

ESTUDIO CONCEPTUAL DE INTEGRIDAD A LÍNEAS DE FLUJO PARA
TRANSPORTE DE CRUDO, DESDE CABEZAL DE POZO A MÚLTIPLE DE
SEPARACIÓN.

DIEGO ANDRÉS SALAZAR MORA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE LOS MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN EN INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA
2018

ESTUDIO CONCEPTUAL DE INTEGRIDAD A LÍNEAS DE FLUJO PARA
TRASPORTE DE CRUDO, DESDE CABEZAL DE POZO A MÚLTIPLE DE
SEPARACIÓN.

DIEGO ANDRÉS SALAZAR MORA

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Integridad de Equipos y Ductos

Director: Gerardo Santos
Magister Ingeniería Mecánica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE LOS MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN EN INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA
2018

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme culminar con éxito esta etapa profesional, a la Universidad Industrial de Santander por brindarme el espacio para consolidar, formar y desarrollar las habilidades profesionales necesarias para ser orgullosamente un miembro de tan respetada alma mater.

Agradezco a mis padres y hermanos por su constancia, paciencia y apoyo para llevar adelante este logro que más que personal es el trabajo en equipo de seres tan maravillosos y ejemplares, en especial a Samuel por su gran aporte y el excelente trabajo desarrollado en el aspecto ambiental del presente documento. Al activo más importante de mi vida José Ricardo, fuente de inspiración y motivación para asumir este proyecto, a todos y cada uno de mis compañeros por sus aportes para la ciencia y la vida.

A mi director y orientador. Magister Gerardo Santos, por permitirme trabajar a su lado y por los conocimientos recibidos en el desarrollo del programa y en la ejecución de este proyecto.

A los profesores, profesionales y amigos que hacen parte del programa de especialización de integridad de ductos y equipos por sus invaluable experiencias, anécdotas, reflexiones y conocimientos que han sido parte fundamental para mi crecimiento intelectual y profesional.

A la Corporación Cima por haberme brindado las herramientas para desarrollar el presente estudio de caso, al ingeniero Pedro Carvajal por el tiempo y la ayuda brindada durante las labores de campo.

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION	23
1 MARCO TEORICO	26
1.1 ANALISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS	26
1.1.1 Requisitos legislativos para la integridad de ductos..	27
1.1.2 Programas de gestión de integridad como herramienta de decisión.	28
1.2 PLAN DE EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	29
1.2.1 Valoración de peligros y amenazas a la integridad de sistemas de tuberías.	30
1.2.2 Determinación de Peligros.	30
1.3 IDENTIFICAR Y CLASIFICAR AMENAZAS	31
1.4 VALORACIÓN DE AMENAZAS.....	31
1.5 PLANES EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....	32
1.6 PLANES DE REMEDIACIÓN Y REPARACIONES PARA SISTEMAS DE TUBERIAS DE HIDROCARBUROS	33
1.7 PLANES DE REEVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....	34
1.8 PLANES DE MEDIDAS PREVENTIVAS Y MITIGANTES	34
1.8.1 Priorización.	34
1.8.2 Asignación de recursos.....	35
1.8.3 Posibilidades de mitigación.....	35

1.9 PLANES DE CONTROL DE CAMBIO	37
1.10 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (AAC).....	37
1.10.1 Áreas Excepcionalmente.	39
1.10.2 Áreas con población:	40
1.10.3 Vías fluviales navegables de transito comercial:.....	41
1.11 MÉTODOS DE REPARACIÓN DE TUBERÍAS	42
1.12 ASPECTOS RELEVANTES PARA LA REPARACIÓN DE TUBERIAS	42
1.12.1 Aseguramiento del Entorno.....	42
1.12.2 Procedimiento para Reparaciones de Tuberías.....	43
 2 ALCANCE DE INTEGRIDAD DEL SISTEMA ATUB81, MEDIANTE PERFIL GRÁFICO DE TUBERÍA	 45
 3 IDENTIFICACIÓN ÁREAS ALTA CONSECUENCIA – AAC, PARA EL DUCTO ATUB 81.	 48
3.1 Áreas Excepcionalmente Sensibles	49
3.1.1 Zona ambientalmente crítica:	49
3.1.2 Zona ambientalmente sensible:	49
3.2 Áreas con población	54
3.3. Vías fluviales navegables de transito comercial.....	56
3.4. Priorización de las áreas de alta consecuencia – AAC	56

4. DATOS, REGISTROS E INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE DE CRUDO ATUB81	59
4.1 Descripción del tramo de estudio	59
4.2 Desarrollo de la inspección	61
4.2.1. Inspección visual de Recorrido de línea.	62
4.2.2. Inspección Visual Detallada en Anomalías de Tramos Aéreos.	66
4.2.3. Inspección por Partículas Magnéticas en Anomalías de Tramos Aéreos.	69
4.2.4. Inspección de tramos enterados por DCVG.	71
4.2.5. Evaluación de tramos enterrados por DCVG.....	71
4.2.6. Medición de espesores por ultrasonido (UT), en tramos aéreos desde cabezal de pozo hasta múltiple de separación.	77
4.2.7. Medición de espesores de película seca.	80
4.2.8. Valoración mecánica en múltiple de separación, clúster 21.	81
5. CÁLCULOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD CONFORME A ASME 31.4- 2016, ASME B31G-2012, API 570 FOURTH EDITION	85
5.1. CLASIFICACIÓN DE DATOS E INFORMACIÓN SEGÚN PRIORIDAD	85
5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE A.....	86
5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE B.....	87
5.3.1 Análisis de Integridad para Anomalías Clase B en Reducciones de Espesor de Pared por Arranque de material con Fisura Superficial..	87
5.3.2. Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Abolladuras Con Entallas, Rayones, Corrosiones o Fisuras.	88

5.3.3. Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Entallas y Rayones con Pérdida de Material entre el 20 y el 80%.....	90
5.3.4 Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Perdidas de Espesor de Pared por Corrosión Externa o Interna.	91
5.4. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD PARA ANOMALÍAS CLASE C PARA ABOLLADURAS CON REDUCCIÓN DE NPS>6%	105
5.5. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD PARA ANOMALÍAS CLASE D PARA ENTALLAS Y RAYONES CON PÉRDIDA DE ESPESOR MENOR AL 20%.....	106
5.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE E.....	108
6. CONCLUSIONES	110
7. RECOMENDACIONES.....	114
BIBLIOGRAFÍA.....	115

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Datos georreferenciados de la línea ATUB 81.....	45
Tabla 2. Fuentes de Agua Potable de Influencia Directa e Indirecta con respecto al CLUSTER 21.	53
Tabla 3. Hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico de Influencia Directa e Indirecta con respecto al CLUSTER 21.	53
Tabla 4. Áreas con población de Influencia Directa e Indirecta.	56
Tabla 5. Criterios evaluativos para la Priorización de las Áreas de Alta Consecuencia.	56
Tabla 6. Criterios evaluativos para la Priorización de las Áreas de Alta Consecuencia.	57
Tabla 7. Datos generales línea ATUB 81.....	59
Tabla 8. Condiciones de diseño y construcción línea ATUB 81.....	59
Tabla 9. Resumen monitoreo de Corrosión Interna (CI).	60
Tabla 10. Clasificación para la Corrosividad de Fluidos.	61
Tabla 11. Anomalías por Inspección Visual en Tramos Aéreos.....	65
Tabla 12. Resultados de la inspección visual detallada en anomalías de tramos aéreos, ATUB 81.	69
Tabla 13. Hallazgos de partículas magnéticas en tramos aéreos, línea ATUB 81.	71
Tabla 14. Reporte de anomalías por DCVG.	71
Tabla 15. Hallazgos Inspección Visual Detallada en Anomalías Reportadas por DCVG.	76
Tabla 16. Hallazgos por Partículas Magnéticas en Anomalías Reportadas por DCVG.	76

Tabla 17. Medición de espesores por ultrasonido en Anomalías Reportadas por DCVG.	77
Tabla 18. Medición de espesores UT para la línea 81.....	78
Tabla 19. Espesores de Película Seca, Tramo Aéreo línea ATUB81.	80
Tabla 20. Resumen Anomalías MFL – Scan A en Pierna Muerta- Múltiple 21.	82
Tabla 21. Resumen Mapeo de Corrosión (Scan-C) en Pierna Muerta- Múltiple 21.	82
Tabla 22. Clasificación de Anomalías Conforme a Resultados de Valoración Mecánica Línea ATUB81.	86
Tabla 23. Valoración de Integridad para Fuga de Producto en Válvula de Compuerta.	87
Tabla 24. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+015.....	88
Tabla 25. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+440.....	89
Tabla 26. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisas 00+149, 00+242, 00+261 y 00+400.	90
Tabla 27. Datos de Campo de Pérdida de Espesor de Pared por Corrosión Externa, Anomalía TE-01.....	91
Tabla 28. Valoración de Integridad para Anomalías TE-01.	97
Tabla 29. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-01.....	98
Tabla 30. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-01.	99
Tabla 31. Valoración de Integridad para Anomalías PM-01.....	100
Tabla 32. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-02.....	101
Tabla 33. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-02.	101
Tabla 34. Valoración de Integridad para Anomalías PM-02.....	102
Tabla 35. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-03.....	103

Tabla 36. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-03.	104
Tabla 37. Valoración de Integridad para Anomalías PM-03.....	104
Tabla 38. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+403.....	106
Tabla 39. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+403.....	107
Tabla 40. Valoración de Integridad para Anomalía de Ajuste de Pernos.....	108
Tabla 41. Valoración de Integridad para Defectos en Recubrimiento.	109

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curva de rangos de fallas comunes (Curva de Bañera).	26
Figura 2. Valoración del riesgo.	30
Figura 3. Esquema del proceso de Valoración de Amenazas.	32
Figura 4. Protocolo de evaluación de ingeniería para defectos del tipo concentrador de esfuerzos.	44
Figura 5. Mapa de localización general, Línea ATUB 81.	46
Figura 6. Mapa de localización línea ATUB 81, respecto a casco urbano principal.	47
Figura 7. Trazado de línea ATUB 81 e identificación de zonas pobladas cercanas.	47
Figura 8. Área circular de impacto potencial.	48
Figura 9. Zonas de alta sensibilidad ambiental.	50
Figura 10. Zonas de mediana sensibilidad ambiental.	51
Figura 11. Zonas de baja sensibilidad ambiental.	52
Figura 12. Áreas con población de Tipo 3.	55
Figura 13. Zonificación ambiental del área directa e indirecta de influencia.	58
Figura 14. Vista general de la cabeza de pozo.	62
Figura 15. Deterioro general en el recubrimiento en salida de pozo.	63
Figura 16. Vista general de múltiple.	63
Figura 17. Deterioro General en Recubrimiento de Válvula de Compuerta.	64
Figura 18. Fuga de Producto por Válvula.	64
Figura 19. Condición Sub-estándar en Uniones Bridadas.	65
Figura 20. Medición de profundidad Anomalia 1 abscisa 00+015.	67

Figura 21. Medición de profundidad Anomalía 2 abscisa 00+149.	67
Figura 22. Medición de profundidad Anomalía 3 abscisa 00+222.	67
Figura 23. Medición de profundidad para rayón abscisa 00+242.	68
Figura 24. Medición de profundidad para rayón abscisa 00+261.	68
Figura 25. Inspección por WFMT Anomalía 1 abscisa 00+015.....	69
Figura 26. Inspección por WFMT Anomalía 2 abscisa 00+149.....	70
Figura 27. Inspección por WFMT Anomalía 3 abscisa 00+222.....	70
Figura 28. Inspección por WFMT Anomalía 4 abscisa 00+242.....	70
Figura 29. Inspección por WFMT Anomalía 5 abscisa 00+261.....	70
Figura 30. Excavación Manual y mecánica.....	72
Figura 31. Identificación de daños y preparación de superficie.	72
Figura 32. Inspección Visual de Anomalía N° TE-01; reportada por DCVG.	73
Figura 33. Inspección Visual de Anomalía N° TE-02; reportada por DCVG.	73
Figura 34. Inspección Visual de Anomalía N° TE-03; reportada por DCVG.	74
Figura 35. Inspección Visual de Anomalía N° TE-04; reportada por DCVG.	75
Figura 36. Zonas de toma de espesores UT, línea ATUB 81.	77
Figura 37. Perfil de Espesores Tubería Aérea, Línea ATUB 81.....	80
Figura 38. Indicación de máxima pérdida por MFL.	81
Figura 39. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalía PM-A1.....	83
Figura 40. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalía PM-A2.....	83
Figura 41. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalía PM-A3.....	84
Figura 42. Clasificación de Datos Según Criticidad de Anomalías.	85
Figura 43. Perfil de pérdida de pared en anomalía TE-01.	92

GLOSARIO

ABOLLADURA: Deformación cóncava permanente de la sección transversal de la tubería que produce una reducción en el diámetro; producida por una presión o un golpe.

ACCIONES ANTRÓPICAS: son los resultados de factores generados por la influencia del ser humano en un medio, sea natural o social.

AGRIETAMIENTO: Formación de grietas en una superficie.

ANOMALIA: Indicación detectada por ensayos no destructivos.

ÁREA DE ALTA CONSECUENCIA: Locaciones donde los ductos o tuberías podrían tener un efecto adverso en zonas inusualmente sensibles, áreas altamente pobladas, o una vía navegable comercial.

ASEGURAMIENTO DIRECTO DE LA CORROSIÓN EXTERNA: Proceso de evaluación de integridad para determinar corrosión externa por daños en el recubrimiento o deficiencias en la protección catódica de tuberías enterradas, seguida de procedimiento de evaluación directa mediante excavaciones del área de interés.

ASEGURAMIENTO DIRECTO DE LA CORROSIÓN INTERNA: Proceso de evaluación de integridad conducido con el propósito de localizar y remediar anomalías derivadas de la corrosión interna de la tubería.

BOQUILLA: Tramo de tubo cortó que tiene una rosca en ambos extremos para formar la unión entre dos accesorios.

BRIDAS: Elementos mecánicos diseñados para alineación de secciones de tuberías, equipos y accesorios. Destinadas para permitir la unión de las partes que conforman esta instalación, mediante la instalación de pernos de ajuste.

CAMISA / CASCOTA: Tramo de tubería metálica o láminas roladas a un diámetro ligeramente mayor al diámetro externo de la tubería a reparar. Diseñada como la unión de dos mitades para confinar defectos en tuberías a presión.

CELDA DE CORROSIÓN: es una celda o pila galvánica en la cual las reacciones electroquímicas que tienen lugar conducen a la corrosión.

COLAPSO PLASTICO: Condición para la cual ocurre la deformación ilimitada sin aumento de la carga.

CONDICIÓN DEL ACTIVO: característica propia de un sistema con capacidades funcionales y operativas que se deben mantener durante su operación.

CONSECUENCIA: Impacto que una falla en la tubería podría presentar en el público, los empleados, la propiedad, la imagen y el medio ambiente.

CORROSIÓN: es el deterioro de un material por causa de una reacción química o electroquímica, con su medio ambiente, usualmente un metal.

CUERPOS DE AGUA LÉNTICOS: ecosistemas que pertenecen al grupo de aguas continentales, donde se caracterizan por carecer de caudal físico, pero poseen caudal biológico, por ende, tienen la capacidad de generar grandes cantidades de materia orgánica. En estos ecosistemas se encuentran los lagos, lagunas, charcos, zonas húmedas (pozos), ciénagas, marismas, humedales, entre otros cuerpos de agua estancadas.

CUERPOS DE AGUA LÓTICOS: ecosistemas correspondientes a aguas continentales (agua dulce), definidos por disponer de caudal físico y caudal biológico, es decir, sistema de agua corriente con flujo direccional. Están comprendidos en estos ecosistemas cuerpos de agua tales como, ríos, quebradas, torrentes, riachuelos, arroyos entre otros.

DAÑOS GEOMÉTRICOS: Son alteraciones de características propias de un elemento; en cuanto a profundidad, longitud, anchura e incluso presión de ruptura.

DEFECTO: Una o varias imperfecciones cuyas dimensiones, formación, orientación, localización o propiedades no cumplen los criterios de aceptación definidos y son rechazados.

DEFORMABLE: Material que puede deformarse, es decir, varía la distancia entre dos puntos cualesquiera cuando se le somete a una fuerza o incremento de temperatura.

DISCONTINUIDAD: Falta de Continuidad o cohesión, interrupción intencional o no intencional de la estructura física o configuración de un material o componente.

DUCTO: es una tubería por la que se transporta algún producto. Normalmente se suele utilizar en las áreas de transformación energética como el gas, petróleo, agua o vapor.

DUCTILIDAD: Entiéndase por la habilidad propia de los materiales o estructuras de someterse a deformaciones extensas sin sufrir fractura. Ductilidad es lo opuesto a frágil

ECOSISTÉMICO: es la agrupación de las funciones, procesos y servicios que ofrece un ecosistema.

ENDÓGENOS: hace referencia a lo que se origina internamente, sean acciones, ciclos, procesos, actividades, movimientos, desarrollo, transformaciones, evolución e involución en un ecosistema llámense ecosistemas terrestres, acuáticos y/ o mixtos.

ESPACIO ANULAR: Es la diferencia de espacio que se genera en una reparación mecánica entre la cascota y la tubería.

EXÓGENAS: Referente a lo que se origina externamente, sean acciones, ciclos, procesos, actividades, movimientos, desarrollo, transformaciones, evolución e involución en un ecosistema llámense ecosistemas terrestres, acuáticos y/ o mixtos.

FALLA: Es la incapacidad de una componente de funcionar de forma confiable y segura, conforme a su condición prevista.

FALLAS DE DUCTOS: Es la situación en la que entra en juego el rendimiento y la eficiencia del ducto, conllevando a pérdidas en la producción, pérdidas económicas para la empresa e inoperatividad del activo.

FATIGA: Proceso de desarrollo o extensión de una grieta como resultado de ciclos repetidos de esfuerzo.

IMPERFECCIÓN: Desviación a la calidad de una condición prevista, discontinuidad o irregularidad que es detectada por inspección.

INDENTACIÓN MECÁNICA: Perdida de material inducida mecánicamente, que causa cavidades largadas localizadas en una tubería de metal.

INDICACIÓN: Respuesta o evidencia de una examinación no destructiva.

INDICACIÓN RELEVANTE: Indicación no destructiva que es causada por una condición o tipo de discontinuidad que requiere evaluación.

MAGNETO ESTRICTIVO: son materiales que experimentan un cambio de dimensiones cuando son sometidos a un campo magnético. Este cambio de dimensiones se produce en la dirección del campo magnético aplicado y puede resultar en un alargamiento o acortamiento, dependiendo del material y de la magnitud de campo magnético aplicado.

MATERIAL EPOXICO: Son materiales que tienen la particularidad de formar una capa protectora contra factores ambientales; así como de mejorar en el caso de las pinturas su nivel de impregnación a la superficie y de optimizar la adherencia en capas posteriores de este recubrimiento. Usado como material de refuerzo mecánico para transferir los esfuerzos mecánicos de la tubería a la camisa de reparación.

MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN: Presión máxima a la que un tramo o un segmento de tubería podría estar operando normalmente.

MFL: (Pérdida de flujo magnético). Es una técnica de inspección rápida adecuada para medir la pérdida de la pared y detectar defectos agudos tales como la abrasión y aparición de grietas circunferenciales. La técnica MFL es eficaz para tuberías y ductos de acero al carbono, ya que el campo magnético prácticamente no se ve afectado.

PELIGRO: Condición física o química que tiene la capacidad de generar daño a las personas, el medio ambiente, la propiedad y la imagen.

PERDIDA DE MATERIAL: Anomalías en la tubería en la cual metal ha sido removido de la superficie del ducto, debido a corrosión o arranque de material.

PERNADO: Sistema mecánico de fijación y ajuste de sistemas de tuberías, válvulas y equipos, compuesto por pernos / espárragos, tuercas y arandelas.

PRESIÓN DE OPERACIÓN SEGURA: Presión de falla, calculada mediante evaluaciones aceptadas de ingeniería (B31G, RSTRENG, etc.) para un defecto y dividido por 1.39, para que un defecto pueda operar de forma segura en la zona de la indicación. La presión segura de operación de un defecto debe ser comparada a la presión de operación actual y la máxima presión de operación del lugar para determinar la gravedad del defecto y su prioridad para acción

PRÍSTINA: adjetivo de original o primitivo, hace referencia al estado y condiciones originales del ecosistema antes de que tuviese interacción humana.

QUEMONES: Es la ruptura o perforación del espesor de pared de la tubería o lamina, causada por el arco de soldadura.

RECUBRIMIENTOS: son materiales que forman películas transparentes o pigmentadas, que se aplican para proteger la superficie ante los efectos del medio ambiente. Se utiliza para formar capas protectoras artificiales sobre la superficie del hierro o el acero y así prolongar su vida útil. Sin embargo, cada tipo de recubrimiento tiene funciones específicas, como la reducción de fricción, protección anti-derrapante y resistencia a la abrasión, entre otros.

REVESTIMIENTO: Se utiliza para nombrar la capa que protege una superficie.

SCADA: es un sistema de supervisión, control y adquisición de datos que ayuda a mejorar la toma de decisiones en remoto desde una cabina de mando, permite a los ingenieros de cualquier empresa llevar un control exhaustivo de todos los dispositivos en tiempo real y, además, crear alarmas y advertencias para corregir posibles desviaciones.

SEGMENTO: Longitud de tubería o parte de un sistema que tiene características únicas en una locación geográfica específica.

SOLDADURA A FILETE: Soldadura de sección transversal triangular que une dos superficies en ángulo recto aproximadamente, mediante junta en esquina, en tee, en esquina y solapada.

TASA DE GASTO: Corresponde a la reducción de espesor que puede experimentar una superficie metálica expuesta a un ambiente corrosivo, durante un periodo de tiempo de evaluación.

VENTEO: sistema diseñado para prevenir los efectos de las alteraciones de la presión interna de un recipiente o tubería a presión.

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO CONCEPTUAL DE INTEGRIDAD A LÍNEAS DE FLUJO PARA TRANSPORTE DE CRUDO, DESDE CABEZAL DE POZO A MÚLTIPLE DE SEPARACIÓN*

AUTOR: SALAZAR MORA, Diego Andrés**

Palabras Claves: Evaluación de integridad, Presión de operación segura, Reparación mecánica de contención, Velocidad de Corrosión.

DESCRIPCIÓN: El presente documento ostenta un estudio de caso para la evaluación de integridad en tuberías de transporte de hidrocarburos desde la cabeza de pozo hasta el cabezal de distribución.

El estudio analiza y define las zonas de altas, media y baja consecuencia que se ven afectadas por las potenciales amenazas identificadas en la línea ATUB 81. Las metodologías de adquisición de datos para la identificación de amenazas se realizó mediante pruebas de aseguramiento de corrosión interna y externa.

La evaluación de integridad para los defectos con pérdida de espesor permitió establecer por código ASME B 31G, 31G MODIFICADO que la presión de operación segura es 1000 psi valor superior a 3,3 veces la máxima presión de operación de la línea ATUB 81; considerando los criterios de aceptación para una pérdida de espesor del 0,5 veces el espesor de la línea para el servicio definida por parte del operador del ducto y la evaluación por API 570 de las zonas corroídas evidenció velocidades de corrosión moderadas (3.4mpy) y altas (5.4mpy). Los análisis de integridad por ASME B 31.4 para imperfecciones en la reducción del diámetro de la tubería, concentradores mecánicos, indentaciones y pérdida de espesor por acción mecánica externa, evidenció defectos para intervención inmediata. Las metodologías propuestas para recuperar la integridad de la línea ATUB 81, definió reparación mecánicas de contención y sustitución de tramos, metodologías aprobadas y definidas por el código ASME – PCC2 y API 1160.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisico-químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencias de los materiales. Director: Gerardo Santos

ABSTRACT

TÍTULO: CONCEPTUAL FRAMEWORK FOR DETERMINING INTEGRITY OF CRUDE OIL PIPELINES FROM WELL HEAD TO PRODUCTION MANIFOLD *

AUTHOR: SALAZAR MORA, Diego Andrés**

Keywords: Integrity evaluation, safe operation pressure, restraints reparation, corrosion rate.

This document presents a case study which objective is to evaluate the integrity of the pipelines of hydrocarbons from the well head to the manifold.

The study analyzes and defines the high, medium and low consequences areas that are affected by potential threats identified by the ATUB 81 line. The methodologies for data acquisition regarding threat recognition were executed through internal and external assurance corrosion tests.

The integrity evaluation for wall thickness loss failures allowed us to set, by the code ASME B 31G, 31G MODIFIED, that the safe operation pressure is 1000 psi to a greater value of 3.3 times the maximum operation pressure of ATUB 81 line; considering the acceptance criteria for a wall thickness loss of 0.5 times the line service thickness on behalf of the pipelines operator, the API 570 evaluation of the corroded areas showed moderate and high corrosion rates (3.4mpy and 5.4mpy, respectively). The integrity ASME B 31.4 analyses for imperfections in the reduction of the pipelines diameter, mechanic concentrators, gouges, grooves and thickness loss by external mechanical intervention, showed defects for an immediate intervention. The proposed methodologies for recovering the integrity of ATUB 81 line defined restraints reparations and straight-section substitutions, methodologies approved and defined by ASME – PCC2 and API 1160 code.

* Degree Work

** Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Director: Gerardo Santos.

OBJETIVO GENERAL: Realizar un estudio de integridad, en línea de transporte de crudo, desde cabezal de pozo a múltiple de separación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Identificar y Establecer de forma gráfica el perfil hidráulico de la línea ATUB81, de forma que permita conocer los alcances del sistema, bajo estudio.
- Realizar la identificación y sectorización de las zonas de alta consecuencia, para obtener un análisis objetivo de las zonas del ducto con mayor riesgo o impacto.
- Organizar y documentar los datos de los ensayos y pruebas que permitan obtener registro de las condiciones mecánicas de la línea.
- Realizar cálculos y valoración de integridad conforme al API 570 y código ASME B31G.

INTRODUCCION

Las fallas en los ductos de transporte de hidrocarburos históricamente han presentado una evolución significativa por establecer y controlar de forma responsable el diseño, la construcción, el mantenimiento y el desmantelamiento de sistemas de tuberías.

Casos como los presentados en el oleoducto transandino en junio de 2015, donde cerca de 410.000 barriles de crudo fueron vertidos a la quebrada pianulpí, que surge al río Guisa y este a su vez al río Mira que alimenta al acueducto de Tumaco o el accidente que cobró la vida de 33 personas en el municipio de dos quebradas en diciembre de 2011, a raíz de la falla del poliducto Salgar – Cartago por tensionamiento; o el accidente del golfo de México el 22 de abril de 2010, donde millones de barriles de crudo se vertieron al mar, afectando la vida marina y la caída en picada de las acciones de la multinacional BP. Estos como otros tantos casos mencionados a nivel internacional muestran el gran impacto que representa los sistemas de transporte de hidrocarburo en la economía, en el desarrollo de comunidades y el cuidado del medio ambiente.

Es por ello que en las últimas décadas se han desarrollado e implementado regulaciones, políticas y metodologías que prevengan este tipo de desastres, por tanto todas las compañías responsables de la operación y cuidado de sistemas de ductos para transportes de hidrocarburos han adoptado dentro de sus sistemas de evaluación de integridad los métodos descritos en los códigos y normas internacionales como API, ASME, BSI, ISO, INCONTEC, para establecer procedimientos que definan las mejores prácticas de valoración e intervención de sus activos.

El presente estudio de caso busca establecer las metodologías de evaluación que permitan conocer la integridad de la línea ATUB 81 identificando las zonas de afectación directa e indirecta presentando como objetivos específicos:

- Identificar y establecer de forma gráfica el perfil hidráulico de la línea ATUB 81, de manera que permita conocer los alcances del sistema bajo estudio.
- Realizar la identificación y sectorización de las zonas de alta consecuencia, para obtener un análisis objetivo de las zonas del ducto con mayor riesgo o impacto.

- Organizar y documentar los datos de los ensayos y pruebas que permitan obtener registro de las condiciones mecánicas de la línea.
- Realizar cálculos de valoración de integridad conforme al código API 570 y ASME B31G.

Las metodologías propuestas para evaluar la integridad, consiste en categorizar las anomalías de acuerdo a su criticidad o impacto. Conforme a esto, aquellas imperfecciones que se presentan por acciones de terceros o malas prácticas de construcción fueron valoradas conforme a los criterios de aceptación del Código ASME B31.4-2016; para pérdidas de espesor por corrosión interna y externa la integridad fue puesta a consideración bajo los métodos 0 y 1 del código ASME B 31G-2012. Sin embargo el criterio de evaluación de integridad para intervención o reparación fue la próxima fecha para inspección calculada en el código API 570-2016, considerando el espesor mínimo requerido por el operador del ducto, el cual fue definido al 50% del espesor de pared nominal. Los métodos de reparación propuestos en el estudio fueron seleccionados del código ASME PCC-2 Y API 1160.

El alcance presentado por este estudio de caso brinda una guía práctica que permita conocer algunas de las estrategias de valoración de integridad en tuberías con imperfecciones que no pueden ser sondeadas con herramientas de inspección interna, para la industria de mantenimiento y operación de ductos y la comunidad académica relacionada con la industria de los hidrocarburos. Finalmente el presente trabajo se ha desarrollado en cinco capítulos:

Capítulo 1. Marco teórico

Hace referencia a las metodologías propuestas por estándares, código y especificaciones internacionales para la valoración de integridad de ductos, identificación de áreas de alta consecuencia y metodologías de reparación.

Capítulo 2. Alcance de integridad del sistema ATUB 81, mediante perfil gráfico de la tubería.

Hace referencia a los datos georeferenciados para la ubicación geografía del ducto analizado en el estudio de caso.

Capítulo 3. Identificación de áreas alta consecuencia – AAC, para el ducto ATUB81

Presenta la identificación gráfica de las zonas de alta, media y baja consecuencia afectadas por la operación del ducto ATUB 81.

Capítulo 4. Datos, registros e información técnica de la línea de transporte de crudo ATUB 81.

Se presentan los datos, análisis y clasificación de los resultados obtenidos por las pruebas de valoración mecánica de la tubería.

Capítulo 5. Cálculos y valoración de integridad conforme a ASME B 31.4 -16 ASME B31G-12, API 570 - 4^{ed}.

Presenta la evaluación de integridad de la línea ATUB 81 y las acciones de mantenimiento requeridas para operar de forma segura el ducto.

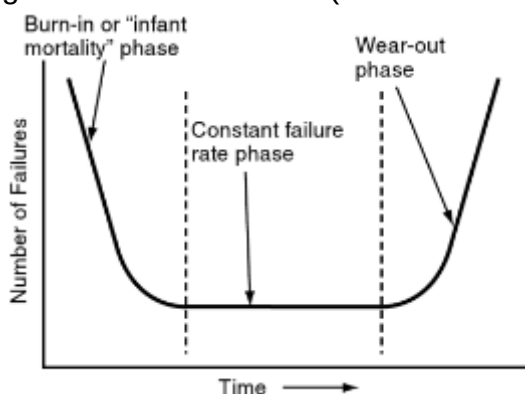
1 MARCO TEORICO

1.1 ANALISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS

Los análisis de integridad son herramientas de evaluación de un sistema, estructura o tubería que permiten garantizar que en todas las fases del ducto (diseño, fabricación, procura, instalación, inspección, operación, mantenimiento, remplazo y abandono) conocer cuál es su condición actual, definir el tiempo de vida y determinar una probabilidad de falla. Ver Figura 1.

La pérdida de integridad es otra forma de caracterizar las fallas de ductos; sin embargo, las tuberías pueden fallar en otras formas que no involucren una pérdida de contenido.¹

Figura 1. Curva de rangos de fallas comunes (Curva de Bañera).



Fuente: MUHLBAUER W., Kent. Common failure rate curve (bathtub curve). [Figure] Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 1/6 p.

En la actualidad las herramientas de valoración de integridad además de generar resultados de condición, ofrecen ayudas para la toma de decisión y priorización de los planes de mantenimiento, mitigación y control, permitiendo que los procesos de operación, producción y mantenimiento se enfoquen en un contexto dinámico, que haga rentable los procesos.

¹ MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 8 p.

A nivel mundial el automanejo, el desarrollo de nuevas tecnologías y el continuo monitoreo de condiciones han llevado a mejorar la integridad estructural, las pérdidas de producción, lesiones y fatalidades. Lo cual se traduce en confianza, seguridad e integridad de los activos físicos y de las personas.

Dentro los desarrollos más significativos que permiten obtener una buena integridad estructural de las tuberías se observan (Mo Mohitpour 2010, 34):

- Sistemas de protección de tuberías (recubrimientos sistemas de monitoreo de protección catódica).
- Sistemas para el diseño, predicción y protección para la corrosión.
- Técnicas de inspección en línea
- Herramientas inteligentes de inspección.
- Herramientas deformables.
- (ILI) Inspección interna en línea de tuberías no diseñadas para herramientas instrumentadas.
- (ILI) Inspección interna en línea para detección de daños geométricos.
- Detección de grietas e inspección de SCC (Stress Corrosion Cracking).
- Tecnología no destructiva de sensores magneto-estrictivo.
- Monitoreo en tiempo real de la operación de herramientas instrumentadas.
- Tecnología MFL.
- Monitoreo de inspección en tiempo real.
- Gestión de registros y datos.
- Gestión de datos avanzados en tuberías.
- Sistemas de seguimiento computarizado para el reporte de incidentes.
- Software de gestión de datos de tuberías.
- Sistemas de gestión de datos en línea.
- Recopilación y análisis de datos computarizados.
- Técnicas y tecnologías de análisis espacial.
- Monitoreo y operación remota para comunicación celular y SCADA.
- Monitoreo aéreo intrusivo del derecho de vía.

1.1.1. Requisitos legislativos para la integridad de ductos. Todas aquellas actividades que involucran la operación de fluidos peligrosos mediante sistemas de tuberías deben considerar todos los aspectos relacionados con la seguridad, el cuidado del medioambiente, las personas, el cliente y las instalaciones.

Organizaciones internacionales han desarrollado regulaciones, estándares y normatividades que contribuyen al desarrollo y operación segura de la industria de transporte de fluidos peligrosos por sistemas de tuberías, dentro de los cuales se presentan:

- United States DOT 49 CFR part 192 and 195.
- National Energy Board of Canada.
- British and European Regulatory.
- NTC 5901
- ASME B31.4, B31.8, B31.8S, B31G, API1160, National Association of Corrosion Engineers (NACE).

Actualmente las compañías operan bajo modelos de monitoreo computacional de tuberías para detectar y monitorear fugas/ rupturas, a través de sistemas SCADA generando un control de respuesta inmediato sobre la operación y menor afectación.

1.1.2 Programas de gestión de integridad como herramienta de decisión. Un programa de gestión de integridad debe ser entendido y aplicado como un conjunto de políticas, procesos y procedimientos que incluyen como mínimo los aspectos que se relacionan a continuación:

- Procesos para determinar cuáles segmentos de tubería podrían afectar un área de alta consecuencia (AAC).
- Plan de evaluación base o inicio de línea de trabajo.
- Procesos de continuo aseguramiento y evaluación de la integridad.
- Un proceso analítico que integra toda la información disponible acerca de la integridad de sistemas de tuberías y la consecuencia de sus fallas.
- Criterios de reparación para abordar los problemas identificados por el método de evaluación de integridad y el análisis de los datos.
- Un proceso para identificar y evaluar medidas preventivas y mitigantes para proteger AAC.
- Un método para definir la efectividad del plan de gestión de integridad.
- Un proceso para revisar los resultados de evaluación de integridad y análisis de resultados por parte de un personal calificado.

La clave principal para cualquier plan de gestión de integridad esta en definir un plan de evaluación base soportado en:

- Identificar todos los segmentos de tubería que generaran un impacto sobre las ACC's.
- Especificar los métodos de evaluación de integridad para los segmentos identificados (se entiende por métodos aceptables la inspección interna, las pruebas hidrostáticas, o metodologías equivalentes).

- Priorizar basado en la evaluación del riesgo.
- Explicar la base técnica para la selección de los métodos de evaluación de integridad y los factores de riesgo utilizados en la programación de evaluaciones.²

Las evaluaciones de riesgo se han convertido en una de las herramientas de gestión de integridad más eficientes para identificar cuantificar y categorizar los riesgos asociados a la operación de oleoductos, permitiendo establecer estrategias de mitigación y corrección oportunas.

Los métodos más comunes y de mayor aplicación, atribuidos dentro de los sistemas de gestión de sistemas de tuberías para transporte de hidrocarburos son valoraciones de probabilidad de falla y sistemas de clasificación. La selección del método más apropiado dependerá de factores como: complejidad del sistema, disponibilidad de datos históricos y el rigor requerido para los análisis.

Las decisiones del sistema de gestión de integridad para ductos son mucho más sencillas mediante la evaluación y priorización de riesgos que establezcan plataformas documentadas para estimar cronogramas, costos y gasto de intervención.

1.2 PLAN DE EVALUACIÓN DEL RIESGO

Los planes de evaluación del riesgo en ductos están orientados a identificar metodologías para evaluar las amenazas en ductos y su probabilidad de falla, por la consecuencia que esta tendría de materializarse.

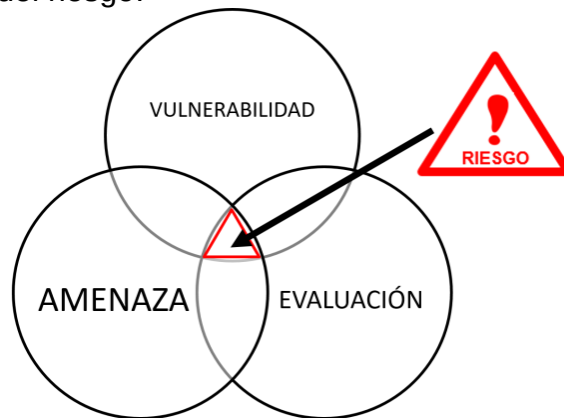
Riesgo de falla = probabilidad de falla x consecuencia³.

Los planes de evaluación de riesgo identifican las fuentes de los datos, los procesos de recopilación de datos, programas de aseguramiento de calidad, validación de los resultados de la evaluación de riesgos y los requisitos de presentación para el plan de evaluación de riesgos. Ver figura 2.

² MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 40 p.

³ MUHLBAUER. Op. cit., p. 43..

Figura 2. Valoración del riesgo.



1.2.1 Valoración de peligros y amenazas a la integridad de sistemas de tuberías. La valoración o priorización de riesgos y amenazas se debe entender como un proceso que se ve directamente relacionado con la integridad de sistemas de tuberías y que no es un concepto global, sino que debe ser particular dependiendo del enfoque de cada sistema donde se aplique.

La valoración de peligros y amenazas es un proceso que debe realizarse con regularidad en el tiempo (anual, semestral) o cada vez que un cambio en la operación (producto, presión, temperatura), condiciones de la tubería (material, revestimiento) y en el ambiente (sistemas de tuberías paralelos, variantes), puedan introducir peligros que logren convertirse en amenazas a la integridad del sistema de tuberías⁴.

No todas las fallas identificadas establecen todas las características de fallas que se presentan en corto o largo plazo, lo cual precisa realizar análisis de susceptibilidad que permitan identificar nuevos peligros, que generen nuevas amenazas (peligro = envejecimiento, amenaza = Stress Corrosion Cracking).

1.2.2 Determinación de Peligros. Debe existir un profundo compromiso por parte de las compañías operadoras para generar bases de datos propias de sus peligros y clasificación, considerando la potencialidad a cambios en el sistema. Esta información puede ser apoyada en los datos históricos de la compañía y/o de la industria general, además de regulaciones nacionales e internacionales.

⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gestión de Integridad de Sistemas de Tuberías para Transporte de Líquidos Peligrosos. NTC 5901. Bogotá D.C.: 2012. 32 p.

1.3 IDENTIFICAR Y CLASIFICAR AMENAZAS

Para una identificación positiva de amenazas la compañía operadora debe disponer de información suficiente que le permita verificar la potencialidad de estados anormales mediante juicio de expertos, históricos de fallas, experiencias de otras compañías operadoras en las mismas áreas de influencia, considerando la identificación previa de peligros⁵.

Dentro de las buenas prácticas de la industria, existen dos formas para clasificar las amenazas, según su origen y según su relación con el tiempo.

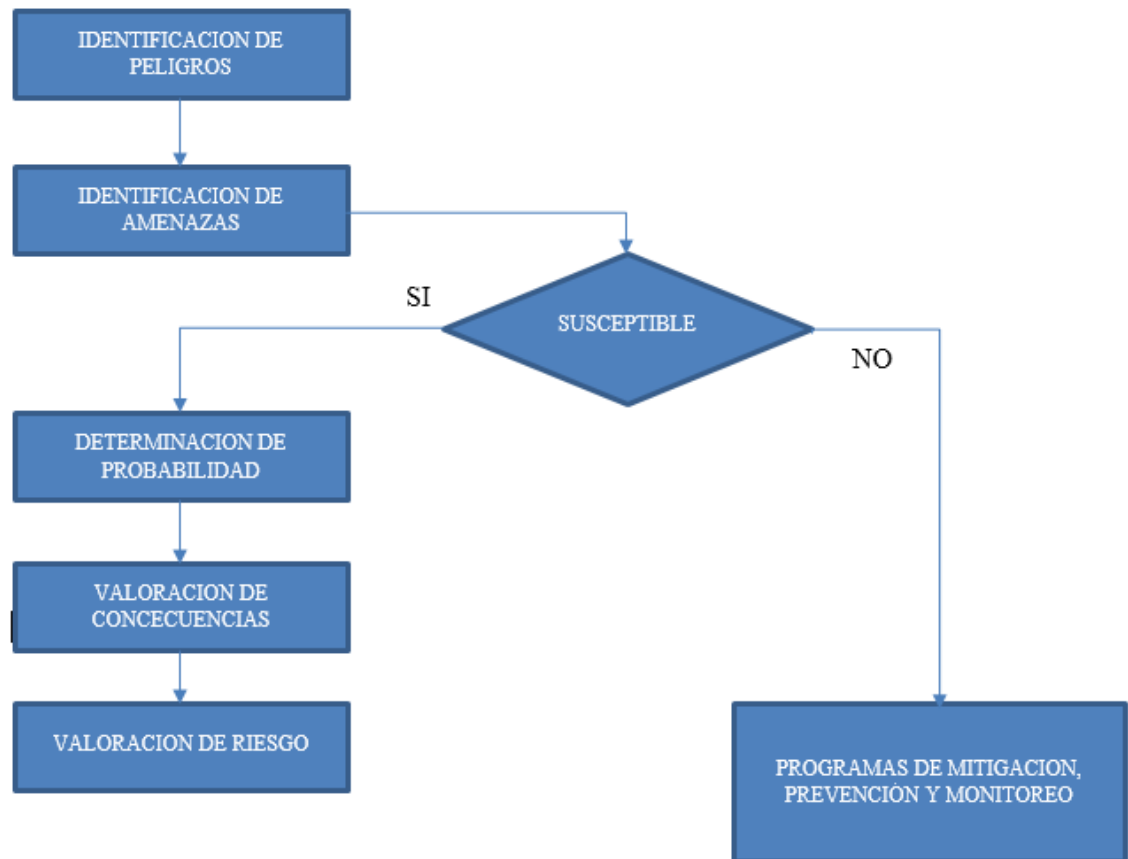
1.4 VALORACIÓN DE AMENAZAS

El proceso de valorar las amenazas consiste en identificar, clasificar, analizar y evaluar de forma objetiva la susceptibilidad y capacidad de una amenaza para causar fallas en un segmento de tubería.

Los segmentos con amenazas identificadas son considerados tuberías con amenazas activas y requieren la implementación de acciones de mitigación. Por su parte los segmentos que requieren monitoreo periódico son aquellas en las que se identifican presencia latente de amenazas (segmentos con susceptibilidad de amenazas). Los elementos recomendados para llevar a cabo una valoración de amenazas se describen en la Figura 3.

⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 5901. Op. cit., p. 33.

Figura 3. Esquema del proceso de Valoración de Amenazas.



Fuente: NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 5901. Esquema del proceso de valoración de amenazas. [Figura] Gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos. Bogotá D.C – Colombia. Instituto Colombiano de normas técnicas y certificación, INCONTEC. 2012. 37p

1.5 PLANES DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD

Los planes de evaluación de integridad comprenden y describen procesos, metodologías y procedimientos para su implementación dentro de los sistemas de gestión. Algunos de los procedimientos de mayor aceptación internacional y adopción por parte de las compañías operadoras se muestran a continuación:

- Examinación de tuberías aéreas.
- Examinación de tuberías enterradas.
- Evaluación de indicaciones tipo grietas.
- Evaluación de indicaciones tipo agrupación de grietas.
- Evaluación de soldaduras longitudinales.
- Evaluación de soldaduras circunferenciales.

- Evaluación de concentradores metalúrgicos (inicios de arco).
- Priorización de defectos para excavación y evaluación.
- Ubicación de marcadores o referencias en tuberías aéreas.
- Envío y recibo de herramientas inteligentes de inspección interna (ILI).
- Validación de resultados de herramientas inteligentes de inspección interna.
- Establecimiento de reporte estándar para inspecciones internas de tuberías.
- Establecimiento de criterio de selección de herramientas ILI.
- Requisitos generales y especificaciones para pruebas hidrostáticas.
- Plan y perfil de la sección de prueba.
- Registro de la prueba y datos de prueba de rendimiento.
- Registro y hoja de datos de la sección de prueba.
- Registro de la falla de prueba.⁶

1.6 PLANES DE REMEDIACIÓN Y REPARACIONES PARA SISTEMAS DE TUBERIAS DE HIDROCARBUROS

El uso de herramientas de inspección interna o tecnologías equivalentes generan listas de condiciones con potencial afectación de áreas de alta consecuencia (AAC). Muchas de estas condiciones requieren monitoreo para asegurar condiciones seguras del personal que opera las tuberías y el medio ambiente circundante.

Por otra parte, los planes de integridad definen escenarios que requieren de intervención y reparación, permitiendo establecer cronogramas de priorización e intervención

Programas de integridad formalizada y con procedimientos bien definidos permiten que el personal tome decisiones más eficientes con respecto a la evaluación y reparación de defectos de los sistemas de tuberías. Algunos de los procedimientos más representativos se presentan a continuación:

- Aplicación de técnicas relevantes de reparación de tuberías.
- Remoción de defectos por pulido.
- Reparación completa por camisa de acero.
- Reparación por corte y sustitución de tubería.
- Presiones de operación limitada durante excavación y reparación.
- Informe estándar de excavación, inspección y reparación.
- Informe estándar de inspección no destructiva (NDE).
- Establecer requisito documental para reparación de tuberías y remediación.

⁶ MUHLBAUER. Op. cit., p. 43.

1.7 PLANES DE REEVALUACIÓN DE INTEGRIDAD

Los planes de gestión de integridad solicitan que se desarrollen evaluaciones de integridad periódicas a los tramos de tuberías. Por lo que se hace necesario definir planes de reevaluación que permitan determinar en qué momento es necesario la recategorización o recalificación de segmentos previamente evaluados. Una nueva clasificación determinará si se requiere una reevaluación de un segmento específico.

Los datos recopilados como resultado de actividades de integridad deben ser modificados y analizados para mejorar la efectividad de los planes de evaluación. Las tendencias clave proporcionarán una guía para el desarrollo del plan y ayudará en la programación de actividades de gestión de la integridad.

La información disponible de inspecciones internas (ILI) o metodologías y planes de evaluación indirectas, pueden ser posibles al desarrollar e implementar un plan de reevaluación formal basado en el análisis de riesgos, que incluye tasas de crecimiento preestablecidas de corrosión y grietas. El plan incluiría el establecimiento de una reevaluación, intervalos basados en la integración de amenazas identificadas, resultados de la última evaluación de integridad, priorización de datos y resultados de la última evaluación de riesgos y requisitos de documentación.

1.8 PLANES DE MEDIDAS PREVENTIVAS Y MITIGANTES

Estos planes generalmente son diseñados para mitigar el riesgo, reduciendo la probabilidad de falla y o la consecuencia de falla. Esto ayuda a generar medidas de prevención, mitigación, análisis de posibles escenarios, definir los análisis de costo beneficio para cada medida, establecer requisitos documentales para los planes preventivos y de mitigación y desarrollar procedimientos de estudio de profundidad para áreas de alta consecuencia.

1.8.1 Priorización. Conocer los resultados de evaluación del riesgo representan la mejor información disponible de cada sección de tubería. Permitiendo de esta forma establecer un proceso trazable y justificable para la asignación de recursos de acuerdo a los resultados de priorización.

La clasificación de tramos de tubería con alta o baja priorización de riesgo son significativas para la asignación de recursos, teniendo en cuenta que la cantidad de recursos es limitada, la clasificación por priorización permite reducir los gastos de las zonas más seguras (baja prioridad), para mejorar la seguridad de los tramos con mayor riesgo, permitiendo justificar gastos que podrían parecer desproporcionados.

1.8.2 Asignación de recursos. El objetivo principal de la gestión del riesgo está en la necesidad de asignar correctamente los recursos escasos. Los gerentes se esfuerzan por controlar los riesgos “correctos” con recursos limitados: siempre existen limitaciones de tiempo, mano de obra y dinero para disponer. Los riesgos se pueden reducir mediante la asignación de nuevos recursos o la redistribución de los existentes; esto debe hacerse teniendo en cuenta los factores que comúnmente entran en conflicto como:

- Disponibilidad de recursos (Dinero) para atender necesidades.
- Riesgos relativos que actualmente existen dentro del sistema.
- Los costos y beneficios de varias operaciones, mantenimiento, la velocidad a la cual la mejora necesita optimizar.⁷

Usualmente un tema clave en la asignación de recursos es la tasa de gasto, la forma en que se piensa como el gasto mejora la condición del riesgo, se plantean inquietudes como: ¿Qué tan rápido deben realizarse las intervenciones de mejora? y ¿si se realiza una reasignación de recursos? ¿Actualmente, cuánto podría tolerarse el riesgo en caso de aumentar en las zonas seguras? Se hace necesario desarrollar una estrategia que permita la asignación de recursos partiendo de los resultados de la evaluación de riesgo, con una medida clave para la eficiencia de la estrategia.

1.8.3 Posibilidades de mitigación. En términos prácticos, la mejor opción para reducir riesgos resulta siendo la de disminuir la probabilidad de falla, pues minimizar las potenciales consecuencias se convierte en un factor más complejo que involucra desde el cambio en las variables del fluido de operación hasta el diseño de tuberías cercanas, para generar cambios realmente significativos. Oportunidades más realistas e ingenieriles para reducir las consecuencias son las respuestas a emergencias y la detección de fugas.

⁷ MUHLBAUER. Op. cit., p. 364.

Los modelos de evaluación del riesgo apuntan a identificar y medir aquellos factores contribuyentes de riesgo, en los cuales los cambios generan una significativa reducción del riesgo y por ende una importante oportunidad de mitigación. En otras palabras, se trata de reconocer cuales factores son más atractivos que otros.

Si se considera la sustitución de tubería como una opción de reducción del riesgo, obviamente esta será preferiblemente ejecutada en las secciones que hallan sido clasificadas con una evaluación de riesgo alta, caso similar ocurre cuando se aumenta la protección catódica del sistema como opción de prevención de daño por corrosión.

En casos en los que los recursos son limitados o no están disponibles, la redistribución de recursos puede ser prudente siempre y cuando se realice un análisis cuidadoso y reflexivo sobre aumentar el riesgo intencionalmente en una zona que de otra forma sería segura.

1.8.3.1 Costos de mitigación. Desde el aspecto económico, las opciones de reducir el riesgo al costo más bajo deberían agotarse antes de considerar la opción más costosa. Sin embargo, un modelo de evaluación del riesgo valora las actividades en función de su beneficio de reducción del riesgo, sin tener en cuenta el costo de la actividad.

Las relaciones costo/beneficio son herramientas que permiten priorizar o financiar proyectos. Bajo esa consideración, los proyectos con costos más bajos (tanto en costos iniciales como en su desarrollo) y con un mayor impacto en el riesgo son de lejos los más deseables.

1.8.3.2 Relación entre el costo y el riesgo. La gestión del riesgo estará necesariamente vinculada con la gestión de costos. Para llevar a cabo una adecuada gestión del riesgo es necesario desarrollar prácticas de “gasto inteligente”, como: no gastar demasiado, sin embargo, gastar lo suficiente para reducir el riesgo⁸.

Una de las etapas de gestión del riesgo que presenta una consideración apreciable es el seguimiento de los costos y principalmente en aquellas actividades encaminadas a reducir el riesgo. Conforme a ello el mercado global apunta a optimizar los costos de riesgo frente a los retornos económicos desde una mejor productividad del sistema.

⁸ MUHLBAUER. Op. cit., p. 15/345.

Uno de los objetivos principales dentro de las industrias de clase mundial está en lograr un equilibrio consecuente entre el riesgo de falla de la tubería y las ganancias financieras.

Al asignar costos a los accidentes o fallas de tuberías dentro del costo de la operación, se logra definir y establecer que el costo más bajo de las operaciones es considerado el punto óptimo, condición que comúnmente es controversial y compleja de manejar dentro de los análisis.

1.9 PLANES DE CONTROL DE CAMBIO

Están diseñados con el objetivo de analizar las consideraciones que existen al desarrollar e implementar esta estrategia dentro del desarrollo del plan general de integridad. Los planes de control al cambio están enfocados a identificar y considerar el impacto en los sistemas de tuberías y su integridad, las razones para los cambios, la autoridad para aprobación de los cambios, los análisis de aplicación de los cambios, las limitaciones que puedan existir por tiempo y calificación de personal.

En ocasiones los planes incluyen los requisitos mínimos de información para su aplicabilidad, diagramas de flujo del proceso para el control de cambios y registros documentados.

1.10 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (AAC)

Son zonas que se encuentran vinculadas de forma directa e indirectamente en donde exista posibilidad de derrame de hidrocarburo, asociadas a efectos desfavorables al ambiente ecosistémico, poblacional, económico, social e infraestructura, según Estévez, Mateus y López.⁹

La clasificación de las Áreas de Alta Consecuencia – AAC, se determina en función espacial de la distribución de tramo(s) de la tubería que transporta hidrocarburo, en donde exista relación de alta, mediana y baja influencia de impacto, como plantea Daza, Rigaud y Vera.¹⁰

⁹ ESTEVEZ, José., MATEUS, Miguel. y LÓPEZ, Ludwing. Identificación de HCA's y Segmentación de las líneas de transporte de la superintendencia de operaciones de APIAY SOA. Bucaramanga: Ministerio de Minas y Energía, 2006. Serie de Informes Técnicos.

¹⁰ DAZA LEGUIZAMÓN, Omar., RIGAUD SANABRÍA Marín. y VERA LÓPEZ, Enrique. Áreas de alta consecuencia en la gestión de integridad de oleoductos en Colombia. En: Revista Facultad de Ingeniería, UPTC. Noviembre, 2010. vol. 19, no. 29, p. 69 – 80.

Zonas altamente sensibles y susceptibles a modificaciones en su estructura y funcionalidad con consecuencias irreversibles o irrecuperables a corto, mediano y largo plazo, zonas que comprendan vías fluviales comerciales navegables, áreas densamente pobladas y áreas ambientalmente estratégicas.

Por ende las empresas operadoras deben estar familiarizadas con las regulaciones nacionales vigentes para la gestión del sistema de integridad en sistemas de tuberías y con las definiciones de las AAC¹¹.

Dentro de los planes de gestión de Integridad de las compañías operadoras deben contemplar como base de trabajo y fundamental las áreas de alta consecuencia (AAC). Dado que las condiciones de las AAC son de tipo dinámico las compañías operadoras deben contar con los datos más actualizados de poblaciones y recursos ambientales disponibles.

La identificación del impacto de las AAC incluye acceder a la información que permita reconocer estas áreas en un mapa, trazando sobre este el sistema de tubería y determinando en qué lugares una falla podría afectar una AAC, lo cual permite determinar decisión en los planes de gestión de integridad (PGI).

Para definir, identificar, documentar y actualizar las áreas de alta consecuencia debe considerar aspectos como:

- a) La densidad poblacional.
- b) Cantidad de unidades habitacionales.
- c) Áreas recreativas y lugares públicos.
- d) Cantidad y calidad de recursos naturales (áreas ambientalmente sensibles, áreas con especies en peligro de extinción, entre otras).
- e) Boca tomas y pozos de acueductos utilizados para consumo humano.
- f) Planes de ordenamiento territorial.
- g) Instalaciones industriales.
- h) La(s) licencia(s) ambiental(es).
- i) Requisitos y prescripciones establecidas por las entidades competentes y regulaciones nacionales vigentes.
- j) Vías navegables, vías férreas, autopistas, carreteras nacionales¹².

Como herramienta para la estimación de las AAC, se pueden usar los siguientes aspectos:

- 1) Consecuencias en la salud y seguridad en el evento que se presente un derrame o una fuga, incluyendo la posible necesidad de evacuación.

¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API 1160. Washington, D.C.: 2001. 7 p.

¹² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 5901. Op. cit., p. 38.

- 2) Naturaleza y características del producto o productos transportados (productos refinados, crudo, líquidos altamente volátiles, entre otros).
- 3) Condiciones de operación de la tubería (presión, temperatura, flujo, entre otras).
- 4) Topografía del terreno asociada al AAC y al segmento de la tubería.
- 5) Gradiente Hidráulico de la tubería.
- 6) Diámetro de la tubería, volumen potencial del derrame y la distancia entre las válvulas de seccionamiento y válvulas de cheque.
- 7) Confiabilidad y exactitud del sistema de medición y detección de fugas.
- 8) Tipo y características del AAC que es cruzada por el segmento de tubería o se encuentra en su proximidad.
- 9) Potenciales rutas, caminos, senderos, entre otros., entre la tubería y el AAC.
- 10) Potenciales fuerzas naturales inherentes al área (zonas de inundación, deslizamiento de terreno, zonas de terremotos, áreas de hundimiento, entre otros).
- 11) Capacidad de respuesta (tiempo de detección, confirmación y localización de una fuga, tiempo y naturaleza de la respuesta, entre otros)¹³.

1.10.1 Áreas Excepcionalmente Sensibles. Según Naranjo y Marco¹⁴, son zonas que contienen cuerpos de agua potable y hábitat de alto medio ecológico y ecosistémico. El abordaje de esta temática se relaciona con la división de la misma con descripción específica y metódica. Cuerpos de agua potable, sean lénticos o lóticos, se subdividen de la siguiente manera:

- Sistemas de Agua Comunitario: sitios donde existe oferta hídrica superficial y no poseen otro origen o nacimiento de agua.
- Áreas de Protección de Agua de Fuente: según IDEAM¹⁵, son zonas clasificadas por presencia de patrones hidrogeológicos y de agua subterránea, con capacidad de suministrar, distribuir y reservar volúmenes utilizables de agua. Los sistemas de recarga y abastecimiento presentes en unidades rocosas o sedimentarias como son acuíferos, sean de clase I, categorizados debido a sus considerables condiciones de permeabilidad, afloramiento y alta vulnerabilidad en términos de contaminación.

¹³ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 5901. Op. cit., p. 39.

¹⁴ NARANJO ARAUJO Marco. Estudio de Integridad del Oleoducto Principal de REPSOL - YPF Ecuador, desde el campo SPF (Facilidades de producción del sur) hasta el OCP (Oleoducto de crudos pesados). Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Químico. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011. 69 – 74 p.

¹⁵ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Hidrología. 2014. [texto en línea]. Disponible desde internet en: <http://www.ideam.gov.co/web/atencion-y-participacion-ciudadana/hidrologia>

- Acuíferos de clase II, determinados por caudales iguales a 190 litros/segundo, son acuíferos ubicados principalmente en horizontes de mayor profundidad respecto a la superficie del suelo y dado las condiciones son moderadamente vulnerables a contaminaciones, precisado así por Daza, Sanabria y Vera.¹⁶
- Áreas con fuentes acuíferas únicas: zonas con afloramiento de agua en cuevas o cavernas.

Hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico, son áreas naturales que ofrecen servicios ambientales tales como conservación, preservación, regulación y equilibrio con el fin de establecer conjuntos dinámicos en unión funcional de interacciones entre comunidades vegetales, organismos vivos, inertes y fauna. Los hábitats ecológicos y ecosistémicos son:

- Áreas con especies en peligro de extinción o comunidades ecológicas: zonas que son hábitat de comunidades, poblaciones o especies de vegetación o fauna, endémicas o exóticas en donde la densidad poblacional sea menor a 2500 individuos por hectárea en términos de fauna y 5000 individuos de plantas por hectárea, con alta vulnerabilidad de extinción por factores endógenos o exógenos.
- Áreas múltiples especies: zonas de convergencia de dos o más especies, poblaciones o comunidades desemejantes que estén en peligro de extinción y/o amenazadas correspondientes a fauna, vegetación y aves, según Daza, Sanabria y Vera.¹⁷
- Áreas de concentración de aves acuáticas migratorias: zonas de conservación, preservación y reserva en donde albergan especies de humedal, usualmente reúnen por lo menos 20.000 individuos de aves acuáticas, sin embargo, se incluyen también las áreas que amparan el 1% del conjunto de organismos de la misma especie o sub especie.

1.10.2 Áreas con población: zonas de concentración poblacional, que habitan un sitio establecido que puede clasificar como rural y urbano, en función del ordenamiento según la categorización social, económica y política que están sujetos cada uno de los conjuntos de áreas pobladas. Las tipificaciones de estas áreas son:

¹⁶ DAZA LEGUIZAMÓN, Omar., RIGAUD SANABRÍA Marín. y VERA LÓPEZ, Enrique. Op. cit., p. 69 – 80.

¹⁷ DAZA LEGUIZAMÓN, Omar., RIGAUD SANABRÍA Marín. y VERA LÓPEZ, Enrique. Op. cit., p. 69 – 80.

- Tipo 1: Zonas urbanizadas, previamente clasificadas y delimitadas por el ente gubernamental, que cuentan con una densidad poblacional de 386 habitantes por kilómetro cuadrado o bien si habitan más de 50.000 personas en áreas constituidas estatalmente y por en general en estos sitios se encuentra ubicada la cabecera municipal¹⁸.
- Tipo 2: Zonas que cumple con características citadinas en términos de infraestructura y servicios públicos, sin embargo, la diferencia es que estas áreas se encuentran ubicadas en el ámbito rural, con el centro poblado representado por el agrupamiento en promedio de 20 viviendas adyacentes o adosadas, aunadas con inspección policial, corregimientos y caseríos¹⁹.
- Tipo 3: zonas netamente rurales que tiene la particularidad de dispersión en la ubicación de las viviendas, por lo tanto, los predios y las áreas situadas no cuentan con bocetos viales ni con la enumeración o nomenclatura de casas e infraestructura vial, algunos de sitios específicos no disponen de servicio públicos básicos²⁰.
- Zonas Geoestadísticas: son áreas específicamente definidas generalmente por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística por sus características de índices estadísticos, demarcados fundamentalmente por fallas naturales previamente identificables en terreno.

1.10.3 Vías fluviales navegables de transito comercial: tramos de agua que prestan el servicio de navegabilidad comercial. Son definidas como áreas de alta consecuencia por la alta vulnerabilidad que pueden experimentar en un escenario de derrame en el cauce de navegable, lo anterior trae consecuencias desfavorables en los ámbitos económicos, sociales y ambientales de la región involucrada.

¹⁸ CORNELL LAW SCHOOL. Definitions of the High consequence area. 2000. [texto en línea]. Disponible desde internet en: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/49/195.450>

¹⁹ DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. Conceptos básicos. 2017. [libro en línea] Disponible desde internet en: https://www.dane.gov.co/files/inf_geo/4Ge_ConceptosBasicos.pdf

²⁰ DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. Conceptos básicos. 2017. [libro en línea] Disponible desde internet en: https://www.dane.gov.co/files/inf_geo/4Ge_ConceptosBasicos.pdf

1.11 MÉTODOS DE REPARACIÓN DE TUBERÍAS

Para cada operador y cada situación en particular, la selección del método de reparación debe ser de acuerdo a aquella que brinde los mejores resultados y tengan el menor impacto en la operación. Los defectos más habituales y que afectan la integridad de los ductos en operación son: corrosión interna, corrosión externa, indentaciones, entallas, abolladuras, quemones, grietas y fugas.

Dependiendo del daño y una vez establecida la necesidad de reparación, existen diferentes métodos de reparación realizadas por la industria, aprobadas y aceptadas por regulaciones nacionales e internacionales que permiten recuperar la condición del activo, algunas de estas reparaciones comprenden la sustitución o reemplazo de tramos de tuberías, retiro de material por pulido o rectificado (grinding), insertos cilíndricos de acero sobrepuestos (camisa tipo B), cilindros sobrepuestos rellenos de epóxico (Epoxy-filled shells), cilindros sobrepuestos de compresión (camisa tipo A), cilindros de refuerzo compuesto (composite reinforcement sleeves) , reemplazo de tramos de tubería sin interrupción del flujo ni derrames (hot tapping), deposición directa de soldadura sobre las áreas afectadas (buttering welding), grapas pernadas (bolt-ons).

1.12 ASPECTOS RELEVANTES PARA LA REPARACIÓN DE TUBERIAS

Teniendo en cuenta del alto riesgo que implica muchas de las actividades aprobadas para recuperar la integridad de las tuberías, los estándares y regulaciones nacionales e internacionales han señalado específicamente que para llevar acabo las actividades de reparación, se deben seguir procedimientos de seguridad y operación muy exigentes que permitan además de recuperar la integridad del activo, preservar la vida de las personas que intervienen y generen la menor afectación del medio ambiente. Por ello a continuación se presentan algunas carteristas de los procedimientos más comunes, sin embargo, es de aclarar que cada operador o responsable debe definir sus propios criterios los cuales deben ser de igual o mayor exigencia que los ya normalizados.

1.12.1 Aseguramiento del Entorno. La identificación y ubicación de anomalías permite definir y caracterizar las zonas de intervención, basados en la información recopilada de inspecciones con herramientas internas o evaluaciones indirectas y en los casos más severas manchas o fugas de producto.

La certeza real de priorización se logra una vez la tubería ha sido excavada, la zona de la imperfección limpiada y una evaluación de ingeniería ha sido llevado a cabo.

Por obvias razones de seguridad es aconsejable que la presión de operación en la zona de la indicación, sea reducida hasta un valor en la que las tareas de excavación y las evaluaciones no destructivas (END) se realicen de forma segura. Como práctica de ingeniería y de regulaciones internacionales se recomienda reducir la presión de operación a un ochenta por ciento (80%) de la presión de operación dentro del periodo reciente en la zona de interés. Este concepto y criterio emula una prueba de esfuerzo a la cual la presión de operación segura se calcula como el ochenta por ciento de la presión de prueba.²¹

1.12.2 Procedimiento para Reparaciones de Tuberías. Es responsabilidad de los operadores y dueños de sistemas de ductos definir y diseñar programas de reparación apropiados para los defectos propios de su sistema. Al contar con un sistema de gestión de integridad los procedimientos deben estar disponibles y aprobados para su uso.

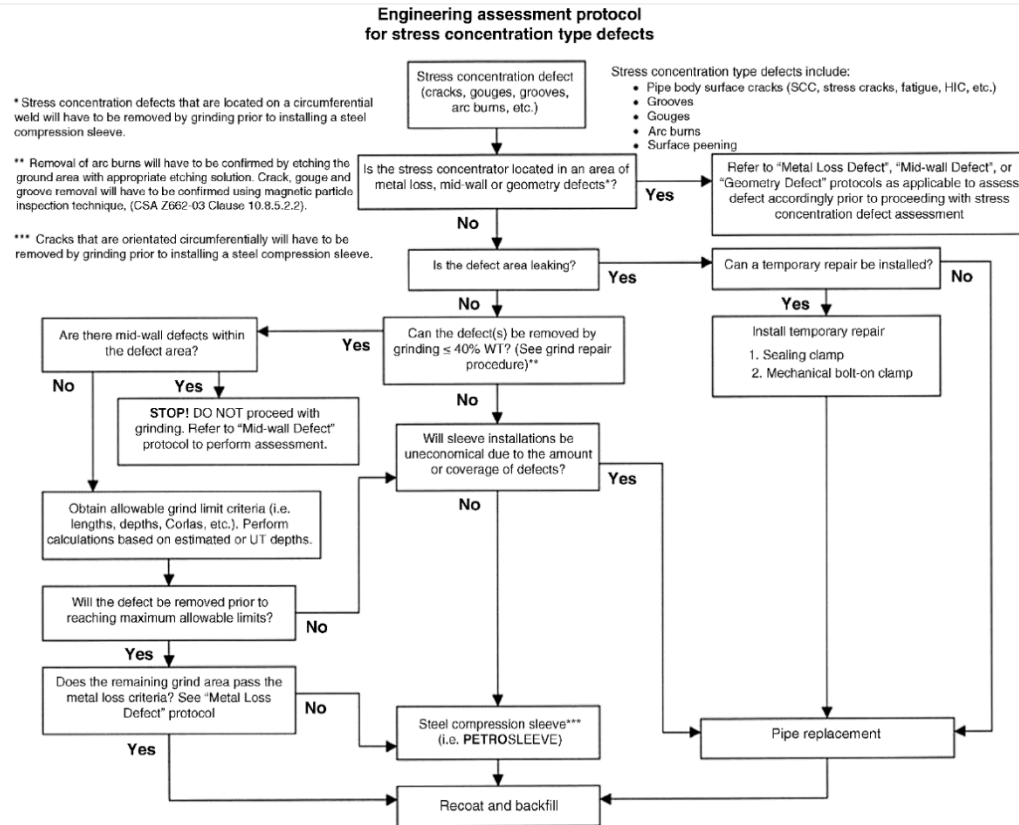
Se deben definir los criterios de intervención dentro del programa de reparación, con el objetivo de identificar, sectorizar y categorizar aquellos defectos que requieren intervención inmediata de reparación y aquellos que solo requieren restablecer su recubrimiento, por ejemplo. Es fundamental que los criterios de intervención sean definidos de manera conjunta en una discusión corporativa para de esta forma definir funciones y responsabilidades de acción.

Temas como factores de afectación ambiental, poblacional, operacional y factor de seguridad, definido como un porcentaje de la presión de falla respecto al esfuerzo admisible de material. Son considerados aspectos altamente relevantes para definir el criterio de defectos aceptados y defectos a reparar. Una vez realizada esta labor son claros los requisitos corporativos para la ejecución en campo.

El desarrollo de protocolos o procedimientos de reparación para varios defectos, facilita la toma de decisión y la reducción del costo total de reparación de integridad, a los equipos de campo. A continuación, se presenta un procedimiento representativo para tratar con tuberías que presentan concentradores de esfuerzo. Figura 4.

²¹. WINSTON REVIE., R. Oil and Gas Pipelines. Integrity and Safety Handbook. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 657 p.

Figura 4. Protocolo de evaluación de ingeniería para defectos del tipo concentrador de esfuerzos.



Fuente: WINSTON REVIE., R. Engineering assessment protocol for stress concentration type defects. (Courtesy of Petro-line, Inc). [Figure]. Oil and Gas Pipelines. Integrity and Safety Handbook. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 658 p.

2 ALCANCE DE INTEGRIDAD DEL SISTEMA ATUB81, MEDIANTE PERFIL GRÁFICO DE TUBERÍA

La identificación del trazado de la línea ATUB81, al igual que la información detallada de construcción, mantenimiento, operación y controles al cambio, permiten identificar o establecer las zonas o áreas de mayor impacto en caso de una pérdida de contención.

Dentro de esta etapa es muy importante que se cuente con información precisa y actualizada sobre los cambios que se han presentado en el tramo del sistema, identificación de zonas ambientalmente controladas, crecimiento poblacional, desarrollo industrial o agrícola, control e identificación de amenazas. Por tanto, es necesario que dentro de los programas de gestión de integridad se cumplan los programas de monitoreo de recorridos de línea, divulgación de planes de emergencia, contingencia y mitigación.

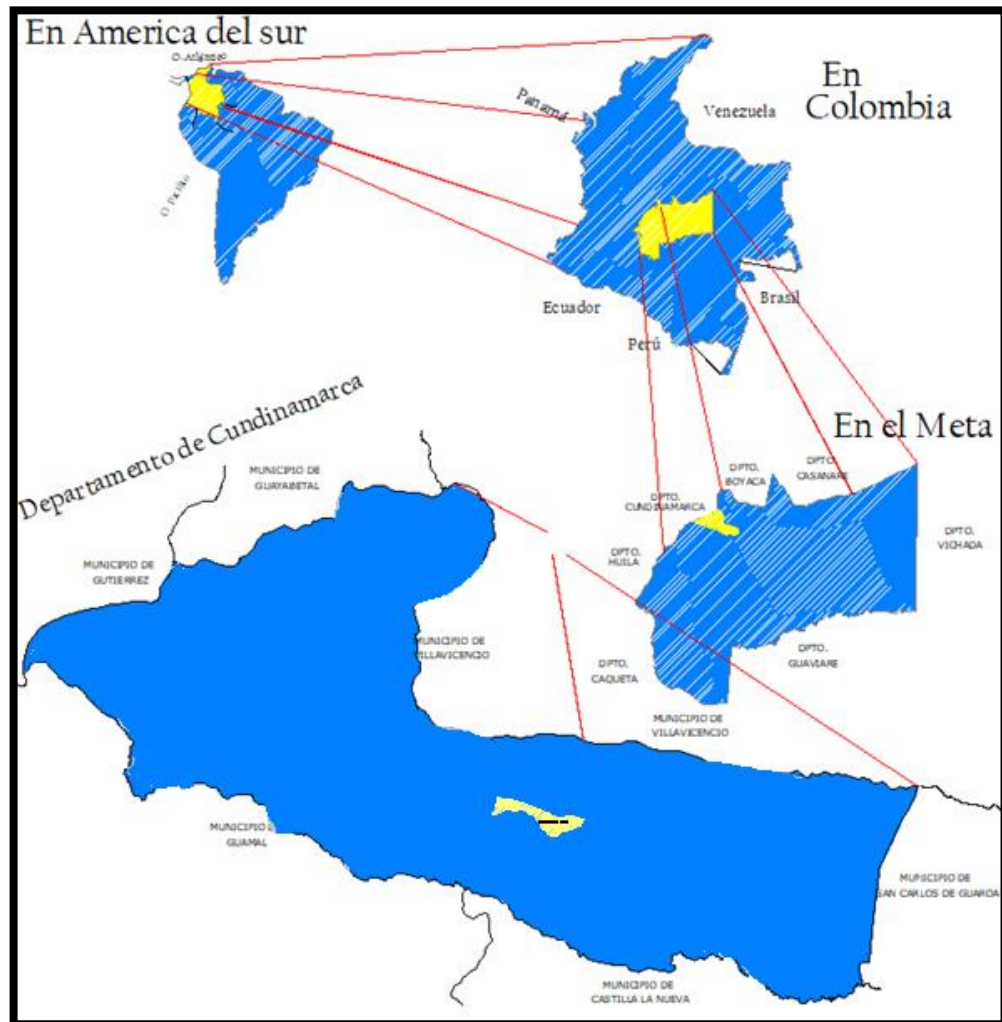
Para este estudio de caso la información para el trazado de la línea se logró haciendo uso de los registros georreferenciados a lo largo de la línea, de igual forma la identificación de zonas habitadas, cuerpos de agua, vías principales, secundarias o terciarias, censo industrial y agroindustrial, las cuales han sido sustentadas en el plan de ordenamiento territorial de Acacias inscrito en el acuerdo 184 de diciembre de 2011. El cual se usó como herramienta soporte para la identificar y sectorizar las zonas con alta probabilidad de afectación por derrames. Para la identificación del perfil de la línea ATUB 81 fueron necesarios los registros de hallazgos por inspección visual y datos DCVG, para obtener datos geográficos que permitan establecer el recorrido de la línea y de esta forma demarcar su ruta y mantener el registro de esta en el software GoogleEarth Pro. Ver Tabla 1. Y Figura 5 a 7.

Tabla 1. Datos georreferenciados de la línea ATUB 81.

LÍNEA DE FLUJO 81			
ANOMALIA No	PROGRESIVA	LATITUD	LONGITUD
1	0+001	3°57'51,022	73°39'22,624
2	0+013	3°57'51,350	73°39'22,451
3	0+037	3°57'51,715	73°39'23,127
4	0+149	3°57'53,429	73°39'26,325
5	0+222	3°57'54,578	73°39'28,406
6	0+242	3°57'54,895	73°39'28,972
7	0+253	3°57'55,117	73°39'29,242
8	0+261	3°57'55,323	73°39'29,427
9	0+277	3°57'55,675	73°39'29,797
10	0+292	3°57'56,108	73°39'29,977
11	0+306	3°57'56,569	73°39'29,980
12	0+339	3°57'57,633	73°39'30,004
13	0+344	3°57'57,017	73°39'30,011
14	0+357	3°57'58,232	73°39'30,018
15	0+370	3°57'58,634	73°39'30,005

En la Figura 5., se presenta de manera esquemática la posición geográfica general de la línea ATUB 81, dentro del contexto continental, nacional, regional y de corregimiento rural.

Figura 5. Mapa de localización general, Línea ATUB 81.



De acuerdo con el plan de ordenamiento territorial aprobado para el municipio de Acacias de diciembre de 2011 y de aprobación vigente, en la Figura 6., se plasma la identificación y demarcación del municipio de Acacias con respecto a la ubicación a la línea ATUB 81. En la Figura 7., se exhibe la interpretación del trazado de la línea respecto al casco urbano principal, para de esta forma comprender los alcances de integridad del presente estudio de caso.

Figura 6. Mapa de localización línea ATUB 81, respecto a casco urbano principal.

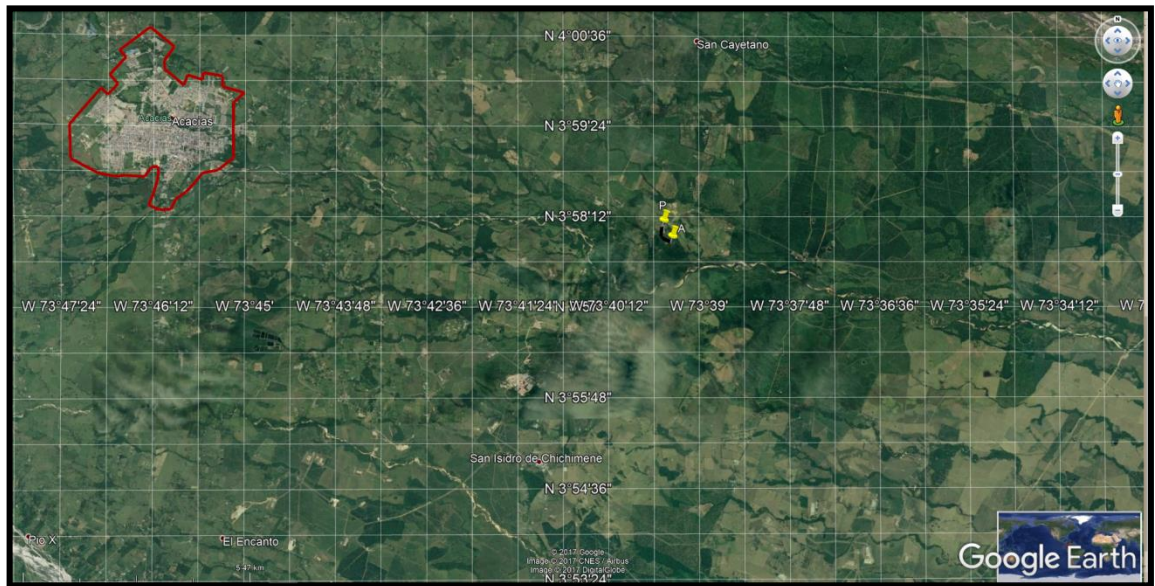


Figura 7. Trazado de línea ATUB 81 e identificación de zonas pobladas cercanas.



3 IDENTIFICACIÓN ÁREAS ALTA CONSECUENCIA – AAC, PARA EL DUCTO ATUB 81.

Las zonas de intereses según sea su interacción con la influencia directa e indirecta se encuentran determinadas por limitación geográfica desarrollada en relación al área circular de impacto potencial, cuya identificación e interpretación establece su excepción en cálculos matemáticos en términos de unidades de área. Dado que la línea de transporte del crudo en su diámetro exterior nominal no es mayor a 8 pulgadas, se ha definido como zona de interés un área comprendida de 0.58 Km² (Kilómetros cuadrados) con áreas altamente sensibles²², lo anterior se personifica con un círculo de color morado de 860 metros de diámetro visible en la Figura 8., en donde el epicentro de esta circunferencia es el intermedio del trazo de la línea de transporte ATUB81.

Figura 8. Área circular de impacto potencial.



²² CORNELL LAW SCHOOL. 2000. Definitions of the High consequence area. [texto en línea]. Disponible desde internet en: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/49/195.450>

3.1 ÁREAS EXCEPCIONALMENTE SENSIBLES

La información para la identificación de las áreas excepcionalmente sensible situadas en las áreas de influencia directa e indirecta, se apoya en el Plan de Ordenamiento Territorial de Acacias, inscrito en el acuerdo 184 de diciembre de 2011. La metodología que presenta la zonificación ambiental en los análisis integrados efectúa la categorización de las áreas conforme a las conceptualizaciones presentadas a continuación:

3.1.1 Zona ambientalmente crítica: son áreas donde los servicios ecosistémicos presentes en ellas se encuentran nulos por la disipación de facultades tales como carga, restauración, regulación, aprovisionamiento y recuperación, es decir, zonas que por su deficiencia ecológica y social no tienen la capacidad de tolerar acciones externas que ocasionan la alteración en los ciclos endógenos en estas áreas. En la jurisdicción del campo operativo CLUSTER 21 no se identifica áreas ambientalmente críticas.

3.1.2 Zona ambientalmente sensible: Áreas vulnerables a la degradación por acciones exógenas las cuales modifican la capacidad prístina del ecosistema. El manejo integral de estas zonas tiene como objetivo la conservación y preservación.

En estas áreas contemplan los ecosistemas de bosques secundarios, bosques riparios, ecosistemas lenticos y loticos, zonas geotécnicamente inestables, áreas de valor cultural y turismo o de interés arqueológico, áreas de población, comunidades indígenas y afrodescendientes entre otras áreas.

La representación de las zonas ambientalmente sensibles se genera de tal manera que sea de fácil comprensión y análisis, para ello, se hizo uso de simbología de polígonos irregulares con colores, los cuales se encuentran determinados en proyección según sea su grado de sensibilidad.

De esta forma se estableció que las zonas de alta sensibilidad se identifican con polígonos irregulares de color rojo, las zonas de mediana sensibilidad con polígonos irregulares de color amarillo y zonas de baja sensibilidad con polígonos irregulares de color verde.

- Zonas de alta sensibilidad (polígonos irregulares de color rojo): zonas considerablemente de alta susceptibilidad y de gran valor estratégico para el recurso natural de un territorio, tales como, sitios RAMSAR (tratado intergubernamental sobre la conservación y sustentabilidad de los humedales y

sus recursos²³), cuerpos de agua, zonas de amortiguación, productoras y protectoras de agua, anexas las áreas que presenta afectaciones de inestabilidad, erosión de suelo y remoción en masa, también áreas declaradas de manejo especial previamente por la gobernanza colombiana, por ejemplo, los sitios inscritos en el sistema nacional de parques naturales o áreas con normatividad, ordenanza inflexible y severa que se pueden ver alteradas por acciones naturales o antrópicas. La señalización de las áreas de alta sensibilidad Figura 9., se genera de manera gráfica apoyándose con la herramienta informática y de referencia geográfica Google Earth.

Figura 9. Zonas de alta sensibilidad ambiental.



- Zonas de mediana sensibilidad (polígonos irregulares de color amarillo): zonas de aprovisionamiento, reserva, aprovechamiento y almacenamiento energético, alimenticio, son focos de transformación de bienes y servicios para el beneficio según sean las necesidades de los asentamientos rurales o urbanos en estas áreas.

²³ RAMSAR. 2014. Acerca de la convención RAMSAR. [texto en línea] Disponible desde internet en: <http://www.rasasr.org/es/acerca-de-la-convencion-de-rasasr>

Adicionalmente son áreas que albergan, resguardan temporalmente diversas especies de fauna y generalmente son suelos moderadamente estables, que presentan amenaza media en relación a factores naturales o antrópicos. Las zonas identificadas en la Figura 10., poseen una importancia considerable en funciones ambientales y sociales a la región. Por consiguiente, la normatividad que las administra concede permisos de intervención, salvaguardando las áreas restringidas que tienen manejo especial, orientadas a la conservación y protección de los servicios ecosistémicos de las mismas.

Figura 10. Zonas de mediana sensibilidad ambiental.



- Zonas de baja sensibilidad (polígonos irregulares de color verde): áreas modificadas por acciones endógenas o exógenas, con cobertura vegetal limitada y/o nula, en términos de edafología son suelos estables, infértiles ecológicamente que no presentan amenazas en acciones naturales, antrópicos, se representan en la Figura 11., Las especificaciones técnicas, físicas asociadas ambiental y socialmente, infieren a intervenciones sustentadas con planes de manejo sostenible y adecuado al medio implicado.

Figura 11. Zonas de baja sensibilidad ambiental.



La representación general de la zonificación ambiental, se establece a través de las zonas excepcionalmente sensibles concebidas en áreas de alta consecuencia, relacionadas a cambios significativos en composición y función en periodos de corto, mediano y largo lapso, esto en caso a la exposición de los ecosistemas de agua potable, hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico que son esenciales para la región.

Las áreas excepcionalmente sensibles están vinculadas específicamente a las zonas ambientalmente críticas y zonas ambientalmente sensibles, estas últimas categorizadas como las áreas de alta consecuencia - AAC, las cuales son distribuidas en fuentes de agua potable de influencia directa y de influencia indirecta Tabla 2., las primeras son aquellas que están ubicadas dentro del área circular de impacto potencial, las segundas están comprendidas en el área de influencia indirecta a la línea de transporte de hidrocarburo ATUB 81.

Tabla 2. Fuentes de Agua Potable de Influencia Directa e Indirecta con respecto al CLUSTER 21.

Fuentes de Agua Potable de Influencia Directa		
Campos en Contacto	Tipo	Fuente de Agua
Vereda Monte Líbano Bajo	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Finca La Leona
Fuentes de Agua Potable de Influencia Indirecta		
Campos en Contacto	Tipo	Fuente de Agua
Vereda Monte Líbano Bajo	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Finca propietario Juan Villalobos
	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Finca Monte Líbano
	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Monte Líbano bajo
	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Monte Líbano bajo
	Nacederos y zonas de recarga hídrica	Nacedero Monte Líbano bajo
	Cuerpos de Agua Permanentes	Río Acacias
Vereda La Esmeralda	Cuerpos de Agua Permanentes	Río Acacias
Vereda Santa Rosa	Cuerpos de Agua Permanentes	Río Acacias

Los hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico Tabla 3., están distribuidas en primer orden según sea la interacción que estas tengan con el área directa de influencia, ya en segundo orden se encuentran los hábitats colindantes al área circular de impacto potencial, es decir los ubicados en el área de influencia indirecta a la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81.

Tabla 3. Hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico de Influencia Directa e Indirecta con respecto al CLUSTER 21.

Hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico de Influencia Directa		
Campos en Contacto	Tipo	Fuente Ecológica
Vereda Monte Líbano Bajo	Bosques de Galería	Alrededor de la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81

Tabla 3. (Continuación)

Hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico de Influencia Indirecta		
Campos en Contacto	Tipo	Fuente Ecológica
Vereda Monte Líbano Bajo	Bosques de Galería	Río Acacias
		A 10 kilómetros aproximadamente de Acacias, vía Acacias entre Dinamarca y Surimena. Costado sur
		A 15 kilómetros aproximadamente de Acacias, vía Acacias entre Dinamarca y Surimena. Costado Norte y sur
	RAMSAR	Humedal Finca Monte Líbano
		Humedal Finca Corozal Humedal Finca propietario Juan Villalobos
Vereda La Esmeralda	Bosques de Galería	Río Acacias
Vereda Santa Rosa	Bosques de Galería	Río Acacias
	Bosques Secundarios	Costado Sur del Río Acacias
	RAMSAR	Laguna/garcero

3.2 ÁREAS CON POBLACIÓN

El área de influencia es directamente proporcional a la comprensión del dominio de la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81 registrada en la vereda Monte Líbano Bajo integrada a la jurisdicción del municipio Acacias, que a su vez se encuentra adscrito a ordenanza del departamento de Meta.

Las zonas pobladas de influencia directa corresponden a la simbolización en polígonos irregulares de color naranja Figura 12., las cuales son clasificadas como población tipo 3, concerniente a un caserío y una finca, vinculadas directamente al perímetro circunferencial de impacto potencial asociadas a incidentes de derrames o explosión de la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81.

Sin embargo, el caserío no presenta más de 20 viviendas contiguas, por lo tanto, no clasifica como área con población tipo 2. También las áreas de influencia directa son las zonas donde toleran el mayor grado de afectación, estas en función a prácticas, funciones u oficios en demanda al servicio y producción de los campos por parte del personal.

Las áreas pobladas de influencia indirecta son aquellas ubicadas a una distancia aledaña a la línea de transporte de hidrocarburo ATUB 81, es decir, estas áreas habitadas probablemente pueden contemplar sucesos o afectaciones ocurridos en el área de influencia directa, es por ello, que la circulación de la población aledaña al proyecto o llamada población flotante en zonas de influencia directa aumenta la vulnerabilidad de verse afectadas con impactos indirectos de coyunturas a largo plazo

Figura 12. Áreas con población de Tipo 3.



La información para la identificación de las poblaciones tipo 3 que están ubicadas dentro de las áreas de influencia directa e indirecta, se sustenta en el Plan de Ordenamiento Territorial de Acacias inscrito en el acuerdo 184 de diciembre de 2011.

En la Tabla 4., están contempladas las áreas de alta consecuencia – AAC, especificándose en primer orden las áreas pobladas de influencia directa que están ubicadas en la vereda Monte Líbano Bajo aproximadamente a 12 kilómetros de Acacias (vía Acacias – Dinamarca) y en segundo orden presentándose las áreas pobladas de influencia indirecta que colindan al área circular de impacto potencial.

Tabla 4. Áreas con población de Influencia Directa e Indirecta.

Áreas Pobladas de Influencia Directa				
Campos en Contacto	Tipo	Nombre de la Población	Nº Viviendas	Nº de habitantes
Vereda Monte Líbano Bajo	Tipo 3	Caseta C	8	34
	Tipo 3	Hacienda Villa Luz	1	5
Áreas Pobladas de Influencia Indirecta				
Campos en Contacto	Tipo	Nombre de la Población	Nº Viviendas	Nº de habitantes
Vereda Monte Líbano Bajo	Tipo 3	Finca La Alborada	1	4
	Tipo 3	Finca Lexi Diana	1	5
	Tipo 3	Finca El Recreo	1	4

3.3. VÍAS FLUVIALES NAVEGABLES DE TRANSITO COMERCIAL

Actualmente el tramo del Río Acacias que colindan en el área circular de impacto potencial e interacciona con el área de influencia indirecta con el campo operativo CLUSTER 21 no comprueba sistemas fluviales previstos para transito comercial que sean materia de apreciación como área de alta consecuencia.

3.4. PRIORIZACIÓN DE LAS ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA – AAC

Prevalecer las áreas de alta consecuencia – AAC, es unificar en subgrupos de relevancia con criterio de evaluación, análisis e interpretación sea su grado de afectación, vulnerabilidad hacia las zonas altamente sensibles y susceptibles al alterar su constitución funcional, ocasionando daños irreversibles o irrecuperables, esto en concordancia a la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81.

La descripción de los criterios de evaluación, se muestra en la Tabla 5., en efecto expresa la división del grupo de áreas de alta consecuencia en dos subgrupos que consideran el grado de importancia de las interacciones que tiene la línea de transporte ATUB81 con las zonas que la rodean.

Tabla 5. Criterios evaluativos para la Priorización de las Áreas de Alta Consecuencia.

Descripción de los criterios de priorización de las Áreas de Alta Consecuencia	
Criterios de Priorización de Áreas de Alta Consecuencia - HCA's	Descripción
Alta - Alta	Zonas comprendidas por áreas pobladas de Tipo 1 y Tipo 2. Zonas donde se encuentran cuerpos de agua particularmente loticos, tales como ríos, aljibes junto con hábitats de alto medio ecológico y ecosistémico.
Alta - Media	Zonas que contienen áreas pobladas de manera dispersa (Tipo 3). Zonas que dentro de su jurisdicción interaccionan con cuerpos de agua en su mayoría lenticos, así como, caños, lagunas, pantanos, esteros aunadas con hábitats de medio ecológico sensibles.

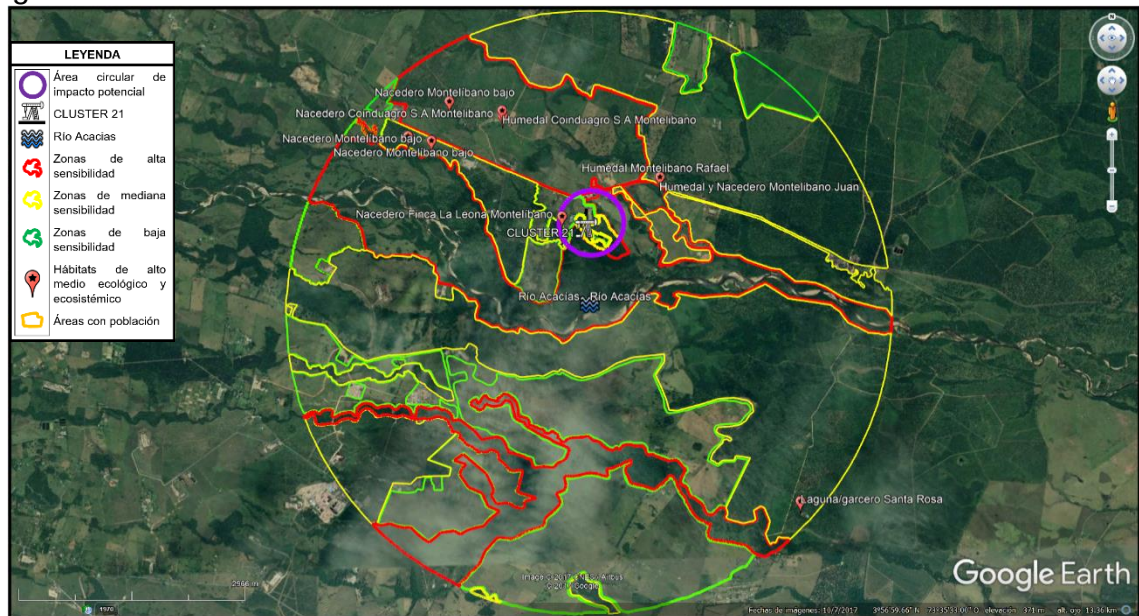
Asimismo, los criterios de análisis e interpretación para priorizar las áreas de alta consecuencia se exponen en la Tabla 6., esta manifiesta los puntos relevantes de la línea de transporte ATUB81, con datos de longitud, descripción de las distancias aproximadas con relación a las posibles zonas de afectación y la clasificación de los tramos de tubería con respecto a los criterios evaluativos.

Tabla 6. Criterios evaluativos para la Priorización de las Áreas de Alta Consecuencia.

Priorización de las Áreas de Alta Consecuencia - HCA's					
Área de Influencia	Intervalo	Longitud en metros	Criterio de Priorización de HCA's		Características
			Alta - Alta	Alta - Media	
Línea de Transporte ATUB81	Metro 0 - Metro 229 + 0,9	229,9	X		Cruza con hábitat de medio ecológico sensibles, en este caso Área de protección hídrica del Río Acacias (Bosque de galería). El metro 0 referente a la longitud de la tubería ATUB81 se encuentra aproximadamente a 916 metros de la Ronda hidráulica (Zona de protección ambiental) del Río Acacias.
	Metro 229 + 0,8 - Metro 424 + 0,3	194,5	X		Inmediaciones a sistemas de agua comunitario (Nacedero de agua de la Finca La Leona, Vereda Monte Libano Bajo georreferenciada a 3°57'55.00"N; 73°39'40.00"O) aproximadamente a 321 metros de distancia de la tubería ATUB81. Cruza con hábitats de medio ecológico sensibles, como el Área de protección hídrica del Río Acacias.
	Metro 424 + 0,4 - Metro 525	100,6		x	Colinda al norte con población de Tipo 3 ubicada aproximadamente a 130 m del metro 525 referente a la longitud de la tubería ATUB81 y limita con población de Tipo 3 ubicada aproximadamente a 145 m del metro 330,4 referente a la longitud de la tubería ATUB81. Cruza con hábitats de medio ecológico sensibles.

Los criterios de evaluación están complementados en el análisis de las zonas identificadas en los escenarios del área circular de impacto potencial y el área de influencia indirecta, en donde la ubicación de dichas zonas interactúan de forma (directa e indirecta) con la línea de transporte de hidrocarburo ATUB81, ver Figura 13.

Figura 13. Zonificación ambiental del área directa e indirecta de influencia.



Esta imagen dilucida la zonificación ambiental de las áreas de alta consecuencia en la cual se indica zonas ambientalmente sensibles y áreas con población, orientadas de manera tal, que exterioricen aquellas zonas situadas de forma directa e indirecta al CLUSTER 21.

4. DATOS, REGISTROS E INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE DE CRUDO ATUB81

4.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAMO DE ESTUDIO

Para llevar a cabo el estudio de caso fue necesario utilizar datos reales que se pueden aplicar de forma concreta en este tipo de sistemas de transporte de crudos. Por lo tanto, los datos aquí registrados solo corresponden a datos generales y no valores específicos de un ducto o tramo de tubería en específico, los hallazgos, cantidad y calidad de los datos usados difieren de los reales para proteger la información del sistema. Los datos generales, condiciones de diseño y de construcción del tramo en estudio se presentan en la Tabla 7., y Tabla 8.

Tabla 7. Datos generales línea ATUB 81.

Puesta en funcionamiento:	2012	Nombre tubería:	ATUB81
Servicio:	Línea de flujo	Localización:	Campo Soles
Tiempo de servicio:	4 años	Última Inspección:	No presenta.
Desde:	Cabeza pozo 81	Hasta:	Múltiple Clúster 21

Tabla 8. Condiciones de diseño y construcción línea ATUB 81.

Código de diseño y construcción:	ASME B31.4	E (Joint efficiency):	1
Material de construcción:	API 5LX42	PWHT:	N/A
Presión interna de diseño (Psi):	N/D	T° diseño (°F)	N/D
S (Allowance stress @ °T de diseño) (Psi)	30250	Monitoreo CI:	Ver Tabla 12.
CA (Corrosion Allowance)(Inches):	N/D	Diámetro (in):	6
Recubrimiento Externo:	FBE	SCH	STD
Sistema de protección catódica:	N/D	Espesor nominal (in):	0,280
Inyección de Q	No	Longitud (m)	525

En la Tabla 9., se muestra el resumen de monitoreo de corrosión interna de la línea ATUB 81.

Tabla 9. Resumen monitoreo de Corrosión Interna (CI).

Análisis Fisicoquímico de Agua		Fecha
Muestra de Agua	SI	31/08/2011
CO₂ (ppm)	13	31/08/2011
H₂S (ppm)	0.1	31/08/2011
BSW(%)	88.2	26/07/2010
Análisis Fisicoquímico de Gas		Fecha
Muestra de Gas	SI	31/08/2011
Presión (psi)	70	31/08/2011
pCO₂ (psia)	2.63	31/08/2011
pH₂S (psia)	0.00119	31/08/2011
Relación CO₂/H₂S	2214	31/08/2011
Monitoreo de cupones gravimétricos		Fecha
Velocidad de Corrosión Calculada (mpy)	0.34	Primer monitoreo 2014

De acuerdo con los resultados expuestos en el informe de monitoreo de corrosión interna de la línea ATUB 81, está se encuentra de acuerdo a las características del fluido a sus condiciones este fluido en el rango de “PERDIDA SEVERA DE METAL POR CORROSIÓN”, según los criterios de clasificación de la norma NACE MR 0176 – 06, observándose un contenido de BS&W mayor a 75%, ver Tabla 10.

Tabla 10. Clasificación para la Corrosividad de Fluidos.

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN PARA LA CORROSIVIDAD DE FLUIDOS						
PARÁMETRO		GRADO DE CORROSIVIDAD				FUENTE
		BAJA	MODERADA	ALTA	SEVERA	
VELOCIDAD DE CORROSIÓN	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL CR (mpy)	< 1,0	1,0 - 4,9	5,0 - 10	> 10	Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos según norma NACE 00775-05 (Tabla 2: Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems).
	MÁXIMA VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR PICADO	< 5,0	5,0 - 7,9	8,0 - 15	> 15	
CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DEL AGUA	BS&W	< 25 %	25 % - 75 %		> 75 %	Criterios de clasificación para corrosividad del agua según norma NACE MR-0176-06 (Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker-rod pumps.
	H ₂ S	< 10ppm	10 a 100 ppm		> 100 ppm	
	CO ₂	< 250 ppm	250 a 1500 ppm		> 1500 ppm	
CONCENTRACIÓN DE O ₂ DISUELTO		0 - 20 ppb	20 - 40 ppb	40 - 100 ppb	> 100 ppb	Paper 03160 CORROSION 2003, Risk Based corrosion management system for oilfield production installations - development, methodology and application Carlos A. Palacios - PECOM Venezuela
		0 - 0,02 ppm	0,02 - 0,04 ppm	0,04 - 0,1 ppm	>0,1 ppm	
CONCENTRACIÓN DE CLORUROS		0 - 50 ppm	50 - 200 ppm	200 -500 ppm	> 500 ppm	Uhlig, H.H., and Revie R. W., 1985, Corrosion and Corrosion Control, John Wiley & Sons, New York
PRESIÓN PARCIAL (psi) CO ₂		0 - 7 psi	7 - 30 psi		> 30 psi ALTA MAYOR	H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd edición (Houston, TX: NACE, 1999,
PRESIÓN PARCIAL (psi) H ₂ S		< 0,05 psi	NACE MR-0175 establece como criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC un valor de 0,05 psi			NACE MR01175 "Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment" (Parágrafo 1.3, 1.1)
RELACIÓN CO ₂ /H ₂ S		H ₂ S menor a 200	CO ₂ mayor a 200			PREDICT- Prediction and determination of corrosivity of Carbon in CO ₂ /H ₂ O environments

Fuente. CORPORACIÓN CIMA. Informe: Inspección tramo aéreo línea ATUBCH81, GPRO-MA0030605-INF-GIE-1392.Acacias - Meta. 2017. 10p.

Al analizar el parámetro de presión parcial de CO₂ de la Tabla 10., el resultado fisicoquímico para este gas, se observa que este se encuentra dentro del estado de corrosividad “BAJO”, según la clasificación de la norma NACE, 1999 H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd Edition.

4.2 DESARROLLO DE LA INSPECCIÓN

Con el fin de realizar la evaluación del sistema bajo estudio y definidas las segmentaciones del ducto de acuerdo a las zonas de alta consecuencia y de valoración del riesgo de acuerdo con los mecanismos de daño asociados. Las pruebas no destructivas definidas como herramientas de apoyo para la valoración mecánica en los tramos aéreos fueron: recorrido de línea por inspección visual, inspección por medición de espesores por ultrasonido Scan A y medición de espesores de película seca para la valoración de la pintura.

Las anomalías que fueron reportadas como relevantes por el recorrido de línea, fueron inspeccionadas por partículas magnéticas fluorescentes e inspección visual detallada. Los tramos enterrados de la línea fueron inspeccionados de forma indirecta aplicando tecnología DCVG (Direct Current Voltage Gradient), para aquellas zonas donde se reportan condición severa y muy severa se realizaron inspecciones directas por inspección visual detallada, medición de espesores por ultrasonido Scan A y partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

En los tramos de tubería aérea y enterrada que presentaron zonas con pérdida de espesor mayor al 12.5%, desde el diámetro interno, fueron inspeccionados por pruebas de pérdida de flujo magnético LFET para definir la extensión de la indicación y mapeo de corrosión Scan-C con el objeto de caracterizar la anomalía.

4.2.1. Inspección visual de Recorrido de línea. La inspección visual del recorrido de línea permitió definir a partir de sus hallazgos la priorización de intervención, control y monitoreo de las anomalías que estuviesen afectando el tramo aéreo de tubería. El resultado de esta valoración tuvo como objetivo identificar condiciones sub-estándar por daños mecánicos, corrosión externa y fugas. A continuación, se presenta un registro fotográfico de las indicaciones más relevantes reportadas por la inspección visual.

Figura 14. Vista general de la cabeza de pozo.



La Figura 14 corresponde principalmente a una cabeza de pozo, al ser este un estudio de caso las imágenes que se presentan corresponden a condiciones generales que son usadas para mostrar los aspectos más relevantes del análisis de sistemas de transportes de crudo desde cabezal de pozo hasta múltiple de separación.

Figura 15. Deterioro general en el recubrimiento en salida de pozo.



La Figura 15 evidencia daño general en el recubrimiento del tramo aéreo a la salida cabezal de pozo, el daño que se presenta es envejecimiento y tizamiento en la capa de acabado y pérdida de espesor en el esquema de protección de la línea, entre los tmls 1 a 4.

Figura 16 Vista general de múltiple.



En la Figura 16, a la llegada al múltiple se observan trazas de crudo que corresponden a trabajos previos de mantenimiento, se revisaron las uniones bridadas, pero no se evidenciaron perdidas de contención en estas. El recubrimiento se encuentra en buen estado.

Sin embargo y de acuerdo con el reporte RBI del sistema bajo estudio, se identifica una derivación que presenta característica de pierna muerta, la cual puede favorecer la corrosión interna por CO_2 . Esta condición requiere valoración mecánica detallada mediante técnicas volumétricas y de caracterización, como ultrasonido Scan A, Scan C y pérdida de flujo Magnético.

Figura 17. Deterioro General en Recubrimiento de Válvula de Compuerta.



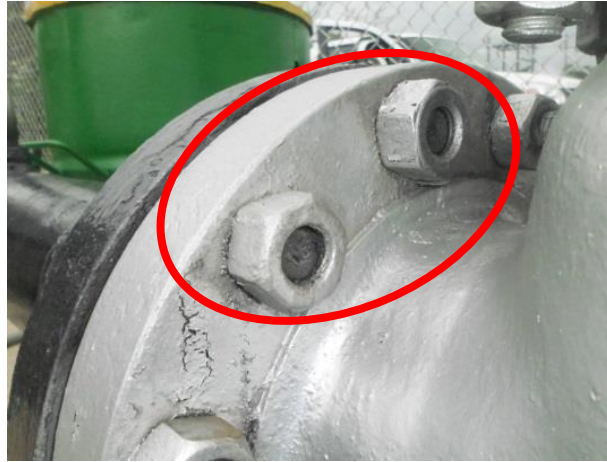
En la Figura 17 se observan focos de corrosión activa en la parte externa de la válvula de compuerta 6X150, ubicada entre los TMLS 5 y 6 debido al deterioro manifiesto y presente por ampollamiento y desprendimiento del esquema de pintura.

Figura 18. Fuga de Producto por Válvula.



En la Figura 18 se evidencia fuga de producto en uniones de sello mecánico. El evento presenta fuga por el lado bonete de la válvula ubicada entre los TML 5 y 6,

Figura 19. Condición Sub-estándar en Uniones Bridadas.



Se observa condición sub-estándar en la Figura 19. En la cual las uniones bridadas de la válvula 6"x300 de la salida de pozo presenta pernos por debajo de un hilo, situación que esta fuera de especificación de acuerdo con el código API 570-16 parágrafo 5. El evento presentado requiere de intervención mecánica.

Los hallazgos más representativos presentados por la inspección visual del recorrido de línea desde la malla de la salida de pozo hasta la malla del múltiple de llegada se encuentran registrados en la Tabla 11. Los resultados de las inspecciones no destructivas detalladas de estas zonas se presentan en los numerales 4.2.2 y 4.2.3 del presente documento.

Tabla 11. Anomalías por Inspección Visual en Tramos Aéreos.

ANOMALÍAS RELEVANTES RECORRIDO DE LÍNEA 81, TRAMO AÉREO					
ANOMALIA No	PROGRESIVA	Tipo de Indicación	LATITUD	LONGITUD	OBSERVACIONES
1	0+015	Entalla	3°57'51,022	73°39'22,624	Posición horaria de las 9
2	0+149	Rayón	3°57'51,350	73°39'22,451	Posición horaria de las 7
3	0+222	Entalla	3°57'51,715	73°39'23,127	Posición horaria de las 9
4	0+242	Rayón	3°57'53,429	73°39'26,325	Posición horaria de las 7
5	0+261	Rayón	3°57'54,578	73°39'28,406	Posición horaria de las 8

4.2.2. Inspección Visual Detallada en Anomalías de Tramos Aéreos. De acuerdo con la información suministrada por el grupo de recorrido de línea para los tramos de tubería aérea, se realizó valoración visual detallada de las anomalías para conocer sus características mecánicas, dimensiones y valoración para con el servicio del sistema.

El esquema de inspección usado comprende el uso de herramientas de control dimensional y ayuda visual tales como: lentes de magnificación, flexómetros, cintas métricas, calibradores pie de rey, profundímetro, reglas metálicas. Con el objetivo de asegurar la integridad mecánica de las anomalías, se realizó medición de espesores alrededor de la indicación para verificar el espesor de pared en la zona de interés.

En el proceso de evaluación detallada de la anomalía 1 en la abscisa 00+015, ver Figura 20., se evidencia daño mecánico tipo entalla ubicado en la posición horaria de las 9:30h con una profundidad máxima de 0,125 pulgadas ($1/8''$), longitud axial de 0,437pulgadas ($7/16''$), longitud circunferencial de 0,094 pulgadas ($3/32''$). Se realizó medición de espesores pulso-eco en la zona aledaña a la indicación, el espesor más bajo reportado correspondió a 0,270 Pulgadas. El porcentaje de máxima pérdida de pared corresponde al 44,64% correspondiente a la profundidad de la anomalía 1. Se evidencia lo que posible fisura, se recomienda realizar inspección por partículas magnéticas para verificar que no exista presencia de concentradores de esfuerzo adicionales.

En el proceso de evaluación detallada de la anomalía 2 en la abscisa 00+149, ver Figura 21., se evidencia daño mecánico tipo rayón ubicado en la posición horaria de las 7:00h con una profundidad máxima de 0,0625 pulgadas ($1/16''$), longitud de axial de 1,3125pulgadas ($1-5/16''$), longitud circunferencial de 0,125 pulgadas ($1/8''$).

Se realizó medición de espesores pulso-eco en la zona aledaña a la indicación, el espesor más bajo reportado correspondió a 0,272 Pulgadas. El porcentaje de máxima pérdida de pared corresponde al 22,32% correspondiente a la profundidad de la anomalía 2. Se debe realizar inspección por partículas magnéticas para garantizar que la indicación no presenta concentradores de esfuerzos.

Figura 20. Medición de profundidad Anomalía 1 abscisa 00+015.



Figura 21. Medición de profundidad Anomalía 2 abscisa 00+149.



En el proceso de evaluación detallada de la anomalía 3 en la abscisa 00+222, ver Figura 22., se evidencia daño mecánico tipo rayón ubicado en la posición horaria de las 9:00h con una profundidad máxima de 0,031 pulgadas ($1/32''$), longitud de axial de 0,6875pulgadas ($11/16''$), longitud circunferencial de 0,0625 pulgadas ($1/16''$).

Se realizó medición de espesores pulso-eco en la zona aledaña a la indicación, el espesor más bajo reportado correspondió a 0,268 Pulgadas. El porcentaje de máxima pérdida de pared corresponde al 11,16% correspondiente a la profundidad de la anomalía 3. Se debe realizar inspección por partículas magnéticas para garantizar que la indicación no presenta concentradores de esfuerzos.

Figura 22. Medición de profundidad Anomalía 3 abscisa 00+222.



La evaluación detallada de la anomalía 4 en la abscisa 00+242, ver Figura 23., presenta daño mecánico tipo rayón ubicado en la posición horaria de las 7:00h con una profundidad máxima de 0,094 pulgadas ($3/32''$), longitud axial de 1,0625 pulgadas ($1-1/16''$), longitud circunferencial de 0,156 pulgadas ($5/32''$). Se realizó medición de espesores pulso-eco en la zona aledaña a la indicación, el espesor más bajo reportado correspondió a 0,266 Pulgadas. El porcentaje de máxima pérdida de pared corresponde al 33,48% correspondiente a la profundidad de la anomalía 4. Se debe realizar inspección por partículas magnéticas para garantizar que la indicación no presenta concentradores de esfuerzos.

La evaluación detallada de la anomalía 5 en la abscisa 00+261 ver Figura 24., presenta daño mecánico tipo rayón ubicado en la posición horaria de las 8:00h con una profundidad máxima de 0,0625 pulgadas ($1/16''$), longitud axial de 0,094 pulgadas ($3/32''$), longitud circunferencial de 0,031 pulgadas ($1/32''$). Se realizó medición de espesores pulso-eco en la zona aledaña a la indicación, el espesor más bajo reportado correspondió a 0,260 pulgadas. El porcentaje de máxima pérdida de pared corresponde al 22,32% correspondiente a la profundidad de la anomalía 5. Se debe realizar inspección por partículas magnéticas para garantizar que la indicación no presenta concentradores de esfuerzos.

Figura 23. Medición de profundidad para rayón abscisa 00+242.



Figura 24. Medición de profundidad para rayón abscisa 00+261.



En la Tabla 12., se presenta el resumen de las anomalías inspeccionadas con sus respectivos hallazgos, con el objetivo de priorizar su intervención, control o monitoreo.

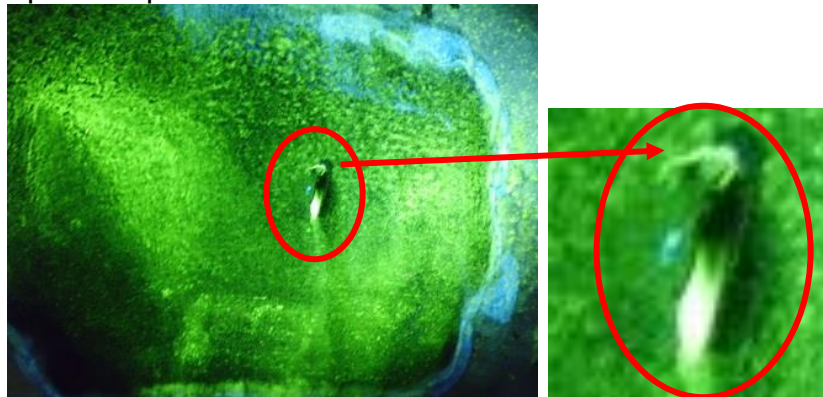
Tabla 12. Resultados de la inspección visual detallada en anomalías de tramos aéreos, ATUB 81.

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN									
ANOMALIA No	ABSCISA (m)	TIPO DE INDICACIÓN	POSICIÓN HORARIA	ESPESOR NOMINAL (In)	JUNTA LONG/ CIRCUNF	LONGITUD AXIAL (In)	LONGITUD CIRCUNFERENCIAL (In)	PROFUNDIDAD (In)	MÁX PORCENTAJE DE PERDIDA (%)
1	00+015	Entalla	9	0,28	S.A	0,4375	0,9375	0,125	44,64
2	00+149	Rayón	7	0,28	S.A	1,3125	0,125	0,0625	22,32
3	00+222	Entalla	9	0,28	S.A	0,6875	0,0625	0,03125	11,16
4	00+242	Rayón	7	0,28	S.A	1,0625	0,156	0,09375	33,48
5	00+261	Rayón	8	0,28	S.A	0,03125	0,9375	0,0625	22,32

S.A= Sin Afectación

4.2.3. Inspección por Partículas Magnéticas en Anomalías de Tramos Aéreos. Como parte de la metodología de inspección y de conformidad con los procedimientos de integridad del dueño del ducto, en donde se debe asegurar que las anomalías reportadas en el recorrido de línea estén libres de grietas, se realizó valoración por partículas magnéticas fluorescentes. La evaluación por partículas magnéticas fluorescentes (WFMT) en la anomalía 1 de la abscisa 00+0149 arroja como resultado una indicación lineal de morfología irregular tipo fisura conectada con el rayón inspeccionado. La longitud medida de la fisura es de 0,156 pulgadas (5/32"). Ver Figura 25.

Figura 25. Inspección por WFMT Anomalía 1 abscisa 00+015.



Durante la inspección por partículas magnéticas fluorescentes en la anomalía 2 reportada en la abscisa 00+149, no se evidencian indicaciones conectadas con el concentrador de esfuerzos. Ver Figura 26. Luego de realizada la prueba por partículas magnéticas en la anomalía 3 registrada en la abscisa 00+222, no se evidencian indicaciones conectadas con el concentrador de esfuerzos. Ver Figura 27.

Figura 26. Inspección por WFMT Anomalía 2 abscisa 00+149.

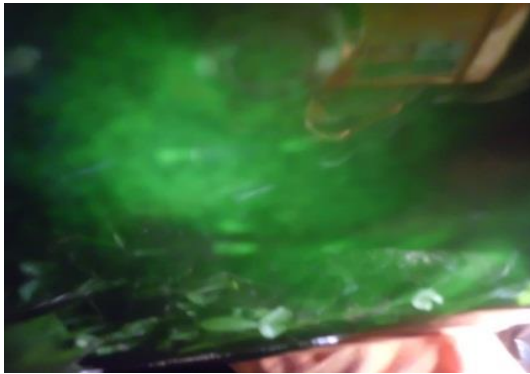


Figura 27. Inspección por WFMT Anomalía 3 abscisa 00+222.



Los resultados de inspección por WFMT, en el rayón de la anomalía 4 abscisa 00+242. No presenta indicaciones asociadas al concentrador de esfuerzo. Ver Figura 28.

Durante la inspección por partículas magnéticas fluorescentes en la anomalía 5 reportada en la abscisa 00+261, no presenta indicaciones conectadas con el concentrador de esfuerzos. Ver Figura 29.

Figura 28. Inspección por WFMT Anomalía 4 abscisa 00+242.



Figura 29. Inspección por WFMT Anomalía 5 abscisa 00+261.



En la Tabla 13., se presenta el resumen de hallazgos más representativo de las indicaciones encontradas por partículas magnéticas.

Tabla 13. Hallazgos de partículas magnéticas en tramos aéreos, línea ATUB 81.

EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS								
ANOMALIA No	ABSCISA (m)	TIPO DE INDICACIÓN	POSICIÓN HORARIA	FORMA		DIMENSION (Inches)	EVALUACIÓN	OBSERVACIONES
				Lineal	Redonda			
1	00+015	Rayón	9	X		0,44 X 0,94	Rechazada	Presentó Fisura de 4mm de longitud
2	00+149	Rayón	7	X		1,31 X 0,125	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
3	00+222	Rayón	9	X		0,69 X 0,063	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
4	00+242	Rayón	7	X		1,06 X 0,16	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
5	00+261	Rayón	8	X		0,94 X 0,063	OK	No se evidencian indicaciones relevantes

4.2.4. Inspección de tramos enterados por DCVG. La inspección por DCVG permitió definir, identificar y localizar las zonas con fallas en el recubrimiento. A partir de estos hallazgos presentados en la Tabla 14., se programaron las excavaciones para la valoración por inspección directa de las indicaciones reportadas. La priorización de las anomalías dentro del plan de inspección fue definida con base en la severidad de los defectos reportados.

Tabla 14. Reporte de anomalías por DCVG.

LÍNEA DE FLUJO 81							
ANOMALIA No	PROGRESIVA	ON	OFF	%IR	LATITUD	LONGITUD	ACCIÓN
TE-01	0+311	N	C	254.01	3°57'57,017	73°39'22,624	REPARACIÓN
TE-02	00+400	C	N	80	3°57'60,634	73°39'30,696	REPARACIÓN
TE-03	00+403	A	A	54.05	3°57'60,974	73°39'31,326	REPARACIÓN
TE-04	00+440	C	C	18.29	3°57'61,544	73°39'32,473	REPARACIÓN

4.2.5. Evaluación de tramos enterrados por DCVG. Una vez identificadas las zonas de interés, se procedió a ejecutar las excavaciones para inspección, las cuales estuvieron a cargo del personal de mantenimiento, cabe señalar que para realizar la actividad de inspección directa, primero fue necesario realizar excavación con herramienta manual para encontrar la tubería, una vez identificada se procedió con la excavación mecánica garantizando en todo momento que el operador del equipo pesado tenga control visual del área y del personal que lo orienta para evitar daños en el recubrimiento y el ducto. Ver Figura 30.

Una vez identificada la tubería se procede con la identificación de los defectos en el revestimiento y la preparación de la superficie para la valoración directa de las anomalías. Ver Figura 31.

Figura 30. Evaluación DCVG - CIS.



Fuente: INEXCHILE. Estudio de Integridad de Instalaciones (ECDA): CIS-DCVG-PCM. [Figura]. Ñuñoa, Santiago de Chile. 2017. [consultado: 20 de Julio 2017]. Disponible en internet: <http://www.inexchile.com/productos/servicios/estudios-de-integridad-de-instalaciones-ecda-cis-dcvg-pcm/>

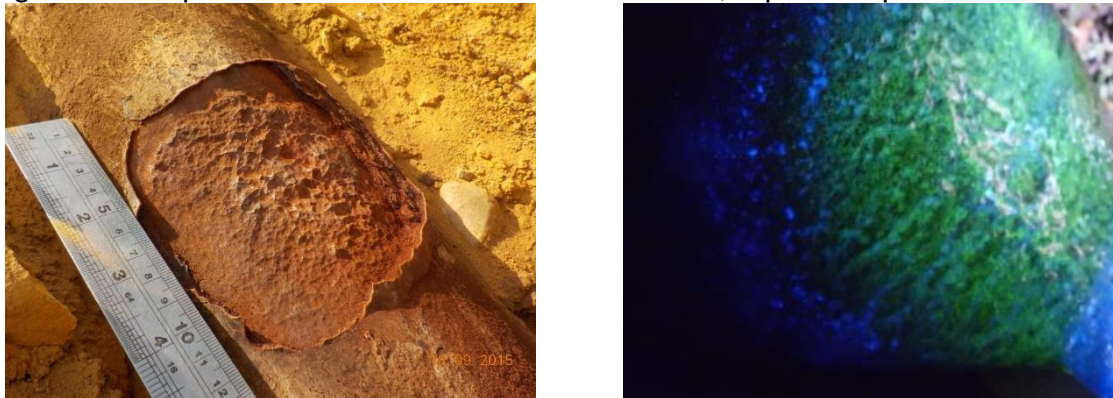
Figura 31. Identificación de daños y preparación de superficie.



Las pruebas de valoración directa que se realizaron para la evaluación de las anomalías reportadas por DCVG, fueron: Inspección visual detallada, partículas magnéticas y medición de espesores pulso-eco presentación Scan A, sus resultados se presentan en las Figura 32 a la Figura 35, y de la Tabla 15., a la Tabla 17.

La anomalía N° TE-01 presenta indicación por pérdida de material de corrosión externa con una profundidad máxima de 0,188 pulgadas, longitud axial 3,5 pulgadas, longitud circunferencial 2,5 pulgadas, ubicada en la posición horaria de las 12, sin evidencia de indicaciones relevantes según reporte de partículas magnéticas. El espesor más bajo reportado fue 0,112 pulgadas. Ver Figura 32.

Figura 32. Inspección Visual de Anomalía N° TE-01; reportada por DCVG.



La evaluación directa en la anomalía N° TE-02, presenta un entalle mecánico tipo rayón en la posición horaria de 7 a 11, con longitud axial de 8,5 pulgadas, longitud circunferencial de 3,75 pulgadas y una profundidad máxima de 0,063 pulgadas. El espesor más bajo reportado fue de 0,222 pulgadas. La indicación reportada no afecta costura longitudinal. La inspección por partículas magnéticas no presentó indicaciones relevantes. Ver Figura 33.

Figura 33. Inspección Visual de Anomalía N° TE-02; reportada por DCVG.



Para la anomalía N° TE-03, se evidenció abolladura lisa sin hombros sobresalientes, no se evidencia la junta longitudinal, sin variaciones en el diámetro nominal de la tubería que excedan la tolerancia de construcción, no presenta concentradores de esfuerzo mecánico. Ver Figura 34.

Figura 34. Inspección Visual de Anomalía N° TE-03; reportada por DCVG.



Las dimensiones tomadas fueron: profundidad máxima de 0,437pulg, lo cual representa el 5,5% de porcentaje de reducción del NPS, longitud axial de 4,5 pulgadas, longitud circunferencial de 3 pulgadas, el centro de la anomalía se encuentra ubicado en la posición horaria de las 9. Hombros transversales en la posición horaria de las 7 (HT₁) y las 10 (HT₂); hombros longitudinales en la posición horaria de las 9 (HT₃ y HT₄). No se observan indicaciones relevantes en la inspección por partículas magnéticas, el espesor más bajo registrado en la zona de mayor profundidad de la anomalía fue de 0,243 pulgadas.

Los resultados de evaluación directa en la anomalía N° TE-04, presentan una abolladura con concentrador de esfuerzo tipo entalla sin hombros sobresalientes, sin evidencia de la junta longitudinal, sin variaciones en el diámetro nominal de la tubería que excedan la tolerancia de construcción. Las dimensiones tomadas fueron: profundidad máxima de abolladura 0,125pulg, longitud axial de 4.5 pulgadas, longitud circunferencial de 3 pulgadas, el centro de la anomalía se encuentra ubicado en la posición horaria de las 6. Hombros transversales en la posición horaria de las 6:30(HT_1) y las 5:30 (HT_2); los hombros longitudinales en la posición horaria de las 6(HT_3 y HT_4). Ver Figura 35.

Figura 35. Inspección Visual de Anomalía N° TE-04; reportada por DCVG.



La máxima profundidad de la entalla reportada fue 0,125pulgadas, el espesor más bajo registrado en la zona de mayor profundidad de la anomalía fue de 0,170 pulgadas. No se observan indicaciones relevantes en la inspección por partículas magnéticas.

En la Tabla 15., se presenta un resumen de los hallazgos más relevantes encontrados por la inspección visual detalla de los puntos referenciados por DCVG.

Tabla 15. Hallazgos Inspección Visual Detallada en Anomalías Reportadas por DCVG.

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN VISUAL DETALLADA													
ANOMALIA N°	ABSCISA	POSICIÓN HORARIA	Espesor Nominal (in)	TIPO DE ANOMALIA	Espesor Nominal	CONTROL DIMENSIONAL							
						LONGITUD AXIAL (in)	LONGITUD CIRCUNF. (in)	PROFUNDIDAD (in)	Máx % de Pérdida Espesor	Máx % Reducción de Diámetro	HT1 / CW (hr)	HT2 / CW (hr)	HT3 / CW (hr)
TE-01	00+311	12	0,28	Corrosión	Pérdida de espesor	3,5	2,5	0,188	67,14	0,00	N.A	N.A	N.A
TE-02	00+400	7 a 11	0,28	Entalla / Rayón	Arranque de material	8,5	3,75	0,063	22,50	0,00	N.A	N.A	N.A
TE-03	00+403	9	0,28	Abolladura Lisa	Depresión	4,5	3	0,437	0,00	7,28	10	7	9
TE-04	00+440	7	0,28	Abolladura + concentrador de esfuerzo	Depresión + Arranque de material	2	3,5	Aboll=0,125 / Entalla=0,125	0,00	2,08	06:30	05:30	7

HT1 - HT2 = Hombros Transversales para Abolladuras
HT3 - HT4 = Hombros Longitudinales para Abolladuras

Un resumen sobre los hallazgos más representativos presentados durante la inspección por las partículas magnéticas de las anomalías 1, 2, 3 y 4 reportadas por DCVG en los tramos enterrados, se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Hallazgos por Partículas Magnéticas en Anomalías Reportadas por DCVG.

EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS								
ANOMALIA No	ABSCISA (m)	TIPO DE INDICACIÓN	POSICIÓN HORARIA	FORMA		DIMENSION (Inches)	EVALUACIÓN	OBSERVACIONES
				Líneal	Redonda			
TE-01	00+311	Corrosión	12		X	3,5 X 2,5	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
TE-02	00+400	Entalla / Rayón	7 a 11	X		8,5 X 3,75	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
TE-03	00+403	Abolladura	9		X	4,5 X 3	OK	No se evidencian indicaciones relevantes
TE-04	00+440	Abolladura + Entalla	7	X		2 X 3,5	OK	No se evidencian indicaciones relevantes

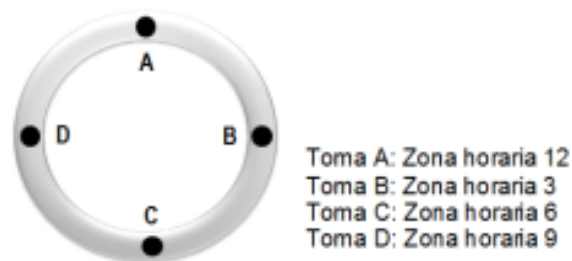
Con el objetivo de verificar la condición mecánica en la pared interna de la tubería en las zonas afectadas por las anomalías reportadas por DCVG, se realizó medición de espesores en las zonas con mayor afectación por pérdida de espesor externo, desprendimiento de material y profundidad máxima. Los resultados de esta valoración se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Medición de espesores por ultrasonido en Anomalías Reportadas por DCVG.

Diámetro (in) NPS	Anomalia N°	Abscisa	Tipo de Anomalia	Espesor nominal (in)	Espesor Mínimo Medido (in)	% Red Espesor	Componente
6	TE-01	00+311	Corrosión	0,28	0,112	60,0	Tubería
	TE-02	00+400	Entalla / Rayón	0,28	0,217	22,5	Tubería
	TE-03	00+403	Abolladura Lisa	0,28	0,243	13,2	Tubería
	TE-04	00+440	Abolladura + concentrador de esfuerzo	0,28	0,17	39,3	Tubería

4.2.6. Medición de espesores por ultrasonido (UT), en tramos aéreos desde cabezal de pozo hasta múltiple de separación. Se realizó medición de espesores por ultrasonido mediante la técnica de visualización Scan A en la tubería aérea de la línea 81, las zonas en las cuales se tomaron los puntos se referencian en la Figura 36.

Figura 36. Zonas de toma de espesores UT, línea ATUB 81.



En el tramo de tubería aérea de la línea (6 in SCH STD) se encontró un espesor medido mínimo de 0,25 in (TML33 – codo de 45°), valor que representa una pérdida de espesor de 10.71% respecto al espesor nominal, Ver Tabla 21., y Figura 62.

Tabla 18. Medición de espesores UT para la línea 81.

Diámetro (in)	TML	Espesor nominal	Espesor (in)					% Pérdida	Req	Componente
			0° (12)	90° (3)	180° (6)	270° (9)	Min			
3	1	0,216	0,209	0,2	0,201	0,209	0,2	7,41	0,108	Tubería
3	2	0,216	0,205	0,192	0,206	0,21	0,192	11,11	0,108	Tubería
3	3	0,216	0,212	0,225	0,227	0,216	0,212	1,85	0,108	Codo 90°
3	4	0,216	0,218	0,21	0,211	0,22	0,21	2,78	0,108	Tubería
3	5	0,216	0,215	0,219	0,216	0,217	0,216	0,00	0,108	Tubería
3	6	0,3	0,295	0,31	0,287	0,287	0,287	4,33	0,15	Codo 90°
3	7	0,3	0,284	0,288	0,298	0,295	0,284	5,33	0,15	Codo 90°
3	8	0,216	0,211	0,207	0,216	0,205	0,207	4,17	0,108	Tubería
3	9	0,216	0,215	0,206	0,214	0,224	0,206	4,63	0,108	Tubería
3	10	0,216	0,217	0,213	0,219	0,214	0,213	1,39	0,108	Tubería
3	11	0,216	0,225	0,213	0,215	0,22	0,213	1,39	0,108	Tubería
3	12	0,216	0,216	0,223	0,203	0,217	0,203	6,02	0,108	Tubería
3	12	0,216	0,216	0,223	0,203	0,217	0,203	6,02	0,108	Tubería
3	13	0,3	0,291	0,286	0,287	0,292	0,286	4,67	0,15	Codo 90°
3	14	0,3	0,288	0,289	0,289	0,29	0,288	4,00	0,15	Codo 90°
3	15	0,216	0,219	0,216	0,22	0,213	0,213	3,24	0,108	Tubería
3	16	0,216	0,211	0,212	0,217	0,212	0,211	2,31	0,108	Tubería
6	17	0,28	0,278	0,28	0,276	0,277	0,276	1,43	0,14	Tubería
6	18	0,28	0,277	0,276	0,276	0,277	0,276	1,43	0,14	Tubería
6	19	0,28	0,262	0,271	0,267	0,267	0,262	6,43	0,14	Codo 45°
6	20	0,28	0,281	0,279	0,28	0,28	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	21	0,28	0,282	0,282	0,281	0,282	0,281	0,00	0,14	Tubería
6	22	0,28	0,287	0,285	0,284	0,281	0,281	0,00	0,14	Tubería
6	23	0,28	0,285	0,278	0,285	0,284	0,278	0,71	0,14	Tubería
6	24	0,28	0,257	0,261	0,263	0,257	0,257	8,21	0,14	Codo 45°
6	25	0,28	0,277	0,276	0,281	0,278	0,276	1,43	0,14	Tubería
6	26	0,28	0,282	0,28	0,279	0,281	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	27	0,28	0,281	0,282	0,284	0,279	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	28	0,28	0,289	0,291	0,29	0,306	0,289	0,00	0,14	Codo 45°
6	29	0,28	0,282	0,281	0,29	0,283	0,281	0,00	0,14	Tubería
6	30	0,28	0,281	0,28	0,283	0,281	0,28	0,00	0,14	Tubería

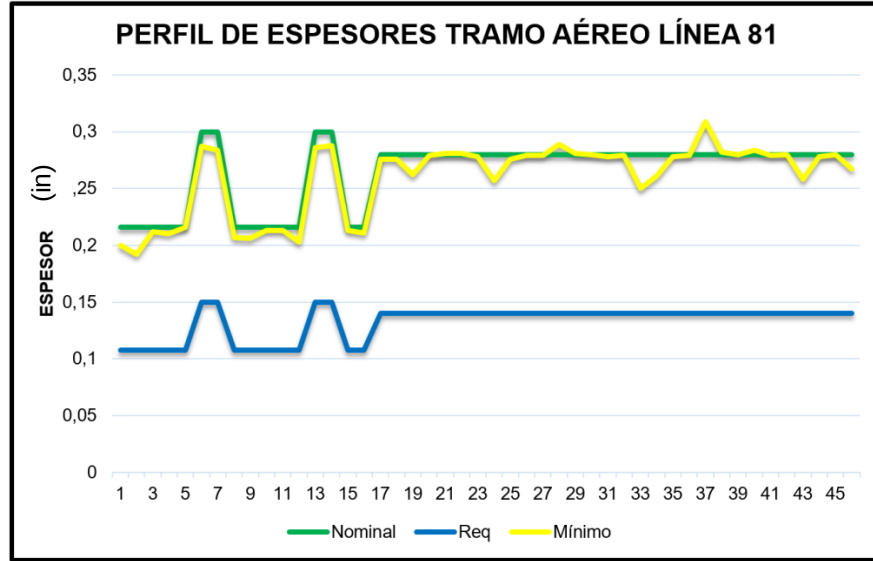
Tabla18. (Continuación).

Diámetro (in)	TML	Espesor nominal	Espesor (in)					% Pérdida	Req	Componente
			0° (12)	90° (3)	180° (6)	270° (9)	Min			
6	31	0,28	0,278	0,285	0,281	0,279	0,278	0,71	0,14	Tubería
6	32	0,28	0,279	0,291	0,282	0,279	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	33	0,28	0,254	0,253	0,25	0,265	0,25	10,71	0,14	Codo 45°
6	34	0,28	0,314	0,323	0,27	0,261	0,261	6,79	0,14	Tee
6	35	0,28	0,283	0,281	0,281	0,278	0,278	0,71	0,14	Tubería
6	36	0,28	0,284	0,279	0,284	0,282	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	37	0,28	0,333	0,326	0,324	0,309	0,309	0,00	0,14	Tee
6	38	0,28	0,287	0,282	0,283	0,284	0,282	0,00	0,14	Tubería
6	39	0,28	0,281	0,283	0,28	0,283	0,28	0,00	0,14	Tubería
6	40	0,28	0,342	0,289	0,284	0,307	0,284	0,00	0,14	Tee
6	41	0,28	0,279	0,281	0,279	0,281	0,279	0,36	0,14	Tubería
6	42	0,28	0,281	0,284	0,28	0,283	0,28	0,00	0,14	Tubería
6	43	0,28	0,258	0,275	0,273	0,271	0,258	7,86	0,14	Tee
6	44	0,28	0,278	0,281	0,286	0,281	0,278	0,71	0,14	Tubería
6	45	0,28	0,28	0,284	0,283	0,281	0,28	0,00	0,14	Tubería
6	46	0,28	0,297	0,267	0,27	0,269	0,267	4,64	0,14	Tee

En la Figura 37., se presentan tres perfiles de espesor del tramo aéreo para la línea ATUB81. De acuerdo con los criterios de integridad del cliente se ha definido que el espesor mínimo requerido corresponde a una pérdida de espesor del 50% con respecto al espesor nominal (línea color azul), el espesor nominal el cual depende del diámetro y Schedule de la tubería (línea color verde) y el espesor mínimo medido con UT (línea color amarillo).

Es importante resaltar que los espesores mínimos reportados se pueden considerar dentro de la tolerancia de fabricación de la tubería y accesorios. Sin embargo, en que los TML'S con bajo espesor en accesorios tipo codo se debe considerar el mecanismo de corrosión-erosión por cambios de dirección y la hidrodinámica del fluido.

Figura 37. Perfil de Espesores Tubería Aérea, Línea ATUB 81.



4.2.7. Medición de espesores de película seca. En el tramo de tubería comprendido entre el TML1 y TML16 se midieron espesores de película seca por debajo del valor solicitado por las especificaciones técnicas del operador, para recubrimientos en exterior de tanques, recipientes y tubería aérea a temperaturas entre 70°C y 120°C, los valores aceptados para esta aplicación comprenden un espesor total de película seca entre 13-14 mils, ver Tabla 19.

Tabla 19. Espesores de Película Seca, Tramo Aéreo línea ATUB81.

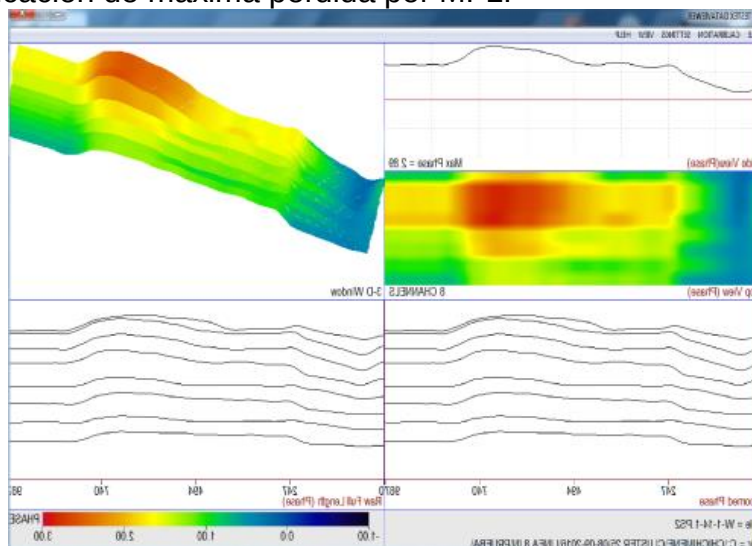
PUNTO DE INSPECCIÓN	ESPESORES (MILS)
TML1-TML2	2,8
TML6	1,15
TML8-TML9	2,9
TML14	1,2
TML17-TML18	46,9
TML19	11,9
TML28	15
TML31-TML32	34,7
TML34	14,5
TML43	26,9

4.2.8. Valoración mecánica en múltiple de separación, clúster 21. Conforme a los resultados presentados en el análisis fisicoquímico del crudo donde se observa la alta susceptibilidad a la aparición de corrosión por CO_2 y sumado a las condiciones de operación, en donde se presentan escenarios favorables al estancamiento de fluidos, o velocidades de flujo lento. El clúster de separación de 21 se ha caracterizado como pierna muerta operativa.

De acuerdo con el plan de integridad, los ensayos no destructivos ejecutados para la valoración mecánica de la pierna muerta fueron: Pérdida de flujo magnético (MFL) como técnica principal, complementada por la valoración del espesor de pared por medición de espesores Scan A y mapeo de corrosión visualización Scan-C en las zonas con mayor pérdida definidas por los resultados de las dos primeras técnicas.

Los resultados de cada una de las técnicas se muestran en las Figura 38., a Figura 41., y Tabla 20., Tabla 21. Los barridos por MFL (pérdida de flujo magnético), se realizaron en recorridos que cubrieran las posiciones horarias de las 3 a las 9 en el sentido de las manecillas del reloj, en tubería de diámetro de 16 pulgadas. En la Figura 38., se presenta indicación relevante con un porcentaje de pérdida del orden del 60 al 70%, ubicada en la posición horaria de las 6:00

Figura 38. Indicación de máxima pérdida por MFL.



En la Tabla 20., aparece el registro de las anomalías más relevantes encontradas por MFL y medición de espesores visualización Scan A. Se evidencia que el porcentaje de mayor pérdida de espesor ocurre en la anomalía PM-A3 con un valor del 65%, respectó al espesor nominal, el espesor mínimo encontrado fue 0,131 pulgadas.

Tabla 20. Resumen Anomalías MFL – Scan A en Pierna Muerta- Múltiple 21.

ANOMALÍA	ESPESOR ZONA ALEDAÑA (PULGADAS)	ESPESOR MÍNIMO (SCAN A) (PULGADAS)	% DE PERDIDA (MFL)
PM-A1	0,375	0,155	60- 70 %
PM-A2	0,375	0,145	60- 70 %
PM-A3	0,375	0,131	60- 70 %

En la Tabla 21., se presentan los resultados por mapeo de corrosión en las anomalías presentadas en el múltiple 21, con el objetivo de dimensionar y caracterizar las discontinuidades.

Tabla 21. Resumen Mapeo de Corrosión (Scan-C) en Pierna Muerta- Múltiple 21.

Ref.	Indication #	Scan (in)	Index (in)	Group	Channel	T(B [^] -A [^]) (in)	S (Tmin) (in)	I (Tmin) (in)	ML (%)	U(m-r) (in)	I(m-r) (in)	I-U(m-r) (in)	S(m-r) (in)
	PM-A1	25.851	1.753	PA 1	VPA 45	0.148	25.851	1.025	60.4	0.152	4.750	4.753	4.409
	PM-A2	25.970	1.634	PA 1	VPA 42	0.141	25.377	2.405	62.3	0.142	4.770	4.772	4.409
	PM-A3	26.563	4.197	PA 1	VPA 46	0.111	24.547	2.247	70.3	0.113	4.770	4.771	4.409

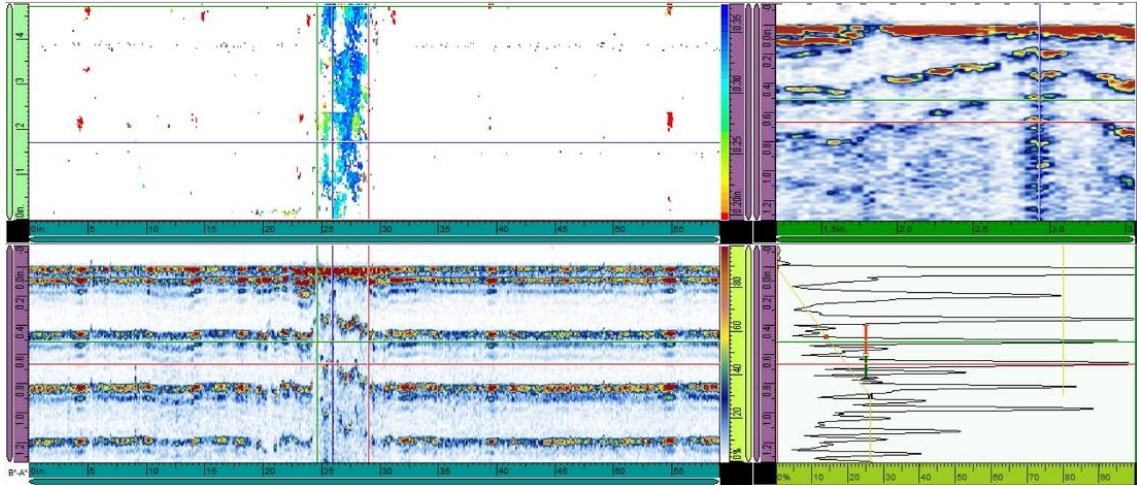
La indicación de la Figura 39., presenta corrosión general con un espesor mínimo T (B[^]-A[^]=0,148 pulgadas), correspondiente al 60.5% de pérdida de espesor con longitud axial de (S_{m-r}= 4.409pulgadas), longitud circunferencial (I_{m-r}= 4.750pulgadas)

Figura 39. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalia PM-A1.

Ref.	Indication #	Scan	Index	Group	Channel	T(B [^] -A [^])	S (Tmin)	I (Tmin)	ML	U(m-r)	I(m-r)	I-U(m-r)	S(m-r)
-	PM-A1	25.851 in	1.753 in	PA 1	VPA 45	0.148 in	25.851 in	1.025 in	60.5 %	0.152 in	4.750 in	4.753 in	4.409 in

Comments

Espesor nominal de tubería = 0.375". Perdida de espesor mayor al 60%, espesor mínimo reportado 0.148".



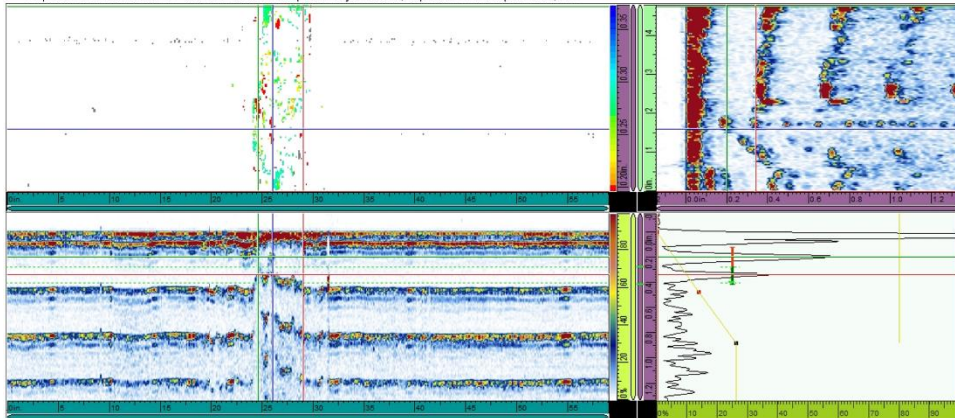
La Figura 40., presenta indicación tipo corrosión general con un espesor mínimo T (B[^]-A[^]=0,141 pulgadas), correspondiente al 62.4% de pérdida de espesor con longitud axial de (S_{m-r}= 4.409pulgadas), longitud circunferencial (I_{m-r}= 4.750pulgadas).

Figura 40. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalia PM-A2.

Ref.	Indication #	Scan	Index	Group	Channel	T(B [^] -A [^])	S (Tmin)	I (Tmin)	ML	U(m-r)	I(m-r)	I-U(m-r)	S(m-r)
-	PM-A2	25.970 in	1.634 in	PA 1	VPA 42	0.141 in	25.377 in	2.405 in	62.4 %	0.142 in	4.770 in	4.772 in	4.409 in

Comments

Espesor nominal de tubería = 0.375". Perdida de espesor mayor al 60%, espesor mínimo reportado 0.141".



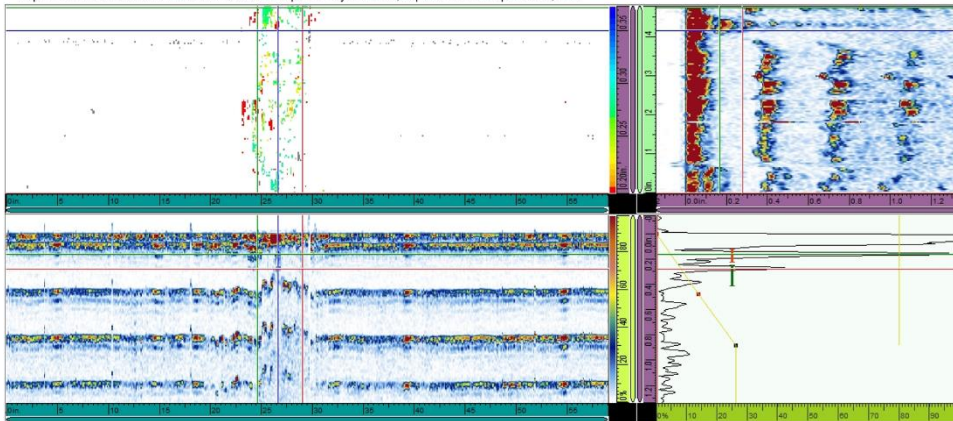
La indicación **PM-A3** de la Figura 41., presenta corrosión general con un espesor mínimo T ($B^{\wedge}-A^{\wedge}=0,111$ pulgadas), correspondiente al 70.4% de pérdida de espesor con longitud axial de ($S_{m-r}= 4.409$ pulgadas), longitud circunferencial ($I_{m-r}= 4.770$ pulgadas).

Figura 41. Indicación por Mapeo de Corrosión (Scan-C) Anomalía PM-A3.

Ref.	Indication #	Scan	Index	Group	Channel	T(B [^] -A [^])	S (Tmin)	I (Tmin)	ML	U(m-r)	I(m-r)	I-U(m-r)	S(m-r)
-	PM-A3	26.563 in	4.197 in	PA 1	VPA 46	0.111 in	24.547 in	2.247 in	70.4 %	0.113 in	4.770 in	4.771 in	4.409 in

Comments

Espesor nominal de tubería = 0.375". Perdida de espesor mayor al 70%, espesor mínimo reportado 0.111".



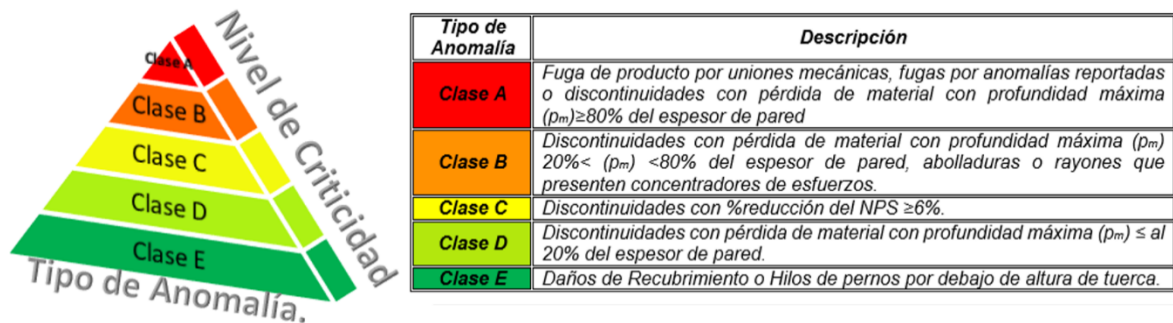
5. CÁLCULOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD CONFORME A ASME 31.4-2016, ASME B31G-2012, API 570 FOURTH EDITION

En esta sección del documento se analizan y aprovechan los datos e información presentada en el...Capítulo 4..., correspondiente a la valoración mecánica de las anomalías más relevantes del tramo de tubería desde la cabeza de pozo 81 hasta el múltiple de separación 21. Con el objetivo de realizar los cálculos de ingeniería y las valoraciones de integridad que permitan definir las acciones correspondientes para mantener el sistema en condiciones de operación.

5.1. CLASIFICACIÓN DE DATOS E INFORMACIÓN SEGÚN PRIORIDAD

Los resultados de evaluación mecánica de la tubería ATUB81, nos proporciona una serie de datos e información que requiere un tratamiento de clasificación, de forma que se permita priorizar los análisis según la criticidad de los hallazgos respecto a la integridad. Ver Figura 42.

Figura 42. Clasificación de Datos Según Criticidad de Anomalías.



Basados en el modelo de clasificación propuesto en la Figura 42., se organizaron las 16 anomalías reportadas para la línea ATUB81, para de esta manera formular las respectivas metodologías que permitan mantener la integridad del ducto. Ver Tabla 22.

Tabla 22. Clasificación de Anomalías Conforme a Resultados de Valoración Mecánica Línea ATUB81.

Tipo de Anomalia	Cantidad de Discontinuidades	Descripción
Clase A	1	Fuga de producto por prensa estopa de válvula.
Clase B	1	Discontinuidades tipo rayón con pérdida de material con profundidad máxima (p_m) $20\% < (p_m) < 80\%$ del espesor de pared con concentrador de esfuerzo tipo fisura.
	1	Discontinuidad tipo abolladura con concentrador de esfuerzo tipo rayón.
	4	Discontinuidades tipo corrosión general con pérdida de material con profundidad máxima (p_m) $20\% < (p_m) < 80\%$ del espesor de pared.
	3	Discontinuidades tipo rayón con pérdida de material con profundidad máxima (p_m) $20\% < (p_m) < 80\%$ del espesor de pared.
	1	Discontinuidades tipo entalla con pérdida de material con profundidad máxima (p_m) $20\% < (p_m) < 80\%$ del espesor de pared.
Clase C	1	Discontinuidades tipo Abolladura con % Reducción del NPS $\geq 6\%$.
Clase D	1	1 Discontinuidades tipo entalla con pérdida de material con profundidad máxima (p_m) $\leq$ al 20% del espesor de pared.
Clase E	2	Daños de Recubrimiento.
		Hilos de pernos por debajo de altura de tuerca.
Nota/: Todas las discontinuidades que fueron intervenidas para valoración mecánica y que requirieron retiro de recubrimiento, deberán ser clasificadas como anomalías Clase E una vez se defina su plan de integridad.		

Para la clasificación de anomalías presentadas en la tabla 11 se tuvo en cuenta los lineamientos definidos en el código **ASME B 31.4 párrafo 451.6.2 Limits and Disposition of Imperfections and Anomalies.**

5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE A

Con el objetivo de recuperar la integridad inicial del sistema para la falta de contención presentada en la válvula de compuerta ubicada entre los tmls 4 y 5. Se recomienda priorizar el cambio de válvula de compuerta 6X300 dentro de la programación de las actividades de mantenimiento del pozo, se debe generar un plan de mitigación que evite la afectación del suelo y animales terrestres en la zona de fuga. Ver Tabla 23.

Tabla 23. Valoración de Integridad para Fuga de Producto en Válvula de Compuerta.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase A	Fuga de Producto por prensa estopa de válvula.	Actividades de mitigación ambiental y Reemplazo de componente	Ubicar barreras de control en la zona de fuga. Programar el cambio de la válvula de compuerta 6X150, dentro de las actividades de mantenimiento del pozo.

5.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE B

La clasificación de las anomalías clase B se ha realizado en dos grupos. En el primero de ellos aparecen todas aquellas discontinuidades que presentan pérdidas de espesor producto de arranque de material con concentradores de esfuerzo tipo grieta, entallas y aquellas imperfecciones en las que se evidencia reducción del diámetro de la tubería, acompañadas con entallas, indentaciones o fisuras. El segundo grupo reúne las discontinuidades que presentaron pérdida de espesor de pared por corrosión externa o corrosión interna.

5.3.1 Análisis de Integridad para Anomalías Clase B en Reducciones de Espesor de Pared por Arranque de material con Fisura Superficial. Se debe dar principal atención y consideración a estas imperfecciones dentro del análisis de integridad, principalmente a la propagación de fisuras y grietas en concentradores de ángulos vivos, lo cual pueden con llevar al ducto a colapso por fatiga.

En esta sección se tratarán estos defectos según los lineamientos de aceptación del código de construcción. Aunque cabe mencionar que en códigos como el API-579-2016 Fitness for Services, se proponen metodologías para la valoración de este tipo de discontinuidades con el servicio.

A continuación, se presenta la valoración de integridad mecánica para la anomalía tipo entalla con una reducción de espesor del 44,64% y en su extremo superior un ángulo vivo con presencia de fisura de longitud 0.156 pulgadas, presentada en la abscisa 00+015. De acuerdo con el código de construcción ASME B 31.4-2016 para 451.6.2.3 todas aquellas entallas que presenten reducción de espesor mayor al mínimo permitido por la especificación del componente y con presencia de grietas o fisuras deben ser removidas o evaluadas para reparación.

Para obtener una operación segura del ducto bajo las condiciones actuales de operación, se recomienda instalar camisa tipo B. Las condiciones mínimas que se deben cumplir para la instalación de la camisa B deben estar conforme con lo señalado en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). Con la anotación de que los extremos de la camisa deben superar los bordes de la anomalía más larga en una distancia no menor 4 pulgadas.

Para recuperar la integridad inicial del tramo afectado se recomienda el cambio del niple que contiene el defecto, se debe usar tubería con especificaciones técnicas iguales o superiores al tramo reemplazado y la longitud del tramo no debe ser menor a 8 pulgadas. Estas actividades deben ser realizadas con procedimientos y personal calificado, debidamente aprobado por el dueño del ducto. Cada etapa de los procesos de reparación debe contar con el visto bueno y la aprobación del departamento de integridad del activo o un representante de este. Ver Tabla 24.

Tabla 24. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+015.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	Entalla mecánica con fisura longitudinal.	Instalación de reparación permanente	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B con una longitud mínima de 4 pulgadas, la cual debe confinar el defecto, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2).
			Se recomienda programar el reemplazo del tramo, de acuerdo con el cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.

5.3.2. Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Abolladuras Con Entallas, Rayones, Corrosiones o Fisuras. Al producirse deformaciones en la curvatura de la pared del tubo producto de abolladuras, combinados a concentradores de esfuerzo por arranque de material, los cuales generan esfuerzos resultantes que contribuyen a la rápida aparición de fisuras, producidas por la lenta absorción de energía en cada ciclo de la operación. Se convierte prioritario definir un plan de acción de mitigue la falla inminente por colapso plástico del ducto.

Los análisis de integridad mecánica para la abolladura presentada en la abscisa 00+440, estarán basados en los requisitos solicitados en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.4 literal (a). En donde las abolladuras que presenten entallas, rayones, agrietamiento u otros concentradores de esfuerzo deben ser removidas o reparadas. Para continuar operando el ducto de forma segura con el defecto evaluado, es necesario instalar camisa metálica de contención tipo B o tipo grapa, se debe garantizar que el defecto se encuentre centrado en la camisa y la longitud de esta no debe ser menor a 6 Pulgadas, esta reparación se debe considerar como temporal.

Por lo que para restablecer la condición inicial de integridad en la abscisa 00+440 se recomienda programar dentro del plan de mantenimiento del pozo el cambio del tramo afectado por la abolladura. La presión de diseño de las camisas que se usen no puede ser inferior a la presión de diseño del tubo que se está reparando. Para la instalación de camisas tipo grapa se debe garantizar sello hermético entre el tubo con defecto y la grapa. Se recomienda usar sello no metálico y que no se degrade con el producto. Ver Tabla 25.

Tabla 25. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+440.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	Abolladura con presencia de rayón.	Instalación de reparación temporal	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B con una longitud mínima de 6 pulgadas, la cual debe confinar el defecto, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). O camisa metálica tipo grapa, la cual debe estar conforme a ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (f)
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.

5.3.3. Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Entallas y Rayones con Pérdida de Material entre el 20 y el 80%. Todas aquellas imperfecciones producto de afectaciones por terceros son considerados mecanismo de daños no dependientes del tiempo, que llegan a presentar consecuencias inmediatas a la integridad del ducto y por tanto su valoración debe ser de prioridad alta. Dentro de estos efectos se presentan la formación y propagación de fisuras que conduce a la fractura en un lapso de tiempo inferior al previsto para la vida del ducto.

En el...Capítulo 4... se presentaron los resultados de evaluación para rayones y entallas de las abscisas 00+149(perdida 22.32%), 00+242(perdida 33.48%), 00+261(perdida 22.32%), 00+400(perdida 22.5%), los cuales presentan un espesor de pared remanente menor al permitido por la especificación de la tubería, condición no aceptada por el código ASME B31.4 numeral 451.6.2.3.

Para garantizar una operación segura del ducto en los segmentos afectados, se recomienda confinar los defectos mediante la instalación de camisas metálicas de contención tipo B o tipo grapa. La presión de diseño de las camisas debe ser igual o superior a la del tramo afectado, los extremos de la camisa deben superar los bordes del defecto en una distancia no menor a 3 pulgadas. Ver Tabla 26.

Tabla 26. Valoración de Integridad para Anomalia de la Abscisas 00+149, 00+242, 00+261 y 00+400.

Tipo de Anomalia	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	Entallas y rayones con pérdida de material entre el 20% y el 80%.	Instalación de reparación temporal	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B o tipo grapa con una longitud mínima de 6 pulgadas, la cual debe confinar totalmente el defecto, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). O camisa metálica tipo grapa, la cual debe estar conforme a ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (f).
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el replazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.

5.3.4 Análisis de Integridad para Anomalías Clase B para Pérdidas de Espesor de Pared por Corrosión Externa o Interna. Dado que para los ductos, las pérdidas de espesor más peligrosas son aquellas que se extienden paralelamente a lo largo de su generatriz. Códigos y especificaciones internacionales consideran la relación que existe entre la máxima profundidad y la longitud del defecto de corrosión respecto a los esfuerzos que una zona corrida es capaz de soportar antes de falla. Dentro de estos documentos se presentan metodologías que permiten establecer valores admisibles para que ductos con zonas corroídas puedan operar de forma segura.

Basado en los datos recopilados en campo se busca identificar cuáles son los valores admisibles por código AMSE B 31G-2012 para la operación del ducto y si bajo las condiciones actuales de corrosión, la línea ATUB 81 puede continuar en operación segura. Los datos de las anomalías por corrosión externa e internas presentados en la línea ATUB81 que presentan pérdidas de espesor con profundidad máxima mayor al 20%, pero menor al 80%, serán evaluadas bajo las metodologías de ASME B31G-2012 y ASME B31G modificado - 2012.

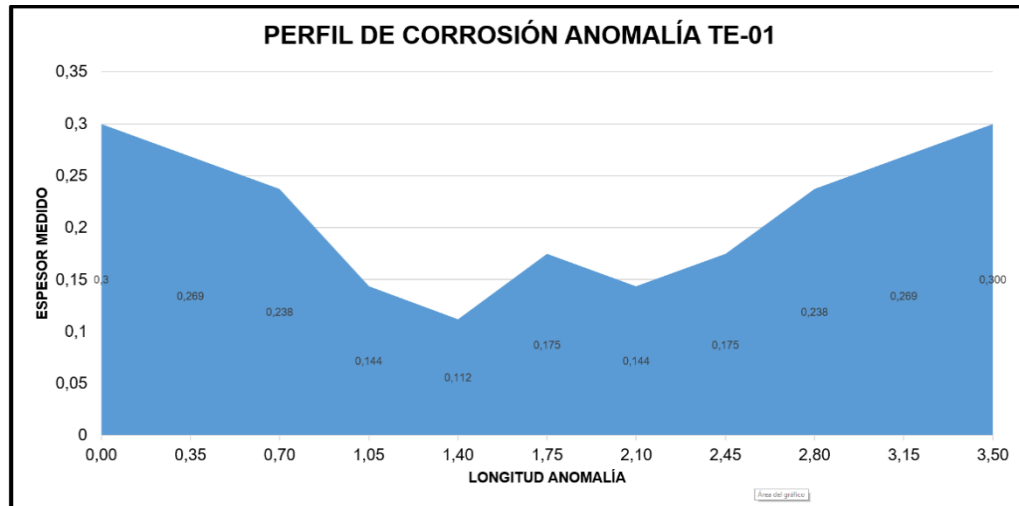
El primer análisis se llevó acabo para la anomalía TE-01 (abscisa 00+311), correspondiente a una corrosión externa en tramo enterrado con una profundidad máxima de 0,188 pulgadas. Ver Tabla 27., y Figura 43.

Tabla 27. Datos de Campo de Pérdida de Espesor de Pared por Corrosión Externa, Anomalía TE-01.

DATOS ANOMALÍA TE-01				
Material :		API5LX42		
Factor de Diseño:		0,72		
Eficiencia Junta Longitudinal:		1		
Máxima Presión de Operación (MOP)[Psi]		250		
Esfuerzo Mínimo de Fluencia (SMYS o Sy)[Psi]		42000		
Profundidad máxima (d) [Pulg]:		0,188		
Diámetro Externo (D) [Pulg]	Espesor Nominal (t) [Pulg]	% Pérdida	Distancia [Pulg]	Espesor Medido [Pulg]
6,625	0,28	n.a	0,00	0,3
		4,0	0,35	0,269
		15,2	0,70	0,238
		48,7	1,05	0,144
		60,0	1,40	0,112
		37,5	1,75	0,175
		48,7	2,10	0,144
		37,5	2,45	0,175
		15,2	2,80	0,238
		4,0	3,15	0,269
		n.a	3,50	0,300

De la Tabla 27., se obtiene valores como la profundidad máxima de la zona corrida, así como las especificaciones técnicas del ducto necesarias para los cálculos de esfuerzo de la zona afectada por la reducción de espesor. En la Figura 43., se obtienen el perfil de corrosión y los espesores remanentes en la zona de la anomalía y longitud máxima (L) de la zona corroída.

Figura 43. Perfil de pérdida de pared en anomalía TE-01.



5.3.3.1. Cálculos por ASME B31G para anomalía TE-01. Paso 1. Calcular el % de pérdida de material, donde d es la picadura más profunda de la zona corrida y t es el espesor de pared de la tubería.

$$\% \text{ pérdida de material} = \frac{d}{t} \quad [5.1]$$

$$\% \text{ pérdida de material} = \frac{0.188 \text{Pulg}}{0.280 \text{Pulg}} * 100$$

$$\% \text{ pérdida de material} = 67.14\%$$

Paso 2. Calcular factor z:

$$z = \frac{L^2}{Dt} \quad [5.2]$$

Dónde: L es la longitud de pérdida de material, D es el diámetro externo de la tubería y t es el espesor de pared de la tubería.

Reemplazando en ecuación [2]:

$$z = \frac{L^2}{Dt} = \frac{3.5 \text{ pulg}^2}{6.625 \text{ pulg} * 0.280 \text{ pulg}} = 6.60$$

z = 6.60

Paso 3. Calcular factor M: reemplazando el valor de z

$$M = [1 + (0.8z)]^{1/2} \quad [5.3]$$

$$M = [1 + (0.8 * 6.60)]^{1/2} = 2.51$$

M = 2.51

Paso 4. De la Tabla 30., se obtienen las propiedades del material.

D = Diámetro Externo de la tubería = **6.625 Pulg**
 SMYS = Esfuerzo Mínimo de Fluencia = **42000 Pulg**
 F = Factor de Diseño del Ducto = **0.72**

Paso 5. Se Calcula el esfuerzo de flujo S_{flow} , para este caso se toma el indicado en el parágrafo 1.7 (b), (1).

$$S_{flow} = 1.1 * SYMYS \quad [5.4]$$

$$S_{flow} = 1.1 * 42000 \text{ Psi}$$

$S_{flow} = 46200 \text{ Psi}$

Se calcula el esfuerzo de falla S_F por ASME B31G y B31G Modificado, para definir si bajo estas metodologías el ducto con la anomalía presentada puede continuar operando de forma segura.

Se tiene de la ecuación [2] que el valor z es menor a 20, por tanto, el esfuerzo de falla S_F por ASME B31G-2012, se calcula así:

Para $z \leq 20$, entonces:

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - [(2/3) * (d/t)]}{1 - \left[\frac{(2/3) * (d/t)}{M} \right]} \right] \quad [5.5]$$

$$S_F = (46200 \text{ Psi}) * \left[\frac{1 - [(2/3) * (0.6714)]}{1 - \left[\frac{(2/3) * (0.6714)}{2.51} \right]} \right]$$

$S_F = 31068.02 \text{ Psi}$

Paso 6. Definir un factor de seguridad, **SF = 1.25**, de acuerdo con los análisis del tramo y de acuerdo a lo recomendado en el numeral 1.9

Paso 7. Comparar los valores del esfuerzo de falla S_F , respecto al producto del factor de seguridad y esfuerzo de membrana a la presión de operación $SF * S_O$.

$S_o = P_o D / 2t$, donde P_o es la máxima presión de operación o la presión máxima admisible para operación, (D) el diámetro externo de la tubería y (t) el espesor de pared de la tubería.

$$SF * S_o = SF * \left(\frac{P_o * D}{2t} \right) \quad [5.6]$$

$$SF * S_o = 1.25 * \left(\frac{250 \text{ Psi} * 6.625 \text{ in}}{2 * 0.280 \text{ in}} \right)$$

$$SF * S_o = 3697 \text{ Psi}$$

Al comparar S_F vs $SF * S_o$, se tiene:

$$S_F = 31068.02 \text{ Psi} > SF * S_o = 3697 \text{ Psi}$$

$$S_F > SF * S_o \quad [5.7]$$

Paso 8. Se tiene que el defecto será aceptado si su esfuerzo de falla es igual o mayor al producto del factor de seguridad por el esfuerzo de membrana.

Defecto aceptado si: $S_F \geq SF * S_o$

Resultado Evaluación Anomalía (TE-01) por ASME B31G: El defecto es aceptado y puede operar de forma segura hasta una presión que no sea mayor a la presión falla calculada sobre el factor de seguridad.

$$\text{Defecto seguro Si: } MAOP < \frac{P_F}{SF} \quad [5.8]$$

Dónde:

P_F = Presión de falla = $2 * S_F * t / D$ (Psi)

S_F = Esfuerzo de falla estimado (Psi); calculado en [5.5]

t = Espesor de pared de la tubería (Pulg).

D = Diámetro Externo de la tubería (Pulg).

Reemplazando en ecuación [5.8]:

$$\text{Defecto seguro Si: } MAOP < \frac{2 * 31068.02 \text{ Psi} * 0.280 \text{ Pulg}}{6.625 \text{ Pulg} * 1.25}$$

$$MAOP_{B31G} < 2100.90 \text{ Psi}$$

5.3.3.2. Cálculos por ASME B31G Modified, para anomalía TE-01. Se realiza el cálculo por ASME B31G Modificado para obtener un valor de integridad más preciso.

Partiendo de la ecuación [5.2] donde z es menor a 50, se tiene que esfuerzo de falla S_F por ASME B31G Modificado-2012 se calcula así:

Para $z \leq 50$, entonces:

$$M = \left[(1 + (0.6275z)) - (0.003375z^2) \right]^{1/2} \quad [5.9]$$

$$M = \left[(1 + (0.6275 * 6.60)) - (0.003375 * (6.60^2)) \right]^{1/2}$$

$$M = 2.24$$

Donde el esfuerzo de falla S_F :

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - [0.85 * (d/t)]}{1 - \left[\frac{0.85 * (d/t)}{M} \right]} \right] \quad [5.10]$$

$$S_F = (46200 \text{ Psi}) * \left[\frac{1 - [0.85 * (0.6714)]}{1 - \left[\frac{0.85 * (0.6714)}{2.24} \right]} \right]$$

$$S_F = 26632.77 \text{ Psi}$$

Retomando los conceptos del Paso 8, Se tiene que el defecto será aceptado si su esfuerzo de falla es igual o mayor al producto del factor de seguridad por el esfuerzo de membrana.

Defecto aceptado si: $S_F \geq SF * S_0$

$$S_F = 26614.84 \text{ Psi} > SF * S_0 = 3697 \text{ Psi}$$

Resultado Evaluación Anomalía (TE-01) por ASME B31GModif: El defecto es aceptado y puede operar de forma segura hasta una presión que no sea mayor a la calculada en la ecuación [5.8].

$$\text{Defecto seguro Si: } MAOP < \frac{P_F}{SF} \quad [5.11]$$

Dónde:

P_F = Presión de falla = $2 * S_F * t / D$ (Psi)

S_F = Esfuerzo de falla estimado (Psi); calculado en [5.5]

t = Espesor de pared de la tubería (Pulg).

D = Diámetro Externo de la tubería (Pulg).

Reemplazando en ecuación [5.8]:

$$\text{Defecto seguro Si: } MAOP < \frac{2 * 26632.77 \text{ Psi} * 0.280 \text{ Pulg}}{6.625 \text{ Pulg} * 1.25}$$

$$MAOP_{B31G-Modif} < 1800.97 \text{ Psi}$$

El análisis de resultados por ASME B31G y B31G Modificado para la anomalía TE-01 reportada en la abscisa 00+311, presenta condición segura bajo las condiciones existentes. Por lo tanto, la valoración de integridad para este punto bajo la pérdida de espesor actual, es que la presión segura en el punto no debe superar las **1800 Psi**.

5.3.3.3. Cálculos de Velocidad de Corrosión y Vida Remanente para Anomalía TE-01, De Acuerdo con API570-16. Por información del representante de operaciones del ducto se informó que la fecha de puesta en servicio de la línea fue el 12 de enero del 2012. Las pruebas de valoración mecánica por medición de espesores se realizaron el 12 de diciembre de 2016. El espesor mínimo requerido para retiro fue definido como el 50% del espesor de pared nominal, para esta anomalía este valor corresponde a 0.140 pulgadas.

Para calcular la velocidad de corrosión (corrosion rate) en un determinado punto de monitoreo se hace necesario conocer los valores de espesor inicial y espesor actual, así como el tiempo transcurrido entre ambas lecturas. De la Tabla 30., se obtienen el valor del espesor actual corresponden al espesor más bajo reportado en la tabla a 0.112 pulgadas y el espesor inicial que equivale a 0.280 pulgadas.

Velocidad de Corrosión Por API 570-16 numeral 7.12:

$$Corrosion Rate_{(LT)} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{time (years) between t_{inicial} and t_{actual}} \quad [5.12]$$

$$Corrosion Rate_{(LT)} = \frac{0.280 \text{ pulg} - 0.112 \text{ pulg}}{4,92 \text{ years}} = 0.034 \text{ pulg/year}$$

$$Corrosion Rate_{(LT)} = 34 \text{ mpy}$$

Vida Remanente Por API 570-16 numeral 7.2:

$$Remaining Life_{(years)} = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{corrosion rate [pulg por año]} \quad [5.13]$$

$$Remaining Life_{(years)} = \frac{0.112 \text{ pulg} - 0.140 \text{ pulg}}{0.034 \text{ pulg/year}} = -0.823 \text{ years}$$

El vida remanente negativa es evidencia de que no se cuenta con un margen de seguridad que permita programar una próxima inspección. Teniendo en cuenta que el espesor remanente más bajo encontrado en la zona de la anomalía es menor al valor solicitado. Se recomienda la instalación de camisa metálica de contención tipo B o grapa pernada, como reparación temporal que permita operar de forma segura el ducto. Se debe programar dentro las prioridades de mantenimiento del pozo el cambio del tramo afectado por el defecto TE-01.

Se recomienda realizar análisis de suelo en tramo afectado con el objetivo de identificar y mitigar los aspectos que están favoreciendo la corrosión externa en el tramo evaluado. El esquema de pintura que se use para las reparaciones debe considerar inhibidores de corrosión y estar de acuerdo a las especificaciones técnicas que se hallan definido para la construcción del sistema o la última versión de la especificación del dueño del activo. Ver Tabla 28.

Tabla 28. Valoración de Integridad para Anomalías TE-01.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad		Recomendación
Clase B	TE-01 Corrosión externa con pérdida de material del 67.14% del espesor de pared.	MAOP < PS		Bajo las condiciones actuales de corrosión se recomienda usar una MAOP menor a 1800 PSI.
		Plan de mitigación	de	Se recomienda realizar el análisis fisicoquímico y de resistividad del suelo con el objetivo de determinar las acciones de mitigación.
		Instalación de reparación temporal.	de	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B o grapa pernada, los extremos de la camisa deben sobrepasar los bordes de la anomalía como mínimo 3 pulgadas, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). O camisa metálica tipo grapa, la cual debe estar conforme a ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (f)
Clase B	TE-01 Corrosión externa con pérdida de material del 67.14% del espesor de pared.	Criterios de integridad del cliente.	de	
		Instalación de reparación permanente	de	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.
Clase B	TE-01 Corrosión externa con pérdida de material del 67.14% del espesor de pared.	Instalación de reparación temporal.	de	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B o grapa pernada, los extremos de la camisa deben sobrepasar los bordes de la anomalía como mínimo 3 pulgadas, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). O camisa metálica tipo grapa, la cual debe estar conforme a ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (f)

5.3.3.4. Cálculos por ASME B31G y B31 Modified, para anomalía PM-01. Los análisis por ASME B31G y 31GModific para la pérdida de espesor por corrosión interna PM-01, muestran que los esfuerzos de falla son superiores a los esfuerzos de membrana en el punto de evaluación por lo tanto, el defecto es aceptado por las dos metodologías, para las condiciones actuales de corrosión en el punto bajo de estudio, la presión segura no debe superar los 1171,28 Psi.

La valoración de integridad para este punto conforme a lo definido por ASME B31.4 parágrafo 451.6.2.2, permite la aceptación del defecto para operación, siempre y cuando la presión segura de operación sea mayor a la presión máxima admisible de operación en la zona de la anomalía. Ver Tabla 29.

Tabla 29. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-01.

VALORACIÓN DE INTEGRIDAD ANOMALÍA PM-01									
Espesor Mínimo en Zona Corroída				Maxima Profundidad de corrosión		Espesor de pared del tramo			
<i>t_{rem}</i> (Pulg)	0,148			d (Pulg)	0,227		t (Pulg)	0,375	
Longitud de la Zona Corroída				Diametro EXterno de la Tubería		Máxima Presión de Operación			
L (Pulg)	4,77			D (Pulg)	16		MOP (Psi)	300	
Esfuerzo Mínimo de Fluencia				Factor de Diseño		Factor de Seguridad			
SMYS (Psi)	42000			F	0,72		SF	1,25	
ASME B31G-2012				ASME B31G-Modified-2012					
d/t	0,61	Sf (Psi)	34484,87	d/t	0,61	Sf (Psi)	31234,00		
z	3,79	SO (Psi)	6400,00	z	3,79	SO	6400,00		
M	2,01	SF*SO (Psi)	8000,00	M	1,83	SF*SO (Psi)	8000,00		
Pf	1616,48	SF*PO (Psi)	375	Pf	1464,09	SF*PO (Psi)	375,00		
MAOP	1417,5	MAOP sin fctr	1968,75	Presión Segura = PS		1171,28			
Si Sf≥SFxSO (o) Pf≥SFxPO		Aceptado				Si Sf≥SFxSO		Aceptado	
Si Sf≤SFxSO (o) Pf≤SFxPO		No Aceptado				Si Sf≤SFxSO		No Aceptado	
Valoración de Anomalia PM-01 Corrosión Externa por ASME B31G						Valoración de Anomalia TE-01 Corrosión Externa por ASME B31G- Modif		Aceptado	

5.3.3.5. Cálculos de Velocidad de Corrosión y Vida Remanente para Anomalía PM-01, De Acuerdo con API570-16. En la Tabla 30., los cálculos de valoración para la velocidad de corrosión y vida remanente de la anomalía PM-01.

Tabla 30. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-01.

EVALUACIÓN API 570-2016 ANOMALÍA PM-01	
Espesor Nominal (in)	0,375
Espesor Mínimo Encontrado (in)	0,148
Espesor mínimo Requerido (in)	0,188
Fecha estimada de instalación	12/01/2012
Fecha de Inspección	12/12/2016
Velocidad de Corrosión (in/yr)	0,046
Vida Remanente (yr)	-0,86

La vida remanente negativa es evidencia de que no se cuenta con un margen de seguridad que permita programar una próxima inspección de la condición. Teniendo en cuenta que el espesor remanente más bajo encontrado en la zona de la anomalía es menor al valor solicitado; se recomienda programar de forma inmediata el cambio o retiro de la pierna muerta del clúster 21. Se debe coordinar con el departamento de mantenimiento y producción la ejecución de esta actividad.

Para la restauración del recubrimiento afectado por las inspecciones y reparaciones en el tramo aéreo, se recomienda considerar el uso de esquema de pintura con inhibidores de corrosión para tubería aérea con temperatura de operación de 70°C a 120°C y / o lo que se solicite en las especificaciones técnicas que se hallan definido para la construcción del sistema o la última versión de la especificación del dueño del activo. Ver Tabla 31.

Tabla 31. Valoración de Integridad para Anomalías PM-01

Tipo de Anomalia	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	PM-01 Corrosión interna con pérdida de material del 60.4% del espesor de pared.	MAOP < PS	Por ASME B31G-Modif, Bajo las condiciones actuales de corrosión se recomienda usar una MAOP menor a 1171 PSI. Para tener un defecto seguro.
		Plan de mitigación	Se recomienda basado en las conclusiones del informe de monitoreo de corrosión interna, establecer tareas de mantenimiento que mitiguen la condición actual.
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.
		Restablecimiento del recubrimiento en zonas de reparación	La elección del esquema de pintura debe ser basada los requisitos señalados por el operador del ducto y considerar el servicio externo de la tubería con temperaturas de operación de 70°C a 120°C

5.3.3.6. Cálculos por ASME B31G y B31 Modified, para anomalía PM-02. Para la pérdida de espesor por corrosión interna PM-02, los análisis por ASME B31G y 31GModificado, muestran que los esfuerzos de falla son superiores a los esfuerzos de membrana en el punto de evaluación por lo que el defecto es aceptado por las dos metodologías; para las condiciones actuales de corrosión en el punto bajo de estudio, la presión segura no debe superar los 1146,88 Psi.

La valoración de integridad para este punto conforme a lo definido por ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.2, permite la aceptación del defecto para operación, siempre y cuando la presión segura de operación sea mayor a la presión máxima admisible de operación en la zona de la anomalía. Ver Tabla 32.

Tabla 32. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-02.

VALORACIÓN DE INTEGRIDAD ANOMALÍA PM-02							
Espesor Mínimo en Zona Corroída			Maxima Profundidad de corrosión		Espesor de pared del tramo		
t rem (Pulg)	0,141		d (Pulg)	0,234		t (Pulg)	0,375
Longitud de la Zona Corroída			Diametro EXterno de la Tubería		Máxima Presión de Operación		
L (Pulg)	4,77		D (Pulg)	16		MOP (Psi)	300
Esfuerzo Mínimo de Fluencia			Factor de Diseño		Factor de Seguridad		
SMYS (Psi)	42000		F	0,72		SF	1,25
ASME B31G-2012				ASME B31G-Modified-2012			
d/t	0,62	Sf (Psi)	34029,23	d/t	0,62	Sf (Psi)	30583,43
z	3,79	SO (Psi)	6400,00	z	3,79	SO	6400,00
M	2,01	SF*SO (Psi)	8000,00	M	1,83	SF*SO (Psi)	8000,00
Pf	1595,12	SF*PO (Psi)	375	Pf	1433,60	SF*PO (Psi)	375,00
MAOP	1417,5	MAOP sin fctr	1968,75	Presión Segura = PS		1146,88	
Si Sf≥SFxSO (o) Pf≥SFxPO		Aceptado			Si Sf≥SFxSO		Aceptado
Si Sf≤SFxSO (o) Pf≤SFxPO		No Aceptado			Si Sf≤SFxSO		No Aceptado
Valoración de Anomalia PM-02 Corrosión Interna por ASME B31G		Aceptado			Valoración de Anomalia PM-02 Corrosión Interna por ASME B31G- Modif		Aceptado

5.3.3.7. Cálculos de Velocidad de Corrosión y Vida Remanente para Anomalía PM-02, de Acuerdo con API570-16. En la Tabla 33., se presentan el resumen de cálculos de valoración para la velocidad de corrosión y vida remanente de la anomalía PM-02. Las ecuaciones y cálculos estuvieron de acuerdo con las ecuaciones 12 y 13.

Tabla 33. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-02.

EVALUACIÓN API 570-2016 ANOMALÍA PM-02	
Espesor Nominal (in)	0,375
Espesor Mínimo Encontrado (in)	0,141
Espesor mínimo Requerido (in)	0,188
Fecha estimada de instalación	12/01/2012
Fecha de Inspección	12/12/2016
Velocidad de Corrosión (in/yr)	0,048
Vida Remanente (yr)	-0,98

El concepto de vida remanente negativa es evidencia de que no se cuenta con un margen de seguridad que permita programar una próxima inspección, por lo que el tramo evaluado requiere una valoración de integridad inmediata. Teniendo en cuenta que el espesor remanente más bajo encontrado en la zona de la anomalía es menor al valor solicitado; se recomienda programar a la mayor brevedad el cambio o retiro de la pierna muerta del clúster 21. Se debe coordinar con el departamento de mantenimiento y producción la ejecución de esta actividad.

Para la restitución del recubrimiento afectado por las inspecciones y reparaciones en el tramo aéreo, se recomienda considerar el uso de esquema de pintura con inhibidores de corrosión para tubería aérea con temperatura de operación de 70°C a 120°C y / o lo que se solicite en las especificaciones técnicas que se hallan definido para la construcción del sistema o la última versión de la especificación del dueño del activo. Ver Tabla 34.

Tabla 34. Valoración de Integridad para Anomalías PM-02.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	PM-02 Corrosión interna con pérdida de material del 62.3% del espesor de pared.	MAOP < PS	Bajo las condiciones actuales de corrosión se recomienda usar una MAOP menor a 1146 PSI.
		Plan de mitigación	Se recomienda basado en las conclusiones del informe de monitoreo de corrosión interna, establecer tareas de mantenimiento que mitiguen la condición actual.
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.
		Restablecimiento del recubrimiento en zonas de reparación	La elección del esquema de pintura debe ser basada los requisitos señalados por el operador del ducto y considerar el servicio externo de la tubería con temperaturas de operación de 70°C a 120°C

5.3.3.8. Los análisis por ASME B31G y 31G Modificado para la pérdida de espesor por corrosión interna PM-03, muestran que los esfuerzos de falla son superiores a los esfuerzos de membrana en el punto de evaluación por lo que el defecto es aceptado por las dos metodologías; para las condiciones actuales de corrosión en el punto bajo estudio, la presión segura no debe superar los 1035,17 Psi.

La valoración de integridad para este punto conforme a lo definido por ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.2, define que el defecto es aceptado para operación mientras la presión segura de operación sea mayor a la presión máxima admisible de operación en la zona de la anomalía. Ver Tabla 35.

Tabla 35. Valoración ASME B31G/B31G Modificado para Anomalía PM-03.

VALORACIÓN DE INTEGRIDAD ANOMALÍA PM-03							
Espesor Mínimo en Zona Corroída			Maxima Profundidad de corrosión		Espesor de pared del tramo		
t rem (Pulg)	0,111		d (Pulg)	0,264		t (Pulg)	0,375
Longitud de la Zona Corroída			Diametro EXterno de la Tubería		Máxima Presión de Operación		
L (Pulg)	4,77		D (Pulg)	16		MOP (Psi)	300
Esfuerzo Mínimo de Fluencia			Factor de Diseño		Factor de Seguridad		
SMYS (Psi)	42000		F	0,72		SF	1,25
ASME B31G-2012				ASME B31G-Modified-2012			
d/t	0,70	Sf (Psi)	31993,06	d/t	0,70	Sf (Psi)	27604,66
z	3,79	SO (Psi)	6400,00	z	3,79	SO	6400,00
M	2,01	SF*SO (Psi)	8000,00	M	1,83	SF*SO (Psi)	8000,00
Pf	1499,67	SF*PO (Psi)	375	Pf	1293,97	SF*PO (Psi)	375,00
MAOP	1417,5	MAOP sin fctr	1968,75	Presión Segura = PS		1035,17	
Si Sf≥SFxSO (o) Pf≥SFxPO		Aceptado			Si Sf≥SFxSO		Aceptado
Si Sf≤SFxSO (o) Pf≤SFxPO		No Aceptado			Si Sf≤SFxSO		No Aceptado
Valoración de Anomalia PM-03 Corrosión Interna por ASME B31G		Aceptado		Valoración de Anomalia PM-03 Corrosión Interna por ASME B31G- Modif		Aceptado	

5.3.3.9. Cálculos de Velocidad de Corrosión y Vida Remanente para Anomalía PM-03, De Acuerdo con API570-16. En la Tabla 36., los cálculos de valoración para la velocidad de corrosión y vida remanente de la anomalía PM-03. Las ecuaciones y cálculos estuvieron de acuerdo con las ecuaciones 12 y 13.

Tabla 36. Valoración para Velocidad de Corrosión y Vida Remanente de Anomalía PM-03.

EVALUACIÓN API 570-2016 ANOMALÍA PM-03	
Espesor Nominal (in)	0,375
Espesor Mínimo Encontrado (in)	0,111
Espesor mínimo Requerido (in)	0,188
Fecha estimada de instalación	12/01/2012
Fecha de Inspección	12/12/2016
Velocidad de Corrosión (in/yr)	0,054
Vida Remanente (yr)	-1,43

La valoración de integridad para la anomalía PM-03 por espesor menor al requerido, sugiere programar el cambio inminente de la pierna muerta de la línea troncal del clúster 21. Una vez realizada la intervención de sustitución de la pierna muerta PM-03, se recomienda reestablecer el área de reparación con esquema de pintura con inhibidores de corrosión para tubería aérea con temperatura de operación de 70°C a 120°C.

Tabla 37. Valoración de Integridad para Anomalías PM-03.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase B	PM-03 Corrosión interna con pérdida de material del 70.4% del espesor de pared.	MAOP < PS	Bajo las condiciones actuales de corrosión se recomienda usar una MAOP menor a 1035 PSI.
		Plan de mitigación	Se recomienda basado en las conclusiones del informe de monitoreo de corrosión interna, establecer tareas de mantenimiento que mitiguen la condición actual.
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo afectado, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.
		Restablecimiento del recubrimiento en zonas de reparación	La elección del esquema de pintura debe ser basada los requisitos señalados por el operador del ducto y considerar el servicio externo de la tubería con temperaturas de operación de 70°C a 120°C

5.4. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD PARA ANOMALÍAS CLASE C PARA ABOLLADURAS CON REDUCCIÓN DE NPS>6%

Las abolladuras al ser depresiones en la superficie del tubo, producen distorsiones macroscópicas en la curvatura de la pared del tubo que conllevan a deformaciones plásticas, que asociadas a los esfuerzos de membrana en el espesor presentan una probabilidad muy alta de falla del ducto por el colapso plástico.

Los análisis de integridad mecánica para la abolladura presentada en la abscisa 00+403, están basados en los requisitos solicitados en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.4 literal (d); donde las abolladuras con profundidad mayor al 6% del diámetro nominal de la tubería evaluada, deberán ser removidas o reparadas. Para continuar operando el ducto de forma segura con el defecto evaluado, es necesario instalar camisa metálica de contención tipo B o tipo grapa, se debe garantizar que el defecto se encuentre centrado en la camisa y la longitud de esta no debe ser menor a 10.5 Pulgadas, esta reparación se debe considerar como temporal. Por lo que para restablecer la condición inicial de integridad en la abscisa 00+403 se recomienda programar dentro del plan de mantenimiento del pozo el cambio del tramo afectado por la abolladura.

La presión de diseño de las camisas que se use no puede ser inferior a la presión de diseño del tubo que se está reparando. Para la instalación de camisas tipo grapa se debe garantizar sello hermético entre el tubo con defecto y la grapa. Se recomienda usar sello no metálico y que no se degrade con el producto.

Se recomienda realizar análisis de suelo para determinar la corrosividad de este en el tramo enterrado, basado en este estudio se debe hacer la selección del tipo de recubrimiento que se debe aplicar en la zona de reparación o cambio, así como las acciones de mitigación que permitan el adecuado funcionamiento del esquema de pintura.

Para las reparaciones del recubrimiento se deben aplicar las especificaciones técnicas que se hallan definido para la construcción del sistema o la última versión de la especificación del dueño del activo. Ver Tabla 38.

Tabla 38. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+403.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase C	Abolladura con % Reducción del NPS $\geq 6\%$.	Instalación de reparación temporal	Se recomienda instalación de camisa de contención tipo B con una longitud mínima de 6 pulgadas, la cual debe confinar el defecto, se deben cumplir los lineamientos descritos en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (d) numeral (2). O camisa metálica tipo grapa, la cual debe estar conforme a ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.9 literal (f)
		Instalación de reparación permanente	Se recomienda programar el cambio del tramo donde se instaló la camisa de contención, el remplazo debe ser coordinado de acuerdo al cronograma de mantenimiento del pozo. El tramo a reemplazar debe cumplir con características iguales o superiores a la tubería que contiene el defecto. Se deben cumplir los requisitos de ASME B 31.4 para 401.2.2.
		Restablecimiento del recubrimiento en zonas de reparación.	La elección del esquema de pintura debe ser basada en las recomendaciones del análisis fisicoquímico y de resistividad del suelo para tramos enterrados y cumplir lo que se solicita en las especificaciones del operador del ducto.

5.5. ANÁLISIS DE INTEGRIDAD PARA ANOMALÍAS CLASE D PARA ENTALLAS Y RAYONES CON PÉRDIDA DE ESPESOR MENOR AL 20%

Este tipo de imperfecciones presentan una valoración de integridad particular pues puede ser definida como un concentrador de esfuerzos no relevante; siempre y cuando el espesor remanente este dentro de la tolerancia dada por la especificación del componente, para espesores bajos. De igual forma el rayón o rasguño no deben presentar ángulos vivos, ni presencia de fisuras o grietas.

Para este tipo de anomalías el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.3 establece que serán aceptado para evaluación si luego de suavizar el perfil de rayón mediante pulido el espesor remanente de este no es menor al solicitado por la especificación de la tubería o el accesorio.

Por tanto, la valoración de integridad para la anomalía reportada en la abscisa 00+403 es que bajo las condiciones actuales este debe ser evaluado para reparación de acuerdo con ASME B 31.4 parágrafo 451.6.2.2 (b), donde se define que para profundidades menores al 20% del espesor de pared, no requieren reparación mecánica, pero sin embargo se debe realizar control dimensional y restablecimiento del esquema de pintura con el fin de controlar efectos de corrosión.

Se recomienda realizar análisis de suelo para determinar la corrosividad de este en el tramo enterrado, basado en este estudio se debe hacer la selección del tipo de recubrimiento a aplicar en la zona de reparación o cambio, así como las acciones de mitigación que permitan el adecuado funcionamiento del esquema de pintura.

Para las reparaciones del recubrimiento se deben aplicar las especificaciones técnicas que se hallan definido para la construcción del sistema o la última versión de la especificación del dueño del activo. Ver Tabla 39.

Tabla 39. Valoración de Integridad para Anomalía de la Abscisa 00+403.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase D	Entalla con pérdida de material máxima (p_m) $\leq$ al 20% del espesor de pared.	Mitigación	Se recomienda amolar la superficie hasta una profundidad máxima de 12.5% del espesor de pared de la tubería. Se recomienda realizar monitoreo dimensional y restablecimiento del esquema de pintura, considerar servicio externo para servicio entre 70°C y 120°C.
			Se recomienda realizar el análisis fisicoquímico y de resistividad del suelo con el objetivo de determinar las acciones de mitigación.
			La elección del esquema de pintura debe ser basada en las recomendaciones del análisis fisicoquímico y de resistividad del suelo para tramos enterrados y cumplir lo que se solicita en las especificaciones del operador del ducto.

5.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y VALORACIÓN DE INTEGRIDAD PARA ANOMALIAS CLASE E

La clasificación de estas anomalías se realizó teniendo en cuenta el bajo impacto que estas pueden representar sobre la integridad del ducto. Por esta razón se ha dado prioridad en el análisis a la indicación presentada como hilos de perno por debajo de la altura de la tuerca.

Los análisis de la valoración de integridad para esta indicación, se han basado en los criterios definidos por ASME B 31.4 parágrafo 404.4.8.1 donde se establece que los pernos deben extenderse completamente a través de la tuerca. Mientras que API 570 numeral 5.15 establece que los pernos deben estar completamente roscados o que la falta de roscado sea de apenas un hilo. Ver Tabla 40.

Tabla 40. Valoración de Integridad para Anomalía de Ajuste de Pernos.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase E	Hilos de rosca Por debajo de la altura de la tuerca.	Cambio de componente	Se recomienda verificar ajuste de torque como medida preventiva y programar a la mayor brevedad posible el reemplazo del elemento. El componente debe ser reemplazo según especificaciones de construcción o cumpliendo los requisitos de ASME B 31.4 parágrafo 404.4.8.

Para comprender y entender el efecto que presenta la calidad de los recubrimientos en la integridad de la línea ATUB81, se deben tener en cuenta los dos escenarios que se presentan en el ...capítulo 3..., en el cual se presentan los defectos y anomalías reportadas por inspección visual y medición de espesores por película seca en los tramos aéreos. Pero por otro lado aparecen aquellos que fueron encontrados por DCVG en el tramo enterrado y corresponden a las anomalías de valoración directa.

Para la valoración de integridad es importante reconocer que en cualquiera de los dos escenarios los espesores bajos, la falta de adherencia entre capas - sustrato, la presencia de espacios vacíos, poros y caminos que permitan el paso de iones en ambientes corrosivos, son factores determinantes que afectan significativamente la integridad mecánica del ducto.

Los análisis de integridad del ducto basados en los resultados de estado del recubrimiento han sido soportados en los requisitos solicitados en el código ASME B 31.4 parágrafo 451.6.1 (h) y API 570 numeral 9.9 los cuales establecen que los recubrimientos que hayan sido removidos para inspección deben ser reestablecidos e inspeccionados apropiadamente.

El recubrimiento a usar debe estar conforme a los planos de construcción o la especificación del operador del ducto. El procedimiento de reparación debe ser conforme a lo solicitado en ASME B 31.4 parágrafo 461.1.2. & API570 numeral 9.9.1 literales (a-e).

Se recomienda realizar análisis de suelo para determinar la corrosividad de este en los tramos enterrados; basado en este estudio se debe hacer la selección del tipo de recubrimiento, así como las acciones de mitigación que permitan el adecuado funcionamiento del esquema de pintura.

Para el tramo aéreo se debe considerar el uso de esquema de pintura con inhibidores de corrosión para servicio externo entre 70°C y 120°C. Ver Tabla 41.

Tabla 41. Valoración de Integridad para Defectos en Recubrimiento.

Tipo de Anomalía	Descripción	Acción para Recuperar Integridad	Recomendación
Clase E	Daños en calidad del recubrimiento	Restablecimiento de la calidad de recubrimiento	Se recomienda realizar el análisis fisicoquímico y de resistividad del suelo con el objetivo de determinar las acciones de mitigación.
			La elección del esquema de pintura debe tener las recomendaciones del análisis fisicoquímico del suelo para tramos enterrados, y para tramos aéreos la condición de servicio entre 70°C y 120°C
			Los esquemas de pinturas, sus características técnicas y de calidad deben cumplir las especificaciones del cliente.

6 CONCLUSIONES

- ❖ Los resultados de las evaluaciones no destructivas realizadas a la línea ATUB81, permitieron clasificar sus hallazgos según el grado de afectación a la integridad en cinco clases que van desde la A hasta la E, siendo los hallazgos clase A los de mayor afectación y mayor prioridad... Véase el numeral 5.1, figura 42.
- ❖ El estudio de caso permitió definir que, de acuerdo a la especificación del dueño del activo, toda condición que genere fuga o liberación de producto al medio ambiente, se debe considerar y atender como un hallazgo clase A que requiere de labores y tareas de intervención inmediata.
- ❖ El análisis de integridad desarrollado bajo las metodologías ASME B 31G Y B31G MODIFICADO para las anomalías clase B por corrosión externa de la abscisa 00+311 y las anomalías reportadas como corrosión interna facilidades de pierna muerta de la línea troncal PM1, PM2 y PM3, arrojaron presiones seguras de operación menores a 1000Psi... Véase el numeral 5.3.4.4, tabla 29.
- ❖ La presión segura calculada por ASME B31G-2012 Modificado para la anomalía PM-01 de la línea ATUB 81 es de 1100 Psi... Véase el numeral 5.3.4.6, tabla 32.
- ❖ Se observa que la presión segura calculada por ASME B31G-2012 Modificado para la línea ATUB 81 en la anomalía PM-02, corresponde a 1100Psi... Véase el numeral 5.3.4.8, tabla 35.
- ❖ La presión segura calculada por ASME B31G-2012 Modificado para la anomalía PM-03 de la línea ATUB 81, se presenta a las 1000 Psi, ver tabla 42.
- ❖ Se observa que la presión segura calculada por ASME B31G-2012 Modificado para la línea ATUB 81 en la abscisa 00+311, corresponde a 1800Psi. Ver Tabla 42.

- ❖ Los resultados brindados por la evaluación API 570-16 y los criterios de integridad definidos por el dueño del activo para el espesor mínimo, permiten concluir que las anomalías de la abscisa 00+311 y PM01, PM02 y PM-03, presentan velocidades de corrosión moderada - alta, de acuerdo con la práctica recomendada de la NACE RP-0775-2013...Véase en la Tabla 30., Tabla 33., y Tabla 36.

- ❖ Los resultados de evaluación de velocidad de corrosión para las anomalías PM-01 y PM-02 arrojaron resultados de corrosión moderada, de acuerdo con NACE RP0775-2013. Tabla 43.

- ❖ La velocidad de corrosión calculada para las anomalías PM-03 muestra tendencia de corrosión alta, de acuerdo con NACE RP0775-2013, ver tabla 36.

- ❖ La velocidad de corrosión calculada para las anomalías TE-01(abscisa 00+311) muestra tendencia de corrosión moderada, de acuerdo con NACE RP0775-2013. Ver Tabla 43.

- ❖ El estudio de caso permitió definir bajo la evaluación de integridad por ASME B 31.4-2016 que todas las anomalías Clase B presentadas en la línea ATUB81 requieren de intervención mecánica inmediata para la instalación de camisas tipo B. las dimensiones y características de reparación se presentan en la Tabla 44.

- ❖ La evaluación de integridad por ASME B 31.4-2016 permitió definir que todas las anomalías clase C presentadas en la línea ATUB81 requieren de intervención mecánica inmediata para la instalación de camisas tipo B. las dimensiones y características de reparación se presentan en la Tabla 45.

- ❖ La evaluación de integridad realizada por ASME B 31.4, en el presente estudio de caso para las anomalías clase B y C define que la acción más adecuada para recuperar la integridad del activo ATUB81 es programar el reemplazó de los tramos de tubería afectados. La Tabla 46., presenta las condiciones mecánicas para la reparación.

- ❖ La valoración de integridad por ASME B 31.4-2016 para anomalía clase D, definió como acciones de intervención pulir la superficie con pérdida de espesor hasta una profundidad no mayor al 12.5% del espesor de pared de la tubería o el accesorio y el restablecimiento del esquema de pintura cien por ciento sólidos a espesor de película seca no menor a 25 mils.
- ❖ La valoración de integridad por ASME B 31.4-2016 para anomalías clase E, definió dos acciones de intervención programada; la primera es el ajuste de los pernos de las uniones bridas de la línea ATUB 81 y la segunda restablecimiento del esquema de pintura para tramos aéreos con esquema tri-capa en la tubería de salida de pozo y múltiple de llegada del clúster 21.
- ❖ El estudio de caso definió que para reestablecer la condición de integridad de la línea ATUB 81 se debe reponer el recubrimiento de todas las reparaciones realizadas. En la Tabla 47., se presentan las características técnicas del recubrimiento para tuberías aéreas y enterradas.
- ❖ Se concluyó conveniente identificar las áreas altamente sensibles dentro de un límite circular de 0.58 Km². Con propósito, de hacer énfasis de las áreas comprometidas directamente a posibles impactos o riesgos ver Figura 44., contemplando también las repercusiones y consecuencias a áreas indirectas.
- ❖ En el contexto de la identificación de las áreas altamente sensibles, se evidencia dos factores que podrían verse afectados directamente en el ámbito de impacto, riesgo o vulnerabilidad, específicamente se presentan como zonas de alta sensibilidad el nacedero de agua ubicado en la finca La Leona al suroccidente de la tubería ATUB81 y los Bosques de Galería localizado al suroccidente y nororiente de la línea de transporte de hidrocarburo, ver Figura 45.
- ❖ La zonificación de áreas de alta consecuencia sirvió para evaluar analíticamente cual es el tipo de población que tiene relación directa e indirecta con la zona de operación de la línea ATUB81, lo cual es importante al revisar la cantidad de la densidad poblacional y la distancia de cada una de ellas dentro del área circular de impacto potencial, para así aplicar medidas acordes a los planes de manejo ambiental, ver Figura 46.

La priorización de estas áreas de alta consecuencia, es de gran énfasis para evaluar y así mismo actuar e implementar acciones que mitiguen, prevengan, corrijan, compensen y controlen a los escenarios donde las actividades correspondientes a la operación de la línea ATUB81 generen efectos adversos y negativos al equilibrio del ecosistema...Véase el numeral 3.4, tabla 9 y 6.

Lo anterior en búsqueda de fortalecer los instrumentos establecidos, formulados o proyectados en los actuales y nuevos programas, planes de desarrollo, ordenamiento y distribución municipal, territorial de Acacias para que se pueden ejecutar la participación de grupos interdisciplinarios y comunidades locales en búsqueda de principios rectores que sean equitativos, competitivos y sostenibles.

❖ La zonificación ambiental es una herramienta de determinación para optimizar de manera eficaz, eficiente y armónica la utilización de las capacidades de un territorio previamente establecido, con objeto de respetar la sinergia de los actores sociales y de la oferta de los servicios ecosistémicos presente en él. Es por ello la categorización de las áreas de influencia según la asociación con la línea de transporte de hidrocarburo ATUB 81, con la intención de mitigar, prevenir o evitar acciones que ocasionen alteraciones a equilibrio ecológico en el ecosistema asociado a la línea ATUB 81 con repercusiones económicas y políticas del municipio.

7 RECOMENDACIONES

- ❖ Analizar los datos presentados por las anomalías de corrosión interna y externa con el objetivo de caracterizar la naturaleza del proceso de corrosión y definir las estrategias o metodologías más eficientes para mitigar las imperfecciones presentadas.
- ❖ Se recomienda desarrollar estudios de caso como el presentado que involucre o contemplen el análisis y las simulaciones por derrame de hidrocarburos o afectación térmica.
- ❖ Se recomienda realizar estudio de caso que involucren los perfiles críticos de corrosión para la valoración de ductos corroídos que permitan obtener presiones seguras de operación menos conservadoras, explorando planes de mantenimiento e intervención más flexibles pero confiables.
- ❖ Desarrollar estudios de caso que brinden mediante modelamientos matemáticos y análisis de fractura mecánica, luces para establecer criterios menos conservadores para la pérdida de espesor de pared.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. API 1160. Washington, D.C.: 2001. 7 p.

COLOMBIA. CONSEJO MUNICIPAL DE ACACIAS – META. Acuerdo 184. (10, diciembre, 2011). Por medio del cual se adoptan modificaciones excepcionales al Plan Básico de Ordenamiento Territorial del municipio de Acacias contenido en el acuerdo 021 de 2000 y se dictan otras disposiciones. Acadia de Acacias, Meta. 2011. p. 6 – 124.

CORNELL LAW SCHOOL. Definitions of the High consequence area. 2000. [texto en línea]. Disponible desde internet en: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/49/195.450>

DAZA LEGUIZAMÓN, Omar., RIGAUD SANABRÍA Marín. y VERA LÓPEZ, Enrique. Áreas de alta consecuencia en la gestión de integridad de oleoductos en Colombia. En: Revista Facultad de Ingeniería, UPTC. Noviembre, 2010. vol. 19, no. 29 p. 69 – 80.

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. Conceptos básicos. 2017. [libro en línea] Disponible desde internet en: https://www.dane.gov.co/files/inf_geo/4Ge_ConceptosBasicos.pdf

ESTEVEZ, José., MATEUS, Miguel. y LÓPEZ, Ludwing. Identificación de HCA's y Segmentación de las líneas de transporte de la superintendencia de operaciones de APIAY SOA. Bucaramanga: Ministerio de Minas y Energía, 2006. Serie de Informes Técnicos.

FREIRE J.L. Engenharia de Ductos. Rio de Janeiro: ABCM Associacao Brasileira de Engenharia e Ciencias Mecanicas: 2009. 15.18p

-----,-----, Rio de Janeiro: ABCM Associacao Brasileira de Engenharia e Ciencias Mecanicas: 2009. 15.21p.

-----,-----, Rio de Janeiro: ABCM Associacao Brasileira de Engenharia e Ciencias Mecanicas: 2009. 15.23p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gestión de Integridad de Sistemas de Tuberías para Transporte de Líquidos Peligrosos. NTC 5901. Bogotá D.C.: 2012. 32 p.

-----,-----, Bogotá D.C.: 2012. 33 p. NTC 5901.

-----,-----, Bogotá D.C.: 2012. 38 p. NTC 5901.

-----,-----, Bogotá D.C.: 2012. 39 p. NTC 5901.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Hidrología. 2014. [texto en línea]. Disponible desde internet en: <http://www.ideam.gov.co/web/atencion-y-participacion-ciudadana/hidrologia>

MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 8 p.

-----,-----, Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 40 p.

-----,-----, Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 43 p.

-----,-----, Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 364 p.

-----,-----, Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 15/345 p.

NARANJO ARAUJO Marco. Estudio de Integridad del Oleoducto Principal de REPSOL - YPF Ecuador, desde el campo SPF (Facilidades de producción del sur) hasta el OCP (Oleoducto de crudos pesados). Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Químico. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011. 69 – 74 p.

RAMSAR. Acerca de la convención RAMSAR. 2014. [texto en línea] Disponible desde internet en: <http://www.rasar.org/es/acerca-de-la-convencion-de-ramsar>

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Repair of Pressure Equipment and Piping. ASME PCC-2. New York: 2015. Art 2.6- num 3.4.

-----,-----, New York.: 2015. Art. 3.4. num 3.2. ASME PCC-2.

WINSTON REVIE., R. Oil and Gas Pipelines. Integrity and Safety Handbook.
Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 636 p. num 44.3.1

-----,-----, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 642 p

-----,-----, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 657 p

-----,-----, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2015. 658 p