				Defectos Críticos No Reparados o no se tiene registro	4					
			Pruebas de Presión	Ensayo hace menos de 2 años	1	10,00%	4	4	4	
				Ensayo entre 2 y 3 años	2					
				Ensayo entre 3 y 5 años	3					
				Pruebas realizadas hace 5 años o No existen registros disponibles	4					
			Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones Visuales	No requeridas	1	10,00%	4	4	4	
				Reparación con camisas, reposición de tuberías u otras reparaciones u obras de geotecnia	2					
				Reemplazo del revestimiento	3					
				No se efectuaron Inspecciones o no se realizaron las acciones	4					
			Tiempo desde última inspección CIS / PCM / DCVG	Menor a 2 años o no requeridas	1	12,00%	4	4	4	
				entre 2 y 3 años	2					
				Entre 3 y 5 años	3					
				Mayor de 5 años ó sin inspección	4					
			Presión de Prueba vs Presión máxima de operación	Igual a 1.5	1	12,00%	1	1	1	
				1 < Pp < 1.5	2					
				Sin Prueba de presión	4					
			Criterio de severidad DCVG	Se alcanzaron los criterios de aceptación de DCVG o no aplica:	1	19,00%	4	4	4	
				1) > 35% IR: Reparación obligatoria						1) <15% IR o
				2) Del 15% al 35% IR: Reparar si hay estructuras importantes cercanas al ducto						2) Del 15% al 35% IR: Si hay estructuras importantes cercanas al ducto y se han reparado
				3) < 15% IR: No reparar						No se alcanzan los criterios de Aceptación de DCVG o no se ha hecho inspección:
										1) >35% IR
Potenciales Anomalías de DCVG	Anomalías no presentes o no aplica	1	12,00%	4	4	4				
	Anomalías Presentes o se desconocen	4								
		100%	Subtotal		100,00%	0,364	0,364	0,364		
1. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (CORROSIÓN EXTERIOR)						2,61	2,48	2,69		
2. Corrosión interior	Variables del medio	15%	Tipo de Fluido	Crudo, combustible oleoducto-gas	1	17,00%	1	1	1	
				Productos refinados	2					
				Emulsiones de crudo	3					
				Agua	4					

		pH	6.5 a 7.5	2	10,00%	2	2	2	
			7.5 a 9	3					
			> 9 o < 4 o no se conoce	4					
		Cloruros (ppm)		< 1000	2	15,00%	2	2	2
				1000 a 5000	3				
				> 5000 o no se conoce	4				
		Índice Langelier		Incrustante	2	10,00%	2	2	2
				Corrosivo	4				
		CO2 (ppm)		< 250	2	2,00%	2	2	2
				250 a 1500	3				
				> 1500 o no se conoce	4				
		H2S (ppm)		< 10	2	10,00%	2	2	2
				10 a 100	3				
> 100 o no se conoce	4								
O2 (ppb)		< 50	1	10,00%	4	4	4		
		> 50 o no se conoce	4						
Solidos (ppm)		<100	2	10,00%	2	2	2		
		>100 o no se conoce	4						
Bacterias: BSR y TSR (células/gr sólido)		10^1	1	16,00%	1	1	1		
		10^2	2						
		10^3	3						
		> 10^4 o no se conoce	4						
		Subtotal			100,00%	0,281	0,281	0,281	
Variables de diseño	38%	Existen trampas de raspadores para cada cambio de diámetro	Si	1	40,00%	1	1	1	
			No	4					
		Existen piernas muertas o zonas de acumulación de fluido sin recirculación		No	1	10,00%	4	4	4
				Si	4				
		Edad del ducto		Menor de 5 años	1	15,00%	3	3	3
				Entre 5 y 10 años	2				
				Entre 10 y 35 años	3				
				Mayor a 35 años	4				
		Diámetro hueco malla en sistemas de filtración		> 80 mesh	2	15,00%	2	2	2
				< 80 mesh	4				

		Existen facilidades para monitorear la corrosión y soldos suspendidos	Si o no se requiere	1	20,00%	4	4	4
			No	4				
			Subtotal		100,00%	0,893	0,893	0,893
Ejecución de monitoreo de Corrosión interior	37%	Presencia de productos ferrosos en corridas de raspadores	No	1	20,00%	4	4	4
			Si o no se conoce	4				
		Tipo de corrosión detectada en los cupones o herramienta ILI	General	2	5,00%	4	4	4
			Picado / localizado o no se conocen	4				
		Tasa de fugas por corrosión interna	Una en los últimos cinco años o no se han presentado	1	15,00%	1	1	1
			Una en los últimos tres años	2				
			Una en los últimos dos años	3				
			Una en el último año	4				
		Tiempo desde la última inspección ILI (MFL o UT)	< 2 años	1	10,00%	4	4	4
			de 2 a 3 años	2				
			de 3 a 5 años	3				
			> 5 años o Sin inspección	4				
		Resultados de Inspecciones (Scan B, C o ILI)	< 10% de pérdida metálica	1	30,00%	4	4	4
			Entre 11% y 50% de pérdida metálica	2				
			Entre 51% y 69% de pérdida metálica	3				
			> 70 % de pérdida metálica ó ERF> 0.9 o no se tiene información o (ILI > 5 años calificarlo únicamente en sitios donde se haya descubierto corrosión interior)	4				
Se evidencia crecimiento de las anomalías detectadas	No ó sin presencia	1	10,00%	4	4	4		
	Si o no se conoce	4						
Densidad de anomalías reportadas por ILI. (anomalías del segmento / longitud el segmento / anomalías totales / longitud total ducto)	Menor a 1	2	10,00%	4	4	4		
	Igual a 1	3						
	Mayor a 1 o no se conoce	4						
			Subtotal		100,00%	1,314	1,314	1,314
Variables de rehabilitación (10%)	10%	Reparación de anomalías resultados de Inspecciones (Scan B, C o ILI)	Defectos Críticos y No Críticos Reparados o no se requiere	1	20,00%	4	4	4
			Defectos Críticos Reparados	3				
			Defectos Críticos No Reparados o no se conoce	4				
		Pruebas de Presión	Ensayo hace menos de 2 años	1	5,00%	4	4	4
			Ensayo entre 2 y 3 años	2				
Ensayo entre 3 y 5 años	3							

			Ensayos mayor a 5 años ó sin registros disponibles	4					
			Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones realizadas	No requeridas	1	5,00%	4	4	4
				Reparación con camisas, reposición de tuberías u otras reparaciones	2				
				No se toman acciones / no se ha inspeccionado	4				
			Presión de Prueba vs Esfuerzo de Fluencia	Igual a 1.5	1	5,00%	1	1	1
				1 < Pp < 1.5	2				
				Sin Prueba de presión	4				
			Cumplimiento del programa de limpieza	Si	1	20,00%	4	4	4
				No	4				
			Cumplimiento programa tratamiento químico	Si, o no se requiere	1	15,00%	4	4	4
				No	4				
			Número de monitoreos de corrosión interior por año (para establecer tendencia)	4 o más por año / No se requiere	1	20,00%	4	4	4
				Entre 1 y 3 por año	3				
				Ninguno	4				
			Velocidad de corrosión detectada por cupones o por ILI	Baja (CG < 1 mpy; CP < 5mpy)	2	10,00%	4	4	4
Media (1 < CG < 4.9 ; 5 < CP < 7.9)	3								
Alta (CG > 4.9 mpy ; CP > 7.9 mpy) o desconocida	4								
100%		Subtotal		100,00%	0,385	0,385	0,385		
2. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (CORROSION INTERIOR)						2,87	2,87	2,87	
3. Stress Corrosión Cracking	Ambiente	15%	pH de los fluidos próximos al tubo	pH < 5.5 ó pH entre 7.5 y 8 o tubería aérea	1	30,00%	1	1	1
				1) pH entre 5.5 y 7.5 (pH cercano al neutro) y baja temperatura.	4				
				2) pH > de 8 (alto pH) y alta temperatura > 100oF.					
				3) No se conoce					
			Presencia de carbonatos y/o bicarbonatos en los análisis fisicoquímicos de la humedad del terreno	No o tubería aérea	1	25,00%	4	4	4
				Si o se desconoce	4				
			Fluctuación presiones	Presión mínima menor al 22% Presión máxima operación	1	20,00%	1	1	1
				Presión mínima mayor al 22% Presión máxima operación	4				
			Esfuerzos secundarios	No existe movimiento tierra (estabilidad geotécnica)	2	25,00%	2	2	2
				Si existe movimiento tierra (inestabilidad geotécnica) / o tubería aérea en puente colgante	4				
		Subtotal		100,00%	0,3	0,3	0,3		

	Diseño	15%	Grado Acero (Ultimate Tension)	< 35000 y > 75000 PSI	2	5,00%	4	4	4
				45000 a 70000 PSI o se desconoce	4				
			Año de fabricación de la tubería	Después de 1973	2	20,00%	2	2	2
				Antes de 1968	3				
				De 1968 a 1973	4				
			Proceso Fabricación	Sin costura (Seamless)	2	15,00%	4	4	4
				Con costura (SAW, ERW)	4				
			Tipo de recubrimiento	Epóxico líquido, multicapa, FBE, PE, Uretanos o pintura para tubería aérea	1	30,00%	4	4	4
				Esmalte alquitrán de hulla, asfalto ó cinta de polietileno	4				
			Relación del esfuerzo producido por la presión de operación y el SMYS	Menor del 45%	1	30,00%	1	1	1
	Mayor al 46%	4							
			Subtotal		100,00%	0,405	0,405	0,405	
	Monitoreo	60%	Existe evidencia de fallas por SCC	No	1	50,00%	1	1	1
				Si	4				
			Estado del recubrimiento	Buen estado	1	25,00%	4	4	4
				Presenta desprendimiento o deterioro o no se conoce	4				
			Niveles de protección catódica	entre -850 a -1100 mV o tubería aérea	1	25,00%	1	1	1
				entre -790mV a -850 mV	3				
				1) La PC no alcanza el tubo y está entre -760 mV y -790 mV (Cu/CuSO4) para pH entre 5.5 y 7.5 (pH cercano al neutro) y baja temperatura.	4				
				2) La PC alcanza el tubo y está entre -600 mV y -750 mV ((Cu/CuSO4) para pH > de 9 (alto pH) y alta temperatura > 100oF.					
			3) No se conoce						
					Subtotal		100,00%	1,05	1,05
	Rehabilitación	10%	Ejecución de recomendaciones sobre problemas de SCC	Si o no requiere	1	100,00%	1	1	1
				No	4				
		100%		Subtotal		100,00%	0,1	0,1	0,1
3. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (STRESS CORROSION CRACKING)							1,86	1,86	1,86
4. Defectos de Fabricación	Diseño	40%	Tipo de Tubería	Sin Costura	1	100,00%	2	2	2
				Con Costura Después de 1970	2				
				Con Costura Antes de 1970	4				
				Subtotal		100,00%	0,8	0,8	0,8

	Monitoreo	60%	Evidencia previa de fallas en cualquier punto de la línea por defectos de fabricación en las costuras	No	1	25,00%	1	1	1			
				Una hace 10 o más años	3							
				Una en los últimos 5 años	4							
			Existencia de certificados de calidad de materiales	Si	1	25,00%	4	4	4			
				No	4							
			Interventoría en el proceso de compra y recepción	Si	1	25,00%	1	1	1			
				No	4							
			Se utiliza especificaciones técnicas de compra	Si	1	25,00%	1	1	1			
				No	4							
			100%	Subtotal		100,00%	1,05	1,05	1,05			
			4. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (DEFECTOS DE FABRICACIÓN)							1,85	1,85	1,85
			5. Relacionada con Soldadura/ Ensamble/ Construcción	Diseño	25%	Calidad de diseño de acuerdo a estándares de la Industria	Superior	1	50,00%	2	2	2
							Igual	2				
							Por Debajo	4				
Profundidad (m)	Cumple o tubería aérea	1				25,00%	1	1	1			
	No Cumple	4										
Planos As Built actualizado	Si	1				25,00%	4	4	4			
	No	4										
	Subtotal					100,00%	0,563	0,563	0,563			
Monitoreo	60%	Calificación de procedimientos de soldadura				Si	1	17,00%	1	1	1	
						No	4					
		Calificación de soldadores		Si	1	17,00%	1	1	1			
				No	4							
		Soldaduras inspeccionadas		Cumple	1	22,00%	1	1	1			
				No Cumple	4							
		Interventoría		Si	1	17,00%	1	1	1			
				No	4							
		Auditoría de calidad en construcción		Si	1	17,00%	1	1	1			
				No	4							
		Presencia de arrugas, dobleces o colapsos sin valorar o inspeccionar		No	1	10,00%	1	1	1			
				Si o no se conoce	4							

			Subtotal		100,00%	0,6	0,6	0,6		
6. Equipo	Rehabilitación	15%	Aplicación de DCVG a líneas, tramos o variantes construidas a partir del 2006	Si / no aplica / Tubería Aérea	1	20,00%	1	1	1	
			No	4						
			Prueba Hidrostática	Si	1	45,00%	1	1	1	
		No		4						
		Ejecución de recomendaciones producto de monitoreos, interventorías, pruebas	Si o No se requiere	1	35,00%	1	1	1		
			No	4						
		100%		Subtotal		100,00%	0,15	0,15	0,15	
		5. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (SOLDADURA Y ENSAMBLE)						1,31	1,31	1,31
		6. Equipo	Monitoreo	100%	Se hacen inspecciones de uniones bridadas, válvulas de alivio-control-seccionamiento, y/o sellos de bombas	Si o No requiere	1	25,00%	4	4
	No					4				
Se han presentado fugas en uniones bridadas o válvula	No o No existe			1	20,00%	1	1	1		
	Si			4						
Se han presentado fugas en válvulas de alivio / control	No o No existe			1	20,00%	1	1	1		
	Si			4						
Se han ejecutado las recomendaciones de las inspecciones	Si			1	35,00%	4	4	4		
	No			4						
100%				Total		100,00%	2,8	2,8	2,8	
6. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (EQUIPO)						2,8	2,8	2,8		
7. Daños Mecánico por Terceros	Ambiente	15%	Recurrencia de instalación de válvulas ilícitas en ese segmento	No	1	50%	1	1	1	
				Si	4					
		Nivel actividad sobre derecho vía	Baja	2	50%	4	2	4		

			Alta	4						
			Subtotal		100,00%	0,375	0,225	0,375		
Diseño	35%	Procedimiento de excavación, bajado y tapado para ductos propios, de segundos o de terceros	Cumple procedimiento	1	30,00%	4	4	4		
			No cumple procedimiento	4						
		Profundidad (m)	>1.2 m	2	25,00%	2	2	2		
			0.9 A 0.75	3						
			<0.75 o socavado o tubería aérea	4						
		Se tienen planos As Built con GPS actualizados	Si	1	20,00%	1	1	1		
			No	4						
		Se tiene protección adicional para evitar ilícitos, vandalismo y terrorismo (Protección tipo Caño Limón, Bunkers para válvulas, profundización tubería)	Si o No requiere	1	25,00%	1	1	1		
			No o tubería aérea	4						
				Subtotal		100,00%	0,753	0,753	0,753	
		Monitoreo	30%	Patrullaje (inspección) derecho vía	Si	1	20,00%	4	4	4
					No	4				
Evidencia de daño mecánicos por terceros no intencionales (Abolladuras, Rayones)	No			1	20,00%	1	1	1		
	Si			4						
Se cuenta con sistemas para detectar la instalación o presencia de válvulas ilícitas	Si o no se requiere			1	20,00%	1	1	1		
	No			4						
Daños por vandalismo los últimos 5 años (atentados, ilícitos)	No			1	20,00%	1	1	1		
	Si			4						

			Fallas por daños mecánicos no intencionales los últimos 5 años	No	1	20,00%	1	1	1	
			Si	4						
			Subtotal			100,00%	0,48	0,48	0,48	
Rehabilitación	20%	Relaciones con la comunidad	Si	1	20,00%	1	1	1		
			No	4						
		Señalización preventiva e informativa	Si	1	20,00%	4	4	4		
			No	4						
		Retiro de válvulas ilícitas	Niple - Cambio de tubo - No hay presencia de ilícitos	1	5,00%	1	1	1		
			Instalación de Camisa Tipo B	2						
			Reparación por cascotas	3						
			Rehabilitación de Válvula Inhabilitación de la válvula ("capuchones")	4						
		Se cumple protocolo de derecho vía compartido	Si, o No se requiere	1	20,00%	1	1	1		
			No	4						
		Ejecución de recomendaciones derivadas de patrullaje	Si	1	35,00%	4	4	4		
			No	4						
		100%		Total			100,00%	0,53	0,53	0,53
		7. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (DANOS MECANICOS POR TERCEROS)							2,14	1,99
8. Operaciones Incorrectas	Diseño	30%	Clase de sistema de control operacional	Automático	2	10,00%	3	3	3	
				Semiautomático	3					
			Sistema control con controlador de respaldo	Si	1	15,00%	4	4	4	
				No	4					
			Sistemas de alivio y/o corte manual	Si	1	15,00%	1	1	1	
				No	4					
			Cumplimiento del Procedimiento e Instructivo de gestión y control de cambios a infraestructura y/o procesos	Si	1	15,00%	4	4	4	
				No	4					

			Existe un plan de capacitación al empleado para promover la operación correcta y segura.	Si	1	20,00%	4	4	4				
				No	4								
				Existe manual de funciones y responsabilidades del personal	Si	1	15,00%	4	4	4			
					No	4							
				Planos de la planta P&ID actualizados y disponibles en sitio	Si	1	10,00%	4	4	4			
					No	4							
						Subtotal		100,00%	1,035	1,035	1,035		
					40%	Monitoreo	Cuando se requiera por modificaciones a la infraestructura o proceso se realizan análisis de riesgo operacional (HAZOP)	Sí, no se requiere	1	8,00%	4	4	4
								No	4				
							Frecuencia revisión análisis de riesgo operacional (HAZOP)	≤ 2 años	1	8,00%	4	4	4
								3 a 5 años	3				
								> 5 años o no hay evidencia	4				
La operación está monitoreada por el Centro de Control Operacional	Si	1					7,00%	4	4	4			
	No	4											
Frecuencia de auditorías al sistema gestión calidad	Anual	1					7,00%	1	1	1			
	> 1 año	4											
Cumplimiento del manual de permisos de trabajo	Si	1					12,00%	1	1	1			
	No	4											
Fallas por operaciones incorrectas últimos 5 años	No	1					12,00%	1	1	1			
	Si	4											

9. Relacionado con el clima y fuerzas externas		Se cumple procedimiento para investigación de incidentes	Si	1	8,00%	1	1	1	
			No	4					
		Se cumple el plan de capacitación para cada empleado, tendiente a evitar operaciones inseguras e incorrectas, realizando ajustes	Si	1	15,00%	4	4	4	
			No	4					
		Verificación competencias a los contratistas asociados al control y operación	Si o no aplica	1	10,00%	1	1	1	
			No	4					
		Empleados con competencia certificada (%)	> 70	1	5,00%	3	3	3	
			50 a 70	3					
			< 50	4					
		Cumplimiento de procedimientos e instructivos	Si	1	8,00%	4	4	4	
	No		4						
		Subtotal		100,00%	0,992	0,992	0,992		
	Rehabilitación	30%	Señalización e identificación de líneas de flujo	Si o no aplica	1	35,00%	4	4	4
				No	4				
		100%	Se cumple la divulgación lecciones aprendidas	Si	1	65,00%	4	4	4
				No	4				
		Total		100,00%	1,2	1,2	1,2		
	8. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (OPERACIONES INCORRECTAS)						3,23	3,23	3,23
	Ambiente	38%	Suelos inundables que puedan causar una flotabilidad del tubo	No o cruce aéreo	1	15,00%	1	1	1
				Si	4				

			Inestabilidad geotécnica (falla geológica, escorrentías, actividad telúrica, socavaciones de cruces subfluviales y aéreos) - Según descripción TCL	Baja	1	50,00%	1	1	1			
				Media	2							
				Alto	3							
				Muy alto	4							
			Descargas eléctricas	No o tubería enterrada	1	15,00%	1	1	1			
				Si	4							
			Existen zonas donde haya probabilidad de incendio por quema de vegetación que puedan afectar la tubería	No	1	20,00%	1	1	1			
				Si	4							
									100,00%	0,38	0,38	0,38
			Diseño	15%	Cumplimiento de normas NIO de VIT en obras de geotecnia	Si	1	70,00%	1	1	1	
	No	4										
	Protecciones para descargas eléctricas	Si o no requiere			1	30,00%	1	1	1			
		No			4							
							100,00%	0,15	0,15	0,15		
	Monitoreo	37%	Diagnóstico estabilidad cruce subfluvial, aéreo o línea regular	Si	1	20,00%	4	4	1			
No o Mayor a dos años				4								
Monitoreo de zonas de alta inestabilidad geotécnica (falla geológica, escorrentías, actividad telúrica, socavaciones)			Si, o no se requiere	1	20,00%	1	1	1				
			No	4								

		Posterior a un incendio por quema de pastos en el corredor de vía, se realizan inspecciones a la tubería	Si, o no se requiere	1	10,00%	1	1	1	
			No	4					
		Monitoreo de protecciones contra descargas eléctricas	Si o no requiere	1	10,00%	1	1	1	
			No	4					
		Se han presentado fallas relacionadas con el clima y fuerzas externas	No	1	40,00%	1	1	1	
			Si	4					
					100,00%	0,592	0,592	0,37	
	Rehabilitación	10%	Ejecución de recomendaciones de diagnóstico geotécnico	Si o no requiere	1	60,00%	1	1	1
				No	4				
			Se realiza una vez al año actividades de rocería en el derecho de vía	Si, o no se requiere	1	15,00%	1	1	1
No				4					
Se realizan actividades de rehabilitación posterior a un incendio ocasionado por quema de pastos			Si o no requiere	1	10,00%	1	1	1	
			No	4					
Ejecución de recomendaciones de diagnóstico de descargas eléctricas		Si o no requiere	1	15,00%	1	1	1		
		No	4						
100%			Total			100,00%	0,1	0,1	0,1
9. VALORACION TOTAL PROBABILIDAD FALLA (RELACIONADAS CON CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS)						1,22	1,22	1	

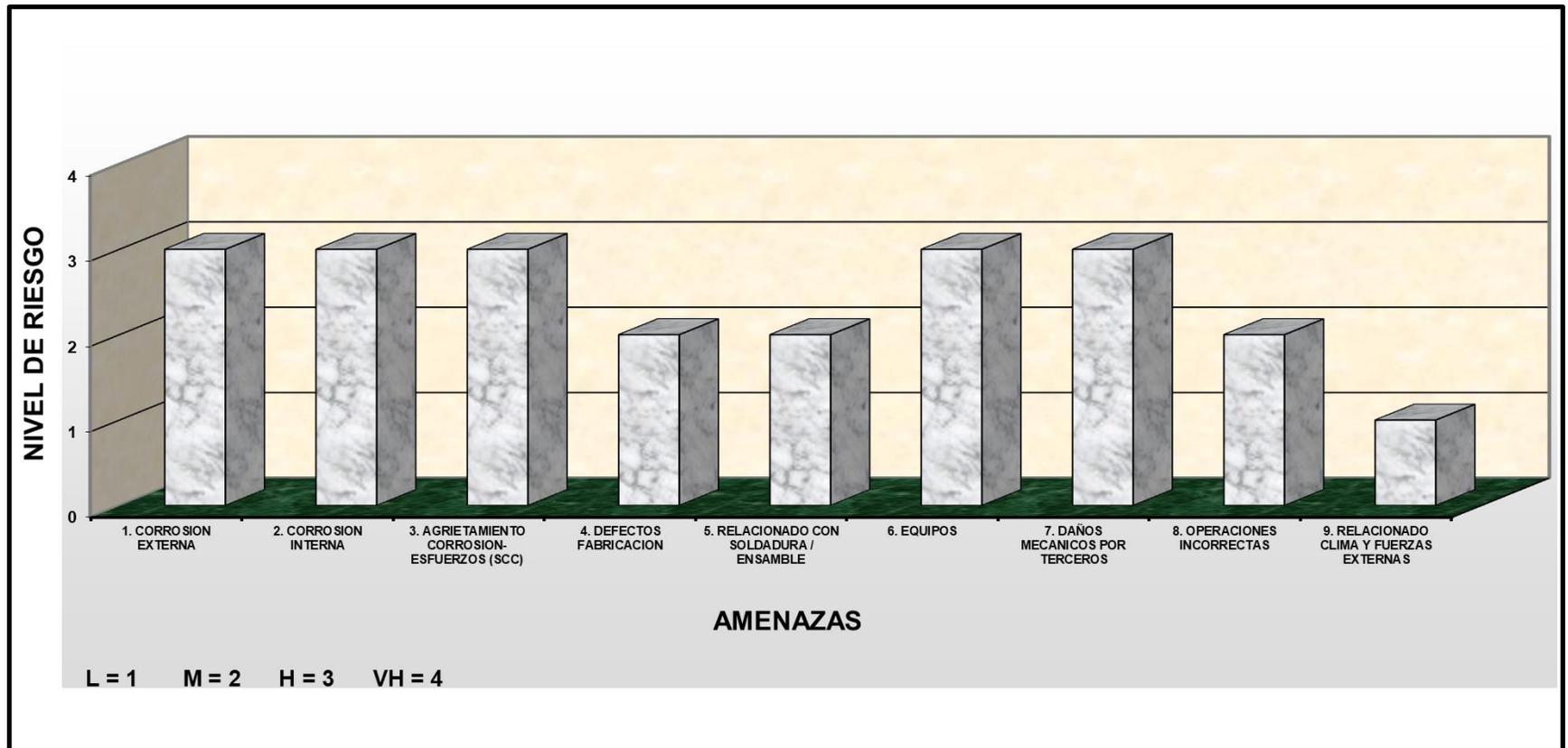
Fuente. El autor

Tabla 7. Resultados Inspección Basada en Riesgo

RESULTADOS RBI																		
No	SECTOR	UBICACIÓN	AMENAZA	Salud y Seguridad	Ambiental	Económica	Imagen	MAYOR CONSECUENCIA	PROBABILIDAD DE FALLA			CONSECUENCIA	Po F	EVALUACIÓN MATRIZ RAM				CALIFICACION RIESGO
1	km 2+000 - km 2+500	Enterrado	1. CORROSION EXTERNA	3	2	2	3	3	2,61	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			2. CORROSION INTERNA	5	3	3	4	5	2,87	3	M	5	3	0	0	3	3	H
			3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	5	3	3	4	5	1,86	2	B	5	2	0	0	3	3	H
			4. DEFECTOS FABRICACION	5	3	3	4	5	1,85	2	B	5	2	0	0	3	3	H
			5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	5	3	3	4	5	1,31	1	L	5	1	0	2	0	2	M
			6. EQUIPOS	3	2	1	3	3	2,80	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	5	3	3	4	5	2,14	2	B	5	2	0	0	3	3	H
			8. OPERACIONES INCORRECTAS	5	3	3	4	5	3,23	3	M	5	3	0	0	3	3	H
			9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	5	3	3	4	5	1,22	1	L	5	1	0	2	0	2	M
2	km 11+500 - km 12+100	Enterrado	1. CORROSION EXTERNA	2	2	2	2	2	2,48	2	B	2	2	1	0	0	1	L
			2. CORROSION INTERNA	3	3	3	3	3	2,87	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	3	3	3	3	3	1,86	2	B	3	2	0	2	0	2	M
			4. DEFECTOS FABRICACION	3	3	3	3	3	1,85	2	B	3	2	0	2	0	2	M
			5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	3	3	3	3	3	1,31	1	L	3	1	1	0	0	1	L
			6. EQUIPOS		0	0	0		2,80	3	M	0	3	1	0	0	1	L
			7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	3	3	3	3	3	1,99	2	B	3	2	0	2	0	2	M
			8. OPERACIONES INCORRECTAS	3	3	3	3	3	3,23	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	3	3	3	3	3	1,22	1	L	3	1	1	0	0	1	L
3	km 17+100 - km 17+550	Enterrado	1. CORROSION EXTERNA	3	2	2	3	3	2,69	3	M	3	3	0	2	0	2	M
			2. CORROSION INTERNA	4	3	3	4	4	2,87	3	M	4	3	0	0	3	3	H
			3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	4	3	3	4	4	1,86	2	B	4	2	0	2	0	2	M
			4. DEFECTOS FABRICACION	4	3	3	4	4	1,85	2	B	4	2	0	2	0	2	M
			5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	4	3	3	4	4	1,31	1	L	4	1	0	2	0	2	M
			6. EQUIPOS		0	0	0		2,80	3	M	0	3	1	0	0	1	L
			7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	4	3	3	4	4	2,14	2	B	4	2	0	2	0	2	M
			8. OPERACIONES INCORRECTAS	4	3	3	4	4	3,23	3	M	4	3	0	0	3	3	H
			9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	4	3	3	4	4	1,00	1	L	4	1	0	2	0	2	M

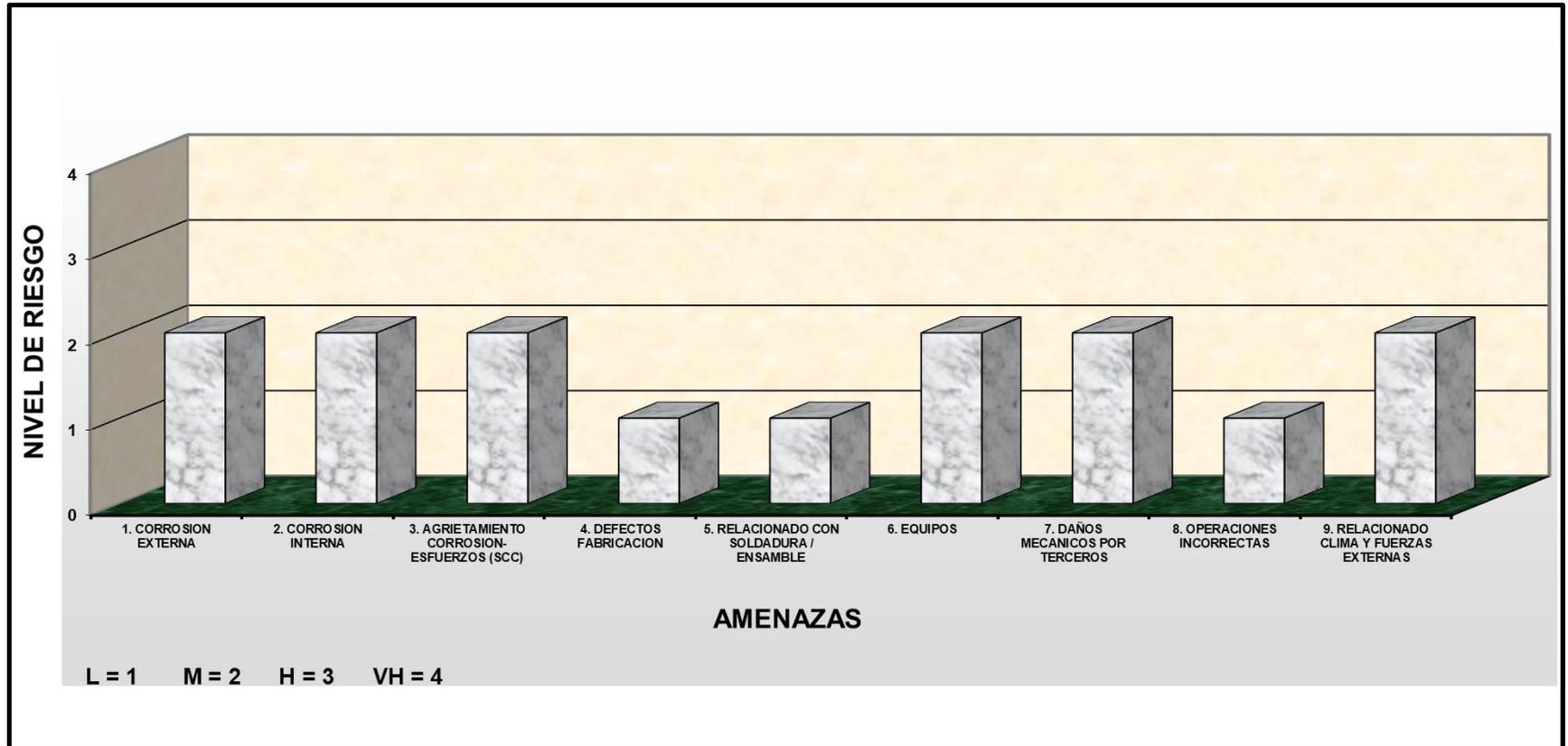
Fuente. El autor

Grafica 1. Análisis de riesgo para segmento km 2+000 - km 2+500



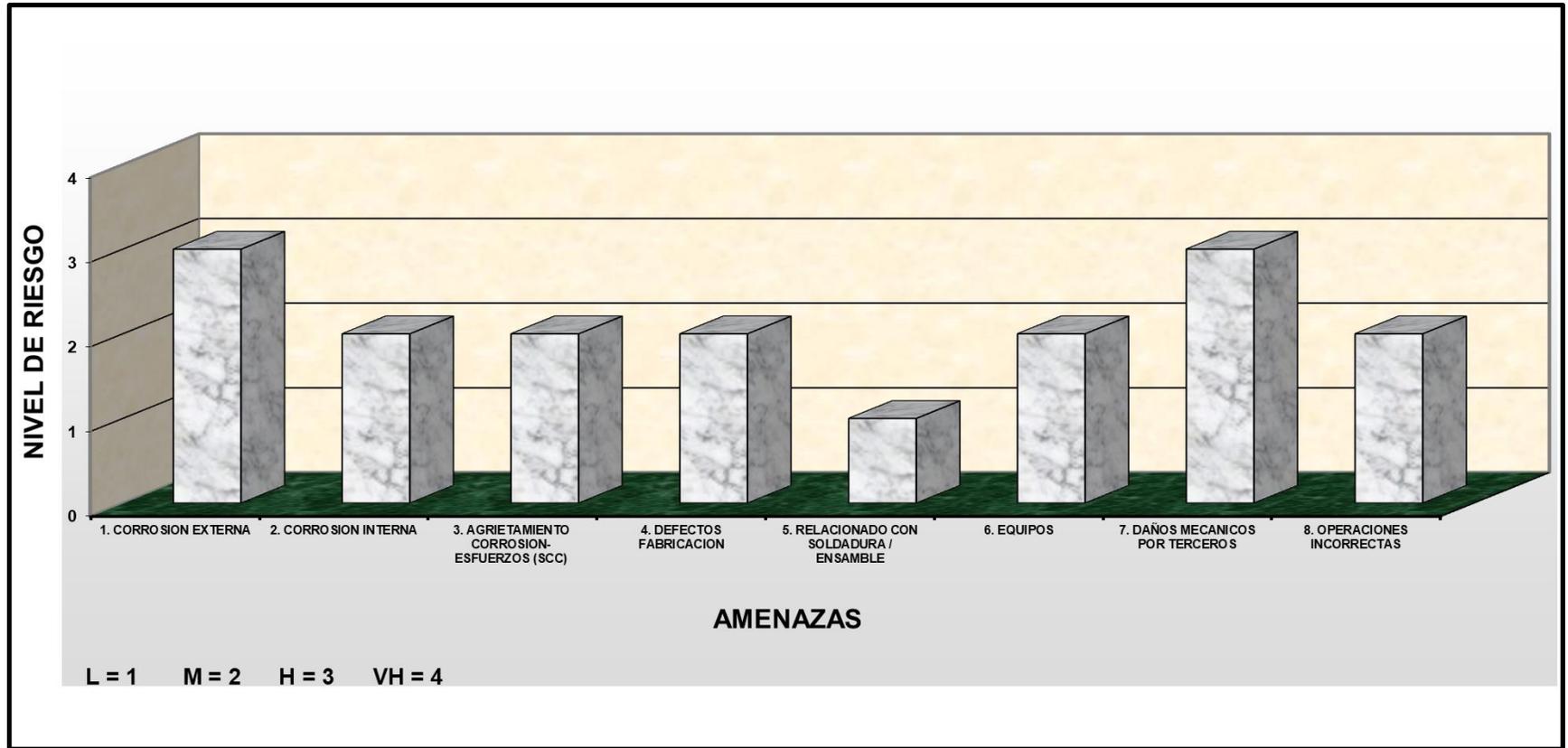
Fuente. El autor

Grafica 2. Análisis de riesgo para segmento km 11+500 - km 12+100



Fuente. El autor

Grafica 3. Análisis de riesgo para segmento km 17+100 - km 17+550



Fuente. El autor

Tabla 8. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Corrosión Exterior

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		CORROSIÓN EXTERIOR				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M	H	H	VH
	4	L	M	M	H	H
	3	N	L	M	1 3 M	H
	2	N	N	2 L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 9. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Corrosión Interior

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		CORROSIÓN INTERIOR				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M	H	H 1	VH
	4	L	M	M	H 3	H
	3	N	L	M	M 2	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 10. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Stress Corrosion cracking

DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM										
STRESS CORROSION CRACKING										
PROBABILIDAD										
0		1		2		3		4		
5	M		M		1 H		H		VH	
	L		M		3 M		H		H	
4	N		L		2 M		M		H	
	N		N		L		L		M	
3	N		N		N		L		L	
	N		N		N		N		N	
2	N		N		N		N		N	
	N		N		N		N		N	
1	N		N		N		N		N	
	N		N		N		N		N	
0	N		N		N		N		N	
	N		N		N		N		N	

Fuente. El autor

Tabla 11. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Fabricación

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		FABRICACIÓN				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M	H ¹	H	VH
	4	L	M	M ³	H	H
	3	N	L	M ²	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 12. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Construcción

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		CONSTRUCCIÓN				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	1 M	H	H	VH
	4	L	3 M	M	H	H
	3	N	2 L	M	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 13. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Equipo

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		EQUIPO				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M	H	H	VH
	4	L	M	M	H	H
	3	N	L	M	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 14. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Daños por Terceros

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		DAÑOS POR TERCEROS				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M	H ¹	H	VH
	4	L	M	M ³	H	H
	3	N	L	M ²	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 15. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Operaciones incorrectas

		DISTRIBUCIÓN DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		OPERACIONES INCORRECTAS				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
		probabilidad				
CONSECUENCIA	5	M	M	H	H 1	VH
	4	L	M	M	H 3	H
	3	N	L	M	M 2	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

Tabla 16. Distribución de los segmentos según clasificación Matriz RAM para Clima y Fuerzas Externas

		DISTRIBUCION DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACIÓN MATRIZ RAM				
		CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS				
		PROBABILIDAD				
		0	1	2	3	4
CONSECUENCIA	5	M	M 1	H	H	VH
	4	L	M 3	M	H	H
	3	N	L 2	M	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

Fuente. El autor

7. EVALUACIÓN DE LA LÍNEA DE ACUERDO A INDICACIONES ENCONTRADAS SEGÚN RBI

Para el caso de estudio, se realizó la predicción de vida de un oleoducto en servicio, la línea de flujo analizada es de acero con especificación API 5L X65 PSL sin costura, con un diámetro exterior de 12.750 pulgadas y una longitud de 124 kilómetros, para llevar a cabo el caso de estudio se inspecciono y se analizó la superficie de todas las uniones soldadas de la línea de flujo utilizando equipo de ultrasonido, se detectaron defectos como: grietas, socavados, corrosión. A partir de los datos obtenidos se determinaron las dimensiones de las indicaciones y la vida útil del ducto.

Estrategia técnica más económica para una vida del ducto proyectada a 30 años

INTERVIENDO CUANDO EL CRITERIO DE REPARACIÓN ME LO EXIGE \geq 60% =0.15”.

En la tabla 17 se puede observar como es la pérdida de espesor de acuerdo a la información inicial suministrada. En el 2018 como se ha alcanzado una pérdida de espesor casi del 60% se toma la decisión de repararlo.

Tabla 17. Pérdida de espesores una vez se ha realizado la reparación.

AÑO	el 5 % pérdida superior al 40 % (>40%) 2 indicaciones	el 38 % pérdida superior al 40 % (30% - 40%) 9 indicaciones	el 40 % pérdida superior al 20 % (20% - 30%) 10 indicaciones	el 17 % pérdida inferior al 20 % (<20%) 2 indicaciones	
2010	0,225	0,2625	0,3	0,30375	
2011	0,2165	0,254	0,2915	0,29525	
2012	0,208	0,2455	0,283	0,28675	
2013	0,1995	0,237	0,2745	0,27825	
2014	0,191	0,2285	0,266	0,26975	
2015	0,1825	0,22	0,2575	0,26125	
2016	0,174	0,2115	0,249	0,25275	
2017	0,1655	0,203	0,2405	0,24425	
2018	0,157	0,1945	0,232	0,23575	Reparación cuando el tubo alcanza C.A (0,15)
2019	0,3665	0,3665	0,3665	0,3665	
2020	0,358	0,358	0,358	0,358	
2021	0,3495	0,3495	0,3495	0,3495	
2022	0,341	0,341	0,341	0,341	
2023	0,3325	0,3325	0,3325	0,3325	

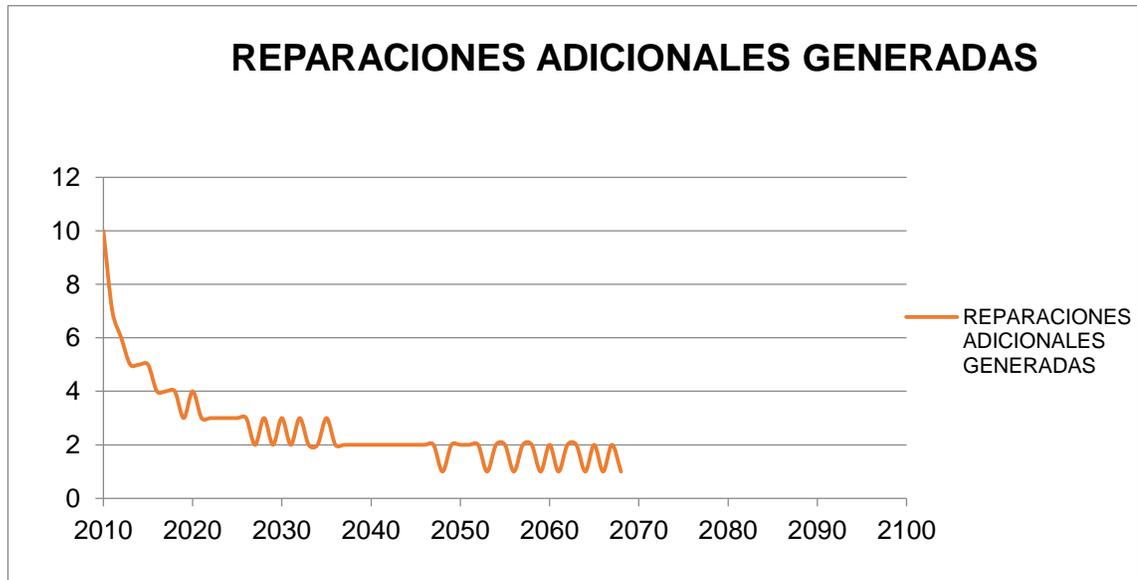
2024	0,324	0,324	0,324	0,324	
2025	0,3155	0,3155	0,3155	0,3155	
2026	0,307	0,307	0,307	0,307	
2027	0,2985	0,2985	0,2985	0,2985	
2028	0,29	0,29	0,29	0,29	
2029	0,2815	0,2815	0,2815	0,2815	
2030	0,273	0,273	0,273	0,273	
2031	0,2645	0,2645	0,2645	0,2645	
2032	0,256	0,256	0,256	0,256	
2033	0,2475	0,2475	0,2475	0,2475	
2034	0,239	0,239	0,239	0,239	
2035	0,2305	0,2305	0,2305	0,2305	
2036	0,222	0,222	0,222	0,222	
2037	0,2135	0,2135	0,2135	0,2135	
2038	0,205	0,205	0,205	0,205	
2039	0,1965	0,1965	0,1965	0,1965	
2040	0,188	0,188	0,188	0,188	abandono del ducto

Fuente. El autor

Una vez reparado se verifican las pérdidas de espesor según la tasa de corrosión suministrada (8.5 mpy). Haciendo seguimiento año a año se concluye que el ducto para el año 2040 se puede abandonar aun estando en condiciones de operación óptimas.

Realizando la reparación de las 23 indicaciones, más las corridas ILI (2020 y 2030), más la 12 inspecciones. La reparación tendría un costo aproximado de USD \$666.500, este costo es un preliminar pues hay que tener en cuenta que desde que se colocó en funcionamiento la línea de transporte año a año se han presentado nuevas indicaciones como a continuación se muestra en el grafico 1

Grafica 4. Reparaciones adicionales generadas año a año.



Fuente. El autor

A partir del grafico 4 es necesario calcular nuevamente el total de indicciones generadas.

Tabla 18. Pérdida de espesores desde el montaje de la línea de transporte. Las celdas resaltadas en rojo indican los años en los que se reparó el ducto

ANO	2010	2011	2012 (10)	2013 (7)	2014 (6)	2015 (5)	2016 (5)	2017 (5)	2018 (4)	2019 (4)	2020 (4)	2021 (3)	2022 (4)	2023 (3)	2024 (3)	2025 (3)	2026 (3)	2027 (3)	2028 (3)	2029 (2)	2030 (3)	2031 (2)	2032 (3)	2033 (2)	2034 (3)	2035 (2)	2036 (2)	2037 (3)	2038 (2)	2039 (2)	2040 (2)	
2010																																
2011																																
2012			0,375																													
2013			0,367	0,375																												
2014			0,358	0,367	0,375																											
2015			0,35	0,358	0,367	0,375																										
2016			0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																									
2017			0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																								
2018			0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																							
2019			0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,375																						
2020			0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,367	0,375																					
2021			0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,358	0,367	0,375																				
2022			0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																			
2023			0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																		
2024			0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																	
2025			0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375																
2026			0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375															
2027			0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,307	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375														
2028			0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,299	0,307	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375													
2029			0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,29	0,299	0,307	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375												
2030			0,273	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273	0,282	0,29	0,299	0,307	0,316	0,324	0,333	0,341	0,35	0,358	0,367	0,375											

En el 2018 se realizara la primera reparación. Allí se incluirán las siguientes indicaciones generadas:

Tabla 19. Indicaciones generadas hasta la fecha de la reparación.

AÑO	NUMERO DE INDICACIONES RESPECTO A LAS INICIALES	NUMERO DE INDICACIONES AÑO A AÑO
2010		0
2011	0	0
2012	10	10
2013	17	7
2014	23	6
2015	28	5
2016	33	5
2017	38	5
2018	42	4

Fuente. El autor

Con la totalidad de las indicaciones generadas se procede a realizar el cálculo de la reparación de la línea de transporte.

Realizando la reparación de las 65 indicaciones, más las corridas ILI (2020 y 2030), más la 12 inspecciones. La reparación tendría un costo aproximado de \$729.500 USD.

En el grafico 5 se puede apreciar como es el comportamiento del ducto con la reparación inicial y garantizando que en 2040 el ducto aún se encuentra en condiciones operables.

Grafica 5. Reparaciones realizadas durante el periodo de vida útil de la tubería.



Fuente. El autor

Si se quiere seguir con la línea en funcionamiento se deberá reparar en el 2044 las 92 indicaciones adicionales generadas desde el 2018. Y para esta fecha el costo de reparación sería de \$1.095.000 USD, Con esta inversión adicional se garantizara que el ducto opere hasta el 2070.

Finalmente, se calcula cuanto me vale la primera reparación en el 2018. Para ello se utilizara una tabla para cálculo de IPC¹⁹ la información allí suministrada me permite realizar el promedio de los últimos 10 años y con este valor base proceder a realizar el cálculo hasta la fecha en que me retiro del ducto como a continuación se describe:

Tabla 20. Cálculo del IPC para cada año tomando como base el costo de la reparación del ducto calculado inicialmente.

AÑO	COSTO AL 2013	COSTO CON IPC	COSTO TOTAL
2013	USD 729.500	USD 39.751	USD 769.251
2014	USD 769.251	USD 41.917	USD 811.169
2015	USD 811.169	USD 44.202	USD 855.370
2016	USD 855.370	USD 46.610	USD 901.981
2017	USD 901.981	USD 49.150	USD 951.131
2018	USD 951.131	USD 51.828	USD 1.002.959
2019	USD 1.002.959	USD 54.652	USD 1.057.611
2020	USD 1.057.611	USD 57.631	USD 1.115.242
2021	USD 1.115.242	USD 60.771	USD 1.176.013
2022	USD 1.176.013	USD 64.082	USD 1.240.095
2023	USD 1.240.095	USD 67.574	USD 1.307.669
2024	USD 1.307.669	USD 71.257	USD 1.378.926
2025	USD 1.378.926	USD 75.139	USD 1.454.065
2026	USD 1.454.065	USD 79.234	USD 1.533.299
2027	USD 1.533.299	USD 83.551	USD 1.616.850
2028	USD 1.616.850	USD 88.104	USD 1.704.955
2029	USD 1.704.955	USD 92.905	USD 1.797.860
2030	USD 1.797.860	USD 97.968	USD 1.895.827
2031	USD 1.895.827	USD 103.306	USD 1.999.133
2032	USD 1.999.133	USD 108.935	USD 2.108.068
2033	USD 2.108.068	USD 114.871	USD 2.222.940
2034	USD 2.222.940	USD 121.131	USD 2.344.070
2035	USD 2.344.070	USD 127.731	USD 2.471.801
2036	USD 2.471.801	USD 134.691	USD 2.606.493

¹⁹ Banco de la República - Índice de Precios al Consumidor (IPC) Total Nacional 1/ - Histórico Información Disponible a partir del mes de Julio de 1954 (Base: Diciembre 2008=100)

2037	USD 2.606.493	USD 142.031	USD 2.748.524
2038	USD 2.748.524	USD 149.770	USD 2.898.294
2039	USD 2.898.294	USD 157.932	USD 3.056.226
2040	USD 3.056.226	USD 166.537	USD 3.222.763
2041	USD 3.222.763	USD 175.612	USD 3.398.376
2042	USD 3.398.376	USD 185.182	USD 3.583.557
2043	USD 3.583.557	USD 195.272	USD 3.778.830

Fuente. El autor

Para el 2018 según cálculo del IPC el costo de la reparación fue de: \$1.002.959 USD, Si después del 2040 se seguirá trabajando y se realiza la reparación en el 2044 el costo será de \$.3984.743 USD

8. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS

Para plantear un modelo de gestión de integridad es necesario documentar las condiciones de integridad de las líneas de flujo, los cuales se tomarán como referencia para medir su eficiencia y desempeño, se tomarán los indicadores para la reducción de la probabilidad de falla en los sistemas y las consecuencias potenciales por la aparición de eventos no deseados.

El proceso incluye la inspección de las líneas de flujo, evaluación y caracterización de las indicaciones encontradas durante las inspecciones, evaluación de los resultados de caracterización, clasificación por defectos y severidad, Identificación de los peligros a los que se encuentra sometida una línea de flujo durante su ciclo de vida.

8.1 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS POTENCIALES

Para poder realizar la gestión de integridad, se identificarán los peligros potenciales para el ducto que sean aplicables, con base en los defectos y mecanismos de falla. Los peligros potenciales se pueden agrupar en las siguientes nueve (9) categorías de acuerdo a su naturaleza y características de crecimiento.

- Corrosión externa
- Corrosión interna
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- Defectos de fabricación
- Construcción
- Equipos (válvulas, actuadores, trampas y accesorios)
- Daños por terceros
- Operaciones incorrectas
- Clima y fuerzas externas

A continuación se muestran las categorías y los peligros potenciales que se deben considerar en las líneas de flujo enterradas:

Tabla 21. Categorías y peligros potenciales

No.	CATEGORIA	PELIGRO POTENCIAL
1	Corrosión externa	Corrosión exterior
2	Corrosión interna	Corrosión interior

3	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en ingles)	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en ingles)
4	Defectos de fabricación	Costura defectuosa
		Metal Base defectuoso
5	Construcción	Soldadura circunferencial defectuosa
		Alineación indebida
		Doblez por flexión o pandeo
6	Equipo	Falla de los empaques o anillos tipo O
		Componente rayado o roto
		Mal funcionamiento del equipo de control o relevo
		Falla del sello/bomba
7	Daño por terceros	Falla instantánea/inmediata
		Modo de falla retardado
		Vandalismo
		Impacto de objetos arrojados sobre el ducto
8	Operaciones incorrectas	Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
9	Clima y fuerzas externas	Tormentas eléctricas
		Viento, tormentas o inundaciones
		Sismos
		Erosión
		Deslizamiento del ducto

Fuente. El autor

8.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE ALTA CONSECUENCIA

La identificación de zonas de alta consecuencias que se puedan ver afectadas por el recorrido de la línea de flujo, permitirá establecer prioridades en el momento de realizar la evaluación de integridad, es importante tener en cuenta las principales amenazas de cada sección analizada y los niveles de riesgo calculados. A continuación se mencionaran las zonas de alta consecuencia identificadas:

Localización Clase 1:

- Cualquier localización que contenga diez (10) ó menos edificaciones destinadas para la ocupación humana.
- Costa afuera.

Localización Clase 2:

- Cualquier localización que tenga más de 10 pero menos de 46 edificaciones destinadas para la ocupación humana.

Localización clase 3:

- Cualquier localización que tenga 46 ó más edificaciones destinadas para la ocupación humana.
- Un área donde un ducto pasa a menos de 91 metros de una edificación o área exterior definida, que sea ocupada por 20 ó más personas al menos cinco (5) días a la semana, durante diez (10) semanas en un periodo cualquiera de 12 meses.

Localización clase 4:

- Cualquier localización donde prevalecen edificaciones de 4 ó más niveles sobre la superficie.

La extensión del segmento sobre las zonas de alta consecuencia, se deberá establecer de acuerdo a la distancia del peligro dominante, para la condición mas crítica (longitud de mayor afectación), por lo tanto, la longitud total del segmento que se encuentra en la zona de alta consecuencia deberá corresponder a la distancia entre la última construcción de la zona poblada en ambos extremos, más la longitud correspondiente a un radio equivalente a la distancia de afectación del peligro dominante para el caso más crítico.

8.3 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y CREACIÓN DE BASES DE DATOS

En esta etapa se busca identificar, recabar y verificar la información necesaria de las condiciones de una línea de flujo, para realizar una correcta evaluación del riesgo. Este análisis permitirá integrar la base de datos de las líneas inspeccionadas, para estudiar las condiciones actuales en cuanto a seguridad, integridad y operación de la inspeccionada.

Para integrar la base de datos es importante conocer la información que pueda ser utilizada para mejorar la integridad de la línea inspeccionada, para ello encontramos tres (3) tipos de factores:

- Factores dependientes del tiempo: son aquellos peligros que tienden a incrementarse con el paso del tiempo, como ejemplo se encuentra el fenómeno de corrosión.
- Factores residentes: son aquellos peligros que se originan durante la fabricación de la línea de flujo, el efecto de este tipo de factor se manifestara cuando el esfuerzo aplicado supera su capacidad de operación.
- Factores independientes del tiempo: son aquellos factores de riesgo que pueden ocurrir en cualquier momento, durante el ciclo de vida en servicio del ducto, como ejemplo se encuentra daños por terceros, por fuerzas externas o la combinación de ambos.

Durante la evaluación del riesgo es necesario tomar en consideración la información acerca de la etapa de diseño, construcción, operación y mantenimiento a continuación se muestra un resumen de la información que se debe considerar para realizar la evaluación del riesgo

Tabla 22. Información requerida para la evaluación del riesgo

TIPO	INFORMACIÓN
Identificación	Nombre de la línea de flujo.
	Origen (kilometraje).
	Destino (kilometraje).
Diseño	Longitud.
	Diámetro nominal.
	Espesor de pared.
	Especificación de material.
	Servicio de Diseño.
	Presión de Diseño.
	Temperatura de Diseño.
	Tipo de costura.
	Fecha de fabricación.
	Propiedades mecánicas del material.

	Protecciones del sistema de Ductos
Construcción	Fecha de construcción.
	Método de unión o acoplamiento, resultados del proceso de unión o acoplamiento y de inspección de la unión o acoplamiento por parte de los Regulados.
	Profundidad de enterrado.
	Tipo de cruces.
	Constancia de pruebas de hermeticidad.
	Método de recubrimiento de campo.
	Tipo de suelo, material de relleno.
	Presión de Prueba de hermeticidad.
	Reportes de inspección a cargo de los Regulados.
	Protección catódica.
	Tipo de recubrimiento
	Datos de seguridad Pre-arranque.
	Operación y mantenimiento
Propiedades físico-químicas del producto transportado.	
Volumen transportado.	
Historial de condiciones de operación.	
Fase del producto.	
Historial de fugas y derrames.	
Estado del recubrimiento.	
Monitoreo del sistema de protección catódica.	
Reporte de inspecciones internas mediante equipos instrumentados.	
Reporte de inspecciones con equipos de medición geométrica interior.	
Reporte de inspecciones mediante otras tecnologías.	
Reporte de inspecciones puntuales.	
Monitoreo de la Corrosión externa e interna.	
Cruces o Paralelismo con otros Ductos.	

	Historial de reparaciones.
	Vandalismo y Daños por terceros.
	Exposición a peligros /fenómenos naturales.
	Constancias de pruebas de hermeticidad y de presión.
	Auditorías y revisiones, realizadas por los Regulados.
	Reporte de las condiciones de las protecciones del sistema de Ductos.
	Inspección interna y externa realizada por los Regulados

Fuente. El autor

Se debe elaborar un plan de recopilación y revisión de la información para verificar la calidad y viabilidad de los datos, se debe revisar la vigencia de la información para la aplicabilidad en el modelo de gestión del riesgo, la información relacionada con peligros potenciales dependientes del tiempo (corrosión, agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos), se debe analizar para definir la utilización en función a la fecha de recolección.

8.4 EVALUACIÓN DEL RIESGO

La evaluación del riesgo es utilizada para identificar de manera rápida los niveles de riesgo y que incrementa la probabilidad de falla, con esta información se sustenta el alcance y el desarrollo de un plan de evaluación que servirá de modelo para monitorear el desempeño y las mejoras obtenidas al implementar las medidas de control de riesgo asociado a la integridad de líneas de flujo o segmentos de la línea analizados.

El plan de evaluación inicial debe considerar los siguientes aspectos:

- Identificación de factores de riesgo para cada sección de la línea de flujo
- Análisis de los factores de riesgo que incrementan los niveles de riesgo
- Evaluación de los beneficios derivados de acciones de mitigación
- Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para los peligros identificados
- Evaluación del impacto en la integridad debido a modificaciones den los intervalos de inspección
- Evaluación del uso o necesidad de metodologías alternas de inspección
- Asignación efectiva de recursos
- Desarrollo de procedimientos para minimizar los impactos ambientales,

Durante la valoración de los métodos de inspección utilizados en la evaluación de integridad, se deben tener en cuenta los defectos que se esperan encontrar, los factores de riesgo potenciales identificados en cada sección de la tubería inspeccionada y la priorización de segmentos de la línea de flujo con base a su probabilidad de falla.

Una parte integral del proceso de evaluación del riesgo es la incorporación de datos adicionales o cambios en estos, para asegurar las actualizaciones regulares se deben incorporar al proceso de evaluación del riesgo los planos del ducto, ingeniería y reportes de campo existentes e incorporar procesos adicionales como sea requerido.

Una vez se han identificado los eventos que pueden causar incidentes en una línea de flujo, se debe estimar la probabilidad en la cual estos eventos pueden ocurrir, la probabilidad de falla se debe expresar en términos de frecuencia como un número de eventos que ocurren en un tipos específico.

El análisis de las consecuencias de falla debe estimar la severidad del impacto del incidente en la seguridad y salud de la población, instalaciones y medio ambiente.

Como resultado de la evaluación del riesgo se debe generar un perfil de riesgo o una representación conjunta del riesgo total de la línea de flujo o la sección analizada, con el fin de realizar un análisis para distinguir entre los eventos de baja frecuencia / alta severidad y eventos de alta frecuencia / baja severidad.

8.5 EVALUACIÓN DE REFERENCIA Y MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD

Los métodos utilizados para la evaluación de la integridad se seleccionaran de acuerdo al orden secuencial que se presenta a continuación:

- Inspección interna
- Prueba hidrostática
- Evaluación directa
- Técnicas de inspección y monitoreo equivalentes o superiores a las mencionadas anteriormente

Con base en los peligros potenciales a los que está expuesta la línea de flujo, se puede requerir más de un método de evaluación de la integridad.

Inspección Interna: esta metodología se utiliza para localizar y caracterizar las siguientes indicaciones en la longitud de un ducto:

- Pérdida de material base de la tubería (interna o externa) localizada
- Pérdida de material base de la tubería (interna o externa) generalizada
- Grietas
- Abolladuras
- Laminaciones
- Defectos de fabricación de la tubería

Prueba Hidrostática: esta prueba permite localizar indicaciones cuando resulte una pérdida de contención en magnitud suficiente para ser registrada por los equipos de medición de presión instalados:

- Pérdida de material base de la tubería (interna o externa) localizada
- Pérdida de material base de la tubería (interna o externa) generalizada
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- Defectos de fabricación
- Cordón de soldadura defectuoso en las soldadura circunferencial

Evaluación Directa: esta metodología permite evaluar segmentos de la tubería y los siguientes fenómenos de corrosión:

- Corrosión externa de la tubería (ECDA)
- Corrosión interna de la tubería (ICDA)
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA)

La evaluación directa es un proceso estructurado que integra los resultados de las mediciones en campo con las características físicas e historial de operación de la línea de flujo o sección analizada y que consiste en las siguientes etapas:

- Evaluación previa
- Inspección indirecta
- Inspección directa
- Evaluación posterior

Tabla 23. Equipo utilizado para inspección interna y detección de indicaciones

INSPECCIÓN INTERNA	EQUIPO PARA PERDIDA DE METAL		EQUIPO PARA DETECCIÓN DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCIÓN DE LA GEOMETRÍA	
	FLUJO MAGNÉTICO		ULTRASONIDO HAZ RECTO	ULTRASONIDO (HAZ ANGULAR)	FLUJO TRANSVERSAL	GEÓMETRA (CALIPER)
	RESOLUCIÓN ESTÁNDAR	ALTA RESOLUCIÓN				

PERDIDA DE METAL CORROSIÓN						
CORROSIÓN EXTERNA	detecta 1 y dimensiona 2 no discrimina id/ od	Detecta 1 y dimensiona 2	Detecta 1 y dimensiona 2	Detecta 1 y dimensiona 2	Detecta 1 y dimensiona 2	no detecta
CORROSIÓN INTERNA						
CORROSIÓN EXTERNA AXIAL DELGADA	no detecta	no detecta3	Detecta 1 y	Detecta 1 y dimensiona 2	Detecta 1 y dimensiona 2	no detecta
AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA (AXIAL)						
POR CORROSIÓN BAJO ESFUERZOS (SCC)	no detecta	no detecta	no detecta	Detecta 1 y dimensiona 2	Detecta 1 y dimensiona 2	no detecta
POR FATIGA						
IMPERFECCIONES EN SOLDADURA						
LONGITUDINAL						
FUSIÓN INCOMPLETA / FALTA DE FUSIÓN						
GRIETAS EN LA LÍNEA DE FUSIÓN						
AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL						
ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS	detecta6	Detección 6 y dimensionamiento no confiable		Detección 6 y dimensionamiento no confiable		Detecta 7 y dimensiona
APLASTAMIENTO	en caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					detecta7 y dimensiona

RALLADURA O ENTALLADURA	detecta1 y dimensiona2					no detecta
LAMINACIÓN O INCLUSIÓN	detección limitada	detección limitada	detecta y dimensiona 2	detecta y dimensiona 2	detección limitada	no detecta
REPARACIONES PREVIAS	Detección de camisas de acero y parches. otros sólo con marcadores ferrosos		detección sólo de camisas de acero y parches, soldado al ducto		Detección sólo de camisas de acero y parches. otros sólo con marcadores ferrosos	no detecta
ANOMALÍAS RELACIONADAS CON FABRICACIÓN	detección limitada	detección limitada	detecta	detecta	detección limitada	no detecta
CURVATURAS	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	detecta y dimensiona 2, 9
OVALIDAD	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	detecta y dimensiona 2, 8
COORDENADAS DEL DUCTO	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta	no detecta
notas:						
1.- limitado por la profundidad, longitud y ancho de los defectos detectables mínimos			6.- confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura.			
2.- definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo.			7.- dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial.			
3.- si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo.			8.- si está equipado para medición de la ovalidad.			
4.- probabilidad reducida de la detección (pod) para grietas estrechas.			9.- si está equipado para medición de curvaturas.			
5.- transductores rotados a 90°						

Fuente. El autor

Debido a que el método de evaluación directa puede formar parte del proceso de administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como a continuación se describe:

- Evaluación previa
- Inspección indirecta
- Inspección directa
- Evaluación posterior

La inspección indirecta es aplicable para determinar las secciones de la tubería susceptibles a los siguientes peligros:

- Corrosión externa (CE)
- Corrosión interna (CI)
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- Agrietamiento bajo esfuerzos es presencia de sulfuros (SSC)

La inspección que se debe realizar para las secciones de la tubería mencionadas previamente se realizará bajo las siguientes metodologías:

- Potenciales a intervalos cercanos (CIS)
- Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG)
- Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACDG)
- Perfil de potenciales
- Perfil de resistividad e
- Inspección visual

8.6 RESPUESTA A LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD

Se deben implementar acciones de mitigación de acuerdo a unas prioridades de acuerdo a los resultados de la evaluación del riesgo y en la severidad de las indicaciones encontradas durante la inspección, la respuesta a la evaluación de la integridad debe contener como mínimo:

- Tiempos de respuesta de acuerdo a las indicaciones obtenidas por la inspección
- Actividades de reparación para eliminar la condición insegura
- Acciones preventivas para eliminar o reducir el peligro
- Frecuencias de inspección

Los métodos de reparación a utilizar e una tubería con defectos que no cumplen de acuerdo a los criterios de aceptación. Contenidos en los códigos de construcción y requieren reparación inmediata, deben realizarse conforme a lo indicado en la tabla 5, si la línea de flujo puede sacarse de operación, será preferible realizar una reparación definitiva de tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se podrá optar por una reparación provisional mediante abrazaderas de fábrica, o por una reparación definitiva del tipo reforzamiento, esto consiste en la instalación de una cascota soldada.

Tabla 24. Métodos De reparación

Anomalías		ESTRATEGIAS PRIMARIAS DE REPARACION 1				
		Depósito de soldadura ²	Camisas Tipo A	Camisas Tipo B	Envolvente No Metálica	Hot Tap
Pérdida de Metal Externa <80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	SI	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	SI	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	SI	SI	SI	SI	SI
	Codo	SI	SI 3	SI 3	SI 4	SI
Pérdida de Metal Interna <80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO 3	SI 3	NO	SI
Pérdida de Metal Externa 80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI3	NO	SI
Pérdida de Metal Interna 80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI3	NO	SI
Fugas, Fisuras, Quemaduras de arco eléctrico, defectos de fabricación y defectos en	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO

soldaduras10	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	NO 8
	Codo	NO	NO	SI3	NO	NO 8
Abolladura con concentración de esfuerzos	Soldadura Longitudinal	NO	SI 5,6	SI 6	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI 5,6	SI 6	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI 5,6	SI 6	NO	SI 9
	Codo	NO	SI 3,5,6	SI 3,6	NO	SI 9
Abolladura Plana	Soldadura Longitudinal	NO	SI 5	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI 5	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI 5	SI	NO	SI 9
	Codo	NO	SI 3,5	SI 3	NO	SI 9
<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- El reemplazo de la sección de la tubería que contiene el defecto o anomalía siempre es una reparación efectiva. 2.- El depósito de soldadura requiere un espesor mínimo de la pared calculado, considerando la penetración del electrodo más el espesor resultante debido a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado de soldadura. 3.- Las camisas metálicas para codos o curvas pueden ser del tipo atornilladas o bipartidas, su instalación requiere de un estudio de ingeniería y soldadas mediante un procedimiento calificado. 4.- Se requiere utilizar personal calificado y procedimientos aprobados para la instalación de camisas no metálicas en codos, curvas y tubería recta. 5.- Debe emplearse un epóxico incompresible para llenar el espacio anular entre la camisa y el tubo que contiene la abolladura. 6.- El daño mecánico localizado en la abolladura deberá removerse por desbaste, previo a la instalación de la camisa, no debe desbastarse más del 10% del espesor de pared. En caso de desbastes mayores al 10%, se requiere de un espesor mínimo de pared calculado de acuerdo a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado. 7.- Otros métodos de reparación pueden ser utilizados, siempre y cuando se presenten y tengan datos basados en una práctica precisa de ingeniería. 8.- Las fisuras que no presenten fugas pueden ser removidas y retiradas mediante Hot Tap. 9.- Si la abolladura es completa puede ser removida. 10.- Las quemaduras por arco eléctrico y los defectos de la soldadura circunferencial pueden ser reparados desbastando el defecto si es superficial y/o empleado envolventes tipo A o B tan largas como la reparación sea requerida, basándose en pruebas y análisis de ingeniería. 						

Fuente. El autor

8.7 ESTRATEGIAS DE PREVENCIÓN

El programa de administración de la integridad debe incluir actividades necesarias para prevenir y minimizar las consecuencias de una fuga, las acciones de prevención pueden identificarse durante la operación normal de la línea de flujo, la evaluación del riesgo, la implementación del plan de inspección o durante la reparación.

El programa de gestión de integridad debe considerar las siguientes actividades de prevención:

- Inyección de inhibidores
- Reforzamiento de la protección catódica
- Protección anticorrosiva
- Monitoreo de la velocidad de corrosión interior
- Válvulas de corte de flujo o válvulas a control remoto
- Prevención de daños por terceros
- Detección de fugas
- Minimizar las consecuencias de fuga
- Reducción de presión de operación
- Verificación de las indicaciones

Los intervalos para la evaluación de la integridad de líneas de flujo que transportan hidrocarburos líquidos deberán ser determinados con base en los resultados del análisis del riesgo y considerando lo siguiente:

- Integrar los datos de la evaluación de integridad realizada por última vez
- Utilización de métodos de evaluación indirecta que proporcionen información de la condición de la línea de flujo
- Determinación de la velocidad de crecimiento de los defectos con base en los peligros potenciales que afectan la sección de tubería evaluada.

9. CONCLUSIONES

El estudio de caso permitió determinar el estado actual de la línea de flujo mediante la utilización de procedimientos de inspección más eficaces y seguros sin la necesidad de interrumpir el servicio, así como las modificaciones en condiciones de operación, diseño y refuerzos, todo esto con el único objetivo de alargar la vida útil del ducto inspeccionado.

En la realización del análisis de integridad se pudo determinar la presión máxima de operación a la cual puede ser sometida la línea de flujo, se tuvieron en cuenta los mecanismos de daño identificados y las dimensiones de las indicaciones, esta información se incorporó en una matriz de riesgo para establecer las condiciones seguras de operación y poder prolongar la vida útil de la línea inspeccionada.

Con la línea de flujo inspeccionada, una vez se realizó la reparación correspondiente al año 2018 y verificando las pérdidas de espesor, se pudo determinar que para el año 2040 se puede abandonar el ducto aun estando en condiciones de operación óptimas.

Este modelamiento servirá como guía práctica para el manejo de la gestión de integridad en tuberías que transportan hidrocarburos líquidos, vinculando los diversos aspectos relacionados con el análisis de esfuerzos, detección de defectos, el entregable es un informe del estado actual de la línea inspeccionada de acuerdo a su estado de integridad y necesidades de intervención si se llegasen a encontrar, priorizando las reparaciones y optimizando a largo plazo los recursos asignados.

10. BIBLIOGRAFÍA

API RP 580, 2016. Risk – Based Inspection. API Recommended Practice 580, 3rd Edition 2016.

Mammoli. A, Graham. L, Reimanis. E y Tullock. L, "The effect of flaws on the propagation of cracks at bi-materials interfaces". Great Britain. Vol. 43, Issue 3, p. 1149-1156. 1995.

Baohua. C, Yaow. S y Shijie. D, "Studies on a computational model and the stress weld characteristics of weld-bonded joints for a car body steel sheet". Journal of Materials Processing Technology. Vol. 100, p. 171-178. 2000.

Lichun. B, "Crack growth prediction and non-linear analysis for an elasto-plastic solid". International Journal of Engineering Science. Vol. 47, p. 325-341. 2009.

Changheui. J, Pyung-Yeon. C, Minu. K, Seung-Jin and. O y Jun-Seog. Y, "Effects of microstructure and residual stress on fatigue crack growth of stainless steel narrow gap welds". Materials and Design. Vol. 31, p. 1862-1870. 2010.

API RP 581, 2016. Risk – Based Inspection Technology. API Recommended Practice 580, 3rd Edition 2016.

Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO 14224:2016).

Petroleum and natural gas industries. Material for use in H₂S – containing environments in oil and gas production (NACE MR0175).

SP0110S-2018- SG, Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.

SP0210 – 2010 – SG, Pipeline External Corrosion Confirmatory Direct Assessment.

NACE Standard RP0502 – 2010 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology (ECDA).

NACE Standard SP0208 – 2008 – SG, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines

ASME SECCIÓN IX “Qualification standard for welding, brazing, and fusing procedures; welders; brazers; and welding, brazing, and fusing operators”

ASME B31.4 PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS

Banco de la República - Índice de Precios al Consumidor (IPC) Total Nacional 1/ - Histórico Información Disponible a partir del mes de Julio de 1954 (Base: Diciembre 2008 = 100).

Cortes. C, “Análisis de integridad de ductos”, p.83 – 123. 2011.

PEMEX, “Manual de administración de integridad del proceso de logística, transporte y distribución de petróleos – modalidad ductos”, p.44 – 76. 2009.

Proyecto De Modificación De La Norma Oficial Mexicana Nom-027-Sesh-2010, Administración De La Integridad De Ductos De Recolección Y Transporte De Hidrocarburos. Disponible en:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5350411&fecha=27/06/2014

Rondón. V, “Desarrollo de un procedimiento de soldadura para recuperación de espesor de pared en tubería API 5L grado X65 en servicio, para transporte de hidrocarburos”, p.17 – 41. 2014.