

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**UNIDAD DE POSTGRADO DE LA FACULTAD DE  
INGENIERÍA MECÁNICA**

**FUNDAMENTOS PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA DE  
GESTIÓN PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA  
DEL OLEODUCTO TIGÜINO – CONONACO COMO PARTE DEL  
SISTEMA DE INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER EN SISTEMAS  
DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y DERIVADOS**

**LUIS JORGE TUFÍÑO GALARZA**  
jorgeltg@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. CARLOS WIME DÍAZ CAMPOVERDE, M.Sc**  
carlos.diaz@epn.edu.ec

**Quito, febrero de 2016**

## DECLARACIÓN

Yo **Luis Jorge Tufiño Galarza**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



---

**Luis Jorge Tufiño Galarza**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Luis Jorge Tufiño Galarza** bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Carlos Díaz', is written over a horizontal line.

**Ing. Carlos Díaz, M.Sc**

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **DEDICATORIA**

A Dios.

Al Arcángel San Miguel, quien guía mi destino.

A mi familia, por su esfuerzo y apoyo brindado.

A mi niña que me protege desde el cielo.

Jorge Luis



## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	1
PRESENTACIÓN .....	3
NOMENCLATURA.....	5
CAPÍTULO I.....	10
CORROSIÓN .....	10
1.1    DEFINICIÓN DE CORROSIÓN.....	10
1.2    PRINCIPIOS DE CORROSIÓN.....	10
1.3    FUNDAMENTOS DE CORROSIÓN .....	10
1.4    TIPOS DE CORROSIÓN.....	12
1.4.1    CORROSIÓN UNIFORME O GENERAL.....	12
1.4.2    CORROSIÓN LOCALIZADA .....	12
1.4.3    PICADURA.....	13
1.4.4    CORROSIÓN INDUCIDA POR MICROORGANISMOS (MIC).....	13
1.5    PASIVIDAD Y CORROSIÓN LOCALIZADA.....	13
1.6    PROTECCIÓN CATÓDICA .....	13
1.6.1    PRINCIPIOS ELECTROQUÍMICOS.....	13
1.6.2    FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA .....	14
1.6.3    MÉTODO DE APLICACIÓN DE PROTECCIÓN CATÓDICA .....	15
1.6.3.1    Método de corriente impresa .....	15
1.6.3.2    Ánodo de sacrificio.....	16
1.7    RECUBRIMIENTO .....	16
1.8    RECUBRIMIENTO Y PROTECCIÓN CATÓDICA.....	17
1.9    APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA.....	18
1.10    MECANISMO DE DAÑO.....	19
1.10.1    MECANISMO DE CORROSIÓN POR EFECTO DE LA ATMÓSFERA ....	19
1.10.1.1    Apariencia.....	19
1.10.1.2    Prevención / mitigación.....	19
1.10.1.3    Inspección y monitoreo .....	19
1.10.2    PROCESO DE CORROSIÓN POR INCIDENCIA DEL SUELO .....	20

1.10.2.1 Apariencia.....	20
1.10.2.2 Prevención / mitigación.....	20
1.10.2.3 Inspección y monitoreo .....	20
CAPÍTULO II.....	21
MECANISMO DE GESTIÓN PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA DEL OLEODUCTO .....	21
2.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE GESTIÓN PARA LA INTEGRIDAD DE TUBERÍAS.....	21
2.2 METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA DE GESTIÓN PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN LA TUBERÍA .....	21
2.3 MARCO ESTRUCTURAL.....	22
2.3.1 IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES IMPACTOS EN ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCAs).....	22
2.3.2 RECOPIACIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS.....	22
2.3.3 VALORACIÓN INICIAL DE RIESGOS.....	23
2.3.3.1 Reducción de costos .....	24
2.3.4 DATOS NECESARIOS PARA UNA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	25
2.3.5 DESARROLLO DE UN PLAN DE VALORACIÓN INICIAL – LÍNEA BASE .....	25
2.3.6 CONTROL DE RIESGOS Y MITIGACIÓN .....	26
2.3.6.1 Inspección y mitigación.....	26
2.3.7 ACTUALIZACIÓN, INTEGRACIÓN Y REVISIÓN DE DATOS .....	27
2.3.8 REEVALUACIÓN DE RIESGOS .....	27
2.3.9 PLAN PARA LA REVISIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MITIGACIÓN E INSPECCIÓN.....	27
2.3.10 EVALUACIÓN DEL PROGRAMA .....	27
2.3.11 GESTIÓN DE CAMBIOS .....	27
CAPÍTULO III .....	29
CARACTERÍSTICAS DEL OLEODUCTO TIGÜINO - CONONACO.....	29
3.1 INTRODUCCIÓN.....	29
3.2 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN .....	30
3.2.1 ACTIVIDADES REALIZADAS EN LOS AÑOS 2008 Y 2009 .....	30

3.2.2 ACTIVIDADES REALIZADAS EN EL AÑO 2012 .....	31
3.3 HIDRODINÁMICA DEL OLEODUCTO .....	31
3.3.1 INFORMACIÓN DE OPERACIÓN.....	31
3.3.2 CÁLCULO HIDRÁULICO .....	36
3.3.2.1 Desarrollo de la hidrodinámica del oleoducto.....	40
3.4 CONDICIÓN DEL OLEODUCTO EN EL AÑO 2012.....	46
CAPÍTULO IV .....	68
ESTUDIO DE LAS MUESTRAS DE SUELO Y DE LAS PROBETAS DE TUBERÍA..	68
4.1 DESCRIPCIÓN DE SUELOS .....	68
4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SUELOS.....	68
4.1.1.1 Suelo arenoso.....	68
4.1.1.2 Suelo franco.....	68
4.1.1.3 Suelo arcilloso .....	70
4.2 CORROSIÓN GENERADA POR EFECTOS DEL SUELO .....	71
4.2.1 GENERALIDADES SOBRE LA CORROSIVIDAD DE LOS SUELOS .....	71
4.2.2 PARÁMETROS QUE AUMENTAN EL ATAQUE POR CORROSIÓN EN LOS METALES .....	71
4.2.3 PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN EN TUBERÍAS ENTERRADAS O SEMIENTERRADAS .....	72
4.2.4 EVALUACIÓN DE TUBERÍA PARCIALMENTE ENTERRADA .....	72
4.3 CONDICIÓN DE LOS SUELOS ENCONTRADOS ENTRE EL SECTOR DE TIGÜINO Y LA ESTACIÓN CONONACO.....	73
4.3.1 VALORACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE LOS SUELOS.....	74
4.3.1.2 Determinación de la razón de corrosión según RP API 581-2008.....	77
4.3.1.2.1 Razón de corrosión base ( $CR_B$ ).....	77
4.3.1.2.2 Factor de ajuste por la resistividad del suelo ( $F_{SR}$ ) .....	77
4.3.1.2.3 Factor de ajuste por temperatura ( $F_T$ ) .....	77
4.3.1.2.4 Factor de ajuste para protección catódica y corrientes parásitas ( $F_{CP}$ ) .....	78
4.3.1.2.5 Factor de ajuste por efectividad del revestimiento ( $F_{CE}$ ).....	78



4.4 PROBETAS DE TUBERÍAS EXTRAÍDAS LUEGO DE LA REPARACIÓN REALIZADA EN EL AÑO 2012 .....	80
4.4.1 CRITERIO UTILIZADO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS PROBETAS..	80
4.4.2 CAPACIDAD DE SERVICIO DE LA TUBERÍA .....	82
4.4.2.1 Cálculo de la razón de corrosión .....	82
4.4.2.2 Cálculo de la corrosión futura permisible (FCA) .....	83
4.4.2.3 Niveles de valoración .....	84
4.4.2.4 Factor de resistencia remanente (RSF).....	84
4.4.2.5 Evaluación de la vida remanente.....	85
4.4.2.6 Remediación .....	86
4.4.2.6.1 Remediación para picadura .....	86
4.4.2.7 Monitoreo en servicio.....	86
4.4.2.8 Valoración por mecanismo de daño .....	86
4.5 EJEMPLOS DE CÁLCULO PARA VALORAR LA CAPACIDAD DE SERVICIO DE LOS TRAMOS DE TUBERÍA REEMPLAZADOS .....	114
4.5.1 CÁLCULO PARA EL TRAMO N° 16 (TUBO 1182).....	114
4.5.1.1 Datos, información inicial e hipótesis .....	114
4.5.1.2 Procedimiento de cálculo .....	115
4.5.1.3 Vida remanente.....	118
4.5.2 CÁLCULO PARA EL TRAMO N° 1 (TUBO 182).....	119
4.5.2.1 Datos, información inicial e hipótesis .....	119
4.5.2.2 Procedimiento de cálculo .....	119
4.5.2.3 Vida remanente.....	122
4.5.3 ASPECTOS IMPORTANTES DE LA VALORACIÓN .....	123
4.6 PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA DETERMINAR LA VIDA REMANENTE DE LA TUBERÍA EN CAMPO.....	124
CAPÍTULO V .....	128
INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA.....	128
5.1 COLECCIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS .....	128

5.2 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA) .....	128
5.3 GESTIÓN DE RIESGOS .....	128
5.3.1 GENERALIDADES .....	128
5.3.2 PROBABILIDAD DE FALLA .....	132
5.3.2.1 Frecuencia de falla genérica .....	133
5.3.2.2 Factor de ajuste del sistema de gestión.....	133
5.3.2.3 Factor de daño .....	133
5.3.3 CONSECUENCIA DE FALLA .....	134
5.3.3.1 Determinación del tipo de fuga .....	135
5.3.3.1.1 Fuga instantánea .....	135
5.3.3.1.2 Fuga continúa .....	135
5.3.3.2 Determinación de la consecuencia final en base al área afectada .....	136
5.3.3.3 Cálculo de la razón de fuga para líquidos.....	137
5.3.4 ANÁLISIS DE RIESGO .....	137
5.3.4.1 Determinación del riesgo.....	137
5.3.4.2 Matriz de riesgo .....	138
5.3.4.3 Planeamiento de la inspección basado en análisis de riesgos.....	138
5.3.4.4 Efectividad de la inspección .....	138
5.3.5 CÁLCULO DE RIESGOS PARA EL OLEODUCTO .....	141
5.4 PLAN DE VALORACIÓN INICIAL – LÍNEA BASE.....	143
5.4.1 INSPECCIÓN DEL OLEODUCTO .....	157
5.4.2 INTERVALO DE REINSPECCIÓN .....	158
5.4.3 ESTRATEGIA PARA RESPONDER ANOMALÍAS IDENTIFICADAS POR LA INSPECCIÓN .....	158
5.5 MÉTODOS DE REPARACIÓN .....	159
5.6 OPCIONES DE MITIGACIÓN .....	163
5.6.1 ESTABLECER UNA ESTRATEGIA DE INSPECCIÓN BASADO EN LA VALORACIÓN DE RIESGOS.....	163
5.6.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN .....	163
5.6.2.1 Determinación del modo de falla .....	164

5.6.3 DETECCIÓN DE FUGAS INESPERADAS .....	164
5.6.3.1 Reducción del volumen de la fuga .....	164
5.6.3.2 Mejora en la respuesta a emergencias .....	165
5.6.3.3 Aislamiento y control de la fuente de fuga.....	165
5.6.3.4 Control del producto fugado.....	165
5.6.3.5 Reducción de la presión de operación .....	166
5.7 VALORACIÓN DE LA INTEGRIDAD DEL OLEODUCTO .....	166
CAPÍTULO VI .....	172
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	172
6.1 INSPECCIÓN, CÁLCULOS, VALORACIÓN Y EVALUACIÓN .....	172
6.1.1 MEDICIÓN DE ESPESORES .....	172
6.1.2 CÁLCULO DE LA RAZÓN DE CORROSIÓN Y FCA.....	173
6.1.3 EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE SERVICIO .....	174
6.1.4 HIDRÁULICA DEL OLEODUCTO .....	177
6.1.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS .....	178
6.1.6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE ESTÁNDARES .....	188
CAPÍTULO VII.....	191
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	191
7.1 CONCLUSIONES.....	191
7.2 RECOMENDACIONES .....	192
BIBLIOGRAFÍA.....	194
ANEXO A .....	197
TRAYECTORIA DE LA TUBERÍA.....	197
ANEXO B .....	220
ESPESORES DE LA TUBERÍA .....	220
ANEXO C .....	265
REPORTES DE OPERACIÓN .....	265
ANEXO D .....	268
RESULTADOS DEL CÁLCULO HIDRÁULICO.....	268
ANEXO E.....	277
INFORMES DE LOS ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS DE SUELO .....	277
ANEXO F.....	292

FOTOGRAFÍAS DE LAS PROBETAS .....	292
ANEXO G .....	300
REGISTRO DE DATOS .....	300
ANEXO H .....	302
ENCUESTAS .....	302

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Información del oleoducto y del fluido transportado.....	30
Tabla 3.2. Parámetros de operación e información conocida.....	37
Tabla 3.3. Valores de presión a lo largo de la trayectoria del oleoducto.....	44
Tabla 3.4. Número de identificación de la tubería y número del tramo.....	46
Tabla 3.5. Detalle de la condición de las tuberías reemplazadas y características del suelo.....	47
Tabla 3.6. Detalle de la condición de las tuberías reparadas.....	53
Tabla 4.1. Clasificación de suelos según USCS.....	69
Tabla 4.2. Técnica West German Gas Industry para valorar corrosividad del suelo.....	75
Tabla 4.3. Valoración de la corrosividad del suelo según la técnica West German Gas Industry, para muestras retiradas de campo.....	76
Tabla 4.4. Ajuste para resistividad del suelo.....	78
Tabla 4.5. Determinación de la razón de corrosión según RP API 581-2008.....	79
Tabla 4.6. Valores para la razón de corrosión.....	83
Tabla 4.7. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 1 (valores en mm).....	88
Tabla 4.8. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 2 (valores en mm).....	91
Tabla 4.9. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 4 (valores en mm).....	94
Tabla 4.10. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 8 (valores en mm).....	97
Tabla 4.11. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 10 (valores en mm) .....	100
Tabla 4.12. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 11	103

(valores en mm) .....	
Tabla 4.13. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 16 (valores en mm) .....	106
Tabla 4.14. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 1.....	109
Tabla 4.15. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 2.....	110
Tabla 4.16. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 4.....	111
Tabla 4.17. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 8.....	112
Tabla 4.18. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 10.....	113
Tabla 4.19. Nomenclatura y valores utilizados en la valoración.....	114
Tabla 4.20. Resumen de resultados para la valoración de la capacidad de servicio de 7 tramos, año 2012.....	126
Tabla 5.1. Datos requeridos para análisis de riesgos.....	129
Tabla 5.2. Valores numéricos asociados con categorías de probabilidad y consecuencia, basado en el área afectada.....	139
Tabla 5.3. Valores numéricos asociados con categorías de probabilidad y consecuencia, basado en pérdida monetaria.....	139
Tabla 5.4. Guía para asignar un valor a la efectividad de la inspección para el mecanismo de daño llamado adelgazamiento generalizado.....	140
Tabla 5.5. Factores de daño para 11 tramos de tubería calculados según RP API 581-2008, desde mayo de 2012 hasta septiembre de 2015 (3.33 años).....	144
Tabla 5.6. Consecuencia en base al área afectada y estado financiero para 11 tramos de tubería calculados según RP API 581-2008, desde mayo de 2012 hasta septiembre de 2015 (3.33 años).....	146

Tabla 5.7. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2015.....	153
Tabla 5.8. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2017.....	153
Tabla 5.9. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2015.....	155
Tabla 5.10. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2017.....	155
Tabla 5.11. Evaluación de la defectología luego de la inspección realizada en mayo de 2012.....	160
Tabla 5.12. Valoración de la integridad del oleoducto y mitigación de varios segmentos de tubería.....	167
Tabla 6.1. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido Presión de bomba 870 psi y espesores medidos en campo con ultrasonido...	180
Tabla 6.2. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido Presión de bomba 870 psi y probetas medidas con calibrador evaluadas con API 579-1/ ASME FFS-1.....	183
Tabla 6.3. Tiempo de vida que cumple los requerimiento $A_r < 0.65$ , el factor de daño $D_F \leq 1000$ y el espesor $\geq 3,06$ mm según RP API 581-2008.....	188
Tabla 6.4. Vida remanente e intervalo de reinspección para 10 tuberías.....	189

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Corrosión de la tubería.....	10
Figura 1.2. Corrosión del acero en un ambiente aireado.....	14
Figura 1.3. Efecto de la protección catódica aplicado al acero en un ambiente aireado.....	15
Figura 1.4. Beneficio económico obtenido por el uso del revestimiento y de la protección catódica.....	18
Figura 2.1. Proceso de planeación de inspección basado en riesgo.....	24
Figura 2.2. Marco estructural para desarrollar un programa de gestión de la integridad.....	28
Figura 3.1. Perfil geográfico del oleoducto.....	32
Figura 3.2. Espesores de pared para la tubería del oleoducto medidos con ultrasonido, año 2012.....	33
Figura 3.3. Tuberías reemplazadas y reparadas en el año 2012.....	34
Figura 3.4. Tuberías con espesores de pared menores a 5,08 mm (0,2 in) medidos con ultrasonido, año 2012.....	35
Figura 3.5. Perfil de temperaturas.....	45
Figura 3.6. Perfil para la viscosidad cinemática.....	45
Figura 3.7. Perfil para el factor de fricción.....	45
Figura 4.1. Proporción de arena, limo y arcilla para ensamble de varios grupos de suelos en base del tamaño de la partícula.....	70
Figura 4.2. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 1.....	89
Figura 4.3. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 1.....	90
Figura 4.4. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 2.....	92



Figura 4.5. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 2.....	93
Figura 4.6. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 4.....	95
Figura 4.7. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 4.....	96
Figura 4.8. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 8.....	98
Figura 4.9. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 8.....	99
Figura 4.10. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 10.....	101
Figura 4.11. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 10.....	102
Figura 4.12. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 11.....	104
Figura 4.13. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 11.....	105
Figura 4.14. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 16.....	107
Figura 4.15. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 16.....	108
Figura 5.1. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2015.....	154
Figura 5.2. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2017.....	154
Figura 5.3. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2015.....	156
Figura 5.4. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2017.....	156

Figura 6.1. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido Presión de bomba 870 psi y espesores medidos en campo con ultrasonido...	185
Figura 6.2. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido Presión de bomba 870 psi y espesores medidos con calibrador.....	186
Figura 6.3. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido Presión de bomba 870 psi - Espesores medidos con calibrador - Probetas evaluadas con API 579-1.....	187

## ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 3.1. Tubería Tramo N° 1.....	55
Fotografía 3.2. Tubería Tramo N° 2.....	56
Fotografía 3.3. Tubería tramo N° 3.....	57
Fotografía 3.4. Tubería tramo N° 4.....	58
Fotografía 3.5. Tubería tramo N° 5.....	59
Fotografía 3.6. Tubería tramo N° 6.....	59
Fotografía 3.7. Tubería tramo N° 7.....	60
Fotografía 3.8. Tubería tramo N° 8.....	61
Fotografía 3.9. Tubería tramo N° 9.....	62
Fotografía 3.10. Tubería tramo N° 10.....	63
Fotografía 3.11. Tubería tramo N° 11.....	64
Fotografía 3.12. Tubería tramo N° 12.....	65
Fotografía 3.13. Tubería tramo N° 13.....	65
Fotografía 3.14. Tubería tramo N° 14.....	66
Fotografía 3.15. Tubería tramo N° 15.....	66
Fotografía 3.16. Tubería tramo N° 16.....	67

## RESUMEN

La mayoría de metales empleados en la industria petrolera son susceptibles a la corrosión, la cual degrada progresivamente el material con el pasar del tiempo. La corrosión genera un adelgazamiento del espesor de la tubería y se manifiesta como: corrosión generalizada, localizada y picadura. La manera de minimizar el ataque del medio ambiente que rodea a la tubería es utilizando revestimiento y protección catódica.

Eliminar por completo la corrosión en un oleoducto no es posible, entonces el daño generado por la corrosión sobre el acero debe ser controlado. Actualmente existen herramientas de gestión que permiten valorar la integridad de la tubería que posibilitan ubicar, identificar, priorizar, valorar, monitorear, mitigar y reparar zonas afectadas por efectos de la corrosión externa.

Información del oleoducto construido desde el campo Tigüino a la estación Cononaco es recopilada para elaborar el presente trabajo, la cual consta de: datos de operación e inspección, fotografías del sitio, fotografías de la tubería reemplazada, muestras del suelo y probetas de tubería. La información es procesada para calcular la presión interna que se tendría en cada sección del oleoducto, determinar la corrosividad del suelo, encontrar la razón de corrosión y verificar la capacidad de servicio remanente de la tubería.

El petróleo transportado tiene un grado API de 19.4 y la tubería tiene las siguientes dimensiones: espesor nominal 7,1 mm, diámetro externo 168,3 mm y longitud total 16,35 Km.

Considerando que la gestión de la integridad para tuberías corroídas externamente es un subconjunto del proceso de gestión para la integridad total del oleoducto, es apropiado analizar el nivel de riesgo que estaría sometido el medio ambiente y las personas que habitan en el sector por el evento repentino de una fuga de crudo a causa de una falla de la tubería. El análisis de riesgos es evaluado estimando dos escenarios para los diferentes tramos de tubería escogida:

- Para tubería no reemplazada y permanece en operación.

- Para conocer si la decisión de reemplazo fue apropiada o no en esa fecha, es indispensable considerar que los tramos de tubería indicados no fueron cambiados. La necesidad de realizar esta presunción es debido a que se poseen probetas retiradas en campo que proporcionan gran información y los datos obtenidos son reales y sin distorsión.

Los resultados del análisis de riegos permiten deducir las siguientes actividades: determinar el intervalo de reinspección, plantear estrategias para corregir anomalías encontradas, opciones para mitigar y métodos de reparación.

## PRESENTACIÓN

Desde los inicios de la década de los setenta, las compañías operadoras extrajeron y exportaron petróleo de la región amazónica ocasionando graves impactos medioambientales a causa de los derrames.

La necesidad de transportar hidrocarburos de una forma rápida y económica encontró en el oleoducto la mejor opción, pero la tubería está sometida a varios factores que disminuyen su integridad estructural, cuales son: condiciones medioambientales, agresividad del fluido transportado, movimientos telúricos, desplazamiento del terreno, etc. Estos factores propician a que la tubería sea susceptible a fallas.

Hay parámetros que no se pueden cuantificar con exactitud, pero otros sí permiten, sin embargo con la información recopilada de las variables disponibles de fácil acceso es posible minimizar los efectos destructivos de los factores de riesgo anteriormente descritos sobre la tubería. Variables que se pueden evaluar con la tecnología actual son: propiedades físicas y químicas del suelo, espesor, anomalías de la tubería y degradación del revestimiento. Existen otros parámetros que se deben calcular de forma indirecta, uno de los más importantes de monitorear es la tasa de adelgazamiento de la pared del tubo.

La corrosión es un importante fenómeno de acción negativa que se presenta en la tubería, si es minimizado su efecto perjudicial sobre el acero se contribuye en mejorar la integridad del oleoducto, disminuyendo la probabilidad de falla alrededor de zonas pobladas o recursos ambientales críticos.

Si la probabilidad para el suceso de un evento no se disminuye o elimina, la compañía operadora debe elaborar procedimientos para minimizar las consecuencias negativas del evento.

La elaboración de herramientas cualitativas y cuantitativas para monitorear, inspeccionar y valorar la tubería, servirán para reunir los requerimientos de un programa de gestión direccionado al control de la corrosión externa, el que ayudará a los operadores a localizar sitios críticos y mitigar problemas en corto tiempo y sobre todo prevenir fallas futuras en el oleoducto.

Para valorar y evaluar las anomalías encontradas se utilizan estándares, códigos y prácticas recomendadas elaborados por institutos reconocidos de los Estados Unidos de Norteamérica.

Es deseable que la tubería repose por debajo de la tierra, cubierta con material aislante y soportado eléctricamente con protección catódica, pero la actual relación contractual de las compañías operadoras con el Estado y los limitados recursos de estas, hace inviable tal solución.

Este trabajo representa un medio didáctico de consulta para futuros profesionales, también constituye una guía de enorme utilidad práctica para la compañía operadora, cuyo principal beneficio sea la optimización de recursos materiales y económicos trabajando en un entorno seguro y sin perjuicio al medioambiente.

## NOMENCLATURA

a	Constante, ver RP API 581-2008 tablas 5.8M y 5.9M.
A	Área donde está ubicada la pérdida de metal, basado en la longitud s, incluye el efecto de FCA.
age	Tiempo transcurrido desde la última lectura de espesores.
$A_{int}$	Área interna correspondiente a la sección transversal de la tubería.
$A_n$	Área del agujero asociado con la $n^{th}$ perforación donde se estima la fuga.
$A_o$	Área transversal del espesor de pared de la tubería basado en la medida longitudinal s.
API	Instituto del Petróleo Americano (American Petroleum Institute).
API <sub>60°F</sub>	Grado API del crudo a 60 °F.
$A_{rt}$	Parámetro para determinar el factor de daño por adelgazamiento.
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (The American Society of Mechanical Engineers).
$a_v$	Constante para encontrar la viscosidad dinámica.
b	Constante, ver RP API 581-2008 tablas 5.8M y 5.9M.
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos del petróleo (Basic sediment and water).
$b_v$	Constante para encontrar la viscosidad dinámica.
CA	Consecuencia en base al área afectada.
$CA_{cmd}^{flam}$	Consecuencia en base al área afectada, daño del componente por fuego. Utiliza el ponderado de probabilidades.
$CA_{inj}^{flam}$	Consecuencia en base al área afectada, lesión de la persona por fuego. Utiliza el ponderado de probabilidades.
$CA_{cmd,n}^{flam}$	Consecuencia en base al área afectada (combinado / ajustado), daño del componente por fuego. Asociado con la $n^{th}$ perforación donde se estima la fuga.
$CA_{inj,n}^{flam}$	Consecuencia en base al área afectada (combinado / ajustado), lesión de la persona por fuego. Asociado con la $n^{th}$ perforación donde se estima la fuga.
$CA_{cmd}$	Consecuencia en base al área afectada, daño del componente por fuego.
$CA_{inj}$	Consecuencia en base al área afectada, lesión de la persona por fuego.
$CA_n^{CONT}$	Consecuencia en base al área afectada para una fuga continua.
$CA_n^{INST}$	Consecuencia en base al área afectada para una fuga instantánea.
$C_d$	Coefficiente de descarga para el agujero donde se estima la fuga.
CL	Arcillas inorgánicas de baja o media plasticidad, arcillas con grava, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas pobres.
CMC	Carboximetil celulosa.
CPF	Centro de producción y facilidades.
$C_p$	Calor específico.
CR <sub>B</sub>	Razón de corrosión base.
$C_{rate}$	Razón de corrosión futura para el material base.



CTP	Perfil de espesores crítico (Critical thickness perfil).
C <sub>1</sub>	Constante, ver RP API 581 tabla 3.B.2.1.
d	Diámetro interno.
D <sub>f</sub> (t)	Factor de daño como función del tiempo. Igual a D <sub>f-total</sub> , evaluado en un momento específico.
D <sub>f-total</sub>	Factor de daño total para un componente.
d <sub>f</sub>	Densidad.
d <sub>i,k</sub>	Diámetro de la picadura i para la pareja de picaduras k.
d <sub>j,k</sub>	Diámetro de la picadura j para la pareja de picaduras k.
d <sub>o</sub>	Densidad inicial.
D <sub>o</sub>	Diámetro externo de la tubería.
d <sub>prom,k</sub>	Diámetro promedio de la picadura para la pareja de picaduras k.
E	Eficiencia de la junta soldada.
E <sub>avg,k</sub>	$\min \left[ \frac{\Phi_k}{\sqrt{\Psi_k}}, 1.0 \right]$ ; ver RP API 581-2008.
envcost	Costo por limpieza medioambiental.
e <sup>-</sup>	Electrón.
F	Factor de diseño basado en el espesor nominal.
f	Coefficiente de fricción.
FC	Consecuencia financiera.
FC <sub>environ</sub>	Consecuencia financiera al medio ambiente.
F <sub>CP</sub>	Factor de ajuste para protección catódica y corrientes parásitas.
F <sub>CE</sub>	Factor de ajuste por efectividad del revestimiento.
FCA	Corrosión futura permisible (Future corrosion allowance).
Fe	Hierro.
FFS	Capacidad de servicio (Fitness for service).
F <sub>SR</sub>	Factor de ajuste por la resistividad del suelo.
F <sub>MS</sub>	Factor de ajuste por sistema de gestión.
F <sub>T</sub>	Factor de ajuste por temperatura.
g	Gravedad.
g <sub>c</sub>	Constante gravitacional 1 Kg·m / N·s <sup>2</sup>
<i>gff</i>	Frecuencia de falla genérica.
<i>gff<sub>n</sub></i>	Frecuencia de falla genérica asociada con la n <sup>th</sup> perforación donde se estima la fuga para el componente específico que es evaluado.
<i>gff<sub>TOTAL</sub></i>	Suma total de las frecuencias genéricas.
H	Horas de operación.
h <sub>air</sub>	Coefficiente de convección para el aire.
H <sub>b</sub>	Altura de presión producida por la bomba.
H <sub>pérdidas</sub>	Altura de pérdidas.
H <sub>piezom</sub>	Altura piezométrica.

$i$	Profundidad de la inspección.
$K$	Factor dependiente del nivel de valoración. Para valoración nivel 1 utilizar $K= 1$ ; para valoración nivel 2 utilizar $K= RSF_a$ .
$K_f$	Coefficiente de conductividad térmica del crudo.
$K_t$	Coefficiente de conductividad térmica del acero.
$K_{v,n}$	Factor de corrección para la viscosidad del fluido asociado con la $n^{\text{th}}$ perforación donde se estima la fuga.
$L_{ed}$	Longitud del tramo discretizado.
$L$	Longitud para espesor promedio.
Lact	Unidad de medición automática para transferencia de custodia (Lease automated custody transfer).
$L_T$	Longitud total del oleoducto.
$L_{DC}$	Carga de colapso plástico o límite de un componente dañado.
LTA	Área de espesor local (Local thickness area).
$L_{vc}$	Carga de colapso plástico o límite de un componente no dañado.
$mass_n$	Masa ajustada de descarga; utilizado en el cálculo de la consecuencia asociada con la $n^{\text{th}}$ perforación donde se estima la fuga.
MAWP	Presión de trabajo máxima disponible de un componente no dañado.
$MAWP_r$	Presión de trabajo máxima disponible reducida de un componente dañado.
MAOP	Presión de operación máxima permisible.
MH	Limos inorgánicos, limos micáceos o diatomáceos, más elásticos.
ML	Limos inorgánicos, polvo de roca, limos arenosos o arcillosos ligeramente plásticos.
$M_t$	Factor que se basa en la extensión longitudinal de la LTA para adelgazamiento de la pared del tubo.
$N$	Número de Nusselt promedio.
NACE	La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (National Association of Corrosion Engineers).
$P_{atm}$	Presión atmosférica.
$P_b$	Presión de bombeo.
$P_f(t)$	Probabilidad de falla como función del tiempo.
$\rho H$	Potencial hidrógeno.
$P_k$	Distancia medida entre centros de las picaduras para la pareja de picaduras $k$ .
$P_n$	Presión del fluido
$P_s$	Presión del fluido en un punto dado.
$PPR_{\text{pit-dept}}$	Razón estimada para el cambio en la profundidad de la picadura.
$P_r$	Número de Prandtl.
$P_{re}$	Presión que soporta la tubería en dirección circunferencial para zonas corroídas con picadura.
$P_r^c$	Presión que soporta la tubería en dirección circunferencial basado en el espesor promedio.

$P_{su}$	Presión de succión.
$P_{tc}$	Presión que soportaría la tubería con espesor $t_c$ .
$P_v$	Presión de vapor.
$Q$	Caudal.
$Q_L$	Factor usado para determinar la longitud del espesor promedio basado en el factor de resistencia remanente permisible.
$rate_n$	Razón de descarga ajustada, utilizado en el cálculo de la consecuencia, asociado con la $n^{th}$ perforación donde se estima la fuga.
$Re$	Número de Reynolds.
$Re_n$	Número de Reynolds para la fuga, asociado con la $n^{th}$ perforación donde se estima la fuga.
$R_{life}$	Vida remanente.
$RSF$	Factor de resistencia remanente.
$RSF_a$	Factor de resistencia remanente disponible.
$RSF_k$	Factor de resistencia remanente para la pareja de picaduras $k$ .
$RSF_{pit}$	Factor de resistencia remanente para el daño por picadura.
$R_t$	Razón de espesor remanente.
$R(t)$	Riesgo es función del tiempo.
$R_{wt}$	Razón para el espesor remanente versus el espesor futuro aplicado a la zona con picadura.
$r_1$	Radio interno de la tubería.
$r_2$	Radio externo de la tubería.
$s$	Extensión longitudinal de la región LTA, evaluada en el momento de la inspección.
$SC$	Arenas arcillosas, mezclas de arena y arcilla.
$S_F$	Esfuerzo estimado de falla.
$SF$	Factor de seguridad.
$SM$	Arenas limosas, mezclas de arena y limo.
$S_o$	Esfuerzo resultante en la tubería por aplicación de la presión de operación a 1100 psi.
$S_y$	Resistencia a la fluencia.
$T$	Temperatura del fluido; utilizada en los cálculos como variable independiente.
$t_{am}$	Espesor promedio de la tubería basado en la curva CTP determinado en el momento de la inspección.
$t_{am}^s$	Espesor promedio de la tubería basado en la curva CTP longitudinal determinado en el momento de la inspección.
$t_c$	Espesor proyectado luego que el componente es corroído.
$t_{eq}$	Espesor equivalente.
$time$	Tiempo asignado para la capacidad de servicio de un componente.
$T_o$	Temperatura inicial del fluido.
$t_{nom}$	Espesor nominal.

$t_{mm}$	Espesor mínimo medido, el cual es determinado en el momento de la inspección.
$t_{min}^c$	Espesor mínimo requerido por un componente cilíndrico basado en esfuerzos circunferenciales.
$t_{min}$	Espesor mínimo requerido por un componente para soportar la presión MAOP utilizando la ecuación de Barlow o aplicando la ecuación de diseño del código ASME B31.4.
$t_{rdi}$	Espesor $t_{rdi} = t_{avg\ min}$ para corrosión evaluada como generalizada y probeta retirada en campo. Espesor $t_{rdi} = t_{eq}$ para corrosión localizada con picadura y probeta retirada en campo.
$t_{rd}$	Espesor uniforme lejos de la zona LTA establecido por la medición de espesores en el momento de la evaluación.
$T_t$	Temperatura ambiental.
$U$	Coefficiente global de transferencia de calor.
USCS	Sistema unificado de clasificación de suelos (Unified soil classification system).
$Vol_n$	Volumen del fluido disponible para fugas.
$V_n$	Velocidad del fluido en un punto dado.
$W_c$	Profundidad de la picadura actual
$W_f$	Profundidad de la picadura futura estimada.
$W_{i,k}$	Profundidad de la picadura $i$ para la pareja de picaduras $k$ .
$W_{j,k}$	Profundidad de la picadura $j$ para la pareja de picaduras $k$ .
$W_{max}$	Máxima profundidad de la picadura.
$W_n$	Razón teórica de fuga asociada con la $n^{th}$ perforación donde se estima la pérdida.
$W_{prom,k}$	Profundidad promedio de la picadura para la pareja de picaduras $k$ .
$x$	Longitud de la tubería entre puntos evaluados.
$Z_n$	Altura geográfica.
$\theta_k$	Ángulo formado entre el esfuerzo $\sigma_2$ y la línea que une las picaduras 1 y 2 para la pareja de picaduras $k$ .
$\lambda$	Parámetro que hace referencia a la extensión de falla longitudinal.
$\mu$	Viscosidad dinámica.
$\rho_1$	Densidad del líquido en condiciones de operación normal.
$\nu$	Viscosidad cinemática.
$\Delta T$	Intervalo de temperatura.

# CAPÍTULO I

## CORROSIÓN

### 1.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN

Corrosión es la degradación de un material, usualmente un metal, debido a la reacción con su ambiente (NACE, 2003).

### 1.2 PRINCIPIOS DE CORROSIÓN

Si la corrosión no es controlada, genera costos innecesarios asociados con mantenimiento, reparación, daño a la propiedad pública y afectación al medioambiente; adicionalmente la seguridad de las personas se torna vulnerable. Para dar inicio al proceso de corrosión, los siguientes factores deben estar presentes:

- Un ánodo.
- Un cátodo.
- Una conexión metálica entre el cátodo y el ánodo.
- Electrolito.

### 1.3 FUNDAMENTOS DE CORROSIÓN

La corrosión se origina por la diferencia energética entre el ánodo y el cátodo, el ánodo posee un alto nivel energético con respecto al cátodo; por lo tanto, los electrones fluyen desde el ánodo al cátodo. En la Figura 1.1 se ilustra el proceso de corrosión.

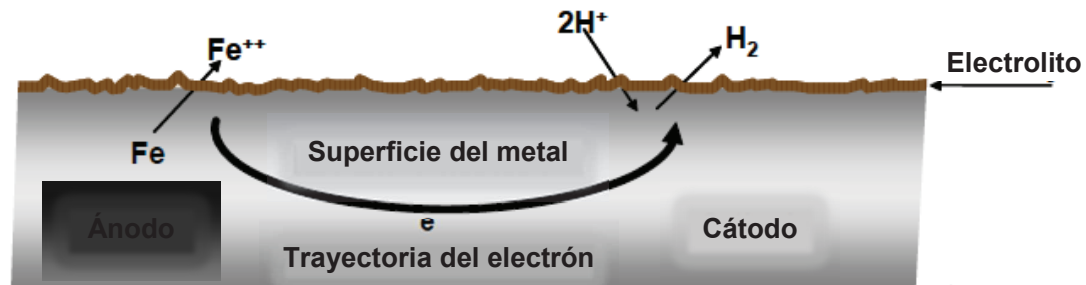
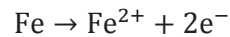


Figura 1.1. Corrosión de la tubería

Adaptado de *Internal Corrosion for Pipelines Course Manual*, por NACE, 2003, p. 1:4.

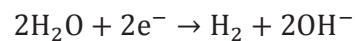
La pérdida de material producto de la corrosión ocurre en el ánodo debido a que los átomos del metal se dirigen al electrólito en forma de iones. Para el hierro se tiene la siguiente relación:

Reacción 1.1

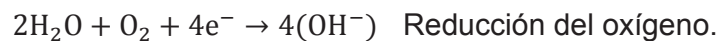


Los electrones provenientes de la reacción anódica son consumidos en el cátodo formando una reacción de reducción:

Reacción 1.2



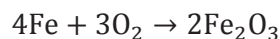
Reacción 1.3



Shreir, L., Jarman, R. y Burstein, G. (1994) señalan que la corrosión de un metal puede producirse en ambiente seco y húmedo.

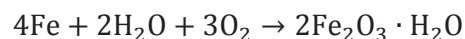
Corrosión seca es denominada cuando el agua no está presente en la reacción, pero existen no metales como oxígeno, halógenos, sulfuro de hidrógeno, vapor de azufre, etc., que rodean la tubería. El hierro es un elemento químico con alto estado energético propenso a alcanzar su estado natural formando el compuesto denominado óxido de hierro  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , así:

Reacción 1.4



Corrosión húmeda es la reacción en solución acuosa, la oxidación del metal tiene lugar en diferentes áreas de la superficie del componente con la consecuencia transferencia de electrones que circulan desde el ánodo al cátodo, por lo tanto, los iones de metal son hidratados. La reacción se expresa como:

Reacción 1.5



Los productos que se obtienen del hierro cuando reacciona con el agua son:

- Cationes:  $\text{Fe}^{2+}$  y  $\text{Fe}^{3+}$

- Aniones:  $\text{FeO}_4^{2-}$  y  $\text{HFeO}_2^-$
- Compuestos sólidos:  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  y  $\text{Fe}_3\text{O}_4$

## 1.4 TIPOS DE CORROSIÓN

La corrosión puede afectar al metal en una variedad de formas, depende de la naturaleza del componente y de las condiciones medioambientales prevalentes. En la tubería del oleoducto se encuentran los siguientes tipos de corrosión: generalizada, localizada, picadura e inducida por microorganismos.

### 1.4.1 CORROSIÓN UNIFORME O GENERAL

Por consecuencia de la acción atmosférica, el área superficial de la tubería se corroe a la misma tasa.

En este tipo de corrosión es factible determinar la tasa de adelgazamiento, debido a que la corrosión progresa a una razón casi uniforme, particularmente en medioambientes naturales. La distorsión de la tasa de adelgazamiento es atribuida a una variedad de factores, entre los principales se tienen: discontinuidades en la estructura del metal y naturaleza del material depositado sobre la superficie del componente (suciedad, herrumbre, etc.).

Los sitios anódicos y catódicos son físicamente inseparables en la corrosión uniforme.

### 1.4.2 CORROSIÓN LOCALIZADA

Ciertas áreas en la superficie del metal se corroen a una tasa más alta que otras, atribuido a las heterogeneidades del metal, tipo de ambiente y geometría del componente. Las zonas de corrosión pueden variar de localizada a picadura.

Los siguientes factores influyen en la forma de la corrosión localizada:

- Relación de tamaño entre el área del cátodo y el área del ánodo, el ataque por corrosión envuelve una celda formada por una gran área catódica y una pequeña área anódica.
- Diferencia en aireación, la variación en la concentración del oxígeno puede conducir a corrosión localizada.
- Cambios de pH del medio ambiente, forman sitios catódicos y anódicos.
- Depósitos sobre la superficie del metal, pequeños vacíos formados en la capa de óxido pueden originar sitios donde se inicie la picadura.

### **1.4.3 PICADURA**

Es un ataque altamente localizado que afecta áreas específicas, resulta en pequeñas picaduras que penetran dentro del metal y pueden conducir a perforación.

La picadura es considerada una de las más maliciosas formas de corrosión debido a que se generan perforaciones frecuentes.

Comúnmente el agente químico que origina la picadura dentro de un electrolito acuoso es el cloruro, aunque existen otros aniones que pueden inducir a picadura. La picadura requiere un periodo de incubación para nuclear; en los aceros la nucleación preferencial está ubicada en las inclusiones de sulfuro.

### **1.4.4 CORROSIÓN INDUCIDA POR MICROORGANISMOS (MIC)**

La corrosión del metal es atribuido a las actividades químicas asociadas con el crecimiento microbiano.

Los microbios pueden consumir el oxígeno para producir aniones de sulfatos y cloruros que rompen la capa superficial pasiva; de esta manera se acelera el ataque corrosivo a través de una variedad de mecanismos que posteriormente forman las picaduras.

## **1.5 PASIVIDAD Y CORROSIÓN LOCALIZADA**

Durante el estado de pasividad el acero presenta una baja tasa de corrosión gracias a la presencia de una película superficial sólida llamada óxido de hierro aunque intrínsecamente el metal posee un alto potencial anódico. La capa de pasividad ahoga el crecimiento de una posterior oxidación debido a la formación de una barrera superficial entre el metal y el medioambiente. Cuando la pasividad es interrumpida las estructuras metálicas pueden corroerse rápidamente creando zonas de corrosión localizada.

## **1.6 PROTECCIÓN CATÓDICA**

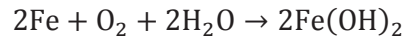
### **1.6.1 PRINCIPIOS ELECTROQUÍMICOS**

La protección catódica es un medio eficaz para detener la corrosión si un componente lo requiere, comúnmente aplicado en aceros al carbono. Es posible aplicar protección catódica en muchos ambientes corrosivos acuosos.



La corrosión del hierro en un entorno acuoso y con acceso al aire puede ser escrita como:

Reacción 1.6



El hidróxido de hierro es oxidado para formar magnetita  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , o un óxido de hierro hidratado llamado herrumbre  $\text{FeOOH}$ , que es producto de la corrosión:

Reacción 1.7



Reacción 1.8



Cuando se produce una reacción / corrosión espontánea, todos los electrones liberados de la reacción anódica son consumidos por la reacción catódica. Este concepto se ilustra en la Figura 1.2:

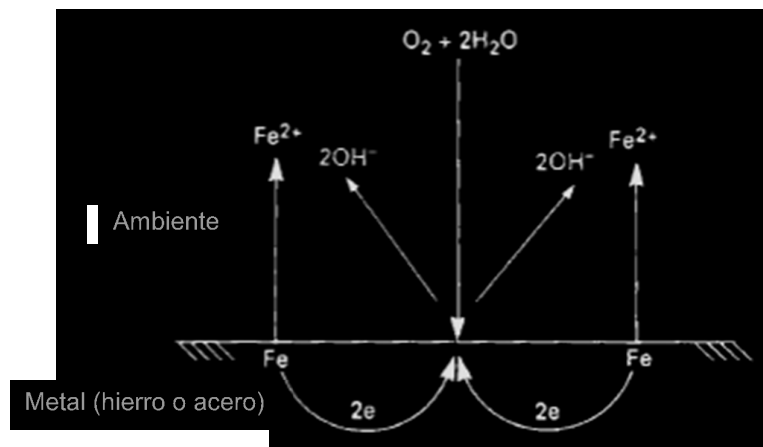


Figura 1.2. Corrosión del acero en un ambiente aireado

Adaptado de *Corrosion – Metal / Environment Reaction*, por Shreir, L., Jarman, R. & Burstein, G., 1994 (Vol.2). (3rd ed), p. 10:5

### 1.6.2 FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Al considerar que los electrones son retirados de la superficie del metal, la reacción de corrosión aumenta debido a que es necesario reemplazar los electrones perdidos, por tal razón se incrementa el consumo de metal.

Shreir, L., Jarman, R. y Burstein, G. (1994) argumentan que el principio de la protección catódica se basa en introducir electrones adicionales en la superficie del metal, la reacción catódica aumenta para consumir los electrones y la reacción anódica es reducida, entonces la disolución del metal base es retardada. Este principio se ilustra en la Figura 1.3.

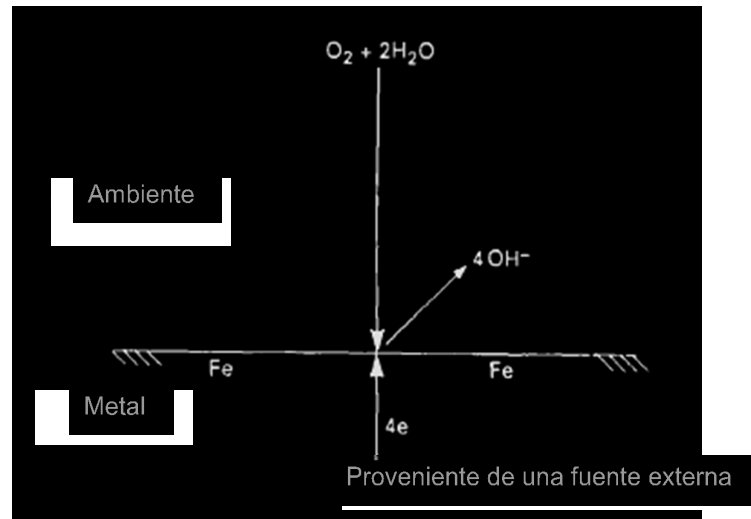


Figura 1.3. Efecto de la protección catódica aplicado al acero en un ambiente aireado

Adaptado de *Corrosion – Metal / Environment Reaction*, por Shreir, L., Jarman, R. & Burstein, G., 1994 (Vol.2). (3rd ed), p. 10:6.

La eficacia de la reacción catódica es gobernada por la tasa de transformación de la carga eléctrica sobre la superficie del metal.

Cuando un componente está soportado por protección catódica, el oxígeno disuelto de los alrededores es reducido para formar iones de  $OH^-$ , causando en el suelo un incremento del pH.

### 1.6.3 MÉTODO DE APLICACIÓN DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Los principales métodos de aplicación de protección catódica son: la técnica de corriente impresa y el ánodo de sacrificio.

#### 1.6.3.1 Método de corriente impresa

El suministro de energía proviene de un transformador-rectificador que convierte la corriente alterna en corriente continua. La energía eléctrica que proporciona este equipo varía entre 15 a 100  $V_{dc}$  y 5 a 100 A.

Los tres tipos de ánodos disponibles en el mercado son: consumible, no consumible y semiconsumible.

En componentes enterrados donde el oxígeno está ausente, la corriente requerida para proteger el metal es baja. Pero cuando el componente está sobre la superficie del suelo, o donde el oxígeno prevalece, el valor de la corriente se incrementa hasta un límite máximo; por lo tanto, el mecanismo de corriente impresa no es aplicable para proteger equipos que están en contacto con la atmósfera.

### **1.6.3.2 Ánodo de sacrificio**

Es un metal que provee protección a otro metal que es más noble cuando son eléctricamente acoplados dentro de un electrolito. Este tipo de ánodo es la fuente de electrones para la protección catódica.

El costo de proteger componentes sin recubrimiento es alto, por consiguiente la instalación de ánodos de sacrificio a lo largo de la tubería puede ser una alternativa viable en lugares de baja resistividad. Aplicar la protección catódica sin considerar la resistividad del suelo es común en los oleoductos en vista del bajo precio de los ánodos de sacrificio comparado con el costo total por revestir la tubería.

## **1.7 RECUBRIMIENTO**

La función principal del recubrimiento es controlar la corrosión aislando la tubería del medio ambiente y mejorando la distribución de corriente que proviene del equipo de protección catódica.

Las características que presenta un material para recubrimiento externo son:

- Aislamiento eléctrico efectivo.
- Barrera contra la humedad.
- Buena adhesión a la superficie de la tubería.
- Capacidad de resistir la formación de agujeros (rotura del revestimiento) con el pasar del tiempo.
- Capacidad para mantener relativamente constante la resistividad eléctrica con el tiempo.
- Resistencia al desprendimiento.

- Resistencia a la degradación química.
- Fácil reparación.
- No tóxico para el ambiente.

Factores típicos que se deben considerar cuando se escoge un revestimiento externo incluye:

- Tipo de ambiente.
- Temperatura de operación.
- Lugares geográficos.
- Métodos de instalación en la tubería.
- Costo.
- Requerimientos de preparación de la superficie de la tubería.

La tubería instalada sobre la superficie del suelo debe ser limpiada y recubierta externamente para prevenir corrosión atmosférica.

Idealmente, el sistema de protección impuesto al componente debe impedir la corrosión, pero en la realidad es raramente aplicable y económicamente desfavorable; por lo tanto, tolerar una tasa de corrosión no afecta significadamente las propiedades del metal durante su operación.

## **1.8 RECUBRIMIENTO Y PROTECCIÓN CATÓDICA**

Recubrimiento aplicado en la superficie de la tubería puede ser un medio efectivo para contener la corrosión externa del componente en varios ambientes naturales rodeados por agua y tierra.

En las tuberías no todo el revestimiento está en perfectas condiciones, hay sectores expuestos al ambiente directamente. En la práctica, es muy costoso disminuir la cantidad de defectos en el revestimiento debido al alto grado de inspección, detección y reparación que se requiere para cada defecto individual. En la Figura 1.4 se ilustra la relación existente entre el costo del recubrimiento y la protección catódica. El recubrimiento no necesitaría cubrir la superficie total de la tubería ya que el sistema de protección catódica puede sustituir la falta de continuidad mediante la circulación de corriente.

El revestimiento provee la mayor parte de amparo contra la corrosión, pero la protección catódica suministra protección adicional contra los defectos del revestimiento (Shreir, L. y otros, 1994).

En el transcurso del tiempo se incrementa el número de defectos por la degradación del revestimiento, entonces la corriente requerida para proteger el acero aumenta. Cada nuevo defecto generado en el revestimiento representa un camino de baja resistencia para iniciar un ataque corrosivo, entonces es necesario incrementar el flujo de la corriente catódica para suministrar electrones y evitar la formación de una reacción corrosiva.

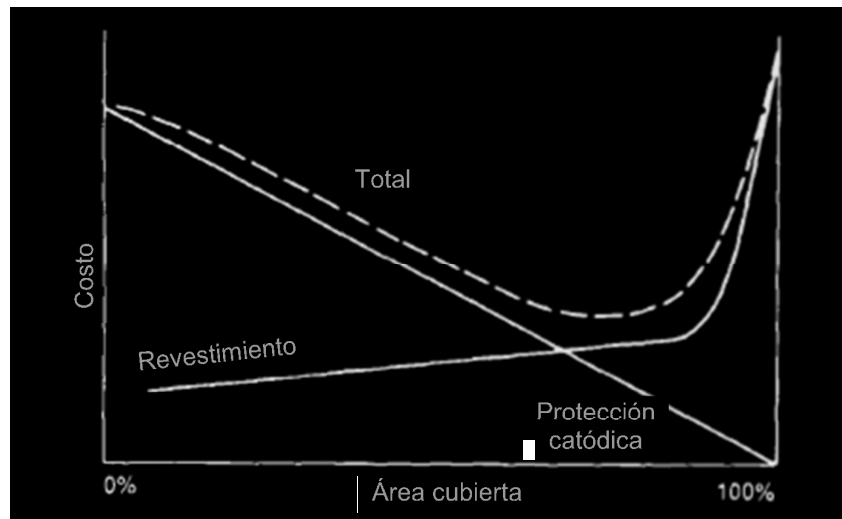


Figura 1.4. Beneficio económico obtenido por el uso del revestimiento y de la protección catódica

Adaptado de *Corrosion – Metal / Environment Reaction*, por Shreir, L., Jarman, R. & Burstein, G., 1994 (Vol.2). (3rd ed), p. 10:21.

## 1.9 APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Las formas de corrosión que pueden ser controladas, aplicando protección catódica, incluyen: corrosión generalizada, localizada, picadura e inducida por microorganismos.

Para la protección del oleoducto, la reacción anódica es dependiente de la difusión del agua en la superficie del ánodo, además el oxígeno y el CO<sub>2</sub> deben mantenerse lejos de la tubería.

## **1.10 MECANISMO DE DAÑO**

Es importante determinar la causa del daño y el futuro deterioro de un componente en un periodo de tiempo dado, adicionalmente cada mecanismo de daño ocurre dentro de combinaciones específicas de: materiales, naturaleza del medio ambiente que rodea al proceso y condiciones de operación.

La práctica recomendada RP API 571-2003 es una guía para encontrar el correcto mecanismo de daño.

### **1.10.1 MECANISMO DE CORROSIÓN POR EFECTO DE LA ATMÓSFERA**

La composición de la atmósfera es constante pero el contenido de vapor de agua varía acorde al clima, estación del año, hora del día, etc. Para el estudio de la corrosión atmosférica se deben considerar: el oxígeno, dióxido de carbono y vapor de agua. El vapor de agua es clave en la formación de la solución electrolítica, este fluido soporta la reacción de corrosión.

Cuando el oxígeno de la atmósfera se disuelve en la solución del electrolito, provee el reactante catódico que facilita el proceso de corrosión.

#### **1.10.1.1 Apariencia**

El acero expuesto a la atmósfera tendrá su propia apariencia por la corrosión; las características principales son:

- Dependiendo si la humedad es atrapada o no, el ataque será generalizado o localizado.
- Si el revestimiento no existe o si el revestimiento está defectuoso, entonces la pérdida del espesor puede ser generalizada.
- La falla del revestimiento promueve la formación de corrosión.
- Aunque exista óxido de hierro en la superficie, la pérdida de metal no se evidencia visualmente.

#### **1.10.1.2 Prevención / mitigación**

En ambiente corrosivo, la preparación de la superficie y la adecuada aplicación del revestimiento son críticos para la protección del metal a largo plazo.

#### **1.10.1.3 Inspección y monitoreo**

Pueden utilizarse técnicas de inspección visual y ultrasónica.

## **1.10.2 PROCESO DE CORROSIÓN POR INCIDENCIA DEL SUELO**

La corrosividad de los suelos varía grandemente y cada tipo de suelo afecta la tasa de corrosión. Suelos calcáreos, secos y arenosos presentan alta resistencia eléctrica y son menos corrosivos, pero los suelos con arcilla, alta concentración de sales disueltas, alto contenido de humedad y alta acides tienen elevada conductividad eléctrica.

Suelos de baja resistividad tienen un comportamiento anódico (mayormente negativo) comparado con suelos de alta resistividad.

En el capítulo IV se presenta el análisis de la corrosividad del suelo y su efecto sobre las tuberías.

### **1.10.2.1 Apariencia**

El metal corroído por efectos del suelo muestra adelgazamiento localizado y picadura. La severidad de la corrosión depende de la condición específica del suelo y del medioambiente que rodea la superficie del componente.

### **1.10.2.2 Prevención / mitigación**

El revestimiento y la protección catódica minimizan la corrosión del acero por efectos del suelo.

### **1.10.2.3 Inspección y monitoreo**

Las técnicas de inspección aplicadas a tuberías enterradas son:

- Inspección en línea (chancho inteligente).
- Ultrasonido, manual o automático.
- Pruebas hidrostáticas.
- Evaluación visual.
- Métodos de inspección indirectos.

## **CAPÍTULO II**

### **MECANISMO DE GESTIÓN PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA DEL OLEODUCTO**

Este capítulo está desarrollado sobre la base del estándar API 1160 - 2001 titulado en el idioma de origen como Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.

Gestión de la integridad para la corrosión externa puede considerarse como un subconjunto del proceso de gestión para la integridad total de un oleoducto.

#### **2.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE GESTIÓN PARA LA INTEGRIDAD DE TUBERÍAS**

Un programa de gestión para la integridad provee medios para mejorar la seguridad del oleoducto y permite asignar recursos para:

- Identificar y analizar eventos que podrían resultar en incidentes.
- Examinar la probabilidad y la severidad de potenciales incidentes en el oleoducto.
- Proveer un medio comprensivo e integrado para investigar la diversidad de riesgos que se pueden tener.
- Proveer medios estructurados y de fácil comunicación que permitan seleccionar e implementar actividades para la reducción de riesgos.

Un sistema de integridad es elaborado empleando procesos definidos para la operación del oleoducto; por lo tanto, un comprensivo programa de gestión de la integridad debería direccionar la gente, los procesos y la estructura física. Los operadores deben usar un enfoque de valoración de riesgos para priorizar, reparar y tomar acciones de mitigación.

#### **2.2 METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA DE GESTIÓN PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN LA TUBERÍA**

Es importante reconocer que un programa de gestión de la integridad debería ser altamente integrado e interactivo.



Para desarrollar un programa de gestión de la integridad, los operadores del oleoducto deben plantearse objetivos, usar enfoques existentes o desarrollar nuevos procesos para asegurar que estos objetivos sean alcanzados.

## **2.3 MARCO ESTRUCTURAL**

### **2.3.1 IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES IMPACTOS EN ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCAs)**

En el evento de una fuga, el objetivo principal es identificar los segmentos de la tubería que podrían afectar áreas de alta consecuencia. Ubicar estas áreas en mapas, permite determinar el lugar de una fuga que podría impactar la HCAs que se encuentran dentro o cerca de la trayectoria del oleoducto.

Para determinar una zona de impacto potencial, el operador debe considerar:

- Las consecuencias para la salud y la seguridad a causa de una fuga, incluyendo la posibilidad de evacuar.
- La naturaleza y características del producto transportado.
- Las condiciones de operación.
- La topografía del suelo asociado con HCA y la posición del segmento de tubería.
- El gradiente hidráulico de la tubería.
- El diámetro de la tubería, el volumen de fluido disponible para fugas y la distancia entre puntos para aislamiento.
- Tipo y características de la HCA.
- Senderos de conexión entre el oleoducto y la HCA.
- Fuerzas naturales inherentes al área (derrumbes, inundaciones, etc.).
- Capacidad de respuesta por parte del operador.

### **2.3.2 RECOPIACIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS**

El operador debe realizar la recolección, revisión e integración inicial de los datos que son necesarios para entender la condición de la tubería e identificar el lugar específico de la amenaza a la integridad. Los datos para soportar una valoración de riesgos incluyen: información sobre la operación, mantenimiento, prácticas de vigilancia, diseño del oleoducto, historia de la operación, modos de falla específicos e inquietudes que son únicas para cada segmento de la tubería.

Los datos requeridos dependen del tipo de defecto y del modo de falla que se anticipa encontrar, también se basan del tipo de componente, metodología seleccionada para valorar los riesgos y la forma como se toman las decisiones.

Los datos necesarios para asegurar la integridad son:

- Planos del oleoducto.
- Mapas aéreos.
- Esquemas de las instalaciones y mapas.
- Encuestas.
- Procedimientos, registros de operación y mantenimiento.
- Procedimientos de respuesta a emergencias.
- Registros de inspecciones.
- Datos de incidentes.
- Registro de pruebas.
- Reportes de incidentes e historia de operación.
- Registros de cumplimiento de las regulaciones gubernamentales.
- Reportes de diseño e ingeniería.
- Estudios técnicos.
- Estándares de la compañía y especificaciones.
- Expedientes de los equipos.
- Estándares de la industria y especificaciones.

### **2.3.3 VALORACIÓN INICIAL DE RIESGOS**

La valoración de riesgo es un proceso analítico a través del cual un operador determina los eventos adversos o condiciones que podrían impactar la integridad del oleoducto; la probabilidad de producirse estos eventos conducirán a la pérdida de la integridad.

Los datos recopilados del paso anterior son empleados para conducir una valoración de riesgos propia del oleoducto. La valoración empieza con una sistemática y comprensiva búsqueda de las posibles amenazas que afectan a la integridad de la tubería.

El objetivo de la valoración de riesgos es identificar y priorizar riesgos en el sistema, de esta manera poder conseguir la asignación de recursos para mitigar o mejorar la integridad del sistema.

El nivel de predicción del riesgo es dependiente de la calidad de la información usada como entrada y de un procesamiento estructurado lógico de los datos para evaluar y analizar las condiciones de entrada y salida.

La salida de la valoración de riesgos debe incluir la naturaleza y el lugar de los riesgos más significante que se encuentran presentes en el área de influencia del oleoducto.

Con un amplio conocimiento del tipo de defecto y de la razón de deterioro, el intervalo de inspección depende de la condición del equipo principalmente; entonces, se descarta el uso de una fecha arbitraria para planificar la próxima inspección.

El método para valorar el riesgo puede ser aplicado en diferentes etapas del proceso de valoración de la integridad.

En la Figura 2.1 están descritos los elementos esenciales para planear la inspección en base al análisis de riesgos.

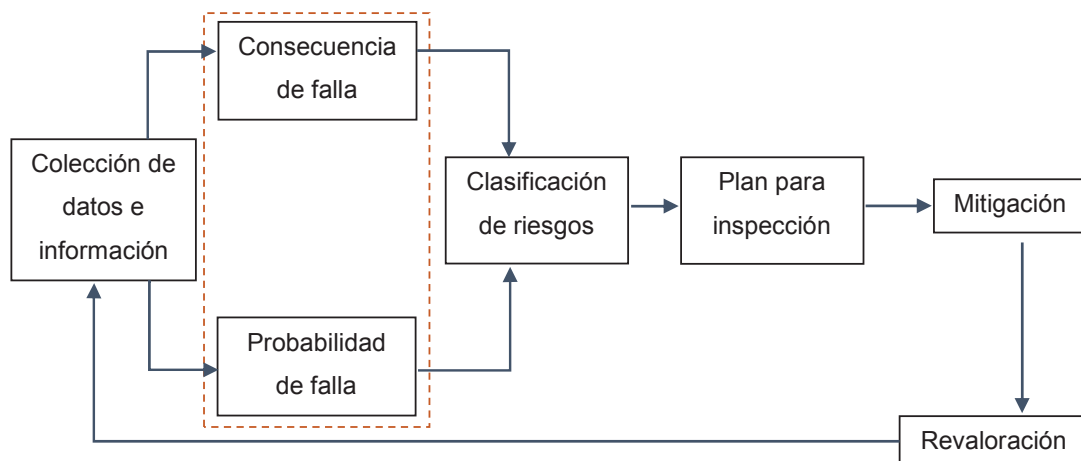


Figura 2.1. Proceso de planeación de inspección basado en riesgo

Adaptado de *Recommended Practice for Risk - Based Inspection*, por RP API 580, 2002, p. 11.

### 2.3.3.1 Reducción de costos

Reducir costos de inspección no es el objetivo primario en una valoración de riesgos, aunque frecuentemente es un efecto colateral de la optimización. Cuando

el programa de inspección es optimizado basándose en el conocimiento del riesgo, los siguientes beneficios son alcanzados:

- Se pueden eliminar actividades innecesarias, inefectivas e inapropiadas de inspección.
- Se puede descartar o reducir la inspección de ítems que poseen bajo riesgo.
- Métodos comunes de inspección pueden ser modificados por otras alternativas.
- Inspecciones más efectivas producto de un adecuado análisis de riesgos.

#### **2.3.4 DATOS NECESARIOS PARA UNA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO**

Los datos típicos necesarios para el análisis de riesgos pueden incluir la siguiente información:

- Tipo de equipo.
- Materiales de construcción.
- Registros de inspección, reparación y reemplazo.
- Composición del fluido.
- Inventario del producto.
- Condiciones de operación.
- Sistemas de seguridad.
- Sistemas de detección
- Mecanismos de deterioro, razón y severidad.
- Datos de revestimiento.
- Costo por interrupción del negocio.
- Costo por reemplazo de equipos.
- Costos por remediación ambiental.

#### **2.3.5 DESARROLLO DE UN PLAN DE VALORACIÓN INICIAL – LÍNEA BASE**

Las actividades para valorar la integridad consisten en inspecciones de la tubería y acciones de control preventivo/mitigación para enfrentar las diversas amenazas identificadas durante el proceso de valoración.

La inspección de la tubería debe ser realizada con: prueba hidrostática, inspección en línea (chancho inteligente) u otra tecnología equivalente disponible en el mercado.

Empleando la salida de la valoración de riesgos, se desarrolla un plan para direccionar los riesgos más significantes y poder valorar la integridad del oleoducto.

El operador debe considerar los siguientes factores para desarrollar el plan de valoración inicial:

- Anomalías del oleoducto que pueden afectar adversamente la integridad.
- Técnicas varias de inspección.
- Metodología para evaluar en línea los datos de la inspección.
- Metodología para reparar la tubería y otros mecanismos de mitigación que puedan mejorar la integridad del oleoducto.

### **2.3.6 CONTROL DE RIESGOS Y MITIGACIÓN**

Luego que los resultados de la valoración de riesgos están disponibles, es necesario examinar los riesgos más significantes del sistema y determinar las acciones preventivas o de mitigación que pueden ser aplicables. Después de identificar las opciones de control de riesgos disponibles, el próximo paso es evaluar y comparar la efectividad de las diferentes alternativas.

Es apropiado conocer las técnicas de valoración e inspección más efectivas para identificar potenciales defectos que amenazan la integridad. Los procesos de control de riesgos y mitigación involucran:

- Identificar opciones de control de riesgos que disminuyan la probabilidad de incidentes y consecuencias.
- Evaluar de forma sistemática.
- Seleccionar e implementar la estrategia óptima para el control de riesgos.

#### **2.3.6.1 Inspección y mitigación**

Las actividades del plan de valoración inicial son implementadas en este paso, los resultados son evaluados y las reparaciones necesarias son realizadas, de esta manera, los defectos que podrían conducir a la falla del oleoducto son eliminados.

### **2.3.7 ACTUALIZACIÓN, INTEGRACIÓN Y REVISIÓN DE DATOS**

Después de realizar la valoración inicial de la integridad, el operador actualiza la información acerca de la condición de la tubería. Esta información es retenida e ingresada a una base de datos para soportar futuras valoraciones de riesgos; así como para posteriores evaluaciones de la integridad.

### **2.3.8 REEVALUACIÓN DE RIESGOS**

La valoración de riesgos debe ser ejecutada periódicamente para considerar los datos actuales de operación y los cambios de diseño del oleoducto; también para analizar el impacto de algún cambio externo que puede haber ocurrido en la última valoración.

### **2.3.9 PLAN PARA LA REVISIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MITIGACIÓN E INSPECCIÓN**

El plan de valoración inicial debería ser transformado en un plan continuo de valoración de la integridad, el cual es actualizado periódicamente para reflejar la nueva información y de esta manera adquirir conocimiento de las amenazas a la integridad.

### **2.3.10 EVALUACIÓN DEL PROGRAMA**

El operador debe recopilar información del desempeño y evaluar periódicamente el éxito de las técnicas utilizadas para valorar la integridad; además debe monitorear las actividades usadas para reparar la tubería y los mecanismos de carácter preventivo utilizados para el control de riesgos. El operador también debe evaluar la efectividad del sistema de gestión y de los procesos, para soportar decisiones firmes en el futuro.

En resumen, la medición del desempeño de un programa de gestión de la integridad permite eliminar fugas inesperadas en un oleoducto.

### **2.3.11 GESTIÓN DE CAMBIOS**

La valoración de riesgos debe ser periódicamente actualizada y revisada para reflejar la condición actual del oleoducto, tal que el operador pueda usar efectivamente los recursos limitados y alcanzar los objetivos de operación; el principal propósito que se debe cumplir es la eliminación de fugas.

El marco estructural de un programa de gestión se visualiza en la Figura 2.2.

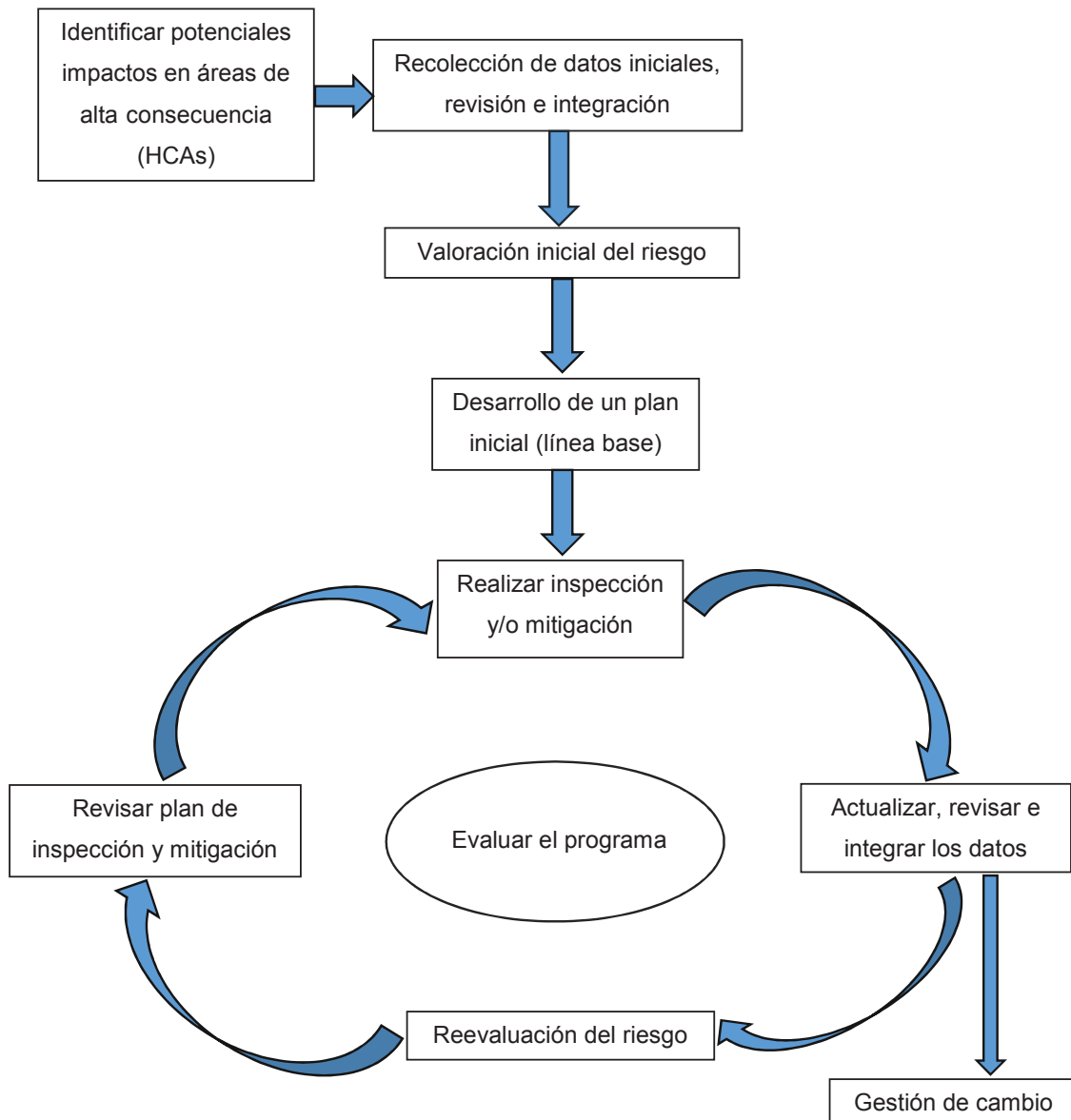


Figura 2.2. Marco estructural para desarrollar un programa de gestión de la integridad

Adaptado de *Standard for Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*, por API 1160, 2001, p.5.

## **CAPÍTULO III**

### **CARACTERÍSTICAS DEL OLEODUCTO TIGÜINO - CONONACO**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

El campo Tigüino se localiza entre las provincias de Pastaza y Orellana de la región Amazónica, habitado por la comunidad waorani. El petróleo que se extrae de los pozos se almacena en un tanque de 4770 m<sup>3</sup> (30000 bbls), luego es transportado a la estación Cononaco mediante un oleoducto de 16,35 Km. La mayor parte del oleoducto recorre paralelo a la vía y el 84% de la longitud total no está enterrado; por lo tanto, en el área de influencia de la tubería se encuentran viviendas, escuelas y canchas deportivas. El ducto atraviesa ríos y pequeños esteros, especialmente cruza el río Shiripuno, el más grande del sector.

La tubería superficial está expuesta a:

- Vehículos, en los cruces de vías y entradas a viviendas.
- Medio ambiente, suelo nativo y vegetación.
- Actividad humana, debido a que varios tramos están cubiertos o semicubiertos con arena de construcción y lastre.
- Desechos humanos y basura.
- Tuberías de otros pozos.

No toda la tubería descansa sobre bases de concreto o metálicas, gran porcentaje del oleoducto está en contacto directo con el suelo y en varios sitios la tubería se encuentra semienterrada o enterrada completamente.

El oleoducto empieza en la estación CPF del bloque Tigüino a una altura de 261 msnm, luego viaja por terreno irregular con cambios de altura de 30 metros aproximadamente, para luego llegar a la cima de una pequeña montaña denominada Loma del Tigre a 364 msnm. Posteriormente desciende a 262 msnm donde está ubicada la unidad LACT para monitorear los parámetros del crudo antes de ser bombeado hacia la estación Cononaco.

Los datos generales del oleoducto y del producto transportado se resumen en la Tabla 3.1.



Tabla 3.1. Información del oleoducto y del fluido transportado

<b>Información del Oleoducto</b>	
Longitud, km	16,35
Diámetro externo, mm (in).	168,3 (6,625)
Espesor nominal, mm (in).	7,1 (0,280)
Especificación del material y grado.	API 5L X42
Máxima presión de operación, KPa (psi).	7584,16 (1100)
<b>Información actual del crudo</b>	
Grado API (medido a la llegada).	19,4
Porcentaje en volumen de BSW.	0,155
Volumen transportado por día, m <sup>3</sup> (barriles).	397,25 (2500)

### 3.2 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

La compañía operadora del campo realizó el levantamiento topográfico del oleoducto en años previos; información que es depurada para encontrar la longitud de cada segmento del oleoducto y su trayectoria, ver Anexo A. Estos datos permitieron construir el perfil geográfico del oleoducto, ver Figura 3.1.

No existen registros del inicio de operación del oleoducto; la información recopilada para elaborar este trabajo es de los años 2009 y 2012, que incluye informes de inspecciones y reparaciones.

#### 3.2.1 ACTIVIDADES REALIZADAS EN LOS AÑOS 2008 Y 2009

En el periodo de diciembre de 2008 a enero de 2009 el oleoducto fue inspeccionado empleando la técnica no destructiva de ultrasonido; los resultados de la inspección están ordenados en el Anexo B1, el cual contiene información obtenida para espesores menores a 5,08 mm (0,2 in) y muestra las tuberías con defectología superficial (abolladuras y acanaladuras).

Luego de la inspección, la compañía reemplaza 21 tramos y repara 16 secciones de tubería mediante la instalación de camisas de refuerzo.

### **3.2.2 ACTIVIDADES REALIZADAS EN EL AÑO 2012**

En mayo de 2012 la compañía petrolera revisa el estado del oleoducto aplicando las técnicas no destructivas de inspección visual y ultrasónica, realiza un barrido completo a las tuberías que se encuentran sobre el suelo y monitorea de manera esporádica las tuberías enterradas elaborando 51 calicatas o pequeñas excavaciones.

Las características del equipo y los accesorios utilizados para la medición de espesores son:

- Instrumento: marca Olympus 37 DL Plus, GE DMS 2, A-Scan y B-Scan, con principio de funcionamiento de pulso – eco.
- Palpador: D790 dual, rango de medición de espesores entre 1,02 mm (0,040 in) a 508 mm (20 in).
- Bloque de calibración: 5 pasos.
- Medio acoplante: carboximetil celulosa.

Los espesores obtenidos mediante la técnica de ultrasonido se presentan en el Anexo B2. En la Figura 3.2 se grafican los espesores de cada tubería del oleoducto y en la Figura 3.3 se detallan los tubos reemplazados y reparados. Además, en la Figura 3.4 aparecen las tuberías con espesor menor a 5,08 mm (0,2 in).

La compañía decide reemplazar 16 tramos de tubería y reparar 10 secciones agregando camisas de refuerzo.

## **3.3 HIDRODINÁMICA DEL OLEODUCTO**

### **3.3.1 INFORMACIÓN DE OPERACIÓN**

El oleoducto no trabaja de forma continua en el transcurso del día, opera en intervalos de tiempo, cual está limitado por el volumen que debe entregar a la estación Cononaco, que a su vez depende de la temperatura del crudo, temperatura del ambiente, presión de bombeo, grado API, viscosidad y condición de operación de la estación Cononaco. Contractualmente, la entrega debe alcanzar los 2500 BBL/día.

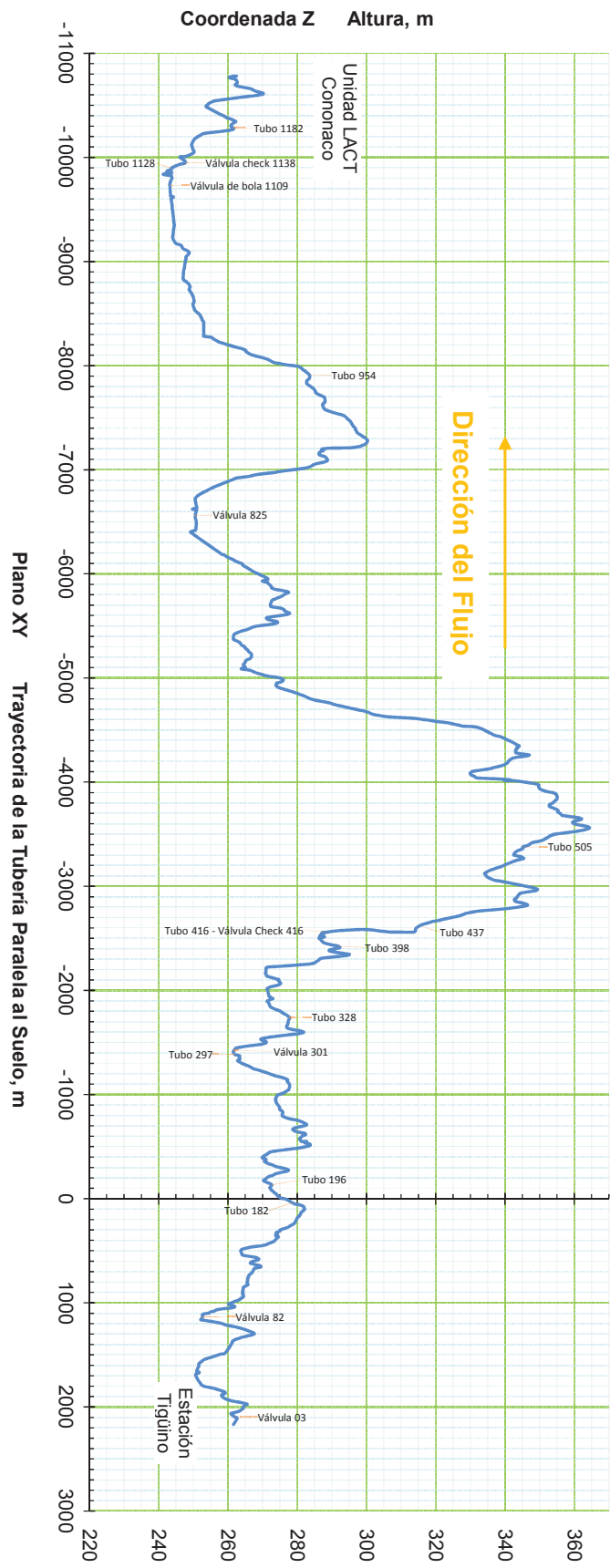


Figura 3.1. Perfil geográfico del oleoducto

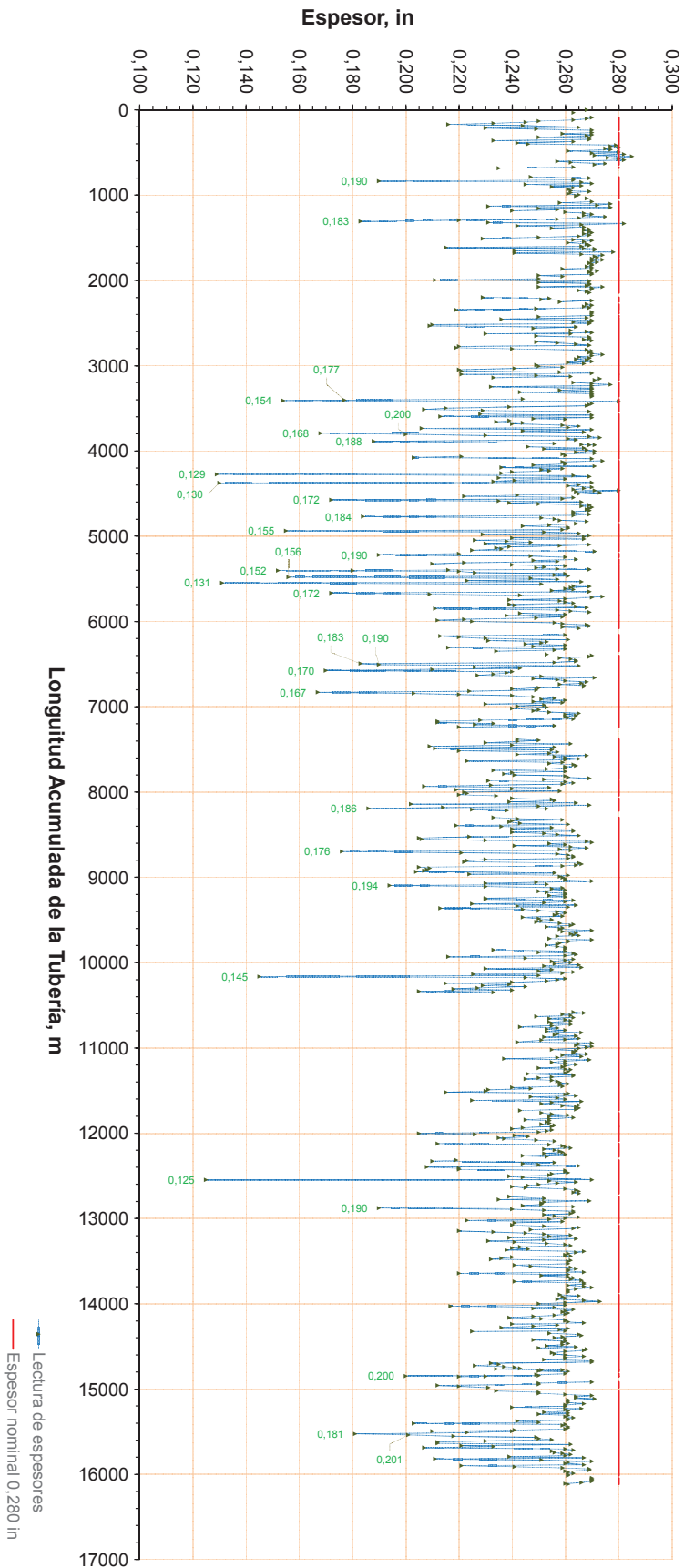


Figura 3.2. Espesores de pared para la tubería del oleoducto medidos con ultrasonido, año 2012

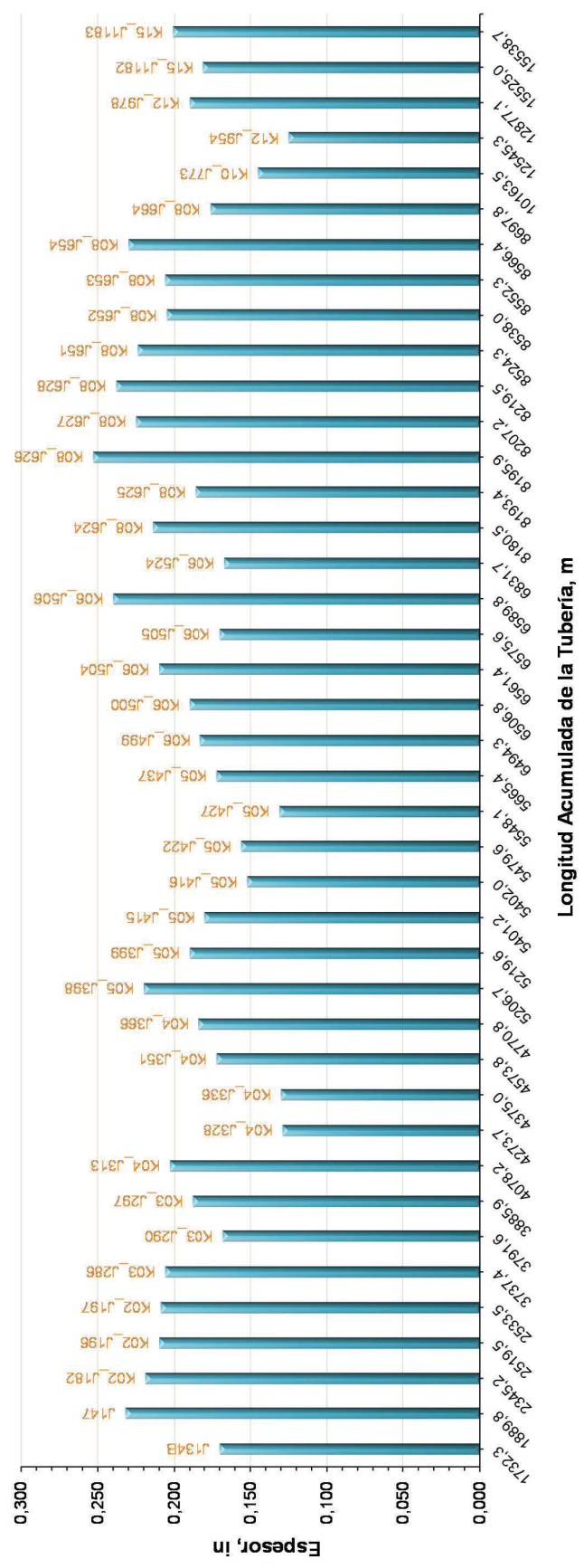


Figura 3.3. Tuberías reemplazadas y reparadas en el año 2012

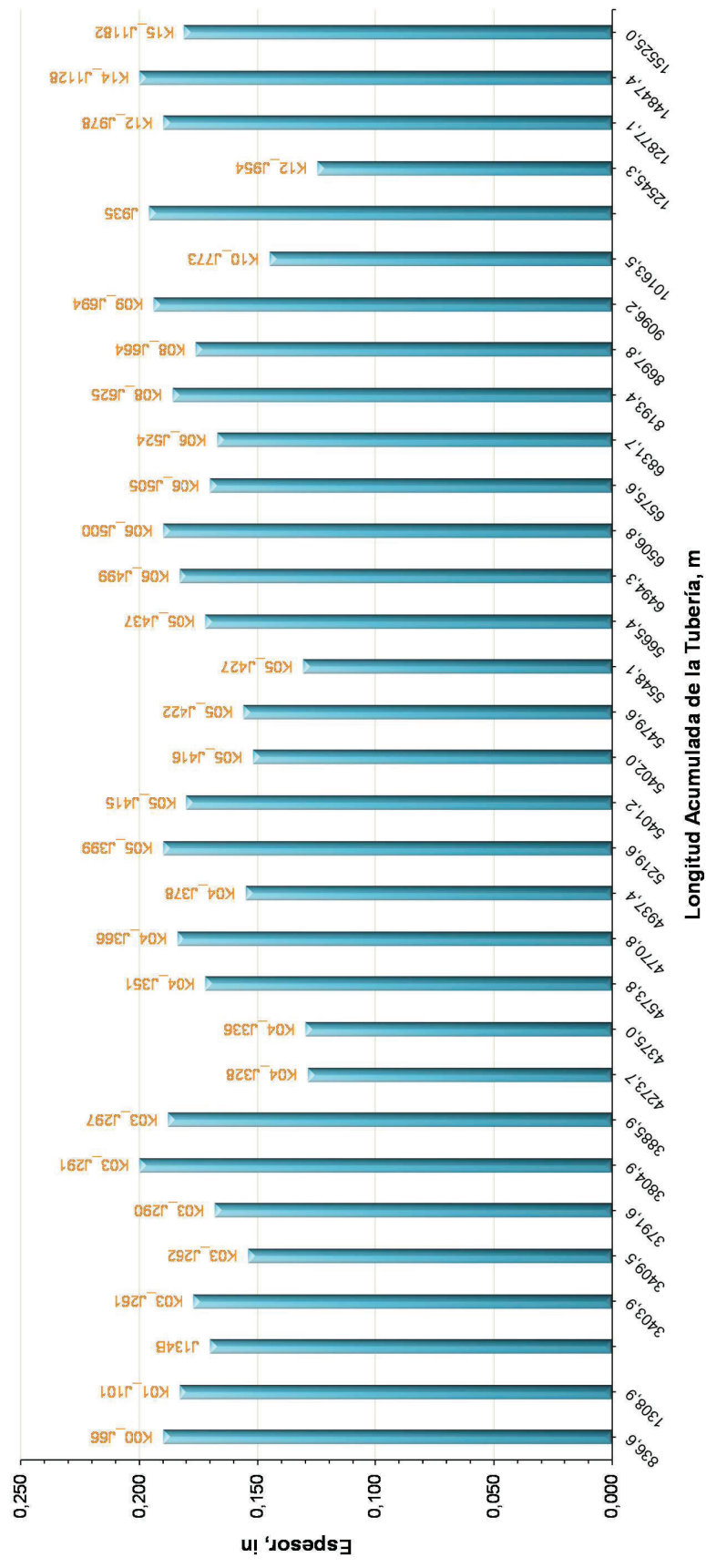


Figura 3.4. Tuberías con espesores de pared menores a 5,08 mm (0,2 in) medidos con ultrasonido, año 2012

El estatus de operación de la estación Cononaco es muy importante, ya que modifica la presión de bombeo de la compañía operadora; por lo tanto, si la estación Cononaco está trabajando, la presión de llegada del crudo es baja y viceversa. En consecuencia, el periodo de tiempo necesario para que circule el volumen deseado es muy cambiante y depende de las variables anteriormente indicadas; en la Tabla 3.2 se encuentran descritos los parámetros de operación. Los reportes de operación de la compañía están incorporados en el Anexo C.

### 3.3.2 CÁLCULO HIDRÁULICO

Las ecuaciones aplicables para el análisis hidráulico del oleoducto son:

a. Cálculo de la velocidad:

Ecuación 3.1

$$V = \frac{Q}{A_{int}}$$

$$V = \frac{0,007289}{\pi \cdot 0,077^2} = 0,392 \text{ m/s}$$

Donde:

Q, [m<sup>3</sup> / s]; A<sub>int</sub>, [m<sup>2</sup>]; v, [m / s]

b. Viscosidad cinemática:

Ecuación 3.2

$$\nu = \frac{\mu}{d_f}$$

Donde:

μ, [Pa·s]; d<sub>f</sub>, [kg / m<sup>3</sup>]; ν, [m<sup>2</sup> / s]

c. Número de Reynolds:

Ecuación 3.3

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}$$

Donde:

d, [m]; ν, [m<sup>2</sup> / s]; v, [m / s]

Tabla 3.2. Parámetros de operación e información conocida

Nombre	Variable	Valor	Unidad
Temperatura inicial	$T_o$	31 (87,8)	°C (°F)
Temperatura ambiental	$T_t$	22,7 (72,85)	°C (°F)
Caudal	Q	0,0073 (2477)	m <sup>3</sup> /s (BBL/día)
Periodo de operación	H	15	h
Diámetro interno	d	0,154	m
Especificación del crudo (llegada)	API <sub>60°F</sub>	19,4	°API
Área	$A_{int}$	0,0186	m <sup>2</sup>
Viscosidad cinemática	$\nu_{80°F}$	676,6	cst
Radio interior	$r_1$	0,077	m
Radio externo	$r_2$	0,084	m
Coefficiente de conductividad del acero	$K_t$	45,3	(W / m·K) <sup>1</sup>
Coefficiente de convección del aire	$h_{air}$	5	(W / m <sup>2</sup> ·K)
Longitud total	$L_T$	16117,04	m
Presión de vapor	$P_v$	345,227 (50)	KPa (psi)
Gravedad	g	9.8	m/s <sup>2</sup>
Presión de bombeo	$P_b$	5998,27 (870)	KPa (psi)
Presión de succión	$P_{su}$	413,682 (60)	KPa (psi)
Longitud del tramo discretizado	$L_{ed}$	50	m
Condición Cononaco	No produce		

d. Coeficiente de fricción:

Ecuación 3.4

$$f = \frac{64}{Re}$$

<sup>1</sup> Schlumberger. *Aspectos de Yacimientos de Crudos Pesados*, p. 103



e. Viscosidad dinámica (Schlumberger, p. 29):

Ecuación 3.5

$$\mu = a_v \cdot e^{\frac{b_v}{T}}$$

Las constantes  $a_v$  y  $b_v$  son determinadas utilizando las correlaciones de Beal y Egbogah-Jack para crudos pesados<sup>2</sup>.

$$\mu = \frac{e^{-18,5 + \frac{13456,45}{T}}}{1000}$$

Donde:

$\mu$ , [Pa·s]; T, [R]

f. Densidad del crudo (Schlumberger, p. 45):

Ecuación 3.6

$$d_f = \frac{d_o}{1 + \frac{T - 68}{1885}}$$

$$d_{o\ 60^\circ\text{F}} = \frac{141,5}{\text{API} + 131,5} \cdot 1000$$

Donde:

T, [°F];  $d_f$ , [kg / m<sup>3</sup>];  $d_{o\ 60^\circ\text{F}}$ , [kg / m<sup>3</sup>]

g. Calor específico (Schlumberger, p. 46):

Ecuación 3.7

$$C_p = \frac{0,388 + 0,00045 \cdot T}{\sqrt{\frac{d_f}{1000}}} \cdot 4186,046$$

Donde:

T, [°F];  $C_p$ , [J / kg·K];  $d_f$ , [kg / m<sup>3</sup>]

---

<sup>2</sup> AEA Technology plc. (1998, December 4). Prediction of heavy oil viscosity. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=8DF0D2938D695C22F352B3EB458D0B30?doi=10.1.1.501.7321&rep=rep1&type=pdf>.

h. Coeficiente de conductividad térmica para el crudo (Schlumberger, p. 50):

Ecuación 3.8

$$K_f = \frac{0,0677 \cdot (1 - 0,0003 \cdot (T - 32))}{\sqrt{\frac{d_f}{1000}}} \cdot 1,7317$$

Donde:

T, [°F];  $K_f$ , [J / m·K·s];  $d_f$ , [kg / m<sup>3</sup>]

i. Número de Prandtl (Incropera, 1999, p. 320):

Ecuación 3.9

$$Pr = C_p \cdot \left( \frac{\mu}{K_f} \right)$$

Donde:

$C_p$ , [J / Kg·K];  $\mu$ , [Pa·s];  $K_f$ , [J / m·K·s]

j. Número promedio de Nusselt (Incropera, 1999, p. 543):

La expresión matemática que permite calcular el número de Nusselt promedio es conocida como ecuación de Hausen.

Ecuación 3.10

$$N = 3,66 + \frac{0,0668 \cdot \left( \frac{d}{L_{ed}} \right) \cdot Re \cdot Pr}{1 + 0,04 \cdot \sqrt[3]{\left( \left( \frac{d}{L_{ed}} \right) \cdot Re \cdot Pr \right)^2}}$$

Donde:

d, [m];  $L_{ed}$ , [m]

k. Coeficiente de transferencia de calor por convección (Schlumberger, p. 108):

Ecuación 3.11

$$hp = \frac{N \cdot K_f}{2 \cdot r_1}$$

Donde:

$h_p$ , [ $W / m^2 \cdot K$ ];  $r_1$ , [m];  $K_f$ , [ $J / m \cdot K \cdot s$ ]

I. Coeficiente global de transferencia de calor:

Ecuación 3.12

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_p} + \frac{r_1}{k_t} \cdot \log\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{r_1}{r_2 \cdot h_{air}}}$$

Donde:

$h_p$ , [ $J / m^2 \cdot K \cdot s$ ];  $r_1$ , [m];  $r_2$ , [m];  $K_t$ , [ $J / m \cdot K \cdot s$ ];  $U$ , [ $J / m^2 \cdot K \cdot s$ ];  $h_{air}$ , [ $J / m^2 \cdot K \cdot s$ ]

m. Temperatura en diferentes puntos a lo largo de la tubería (Lurie, 2008, p. 27):

Ecuación 3.13

$$T = T_o - T_t - \frac{C}{B} \cdot e^{-B \cdot x} + \frac{C}{B} + T_t$$

$$C = \frac{f \cdot v^2}{c_p \cdot d \cdot 2}$$

$$B = \frac{U \cdot \pi \cdot d}{m \cdot c_p}$$

Donde:

$T$ , [ $^{\circ}C$ ];  $T_o$  [ $^{\circ}C$ ];  $T_t$ , [ $^{\circ}C$ ];  $x$ , [m];  $v$ , [ $m / s$ ];  $C_p$ , [ $J / Kg \cdot K$ ];  $d$ , [m];  $m$ , [ $kg / s$ ];  
 $U$ , [ $J / m^2 \cdot K \cdot s$ ]

### 3.3.2.1 Desarrollo de la hidrodinámica del oleoducto

Veinte y cinco puntos estratégicos a lo largo de la trayectoria del oleoducto son escogidos para evaluar la caída presión.

La altura geográfica en cada punto, la presión de succión  $P_{su}$  y la presión de bombeo  $P_b$  son parámetros conocidos. El cambio de temperatura del fluido a la entrada y salida es pequeño, entonces es apropiado aplicar la ecuación de Bernoulli debido a que la unidad de volumen sufre un cambio insignificante.

A continuación un ejemplo de cálculo para el tramo 1 – 2, considerando que el punto 1 está antes de la bomba.

Ecuación 3.14

$$\frac{p_1}{d_f \cdot g} + z_1 + \frac{v_1^2}{2 \cdot g} + H_b = \frac{p_2}{d_f \cdot g} + z_2 + \frac{v_2^2}{2 \cdot g} + H_{\text{pérdidas}}$$

$$\text{si: } \frac{v_1^2}{2 \cdot g} = \frac{v_2^2}{2 \cdot g}$$

La siguiente información es conocida:  $P_b = 5998,27$  KPa;  $P_{su} = 413,68$  KPa;  
 $f = 0,49$ ;  $d_f = 923,68$  Kg/m<sup>3</sup>;  $v = 0,392$  m/s;  $Z_1 = 262,66$  m;  $Z_2 = 265,52$  m.

Presión de la bomba en el punto 1:

Ecuación 3.15

$$P_{b1} = P_b + P_s$$

$$P_{b1} = 5998,27 + 413,68 = 6411,95 \text{ KPa}$$

Altura de la descarga:

Ecuación 3.16

$$H_b = \frac{P_b}{d_{f_{pto1}} \cdot g} \cdot 1000$$

$$H_b = \frac{5998,27}{923,68 \cdot 9,80} \cdot 1000$$

$$H_b = 662,64 \text{ m}$$

Altura de la succión:

Ecuación 3.17

$$H_1 = \frac{P_s}{d_{f_{pto1}} \cdot g} \cdot 1000$$

$$H_1 = \frac{413,68}{923,68 \cdot 9,80} \cdot 1000$$

$$H_1 = 45,70 \text{ m}$$

$$\text{si: } H_1 = H_s$$

Altura total de la bomba en el punto 1:

Ecuación 3.18

$$H_{b1} = H_b + H_1$$

$$H_{b1} = 662,64 + 45,70 = 708,34 \text{ m}$$

Altura de presión en el punto 2:

Ecuación 3.19

$$H_2 = H_{b1} + Z_1 - Z_2 - \frac{f \cdot x \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d}$$

$$H_2 = 708,34 + 262,66 - 265,52 - \frac{0,496 \cdot 185,72 \cdot 0,392^2}{2 \cdot 9,80 \cdot 0,154}$$

$$H_2 = 700,79 \text{ m}$$

Presión en el punto 2:

Ecuación 3.20

$$P_2 = \frac{H_2 \cdot d_{f\text{pto}2} \cdot g}{1000}$$

$$P_2 = \frac{700,79 \cdot 923,75 \cdot 9,80}{1000}$$

$$P_2 = 6344,08 \text{ m}$$

Altura piezométrica en el punto 1:

Ecuación 3.21

$$H_{\text{piezom}1} = H_{b1} + Z_1$$

$$H_{\text{piezom1}} = 708,34 + 262,66$$

$$H_{\text{piezom1}} = 971,00 \text{ m}$$

Altura piezométrica en el punto 2:

Ecuación 3.22

$$H_{\text{piezom2}} = H_2 + Z_2$$

$$H_{\text{piezom2}} = 700,79 + 265,52$$

$$H_{\text{piezom2}} = 966,31 \text{ m}$$

Las ecuaciones y constantes son ingresadas al programa Mat Lab R2010a versión 7.10.0.499; los resultados están listados en la Tabla 3.3.

La herramienta informática permite discretizar la tubería en tramos de 50 metros de longitud para calcular el cambio de la viscosidad y densidad del petróleo con la temperatura y poder alcanzar resultados similares a la realidad.

El bajo número API del crudo ocasiona que el número de Reynolds alcance el valor de 129 al ingreso y disminuya progresivamente a lo largo de la trayectoria del oleoducto.

Es apropiado usar la ecuación de Hausen para el cálculo del número de Nusselt promedio por lo siguiente:

- El número de Prandtl varía de 6000 a 9000, por lo tanto, la longitud de desarrollo térmico supera los 6 km.
- No todos los tramos del oleoducto están enterrados, hay secciones semienterradas y otras aéreas.

Resultados de los parámetros más importantes se listan en el Anexo D; además las curvas representativas de la temperatura, viscosidad cinemática y factor de fricción versus la trayectoria del oleoducto se representan en las Figuras 3.5, 3.6 y 3.7.

La viscosidad cinemática y el factor de fricción crecen de manera simultánea de acuerdo a las curvas de las Figuras 3.6 y 3.7. También es importante considerar

que el factor de fricción alcanza el valor de 0,7 debido a la alta viscosidad del fluido y el pequeño diámetro de la tubería.

Tabla 3.3. Valores de presión a lo largo de la trayectoria del oleoducto

<b>Distancia Horizontal m</b>	<b>Presión KPa</b>	<b>Altura de Presión m</b>	<b>Altura Piezométrica m</b>
0	6411,95	708,34	971,00
-137,45	6352,19	701,69	967,21
-412,77	6417,38	708,79	959,49
-816,01	6169,37	681,27	948,91
-947,39	6273,40	692,71	944,86
-2006,40	5684,50	627,35	909,46
-2501,07	5646,96	623,07	893,00
-2620,73	5494,85	606,26	889,95
-3519,98	5413,36	597,06	858,62
-3707,62	5413,72	570,28	852,17
-4273,41	5078,41	559,96	830,82
-5080,14	3965,25	437,05	786,46
-5231,98	4040,82	445,35	779,45
-5672,14	3605,52	397,33	761,75
-6192,98	3640,75	401,12	731,04
-6370,31	3385,98	373,03	720,04
-7490,57	3635,48	400,38	661,93
-7728,61	3401,37	374,58	652,38
-8509,62	3363,39	370,33	619,57
-9387,82	2436,04	268,16	568,52
-10391,53	2449,52	269,60	522,61
-11945,06	1911,02	210,28	451,64
-12454,23	1422,83	156,55	418,84
-12600,86	1426,76	156,98	410,61
-12890,35	1215,39	133,72	396,18

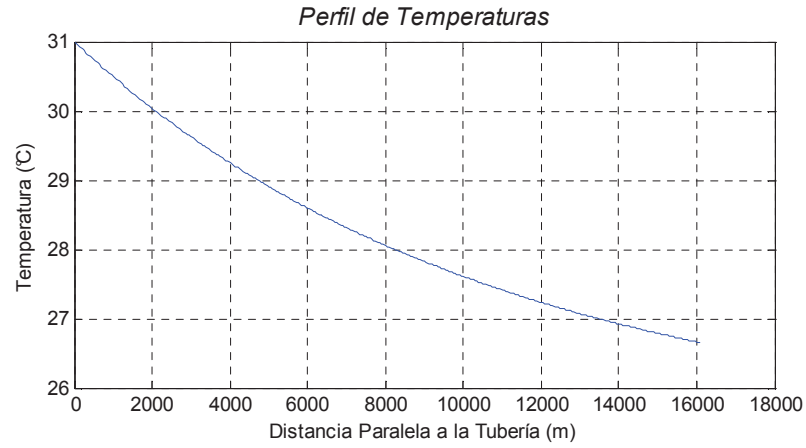


Figura 3.5. Perfil de temperaturas

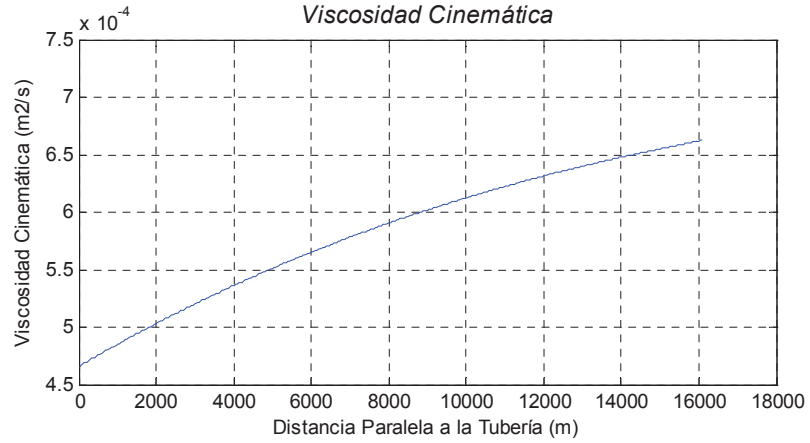


Figura 3.6. Perfil para la viscosidad cinemática

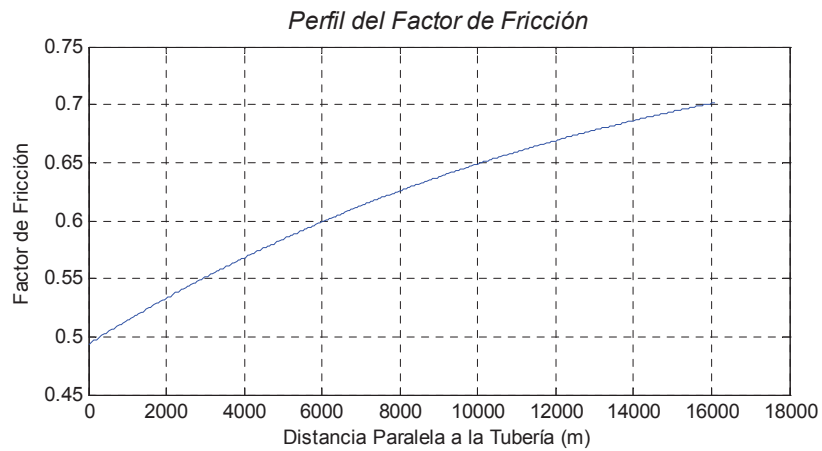


Figura 3.7. Perfil para el factor de fricción



### 3.4 CONDICIÓN DEL OLEODUCTO EN EL AÑO 2012

El oleoducto presenta varias anomalías a lo largo de su trayectoria, por lo tanto, la compañía ha optado por reemplazar 16 tramos, añadir camisas de refuerzo a 10 tuberías y recubrir con aislante epóxico a 3 de ellas.

En la Tabla 3.4 se detallada la relación existente entre el número de identificación de la tubería y el número de tramo.

Las Tablas 3.5 y 3.6 describen la condición externa de las tuberías, las características del suelo y la defectología encontrada en cada tramo. Imágenes de las tuberías de los diferentes tramos están agrupadas de manera secuencial dentro de las Fotografías 3.1 a 3.16.

Tabla 3.4. Número de identificación de la tubería y número del tramo

Nº	Número de Tubería	Número de Tramo Reemplazado
1	182	Tramo 1
2	196 - 197	Tramo 2
3	297	Tramo 3
4	328	Tramo 4
5	336	Tramo 5
6	366	Tramo 6
7	398 - 399	Tramo 7
8	415 - 416	Tramo 8
9	422	Tramo 9
10	437	Tramo 10
11	499 - 500 - 504 - 505 - 506	Tramo 11
12	624 - 625 - 626 - 627 - 628	Tramo 12
13	651 - 652 - 653 - 654	Tramo 13
14	664	Tramo 14
15	773	Tramo 15
16	1182 - 1183	Tramo 16

Tabla 3.5. Detalle de la condición de las tuberías reemplazadas y características del suelo

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
182	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrada a vivienda.</li> <li>2. Acceso empedrado.</li> <li>3. La tubería se divide en dos sectores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubería enterrada por debajo de un montículo de arena para construcción.</li> <li>• Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> </ul> </li> <li>4. Basura acumulada alrededor de la tubería.</li> <li>5. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa en la superficie inferior (elevada).</li> <li>2. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería.</li> <li>3. Acanaladura en dirección circumferencial.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa elevada en la superficie inferior.</li> <li>2. Zona de picaduras: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 51,5 x 18 cm</li> <li>• Área: 927 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad.: 4,08 mm</li> </ul> </li> <li>3. Muestras alineadas en sentido longitudinal, dos filas separadas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: SM-SC.</li> <li>2. Cloruros: 29,3 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 45,6 µs/cm.</li> <li>4. Humedad: 12,23 %.</li> <li>5. pH: 4,94.</li> <li>6. Sulfatos: 51,0 mg/kg.</li> </ol>
196 197	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Otra tubería recorre paralela al oleoducto en estudio.</li> <li>3. Vegetación alrededor de la tubería (mediana altura).</li> <li>4. Una sección de tubería descansa sobre marco H.</li> <li>5. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa en la superficie inferior.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa en la superficie inferior.</li> <li>2. Zona de picaduras: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 53 x 30 cm</li> <li>• Área: 1590 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad.: 1,72 mm</li> </ul> </li> <li>3. Muestras alineadas en sentido longitudinal, tres filas separadas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: MH.</li> <li>2. Cloruros: 18,3 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 64,2 µs/cm.</li> <li>4. Humedad: 19,4 %.</li> <li>5. pH: 4,82.</li> <li>6. Sulfatos: &lt;18,6 mg/kg.</li> </ol>
297	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrada a vivienda.</li> <li>2. Suelo propio del sitio.</li> <li>3. La tubería se divide en dos sectores:</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa elevada en la superficie inferior.</li> <li>2. Corrosión externa generalizada alrededor de la</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: ML-CL.</li> <li>2. Cloruros: 26,3 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 54,5 µs/cm.</li> <li>4. Humedad: 10,8 %.</li> </ol>

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubería tendida sobre la superficie del suelo, sin vegetación.</li> <li>• Tubería cercana al río, aérea.</li> </ul> <ol style="list-style-type: none"> <li>4. Basura acumulada alrededor de la tubería (poca cantidad).</li> <li>5. No posee revestimiento.</li> </ol>	<p>tubería.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Muestras alineadas en sentido longitudinal.</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>5. pH: 4,73.</li> <li>6. Sulfatos:&lt;16,8 mg/kg.</li> </ol>
328	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrada a vivienda.</li> <li>2. Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada.</li> <li>3. Suelo tipo lastre.</li> <li>4. Vegetación alrededor de la tubería (muy poca cantidad).</li> <li>5. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería (ligera).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa elevada en la superficie inferior.</li> <li>2. Zona de picaduras: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 44 x 22 cm</li> <li>• Área: 968 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad: 1,15 mm.</li> </ul> </li> <li>3. Muestras alineadas en sentido longitudinal, tres filas separadas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>
336	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Suelo propio del sitio mezclado con lastre.</li> <li>3. Vegetación alrededor de la tubería (mediana altura).</li> <li>4. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería.</li> <li>2. Muestras alineadas en sentido longitudinal.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>
366	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Un sector de la tubería descansa sobre piedras.</li> <li>3. Vegetación alrededor de la</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada sobre la superficie superior.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
398 399	<p>tubería (mediana altura).</p> <p>4. No posee revestimiento.</p> <p>1. Entrada a vivienda</p> <p>2. Suelo tipo lastre</p> <p>3. La tubería se divide en dos sectores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubería 399 tendida sobre la superficie del suelo, con poca vegetación y una sección cubierta con un montículo de lastre. Sin recubrimiento.</li> <li>• Tubería 398 enterrada. Posee revestimiento en el sector enterrado; sin revestimiento un metro antes de salir a la superficie.</li> </ul>	<p>1. Corrosión externa generalizada alrededor de las tuberías 398 y 399.</p>	<p>1. Probeta no retirada.</p> <p>1. Muestra no retirada.</p>	
415 416	<p>1. Entrada a vivienda.</p> <p>2. Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada.</p> <p>3. Suelo tipo lastre.</p> <p>4. Vegetación alrededor de la tubería (mediana altura).</p> <p>5. Basura acumulada alrededor de la tubería (poca cantidad).</p> <p>6. Alrededor de la tubería se empoza agua.</p> <p>7. No posee revestimiento.</p>	<p>1. Corrosión externa en la superficie superior (ligera).</p> <p>2. Corrosión en la superficie inferior (elevada).</p>	<p>1. Corrosión externa elevada en la superficie inferior.</p> <p>2. Zona de picaduras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 52 x 42 cm</li> <li>• Área: 2184 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad: 2,1 mm</li> </ul>	<p>1. USCS: SM.</p> <p>2. Cloruros: 15,4 mg/kg.</p> <p>3. Conduct.: 28,6 <math>\mu</math>s/cm.</p> <p>4. Humedad: 4,3 %.</p> <p>5. pH: 6,88.</p> <p>6. Sulfatos: &lt;15,7 mg/kg.</p>

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
422	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Suelo tipo lastre.</li> <li>3. Un sector de la tubería descansa sobre hojas secas.</li> <li>4. Vegetación alrededor de la tubería (mediana altura).</li> <li>5. Alambre de púas amarrado a la tubería.</li> <li>6. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acanaladura, formada por desgarrar de material.</li> <li>2. No se aprecia corrosión externa.</li> <li>3. Muecas alineadas en sentido longitudinal.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>
437	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Suelo tipo lastre.</li> <li>3. Un sector de la tubería descansa sobre un pedazo de madera.</li> <li>4. Vegetación alrededor de la tubería (gran cantidad).</li> <li>5. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería.</li> <li>2. Corrosión externa en la superficie inferior (elevada).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa elevada en la superficie inferior.</li> <li>2. La corrosión externa tiene dirección preferencial.</li> <li>3. Zona de picaduras: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 48 x 48 cm.</li> <li>• Área: 2304 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad: 2,90 mm.</li> </ul> </li> <li>4. Muecas alineadas en sentido longitudinal, una fila.</li> <li>5. Soldadura longitudinal.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: MH.</li> <li>2. Cloruros: 11,0 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 35,2 µs/cm.</li> <li>4. Humedad: 22,6 %.</li> <li>5. pH: 6,88.</li> <li>6. Sulfatos: 74,3 mg/kg.</li> </ol>
499 506	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrada a vivienda.</li> <li>2. La tubería se divide en dos sectores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Frente a vivienda.</li> </ul> </li> </ol> <p>Tubería tendida sobre la superficie del suelo</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Varias marcas de rayones.</li> <li>2. No se aprecia corrosión externa sobre la tubería cercana a la vivienda.</li> <li>3. Corrosión externa generalizada alrededor de la</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa.</li> <li>2. Zona de corrosión: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 50 x 46 cm</li> <li>• Área: 2300 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad: 1,24 mm.</li> </ul> </li> <li>3. Muecas alineadas en</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: MH.</li> <li>2. Cloruros: 37,5 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 28,1 µs/cm.</li> <li>4. Humedad: 31,4 %.</li> <li>5. pH: 6,48.</li> <li>6. Sulfatos: &lt;21,9 mg/kg.</li> </ol>

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
624 628	<p>semienterrada. Suelo propio del sitio mezclado con lastre. No existe vegetación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lejos de la vivienda. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> </ul> <p>3. Vegetación alrededor de la tubería (mediana altura). 4. No posee revestimiento.</p>	tubería en los sectores lejanos a la vivienda.	<p>sentido longitudinal, una fila.</p> <p>4. Varias ranuras longitudinales internas.</p>	
651 654	<p>1. Frente a paradero de bus. 2. Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada. 3. Suelo tipo lastre. 4. Vegetación alrededor de la tubería (poca altura). 5. No posee revestimiento.</p>	<p>1. Corrosión externa generalizada en la superficie superior.</p>	<p>1. Probeta no retirada.</p>	<p>1. Muestra no retirada.</p>
651 654	<p>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada. 2. Suelo tipo lastre. 3. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad). 4. Suelo húmedo alrededor de la tubería. 5. No posee revestimiento.</p>	<p>1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería.</p>	<p>1. Probeta no retirada.</p>	<p>1. Muestra no retirada.</p>

N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS DE LA TUBERÍA OBSERVADOS EN CAMPO	DEFECTOS OBSERVADOS EN LAS PROBETAS	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO <small>Nota 1</small>
664	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Suelo propio del sitio</li> <li>3. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad).</li> <li>4. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. No se aprecia corrosión externa sobre la tubería.</li> <li>2. Abolladura – deformación de la tubería.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>
773	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo.</li> <li>2. Suelo propio del sitio.</li> <li>3. Vegetación alrededor de la tubería (gran cantidad).</li> <li>4. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa en la superficie superior.</li> <li>2. Desgaste.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Probeta no retirada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Muestra no retirada.</li> </ol>
1182 1183	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo, gran parte está separada del suelo.</li> <li>2. Suelo propio del sitio.</li> <li>3. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad).</li> <li>4. No posee revestimiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión externa generalizada.</li> <li>2. Zona de corrosión: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Medida.: 50 x 52,7 cm.</li> <li>• Área: 2635 cm<sup>2</sup></li> <li>• Profundidad: 1,32 mm.</li> </ul> </li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. USCS: CL.</li> <li>2. Cloruros: 15,0 mg/kg.</li> <li>3. Conduct.: 14,8 <math>\mu</math>s/cm.</li> <li>4. Humedad: 18,4 %.</li> <li>5. pH: 5,68.</li> <li>6. Sulfatos: 52 mg/kg.</li> </ol>

Notas:

1. Revisar Anexo E

Tabla 3.6. Detalle de la condición de las tuberías reparadas

Nº	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS OBSERVADOS EN CAMPO PARA LOS TRAMOS DE TUBERÍA
66	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo. 2. Vegetación alrededor de la tubería (baja altura).	1. Rayón de 2 cm. 2. Corrosión externa generalizada.
134B	1. Tubería aérea.	1. Corrosión externa generalizada alrededor de la tubería. 2. Desgaste del tubo sobre marco H.
147	1. Entrada a vivienda 2. Tubería tendida sobre la superficie del suelo. 3. Vegetación alrededor de la tubería (gran altura).	1. Zona de acanaladuras, longitud acumulada de 40 cm.
286	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo. 2. Vegetación alrededor de la tubería (baja altura).	1. Abolladura 40 cm. 2. Rayón de 4 cm.
290	1. Tubería aérea.	1. Desgaste del tubo sobre marco H. 2. Rayón de 2.5 cm.
313	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo. 2. Vegetación alrededor de la tubería (gran cantidad)	1. Acanaladura 3 x 2 cm.
351	1. Tubería aérea	1. Desgaste del tubo sobre marco H.
427	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo y apoyada en un marco de cemento. 2. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad)	1. Abolladura de 12 cm.
524	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo y apoyada en un marco de cemento. 2. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad)	1. Corrosión externa.
954	1. Tubería tendida sobre la superficie del suelo. 2. Vegetación alrededor de la tubería (baja altura).	1. Corrosión externa en la superficie superior (ligera). 2. Tubería reemplazada en el año 2009.
978	1. Tubería tendida sobre la	1. Corrosión externa en la superficie



N°	CONDICIÓN DE LA TUBERÍA EN SITIO	DEFECTOS OBSERVADOS EN CAMPO PARA LOS TRAMOS DE TUBERÍA
	superficie del suelo. 2. Vegetación alrededor de la tubería (poca cantidad)	superior (ligera). 2. Acanaladuras longitudinales de 10 cm.
1172	1. Cruce de vía. 2. Suelo tipo lastre. 3. Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada. 4. Otra tubería recorre paralela al oleoducto en estudio.	1. Corrosión externa en la superficie superior de la tubería, especialmente en el tramo que atraviesa la vía.
1193 1194	1. Cruce de vía. 2. La tubería se divide en dos sectores: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubería 1193 tendida sobre el agua, poca vegetación.</li> <li>• Tubería tendida sobre la superficie del suelo semienterrada. Suelo tipo lastre.</li> </ul>	1. Corrosión externa en la superficie superior (ligera).



Fotografía 3.1a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.1b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.1c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.1d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.1e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.1f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.1. Tubería Tramo N° 1



Fotografía 3.2a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.2b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.2c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.2d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.2e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.2f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.2. Tubería Tramo N° 2



Fotografía 3.3a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.3b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.3c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.3d. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.3. Tubería tramo N° 3



Fotografía 3.4a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.4b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.4c. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.4d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.4e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.4f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.4. Tubería tramo N° 4



Fotografía 3.5a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.5b. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.5. Tubería tramo N° 5



Fotografía 3.6a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.6b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.6c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.6d. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.6. Tubería tramo N° 6



Fotografía 3.7a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.7b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.7c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.7d. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.7. Tubería tramo N° 7



Fotografía 3.8a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.8b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.8c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.8d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.8e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.8f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.8. Tubería tramo N° 8





Fotografía 3.9a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.9b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.9c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.9d. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.9. Tubería tramo N° 9



Fotografía 3.10a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.10b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.10c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.10d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.10e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.10f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.10. Tubería tramo N° 10



Fotografía 3.11a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.11b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.11c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.11d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.11e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.11f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.11. Tubería tramo N° 11



Fotografía 3.12a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.12b. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.12 Tubería tramo N° 12



Fotografía 3.13a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.13b. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.13c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.13d Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.13. Tubería tramo N° 13



Fotografía 3.14a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.14b. Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.14. Tubería tramo N° 14



Fotografía 3.15a. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.15b Condición de la tubería en sitio

Fotografía 3.15. Tubería tramo N° 15



Fotografía 3.16a. Ubicación en sitio



Fotografía 3.16b Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.16c. Condición de la tubería en sitio



Fotografía 3.16d. Probeta extraída del sitio



Fotografía 3.16e. Probeta luego de la limpieza



Fotografía 3.16f. Probeta luego de la limpieza

Fotografía 3.16. Tubería tramo N° 16

## **CAPÍTULO IV**

### **ESTUDIO DE LAS MUESTRAS DE SUELO Y DE LAS PROBETAS DE TUBERÍA**

#### **4.1 DESCRIPCIÓN DE SUELOS**

El sistema unificado de clasificación de suelos (USCS) es un método conocido para identificar suelos, basándose en los rangos de tamaños predominantes de los constituyentes inorgánicos; de esta manera, la arena, el limo y la arcilla derivan su nombre. Partículas entre 0,07 a 2 mm son clasificados como arenas, las partículas de limo de 0,005 a 0,07 mm y las partículas de arcilla son inferiores a 0,005 mm (Shreir, L. y otros, 1994). De acuerdo a la distribución del tamaño de las partículas / granos, los suelos se dividen en:

- Grano grueso.
- Grano fino.
- Altamente orgánico.

En la Tabla 4.1 está detallado la clasificación del suelo según USCS.

#### **4.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SUELOS**

##### **4.1.1.1 Suelo arenoso**

Formado por arena y poca materia orgánica; presenta las siguientes características:

- Alta a muy alta absorción de agua.
- Baja a muy baja retención de humedad.
- Baja erosión.
- Buen drenaje.

##### **4.1.1.2 Suelo franco**

Es una mezcla entre arena, limo y arcilla; las características principales son:

- Moderado ingreso de agua.
- Moderada retención de humedad.
- Moderado drenaje.

Tabla 4.1. Clasificación de suelos según USCS

DIVISIÓN MAYOR		SÍMBOLO	NOMBRES TÍPICOS	
SUELOS DE GRANO GRUESO Más de la mitad del material es retenido en la malla número 200.	GRAVAS Más de la mitad de la fracción gruesa es retenida por la malla N° 4	GW	Gravas bien graduadas, mezclas de grava y arena con poco o nada de finos.	
		GP	Gravas mal graduadas, mezclas de grava y arena con poco o nada de finos.	
		GM	d	Gravas limosas, mezclas de grava, arena y limo.
			u	
		GC	Gravas arcillosas, mezclas de gravas, arena y arcilla.	
		ARENAS Más de la mitad de la fracción gruesa pasa por la malla N° 4	SW	Arenas bien graduadas, arena con gravas, con poca o nada de finos.
	SP		Arenas mal graduadas, arena con gravas, con poca o nada de finos.	
	SM		d	Arenas limosas, mezclas de arena y limo.
			u	
	SC	Arenas arcillosas, mezclas de arena y arcilla.		
SUELOS DE GRANO FINO Más de la mitad del material pasa por la malla número 200.	LIMOS Y ARCILLAS Límite líquido < 50	ML	Limos inorgánicos, polvo de roca, limos arenosos o arcillosos ligeramente plásticos.	
		CL	Arcillas inorgánicas de baja o media plasticidad, arcillas con grava, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas pobres.	
		OL	Limos orgánicos y arcillas limosas orgánicas de baja plasticidad.	
	LIMOS Y ARCILLAS Límite líquido > 50	MH	Limos inorgánicos, limos micáceos o diatomáceos, más elásticos.	
		CH	Arcillas inorgánicas de alta plasticidad, arcillas francas.	
		OH	Arcillas orgánicas de media o alta plasticidad, limos orgánicos de media plasticidad.	
	Suelos altamente orgánicos	P	Turbas y otros suelos altamente orgánicos.	
Las partículas de 0.074 mm de diámetro (la malla No. 200) son, aproximadamente, las más pequeñas visibles a simple vista.				

Nota:

1. G – Grava; S – Arena; O – Suelo Orgánico; P – Turba; M – Limo; C – Arcilla; W – Bien Graduada; P – Mal Graduada; L – Baja Compresibilidad; H – Alta Compresibilidad.

Adaptado de *Manual de Laboratorio de Suelos en Ingeniería Civil*, por J. Bowles, 1981, p: 74.



#### 4.1.1.3 Suelo arcilloso

Suelo conformado por arcillas, el cual no es adecuado para el tránsito vehicular.

Las características son:

- Textura fina.
- Baja penetración de agua.
- Alta retención de humedad.
- Severa erosión.

En la Figura 4.1 se encuentra la nomenclatura comúnmente utilizada y la distribución de las mezclas de suelo para diferentes proporciones de arena, limo y arcilla.

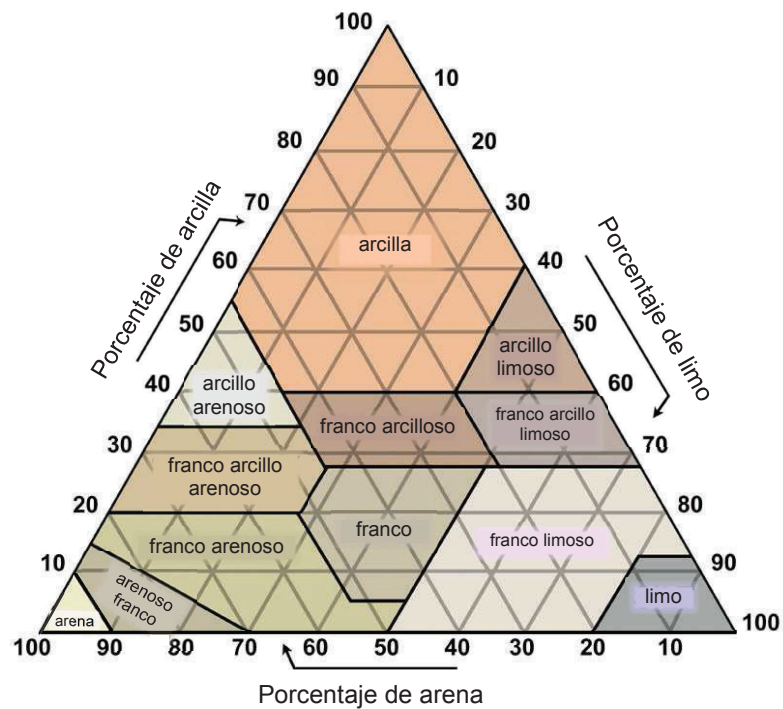


Figura 4.1. Proporción de arena, limo y arcilla para ensamble de varios grupos de suelos en base del tamaño de la partícula

Adaptado de *Corrosion – Metal / Environment Reaction*, por Shreir, L., Jarman, R. & Burstein, G., 1994 (Vol.1). (3rd ed), p. 2:76.

## **4.2 CORROSIÓN GENERADA POR EFECTOS DEL SUELO**

### **4.2.1 GENERALIDADES SOBRE LA CORROSIVIDAD DE LOS SUELOS**

La razón de corrosión que sufre un metal en el suelo es extremadamente variable, puede cambiar de rápida a insignificante (Shreir, L. y otros, 1994).

Una característica del suelo es la heterogeneidad, por lo tanto, es factible tener diferentes potenciales eléctricos entre la interfaz metal – suelo, estableciendo predominantes zonas catódicas o anódicas.

El mecanismo de corrosión es de carácter electroquímico, debido a que el agua ioniza los electrolitos que se hallan presentes alrededor del suelo formando un circuito eléctrico, el cual mantiene una permanente actividad corrosiva. En un ambiente completamente seco no debería existir corrosión.

El tiempo de residencia de la humedad en la superficie del metal controlará el grado de corrosión en el suelo y depende de la capacidad del suelo para mantener dicha humedad.

Los poros del suelo pueden contener agua o gases, entonces la aeración del suelo es directamente relacionado con el tamaño de los poros y el contenido de humedad. Suelo de textura fina, como la arcilla, posee granos compactos y menor capacidad para la difusión de gases.

La actividad biológica dentro del suelo tiende a disminuir el contenido de oxígeno debido a que este elemento es reemplazado por gases de actividad metabólica tal como dióxido de carbono. La acidez del suelo proviene en parte de la formación de ácido carbónico de origen biológico combinado con el agua.

Los suelos que cambian entre húmedo a seco o el comportamiento fluctúa de anaeróbico a aeróbico, generan una alta tasa de corrosión producto de estas alteraciones; al contrario, en un ambiente constante, la razón de corrosión es baja.

### **4.2.2 PARÁMETROS QUE AUMENTAN EL ATAQUE POR CORROSIÓN EN LOS METALES**

El mecanismo de daño esperado en las tuberías por efecto de la corrosividad del suelo es comúnmente denominada corrosión externa localizada, esta produce picaduras en la región del metal que actúa como ánodo. Cuando la corrosión se

manifiesta con picaduras, aunque la pérdida de metal es pequeña, la probabilidad de producir una temprana falla en la tubería es alta.

Los parámetros teóricos que se deben monitorear son:

- Temperatura del componente.- El aumento de temperatura puede significativamente incrementar la razón de corrosión externa. La reacción de corrosión es principalmente controlada por la difusión del oxígeno en la superficie del metal expuesto.

Con el incremento de temperatura.- El oxígeno disuelto es conducido desde la solución acuosa al metal, resultando en un incremento de la razón de corrosión.

- Corrosión galvánica.- Se evidencia cuando dos metales diferentes son unidos en el suelo.
- Corrosión provocada por suelos diferentes.- Cuando una tubería está rodeada por dos o más tipos de suelos, se favorece la formación de potenciales eléctricos entre el metal base y cada tipo de suelo.
- Corrosión por corrientes parásitas.- Generada por fuentes externas de corriente.
- Celdas de corrosión por diferencia en aeración.- El empaquetamiento local del suelo y el contenido de humedad desarrollan celdas de concentración de oxígeno.
- Corrosión inducida microbiológicamente.- Las bacterias en el suelo reducen los iones de sulfato disponibles para producir sulfuro de hidrógeno, generando incremento de la acidez.

#### **4.2.3 PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN EN TUBERÍAS ENTERRADAS O SEMIENTERRADAS**

La corrosión es un fenómeno que destruye continuamente el metal, la compañía operadora debe realizar actividades de prevención para minimizar su acción negativa. Los métodos de prevención comunes son: uso de material pétreo especial para el relleno de zanjas, revestimientos y protección catódica.

#### **4.2.4 EVALUACIÓN DE TUBERÍA PARCIALMENTE ENTERRADA**

La tubería parcialmente enterrada debe ser manejada de tres maneras:

- La sección inmersa en el suelo debe ser tratada como un componente enterrado.
- La superficie expuesta al aire requiere poca atención.
- La interfaz suelo - aire es única para cada sitio y tipo de acero; en esta zona la corrosión puede presentarse a lo largo de la tubería predominantemente, es altamente preocupante y merece atención (API 581, 2008).

### **4.3 CONDICIÓN DE LOS SUELOS ENCONTRADOS ENTRE EL SECTOR DE TIGÜINO Y LA ESTACIÓN CONONACO**

En la región Amazónica predomina el suelo tipo arcilla de color rojizo, presenta propiedades de alta plasticidad, tamaño de grano fino y poca absorción de humedad.

El oleoducto fue construido paralelo a la vía principal y en varios sectores la tubería atraviesa dicha vía. Desde su implementación se han construido casas, escuelas, espacios para distracción deportiva, vías transversales, acceso a viviendas, cerramientos, lotes para cultivos agrícolas, etc.

Constructivamente, la vía Cononaco – Tigüino tiene una capa de rodadura de tipo lastre; así también, el lastre es utilizado en los accesos a viviendas, vías secundarias y para cubrir la tubería enterrada.

Las características del lastre son: grano mediano a grueso, alta permeabilidad y baja retención de humedad. En varios sectores la tubería se encuentra semienterrada o cubierta totalmente en lastre para permitir el acceso a vehículos y personas. Adicionalmente, la intervención continua de los habitantes para mejorar el acceso a sus viviendas produce que el agua de drenaje se empoce alrededor de la tubería.

El crecimiento poblacional de los habitantes de la región (comuneros) conlleva la elaboración de nuevas edificaciones, por lo tanto, en los sitios poblados existen montículos de arena de construcción sobre la tubería. También, debido a que son limitados los servicios públicos en la región y las personas no tratan adecuadamente la basura, ésta se acumula alrededor de la tubería.

Por ser la región Amazónica de tipo tropical, el crecimiento de la vegetación es rápida y abundante, entonces en sectores lejanos a los centros poblados la

vegetación cubre la tubería. En la Tabla 3.5 se detalla la condición de la tubería en cada sitio específico y las características del suelo presente en su alrededor. Se tomaron siete muestras de suelo en campo, las que fueron analizadas en los laboratorios de la Escuela Politécnica Nacional; los informes están disponibles en el Anexo E.

#### **4.3.1 VALORACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE LOS SUELOS**

Variación en la densidad del suelo y porosidad pueden ser una causa común de corrosión en equipo enterrado, produciendo una reacción anódica en áreas de suelo más densas, de esta manera la formación de picadura en zonas anódicas son promovidas.

Suelos que poseen alta concentración de sales disueltas, alto contenido de humedad y elevada acidez son muy corrosivos.

Los suelos ácidos con valor de pH igual a 4.0 o menor pueden causar rápida corrosión en metales sin recubrimiento; se tiene este tipo de terreno en regiones pantanosas.

La corrosividad del suelo se puede caracterizar por la acidez total, resistividad, textura del suelo y aireación (permeabilidad agua – aire). Los parámetros fáciles de monitorear y evaluar son: resistividad, pH, contenido de cloruros, potencial redox y tipo de suelo (API 581, 2008).

Existen varias técnicas, pero para la elaboración de este proyecto se utilizarán dos:

- Técnica adoptada por West German Gas Industry para tubería enterrada, la cual asigna valores a cada parámetro medido y la suma total determina la corrosividad del suelo. La Tabla 4.2 indica los parámetros a evaluar con sus respectivos límites.
- La práctica recomendada RP API 581-2008 es usada para estimar la razón de corrosión que podría tener la tubería en un determinado ambiente.

##### **4.3.1.1 Determinación de la corrosividad del suelo según la técnica adoptada por West German Gas Industry**

Resultados de los análisis de las muestras de suelo son evaluados empleando la técnica adoptada por West German Gas Industry, ver Tabla 4.3. Los valores

obtenidos señalan que los suelos tienen un comportamiento ligeramente corrosivo.

Tabla 4.2. Técnica West German Gas Industry para valorar la corrosividad del suelo

Ítem	Valor medido	Marcas
Composición del suelo	Calcáreo, caliza, arena no estratificada.	+2
	Franco, franco arenoso (<75% de franco), arcilloso arenoso (<75% de limo).	0
	Arcilla, humus.	-2
	Turba, franco denso, pantanoso.	-4
Nivel de agua subterránea para tubería enterrada	Ninguna	0
	Existe	-1
	Varía	-2
Resistividad	10000 ohm-cm o mayor	0
	10000 - 5000	-1
	5000 - 2300	-2
	2300 - 1000	-3
	10000 o menor	-4
Contenido de humedad	20% o menor	0
	20% o mayor	-1
pH	6 o mayor	0
	6 o menor	-2
Sulfuro de hidrógeno	Ninguno	0
	Trazas	-2
	Existe	-4
Carbonato	5% o mayor	+2
	5 - 1	+1
	1 o menor	0
Cloruro	100 mg/kg o menor	0
	100 mg7kg mayor	-1
Sulfato	200 mg/Kg o menor	0
	200 – 500	-1
	500 – 1000	-2
	10000 o mayor	-3
Ceniza y Coque	Ninguno	0
	Existe	-4

Tabla 4.3. Valoración de la corrosividad del suelo según la técnica West German Gas Industry para muestras retiradas de campo

Variable	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 8	Tramo 10	Tramo 11	Tramo 16
Composición del Suelo	0	0	0	0	0	0	-2
Nivel de Agua Bajo el Suelo	-1	0	0	-1	0	-1	0
Resistividad	0	0	0	0	0	0	0
Contenido de Humedad	0	0	0	0	-1	-1	0
Ph	-2	-2	-2	0	0	0	-2
Sulfuro de Hidrógeno	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Carbonato	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Cloruro	0	0	0	0	0	0	0
Sulfato	0	0	0	0	0	0	0
Ceniza y Coque	0	0	0	0	0	0	0
	<b>-3</b>	<b>-2</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>-1</b>	<b>-2</b>	<b>-4</b>

Notas:

1. Suelo es considerado no corrosivo si el total es 0 o mayor, ligeramente corrosivo entre 0 a -4, corrosivo de -5 a -10 y muy corrosivo de -10 para adelante.
2. Informes de las muestras de suelo están adjuntados en el Anexo E.
3. NA significa no aplica.
4. La porción de tubería que se encuentra semienterrada se considera que está por debajo del suelo.
5. El reporte está basado según la técnica realizada por: German Gas and Water Works Engineer's Association Standard (DVGW GW9).

#### 4.3.1.2 Determinación de la razón de corrosión según RP API 581-2008

La resistividad depende directamente de la humedad retenida por el suelo, por lo tanto, los valores medidos en laboratorio de las muestras de suelo variarán según las condiciones climáticas prevalecientes en el momento del retiro de la muestra y el tiempo que transcurre desde la toma hasta que se analice la muestra. En este estudio, las muestras fueron recolectadas en condiciones favorables sin lluvia, almacenadas en recipientes herméticos y enviadas al laboratorio luego de dos días; lo que permite disponer de información real de la conductividad del suelo.

La práctica recomendada RP API 581-2008 proporciona la siguiente ecuación para determinar la razón de corrosión:

Ecuación 4.1

$$CR = CR_B \cdot F_{SR} \cdot F_T \cdot F_{CP} \cdot F_{CE}$$

##### 4.3.1.2.1 Razón de corrosión base ( $CR_B$ )

Este parámetro hace referencia a la razón de corrosión observada o esperada en componentes enterrados en similares condiciones de servicio, considerando los valores de:

- Arena seca: 0,03 mm/año.
- Limo con humedad variable: 0,13 mm/ año.
- Arcilla saturada de humedad: 0,25 mm/año.

##### 4.3.1.2.2 Factor de ajuste por la resistividad del suelo ( $F_{SR}$ )

Indica las características del suelo en la vecindad de la estructura, expresado en Ohm – cm.

La resistividad del suelo proporciona una medida del contenido de humedad atrapada en el suelo y de los electrolitos disueltos en el agua. La resistividad del suelo decrece con el incremento de la humedad y la concentración de iones. En la Tabla 4.4 están definidos los intervalos de corrosividad.

##### 4.3.1.2.3 Factor de ajuste por temperatura ( $F_T$ )

La tasa de corrosión base es ajustada por la acción de la temperatura. Para temperaturas de operación menores a 49 °C el factor asignado es 1.



Tabla 4.4. Ajuste para resistividad del suelo

Resistividad $\Omega$ -cm	Nivel de Corrosividad	Factor
< 500	Muy corrosivo	1,50
500-1000	Corrosivo	1,25
1000-2000	Corrosivo moderado	1,00
2000-10000	Corrosivo levemente	0,83
>10000	Menos corrosivo	0,60

Adaptado de *Recommended Practice for Risk – Based Inspection Technology*, por RP API 580, 2008, p. 2.B-120.

#### 4.3.1.2.4 Factor de ajuste para protección catódica y corrientes parásitas ( $F_{CP}$ )

Especifica si o no un sistema de protección catódica es instalado y que tan efectivo es ello. Para tubería que no posee protección catódica el valor es 1.

#### 4.3.1.2.5 Factor de ajuste por efectividad del revestimiento ( $F_{CE}$ )

Hace referencia a como el revestimiento se adhiere a la tubería e indica la condición de éste a consecuencia del tiempo. Cambios bruscos de temperatura y prácticas de inspección/mantenimiento afectan las propiedades dieléctricas del revestimiento. Para tubería sin recubrimiento es útil utilizar el valor 1.

Con los datos obtenidos del análisis de las siete muestras de suelo, ver Anexo E, y con los rangos indicados para cada factor de ajuste, se obtienen los valores para la tasa de corrosión de los tramos seleccionados. Los valores están detallados en la Tabla 4.5.

La baja tasa de corrosión determinada en la Tabla 4.5 es producto de la alta resistividad de las muestras de suelo y del limitado número de parámetros que requiere la RP API 581-2008 para la valoración. El valor de 0,150 mm/año es bajo con respecto al calculado de 0,292 mm/año utilizando espesores medidos con ultrasonido.

Tabla 4.5. Determinación de la razón de corrosión según RP API 581-2008

Número Muestra de Suelo	Número de Tramo	Razón para la Corrosión Base		Resistividad del Suelo		Ajuste por Temperatura		Efectividad Protección Catódica		Efectividad del Recubrimiento		Total mm/año
		Tipo de Suelo	Factor mm/año	Resistividad $\Omega$ cm	Factor	Temperatura $^{\circ}\text{C}$	Factor	Medida	Factor	Tipo de Recubrimiento	Factor	
1	1	Arena-Limo Arena-Arcilla	0,13	21929,8	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,078
2	2	Limo-Inorgánico	0,13	15576,3	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,078
3	3	Limo-Inorgánico Arcilla- Inorgánica	0,19	18348,6	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,114
4	8	Arena-Limo	0,08	34965,0	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,048
5	10	Limo-Inorgánico	0,13	28409,1	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,078
6	11	Limo-Inorgánico	0,13	35587,2	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,078
7	16	Arcilla- Inorgánica	0,25	67567,6	0,6	< 49	1	NCP	1	NPR	1	0,150

Notas:

1. NCP: No protección catódica.
2. NPR: No posee recubrimiento.

#### **4.4 PROBETAS DE TUBERÍAS EXTRAÍDAS LUEGO DE LA REPARACIÓN REALIZADA EN EL AÑO 2012**

La reparación realizada en el año 2012 consistió principalmente en reemplazar 16 tramos de tubería que presentaban variada defectología, que según la compañía operadora, estaban fuera de los requerimientos operacionales.

La revisión de los componentes en campo permite seleccionar siete probetas de tubería que muestran alto grado de daño por corrosión únicamente aplicando la técnica de inspección visual.

Fotografías de las probetas están adjuntas en el Anexo F, mostrando el efecto destructivo de la corrosión sobre la superficial exterior. Las imágenes abarcan la totalidad de la superficie externa de la probeta de tubería.

##### **4.4.1 CRITERIO UTILIZADO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS PROBETAS**

La corrosión es un fenómeno que ocasiona el adelgazamiento de la pared de la tubería de forma progresiva. Este daño se debe monitorear y evaluar continuamente para conocer el tiempo que el componente puede trabajar de forma óptima de acuerdo al diseño inicial.

La compañía operadora no dispone de información acerca del diseño, ni de los parámetros originales de operación y tiempo de vida total del componente. En archivo no existe documentación inicial con respecto a las políticas de mantenimiento del oleoducto, solo está disponible la información de la última década.

La compañía contratada para realizar la inspección de la tubería emplea el código ASME B31, secciones B31.4 y B31G. La sección B31.4 establece requerimientos para el diseño, construcción, materiales, ensamble, inspección y pruebas para tubería que transporta petróleo y sus derivados en estado líquido. El oleoducto no cumple con todos los requerimientos dictados por la sección B31.4; por consiguiente, su aplicación es limitada.

Las principales limitaciones son:

- Código ASME B31.4 no es retroactivo para inspección y pruebas.

- La tubería no está protegida en su totalidad con revestimiento (B31.4 párrafos 463.1 y 464 literal b), tampoco dispone de protección catódica (B31.4 párrafo 461.1.3).
- No está definido el derecho de vía.
- No existe información de diseño.

Con respecto a la operación, mantenimiento y control de corrosión, el código ASME B31.4 provee directrices para tubería nueva y en uso.

Estas limitaciones, imposibilitan la aplicación del código en su totalidad.

La aplicación de la sección B31G, que gobierna la evaluación de tuberías corroídas, también tiene limitaciones, y son:

- No es pertinente emplear las tablas para pérdidas de material que supera el 80% del espesor nominal.
- No establece criterios firmes para evaluar corrosión localizada acompañada con picadura.

Por lo tanto, el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 es una alternativa adecuada para evaluar las probetas, por:

- ASME B31.4-2009, artículo 451.6.2.2, hace referencia al uso de un apropiado estándar para evaluar la capacidad de servicio de un componente con excesiva pérdida de metal base.
- ASME B31G menciona que la evaluación nivel 1, cuando es reducida a su simple forma, es similar a los requerimientos del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 nivel 1.
- Permite realizar evaluaciones cuantitativas que son útiles para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio que puede contener una falla o daño.
- Cubre la integridad presente del componente, proporciona un estado actual del daño y permite proyectar la vida remanente.
- ASME B31G no exige usar el FCA durante los cálculos, solo considera el espesor de pared.
- Los niveles de evaluación 0 y 1 del código ASME B31G no direcciona las fallas por picadura, el nivel 2 permite calcular la capacidad de servicio de un

componente con picadura, pero el cálculo solicitado es complicado debido a su naturaleza iterativa.

- Código ASME B31G solicita definir un factor de seguridad.

#### **4.4.2 CAPACIDAD DE SERVICIO DE LA TUBERÍA**

##### **4.4.2.1 Cálculo de la razón de corrosión**

La compañía dispone de diferentes valores para la razón de corrosión, los cuales están registrados en informes finales elaborados por sus proveedores que han realizado inspecciones y reparaciones en los años 2008 - 2009 y 2012, los resultados alcanzados no presentan mucha diferencia, pero para evaluar la correcta capacidad de servicio de la tubería es necesario realizar un análisis minucioso de los espesores disponibles para encontrar la razón de corrosión promedio que satisfaga la condición operacional de la tubería.

Los criterios empleados para el cálculo de la razón de corrosión son:

- El valor nominal del espesor es 7,11 mm (0,28 in).
- La tubería escogida como referencia es aquella que fue reemplazada en octubre del 2009; esta premisa asegura que el conteo del tiempo es a partir del espesor nominal.
- La tubería nueva reemplazada en el año 2009 fue instalada después de haber modificado las condiciones adversas del terreno.
- Tuberías bien documentadas en informes previos.
- Los espesores mínimos medidos con UT son utilizados en la valoración, no están considerados los espesores medidos con calibrador para picaduras.

En la Tabla 4.6 se detalla la información disponible, para cada tubería se calculada la razón de corrosión.

El valor calculado de 0,292 mm/año para la razón de corrosión es mayor que los obtenidos según la práctica recomendada RP API 581-2008 parte 2 anexo 2.B sección 2.B.12, ver Tabla 4.5.

Las tuberías que atraviesan los centros poblados presentan elevada corrosión externa; este particular se observa en los tubos J182, J297, J328, J399, J415, J416, J499 y J505. En aquellos sitios la tubería se encuentra:

- Rodeada de basura.

- Enterrada en materiales de construcción.
- Enterrada o semienterrada en lastre.
- Con acumulación de agua.
- Alta probabilidad de exposición a desechos humanos y otros líquidos de carácter ácido.

Estos factores modifican las características del suelo nativo, por lo tanto, la corrosividad del suelo cambia continuamente.

Tabla 4.6. Valores para la razón de corrosión

Nº Tubo	Espesor Mayo 2012 (in)	Espesor Enero 2009 (in)	Rata de Corrosión 2009 - 2012 (in/año)	Rata de Corrosión 2009 - 2012 mm/año
K00_J52	0,263	0,241	0,007	0,167
K01_J102	0,251	0,260	0,011	0,284
K03_J241	0,253	0,262	0,010	0,265
K03_J254	0,253	0,247	0,010	0,265
K04_J312	0,241	0,233	0,015	0,382
K05_J408	0,250	0,254	0,012	0,294
K08_J614	0,244	0,248	0,014	0,353
K08_J626	0,253	0,250	0,010	0,265
K09_J750	0,243	0,268	0,014	0,363
K12_J914	0,236	0,249	0,017	0,432
K13_J1000	0,265	0,255	0,006	0,147
		<b>Promedio</b>	<b>0,012</b>	<b>0,292</b>

Notas:

1. Tubería reemplazada en el año 2009.
2. Razón de corrosión desde octubre de 2009 a mayo de 2012.

#### 4.4.2.2 Cálculo de la corrosión futura permisible (FCA)

El estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 establece que para calcular la corrosión futura permisible (FCA), se debe emplear el código que gobierna el diseño e inspección. En este caso aplica el código ASME sección B31.4, donde indica que el periodo de inspección máximo es de 5 años.

Ecuación 4.2

$$FCA = C_{rate} \cdot time_{5años}$$

$$FCA = 0,292 \cdot 5 = 1,46 \text{ mm}$$

Este valor determina que en 5 años se admite 1,46 mm por pérdida de espesor. El FCA no es recomendado utilizar para evaluar picadura.

#### 4.4.2.3 Niveles de valoración

Cada nivel de valoración provee un balance de resultados entre muy conservador a más exacto, dependiendo de la cantidad de información requerida para la evaluación, la habilidad del personal que realiza el estudio y la complejidad del análisis que está siendo realizado (API 579-1/ ASME FFS-1 2007). Los niveles de valoración son:

- Nivel 1.- Provee criterios de proyección conservadores que pueden ser utilizados con una mínima inspección o información del componente. Un nivel 1 puede ser realizado por un inspector de planta o personal de ingeniería.
- Nivel 2. Proporciona información más detallada, produce resultados que son más precisos que el nivel 1. Son necesarios cálculos detallados para esta evaluación. Este nivel de inspección es realizado por ingenieros de planta, ingenieros especialistas y conocedores del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.
- Nivel 3. Produce detallada evaluación, la cual conduce a resultados más precisos que el nivel 2. El análisis recomendado está basado en técnicas numéricas tal como el método de elementos finitos o técnicas experimentales cuando ello amerite. Es realizado por ingenieros de planta, ingenieros especialistas y conocedores del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.

La metodología de valoración de la capacidad de servicio (FFS) utiliza el criterio de aceptabilidad llamado Factor de Resistencia Remanente.

#### 4.4.2.4 Factor de resistencia remanente (RSF)

El factor de resistencia remanente permite definir la aceptabilidad de un componente para continuar en servicio (API 579-1/ ASME FFS-1, 2007). La expresión matemática del RSF es:

Ecuación 4.3

$$RSF = \frac{L_{DC}}{L_{UC}}$$

Utilizando el concepto de RSF, se pueden establecer criterios de aceptabilidad empleando ecuaciones tradicionales de los códigos, análisis de esfuerzo elástico, teoría de carga límite o análisis plástico – elástico.

Si el RSF es más grande que el factor de resistencia permisible  $RSF_a$ , entonces el componente dañado puede ser reintegrado al servicio. Si el RSF calculado es menor que el valor permisible, el componente debe ser reparado, derrateado o se debe aplicar alguna forma de remediación para reducir la severidad de los efectos del medio ambiente donde opera el equipo. La nueva presión de derrateo puede ser calculado de la siguiente manera:

Para  $RSF < RSF_a$

Ecuación 4.4

$$MAWP_r = MAWP \cdot \left( \frac{RSF}{RSF_a} \right)$$

Para  $RSF \geq RSF_a$

Ecuación 4.5

$$MAWP_r = MAWP$$

El factor de resistencia remanente permisible  $RSF_a$  para tubería recta es 0,9.

#### 4.4.2.5 Evaluación de la vida remanente

Es usado para establecer un intervalo de inspección apropiado, un plan para monitoreo en servicio u otra necesidad de remediación. La vida remanente no provee una estimación del tiempo de servicio antes de la falla.

El tamaño de la falla debe ser encontrado para establecer el intervalo de inspección.

La vida remanente puede ser evaluada en conjunto con el código de inspección para establecer el intervalo de inspección.



#### **4.4.2.6 Remediación**

La remediación es aplicable cuando una falla no es aceptable en su actual condición, la estimación de la vida remanente es mínima o difícil de estimar y la técnica utilizada para valorar el componente es insuficiente para proveer adecuada exactitud (API 579-1/ ASME FFS-1 2007). Los métodos de remediación son:

- Método 1.- Realizar cambios físicos a las variables de operación, como: incrementar o disminuir la presión, temperatura, caudal, etc.
- Método 2. Aplicar recubrimiento externo para mantener aislado del medio ambiente.
- Método 3.- Aplicar soldadura de recubrimiento para reparar el material base (incremento del espesor) o agregar camisas.

##### *4.4.2.6.1 Remediación para picadura*

Es difícil remediar el daño por picadura porque el ambiente que rodea una zona con picadura puede ser diferente del ambiente global; por lo tanto, no son efectivos tratamientos químicos. También el revestimiento no puede ser efectivo porque depende de la preparación de la superficie, la cual presenta dificultad en su limpieza. El reemplazo de la sección de la tubería, o la instalación de camisas, pueden ser los métodos de remediación más adecuados.

#### **4.4.2.7 Monitoreo en servicio**

En algunas circunstancias, no se puede establecer con facilidad la progresión de un futuro daño o la estimada vida remanente es corta. Monitoreo en servicio es un método por el cual, el futuro daño o las condiciones que conducen a este daño pueden ser valoradas; por lo tanto, se incrementa la confianza en la estimación de la vida remanente.

Los métodos de monitoreo utilizan: probetas de corrosión para determinar la tasa de adelgazamiento, métodos de examinación ultrasónica para medir la pérdida metal y medición de las variables claves del proceso.

#### **4.4.2.8 Valoración por mecanismo de daño**

El estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 establece la forma de trabajar para evaluar pérdida de material:

- Pérdida de espesor generalizado.- El procedimiento de evaluación se sustenta en el enfoque del espesor promedio; es resultado de corrosión, erosión o ambos.
- Pérdida de espesor localizado.- Para evaluar regiones de pérdida de metal localizada para corrosión/erosión y daño mecánico.
- Corrosión por picadura.- Está definido como regiones localizadas de pérdida de metal que pueden ser caracterizados por el diámetro y la profundidad de la picadura, se presenta de dos maneras: extendida y localizada. La picadura se puede evaluar a través del nivel 1 o 2. Para valorar el nivel 1 es importante detener el progreso del daño por picadura. Adicional, la zona de picadura debe estar compuesta de muchas picaduras.

Es necesario considerar que los procedimientos de evaluación dictados por el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 son útiles para evaluar la pérdida de metal que supere o se prevea que exceda el FCA antes que la próxima inspección sea programada.

Para los niveles de análisis 1 y 2 es necesario determinar el perfil de espesores crítico CTP.

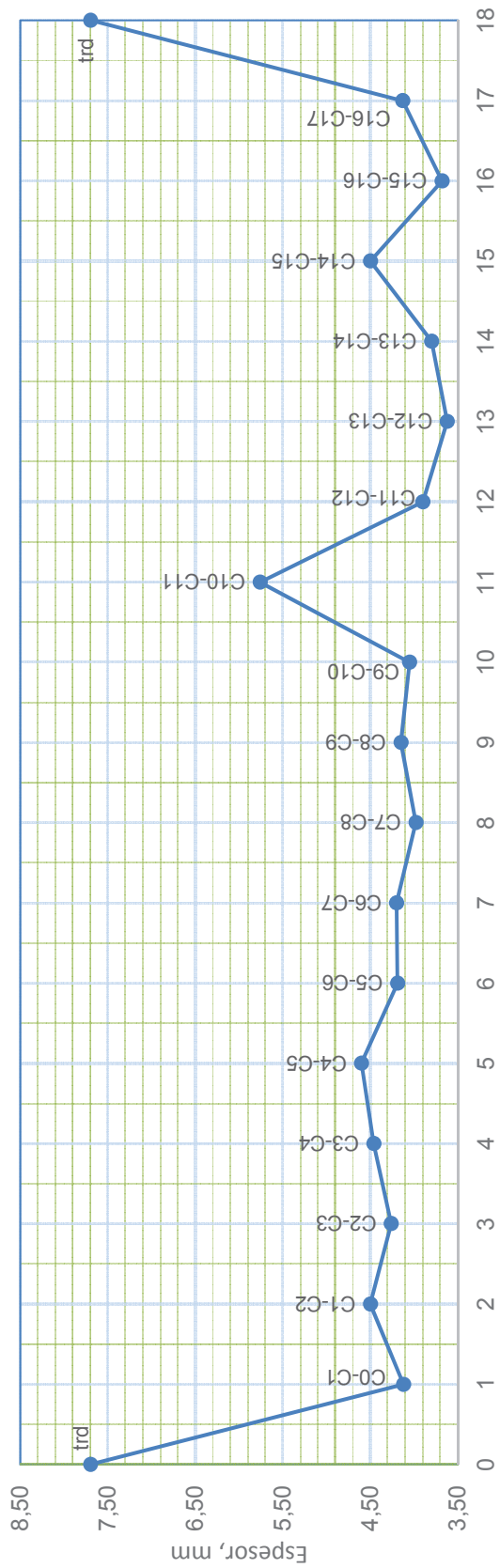
La corrosión puede presentarse como generalizada y localizada, cada forma de adelgazamiento tiene su propia metodología de cálculo.

En las Tablas 4.7 a 4.13 se agrupan los espesores medidos para las siete probetas en forma de matriz; el agrupamiento de la información permite dibujar las curvas CTP longitudinal y circunferencial, las que se visualizan en las Figuras 4.2 hasta 4.15.

En las Tablas 4.14 hasta 4.18 se registran la ubicación y la dimensión de las diferentes picaduras encontradas en cada probeta.

Tabla 4.7. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 1 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	C16-C17	Prom.	Min.
M13-M14					7,70			7,70			7,70	7,70	7,70	7,70				7,70	7,70
M12-M13				7,70				7,70				7,70					7,70	7,70	7,70
M11-M12		7,00			7,70			7,70	7,70					7,70	7,50	6,90		7,46	6,90
M10-M11		7,50	7,70	7,70		7,70	7,70	7,33							7,50			7,57	7,33
M9-M10					7,20	7,70			6,93			7,26	6,77	7,20	7,42	6,82	6,95	7,14	6,77
M8-M9		7,70	7,70	7,70	7,50			6,44	6,68			6,43	6,64		6,90			7,14	6,43
M7-M8	7,70		6,94		6,72			7,05		6,88			6,76			5,30		6,76	5,30
M6-M7	5,35	5,48		4,74	6,17	7,50		6,48		4,85	5,76			5,15	4,50		4,71	5,52	4,50
M5-M6	4,70	4,83	7,38	4,85	4,60	5,00	4,20	3,98	4,15	4,05		3,90	3,62	4,52		3,68		4,53	3,62
M4-M5	4,12	4,50	4,26	4,46	5,55	4,19		4,20	4,40	4,60		6,35	6,75	3,80	6,66	4,55	4,13	4,83	3,80
M3-M4		7,40				6,28				5,90								6,53	5,90
M2-M3		6,98		6,72			6,98	7,25	7,39			7,02				7,18		7,07	6,72
M1-M2																		7,35	7,22
M0-M1	7,59		7,70	7,20		7,65	7,58				7,56		7,70		7,70		7,60	7,59	7,20
<b>Prom.</b>	5,89	6,42	7,02	5,95	6,67	6,80	6,74	6,58	5,91	5,66	7,01	6,44	6,71	6,01	6,88	5,74	6,22	5,66	4,53
<b>Min.</b>	4,12	4,50	4,26	4,46	4,60	4,19	4,20	3,98	4,15	4,05	5,76	3,90	3,62	3,80	4,50	3,68	4,13		

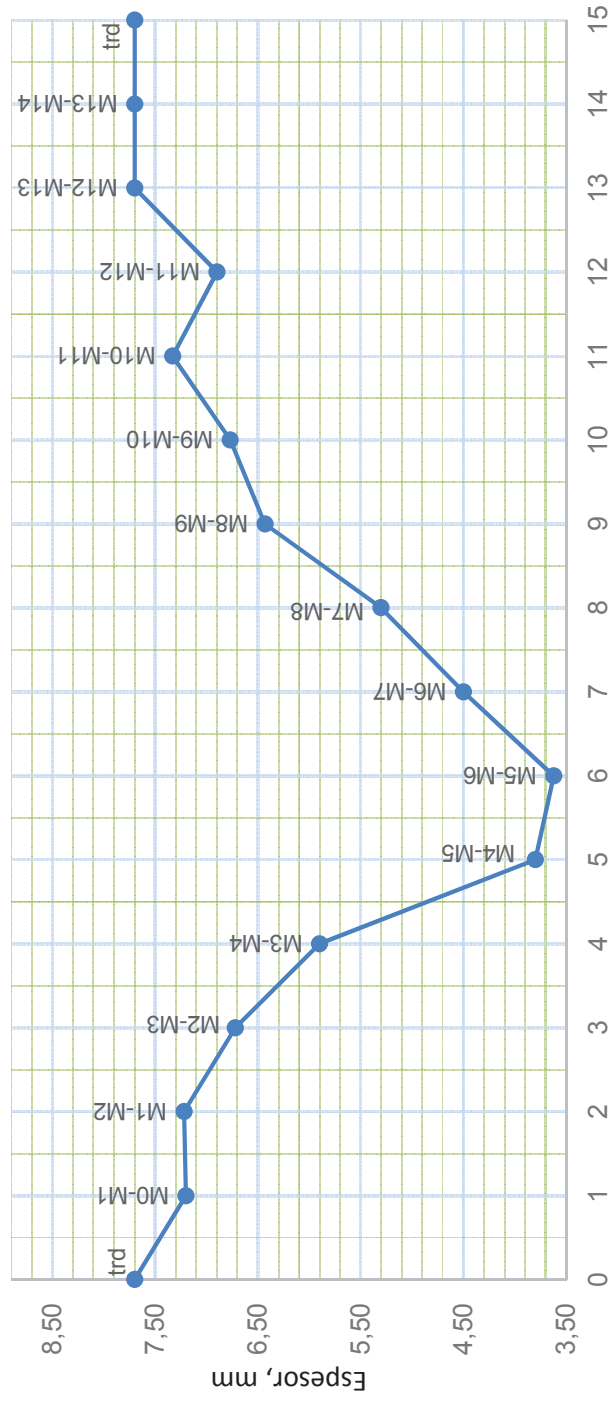


Esesor	7,70	4,12	4,50	4,26	4,46	4,60	4,19	4,20	3,98	4,15	4,05	5,76	3,90	3,62	3,80	4,50	3,68	4,13	7,70
Posición	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Grilla	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	C16-C17	trd

- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{id} = 7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.2. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 1

Esesor	Posición	Grilla
7,70	15	trd
7,70	14	M13-M14
7,70	13	M12-M13
6,90	12	M11-M12
7,33	11	M10-M11
6,77	10	M9-M10
6,43	9	M8-M9
5,30	8	M7-M8
4,50	7	M6-M7
3,62	6	M5-M6
3,80	5	M4-M5
5,90	4	M3-M4
6,72	3	M2-M3
7,22	2	M1-M2
7,20	1	M0-M1
7,70	0	trd

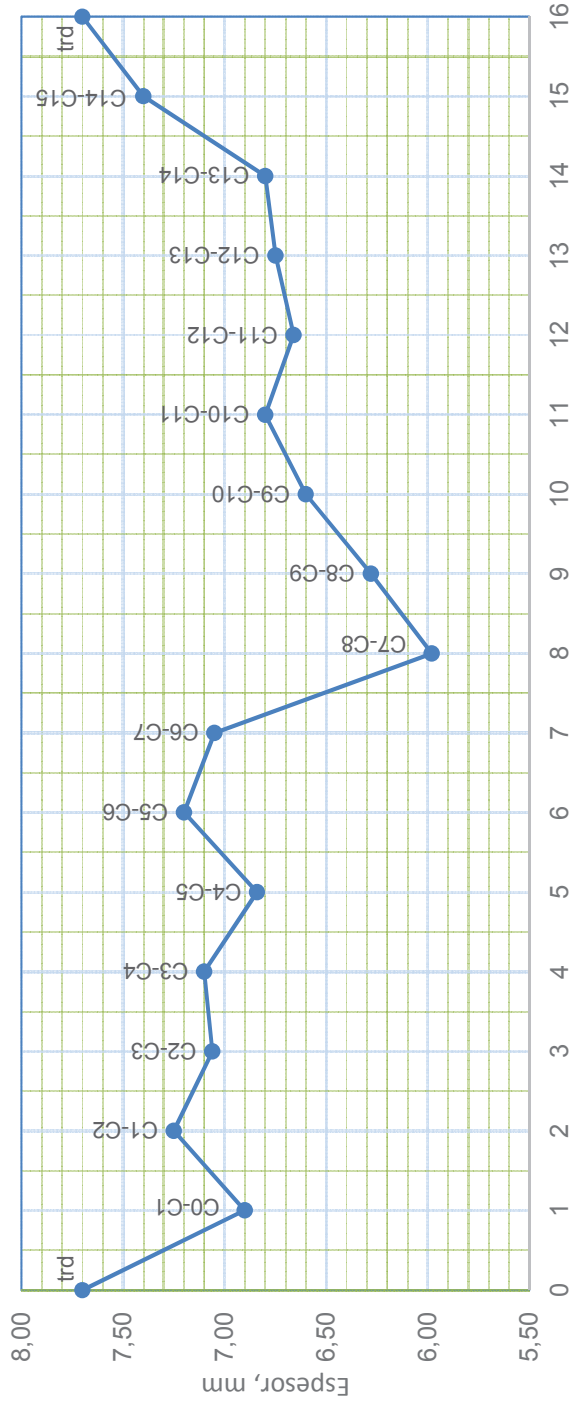


- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Esesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.3. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 1

Tabla 4.8. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 2 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	Prom.	Min.
M16-M17	7,70	7,70	7,70	7,70										7,70		7,70	7,70
M15-M16	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70		7,70	7,70	7,70	7,70		7,70				7,70	7,70
M14-M15	7,52	7,70		7,50	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70		7,70		7,70	7,70	7,66	7,50
M13-M14	7,18	7,70	7,24	7,44			7,70									7,45	7,18
M12-M13	7,11	7,60		7,55	7,43		7,50	6,76	7,35							7,33	6,76
M11-M12	6,90		7,70		7,22		7,40		6,90							7,22	6,90
M10-M11	7,15	7,25	7,20	7,31	7,70	7,20		7,05	7,20					7,25		7,26	7,05
M9-M10			7,06	7,10	7,25		7,32	5,98	6,60			6,66	7,20		7,40	6,95	5,98
M8-M9		7,54	7,08	7,19	6,84	7,23	7,22	7,12	7,30	6,80	6,80	6,75	6,75	6,80		7,05	6,75
M7-M8				7,62					6,28	7,54	7,18	7,40		7,65		7,28	6,28
M6-M7		7,46	7,40			7,36	7,32	6,95	6,80	7,70	7,70	6,70	7,60	7,20		7,29	6,70
M5-M6								7,58	7,50	7,70		7,42	7,42	7,70		7,55	7,42
M4-M5							7,05		7,26	7,20	7,30	7,52				7,27	7,05
M3-M4	7,70	7,40		7,36				7,44	7,44			7,70	7,70	7,70		7,57	7,36
M2-M3									7,70			7,70	7,70	7,70		7,70	7,70
M1-M2		7,70		7,70	7,70	7,70	7,70			7,70		7,70	7,70	7,70		7,70	7,70
M0-M1				7,70												7,70	7,70
<b>Prom.</b>	7,37	7,58	7,39	7,47	7,41	7,44	7,43	7,02	7,20	7,43	7,34	7,28	7,44	7,51	7,55	7,02	6,95
<b>Min.</b>	6,90	7,25	7,06	7,10	6,84	7,20	7,05	5,98	6,28	6,60	6,80	6,66	6,75	6,80	7,40		



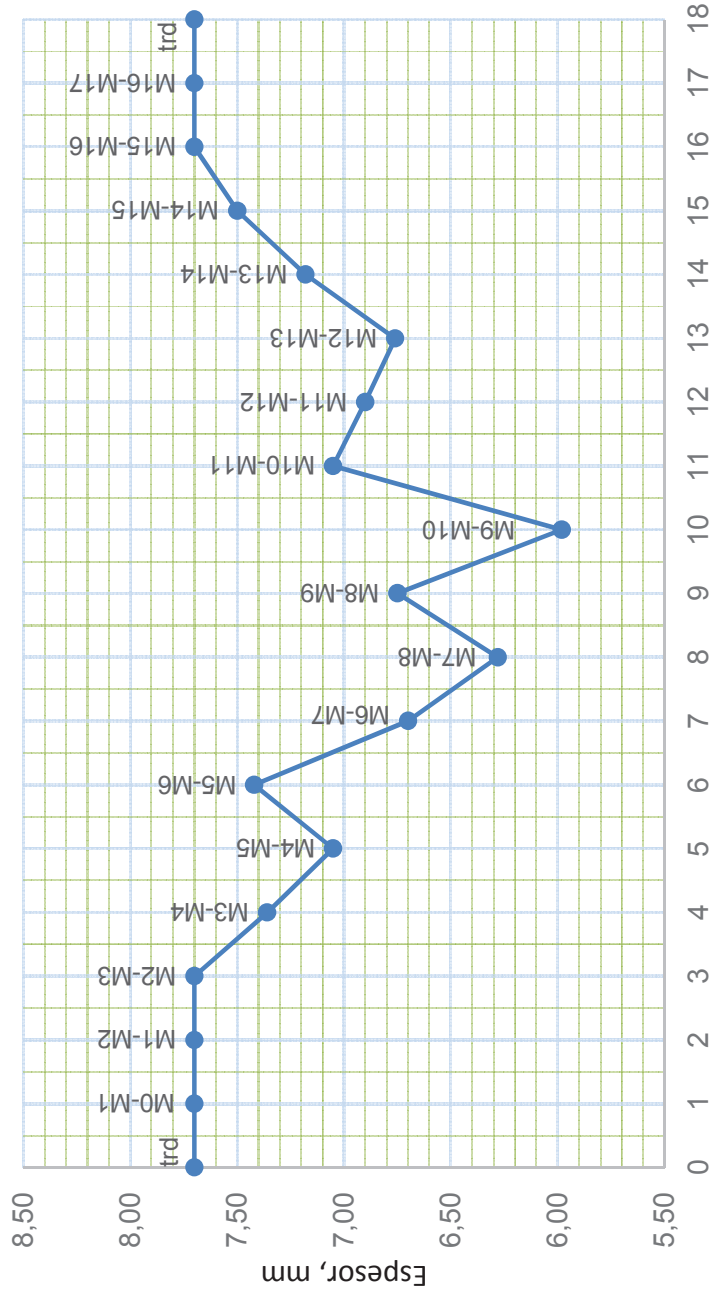
<b>Espesor</b>	7,70	6,90	7,25	7,06	7,10	6,84	7,20	7,05	5,98	6,28	6,60	6,80	6,66	6,75	6,80	7,40	7,70
<b>Posición</b>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Grilla</b>	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	trd

**Notas:**

1. Todas las dimensiones en mm.
2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{id}=7,7$  mm.
3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.4. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 2

Esesor	Posición	Grilla
7,70	18	trd
7,70	17	M16-M17
7,70	16	M15-M16
7,50	15	M14-M15
7,18	14	M13-M14
6,76	13	M12-M13
6,90	12	M11-M12
7,05	11	M10-M11
5,98	10	M9-M10
6,75	9	M8-M9
6,28	8	M7-M8
6,70	7	M6-M7
7,42	6	M5-M6
7,05	5	M4-M5
7,36	4	M3-M4
7,70	3	M2-M3
7,70	2	M1-M2
7,70	1	M0-M1
7,70	0	trd



Notas:

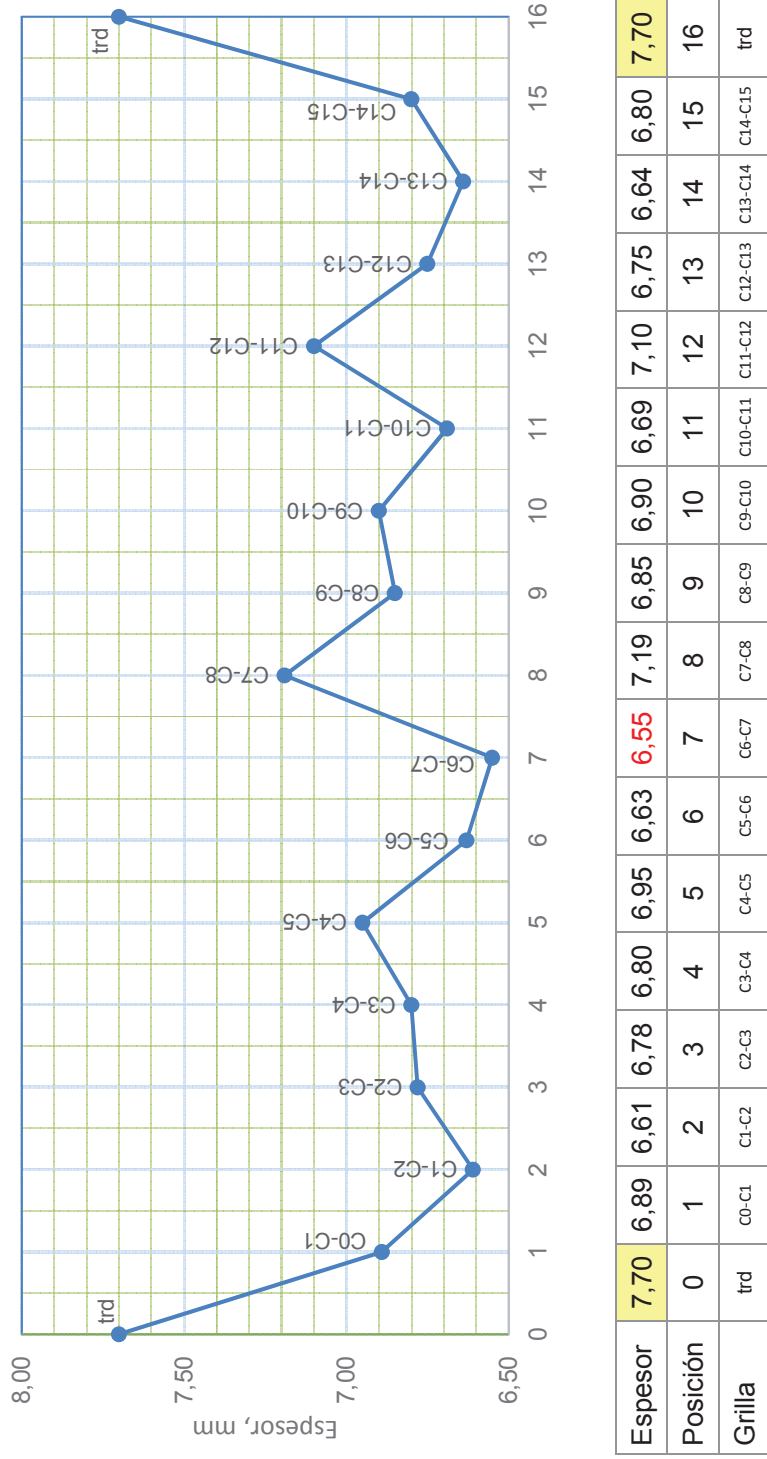
1. Todas las dimensiones en mm.
2. Esesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd} = 7,7$  mm.
3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.5. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 2



Tabla 4.9. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 4 (valores en mm)

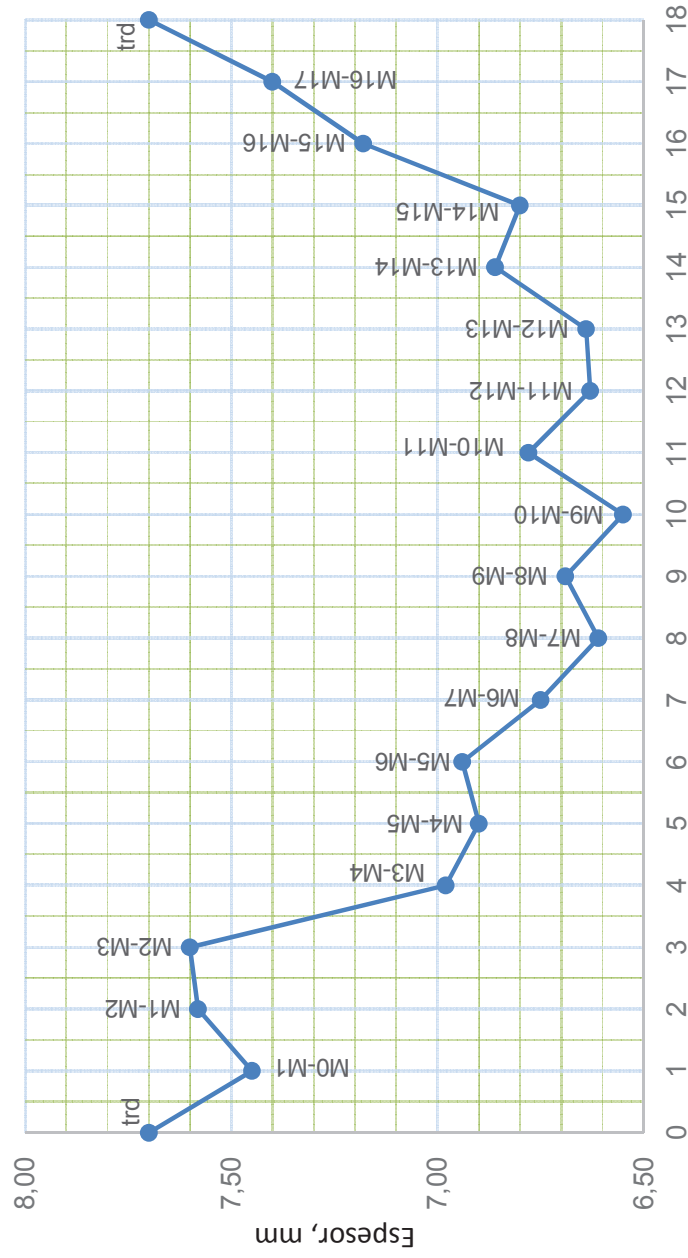
	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	Prom.	Min.
M16-M17	7,70	7,40					7,47	7,54				7,44		7,54		7,52	7,40
M15-M16	7,18				7,36					7,60		7,56				7,43	7,18
M14-M15		6,98		7,50	7,08	6,88		6,85			7,60	6,80	6,90	7,48		7,12	6,80
M13-M14				6,86	7,46	6,93	7,35	7,20		7,38		7,40		7,55		7,27	6,86
M12-M13	7,15	7,16	7,18	7,30	7,58								6,64	6,80		7,12	6,64
M11-M12	6,89		7,25			6,63	7,16	7,29	7,60		7,70	7,61				7,27	6,63
M10-M11		7,55	6,78		7,60		7,35	7,30	7,70		7,60			7,57	7,70	7,46	6,78
M9-M10		6,79		6,80		7,40	6,55	7,40	7,08	7,02					7,70	7,09	6,55
M8-M9	6,90		7,68		7,70		7,60		6,96	6,69		7,47				7,34	6,69
M7-M8	7,02	6,61		7,45	7,29	7,38	7,44	7,19	7,60	7,25	7,16	7,10	6,95	7,48	7,70	7,26	6,61
M6-M7	7,22	7,25	7,10	6,96	6,95	7,08			7,62		7,30	7,32	6,75		7,70	7,20	6,75
M5-M6				6,94				7,40		7,03				7,70		7,27	6,94
M4-M5	7,70			7,70		7,55	6,98	7,70		6,90	7,70		7,70		7,70	7,51	6,90
M3-M4							7,30		7,70	7,70		7,16	6,98	7,70		7,42	6,98
M2-M3					7,60		7,70		7,70			7,70	7,70		7,70	7,68	7,60
M1-M2								7,58								7,58	7,58
M0-M1	7,60			7,52		7,70		7,70	7,45							7,59	7,45
<b>Prom.</b>	7,26	7,11	7,20	7,23	7,41	7,30	7,19	7,50	7,42	7,34	7,29	7,44	7,26	7,36	7,56	7,11	7,09
<b>Min.</b>	6,89	6,61	6,78	6,80	6,95	6,63	6,55	7,19	6,85	6,90	6,69	7,10	6,75	6,64	6,80		



- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.6. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 4

Esesor	Posición	Grilla
7,70	18	trd
7,40	17	M16-M17
7,18	16	M15-M16
6,80	15	M14-M15
6,86	14	M13-M14
6,64	13	M12-M13
6,63	12	M11-M12
6,78	11	M10-M11
6,55	10	M9-M10
6,69	9	M8-M9
6,61	8	M7-M8
6,75	7	M6-M7
6,94	6	M5-M6
6,90	5	M4-M5
6,98	4	M3-M4
7,60	3	M2-M3
7,58	2	M1-M2
7,45	1	M0-M1
7,70	0	trd

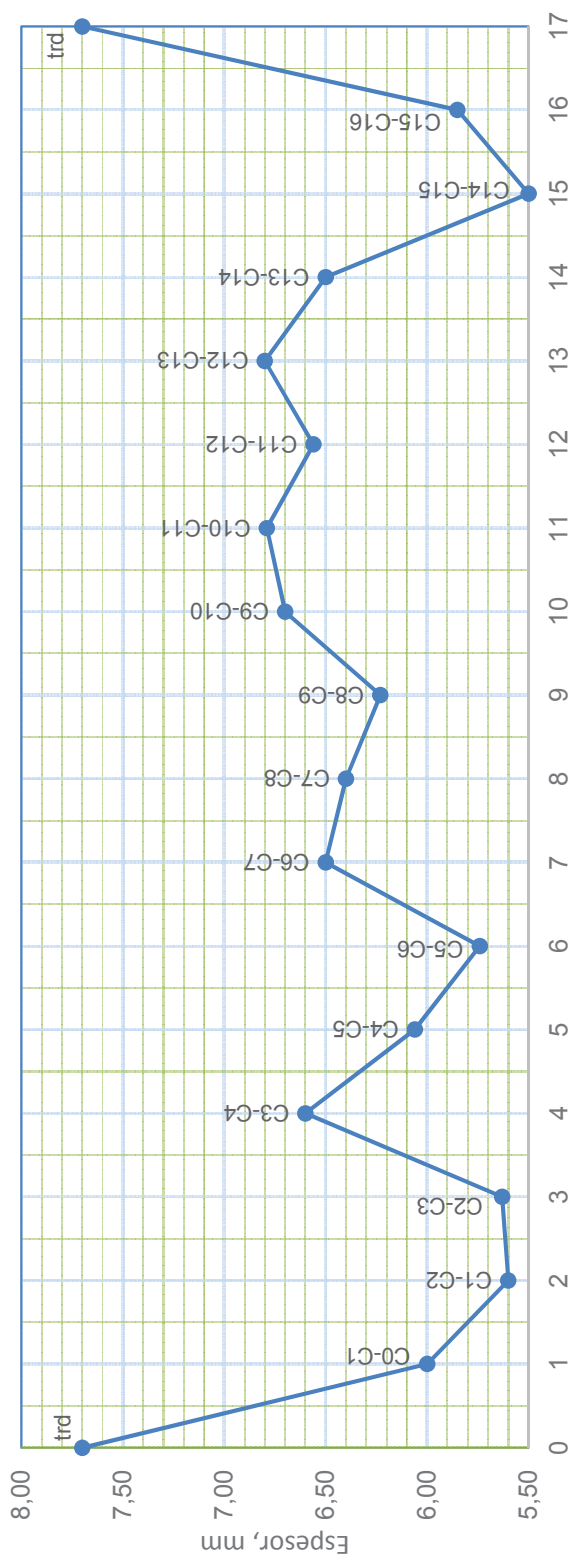


- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Esesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.7. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 4

Tabla 4.10. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 8 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	Prom.	Min.
M14-M15		7,70	7,70	7,35	7,14	6,82		7,00		6,76	6,88	6,91					7,14	6,76
M13-M14		7,70	7,70				7,10	7,10			7,10	7,10	7,15	7,15	7,35		7,35	7,10
M12-M13		7,70			7,43		7,18	7,10	7,10	7,10		7,18	7,26				7,28	7,10
M11-M12	7,70	7,70	7,70	7,30	7,34	7,29	7,03	6,85	6,93				6,92	7,23	7,35	7,29	7,31	6,85
M10-M11		7,49	7,30	7,70	7,09	7,10		6,23			6,79	6,85			6,50	7,24	7,03	6,23
M9-M10	7,37			7,15			7,31	7,02		6,90	6,88		7,31			5,85	6,97	5,85
M8-M9			7,70		7,45		6,93	7,16			7,58					6,92	7,29	6,92
M7-M8		6,94	7,26	7,08	5,88	6,50	7,21	7,28	6,70	6,70	6,85	6,56		7,50	5,50		6,79	5,50
M6-M7	6,00		5,90	6,99	6,06	5,96	6,70	6,40	6,92	6,85	6,96	6,78	6,80	6,50	6,70		6,54	5,90
M5-M6		5,60	6,50		6,73	7,45				7,70	7,62		7,58	7,35	7,50	6,26	7,03	5,60
M4-M5		6,43	6,40		7,25		7,55			7,70	7,70		7,70	7,70	7,35		7,31	6,40
M3-M4	6,45	6,05			6,16	5,74	7,10	7,10		7,50	7,35		7,39		7,42		6,80	5,74
M2-M3	6,02	6,42	5,63		6,10	6,45	6,46	7,08	7,15	7,28	7,28		7,34	6,70	7,20		6,65	5,63
M1-M2				6,60				6,84	7,22	7,22			7,38	7,45		7,70	7,20	6,60
M0-M1			6,95														6,95	6,95
<b>Prom.</b>	6,71	6,97	6,98	7,24	6,76	6,74	7,05	7,00	6,93	7,14	7,19	6,90	7,30	7,20	6,94	6,94	6,71	6,54
<b>Min.</b>	6,00	5,60	5,63	6,60	6,06	5,74	6,50	6,40	6,23	6,70	6,79	6,56	6,80	6,50	5,50	5,85		



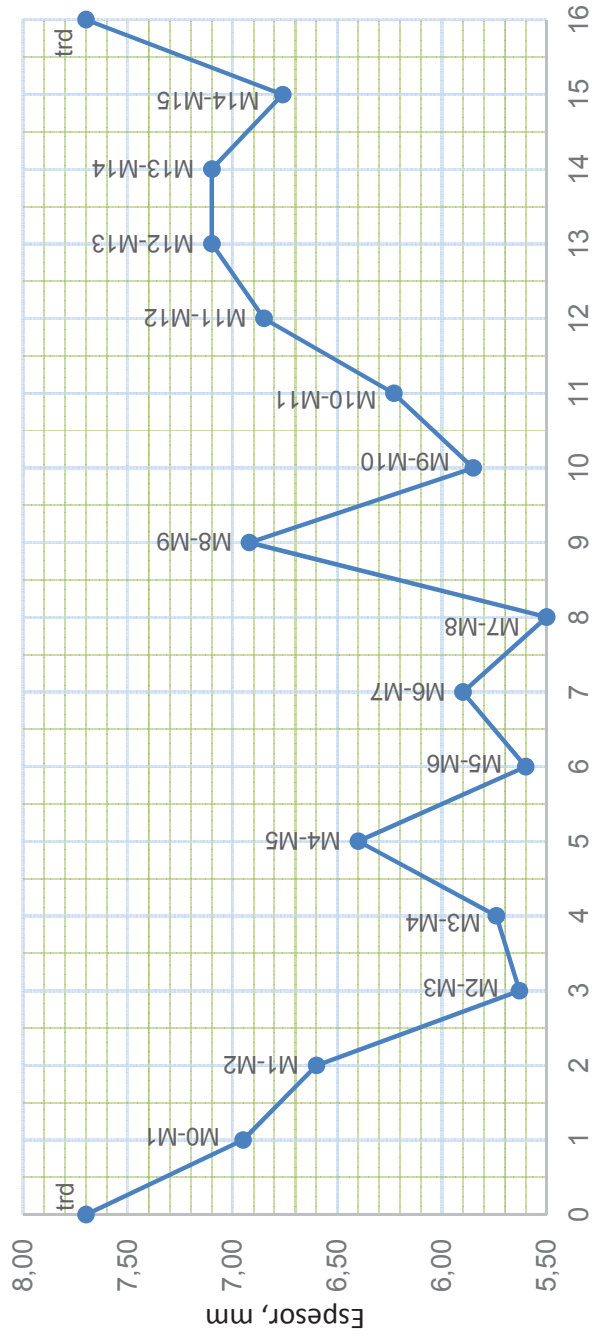
Esesor	7,70	6,00	5,60	5,63	6,60	6,06	5,74	6,50	6,40	6,23	6,70	6,79	6,56	6,80	6,50	5,85	7,70	
Posición	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Grilla	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	trd

Notas:

1. Todas las dimensiones en mm.
2. Esesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{id}=7,7$  mm.
3. CTP significa perfil de esesores crítico.

Figura 4.8. Perfil de esesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 8

Esesor	Posición	Grilla
7,70	16	trd
6,76	15	M14-M15
7,10	14	M13-M14
7,10	13	M12-M13
6,85	12	M11-M12
6,23	11	M10-M11
5,85	10	M9-M10
6,92	9	M8-M9
5,50	8	M7-M8
5,90	7	M6-M7
5,60	6	M5-M6
6,40	5	M4-M5
5,74	4	M3-M4
5,63	3	M2-M3
6,60	2	M1-M2
6,95	1	M0-M1
7,70	0	trd

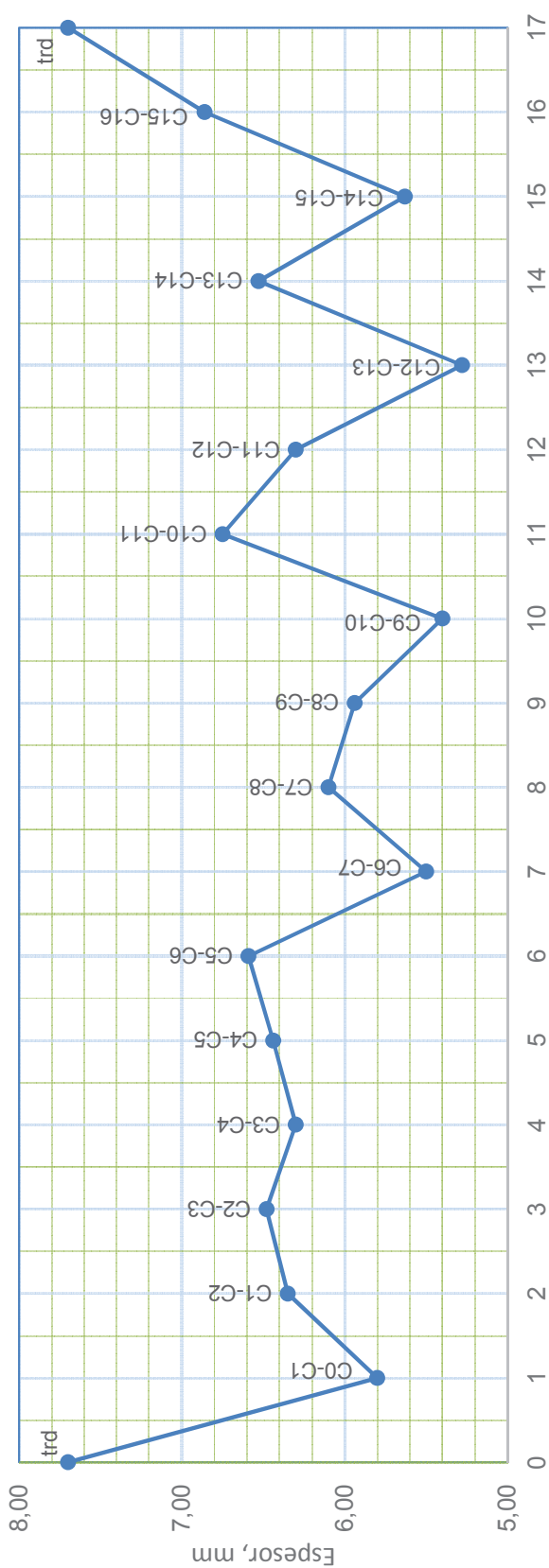


- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{ref}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.9. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 8

Tabla 4.11 Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 10 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	Prom.	Min.
M14-M15	7,70	7,42	7,13	6,98	7,13	7,52	7,70	7,70	6,70	6,89							7,26	6,70
M13-M14		7,55	7,46		7,22	7,29			6,60	7,00	7,46						7,23	6,60
M12-M13		6,52				6,88	6,74		5,40	6,75							6,46	5,40
M11-M12	6,52		7,18	7,02	6,78		6,66		6,08	6,75	6,30	7,05	6,76	6,60	7,13		6,74	6,08
M10-M11			7,09			6,67			6,23				6,70		6,86		6,71	6,23
M9-M10	7,08	6,60	7,11		7,07		6,90	6,58		6,98	6,90	7,05					6,92	6,58
M8-M9	6,55	6,98		7,13	6,65	6,59	6,52					6,90					6,76	6,52
M7-M8	6,86	6,65	6,62	6,60				6,48		6,85			7,13	7,08			6,78	6,48
M6-M7				6,30	6,76	6,70	6,60	6,35				5,28	6,66	5,63			6,29	5,28
M5-M6		6,56		7,26	7,15	7,16	7,12	7,02	7,00	6,44		6,61		6,53	6,10		6,81	6,10
M4-M5				7,30	7,50												7,40	7,30
M3-M4		6,35	6,52	7,40	7,30		7,20	7,02			6,50				6,24		6,82	6,24
M2-M3	5,80	6,40	6,48	6,60	6,52	7,33	5,50	6,10	5,94	6,50							6,32	5,50
M1-M2		7,50			7,00	7,32	6,20	6,15	6,46		7,70						6,90	6,15
M0-M1		7,32	7,40		6,44			7,30	7,45			7,70	7,70	7,60	7,40		7,37	6,44
<b>Prom.</b>	6,75	6,84	7,03	6,95	6,91	7,07	6,68	6,70	6,78	6,43	7,01	6,71	6,88	6,93	6,54	7,13	6,43	6,29
<b>Min.</b>	5,80	6,35	6,48	6,30	6,44	6,59	5,50	6,10	5,94	5,40	6,75	6,30	5,28	6,53	5,63	6,86		



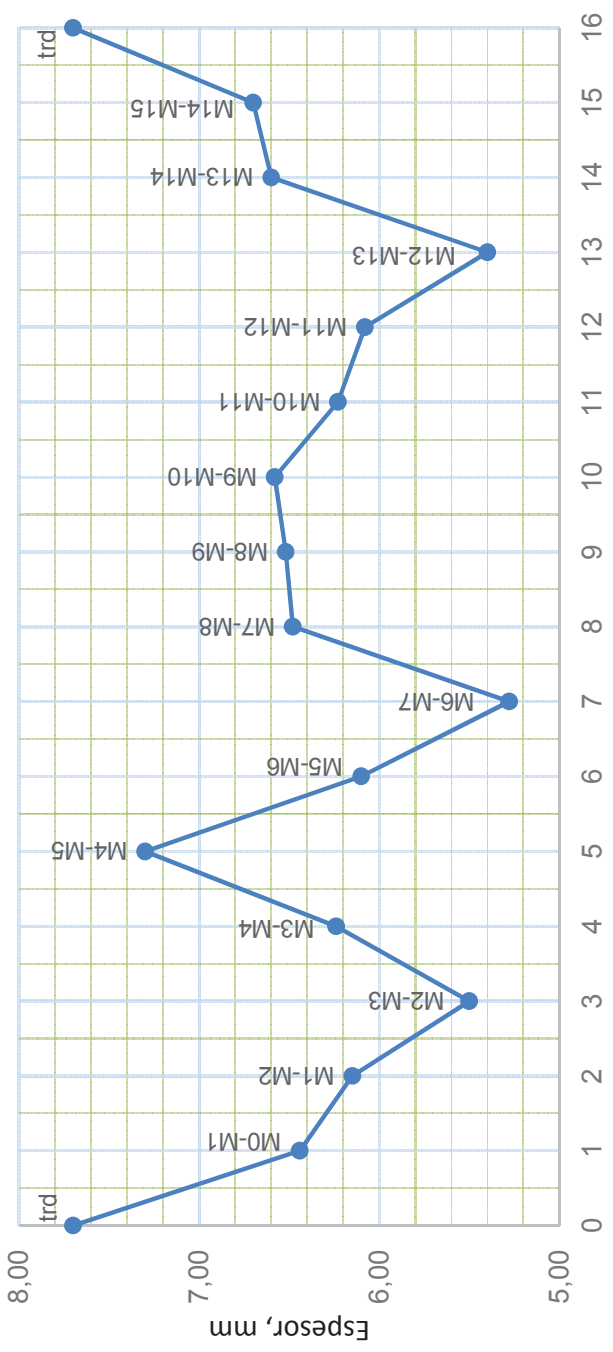
<b>Espesor</b>	7,70	5,80	6,35	6,48	6,30	6,44	6,59	5,50	6,10	5,94	5,40	6,75	6,30	5,28	6,53	6,86	7,70	
<b>Posición</b>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Grilla</b>	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	trd

- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{ref}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.10. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 10



Esesor	Posición	Grilla
7,70	16	trd
6,70	15	M14-M15
6,60	14	M13-M14
5,40	13	M12-M13
6,08	12	M11-M12
6,23	11	M10-M11
6,58	10	M9-M10
6,52	9	M8-M9
6,48	8	M7-M8
5,28	7	M6-M7
6,10	6	M5-M6
7,30	5	M4-M5
6,24	4	M3-M4
5,50	3	M2-M3
6,15	2	M1-M2
6,44	1	M0-M1
7,70	0	trd

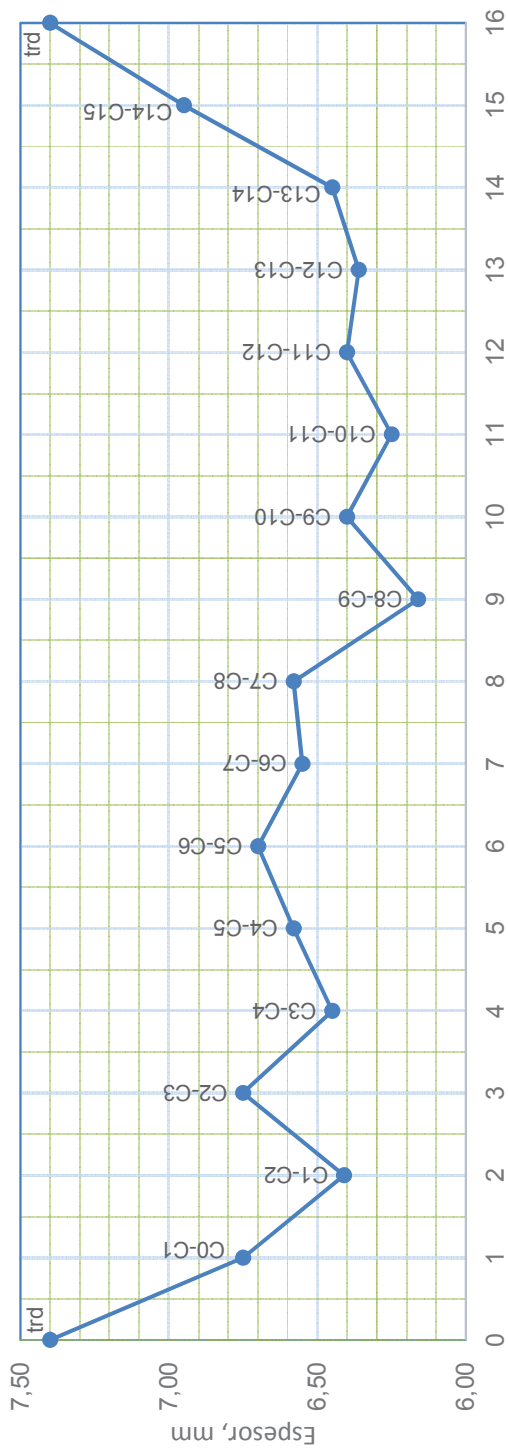


- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.1.1. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 10

Tabla 4.12. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 11 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	Prom.	Min.
M12-M13		7,00	7,10	6,45	6,80	6,76	6,77	7,18	6,75	6,40	6,86	6,67	6,96	6,92		6,82	6,40
M11-M12		7,16	7,10	7,08	6,93	6,73	7,03	6,58	6,80	6,70		6,74		6,55		6,85	6,55
M10-M11		7,15	7,10	7,06	7,02	6,90	6,86	7,16		6,73				6,97		6,99	6,73
M9-M10		7,30	7,25		7,08	7,00		6,96	7,05		6,59	7,00	7,30	7,21		7,07	6,59
M8-M9		7,07	7,07	7,00	7,22	6,97		7,30	7,07	7,05	7,22	6,96	7,28	7,26	7,40	7,14	6,96
M7-M8		7,18	7,30	7,35	6,58	7,10	7,07		7,15							7,10	6,58
M6-M7	6,95	6,41		6,91		6,77	6,96	6,97	6,85	6,75	7,02		6,65		7,20	6,86	6,41
M5-M6	6,75	6,44			6,95	6,95		6,60	6,84	6,98	6,76	6,90		7,11		6,83	6,44
M4-M5	6,89	6,92	6,92	7,15			6,91	6,92	6,56	7,40	7,04	6,93	6,85	6,45	6,95	6,91	6,45
M3-M4		6,55		7,10		6,70	6,55	7,40	7,40	7,40	7,15		6,36			6,90	6,36
M2-M3		7,06	6,75			7,10	6,86		6,91	7,01	6,25	6,40				6,79	6,25
M1-M2	7,40			7,37			6,86	7,18	6,16	6,81		6,42		6,60		6,85	6,16
M0-M1	7,40					7,09		7,20		7,40		7,20		7,30		7,24	7,09
<b>Prom.</b>	7,08	6,93	7,08	7,05	6,94	6,92	6,87	7,01	6,87	6,97	6,86	6,80	6,90	6,93	7,18	6,80	6,79
<b>Min.</b>	6,75	6,41	6,75	6,45	6,58	6,70	6,55	6,58	6,16	6,40	6,25	6,40	6,36	6,45	6,95		

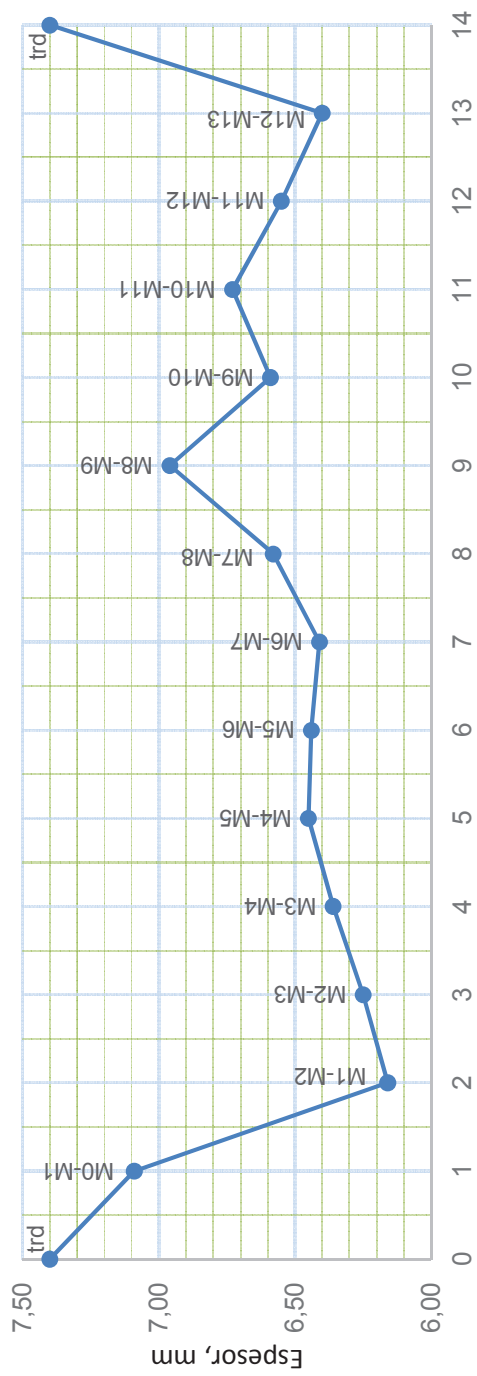


Espeor	7,40	6,75	6,41	6,75	6,45	6,58	6,70	6,55	6,58	6,16	6,40	6,25	6,40	6,36	6,45	6,95	7,40
Posición	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Grilla	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	trd

- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,4$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.12. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo Nº 11

Espesor	Posición	Grilla
7,40	14	trd
6,40	13	M12-M13
6,55	12	M11-M12
6,73	11	M10-M11
6,59	10	M9-M10
6,96	9	M8-M9
6,58	8	M7-M8
6,41	7	M6-M7
6,44	6	M5-M6
6,45	5	M4-M5
6,36	4	M3-M4
6,25	3	M2-M3
6,16	2	M1-M2
7,09	1	M0-M1
7,40	0	trd



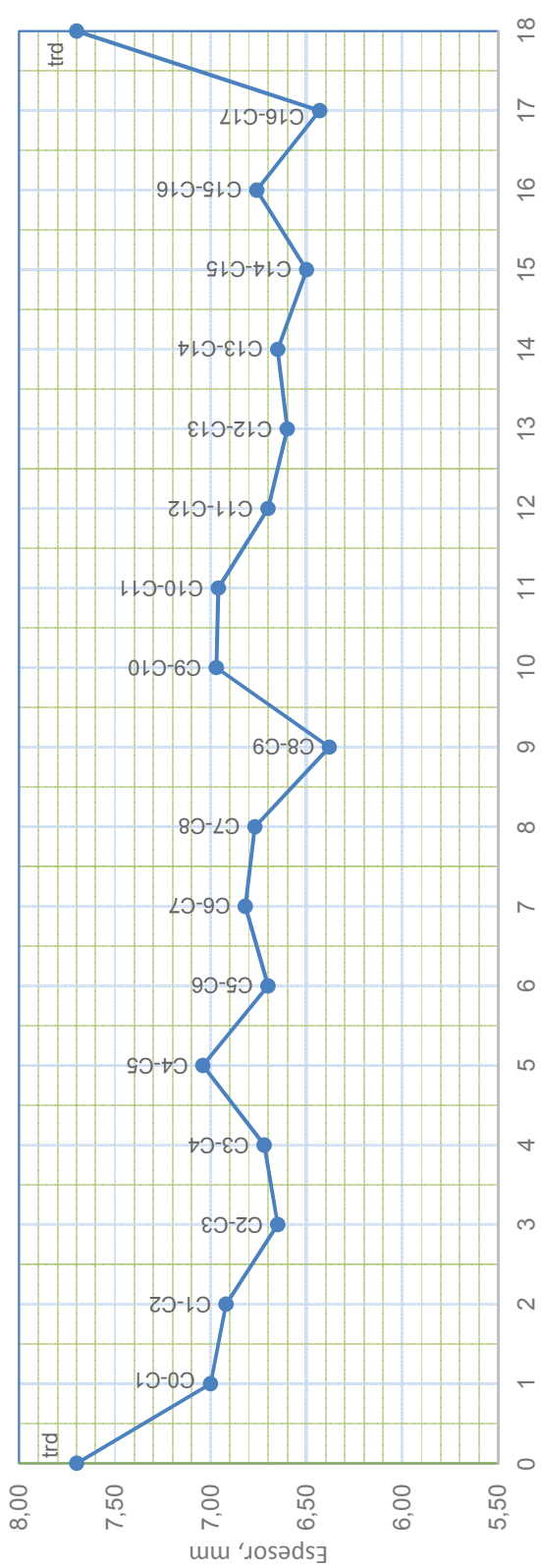
Notas:

1. Todas las dimensiones en mm.
2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,4$  mm.
3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.13. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 11

Tabla 4.13. Matriz de espesores medidos en la probeta del tramo N° 16 (valores en mm)

	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	C16-C17	Prom.	Min.	
M15-M16	7,50						7,45	7,65	7,70	7,43		7,17	7,58	7,70				7,52	7,17	
M14-M15	7,26	7,03	7,19	7,17	7,17	7,70	7,70	7,52	7,40	7,43	7,34	7,08	7,10	7,14	7,10	7,14	7,45	7,30	7,03	
M13-M14	7,22	7,13	6,72	7,25	7,44	7,45	7,45	7,14	7,24	7,12	7,12	6,97	7,36	7,50	7,01	7,04		7,19	6,72	
M12-M13	7,30	7,39										7,00		6,50	6,78	6,97		6,99	6,50	
M11-M12		7,43	6,99	7,26	7,04	7,12	7,12		7,45				6,67		7,13	7,19		7,15	6,67	
M10-M11		7,35	7,48	7,22	6,70	7,54	7,27			7,53	7,53		6,91	7,00	6,85	7,50		7,21	6,70	
M9-M10		7,12	6,65	6,90	6,80	6,86		7,03	6,96	6,89	6,89		7,55	7,15				6,99	6,65	
M8-M9			6,90	6,90														6,90	6,90	
M7-M8	7,00	6,92	7,37			7,50		7,27	7,28	7,70	6,70	6,60	6,73	7,02	7,23	6,82		7,09	6,60	
M6-M7		7,55	7,45	7,51	7,04	7,15	7,08	7,26	7,38			6,91	6,66	7,10	7,09	6,43		7,12	6,43	
M5-M6								7,25		7,22		6,76	6,91			6,70		6,97	6,70	
M4-M5			7,11	7,25	7,29													7,22	7,11	
M3-M4	7,16	7,16		7,19		7,15	6,82	6,77	6,38	7,03		6,76	6,99				7,09	6,95	6,38	
M2-M3	7,00		6,93	7,25	7,50	7,22	7,43	7,35	6,97	7,09	7,45		7,36	7,42	7,33	7,02		7,24	6,93	
M1-M2								7,23		7,07	7,14		6,65	7,43	6,76	6,53		7,03	6,53	
M0-M1													6,79	6,81	7,02			6,87	6,79	
<b>Prom.</b>	7,21	7,23	7,11	7,14	7,21	7,15	7,17	7,35	7,21	7,26	7,28	7,17	6,91	7,01	7,16	7,03	6,98	6,91	6,87	
<b>Min.</b>	7,00	6,92	6,65	6,72	7,04	6,70	6,82	6,77	6,38	6,97	6,96	6,70	6,60	6,65	6,50	6,76	6,43			

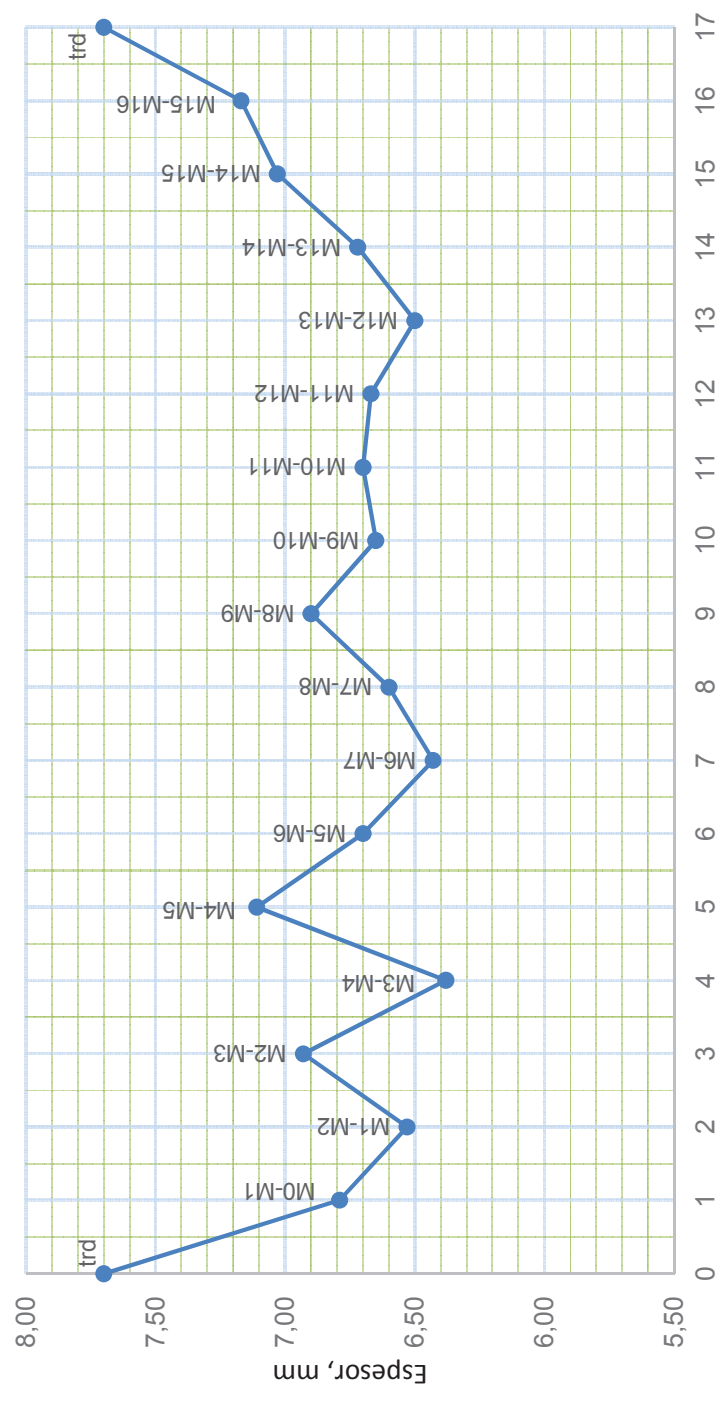


<b>Espesor</b>	7,70	7,00	6,92	6,65	6,72	7,04	6,70	6,82	6,77	6,38	6,97	6,96	6,70	6,60	6,65	6,50	6,76	6,43	7,70
<b>Posición</b>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Grilla</b>	trd	C0-C1	C1-C2	C2-C3	C3-C4	C4-C5	C5-C6	C6-C7	C7-C8	C8-C9	C9-C10	C10-C11	C11-C12	C12-C13	C13-C14	C14-C15	C15-C16	C16-C17	trd

- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{rd}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores críticos.

Figura 4.14. Perfil de espesores crítico en dirección longitudinal para la probeta del tramo N° 16

Esesor	Posición	Grilla
7,70	17	trd
7,17	16	M15-M16
7,03	15	M14-M15
6,72	14	M13-M14
6,50	13	M12-M13
6,67	12	M11-M12
6,70	11	M10-M11
6,65	10	M9-M10
6,90	9	M8-M9
6,60	8	M7-M8
6,43	7	M6-M7
6,70	6	M5-M6
7,11	5	M4-M5
6,38	4	M3-M4
6,93	3	M2-M3
6,53	2	M1-M2
6,79	1	M0-M1
7,70	0	trd



- Notas:
1. Todas las dimensiones en mm.
  2. Espesor uniforme lejos del área de corrosión;  $t_{id}=7,7$  mm.
  3. CTP significa perfil de espesores crítico.

Figura 4.15. Perfil de espesores crítico en dirección circunferencial para la probeta del tramo N° 16

Tabla 4.14. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 1

Número del Par	Ubicación		Profundidad - FCA mm			Diámetro mm			Distancia Pk mm	Ángulo $\theta_k$ grados	RSFk
	Fila	Columna	W <sub>i</sub> ,k	W <sub>j</sub> ,k	Wprom,k	d <sub>i</sub> ,k	d <sub>j</sub> ,k	dprom,k			
1	M4-M5	C0-C1	2,12	1,34	1,73	13,00	14,20	13,60	14,50	0	0,74
2	M4-M5	C16-C17	2,11	1,54	1,83	21,70	11,80	16,75	17,70	0	0,72
3	M5-M6	C15-C16	2,56	0,98	1,77	15,30	10,00	12,65	10,00	80	0,85
4	M4-M5	C13-C14	2,44	2,16	2,30	11,80	9,70	10,75	12,50	28	0,68
5	M5-M6	C12-C13	2,62	1,94	2,28	12,20	10,01	11,11	12,00	75	0,68
6	M5-M6	C11-C12	2,34	2,24	2,29	13,50	12,90	13,20	9,70	60	0,81
7	M5-M6	C9-C10	2,19	1,99	2,09	9,20	10,20	9,70	9,10	0	0,69
8	M5-M6	C8-C9	2,09	1,76	1,93	8,80	10,10	9,45	9,80	10	0,70
9	M5-M6	C7-C8	2,26	1,59	1,93	11,20	11,50	11,35	7,30	62	0,92
10	M5-M6	C6-C7	2,04	1,44	1,74	12,10	10,60	11,35	11,90	75	0,74
RSFpit											<b>0,755</b>

Notas:

1. Considerando que las probetas son mayor a 50 cm, entonces  $\lambda > 20$ , por lo tanto, considerar Mt = 24,027.
2. Tubería evaluada nivel II parte 6 y nivel II parte 5.



Tabla 4.15. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 2

Número del Par	Ubicación		Profundidad - FCA mm			Diámetro mm			Distancia Pk mm	Ángulo $\theta_k$ grados	RSFk
	Fila	Columna	Wi,k	Wj,k	Wprom,k	di,k	dj,k	dprom,k			
1	M8-M9	C14-C15	-0,56	-0,31		4,90	6,40	5,65	5,60	15	
2	M6-M7	C11-C12	-0,46	-1,11		7,50	8,40	7,95	9,00	0	
3	M8-M9	C12-C13	-0,51	-0,58		7,40	7,70	7,55	8,00	75	
4	M9-M10	C11-C12	-0,42	-0,31		5,40	6,13	5,77	10,30	90	
5	M8-M9	C10-C11	-0,56	-0,76		7,00	10,00	8,50	8,40	70	
6	M9-M10	C9-C10	-0,36	-0,59		6,30	6,20	6,25	10,60	80	
7	M9-M10	C7-C8	0,26	-0,41		13,10	14,40	13,75	30,00	80	
8	M8-M9	C6-C7	-0,98	-1,04		12,70	13,00	12,85	10,00	90	
9	M6-M7	C7-C8	-0,71	-1,01		6,30	6,50	6,40	8,60	54	
10	M7-M8	C8-C9	-0,04	-0,56		8,70	8,00	8,35	10,90	15	

Notas:

1. Corrosión generalizada.

Tabla 4.16. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 4

Número del Par	Ubicación		Profundidad - FCA mm			Diámetro mm			Distancia Pk mm	Ángulo $\theta_k$ grados	RSFk
	Fila	Columna	Wj,k	Wj,k	Wprom,k	di,k	dj,k	dprom,k			
1	M9-M10	C6-C7	1,12	1,15	1,14	6,20	7,20	6,70	6,20	72	
2	M11-M12	C5-C6	1,07	1,07	1,07	4,50	5,50	5,00	6,50	55	
3	M7-M8	C1-C2	1,09	1,07	1,08	8,70	6,70	7,70	9,10	35	
4	M7-M8	C0-C1	0,68	0,30	0,49	4,80	3,30	4,05	5,40	25	
5	M9-M10	C3-C4	0,90	0,79	0,85	4,80	6,60	5,70	6,70	30	
6	M13-M14	C3-C4	0,84	0,79	0,82	5,00	7,60	6,30	6,10	4	
7	M12-M13	C13-C14	0,88	1,06	0,97	6,00	8,90	7,45	9,20	0	
8	M12-M13	C14-C15	0,90	1,07	0,99	7,70	4,90	6,30	6,70	30	
9	M8-M9	C9-C10	0,74	1,01	0,88	5,50	8,50	7,00	9,10	50	
10	M6-M7	C12-C13	0,90	0,95	0,93	5,80	4,70	5,25	4,90	10	

Notas:

1. Corrosión generalizada.

Tabla 4.17. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 8

Número del Par	Ubicación		Profundidad - FCA mm			Diámetro mm			Distancia Pk mm	Ángulo $\theta_k$ grados	RSFk
	Fila	Columna	Wi,k	Wj,k	Wprom,k	di,k	dj,k	dprom,k			
1	M3-M4	C5-C6	0,40	0,94	0,67	3,20	3,60	3,40	7,40	15	0,95
2	M2-M3	C2-C3	0,61	0,69	0,65	4,90	3,50	4,20	6,60	35	0,94
3	M5-M6	C1-C2	0,64	0,19	0,42	7,90	6,50	7,20	5,50	20	0,95
4	M6-M7	C0-C1	0,24	0,36	0,30	9,60	7,80	8,70	21,00	40	0,98
5	M6-M7	C4-C5	0,18	0,00	0,09	11,30	10,80	11,05	8,70	64	0,99
6	M7-M8	C6-C7	-0,26	0,31		7,40	21,50	14,45	8,50	10	
7	M10-M11	C8-C9	0,01	0,44	0,23	13,10	18,60	15,85	16,40	0	0,97
8	M7-M8	C9-C10	-0,46	-0,88		9,50	4,50	7,00	8,60	75	
9	M7-M8	C11-C12	-0,32	-0,14		10,80	11,90	11,35	10,40	20	
10	M7-M8	C14-C15	0,74	0,04	0,39	10,00	6,50	8,25	12,10	57	0,96
										RSFpit	0,963

Notas:

1. Considerando que las probetas son mayor a 50 cm, entonces  $\lambda > 20$ , por lo tanto, considerar  $Mt = 24,027$ .
2. Tubería evaluada nivel II parte 6 y nivel II parte 5.

Tabla 4.18. Ubicación y dimensiones de las picaduras para la probeta del tramo N° 10

Número del Par	Ubicación		Profundidad - FCA mm			Diámetro mm			Distancia Pk mm	Ángulo $\theta_k$ grados	RSFk
	Fila	Columna	Wi,k	Wj,k	Wprom,k	di,k	dj,k	dprom,k			
1	M12-M13	C9-C10	0,84	-0,36		10,40	5,50	7,95	11,60	90	
2	M0-M1	C4-C5	-0,20	0,09		9,50	5,10	7,30	8,10	0	
3	M3-M4	C1-C2	-0,70	-0,51		10,90	6,10	8,50	11,40	30	
4	M6-M7	C14-C15	0,61	-0,24		8,90	5,90	7,40	8,30	90	
5	M6-M7	C12-C13	0,96	0,44	0,70	15,10	10,00	12,55	18,80	20	0,93
6	M3-M4	C11-C12	-0,26	-0,61		22,00	8,40	15,20	15,21	0	
7	M2-M3	C6-C7	0,74	0,22	0,48	34,00	10,90	22,45	16,80	20	0,95
8	M2-M3	C0-C1	0,44	0,00	0,22	36,30	16,70	26,50	18,70	0	0,98
9	M6-M7	C3-C4	0,00	0,39	0,20	23,50	22,50	23,00	28,70	35	0,98
10	M1-M2	C7-C8	0,09	0	0,05	14,2	9,8	12,00	14,7	0	0,99
											0,965

Notas:

1. Considerando que las probetas son de 50 cm, entonces  $\lambda > 20$ , por lo tanto, considerar  $Mt = 24,027$ .
2. Tubería evaluada nivel II parte 6 y nivel II parte 5.

## 4.5 EJEMPLOS DE CÁLCULO PARA VALORAR LA CAPACIDAD DE SERVICIO DE LOS TRAMOS DE TUBERÍA REEMPLAZADOS

Los parámetros utilizados para valorar la capacidad de servicio de la tubería se detallan en la Tabla 4.19.

Tabla 4.19. Nomenclatura y valores utilizados en la valoración

Parámetro	Nombre	Valor Sistema Internacional	Valor Sistema Americano
$S_y$	Resistencia a la fluencia	289571,43 KPa	42000 psi
E	Eficiencia de la junta soldada	1	1
d	Diámetro interno	154,10 mm	6,06 in
$RSF_a$	Factor de resistencia admisible	0,9	0,9
$\Delta T$	Intervalo de temperatura del medio ambiente	15 – 45 °C	59 -113 °F
	Material especificación	API 5L X42	API 5L X42
$t_{nom}$	Espesor de pared nominal	7,1 mm	0,28 in
$D_o$	Diámetro externo	168,3 mm	6,625 in
	Estándar que gobierna el diseño del oleoducto	ASME B31.4	

### 4.5.1 CÁLCULO PARA EL TRAMO N° 16 (TUBO 1182)

#### 4.5.1.1 Datos, información inicial e hipótesis

1. Mecanismo de daño: corrosión generalizada.
2. Presión interna en diferentes puntos: ver Tabla 3.3
3. Tamaño de la falla: ver Tabla 3.4.
4. Condición de los alrededores: ver Tabla 3.4.
5. Información de la Inspección: ver Anexo B.
6. Perfil de espesor crítico CTP: ver Tabla 4.13 y Figuras 4.14 y 4.15.
7. Cálculo basado en el espesor  $t_c$ .
8. Valoración realizada utilizando el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.

### 9. Hipótesis:

- La evaluación es realizada con respecto a la presión interna, esta variable gobierna el modo de falla. Cargas externas no son consideradas.
- El cálculo es para tubería recta.
- Los valores encontrados con este método propuesto provee excelentes resultados para tubos enterrados o sobre la superficie del suelo; en cambio para tubería aérea no sería aconsejable debido a que poseen altas cargas muertas y vivas.
- El análisis no considera la propagación de fallas en dirección circunferencial producto de altos esfuerzos longitudinales de tensión y/o compresión.

#### 4.5.1.2 Procedimiento de cálculo

##### a. Espesor $t_c$ :

Ecuación 4.6

$$t_c = t_{rd} - FCA$$

$$t_c = 7,7 - 1,46$$

$$t_c = 6,24 \text{ mm}$$

##### b. Presión $P_{tc}$ para el espesor $t_c$ (ASME B31.4, 2006, p. 13):

Ecuación 4.7

$$P_{tc} = \frac{2 \cdot t_c \cdot F \cdot E \cdot S_y}{D_o}$$

$$P_{tc} = \frac{2 \cdot 6,24 \cdot 1 \cdot 0,72 \cdot 289571,43}{168,3}$$

$$P_{tc} = 15460,33 \text{ KPa}$$

$$P_{tc} = 2242,39 \text{ psi}$$

Donde:

$t_c$ , [mm];  $S_y$ , [KPa];  $D_o$ , [mm]

c. Razón de espesor remanente:

Ecuación 4.8

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c}$$

$$R_t = \frac{6,38 - 1,46}{6,24} = 0,788$$

Donde:

$t_{mm}$ , [mm]; FCA, [mm];  $t_c$ , [mm]

d. Longitud para espesor promedio:

Ecuación 4.9

$$L = Q_L \cdot \sqrt{d \cdot t_c}$$

El valor de  $Q_L$  se encuentra utilizando la Tabla 4.5 del estándar API 579-1.

$$L = 1,553 \cdot \sqrt{154,10 \cdot 6,24} = 48,15 \text{ mm}$$

Donde:

$d$ , [mm];  $t_c$ , [mm]

e. Valoración para la región donde actúa los esfuerzos circunferenciales:

Nivel I utilizando espesores:

Ecuación 4.10

$$t_{am}^s - FCA \geq t_{min}^c$$

$$6,91 - 1,46 \geq 3,06$$

$$5,45 \geq 3,06 \text{ mm}$$

Donde:

$t_{am}^s$ , [mm];  $t_{min}^c$ , [mm]; FCA, [mm]

Se conoce que el espesor mínimo para 1100 psi es  $t_{\min}^c = 3,06$  mm.

Nivel II utilizando espesores:

Ecuación 4.11

$$t_{\text{am}}^s - \text{FCA} \geq t_{\min}^c \cdot \text{RSFa}$$

$$5,45 \geq 3,06 \cdot 0,9$$

$$5,45 \geq 2,7 \text{ mm}$$

Nivel I utilizando MAOP:

Ecuación 4.12

$$P_r^c = \frac{2 \cdot (t_{\text{am}}^s - \text{FCA}) \cdot F \cdot E \cdot S_y}{D_o}$$

$$P_r^c = \frac{2 \cdot (6,91 - 1,46) \cdot 1 \cdot 0,72 \cdot 289571,43}{168,3}$$

$$P_r^c = 13503,01 \text{ KPa}$$

$$P_r^c = 1958,50 \text{ psi}$$

$$P_r^c \geq \text{MAOP}$$

$$1958,50 \geq 1100 \text{ psi}$$

Donde:

$t_{\text{am}}^s$ , [mm];  $S_y$ , [KPa];  $D_o$ , [mm];  $\text{FCA}$ , [mm]

Nivel II utilizando MAOP:

Ecuación 4.13

$$P_r^c = \frac{2 \cdot \left( \frac{t_{\text{am}}^s - \text{FCA}}{\text{RSFa}} \right) \cdot F \cdot E \cdot S_y}{D_o}$$



$$P_r^c = \frac{2 \cdot \left( \frac{6,91 - 1,46}{0,9} \right) \cdot 1 \cdot 0,72 \cdot 289571,43}{168,30}$$

$$P_r^c = 15003,32 \text{ KPa}$$

$$P_r^c = 2176,11 \text{ psi}$$

$$P_r^c \geq \text{MAOP}$$

$$2176,11 \geq 1100 \text{ psi}$$

Donde:

$t_{am}^s$ , [mm];  $S_y$ , [KPa];  $D_o$ , [mm];  $FCA$ , [mm]

Este trabajo no utiliza la abreviatura MAWP para indicar la presión resultante, se escoge en reemplazo los términos  $P_{tc}$  y  $P_r$  debido a que el espesor de la tubería está sobredimensionado.<sup>3</sup>

#### 4.5.1.3 Vida remanente

Ecuación 4.14

$$R_{life} = \frac{t_{am} - K \cdot t_{min}}{C_{rate}}$$

Si:  $K = 1$  para nivel I

$$R_{life} = \frac{6,91 - 1 \cdot 3,06}{0,292} = 13,19 \text{ años}$$

Donde:

$t_{am}$ , [mm];  $t_{min}$ , [mm];  $C_{rate}$ , [mm / año];  $R_{life}$ , [año]

---

<sup>3</sup> MAOP se refiere a la presión de diseño que soporta la tubería. API 579-1/ ASME FFS-1 2007 utiliza MAWP para referirse a MAOP.

## 4.5.2 CÁLCULO PARA EL TRAMO N° 1 (TUBO 182)

### 4.5.2.1 Datos, información inicial e hipótesis

1. Mecanismo de daño: corrosión localizada con picadura
2. Presión interna en diferentes puntos: ver Tabla 3.3
3. Tamaño de la falla es igual al largo de probeta: ver Tabla 3.4.
4. Condición de los alrededores: ver Tabla 3.4.
5. Información de la Inspección: ver Anexo B.
6. Perfil de espesor crítico CTP: ver Tabla 4.7 y Figuras 4.2 y 4.3.
7. La evaluación nivel I para tubos con picadura recomienda detener el progreso de la picadura.
8. Valoración realizada utilizando el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007
9. Hipótesis:
  - La evaluación es realizada con respecto a la presión interna, esta variable gobierna el modo de falla. Cargas externas no son consideradas.
  - El cálculo es para tubería recta.
  - Los valores encontrados con este método propuesto provee excelentes resultados para tubos enterrados o sobre la superficie del suelo; en cambio para tubería aérea no sería aconsejable debido a que poseen altas cargas muertas y vivas.
  - El análisis no considera la propagación de fallas en dirección circunferencial producto de altos esfuerzos longitudinales de tensión y/o compresión.
  - Se utilizará la tasa de corrosión de  $PPR_{\text{pit-dept}} = 1.11$  mm/año en este ejercicio.

### 4.5.2.2 Procedimiento de cálculo

- a. Cálculo basado en el espesor  $t_c$ :

Ecuación 4.15

$$t_c = t_{rd} - FCA$$

$$t_c = 7,7 - 1,46$$

$$t_c = 6,24 \text{ mm}$$

b. Razón de espesor remanente:

$W_{\max}$ , profundidad de la picadura ver Tabla 4.7.

$$W_{\max} = 7,7 - 3,62 = 4,08 \text{ mm}$$

Ecuación 4.16

$$R_{wt} = \frac{t_{rd} + FCA - W_{\max}}{t_c}$$

$$R_{wt} = \frac{6,24 + 1,46 - 4,08}{6,24} = 0,58$$

Donde:

$t_{rd}$ , [mm];  $t_c$ , [mm];  $W_{\max}$ , [mm]; FCA, [mm]

c. Valoración para la región donde actúa los esfuerzos circunferenciales:

De la Figura 6.10 del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 se tiene RSF = 0,76. Picadura grado 8.

Valoración nivel I:

$$RSF \leq RSF_a$$

$$P_{re} = MAOP \cdot \left( \frac{RSF}{RSF_a} \right)$$

$$P_{re} = 15460,33 \cdot \left( \frac{0,76}{0,90} \right)$$

$$P_{re} = 13055,39 \text{ KPa}$$

$$P_{re} = 1893,57 \text{ psi}$$

Donde:

MAOP, [KPa]

Si la picadura posee mayor densidad que la mostrada en la Figura 6.10 del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007, entonces  $R_{wt} = \text{RSF} = 0,58$ .

$$P_{re} = 1447,68 \text{ psi}$$

Valoración nivel II:

Ecuación 4.17

$$\text{RSF}_k = 1 - \frac{W_{\text{avg},k}}{t_c} \cdot (1 - E_{\text{avg},k})$$

Los parámetros  $W_{\text{avg},k}$  y  $E_{\text{avg},k}$  son calculados utilizando los valores de la Tabla 4.14.

$$\text{RSF}_k = 0,74$$

$$\text{RSF}_{\text{pit}} = 0,75$$

Ecuación 4.18

$$t_{\text{mm}} = t_{\text{eq}} = \text{RSF}_{\text{pit}} \cdot t_c$$

$$t_{\text{mm}} = t_{\text{eq}} = 0,755 \cdot 6,24$$

$$t_{\text{mm}} = t_{\text{eq}} = 4,71 \text{ mm}$$

Donde:

$W_{\text{avg},k}$ , [mm];  $t_c$ , [mm];  $t_{\text{mm}}$ , [mm];  $t_{\text{eq}}$ , [mm]

Es necesario utilizar la parte 5 nivel II del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.<sup>4</sup>

Ecuación 4.19

$$\text{RSF} = \frac{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)}{1 - \frac{1}{M_t} \cdot \left(\frac{A}{A_0}\right)}$$

<sup>4</sup> Para evaluar RSF se utiliza el criterio de espesor equivalente de la parte 6 del estándar API 579-1/ASME FFS-1 2007.

Se considera  $A = A^i$  y  $A_0 = A_0^i$

$$RSF = \frac{1 - \left( \frac{788,53}{3213,60} \right)}{1 - \frac{1}{24,027} \cdot \left( \frac{788,53}{3213,60} \right)}$$

$$RSF = 0,762$$

$$RSF < RSF_a$$

Donde:

A, [mm<sup>2</sup>]; A<sub>o</sub>, [mm<sup>2</sup>]

Por lo tanto,

Ecuación 4.20

$$P_{re} = MAOP \cdot \left( \frac{RSF}{RSF_a} \right)$$

$$P_{re} = 15460,33 \cdot \left( \frac{0,762}{0,90} \right)$$

$$P_{re} = 13089,75 \text{ KPa}$$

$$P_{re} = 1899,59 \text{ psi}$$

Donde:

MAOP, [KPa]

#### 4.5.2.3 Vida remanente

Valor de la profundidad:

Ecuación 4.21

$$W_f = W_c + PPR_{\text{pit-dept}} \cdot \text{time}$$

Donde:

W<sub>f</sub>, [mm]; W<sub>c</sub>, [mm]; PPR<sub>pit-dept</sub>, [mm / año]; time, [años]

El valor resultante de la expresión de PPR<sub>pit-dep</sub> \* time es ingresado en la Tabla 4.14, este producto incrementa los valores de la profundidad W<sub>i,k</sub> y W<sub>j,k</sub>, y permite

proyectar el nuevo espesor dentro de un periodo de tiempo específico. Por prueba y error se encuentra el valor de tiempo que cumple con las siguientes condiciones:

$$P \geq \text{MAOP}$$

Ecuación 4.22

$$R_t \geq 0,2$$

Ecuación 4.23

La ecuación para  $R_t$  es:

$$R_t = \frac{t_c + \text{FCA} - W_{i,k}}{t_c}$$

Ecuación 4.24

Donde:

$t_c$ , [mm]; FCA, [mm];  $W_{i,k}$ , [mm]

El valor obtenido para el tubo N° 182 es 2,15 años.

#### 4.5.3 ASPECTOS IMPORTANTES DE LA VALORACIÓN

Para evaluar la capacidad de servicio de la tubería se considera únicamente el esfuerzo circunferencial producto de la presión interna. Esfuerzos longitudinales ocasionados por cargas de tracción / compresión, peso de la tubería, viento, y flexión, no son considerados. La tubería debe ser discretizada en pequeños tramos para cuantificar el efecto de las cargas anteriormente indicadas sobre las secciones del oleoducto.

Es complicado valorar la capacidad de servicio en zonas corroídas con picadura, el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 aconseja lo siguiente:

- Para nivel 1.- Recomienda reparar la zona con picadura.
- Para nivel 2.- La picadura debe ser evaluada en una específica fecha futura utilizando la información de la última inspección. El operador debe determinar la aceptabilidad de la imperfección para la nueva fecha a través de varias valoraciones y de esta manera poder establecer el incremento de la picadura

con respecto a la profundidad, diámetro y densidad. Adicionalmente, se debe realizar inspecciones continuas a la tubería o incorporar probetas de monitoreo en los sitios de estudio para comprobar los resultados de la valoración.

Los resultados obtenidos luego de aplicar el estándar API 570-1/ASME FFS-1 2007 se resumen en la Tabla 4.20.

Para las tuberías de los tramos 1, 8 y 10 la vida remanente es corta, debido a que se utiliza el valor de 1,1 mm/año para estimar la razón de corrosión. Pero si la compañía operadora monitoreará frecuentemente estos tramos, podría encontrar una menor tasa de corrosión. Todos los valores de presión indicados en la Tabla 4.20 superan el MAOP.

#### **4.6 PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA DETERMINAR LA VIDA REMANENTE DE LA TUBERÍA EN CAMPO**

Estimar un valor exacto para el tiempo de vida de un componente en servicio es complicado y encontrar un dato aproximado involucra varios cálculos. En campo es difícil realizar la valoración y evaluación correcta de las anomalías observadas, pero para el daño producto de la corrosión se provee una herramienta que ayudará fácilmente a identificar la capacidad de servicio de la tubería; el procedimiento a implementar sería:

- a) Identificar en los reportes históricos del cliente las tuberías con menor espesor. Preferentemente ubicar tuberías con picadura.
- b) Identificar el agente que produce la corrosión (tipo de suelo, concentración de humedad en el suelo, atmósfera, estructuras metálicas contiguas, etc.).
- c) Identificar el mecanismo de corrosión.
- d) Limpiar los alrededores de la tubería escogida, para permitir una evaluación completa de la superficie.
- e) Limpiar la escoria de la tubería, se aconseja utilizar arena a presión.
- f) Tomar una fotografía del área corroída.
- g) Comparar el daño de la superficie de la tubería con las fotografías que están adjuntas en el Anexo F.

- h) Escoger la fotografía correcta del anexo e identificar el número de tubería / tramo que está relacionada con la foto elegida.
- i) Calibrar el equipo de ultrasonido.
- j) Medir el espesor con ultrasonido.
- k) Medir la profundidad de la picadura con calibrador, por lo menos escoger 10 puntos con picadura profunda en dirección longitudinal. Los puntos de medición deben tener una separación de máximo 2 cm.
- l) Repetir el paso k) en un plano adyacente, el nuevo plano debe estar separado 1,5 o 2 cm del anterior. Mínimo se debería utilizar 10 planos por cada zona corroída.
- m) Formar una matriz con los datos obtenidos. En cada columna escoger el valor más bajo.
- n) Unir los valores seleccionados.
- o) Dibujar los valores más bajos en una hoja de papel, en el eje de la ordenada colocar el espesor y en la abscisa indicar la posición de las picaduras (dirección longitudinal). Luego unir los puntos.
- p) Utilizar la Tabla 4.20 junto con las Figuras 4.2 a 4.15.
- q) Determinar la vida remanente aproximada.



Tabla 4.20. Resumen de resultados para la valoración de la capacidad de servicio de 7 tramos, año 2012

Tramo	Mecanismo de Daño	FCA mm	$t_c$ mm	$t_{rdi}$ mm	Nivel de Valoración API 579-1/ASME FFS-1	Tipo de Corrosión	RSF	Presión Máxima KPa (psi) <small>nota 1</small>	Vida Remanente años
1	Picadura	1,46	6,24	4,71	Parte 6 nivel II Parte 5 nivel II	Picadura	0,762	13089,75 (1899,59)	2,15
2		1,46	6,24	7,02	Parte 4 nivel II	Generalizada <small>nota 3</small>		(15298,64) 2220,04	13,56
4		1,46	6,24	7,11	Parte 4 nivel II	Generalizada		(15460,29) 2242,39	13,87
8	Picadura	1,46	6,24	6,01	Parte 6 nivel II Parte 5 nivel II	Picadura	0,964	(15460,29) 2242,39	3,65
10	Picadura	1,46	6,24	6,02	Parte 6 nivel II Parte 5 nivel II	Picadura	0,966	(15460,29) 2242,39	3,65
11		1,46	5,94	6,80	Parte 4 nivel II	Generalizada		(14700,51) 2132,19	12,80
16		1,46	6,24	6,91	Parte 4 nivel II	Generalizada		(15003,32) 2176,11	13,19

## Notas:

1. La presión máxima que la tubería soporta es diferente al termino MAOP debido a que el espesor considerado para el cálculo es demasiado grande con respecto al espesor para trabajar con 7584,01 KPa (1100 psi).
2. RSFa = 0,9.
3. Existe un agujero de 1,72 mm de profundidad, por lo tanto, se evalúa utilizando la Parte 5, dando el valor de RSF mayor a RSFa, entonces este defecto es aceptable. Nuevamente se evalúa con la Parte 4.
4. Para espesor  $t_c$  el valor de la presión  $P_{1c}$  es 15460,36 KPa (2242,40 psi).
5. Para valorar la vida remanente se considera las siguientes limitaciones:
  - $P \geq MAOP_{1100psi}$
  - $R_i \geq 0,2$

6. Para evaluar la vida remanente solo se utiliza la profundidad, no se considera el diámetro de la picadura. Tampoco se toma en cuenta el crecimiento del área (densidad) de la zona con picadura.
7. Espesor  $t_{rdi}$ :
- Espesor  $t_{rdi} = t_{avg\ min}$  para corrosión evaluada como generalizada y probeta retirada en campo.
  - Espesor  $t_{rdi} = t_{eq}$  para corrosión localizada con picadura y probeta retirada en campo.
8. El valor de FCA = 1,46 mm corresponde a 5 años.

## **CAPÍTULO V**

### **INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA**

#### **5.1 COLECCIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS**

Información recopilada de varias fuentes con respecto a operación, mantenimiento, inspección y reparación está agrupada en las Tablas 3.1, 3.2, 3.5, 4.19. En el Anexo G se halla un modelo de formato para registro de datos.

En la Tabla 5.1 están resumidos los requerimientos necesarios para realizar un análisis de riesgos.

#### **5.2 IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA)**

La región Amazónica, por su gran biodiversidad debería ser considerada como área de alta consecuencia, pero la necesidad de transportar la producción del petróleo a través de tuberías, obliga a identificar lugares susceptibles a fallas y áreas de alta consecuencia a contaminación por fugas inesperadas de crudo.

Los sitios más propensos para prestar atención son:

- Viviendas, escuelas y centros deportivos ubicados junto a la tubería.
- Cruce de la tubería sobre el río Shiripuno.

#### **5.3 GESTIÓN DE RIESGOS**

##### **5.3.1 GENERALIDADES**

Para elaborar esta sección se utilizan los conceptos y las directrices impartidas por la práctica recomendada RP API 581-2008, referente a la metodología de inspección basada en riesgo. Provee bases para el manejo de riesgos mediante el desarrollo de herramientas para establecer: la frecuencia de inspección, nivel de detalle de la inspección y tipos de inspecciones no destructivas más apropiadas. Las ecuaciones señaladas en esta sección son extraídas de dicha práctica recomendada.

La gestión de riesgos en un oleoducto puede ser dividido en tres áreas: extensión de la corrosión, causa de la corrosión y mitigación el daño.

Tabla 5.1. Datos requeridos para análisis de riesgos

<b>Datos Básicos</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
Identificación del Tubo	J182	J196	J297	J328	J398	J416	J437	J505	J954	J1128	J1182
Fecha de Inspección	may-12										
Espesor trdi, mm	4,68	7,02	6,05	7,11	6,35	6,01	6,02	6,8	3,43	5,842	6,91
Razón de Corrosión Crate, mm	1,100	0,292	0,292	0,292	0,292	1,100	1,100	0,292	0,292	0,292	0,292
Presión de Diseño, KPa	No se conoce										
Temperatura de Operación, °C	15 a 50										
Presión de Operación, KPa	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01	7584,01
Presión in situ, KPA	5685	5685	5413	5414	5078	5078	5078	4041	2436	1911	1911
Densidad in situ, Kg /m³	924,64	924,70	925,16	925,28	925,56	925,62	925,69	925,92	927,05	927,35	927,42
Código Aplicable	API 579-1 / ASME FFS-1 2007										
Diámetro Externo, mm	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30	168,30
Diámetro Interno, mm	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10
Longitud de la tubería, m	13,45	13,96	14,14	12,88	40,63	6,97	14,25	14,22	27,22	4,53	14,3
Volumen almacenado, m³	23,921	27,163	21,891	9,644	2,763	15,323	10,424	4,725	55,565	100,17	62,989
Especificación del Material	API 5L X42										
Eficiencia de la Junta Soldada	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Datos Requeridos para Determinar el Factor de Daño por Adelgazamiento</b>											
Tipo de Corrosión	LP	L	L	L	L	LP	LP	L	L	L	G
Evaluación de la Corrosión	L	G	L	G	L	L	L	G	L	L	G
Categoría de Efectividad para la Inspección, Generalizada		A		A				A			A
Categoría de Efectividad para la Inspección, Localizada			C			D	C		D	C	

<b>Datos Básicos</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
Categoría de Efectividad para la Inspección, Localizada - Enterrada	D				D						
Número de Inspecciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Monitoreo On-line	Si	Si	No	Si	No	Si	Si	Si	No	No	Si
<b>Datos Requeridos para Determinar el Factor de Daño por Corrosión Externa</b>											
Identificación del Tubo	J182	J196	J297	J328	J398	J416	J437	J505	J954	J1128	J1182
Mecanismo de Daño	CA - CS	CA - CS	CA - CS	CA - CS	CUI - CS	CA - CS	CA - CS MIC	CA - CS	CUI - CS	CA - CS	CA - CS
Condición Causa la Corrosión	S - H	S - H	S - H	S - H	S - H	S - H	S - H - M	S - H	S - H	S - H	S - H
Fecha Instalación del Revesti.	No se conoce										
Calidad del Revestimiento	NP	NP	NP	NP	PB	NP	NP	NP	NPA	NP	NP
Ajuste por Soporte de Tubería	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	SP
Ajuste por Medio Circundante	Tierra	Tierra Hierba	Tierra	Tierra	Tierra	Tierra	Tierra Hierba	Tierra	Tierra	Tierra	Tierra

## Notas:

- Razón de corrosión  $C_{rate}$ , calculada para corrosión generalizada.
- Nomenclatura de espesores:
  - Espesor  $tr_{dai} = t_{avg} \cdot m_{min}$  para corrosión evaluada como generalizada y probeta retirada en campo.
  - Espesor  $tr_{dai} = t_{min}$  para corrosión evaluada como localizada con desgaste uniforme y sin probeta, corresponde a las tuberías: J297, J398, J954 y J1128.
  - Espesor  $tr_{dai} = t_{eq}$  para corrosión localizada con picadura y probeta retirada en campo, corresponde a las tuberías: J182, J416 y J437.
- Presión de operación (KPa), es el valor de presión máxima (MAOP).
- Presión en situ (KPa), es el valor de presión calculado para cada tramo de tubería.
- Longitud de la tubería (m), corresponde al largo total de la tubería que está identificada con un número.
- Volumen almacenado ( $m^3$ ), corresponde al volumen de fluido disponible para fugas.
- Eficiencia de la junta soldada hace referencia a la fabricación del tubo
- Nomenclatura para tipo de corrosión:
  - LP: localizada con picadura observada
  - L: localizada

- c) G: generalizada
9. Efectividad de la inspección, daño por adelgazamiento, tablas 5.5, 5.6 y 5.7 del texto Prácticas Recomendadas RP API 581-2008.
10. Monitoreo on line, en este trabajo significa si se retiró una probeta del sitio.
11. Mecanismos de daño:
- a) CA: corrosión atmosférica.
  - b) CS: corrosión por exposición al suelo.
  - c) CUI: corrosión dentro del aislamiento / revestimiento.
  - d) MIC: corrosión microbiológicamente inducida.
12. Condición que causa la corrosión:
- a) H: humedad.
  - b) S: parámetro característico del suelo, humedad, porcentaje de oxígeno, etc.
  - c) M: microorganismos.
13. Calidad del revestimiento:
- a) NP: no posee
  - b) SP: si posee
  - c) PD: posee pero se encuentra deteriorado
  - d) PB: posee y se encuentra en buenas condiciones
  - e) NPA: no posee actualmente, pero la tubería fue previamente revestida.
14. Ajuste por soporte de tubería, considera la forma como se asienta la tubería, sobre un marco H u otro tipo de base.
- a) Si la tubería está soportada, usar 2.
  - b) Si la tubería no está soportada, usar 1.
15. Ajuste por medio circundante, aplica cuando el tubo está rodeado por agua o por el suelo.
- a) Si la tubería está rodeada por tierra o agua, usar el factor 2.
  - b) Si la tubería no está rodeada de tierra o agua, usar el factor 1.

El termino falla indica la pérdida de contención de un recipiente sometido a presión que involucra la rotura del componente y posterior escape del fluido a la atmósfera. Considerando que el daño se acumula en un componente presurizado durante la operación en servicio, el riesgo siempre se incrementa.

La inspección en sí no reduce el riesgo, pero permite reducir la incertidumbre. La inspección permite una mejor cuantificación del daño presente en el componente debido a que provee información del estado actual de dicho objeto (RP API 581, 2008). Como resultado, la probabilidad de pérdida de contención que puede ocurrir es directamente relacionada al incremento de información que está disponible por la inspección y la capacidad del personal para cuantificar ese daño. Los riesgos intrínsecos del trabajo de una compañía se pueden manifestar en:

- Riesgo del sitio de trabajo que afecta a los empleados.
- Riesgo fuera del sitio de trabajo que afecta a la comunidad.
- Riesgo de interrupción del negocio.
- Riesgo de afectación al medio ambiente.

La metodología de la práctica recomendada RP API 581-2008 permite valorar el riesgo total de la planta ya que se enfoca en los equipos y/o componentes del proceso con más altos riesgos.

El riesgo se define matemáticamente como el producto de la probabilidad de falla y la consecuencia del evento.

### 5.3.2 PROBABILIDAD DE FALLA

La probabilidad de falla es determinada en base al producto de varios factores, entre ellos: frecuencia de falla genérica  $gff$ , factor de daño  $D_f(t)$ , y factor del sistema de gestión  $F_{MS}$  (API 581, 2008). Se expresa como:

Ecuación 5.1

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

La probabilidad de falla se determina en base a los siguientes modelos:

- Modelos de confiabilidad estructural.
- Modelo estadístico basado en datos genéricos.
- Criterio de expertos.

### **5.3.2.1 Frecuencia de falla genérica**

Hace relación a la frecuencia de falla de un componente previo a tener un daño específico que puede ocurrir por la exposición continua del componente al ambiente de operación y está proveída para diferentes tamaños de agujeros discretos; además considera una variedad de formas de componentes y/o equipos. Sobre la base de tamaños de los agujeros se modelan escenarios de fugas para cubrir un ancho rango de eventos, desde una fuga pequeña a una rotura total.

Datos de fallas de un conjunto de componentes genéricos es usado para producir la frecuencia de falla del componente específico.

La frecuencia de falla genérica fue encontrada como un valor representativo para datos de falla en refinerías e industria petroquímica.

### **5.3.2.2 Factor de ajuste del sistema de gestión**

Este factor considera la influencia del sistema de gestión de la compañía en la integridad mecánica de los componentes de la planta, reconoce que la pérdida de contención va a ser descubierta a tiempo y es directamente proporcional a la calidad del programa de integridad mecánica de la compañía; la efectividad de un sistema de gestión de seguridad para procesos puede tener pronunciado efecto sobre la integridad mecánica.

La evaluación del sistema de gestión de la compañía se estructura mediante la elaboración de entrevistas. En el anexo H se recopilan los formularios de las evaluaciones realizadas a los profesionales que laboran en la compañía operadora.

### **5.3.2.3 Factor de daño**

El factor de daño modifica la frecuencia de falla genérica para convertir la evaluación propia o específica para el componente en estudio; factor determinado en base al mecanismo de daño aplicable que podría ser corrosión localizada o generalizada.

El factor de daño no provee una evaluación definitiva de la capacidad de servicio del componente, la tarea básica es evaluar estadísticamente el crecimiento del daño que puede estar presente como función del tiempo de servicio y la



efectividad de la inspección, pero no es considerado que refleje la probabilidad actual de falla para propósitos de análisis de confiabilidad.

Para el cálculo del factor de daño, se asume que el mecanismo de adelgazamiento del material es completamente constante a través del tiempo. Al considerar el valor para la tasa de adelgazamiento más grande que lo esperado, la probabilidad de falla de un componente puede ser estimada.

Mientras más completa es la inspección, menos probable es encontrar tasas de adelgazamiento mayores a las esperadas, por este motivo se crea la necesidad de incrementar el número inspecciones y monitoreo en línea.

### **5.3.3 CONSECUENCIA DE FALLA**

La consecuencia por pérdida de contención generalmente se evalúa como fuga de fluido al medioambiente.

Pérdida de contención de los fluidos presurizados pueden afectar los equipos que están alrededor del componente, lesiones al personal, pérdida de producción e impactos medioambientales no deseados. Los resultados pueden ser expresados como área afectada o en términos financieros.

Los tipos de consecuencias analizadas en este trabajo son:

- Inflamable y explosivas, son calculadas a partir del análisis de un árbol de eventos para determinar la probabilidad de varios resultados que combinados con modelos computacionales determinan la magnitud de la consecuencia. Este tipo de consecuencia se basa en el área afectada por un derrame, que a su vez, es determinada a partir de la cuantificación de lesiones / heridas a las personas y daños que sufren los componentes de los alrededores que están expuestos a la radiación térmica y explosiones. Eventos inflamables ocurren cuando se produce una fuga y es acompañada por la ignición del fluido, pueden causar daños de dos maneras: por radiación térmica y explosión a causa de sobrepresión.
- Consecuencias financieras, incluye las pérdidas debido a la interrupción del negocio y costos asociados por las fugas al medio ambiente; esta última es determinada directamente a través de la masa disponible para fugar o de la razón (tasa) de fuga.

Fugas del producto pueden resultar en contaminación del suelo, ríos y agua subterránea.

El costo medioambiental incluye: costo por limpieza, multas, remediación, compensación, etc., y dependerá de algunos factores como:

- a) Tipo de derrame (suelo, agua subterránea, agua superficial).
- b) Tipo de fluido.
- c) Método de limpieza y/o remediación.
- d) Volumen del derrame.
- e) Accesibilidad al lugar de la fuga.

La consecuencia en base al área inflamable se determina mediante una expresión polinómica simple que es función de la magnitud de la fuga y del tipo de fluido (API 581, 2008). Para cada tamaño de agujero discreto, la tasa de fuga es calculada en base a la fase del fluido. La siguiente ecuación está desarrollada para calcular la consecuencia en base al área:

Ecuación 5.2

$$CA = a \cdot (X)^b$$

Las constantes a y b fueron desarrolladas distinguiendo:

- Consecuencias inflamables que afectan a los objetos y a las personas.
- Probabilidad de auto ignición.
- Tipo de fuga: continua o instantánea.

### 5.3.3.1 Determinación del tipo de fuga

API 581 - 2008 utiliza en su modelación matemática dos tipos de fugas.

#### 5.3.3.1.1 Fuga instantánea

Es aquella que ocurre tan rápido, que el fluido se dispersa como una simple nube grande o charco.

#### 5.3.3.1.2 Fuga continúa

Es aquella que ocurre en un gran periodo de tiempo. Para determinar el tipo de fuga se determina el tiempo requerido para que escape 4536 kg de fluido a través

de cada agujero. Si el tiempo es menor a 180 segundos o la masa del fluido que fuga es mayor a 4536 kg, entonces la fuga es considerada instantánea.

Las ecuaciones que gobiernan el área de consecuencia son:

Para fuga continua:

Ecuación 5.3

$$CA_n^{CONT} = a \cdot (\text{rate}_n)^b$$

Para fuga instantánea:

Ecuación 5.4

$$CA_n^{INST} = a \cdot (\text{mass}_n)^b$$

Los datos adicionales requeridos son las propiedades del fluido y condiciones de operación.

### 5.3.3.2 Determinación de la consecuencia final en base al área afectada

El área de consecuencia inflamable final se determina con las siguientes ecuaciones:

Para afectación de componentes que se encuentran en los alrededores:

Ecuación 5.5

$$CA_{cmd}^{flam} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right]$$

Para evaluar lesión en las personas:

Ecuación 5.6

$$CA_{inj}^{flam} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right]$$

Ecuación 5.7

$$\text{si: } gff_{total} = \sum_{n=1}^4 gff_n$$

### 5.3.3.3 Cálculo de la razón de fuga para líquidos

La descarga de líquido a través de un orificio con filos agudos se calcula con:

Ecuación 5.8

$$W_n = C_d \cdot K_{v,n} \cdot \rho_1 \cdot \frac{A_n}{C_1} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot g_c \cdot (P_s - P_{atm})}{\rho_1}}$$

Donde:

$W_n$ , [Kg / s];  $\rho_1$ , [Kg / m<sup>3</sup>];  $A_n$ , [mm<sup>2</sup>];  $g_c$ , [kg·m / N·s<sup>2</sup>];  $P_s$ , [KPa];  $P_{atm}$ , [KPa]

El coeficiente de descarga  $C_d$ , para flujo laminar se considera el valor de 1 (Crown, 2002, p. 115).

El factor de corrección para la viscosidad  $K_{v,n}$ , se determina con:

Ecuación 5.9

$$K_{v,n} = \left( 0,9935 + \frac{2,878}{Re_n^{0,5}} + \frac{342,75}{Re_n^{1,5}} \right)^{-1}$$

## 5.3.4 ANÁLISIS DE RIESGO

### 5.3.4.1 Determinación del riesgo

Riesgo es la combinación de la probabilidad de que ocurra algún evento en un periodo de tiempo y las consecuencias asociadas con el evento.

Las siguientes ecuaciones combinan la probabilidad de falla con la consecuencia:

Riesgo basado en el área afectada:

Ecuación 5.10

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA$$

Riesgo basado en valor financiero:

Ecuación 5.11

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC$$

El riesgo varía con el tiempo ya que la probabilidad de falla depende del tiempo.

#### **5.3.4.2 Matriz de riesgo**

La matriz puede ser utilizada como una herramienta de proyección durante los procesos de priorización de riesgos. Las categorías de probabilidades y consecuencias se registran en los ejes cartesianos de la matriz. Los valores más altos se ubican en la esquina superior derecha, ellos indican alta prioridad durante los programas de inspección. Con cada celda de la matriz se asignan categorías de riesgo como alta, media alta, media y baja.

Valores numéricos asociados con las categorías de probabilidad y consecuencia se muestran en las Tablas 5.2 y 5.3.

#### **5.3.4.3 Planeamiento de la inspección basado en análisis de riesgos**

La reducción de la incertidumbre es una función de la efectividad de la inspección para identificar y cuantificar el tipo y extensión del daño. El riesgo calculado no es solo función del tiempo, también es función del conocimiento obtenido sobre la condición o estado de daño del componente determinado por un programa efectivo de inspección (RP API 581, 2008).

Durante o antes de que se alcance el límite superior del riesgo, se recomienda una inspección del componente basándose en el factor de daño calculado más elevado.

#### **5.3.4.4 Efectividad de la inspección**

Es importante evaluar los beneficios de múltiples inspecciones y también reconocer que la inspección más reciente puede reflejar el estado actual del componente dentro de la condición de operación.

La probabilidad de falla y su riesgo asociado pueden ser determinados mediante la correcta identificación del mecanismo de daño, precisa valoración de la tasa de crecimiento de la anomalía y la correcta selección de la categoría de inspección.

La efectividad de la inspección se clasifica desde A hasta E; la inspección A provee la inspección disponible más efectiva (90% de efectividad) y E representa no inspección. En la Tabla 5.4 se muestra un ejemplo de categorización de la efectividad de la inspección para el mecanismo daño denominado adelgazamiento generalizado.

.Tabla 5.2. Valores numéricos asociados con categorías de probabilidad y consecuencia, basado en el área afectada

Probabilidad		Consecuencia	
Categoría	Rango	Categoría	Rango m <sup>2</sup>
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 9,29$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$9,29 < CA \leq 92,9$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92,9 < CA \leq 279$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$279 < CA \leq 929$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 929$

Adaptado de *Recommended Practice for Risk – Based Inspection Technology*, por RP API 580, 2008, p. 1-19.

Tabla 5.3. Valores numéricos asociados con categorías de probabilidad y consecuencia, basado en pérdida monetaria

Probabilidad		Consecuencia	
Categoría	Rango	Categoría	Rango USD
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 10\ 000$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$10\ 000 < CA \leq 100\ 000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$100\ 000 < CA \leq 1\ 000\ 000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$1\ 000\ 000 < CA \leq 10\ 000\ 000$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 10\ 000\ 000$

Adaptado de *Recommended Practice for Risk – Based Inspection Technology*, por RP API 580, 2008, p. 1-19.

Tabla 5.4. Guía para asignar un valor a la efectividad de la inspección para el mecanismo de daño llamado adelgazamiento generalizado

Categoría de Inspección	Categoría de Efectividad de la Inspección	Ejemplo de Inspección Intrusiva	Ejemplo de Inspección no Intrusiva
A	Alta efectividad	50 a 100% examinación de la superficie (removido internamente de forma parcial) y acompañado con mediciones de espesores.	50 a 100% cubierto con escaneo ultrasónico (automatizado o manual) o con radiografía.
B	Usualmente efectivo	Nominalmente 20% de examinación (no removido internamente) y mediciones de espesores puntuales externa con ultrasonido.	Nominalmente 20% cubierto con escaneo ultrasónico (automatizado o manual) o con radiografía o tomas esporádicas de espesor externo (validado estadísticamente).
C	Bastante efectivo	Examinación visual con medición de espesores	2 a 3% examinación, medición de espesores con ultrasonido esporádicas externas y poco o no examinación visual interna.
D	Pobremente efectivo	Examinación visual	Varias mediciones de espesor y un documentado sistema para planeamiento de inspecciones.
E	No inspección	No inspección	Varias mediciones de espesor tomadas solo externamente y un pobremente documentado sistema para planeamiento de inspecciones.

Adaptado de *Recommended Practice for Risk – Based Inspection Technology*, por RP API 580, 2008, p. 2-28.

Para valorar el adelgazamiento generalizado, la práctica recomendada RP API 581-2008 emplea el parámetro  $A_{rt}$ . El factor de daño se calcula como una función de este parámetro y se sustenta en la premisa que la pared de la tubería está bajo

un código de construcción. En otras palabras, el mecanismo de daño está regido por un código. La ecuación que permite calcular el parámetro  $A_{rt}$  es:

Ecuación 5.12

$$A_{rt} = \max \left[ \left( 1 - \frac{t_{rdi} - C_{rate} \cdot age}{t_{min} + FCA} \right); 0,0 \right]$$

Donde:

$t_{rdi}$ , [mm];  $C_{rate}$ , [mm / año];  $age$ , [años];  $t_{min}$ , [mm];  $FCA$ , [mm]

Un programa de inspección para monitorear el adelgazamiento generalizado resultará en una reducción del factor de daño acorde a la efectividad de la inspección y la capacidad para cuantificar correctamente la razón de corrosión.

### 5.3.5 CÁLCULO DE RIESGOS PARA EL OLEODUCTO

El criterio de falla utilizado por las prácticas recomendadas RP API 580-2002 y RP API 581-2008 es la fuga del producto, no importa que esta sea pequeña.

Para la evaluación y análisis se seleccionan 11 secciones de tubería que presentan las siguientes características:

- Se dispone de las probetas de tubería.
- Viviendas habitadas frente o sobre la tubería.
- Señales de intervención humana alrededor de la tubería.
- Lugares donde la tubería atraviesa ríos y esteros.
- Tubería enterrada.
- Tubería con bajo espesor de pared.

Para calcular el factor de daño y las consecuencias de un evento es necesario aplicar los siguientes criterios y suposiciones:

- El cálculo del riesgo es actual (corte septiembre del 2015), pero los datos de la inspección son de mayo del 2012.
- El intervalo para realizar la próxima inspección debe ser máximo de 3 años, de acuerdo a lo indicado por el código ASME B31.4 para la tubería expuesta a la atmósfera.



- Los tubos J182, J196, J297, J328, J398, J416, J437, J505 J1182 son reemplazados, entonces no es apropiado aplicar el análisis de riesgos. Pero para conocer si la decisión de reemplazo fue o no apropiada en esa fecha, es indispensable considerar que los tramos de tubería indicados no fueron cambiados. La necesidad de realizar esta presunción es debido a que se disponen de probetas retiradas en campo que proporcionan gran información y los datos obtenidos son reales y sin distorsión.
- El factor de daño de una superficie corroída depende de la cantidad y calidad de la información recopilada. Por lo tanto, usar probetas de tubería propias del sitio facilita la evaluación del componente y permite encontrar la probabilidad de falla.
- Los tubos J954 y J1128 muestran un riesgo actual.
- La razón de corrosión es constante.
- La razón de corrosión es calculada en base a los datos de espesores medidos con ultrasonido, a partir de la tubería reemplazada en el año 2009.
- Para las probetas que muestran corrosión localizada con picadura, se estima un valor para la razón de corrosión de 1,11 mm/año.
- El fluido de referencia es un crudo pesado con temperatura de auto ignición superior a 202 °C.
- El fluido siempre permanece en estado líquido, antes y durante la fuga.
- La máxima área afectada es de 929 m<sup>2</sup>; se considera que existe tiempo suficiente para fabricar una cerca de contención.
- El tiempo máximo que el operador detecta e intervine para frenar el bombeo del crudo es de 3 minutos.
- El valor final de la consecuencia basada en área afectada o estado financiero se calcula como el ponderado de probabilidades de áreas individuales afectadas calculadas para cada agujero, debido al uso de las frecuencias genéricas. Por lo tanto, el valor final de la consecuencia (área o financiera) tiene un origen probabilístico; proporcionando valores inferiores a los obtenidos por un evento de falla catastrófica en la tubería.
- Se realizan dos simulaciones, una hace referencia al riesgo actual (septiembre del 2015) y la otra considera un riesgo futuro para luego de 5 años a partir de la última inspección realizada en el año 2012.

El factor de daño es calculado empleando los criterios de la Práctica Recomendada RP API 581-2008 y con la ayuda de la herramienta informática Excel, ver Tabla 5.5. Consecuencias en base al área afectada (inflamable) y financieras (daño al medio ambiente) están indicadas en la Tabla 5.6. Los tubos que podrían generar un gran impacto medioambiental serían el J954 y el J1128.

Los valores finales están resumidos en las Tablas 5.7 y 5.8 para consecuencias de origen inflamable y Tablas 5.9 y 5.10 para consecuencias de afectación medioambiental. Los valores se distribuyen por celda en la matriz de riesgo, Figuras 5.1 y 5.2 para consecuencias inflamables y Figuras 5.3 y 5.4 para consecuencia medioambientales, respectivamente.

Para septiembre de 2015, la matriz de riesgos que hace referencia a consecuencias de carácter medioambiental, considera que los tubos J182, J416, J437, J954 y J1128 tendrían un nivel de riesgo medio alto.

Ocurre una mayor afectación al ambiente cuando la fuga de fluido es sobre un río; el costo por la limpieza es mayor. Gastos onerosos son generados por separar y recuperar el petróleo del agua y por la limpieza de las orillas del río. Por lo tanto, el operador debe establecer mecanismos de prevención y contingencia para disminuir las consecuencias negativas de un derrame ante la rotura de una tubería.

#### **5.4 PLAN DE VALORACIÓN INICIAL – LÍNEA BASE**

El estudio está enfocado en la corrosión externa como mecanismo de daño que produce el adelgazamiento de la pared de la tubería, entonces la superficie externa debe ser inspeccionada y valorada.

Para el estudio se escogieron once tubos, siete disponen de probetas y cuatro no. Esta limitación modifica el alcance del análisis de riesgos, para: real, estimado y aproximado. El análisis real y estimado se realiza a las probetas de tubería retiradas en campo que corresponden a las tuberías con corrosión generalizada y tuberías con zonas de ligera picaduras, respectivamente. La ventaja de poseer físicamente las probetas, permite realizar un análisis exhaustivo aplicando el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.

Tabla 5.5. Factores de daño para 11 tramos de tubería calculados según RP API 581-2008, desde mayo de 2012 hasta septiembre de 2015 (3.33 años)

Nº	C <sub>rate</sub> mm/año	age años	tr <sub>di</sub>	FCA	t <sub>min</sub>	D <sub>r-total</sub> localizada	D <sub>r-total</sub> generalizada	Alcance del Análisis	Comentarios
J182	1,100	3,33	4,71	0,97	3,06	<b>5000,00</b>		Aproximación	Corrosión localizada, tubería enterrada sobre arena y tendida sobre el suelo. Se retiró probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>
J196	0,292	3,33	7,02	0,97	3,06		<b>2,00</b>	Real	Corrosión localizada evaluada como generalizada debido a que se retiró una probeta en campo, tubería sobre el suelo y otra sección aérea. <b>Tubería reemplazada.</b>
J297	0,292	3,33	4,78	0,97	3,06	<b>406,85</b>		Estimado	Corrosión localizada, tubería sobre el suelo y otra sección aérea. No se retiró probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>
J328	0,292	3,33	7,11	0,97	3,06		<b>2,00</b>	Real	Corrosión localizada evaluada como generalizada debido a que se retiró una probeta en campo, tubería sobre el suelo semienterrada. <b>Tubería reemplazada.</b>
J398	0,292	3,33	5,59	0,97	3,06	<b>291,35</b>		Estimado	Corrosión localizada, tubería enterrada. No se retiró probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>
J416	1,100	3,33	6,01	0,97	3,06	<b>5000,00</b>		Aproximación	Corrosión localizada, tubería semienterrada y tendida sobre el suelo. Se retiró probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>
J437	1,100	3,33	6,02	0,97	3,06	<b>5000,00</b>		Aproximación	Corrosión localizada, tubería tendida sobre el suelo. Se retiró probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>
J505	0,292	3,33	6,80	0,97	3,06		<b>2,00</b>	Real	Corrosión localizada evaluada como generalizada debido a que se retiró una probeta en campo, tubería sobre el suelo. <b>Tubería reemplazada.</b>

Nº	C <sub>rate</sub> mm/año	age años	tr <sub>di</sub>	FCA	t <sub>min</sub>	D <sub>r</sub> -total localizada	D <sub>r</sub> -total generalizada	Alcance del Análisis	Comentarios
J954	0,292	3,33	3,18	0,97	3,06	<b>3998,78</b>		Estimado	Corrosión localizada, tubería enterrada y tendida sobre el suelo. No se retiró probeta. <b>Tubería reparada.</b>
J1128	0,292	3,33	5,08	0,97	3,06	<b>210,40</b>		Estimado	Corrosión localizada, tubería sobre el suelo. No se retiró probeta. <b>Tubería no reemplazada.</b>
J1182	0,292	3,33	6,91	0,97	3,06		<b>2,00</b>	Real	Corrosión generalizada, tubería sobre el suelo y otra sección aérea. Se retiró una probeta. <b>Tubería reemplazada.</b>

## Notas:

1. Tiempo age, se considera desde mayo 2012 a septiembre 2015.
2. Nomenclatura para los espesores:
  - Espesor  $tr_{di} = t_{avg \ min}$  para corrosión evaluada como generalizada y probeta retirada de campo.
  - Espesor  $tr_{di} = t_{eq}$  para corrosión localizada con picadura y con probeta retirada en campo, corresponde a las tuberías: J297, J398, J954 y J1128.
  - Espesor  $tr_{di} = t_{eq}$  para corrosión localizada, daño por adelgazamiento, RP API 581 tabla 5.5.
3. Categoría de efectividad para la Inspección, nivel A para corrosión generalizada, daño por adelgazamiento, RP API 581 tabla 5.6.
4. Categoría de efectividad para la Inspección, nivel C y D para corrosión localizada, daño por adelgazamiento, RP API 581 tabla 5.6.
5. Categoría de efectividad para la Inspección, nivel D para tubería enterrada, daño por adelgazamiento, RP API 581 tabla 5.7.
6. Tubería que está tendida sobre el suelo se considera que posee corrosión localizada. Considerando que los tramos J297, J398, J954 Y J1128 no fueron retirados, pero para el análisis de riesgos se asume que la rata de corrosión es contante similar a la utilizada con corrosión generalizada.
7. Los valores del factor de daño se calculan utilizando la siguiente información de la Práctica Recomendada RP API 581-2008:
  - Parámetro  $At_t = \max \left[ \left( 1 - \frac{tr_{di} - Cr * age}{t_{min} + FCA} \right); 0,0 \right]$
  - Factor de daño  $D_{IB}$ , RP API 581 tabla 5.11.
  - Factor  $F_{OM}$ , RP API 581 tabla 5.13.
  - Factores  $F_{PS}$  y  $F_{IP}$ , RP API 581 párrafo 16.6.3, literal f).
  - Inspección efectividad categoría nivel A para corrosión externa, RP API 581 tabla 16.2.
  - Factor  $F_{INS}$ , RP API 581 tabla 17.4.
  - Factores  $F_{OM}$  y  $F_{IC}$ , ver RP API 581 párrafo 17.6.3 literal f), para mayor información.
  - Parámetro  $gff$ , frecuencia de falla genérica para tubo de tamaño 6.

Tabla 5.6. Consecuencia en base al área afectada y estado financiero para 11 tramos de tubería calculados según RP API 581-2008, desde mayo de 2012 hasta septiembre de 2015 (3.33 años)

**TUBO 182**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera		
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
6,40	32,17	0,000008	0,37	0,000176	0,000003	8,332	1500	6,67E-05
25,00	490,88	0,000020	0,22	0,000730	0,000004	29,787	1500	5,957E-04
154,00	18626,55	0,000003	0,19	0,000303	0,000000	264,648	1500	6,881E-04
		0,000031		0,001210	0,000008			1,350E-03
		<b>CAcmd</b>		<b>39,547 m<sup>2</sup></b>			<b>FCenviron 66200,513 USD</b>	
				<b>CAinj</b>	<b>0,255 m<sup>2</sup></b>			

**TUBO 196**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera		
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
6,40	32,17	0,000008	0,37	0,000176	0,000003	8,3319	1500	6,67E-05
25,00	490,88	0,000020	0,21	0,000775	0,000004	32,9627	1500	6,593E-04
154,00	18626,55	0,000003	0,19	0,000302	0,000000	267,816	1500	6,963E-04
		0,000031		0,001254	0,000008			1,422E-03
		<b>CAcmd</b>		<b>40,972 m<sup>2</sup></b>			<b>FCenviron 69717,175 USD</b>	
				<b>CAinj</b>	<b>0,252 m<sup>2</sup></b>			

**TUBO 297**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	22,00	0,38	0,000176	0,000003	8,12441	1500	6,500E-05	
25,00	490,88	35,02	0,22	0,000700	0,000004	27,6405	1500	5,528E-04	
154,00	18626,55	117,42	0,19	0,000305	0,000000	256,645	1500	6,673E-04	
				0,001182	0,000008			1,285E-03	
		<b>CAcmd</b>		<b>38,616 m<sup>2</sup></b>			<b>FCenviron</b>		<b>62994,245 USD</b>
				<b>CAinj</b>	<b>0,259 m<sup>2</sup></b>				

**TUBO 328**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	22,00	0,38	0,000176	0,000003	8,12465	1500	6,500E-05	
25,00	490,88	26,39	0,26	0,000528	0,000005	15,6448	1500	3,129E-04	
154,00	18626,55	118,66	0,19	0,000309	0,000001	244,656	1500	6,361E-04	
				0,001012	0,000009			1,014E-03	
		<b>CAcmd</b>		<b>33,085 m<sup>2</sup></b>			<b>FCenviron</b>		<b>49705,895 USD</b>
				<b>CAinj</b>	<b>0,283 m<sup>2</sup></b>				

**TUBO 398**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera		
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
6,40	32,17	5,05	10,27	0,000040	0,000082	3,09945	1500	2,480E-05
25,00	490,88	22,17	0,36	0,000443	0,000007	8,70482	1500	1,741E-04
154,00	18626,55	120,27	0,20	0,000313	0,000001	230,323	1500	5,988E-04
				0,000796	0,000090			7,977E-04
		<b>CAcmd</b>		<b>26,029 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron 39104,451 USD</b>
					<b>CAinj</b>		<b>2,935 m<sup>2</sup></b>	

**TUBO 416**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera		
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gffn x vol <sub>n</sub>
6,40	32,17	21,95	0,39	0,000176	0,000003	7,86208	1500	6,290E-05
25,00	490,88	30,26	0,23	0,000605	0,000005	21,007	1500	4,201E-04
154,00	18626,55	118,87	0,19	0,000309	0,000001	242,618	1500	6,308E-04
				0,001090	0,000008			1,114E-03
		<b>CAcmd</b>		<b>35,620 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron 54600,162 USD</b>
					<b>CAinj</b>		<b>0,271 m<sup>2</sup></b>	

**TUBO 437**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	21,95	0,39	0,000176	0,000003	7,86179	1500	6,289E-05	
25,00	490,88	26,80	0,25	0,000536	0,000005	16,2083	1500	3,242E-04	
154,00	18626,55	119,40	0,19	0,000310	0,000001	237,81	1500	6,183E-04	
				0,001022	0,000009			1,005E-03	
			<b>CAcmd</b>	<b>33,400 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron</b>	<b>49282,709 USD</b>
					<b>CAinj</b>	<b>0,284 m<sup>2</sup></b>			

**TUBO 505**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	5,16	9,91	0,000041	0,000079	4,9778	1500	3,982E-05	
25,00	490,88	22,72	0,32	0,000454	0,000006	9,96412	1500	1,993E-04	
154,00	18626,55	123,20	0,20	0,000320	0,000001	207,107	1500	5,385E-04	
				0,000816	0,000086			7,776E-04	
			<b>CAcmd</b>	<b>26,668 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron</b>	<b>38116,772 USD</b>
					<b>CAinj</b>	<b>2,821 m<sup>2</sup></b>			



**TUBO 954**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	23,35	0,62	0,000187	0,000005	5,38077	1500	4,305E-05	
25,00	490,88	53,31	0,20	0,001066	0,000004	54,7361	1500	1,095E-03	
154,00	18626,55	122,74	0,20	0,000319	0,000001	210,2	1500	5,465E-04	
				0,001572	0,000010			1,684E-03	
			<b>CAcmd</b>	<b>51,376 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron</b>	<b>82563,110 USD</b>
					<b>CAinj</b>		<b>0,312 m<sup>2</sup></b>		

**TUBO 1128**

		Consecuencia – Área				Consecuencia - Financiera			
		Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona				
Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	gff <sub>n</sub> x CA	gff <sub>n</sub> x CA	vol <sub>n</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	gff <sub>n</sub> x vol <sub>n</sub>	
6,40	32,17	3,66	8,74	0,000029	0,000070	4,73654	2000	3,789E-05	
25,00	490,88	49,07	0,20	0,000981	0,000004	48,1825	2000	9,637E-04	
154,00	18626,55	119,64	0,19	0,000311	0,000001	235,239	2000	6,116E-04	
				0,001322	0,000075			1,613E-03	
			<b>CAcmd</b>	<b>43,196 m<sup>2</sup></b>				<b>FCenviron</b>	<b>105435,657 USD</b>
					<b>CAinj</b>		<b>2,436 m<sup>2</sup></b>		

**TUBO 1182**

Diámetro Agujero mm	Área Agujero mm <sup>2</sup>	$gff_n$	Consecuencia – Área			Consecuencia - Financiera		
			Inflamable Daño del Componente	Inflamable Lesión para la Persona	Inflamable Daño del componente	Inflamable Lesión para la Persona	vol <sub>in</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>
6,40	32,17	0,000008	CA m <sup>2</sup>	CA m <sup>2</sup>	$gff_n \times CA$	vol <sub>in</sub> m <sup>3</sup>	envcost USD / m <sup>3</sup>	$gff_n \times vol_{in}$
25,00	490,88	0,000020	3,66	8,74	0,000029	4,73636	1500	3,789E-05
154,00	18626,55	0,000003	49,07	0,20	0,000981	48,1807	1500	9,636E-04
		0,000031	124,32	0,21	0,000323	198,816	1500	5,169E-04
					0,001334			1,518E-03
			<b>CAcmd</b>	<b>43,594 m<sup>2</sup></b>				<b>FConviro</b>
								<b>74432,661 USD</b>
						<b>CAinj</b>	<b>2,437 m<sup>2</sup></b>	

## Notas:

Consecuencia en base al área afectada y pérdida financiera se calculan utilizando la siguiente información de la Práctica Recomendada RP API 581-2008:

- Frecuencia de falla genérica  $gff_n$ .
- Número de Reynolds  $R_e$ .
- Factor de corrección para la viscosidad  $K_{vn}$ ; PR API 581 parte 3 sección 5 ecuación 3.4.
- Coefficiente de descarga  $C_d$ .
- Densidad del petróleo  $\rho_1$ , expresado en kg/m<sup>3</sup>.
- Constantes de conversión, C1, C2... C8; PR API 581 tabla 3.B.2.1
- Constante gravitacional  $g_c$ , expresado en kg / N s<sup>2</sup>.
- Presión mantenida en la tubería es estudio  $P_s$ , expresado en KPa.
- Presión atmosférica,  $P_{at}$ , expresado en KPa.
- Rata de fuga de fluido,  $W_n$ , expresado en Kg /s; PR API 581 parte 3 sección 5 ecuación 3.3.
- Volumen de fluido disponible para fugas  $V_{oin}$ , expresado en m<sup>3</sup>.
- Duración de fuga de fluido, para sistemas de detección y aislamiento  $Id_{max}$ , clasificados como C – C; PR API 581 tabla 5.7, indica:
  - 6,4 mm duración de la fuga 60 min.
  - 25,4 mm duración de la fuga 40 min.
  - 102 mm duración de la fuga 20 min.
- Factor de reducción  $fact_{di}$ , para sistema de detección y sistema de aislamiento clasificados como C - C, se considera valor cero; PR API 581 tabla 5.6.
- Duración de la fuga  $I_{dn}$ ; PR API 581 parte 3 sección 5 ecuación 3.15.
- Factor de ajuste para consecuencia en base al área afectada respecto a eficiencia de energía  $eneff_n$ ; PR API 581 parte 3 sección 5 ecuación 3,18.
- Factor de ajuste para combinar resultados obtenidos por tipo de fuga (continuo o instantáneo),  $fact_n$ .

17. Temperatura de auto ignición AIT.
18. Constantes a y b; PR API 581 tablas 5.8 M y 5.9 M
19. Factor de ajuste para consecuencia inflamable factmit, utilizando sistemas de mitigación; PR API 581 tabla 5.10.
20. Consecuencia en base al área afectada CA; PR API 581 ecuación 3.31.
21. Rata de fuga, *effrater*; PR API 581 parte 3 sección 5 ecuación 3.32.
22. Consecuencia en base al área afectada, daño del componente por fuego CAcmd.
23. Consecuencia en base al área afectada, lesión humana por fuego CAinj.
24. Consecuencia financiera al medio ambiente FCOenviron.

Tabla 5.7. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2015

Nº	Probabilidad				Consecuencia	
	Df-total localizada	Df-total generalizada	Alcance del Análisis	Categoría	Valor calculado Área m <sup>2</sup>	Categoría
J182	5000,00		Aproximación	5	39,547	B
J196		2,00	Real	1	40,972	B
J297	406,85		Estimado	4	38,616	B
J328		2,00	Real	1	33,085	B
J398	291,35		Estimado	4	26,029	B
J416	5000,00		Aproximación	5	35,620	B
J437	5000,00		Aproximación	5	33,400	B
J505		2,00	Real	1	26,668	B
J954	3998,78		Estimado	5	51,376	B
J1128	210,40		Estimado	4	43,196	B
J1182		2,00	Real	1	43,594	B

Notas:

1. Inspección realizada en mayo de 2012.
2. Evaluación de riesgos con fecha septiembre de 2015

Tabla 5.8. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2017

Nº	Probabilidad				Consecuencia	
	Df-total localizada	Df-total generalizada	Alcance del Análisis	Categoría	Valor calculado Área m <sup>2</sup>	Categoría
J182	5000,00		Aproximación	5	39,547	B
J196		2,00	Real	1	40,972	B
J297	1221,38		Estimado	5	38,616	B
J328		2,00	Real	1	33,085	B
J398	1277,69		Estimado	5	26,029	B
J416	5000,00		Aproximación	5	35,620	B
J437	5000,00		Aproximación	5	33,400	B
J505		4,73	Real	2	26,668	B
J954	5000,00		Estimado	5	51,376	B
J1128	1032,38		Estimado	5	43,196	B
J1182		2,00	Real	1	43,594	B

Notas:

1. Inspección realizada en mayo de 2012.
2. Proyección de evaluación de riesgos para mayo de 2017.

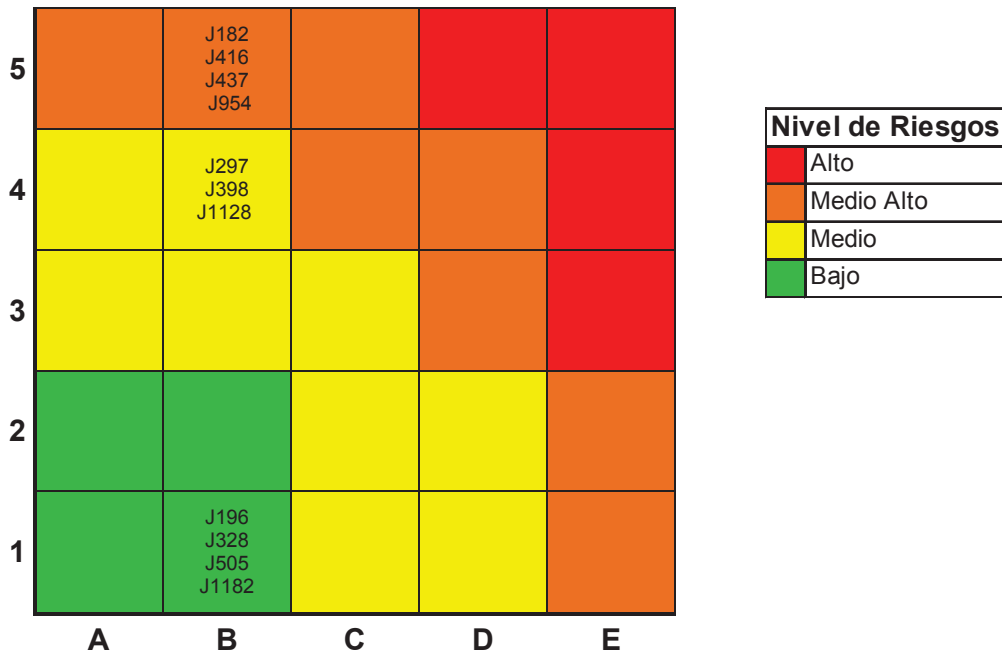


Figura 5.1. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2015

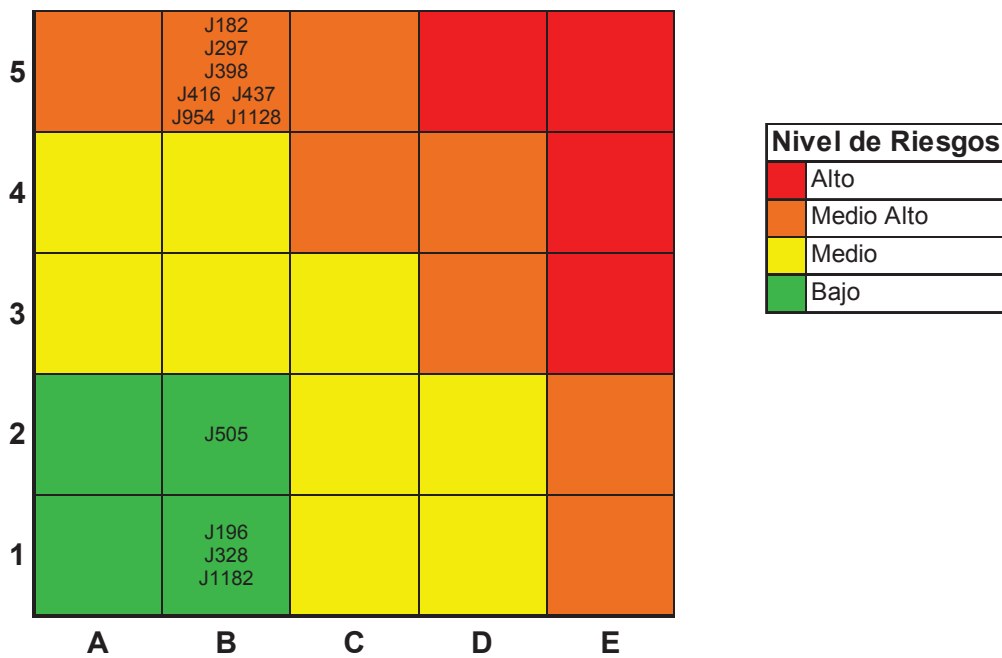


Figura 5.2. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter inflamable para el periodo del 2012 al 2017

Tabla 5.9. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2015

Nº	Probabilidad				Consecuencia	
	Df-total localizada	Df-total generalizada	Alcance del Análisis	Categoría	Valor calculado Financiera USD	Categoría
J182	5000,00		Aproximación	5	66200,51	B
J196		2,00	Real	1	69717,18	B
J297	406,85		Estimado	4	62994,25	B
J328		2,00	Real	1	49705,90	B
J398	291,35		Estimado	4	39104,45	B
J416	5000,00		Aproximación	5	54600,16	B
J437	5000,00		Aproximación	5	49282,71	B
J505		2,00	Real	1	38116,77	B
J954	3998,78		Estimado	5	82563,11	B
J1128	210,40		Estimado	4	105435,66	C
J1182		2,00	Real	1	74432,66	B

Notas:

1. Inspección realizada en mayo de 2012.
2. Evaluación de riesgos con fecha septiembre de 2015

Tabla 5.10. Resumen de factores de daño y consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2017

Nº	Probabilidad				Consecuencia	
	Df-total localizada	Df-total generalizada	Alcance del Análisis	Categoría	Valor calculado Financiera USD	Categoría
J182	5000,00		Aproximación	5	66200,51	B
J196		2,00	Real	1	69717,18	B
J297	1221,38		Estimado	5	62994,25	B
J328		2,00	Real	1	49705,90	B
J398	1277,69		Estimado	5	39104,45	B
J416	5000,00		Aproximación	5	54600,16	B
J437	5000,00		Aproximación	5	49282,71	B
J505		4,73	Real	2	38116,77	B
J954	5000,00		Estimado	5	82563,11	B
J1128	1032,38		Estimado	5	105435,66	C
J1182		2,00	Real	1	74432,66	B

Notas:

1. Inspección realizada en mayo de 2012.
2. Proyección de evaluación de riesgos para mayo de 2017.

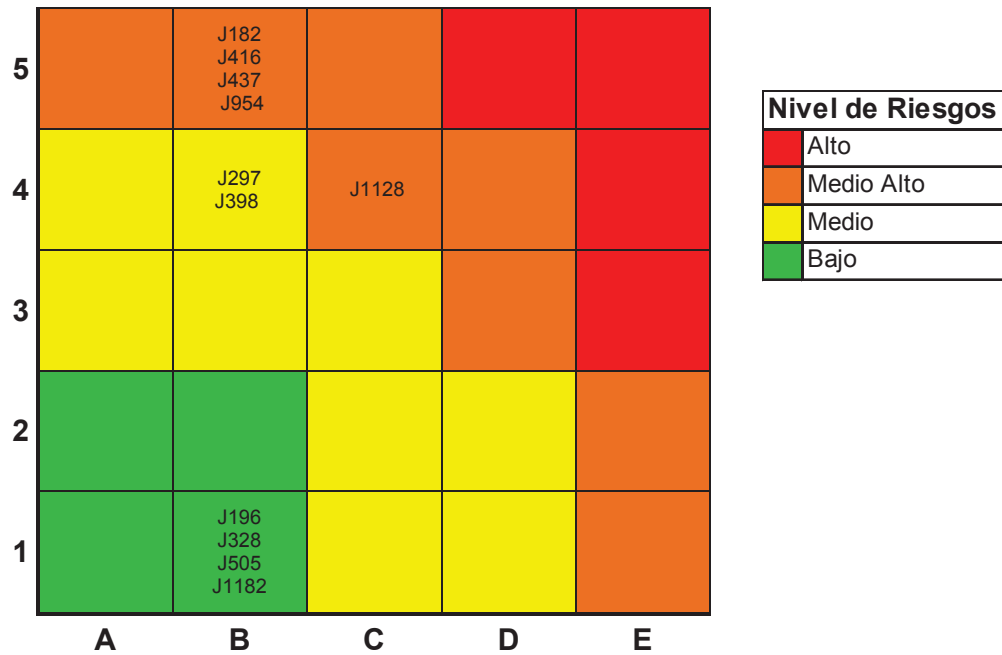


Figura 5.3. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2015

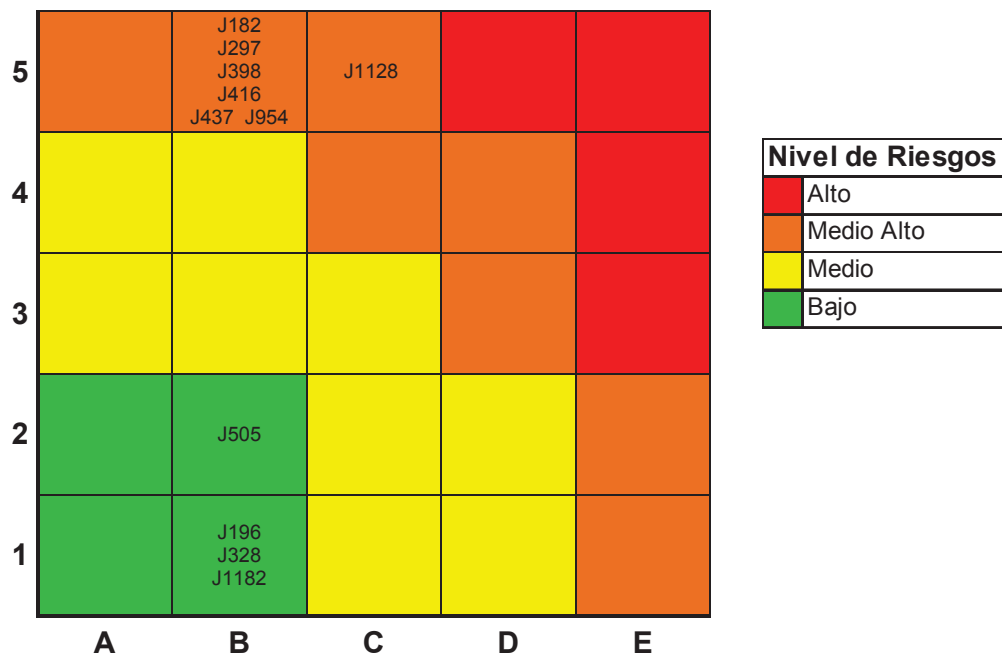


Figura 5.4. Matriz de riesgos aplicado a consecuencias de carácter medioambiental para el periodo del 2012 al 2017

La categoría de análisis identificado como aproximado está aplicado a los tramos de tubería que no disponen de probetas, la única información disponible es la recopilada por el barrido ultrasónico. Por lo tanto, para la evaluación son necesarias las secciones B31.4 y B31G del código ASME B31.

En la Tabla 5.11 se presenta un resumen de la evaluación de la defectología de nueve secciones de tubería. Esta información es útil para elaborar la línea base a partir de los datos obtenidos de la inspección del 2012. Para ejecutar esta actividad, es necesario seguir los criterios de los siguientes documentos:

- Estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 permite valorar las anomalías de las probetas de tubería, debido a que proporcionan suficiente información para desarrollar los requerimientos matemáticos solicitados por este estándar.
- Para los tramos del oleoducto que son reemplazados pero no se dispone de las probetas, para la evaluación es necesario aplicar las secciones B31.4 y B31G del código ASME B31, ya que se confía de los datos recopilados por ultrasonido. Al considerar que el espesor de pared de la tubería está sobre dimensionado y el oleoducto no cumple con la totalidad de los requerimientos del código ASME B31.4, este análisis no sería recomendable.

Luego de evaluar las tuberías aplicando los criterios previamente indicados, las nueve secciones de tubería son aceptadas para continuar en servicio.

#### **5.4.1 INSPECCIÓN DEL OLEODUCTO**

Existen varios métodos para inspeccionar oleoductos, cada uno tiene ventajas y limitaciones.

Las principales técnicas para evaluar la integridad de un oleoducto son:

- Inspección en línea (chancho inteligente).
- Prueba hidrostática.
- Técnicas alternativas.

La prueba hidrostática no es aplicable para corrosión localizada con picadura según el estándar API 1160; este tipo de defecto puede pasar la prueba hidrostática y mantener el MAOP hasta que la fuga se presente.

El código ASME B31.4 admite otro medio para inspección; el barrido ultrasónico externo es una excelente técnica alternativa.



#### **5.4.2 INTERVALO DE REINSPECCIÓN**

Para corrosión externa, basado en la pérdida actual de espesor, el intervalo de reinspección debe ser programado basándose en el cálculo de la mitad de la vida remanente del defecto más profundo no removido (pérdida de espesor por corrosión) a menos que otros factores o valoración crítica indique que una frecuencia alternativa de inspección es apropiada (API 1160, 2001).

#### **5.4.3 ESTRATEGIA PARA RESPONDER ANOMALÍAS IDENTIFICADAS POR LA INSPECCIÓN**

La anomalía es cualquier desviación del espesor original de la tubería, la indicación puede ser generada por técnicas no destructivas, en cambio la imperfección es cualquier discontinuidad observada durante la inspección que puede ser sujeta a criterio de aceptabilidad durante el análisis. El defecto es una imperfección que excede el criterio de aceptabilidad (API 1160, 2001).

El código ASME B31.4 establece que:

- Tan pronto como sea posible, pero dentro de 30 días posterior a la inspección, se debe reportar:
  1. Pérdida de metal que supere el 80% del espesor nominal, independientemente de las dimensiones y forma. Esta imperfección debe ser temporalmente mitigada.
  2. Si la resistencia remanente es menor al valor de la presión MAOP en el lugar de la anomalía, la acción de mitigación temporal es la reducción de la presión.

Los defectos deben ser reparados inmediatamente debido a su alto peligro.
- La acción de mitigación para las anomalías encontradas puede ser ejecutada después de que la imperfección es evaluada, luego de la excavación. Las áreas que deben ser evaluadas, reparadas o mitigadas si es necesario dentro de seis meses de haber recibido el informe final de la inspección, son:
  1. Resistencia remanente menor que el esfuerzo que produce la actual presión MAOP en el lugar de la anomalía usando un método de cálculo adecuado para determinar la presión de operación segura, de acuerdo a lo indicado en la sección B31G.

2. Para la pérdida de espesor que supere el 50% en zonas afectadas por corrosión circunferencial generalizada, se debe tener especial preocupación, especialmente en los sitios donde existan cargas axiales y en lugares donde se obliguen a mantener el MAOP.

## 5.5 MÉTODOS DE REPARACIÓN

Inspecciones conducidas por los requerimientos de un plan de gestión de la integridad, emitirá una lista de anomalías que deben ser reparadas. Los métodos de reparación más usuales y aplicables al oleoducto en estudio son:

- Reemplazo de tubería.
- Camisa tipo A.
- Camisa tipo B.
- Abrazaderas para aislar fugas (reparación temporal).

El código ASME B31.4 proporciona guías y límites para reparar defectos específicos, como:

- Antes de realizar una reparación, se recomienda bajar la presión para evitar una falla grave durante el arreglo del defecto.
- La tubería debe ser recubierta luego de la reparación.
- La tubería con fugas debe ser removida o reparada.
- Desgaste por corrosión mayor al 80% del espesor de la tubería debe ser removido o reparado.
- Menor o igual al 20% del espesor de diseño no debe ser reparado, aunque se recomienda tomar medidas para prevenir futura corrosión.
- Cuando la profundidad de la anomalía que está dentro de la zona de corrosión fluctúa entre el 20% al 80% del espesor de pared, es permitido que permanezca en la tubería sin reparar si la presión en ese punto no supere el nivel de seguridad, previamente evaluado por ASME B31G.
- Si la presión de operación segura es menor a MAOP, el defecto debe ser reparado o removido.

Tabla 5.11. Evaluación de la defectología luego de la inspección realizada en mayo de 2012

Nº Tubo	Razón de corrosión	Valoración del defecto	Especificación defectología ASME B31.4	Evaluación ASME B31.4 mm	Evaluación API 579-1/ASME FFS-1 KPa (psi)	Evaluación ASME B31G KPa (psi)
J182	Datos históricos: 1,1 mm/año Deducida según API 581: 0,078 mm/año	$t_{rdi} = 4,71$ mm $t_{mm} = 3,62$ mm $P_{re} = 13096,83$ KPa ( $P_{re} = 1899,59$ psi)			$P_{re} > MAOP$ 13099,59 > 7584,01 (1899,99 > 1100) <b>ACEPTADO</b>	
297	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: 0,114 mm/año	$t_{mm} = 4,78$ mm $i = 2,33$ mm	<b>Remoción / Reparación</b> $i > 80\% t_{nom}$ $i > 5,68$ mm <b>No reparación.</b> $i_{min} \leq 20\% t_{min}$ $i_{min} \leq 0,61$ mm <b>No reparación, medir la presión.</b> $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq i < 5,68$ mm	Dentro del intervalo: $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq 2,33 < 5,68$		$S_F \geq SF * S_o$ 236478,86 $\geq$ 112200,17 (34299,35 $\geq$ 16273,73) <b>ACEPTADO</b>
328	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: Muestra no obtenida.	$t_{rdi} = 7,11$ mm $t_{mm} = 6,55$ mm $P_r^c = 15460,29$ KPa ( $P_r^c = 2242,39$ psi)			$P_r^c > MAOP$ 15460,29 > 7584,01 (2242,39 > 1100) <b>ACEPTADO</b>	
398	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: Muestra no obtenida.	$t_{mm} = 5,59$ mm $i = 1,52$ mm	<b>Remoción / Reparación</b> $i > 80\% t_{nom}$ $i > 5,68$ mm <b>No reparación.</b> $i_{min} \leq 20\% t_{min}$ $i_{min} \leq 0,61$ mm <b>No reparación, medir la presión.</b> $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq i < 5,68$ mm	Dentro del intervalo: $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq 1,52 < 5,68$		$S_F \geq SF * S_o$ 265467,52 $\geq$ 112200,17 (38503,92 $\geq$ 16273,73) <b>ACEPTADO</b>

N° Tubo	Razón de corrosión	Valoración del defecto	Especificación defectología ASME B31.4	Evaluación ASME B31.4 mm	Evaluación API 579-1/ASME FFS-1 KPa (psi)	Evaluación ASME B31G KPa (psi)
J416	Datos históricos: 1,1 mm/año Deducida según API 581: 0,048 mm/año	$t_{rdi} = 6,01$ mm $t_{mm} = 5,50$ mm $P_{re} = 15487,93$ KPa $(P_{re} = 2246,40$ psi)			$P_{re} > MAOP$ $15487,93 > 7584,01$ $(2246,40 > 1100)$ <b>ACEPTADO</b>	
J437	Datos históricos: 1,1 mm/año Deducida según API 581: 0,078 mm/año	$t_{rdi} = 6,02$ mm $t_{mm} = 5,28$ mm $P_{re} = 15487,93$ KPa $(P_{re} = 2246,40$ psi)			$P_{re} > MAOP$ $15487,93 > 7584,01$ $(2246,40 > 1100)$ <b>ACEPTADO</b>	
J954	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: Muestra no obtenida.	$t_{mm} = 3,18$ mm $i = 3,93$ mm	<b>Remoción / Reparación</b> $i > 80\% t_{nom}$ $i > 5,68$ mm <b>No reparación.</b> $i_{min} \leq 20\% t_{min}$ $i_{min} \leq 0,61$ mm <b>No reparación, medir la presión.</b> $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq i < 5,68$ mm	Dentro del intervalo: $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq 3,93 < 5,68$		$S_F \geq SF * So$ $177332,09 \geq 112200,17$ $(25720,59 \geq 16273,73)$ <b>ACEPTADO</b>
J1128	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: Muestra no obtenida.	$t_{mm} = 5,08$ mm $i = 2,03$ mm	<b>Remoción / Reparación</b> $i > 80\% t_{nom}$ $i > 5,68$ mm <b>No reparación.</b> $i_{min} \leq 20\% t_{min}$ $i_{min} \leq 0,61$ mm <b>No reparación, medir la presión.</b> $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq i < 5,68$ mm	Dentro del intervalo: $20\% \leq i < 80\% t_{nom}$ $1,42 \leq 2,03 < 5,68$		$S_F \geq SF * So$ $247309,79 \geq 112200,17$ $(35870,29 \geq 16273,73)$ <b>ACEPTADO</b>

Nº Tubo	Razón de corrosión	Valoración del defecto	Especificación defectología ASME B31.4	Evaluación ASME B31.4 mm	Evaluación API 579-1/ASME FFS-1 KPa (psi)	Evaluación ASME B31G KPa (psi)
J1182	Datos históricos: 0,292 mm/año Deducida según API 581: 0,150 mm/año	$t_{rci} = 6,91$ mm $t_{min} = 6,38$ mm $P_r^c = 15003,32$ KPa ( $P_r^c = 2176,11$ psi)			$P_r^c > MAOP$ 15003,32 > 7584,01 (2176,11 > 1100) <b>ACEPTADO</b>	

## Notas:

1. Tubería inspeccionada en mayo de 2012.
2. Presión reducida ( $P_{re}$  o  $P_r^c$ ), pero con respecto a la presión máxima  $P_{ic}$  calculada con el espesor  $t_c$ .
3. Esfuerzo estimado de falla  $S_F$ .
4. Factor de seguridad  $SF = 1,25$ .
5. Esfuerzo resultante en la tubería por aplicación de la presión de operación a 1100 psi, So.
6. Profundidad de la imperfección,  $i$ .
7. Espesor nominal  $t_{nom} = 7,11$  mm (0,28 in).
8. Espesor de diseño  $t_{min} = 3,06$  mm para soportar MAOP de 1100 psi.
9. Espesor  $t_{rci} = t_{avg\ min}$  para corrosión evaluada como generalizada y probeta retirada de campo.
10. Espesor  $t_{rci} = t_{min}$  para corrosión evaluada como localizada con desgaste uniforme sin probeta, corresponde a las tuberías: J297, J398, J954 y J1128.
11. Espesor  $t_{rci} = t_{eq}$  para corrosión localizada con picadura y con probeta retirada en campo, corresponde a las tuberías: J182, J416 y J437.
12. Se considera la siguiente suposición:
13. Los tubos J182, J196, J297, J328, J398, J416, J437, J505 J1182 fueron reemplazados por lo tanto, no se debería aplicar el análisis de riesgos, pero para conocer si la decisión de reemplazo fue o no apropiada en esa fecha, se considera que estos tramos de tubería no fueron cambiados.
14. Los tubos J954 y J1128 muestran un riesgo actual.
15. Los colores hacen referencia al nivel de riesgo, según API 581 – 2008. Ver Figura 5.1.

## **5.6 OPCIONES DE MITIGACIÓN**

Antes que algún programa de mitigación pueda ser seleccionado, el operador debe determinar la razón de corrosión y su severidad junto con los mecanismos de corrosión.

Entre las alternativas para prevenir, detectar y minimizar las consecuencias de fugas inesperadas se tienen:

- Prevención de daños producto de la acción de terceras partes.
- Control de la corrosión.
- Detección de fugas inesperadas.
- Minimizar las consecuencias de fugas inesperadas.
- Reducir la presión de operación.

### **5.6.1 ESTABLECER UNA ESTRATEGIA DE INSPECCIÓN BASADO EN LA VALORACIÓN DE RIESGOS**

Una estrategia de inspección debe ser diseñada en conjunto con otros planes de mitigación, tal que los riesgos intrínsecos de la tubería sean aceptables.

La inspección es efectiva si la técnica escogida de inspección es suficiente para detectar el mecanismo de deterioro y su severidad (API 580, 2002).

El nivel de reducción de riesgo alcanzado por inspección dependerá de:

- Modo de falla del mecanismo de deterioro.
- Intervalo de tiempo entre el comienzo de la degradación y de la falla (velocidad de deterioro).
- Capacidad de detección por la técnica de inspección.
- Frecuencia de inspección.

### **5.6.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN**

El revestimiento de la tubería, combinada con la protección catódica provee control efectivo de la corrosión para superficies externas de la tubería. Las opciones aplicables al oleoducto son:

- Instalar recubrimiento.
- Enterrar la tubería.
- Limpiar los alrededores.

- Alzar la tubería sobre marco H.
- Pintar.

#### **5.6.2.1 Determinación del modo de falla**

La relación entre el mecanismo de deterioro con el modo de falla más probable para tubería corroída es:

- Generalmente la picadura conduce a fugas de fluido por agujeros de pequeño tamaño.
- El adelgazamiento generalizado a menudo conduce a grandes fugas o roturas.

El modo de falla afecta la magnitud de las consecuencias (API 580, 2002).

#### **5.6.3 DETECCIÓN DE FUGAS INESPERADAS**

##### **5.6.3.1 Reducción del volumen de la fuga**

El volumen disponible para fugar es aquel que permanece dentro de la tubería más el caudal que puede circular en 3 minutos de operación, de acuerdo a lo indicado en la RP API 581-2008.

La expectativa del desempeño del mecanismo de detección debe ser descrita en términos del volumen fugado versus el tiempo de detección. Se debe considerar que la comunicación entre las partes puede afectar el rendimiento y la respuesta.

Los tipos de sistema de detección aplicables al oleoducto son:

- Modelado dinámico del flujo en estado estable; a través de datos enviados de diferentes puntos de medición a lo largo del oleoducto; las desviaciones de los parámetros son comparados con niveles de alarmas preestablecidos. Con este método no se conoce la información del sitio de la fuga.
- Detección de fugas con pruebas estáticas; consiste de una prueba de presión. El oleoducto es presurizado con las válvulas cerradas, la presión debe mantenerse constante. Con este método no se conoce la información del sitio de la fuga.
- Software para detección de fugas por análisis de presión puntual; el software incorpora dos métodos independientes de detección de fugas, cuales son: análisis puntual de presión y balance de masa. Los algoritmos reconocen

entre operación normal y eventos que ocasionan fugas. Cuando es utilizado con un sistema de comunicación, el análisis puntual de la presión provee el lugar de la fuga.

#### **5.6.3.2 Mejora en la respuesta a emergencias**

Fugas inesperadas en el oleoducto pueden enviar al operador señales a través de:

- Alarmas donde se monitoree la operación del sistema.
- Pruebas y mecanismos diseñados para detección de fugas.
- Observación por terceras partes.
- Instituciones creadas para responder a emergencias.

#### **5.6.3.3 Aislamiento y control de la fuente de fuga**

Los métodos de control son:

- Reducción de la presión de operación
- Paralización del bombeo y cierre de las válvulas alrededor de la fuente de fuga.

#### **5.6.3.4 Control del producto fugado**

Es necesario despachar el equipo de respuesta de la compañía operadora para controlar la fuga de crudo.

El personal debe llevar insumos para contingencia de derrames y debe proveerse de químicos industriales biodegradables. A continuación un listado de equipos e insumos:

- Absorbente hidrófobo (granulado de corcho).
- Barreras absorbentes.
- Paños absorbentes
- Tanques para almacenamiento de hidrocarburos y agua.
- Barreras de contención flotantes para derrames.
- Enzimas biológicas para degradación de hidrocarburos.
- Tanqueros vaccum.



### **5.6.3.5 Reducción de la presión de operación**

La reducción de la presión es una medida temporal pero tiene una inmediata acción de mitigación del riesgo hasta que el defecto sea evaluado, reparado o removido.

## **5.7 VALORACIÓN DE LA INTEGRIDAD DEL OLEODUCTO**

El resultado final que debe alcanzar la compañía operadora para asegurar el correcto funcionamiento del sistema y evitar impactos ambientales negativos es producto de la valoración de la integridad del oleoducto.

Para la valoración de la integridad se seleccionan 9 secciones de tubería, las que permitieron analizar:

- Los conductores de riesgos.
- Los mecanismos de valoración de la integridad.
- Las opciones de mitigación.
- Los métodos de reparación.

Los resultados están descritos en la Tabla 5.12.

Considerando que la severidad de la corrosión depende de la condición del suelo y cambios en el ambiente que rodea a la tubería, el intervalo de inspección debe ser revisado y ajustado después de cada verificación.

El intervalo de tiempo calculado para cada tubería, se convierte en fecha límite para el nivel de riesgo deseado. En otras palabras, las restricciones planteadas generan un nivel de riesgo máximo aceptable que debería ser evaluado en el intervalo de tiempo indicado por la Tabla 5.12.

Del oleoducto los siguientes tubos poseen alta tasa de corrosión: J408, J614, J626, J750, J914 y J954, pero en este trabajo no son evaluados debido a que:

- La información recopilada no es suficiente para valorar y evaluar el daño.
- Los datos obtenidos por ultrasonido no son confiables.

Tabla 5.12. Valoración de la integridad del oleoducto y mitigación de varios segmentos de tubería

N° Tubo	Características de la Tubería y del Entorno	Conductores de Riesgos	Mecanismos de Valoración de la Integridad	Opciones de Mitigación Aplicables en el Año 2012	Métodos de Reparación Aplicables en el 2012	Máximo Periodo para Inspección RP API 581 años
J182	Tubería enterrada en arena y no posee recubrimiento. Corrosión localizada con picadura. Vivienda cercana, aproximado a 2 m.	Corrosión externa por exposición al suelo. Vivienda con habitantes.	Barrido ultrasónico externo.	Instalar recubrimiento. Pintar. Enterrar la tubería. Comprobar - Ajustar FCA. Monitoreo en sitio. Sistema para detección de fugas. Procedimiento para respuesta a emergencias. Aislamiento y control de la fuente de fuga. Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.	Reemplazo de tubería.	1,50
297	Primera sección: Tubería sobre la superficie del suelo sin recubrimiento. Segunda sección: Tubería cercana al estero sin recubrimiento. Basura alrededor. Corrosión localizada. Vivienda cercana, aproximado a 2 m.	Corrosión externa por exposición al suelo y la atmósfera. Vivienda con habitantes. Esteros.	Barrido ultrasónico externo.	Instalar recubrimiento. Pintar. Enterrar la tubería cercana a vivienda. Ajustar FCA Monitoreo en sitio. Sistema para detección de fugas. Procedimiento para respuesta a emergencias. Aislamiento y control de la fuente de fuga. Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.	No reparación.	5,84

N° Tubo	Características de la Tubería y del Entorno	Conductores de Riesgos	Mecanismos de Valoración de la Integridad	Opciones de Mitigación Aplicables en el Año 2012	Métodos de Reparación Aplicables en el 2012	Máximo Periodo para Inspección RP API 581 años
328	<p>Tubería semienterrada en lastre y no posee recubrimiento.</p> <p>Corrosión localizada evaluada como generalizada.</p> <p>Vivienda cercana, aproximado a 7 m.</p>	<p>Corrosión externa por exposición al suelo.</p> <p>Vivienda con habitantes</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento.</p> <p>Pintar.</p> <p>Enterrar la tubería.</p> <p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>No reparación.</p>	<p>13,86</p>
398	<p>Primera sección: Tubería enterrada con recubrimiento.</p> <p>Segunda sección: Tubería sale del suelo sin recubrimiento.</p> <p>Corrosión localizada.</p> <p>Espacio deportivo cercano, aproximado a 2 m.</p>	<p>Corrosión externa dentro del aislamiento, por exposición al suelo y humedad.</p> <p>Reunión de personas por evento deportivo.</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento.</p> <p>Pintar.</p> <p>Enterrar la tubería.</p> <p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>No reparación.</p>	<p>8,65</p>

N° Tubo	Características de la Tubería y del Entorno	Conductores de Riesgos	Mecanismos de Valoración de la Integridad	Opciones de Mitigación Aplicables en el Año 2012	Métodos de Reparación Aplicables en el 2012	Máximo Periodo para Inspección RP API 581 años
J416	<p>Tubería semienterrada en lastre y no posee recubrimiento.</p> <p>Corrosión localizada con picadura.</p> <p>Vivienda cercana, aproximado a 20 m.</p>	<p>Corrosión externa por exposición al suelo y la atmósfera.</p> <p>Vivienda con habitantes</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento.</p> <p>Pintar.</p> <p>Enterrar la tubería.</p> <p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>Reemplazo de tubería.</p>	<p>2,68</p>
J437	<p>Tubería sobre la superficie del suelo y no posee recubrimiento.</p> <p>Vegetación alrededor.</p> <p>Corrosión localizada con picadura.</p>	<p>Corrosión externa por exposición al suelo y la atmósfera.</p> <p>Corrosión influenciada microbiológicamente.</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento.</p> <p>Pintar.</p> <p>Alzar la tubería sobre marco H.</p> <p>Limpiar los alrededores.</p> <p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>Reemplazo de tubería.</p>	<p>2,68</p>

N° Tubo	Características de la Tubería y del Entorno	Conductores de Riesgos	Mecanismos de Valoración de la Integridad	Opciones de Mitigación Aplicables en el Año 2012	Métodos de Reparación Aplicables en el 2012	Máximo Periodo para Inspección RP API 581 años
J954	<p>Primera sección: Tubería sobre la superficie del suelo con huellas de haber tenido recubrimiento.</p> <p>Segunda sección: Tubería penetra en el suelo con recubrimiento.</p> <p>Vegetación alrededor.</p> <p>Corrosión localizada.</p>	<p>Corrosión externa por exposición al suelo y la atmósfera.</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento.</p> <p>Pintar.</p> <p>Alzar la tubería sobre marco H o enterrar.</p> <p>Limpiar los alrededores.</p> <p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>Reemplazo de tubería.</p> <p>Camisa tipo B.</p>	0,41
J1128	<p>Corrosión localizada.</p>	<p>Corrosión externa.</p> <p>Río Shiripuno.</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Comprobar - Ajustar FCA.</p> <p>Monitoreo en sitio.</p> <p>Sistema para detección de fugas.</p> <p>Procedimiento para respuesta a emergencias.</p> <p>Aislamiento y control de la fuente de fuga.</p> <p>Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>No reparación.</p>	6,89

N° Tubo	Características de la Tubería y del Entorno	Conductores de Riesgos	Mecanismos de Valoración de la Integridad	Opciones de Mitigación Aplicables en el Año 2012	Métodos de Reparación Aplicables en el 2012	Máximo Periodo para Inspección RP API 581 años
J1182	<p>Tubería tendida sobre la superficie del suelo, gran parte está separada del suelo y no posee recubrimiento. Corrosión generalizada.</p>	<p>Corrosión externa por exposición al suelo y la atmósfera.</p>	<p>Barrido ultrasónico externo.</p>	<p>Instalar recubrimiento. Pintar. Alzar la tubería sobre marco H. Limpiar los alrededores. Comprobar - Ajustar FCA. Monitoreo en sitio. Sistema para detección de fugas. Procedimiento para respuesta a emergencias. Aislamiento y control de la fuente de fuga. Mecanismos para el control del volumen de producto fugado.</p>	<p>No reparación.</p>	<p>13.07</p>

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

La información obtenida en campo y la generada en este trabajo se agrupa en varias secciones para facilitar su comprensión.

#### 6.1 INSPECCIÓN, CÁLCULOS, VALORACIÓN Y EVALUACIÓN

##### 6.1.1 MEDICIÓN DE ESPESORES

1. El barrido de espesores realizado al oleoducto aplicando la técnica no destructiva de ultrasonido proporciona valores diferentes a los obtenidos con el calibrador, las posibles causas son:
  - Deficiente limpieza alrededor de la tubería, especialmente en la sección enterrada. Varias tuberías retiradas del sitio de operación luego de ser inspeccionadas muestran restos de corrosión, Fotografías 3.1, 3.8, 3.11 y 3.16.
  - El máximo espesor obtenido con ultrasonido se aproxima a 7,11 mm (0,28 in), pero los espesores reales bordean 7,7 mm (0,303 in). Esta información indica que el equipo de ultrasonido fue calibrado con un bloque de 7,11 mm (0,28 in) en lugar de usar el espesor real de la tubería, por consiguiente la incorrecta calibración inicial del equipo produce lecturas de espesores inferiores al valor verdadero y para tuberías con espesor nominal menor a 7,7 mm, el valor medido tendría doble error; por ejemplo para el tramo 11 el espesor real de la tubería es 7,4 mm (0,291 in).
  - Los tramos reemplazados son de 14 metros de longitud aproximadamente, pero la probeta retirada tiene un largo de 50 cm; por lo tanto, existe la posibilidad de haber retirado la probeta en un sitio incorrecto y no represente la zona de mayor adelgazamiento.
2. El uso del calibrador para medir el espesor de las probetas de tubería proporciona resultados confiables y reproducibles con un margen de error de +/- 0,1 mm.

### 6.1.2 CÁLCULO DE LA RAZÓN DE CORROSIÓN Y FCA

1. Los proveedores contratados en los años 2008 y 2012 para realizar trabajos de inspección en la tubería obtuvieron valores diferentes para la razón de corrosión; los valores obtenidos fueron: 0,299 mm/año y 0,381 mm/año, respectivamente.

El valor promedio calculado para la razón de corrosión, en base a los reportes históricos de los años 2009 y 2012 es de 0,292 mm/año, de acuerdo a la Tabla 4.6. Este resultado se basa en los datos de ambos ensayos ultrasónicos y no considera la profundidad de las picaduras.

Aunque los valores finales son calculados de diferente forma, la tasa de corrosión muestra similitud al comparar los tres resultados indicados.

2. El valor calculado de 0,292 mm/año para la razón de corrosión es mayor que los obtenidos según la práctica recomendada RP API 581-2008 parte 2 anexo 2.B sección 2.B.12, ver Tabla 4.5. La baja tasa de corrosión deducida por la RP 581-2008 es producto de la alta resistividad de las muestras de suelo y del limitado número de parámetros que requiere la RP API 581-2008 para la valoración. Para los tramos de tubería que reposan sobre la tierra, la práctica recomendada no considera la compactación del suelo, la mezcla de suelos alrededor de la tubería, la retención del agua de lluvia, la vegetación, la retención de humedad en las diferentes capas de suelo y los desperdicios humanos. Estos factores forman zonas de corrosión localizada con picadura, debido a que se incentiva la creación de zonas anódicas. Estas variables naturales propias de cada sitio propician a: instalar probetas de corrosión junto a la tubería, disminuir el tiempo para la próxima inspección, aumentar la frecuencia de inspecciones, crear procedimientos de valoración y evaluación propios de cada sitio y diseñar una base de datos para el control de registros. Todas estas actividades mejoran el resultado final y permiten tener un valor real de la tasa de corrosión.
3. ASME B31.4 establece que la tubería debe ser inspeccionada eléctricamente cada 5 años cuando no se dispone de protección catódica y se encuentra enterrada. Para tubería expuesta a la atmósfera sin recubrimiento, el intervalo de inspección debe ser 3 años.



La corrosión futura permisible (FCA) es calculada empleando el dato de la razón de corrosión y el intervalo de 5 años; el valor resultante es 1,46 mm, que es aplicable para adelgazamiento generalizado.

### **6.1.3 EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE SERVICIO**

1. Es suficiente la extracción de una probeta de 50 cm de longitud para aplicar los criterios del estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007.
2. A continuación se interpreta la valoración de los diferentes tramos:

#### **Tramo 1**

- Muestra una zona corroída con picaduras profundas, presenta un espesor equivalente de 4,71 mm y es capaz de soportar 13089,75 KPa (1899,59 psi). Probeta valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión localizada con picadura, puesto que el desgaste supera la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA y el factor de resistencia remanente RSF, es menor que el factor de resistencia remanente disponible RSF<sub>a</sub>. El espesor mínimo medido es 3,62 mm.
- Cumple con los límites establecidos por el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 con respecto al diámetro de la picadura  $d \leq 21,7$  mm y la razón de espesor remanente  $R_t \geq 0,2$ .

#### **Tramo 2**

- Muestra una zona corroída con picaduras de baja profundidad. Probeta valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión generalizada, debido a que el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible RSF<sub>a</sub>; no cumple con la restricción indicada por RP API 581-2008 para adelgazamiento generalizado que limita la variación del espesor a 1,27 mm y el desgaste supera la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA.
- El espesor mínimo promedio del área afectada en dirección longitudinal es 7,02 mm, capaz de soportar 15298,64 KPa (2220,04 psi). El espesor mínimo medido es de 5,98 mm.

**Tramo 4**

- Muestra una zona corroída con picaduras de baja profundidad. Probeta valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión generalizada, debido a que el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible RSF<sub>a</sub>; cumple con la restricción indicada por RP API 581-2008 para adelgazamiento generalizado que limita la variación del espesor a 1,27 mm y el desgaste está dentro de la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA.
- El espesor mínimo promedio del área afectada en dirección longitudinal es 7,11 mm, capaz de soportar 15460,29 KPa (2242,39 psi). El espesor mínimo medido es de 6,55 mm.

**Tramo 8**

- Muestra una zona corroída con picaduras profundas, presenta un espesor equivalente de 6,01 mm y es capaz de soportar 15460,29 KPa (2242,39 psi). A consecuencia de la elevada pérdida de material, la probeta es valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión localizada con picadura; aunque el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible RSF<sub>a</sub>. El desgaste supera la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA y el espesor mínimo medido es 5,50 mm.
- Cumple con los límites establecidos por el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 con respecto al diámetro de la picadura  $d \leq 21,7$  mm y la razón de espesor remanente  $R_t \geq 0,2$ .

**Tramo 10**

- Muestra una zona corroída con picaduras profundas, presenta un espesor equivalente de 6,02 mm y es capaz de soportar 15460,29 KPa (2242,39 psi). A consecuencia de la elevada pérdida de material, la probeta es valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión localizada con picadura; aunque el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible RSF<sub>a</sub>. El desgaste supera la

tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA y el espesor mínimo medido es 5,28 mm.

- Cumple con los límites estipulados por el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 con respecto al diámetro de la picadura  $d \leq 21,7$  mm y la razón de espesor remanente  $R_t \geq 0,2$ .

### **Tramo 11**

- Muestra una zona corroída con picaduras de baja profundidad. Probeta valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión generalizada, debido a que el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible  $RSF_a$ ; cumple con la restricción indicada por RP API 581-2008 para adelgazamiento generalizado que limita la variación del espesor a 1,27 mm y el desgaste está dentro de la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA.
- El espesor mínimo promedio del área afectada en dirección longitudinal es 6,80 mm, capaz de soportar 14700,51 KPa (2132,19 psi). El espesor mínimo medido es de 6,16 mm.

### **Tramo 16**

- Muestra una zona corroída uniforme. La probeta es valorada empleando el mecanismo de daño denominado corrosión generalizada, debido a que el factor de resistencia remanente RSF, es mayor que el factor de resistencia remanente disponible  $RSF_a$  y el patrón de desgaste es homogéneo; no cumple con la restricción indicada por RP API 581-2008 para adelgazamiento generalizado que limita la variación del espesor a 1,27 mm. La pérdida de material está dentro de la tolerancia de 1,46 mm impuesta por el FCA.
  - El espesor mínimo promedio del área afectada en dirección longitudinal es 6,91 mm, capaz de soportar 15003,32 KPa (2176,11 psi). El espesor mínimo medido es de 6,38 mm.
3. Usando el código ASME B31G-2009 (evaluación nivel 0) para valorar el tramo 16, rechazaría la tubería, ya que limita la longitud máxima del área corroída a 26,4 mm para un desgaste de pared de 1,32 mm.

4. Considerando que el espesor de la tubería es  $t_{rd} \gg t_{min} + FCA_{5años}$ , entonces existe exceso de material que soportaría las cargas no consideradas en el estudio (vivas y muertas).
5. El estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 permite estimar la vida remanente de la tubería a través de la valoración de la probeta, ver Tabla 4.20. Para la probeta de tubería con picadura, el resultante tiempo de servicio valorado con el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 es más alto con respecto al obtenido de forma lineal, considerando la misma tasa de corrosión en ambos cálculos. El beneficio obtenido es producto de utilizar el espesor equivalente, por lo tanto, no está considerado el mínimo espesor de la picadura más crítica, significa que podría existir una fuga pequeña por un agujero pero la tubería continuaría operando debido a que su capacidad de servicio no es mermada en su totalidad.
6. Para valorar la capacidad de servicio de la tubería, el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 emplea el MAOP en lugar de la presión real que se tiene a lo largo del oleoducto; este requerimiento proporciona resultados muy conservadores para el oleoducto analizado.

#### **6.1.4 HIDRÁULICA DEL OLEODUCTO**

1. El espesor nominal de la tubería  $t_n$ , es demasiado grande con respecto al espesor necesario para soportar el MAOP, por lo tanto, las presiones calculadas según el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 cuando  $RSF < RSF_a$ , no representa la presión reducida, entonces se debe interpretar como la presión máxima que puede soportar la tubería.
2. Los resultados de la simulación con el programa Mat Lab R2010a tienen una estrecha semejanza con la realidad. Luego de ingresar al programa los parámetros recopilados en campo, las variables de presión y temperatura a la llegada varían en 1% y 6%, respectivamente, con respecto a los valores medidos. La temperatura del fluido y del ambiente son preponderantes para el resultado final, un pequeño cambio de éstas, modifica significativamente los datos de salida.

3. La caída de presión a lo largo del oleoducto es 5196,56 KPa (753,72 psi). La reducción de la presión es consecuencia del bajo grado API del fluido, el diámetro pequeño de la tubería y la moderada temperatura inicial del crudo. Estas condiciones adversas inciden en la viscosidad dinámica, alcanzando el valor de 0,61 Pas. El factor de fricción se incrementa hasta 0,7 y el número de Reynolds baja a 129, originando un flujo completamente laminar. Los parámetros de operación se indicaron en la Tabla 3.2.
4. La información de las Tablas 6.1 y 6.2 permite trazar el perfil hidráulico, dibujar la curva piezométrica y visualizar los límites máximos de presión que soportaría cada sección de tubería en las siguientes condiciones: para tuberías cuyos espesores son menores a 5,08 mm (0,2 in) e inspeccionados con ultrasonido y para siete probetas retiradas en campo; las probetas son valoradas con el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 y el espesor fue medido con calibrador. La Figura 6.1 indica la presión máxima que soportaría la tubería evaluada con la ecuación de Barlow (ecuación para el cálculo de la presión de diseño) e inspeccionada con ultrasonido; en la Figura 6.2 la evaluación es repetida considerando la ecuación Barlow pero el espesor es medido con calibrador, y en la Figura 6.3 está dibujada la presión máxima que resiste la tubería valorada con el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 e inspeccionada físicamente con calibrador.

La comparación de las tres figuras proporciona información valiosa con respecto al nivel de valoración y mecanismo de medición; permite deducir la capacidad de servicio del componente cortado a la fecha de inspección. Los resultados de la Figura 6.3 son muy diferentes a los obtenidos en la Figura 6.1. Las probetas de tubería valoradas e inspeccionadas con API 579-1/ ASME FFS-1 2007 y calibrador, tienen suficiente espesor para continuar en servicio.

### **6.1.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS**

1. Para el cálculo de la consecuencia de falla se trabaja con tres escenarios (tamaño de agujeros), y mediante un análisis probabilístico se determina el área afectada o pérdida financiera producto de la fuga; por lo tanto, el valor final de la consecuencia calculada según RP API 581-2008 es baja con respecto a la falla catastrófica.

2. A causa del alto punto de auto-ignición del crudo, aproximadamente 202°C, el área segura para resguardarse de un inminente incendio es pequeña; considerando el escenario probabilístico planteado por la RP API 581-2008 para fugas de fluido, ver Tabla 5.6.
3. La RP API 581-2008 limita el área de consecuencia inflamable a 929 m<sup>2</sup> para el análisis de riesgos; esta restricción conduce a: reducir el tiempo de respuesta, construir barreras naturales o artificiales para retener el producto derramado, colocar mecanismos de monitoreo y detección de fugas, instalar válvulas de cierre en punto críticos y elaborar procedimientos para detener el bombeo.
4. Las tuberías que muestran alto riesgo de generar una fuga luego de 5 años y contaminar con crudo el área de influencia (consecuencias de origen inflamable) son: J182, J297, J398, J416, J437, J954, J1128. De similar forma, las tuberías que están próximas a falla y generarían costos por limpieza medioambiental son: J182, J297, J398, J416, J437, J954 y J1128.
5. La práctica recomendada RP API 581-2008 permite calcular la fecha para la próxima inspección en tuberías. Los criterios que se aplican para elaborar este trabajo son:
  - Tiempo necesario para alcanzar el espesor de diseño  $t_{\min} = 3,06$  mm y soportar la presión MAOP.
  - La RP API 581-2008 proporciona herramientas para calcular el intervalo tiempo de acuerdo a las exigencias propias del cliente, por ejemplo para mantener el parámetro  $A_{rt} < 0.65$ , el factor de daño  $D_F \leq 1000$  y el espesor  $\geq 3,06$  mm, el tiempo resultante es menor con respecto al obtenido para alcanzar el espesor de diseño  $t_{\min}$ , permitiendo al operador permanecer en un extremo conservador.

Los valores calculados están tabulados en las Tablas 6.3 y 6.4.

6. El rápido crecimiento del factor de daño en las probetas de tubería que muestran corrosión localizada con picadura es producto del alto valor de la razón de corrosión, por este motivo la tubería fue reparada inmediatamente por la compañía. Detener el crecimiento de la picadura es complejo, ya que se deben modificar las condiciones corrosivas adversas del ambiente que rodea la tubería.

Tabla 6.1. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido  
Presión de bomba 870 psi y espesores medidos en campo con ultrasonido

N° Tubo	Identificación	Posición de la Tubería en el Plano XY (m)	Altura Z (m)	Segmento de la Tubería en el espacio XYZ (m)	Espesor Medido (in)	Espesor $\leq 0,2$ in (in)	Presión en la Línea (KPa)	Presión en la Línea (psi)	Altura Piezométrica (m)	Altura MAOP 1100 psi (m)	Altura para Espesor Nominal $t=0,28$ in (m)	Altura para Espesor Reducido $t \leq 0,20$ in (m)
K16_J1227	P25	-12890,35	262,46	348,60	0,261		1215,39	176,28	396,18	1108,11	2227,51	
K15_J1200	P24	-12600,86	253,63	174,32	0,262		1426,76	206,94	410,61	1099,28	2218,68	
K15_J1187	P23	-12454,23	262,29	835,69	0,255		1422,83	206,37	418,84	1107,94	2227,33	
K15_J1182	T31	-12390,44	261,70			0,181				1107,34	2226,74	1531,96
K14_J1128	T30	-12003,61	243,78			0,200				1089,42	2208,82	1647,38
K14_J1118	P22	-11945,06	241,36	1747,70	0,243		1911,02	277,18	451,64	1087,01	2206,41	
K13_J988	P21	-10391,53	253,01	1156,85	0,254		2449,52	355,28	522,61	1098,66	2218,06	
K12_J978	T29	-10281,81	262,95			0,190				1108,60	2227,99	1596,37
K12_J954	T28	-10015,95	283,63			0,125				1129,27	2248,67	1160,88
K11_J902	P20	-9387,82	300,36	1274,88	0,254		2436,04	353,33	568,52	1146,01	2265,40	
K10_J806	P19	-8509,62	249,24	875,61	0,263		3363,39	487,83	619,57	1094,88	2214,28	
K10_J773	T27	-8169,19	265,57			0,145				1111,21	2230,61	1283,18
K09_J739A	P18	-7728,61	277,80	248,25	0,257		3401,37	493,34	652,38	1123,44	2242,84	
K09_J721	P17	-7490,57	261,55	1534,61	0,259		3635,48	527,30	661,93	1107,19	2226,59	
K09_J694	T26	-7136,22	270,59			0,194				1116,23	2235,63	1632,08
K08_J664	T25	-6848,26	291,56			0,176				1137,21	2256,60	1526,73
K08_J625	T24	-6536,18	339,44			0,186				1185,08	2304,48	1644,79
K07_J605	P16	-6370,31	347,01	297,50	0,232		3385,98	491,11	720,04	1192,66	2312,06	
K07_J583	P15	-6192,98	329,92	846,30	0,260		3640,75	528,06	731,04	1175,57	2294,96	
K06_J524	T23	-5725,01	359,51			0,167				1205,16	2324,55	1531,52

N° Tubo	Identificación	Posición de la Tubería en el Plano XY (m)	Altura Z (m)	Segmento de la Tubería en el espacio XYZ (m)	Espesor Medido (in)	Espesor $\leq 0,2$ in (in)	Presión en la Línea (KPa)	Presión en la Línea (psi)	Altura Piezométrica (m)	Altura MAOP 1100 psi (m)	Altura para Espesor Nominal $t=0,28$ in (m)	Altura para Espesor Reducido $t \leq 0,20$ in (m)
K06_J520	P14	-5672,14	364,42	524,88	0,250		3605,52	522,95	761,75	1210,06	2329,46	
K06_J505	T22	-5486,84	345,11			0,170				1190,76	2310,15	1538,17
K06_J500	T21	-5431,54	342,82			0,190				1188,47	2307,86	1676,24
K06_J499	T20	-5423,76	342,72			0,183				1188,37	2307,77	1627,02
K06_J481	P13	-5231,98	334,10	185,65	0,251		4040,82	586,09	779,45	1179,75	2299,14	
K06_J467	P12	-5080,14	349,41	1309,27	0,259		3965,25	575,13	786,46	1195,05	2314,45	
K05_J437	T19	-4730,77	315,35			0,172				1161,00	2280,40	1522,45
K05_J427	T18	-4674,94	305,69			0,131				1151,34	2270,73	1225,05
K05_J422	T17	-4694,96	299,10			0,156				1144,75	2264,15	1393,91
K05_J416	T16	-4669,00	288,60			0,152				1134,25	2253,64	1355,34
K05_J415	T15	-4668,55	288,55			0,180				1134,20	2253,60	1551,80
K05_J399	T14	-4539,49	291,33			0,190				1136,98	2256,38	1624,76
K04_J378	T13	-4374,23	285,00			0,155				1130,65	2250,05	1372,79
K04_J366	T12	-4281,74	270,87			0,184				1116,52	2235,91	1562,18
K04_J365	P11	-4273,41	270,86	627,35	0,263		5078,41	736,58	830,82	1116,50	2235,90	
K04_J351	T11	-4134,76	271,64			0,172				1117,28	2236,68	1478,73
K04_J336	T10	-3945,07	272,62			0,130				1118,26	2237,66	1184,96
K04_J328	T9	-3849,83	277,91			0,129				1123,55	2242,95	1183,23
K04_J317	P10	-3707,62	281,89	216,85	0,259		5413,72	785,22	852,17	1127,54	2246,93	
K03_J298	P9	-3519,98	261,56	962,82	0,256		5413,36	785,16	858,62	1107,21	2226,60	
K03_J297	T8	-3494,76	261,97			0,188				1107,61	2227,01	1581,35
K03_J291	T7	-3423,43	263,34			0,200				1108,98	2228,38	1666,94
K03_J290	T6	-3410,84	263,96			0,168				1109,60	2229,00	1442,98



N° Tubo	Identificación	Posición de la Tubería en el Plano XY (m)	Altura Z (m)	Segmento de la Tubería en el espacio XYZ (m)	Espesor Medido (in)	Espesor $\leq 0,2$ in (in)	Presión en la Línea (KPa)	Presión en la Línea (psi)	Altura Piezométrica (m)	Altura MAOP 1100 psi (m)	Altura para Espesor Nominal $t=0,28$ in (m)	Altura para Espesor Reducido $t \leq 0,20$ in (m)
K03_J262	T5	-3056,22	273,89			0,154				1119,54	2238,94	1354,67
K03_J261	T4	-3050,75	273,89			0,177				1119,54	2238,94	1516,08
K02_J227	P8	-2620,73	283,69	132,93	0,270		5494,85	796,98	889,95	1129,33	2248,73	
K02_J217	P7	-2501,07	269,93	537,78	0,268		5646,96	819,05	893,00	1115,58	2234,98	
K02_J177	P6	-2006,40	282,11	1269,83	0,268		5684,50	824,49	909,46	1127,76	2247,15	
K01_J134B	T3	-1580,01	264,00			0,170				1109,64	2229,04	1457,06
K01_J101	T2	-1194,76	264,19			0,183				1109,83	2229,23	1548,48
K01_J79	P5	-947,39	252,15	134,13	0,264		6273,40	909,91	944,86	1097,80	2217,20	
K00_J69	P4	-816,01	267,64	407,03	0,245		6169,37	894,82	948,91	1113,29	2232,68	
K00_J66	T1	-779,02	264,07			0,190				1109,72	2229,11	1597,49
K00_J37	P3	-412,77	250,70	282,47	0,277		6417,38	930,79	959,49	1096,35	2215,75	
K00_J16	P2	-137,45	265,52	185,72	0,244		6352,19	921,33	967,21	1111,17	2230,56	
K00_J01	P1	0,00	262,66	0,00	0,268		6411,95	930,00	971,00	1108,31	2227,71	

## Notas:

1. El eje de las coordenadas (altura) esta recorrido para dibujar el perfil geográfico, de esta manera la distancia inicia desde cero.
2. Para dibujar el perfil reducido son escogidos valores de espesores menores a 0,2 in.
3. Esta identificado con la letra "P" a los puntos geográficos de referencia y con la letra "T" para los tubos con espesor  $\leq 0,2$  in.
4. Datos recogidos utilizando la bomba pequeña de 150 hp para producir 870 psi en la descarga.
5. Espesor de la tubería medido con ultrasonido.
6. Espesor nominal 0,28 in.

Tabla 6.2. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido  
 Presión de bomba 870 psi y probetas medidas con calibrador evaluadas con API 579-1/ASME FFS-1

N° Tubo	Identificación	Posición de la Tubería en el Plano XY (m)	Altura Z (m)	Segmento de la Tubería en el Espacio XYZ (m)	Espesor tc (in)	Espesor Mínimo de la Probeta (in)	Presión en la Línea (KPa)	Presión en la Línea (psi)	Altura Piezométrica (m)	Altura MAOP 1100 psi (m)	Altura para Espesor tc (m)	Altura para Espesor Reducido API 579-1 (m)
K16_J1227	P25	-12890,35	262,46	348,60	0,246		1215,39	176,28	396,18	1108,11	1986,57	
K15_J1200	P24	-12600,86	253,63	174,32	0,246		1426,76	206,94	410,61	1099,28	1977,74	
K15_J1187	P23	-12454,23	262,29	835,69	0,246		1422,83	206,37	418,84	1107,94	1986,40	
K15_J1182	M16	-12390,44	261,70		0,246	0,251				1107,34	1985,81	1934,59
K14_J1118	P22	-11945,06	241,36	1747,70	0,246		1911,02	277,18	451,64	1087,01	1965,47	
K13_J988	P21	-10391,53	253,01	1156,85	0,246		2449,52	355,28	522,61	1098,66	1977,12	
K11_J902	P20	-9387,82	300,36	1274,88	0,246		2436,04	353,33	568,52	1146,01	2024,47	
K10_J806	P19	-8509,62	249,24	875,61	0,246		3363,39	487,83	619,57	1094,88	1973,35	
K09_J739A	P18	-7728,61	277,80	248,25	0,246		3401,37	493,34	652,38	1123,44	2001,91	
K09_J721	P17	-7490,57	261,55	1534,61	0,246		3635,48	527,30	661,93	1107,19	1985,66	
K07_J605	P16	-6370,31	347,01	297,50	0,246		3385,98	491,11	720,04	1192,66	2071,12	
K07_J583	P15	-6192,98	329,92	846,30	0,246		3640,75	528,06	731,04	1175,57	2054,03	
K06_J520	P14	-5672,14	364,42	524,88	0,246		3605,52	522,95	761,75	1210,06	2088,52	
K06_J505	M11	-5486,84	345,11		0,234	0,243				1190,76	1986,33	1984,24
K06_J500	M11	-5431,54	342,82		0,234	0,243				1188,47	1984,04	1981,95
K06_J499	M11	-5423,76	342,72		0,234	0,243				1188,37	1983,94	1981,86
K06_J481	P13	-5231,98	334,10	185,65	0,246		4040,82	586,09	779,45	1179,75	2058,21	
K06_J467	P12	-5080,14	349,41	1309,27	0,246		3965,25	575,13	786,46	1195,05	2073,52	
K05_J437	M10	-4730,77	315,35		0,246	0,208				1161,00	2039,46	2039,21
K05_J416	M8	-4669,00	288,60		0,246	0,217				1134,25	2012,71	2012,46

N° Tubo	Identificación	Posición de la Tubería en el Plano XY (m)	Altura Z (m)	Segmento de la Tubería en el Espacio XYZ (m)	Espesor tc (in)	Espesor Mínimo de la Probeta (in)	Presión en la Línea (KPa)	Presión en la Línea (psi)	Altura Piezométrica (m)	Altura MAOP 1100 psi (m)	Altura para Espesor tc (m)	Altura para Espesor Reducido API 579-1 (m)
K05_J415	M8	-4668,55	288,55		0,246	0,217				1134,20	2012,66	2012,41
K04_J365	P11	-4273,41	270,86	627,35	0,246		5078,41	736,58	830,82	1116,50	1994,97	
K04_J328	M4	-3849,83	277,91		0,246	0,258				1123,55	2002,02	2001,76
K04_J317	P10	-3707,62	281,89	216,85	0,246		5413,72	785,22	852,17	1127,54	2006,00	
K03_J298	P9	-3519,98	261,56	962,82	0,246		5413,36	785,16	858,62	1107,21	1985,67	
K02_J227	P8	-2620,73	283,69	132,93	0,246		5494,85	796,98	889,95	1129,33	2007,80	
K02_J217	P7	-2501,07	269,93	537,78	0,246		5646,96	819,05	893,00	1115,58	1994,04	
K02_J196	M2	-2242,95	272,66		0,246	0,235				1118,31	1996,77	1979,33
K02_J182	M1	-2072,26	278,56		0,246	0,143				1124,21	2002,67	1738,88
K02_J177	P6	-2006,40	282,11	1269,83	0,246		5684,50	824,49	909,46	1127,76	2006,22	
K01_J79	P5	-947,39	252,15	134,13	0,246		6273,40	909,91	944,86	1097,80	1976,26	
K00_J69	P4	-816,01	267,64	407,03	0,246		6169,37	894,82	948,91	1113,29	1991,75	
K00_J37	P3	-412,77	250,70	282,47	0,246		6417,38	930,79	959,49	1096,35	1974,81	
K00_J16	P2	-137,45	265,52	185,72	0,246		6352,19	921,33	967,21	1111,17	1989,63	
K00_J01	P1	0,00	262,66	0,00	0,246		6411,95	930,00	971,00	1108,31	1986,77	

Notas:

1. El eje de las coordenadas (altura) esta recorrido para dibujar el perfil geográfico, de esta manera la distancia inicia desde cero.
2. La altura para espesor reducido se obtiene mediante MAOP calculado según 579-1/ASME FFS-1.
3. Esta identificado con la letra "P" a los puntos geográficos de referencia y con la letra "M" para los tubos medidos con calibrador.
4. Datos recogidos utilizando la bomba pequeña de 150 hp para producir 870 psi en la descarga.
5. Espesores de las probetas de tubería medidos con calibrador.
6. El espesor tc se obtiene del espesor de la probeta sin corrosión menos el valor de FCA.

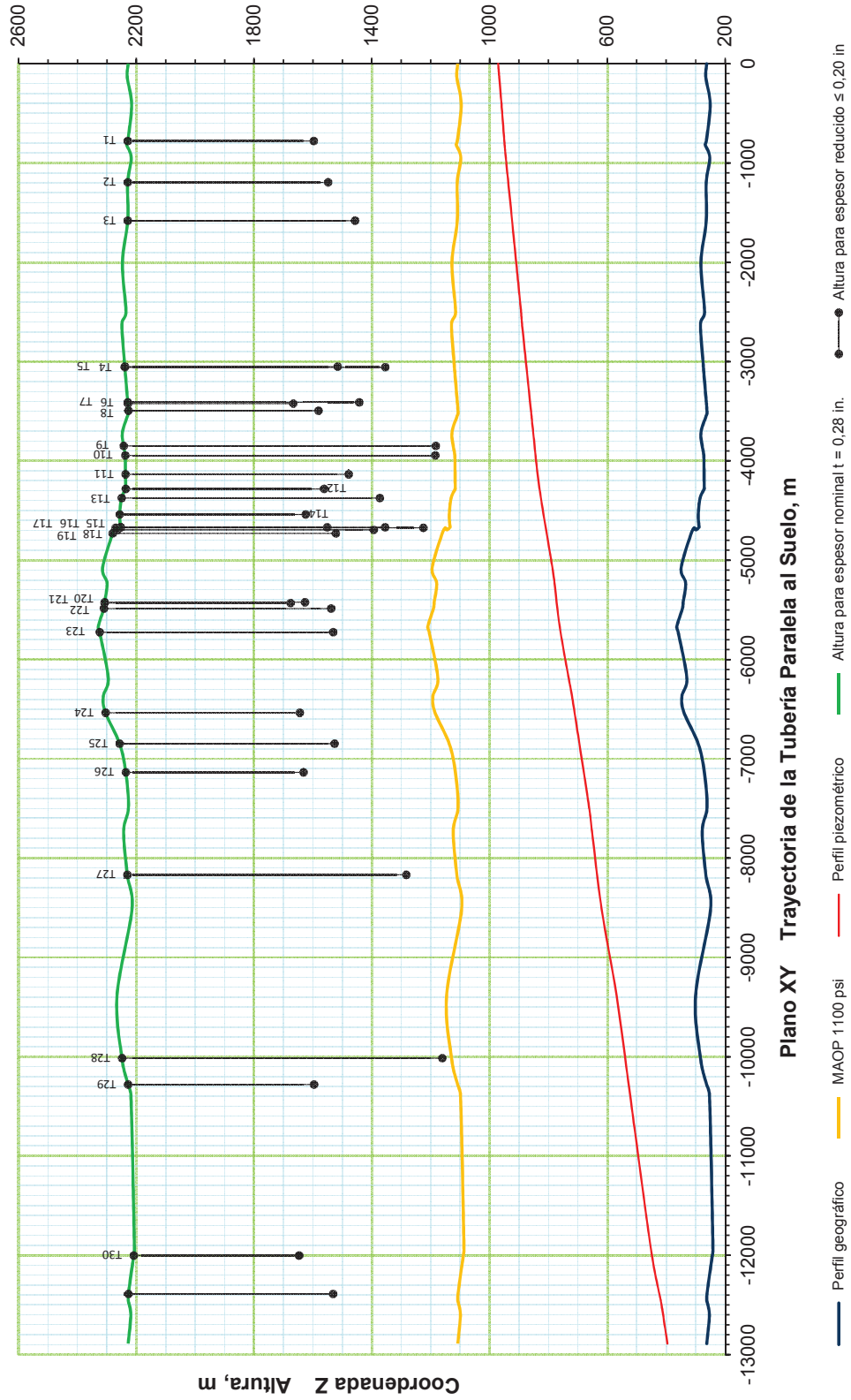


Figura 6.1. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido  
 Presión de bomba 870 psi y espesores medidos en campo con ultrasonido

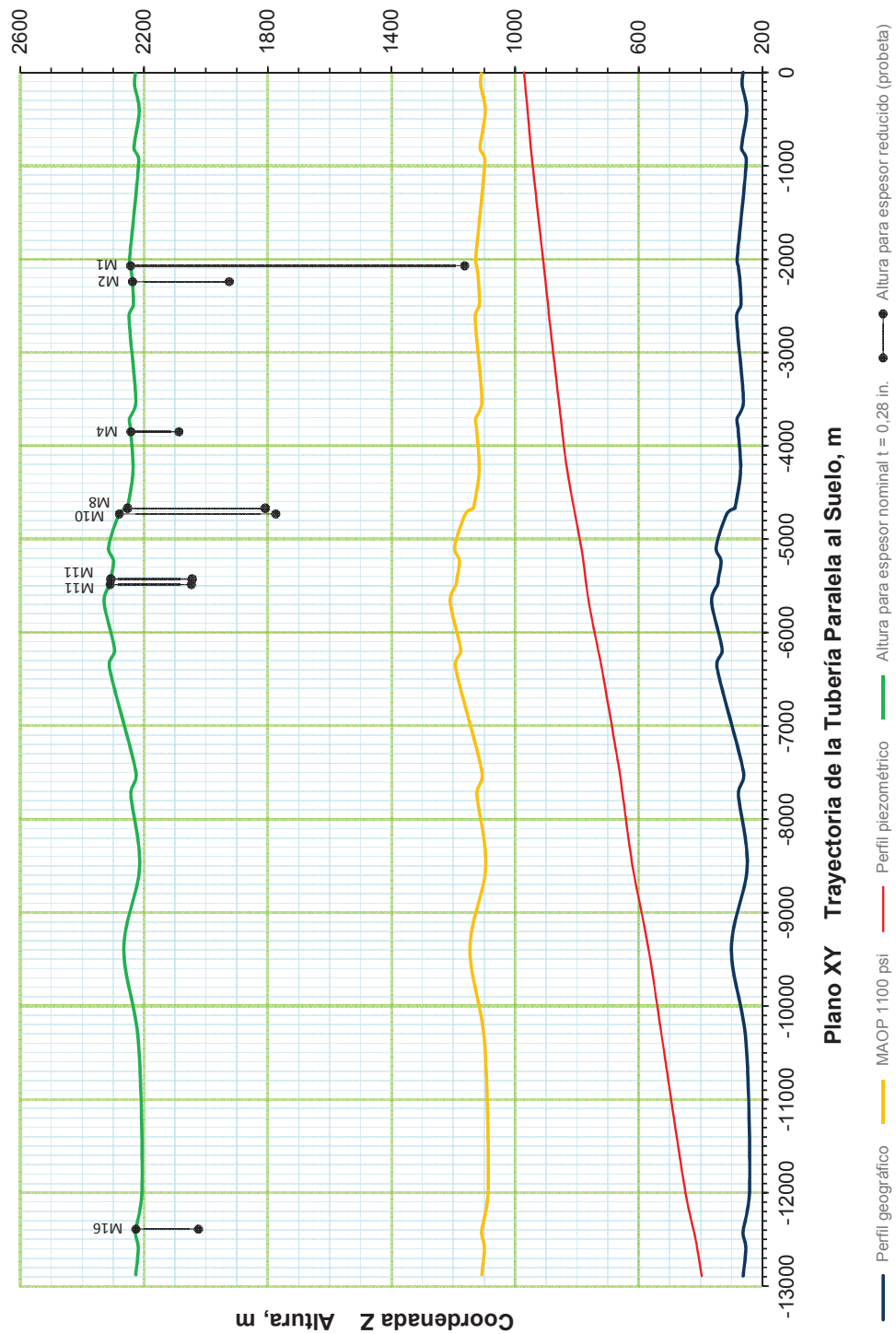


Figura 6.2. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido  
 Presión de bomba 870 psi y espesores medidos con calibre

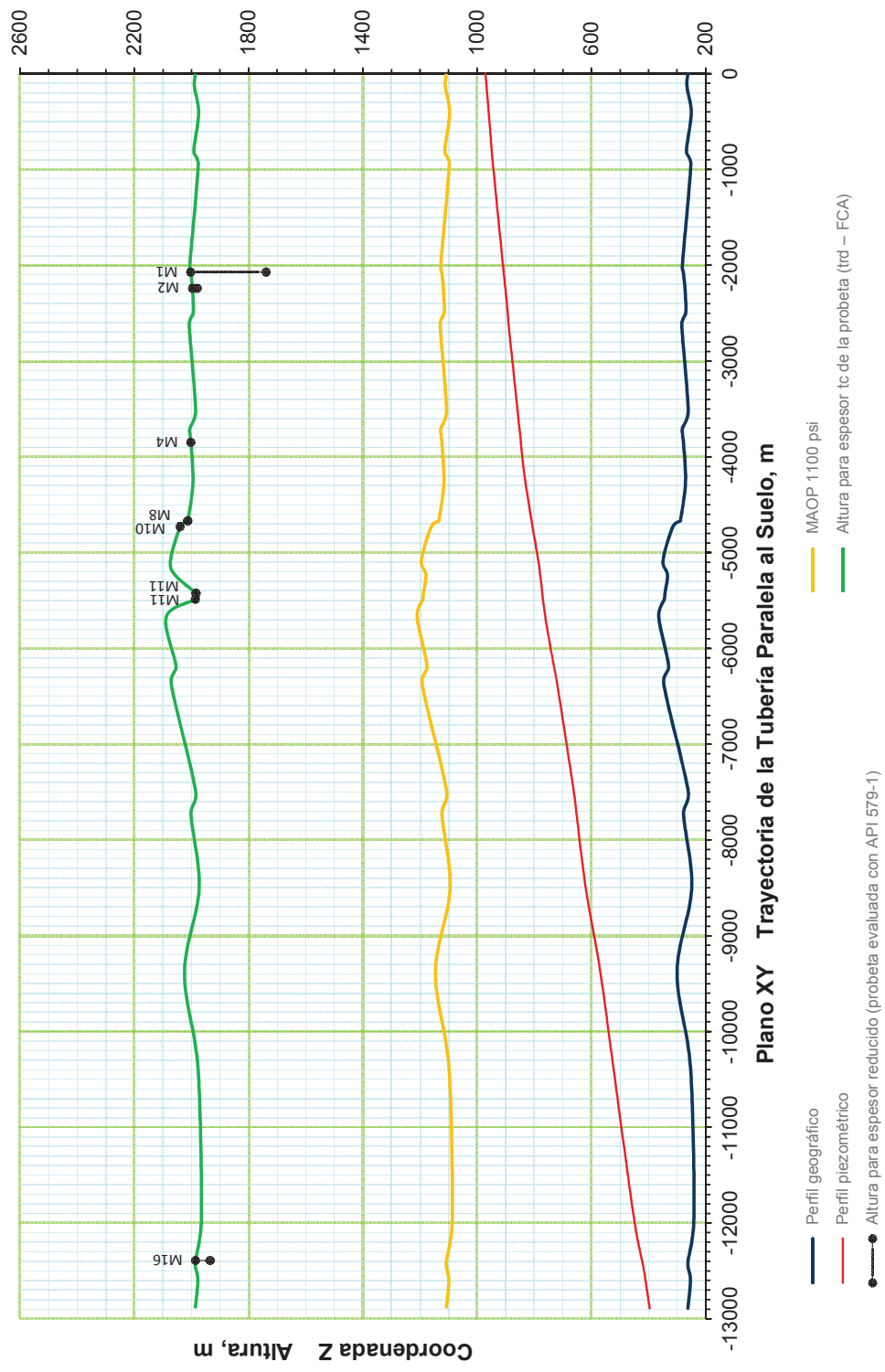


Figura 6.3. Perfil geográfico - Piezométrico - MAOP - Espesor reducido  
 Presión de bomba 870 psi - Espesores medidos con calibrador - Probetas evaluadas con API 579-1

7. El análisis de riesgos depende de la precisión de las medidas recopiladas con ultrasonido y del mecanismo de daño observado (corrosión general o localizada), entonces es fundamental realizar una exhaustiva inspección a la tubería en sitio, pero la dificultad de valorar y evaluar la defectología en campo genera la necesidad de instalar probetas de corrosión junto a la tubería en lugares específicos donde se identifique un problema de rápido adelgazamiento.

Tabla 6.3. Tiempo de vida que cumple los requerimiento  $A_{rt} < 0.65$ , el factor de daño  $D_F \leq 1000$  y el espesor  $\geq 3,06$  mm según RP API 581-2008

Nº Tubería	Tiempo para la Próxima Inspección años	Condición de la Tubería en el Año 2012
J182	1,03	Tramo reemplazado
J196	7,79	Tramo reemplazado
J297	4,18	Tramo reemplazado
J328	7,95	Tramo reemplazado
J398	4,34	Tramo reemplazado
J416	1,35	Tramo reemplazado
J437	1,40	Tramo reemplazado
J505	7,63	Tramo reemplazado
J954	1,13	No reemplazado
J1128	4,44	No reemplazado
J1182	13,07	Tramo reemplazado

#### 6.1.6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE ESTÁNDARES

1. El estándar API 1160-2001 recomienda que la fecha para la próxima inspección debería ser programada cuando se cumpla el 50% de la vida remanente y la evaluación debería ser realizada en la anomalía más profunda. Los tiempos de vida remanente e intervalos para reinspección se presentan en la Tabla 6.4. Como el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 permite evaluar físicamente la tubería (probeta), la planificación de la próxima fecha de inspección es confiable pero luego de ejecutar los métodos de remediación indicados por el

estándar; si la remediación no se realiza, es necesario aumentar la frecuencia de inspección o reemplazar el componente en el caso de la picadura. La RP API 581-2008 maneja conceptos probabilísticos y limita el tiempo para la próxima inspección según el nivel de riesgo que el usuario desea alcanzar, considera los efectos negativos del ambiente que rodea a la tubería. El estándar API 1160-2001 recoge los requerimientos del código API 570 -1998, el cual utiliza un cálculo lineal para encontrar el tiempo de vida remanente. Considerando que el oleoducto tiene un espesor pequeño, no se aconseja emplear este último código.

Tabla 6.4. Vida remanente e intervalo de reinspección para 10 tuberías

Nº Tubo	API 579-1-2007 años nota1	API 581-2008 años nota 2	API 581-2008 años nota 3	API 1160-2001 años nota 4
J182	2,15	1,50	1,03	0,25
J196	13,56	13,58	7,79	5,00
J297		5,84	4,18	2,95
J328	13,87	13,86	7,95	5,98
J398		8,65	4,34	4,33
J416	3,65	2,68	1,35	1,09
J437	3,65	2,68	1,40	1,00
J505	12,8	12,81	7,63	5,31
J1128		6,89	4,44	3,46
J1182	13,19	13,07	13,07	5,68

Notas:

1. Tiempo de vida remanente según API 579-1-2007.
2. Tiempo para la reinspección y alcanzar espesor  $\geq 3,06$  mm
3. Tiempo para la reinspección y cumplir con  $A_{rt} < 0.65$ ,  $D_F \leq 1000$  y espesor  $\geq 3,06$  mm.
4. Tiempo para realizar la próxima inspección.
5. Los tramos / tuberías reemplazados en campo son: J182, J196, J328, J416, J437, J505, J1182.
6. Para las tuberías J182, J416 y J437 se utiliza el valor de 1,11 mm/año para la razón de corrosión.

2. El periodo de tiempo apropiado para ejecutar la próxima inspección es 5 años luego de la última inspección realizada en el año 2012; este intervalo de tiempo es recomendado a causa de:

- La Ecuación 5.12 de la práctica recomendada RP API 581-2008 utiliza el parámetro  $A_{rt}$  para calcular el factor de daño, el cual satisface la condición de 5 años.



- Para tubería enterrada con recubrimiento y sin protección catódica la inspección debe ser realizada en 5 años.
3. Para zonas con picadura, la Tabla 4.14 permite calcular el espesor mínimo de la tubería que cumpla con una tasa de corrosión de 1,10 mm/año en un periodo de 5 años, considerando únicamente el incremento en la profundidad de la picadura. El espesor mínimo resultante es 5,07 mm (0,2 in), que es superior al espesor mínimo requerido para soportar la presión MAOP.

Del Anexo B2 se seleccionan las tuberías con espesores menores a 0,2 in, que están indicadas en la Figura 3.4. La mayoría de las tuberías inspeccionadas en el año 2012 con ultrasonido satisfacen la condición de soportar 5 años, a excepción de las tuberías J101, J261, J262, J378, J935 y J1128 en las que se deben programar una nueva inspección en 2 años como máximo.

4. Los tubos de los tramos 1, 8 y 10 fueron reemplazados en el año 2012, pero en el supuesto de no haber cambiado los tramos, era necesario realizar una próxima inspección en los próximos 2 años según API 579-1/ ASME FFS-1 2007.
5. En la región con picadura, el establecer un valor exacto para la tasa de corrosión y poder conocer con anticipación el aumento de la profundidad y diámetro de la picadura es complicado, e incluso un análisis estadístico complejo no aseguraría su veracidad; siendo esencial colocar probetas de corrosión junto a la tubería o aumentar la frecuencia de inspección.

En este trabajo, la tasa de corrosión para picadura está deducida a través de estimaciones e información histórica. Por lo tanto, los resultados de la vida remanente para los tubos J182, J416 y J437 son considerados aproximados; ver Tablas 4.20 y 5.12.

El estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 permite emplear la tasa de corrosión para picadura en el desarrollo del cálculo de la vida remanente, pero la práctica recomendada RP API 581-2008 sugiere evaluar componentes que exhiban un comportamiento constante con respecto al mecanismo de adelgazamiento; por lo tanto, el usar la tasa de corrosión por picadura para el análisis de riesgos proporciona valores estimados e inciertos.

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 CONCLUSIONES

1. El objetivo principal de un programa de gestión para la integridad del oleoducto es eliminar las fugas en su totalidad para evitar impactos negativos en el medio ambiente. La aplicación práctica del análisis de riesgos desarrollado en este trabajo favorece la obtención de esta meta, debido a que el análisis considera varios factores externos que afectan negativamente la superficie de la tubería y provee guías para minimizar las consecuencias.
2. Normativa nacional (Decreto Ejecutivo 1215) e internacional (Departamento de Transporte de los Estados Unidos de Norteamérica 49 CFR Parte 195) obligan a enterrar la tubería junto con mecanismos de prevención contra la corrosión, como son el recubrimiento y la protección catódica. Sin embargo, la actual recesión económica del sector petrolero y la situación contractual de las compañías operadoras con el Estado ecuatoriano dificulta cumplir con los requerimientos de las normativas en su totalidad, entonces las medidas para el control de la corrosión que se aplicarían en la actual situación sobre la tubería son: instalar recubrimiento en tramos críticos, limpiar los alrededores, pintar con epóxico, levantar la tubería sobre un marco H y enterrar las secciones de tubería que atraviesan sitios habitados.
3. La fuerte correlación encontrada entre la teoría, los estándares y el trabajo de campo permite alcanzar el límite de aplicación de la tubería.  
Disponer de una probeta propia del sitio, favorece la correcta evaluación de las anomalías que se han desarrollado en la periferia de la tubería a través del tiempo y que son propias del medioambiente del sector. Cuando no es factible extraer una probeta existe incertidumbre en los resultados finales, por lo tanto, el componente es retirado antes de cumplir la expectativa de vida.
4. Cada tramo de tubería está sujeto a diferentes condiciones provocadas por el medio ambiente e intervención humana que continuamente modifican la razón de corrosión. Por lo tanto, para asegurar la integridad del oleoducto se deben

elaborar procedimientos específicos para el registro de datos de cada tramo. Un programa de integridad debe ser periódicamente actualizado y retroalimentado, entonces la compañía operadora debe incorporar un sistema de gestión para integrar / enlazar la información.

Los siguientes acontecimientos deben ser recopilados para fomentar un programa de gestión: tipo y lugar de la filtración, inspecciones, valoraciones, evaluaciones, reparaciones, mantenimiento, operación, incidentes / accidentes y otra información que el operador considere útil.

5. Tubería que luego de la limpieza muestra un alto daño por corrosión, no necesariamente pierde su capacidad de servicio. El verdadero daño será conocido después de evaluar la probeta aplicando el estándar API 579-1/ASME FFS-1 2007 y posiblemente la corrosión tenga un carácter generalizado en lugar de localizada con picadura. En las probetas de los tramos 2, 4 y 11 se evidencia este particular.
6. Luego de evaluar las diferentes probetas de tubería retiradas en campo con el estándar API 579-1/ ASME FFS-1 2007 se concluye que las tuberías reemplazadas en el año 2012 tenían suficiente espesor para continuar en servicio, ver Tabla 5.11. Estas tuberías podrían soportar el doble de la presión de operación máxima permisible de 7584,01 KPa (1100 psi).
7. Todos los objetivos planteados al inicio de este trabajo se cumplieron debido a que la compañía operadora permitió retirar probetas de tubería y compartió información de la trayectoria e inspecciones previas del oleoducto. Si no se dispone de los datos anteriormente mencionados, se imposibilita la adecuada ejecución de la valoración y evaluación de las anomalías evidenciadas en la superficie de la tubería.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

1. Los lineamientos emitidos por los estándares: API 579-1/ ASME FFS-1 2007, API 1160-2001 y ASME B31.4 no toman en cuenta la degradación del metal base con el pasar del tiempo; y considerando que la tubería es afectada por los diferentes mecanismos de corrosión, entonces se sugiere que la compañía

realice un análisis metalúrgico, para respaldar los resultados alcanzados en este trabajo.

2. Se recomienda que los proveedores de la compañía que realizan mediciones de espesores con equipo de ultrasonido manual, estén dentro de las categorías de inspección B o C, según las Tablas 5.5, 5.6 y 5.7 de la RP 581-2008 parte 2 sección 5; para conseguir un alto nivel de efectividad.
3. Se aconseja realizar una exhaustiva limpieza en la superficie de la tubería y calibrar continuamente el equipo de ultrasonido a lo largo del oleoducto para alcanzar exactitud en los valores medidos de espesores.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AEA Technology plc. (1998, December 4). Prediction of heavy oil viscosity. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=8DF0D2938D695C22F352B3EB458D0B30?doi=10.1.1.501.7321&rep=rep1&type=pdf>.
2. American Petroleum Institute. (2001). *API 1160 – 2001: Standard for Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Washington, D.C., United States of America: Author.
3. American Petroleum Institute. (2002). *API 580 – 2002: Recommended Practice for Risk – Based Inspection*. Washington, D.C., United States of America: Author.
4. American Petroleum Institute. (2008). *API 581 – 2008: Recommended Practice for Risk – Based Inspection Technology*. Washington, D.C., United States of America: Author.
5. American Petroleum Institute. (2003). *API 571 – 2003: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Washington, D.C., United States of America: Author.
6. American Petroleum Institute. (1998). *API 570 – 1998: Piping Inspection Code (Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems)*. Washington, D.C., United States of America: Author.
7. American Petroleum Institute. (2004). *API 5L – 2004: Specification for Line Pipe*. Washington, D.C., United States of America: Author.
8. American Petroleum Institute and The American Society of Mechanical Engineers. (2007). *API 579-1 / ASME FFS-1 2007: Standard for Fitness – For – Service*. Washington, D.C., United States of America: Author.
9. Bowles, J. (1981). *Manual de Laboratorio de Suelos en Ingeniería Civil*. México: McGraw-Hill.
10. Crown, D. & Louvar, J. (2002). *Chemical Process Safety / Fundamentals with Applications*. (2nd ed.). United States of America: Prentice Hall PTR.

11. Incropera, F. & Dewitt, D. (1999). *Fundamento de Transferencia de Calor*. (4a ed.). Mexico: Pearson Prentice Hall.
12. Lurie, M. (2008). *Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation*. Germany: Wiley-VCH.
13. Perry, R. & Green, D. (1999). *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. (7th ed.) United States of America: McGraw Hill.
14. National Association of Corrosion Engineers. (2003). NACE 2003: *Internal Corrosion for Pipelines*. (Internal Corrosion for Pipelines Course Manual).
15. National Association of Corrosion Engineers. (2002). RP0502 – 2002: Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology (NACE International Standard Recommended Practice). Houston, United States of America.
16. National Association of Corrosion Engineers. (1996). RP0169 – 1996: Control of External Corrosion on Underground or submerged Metallic Piping Systems (NACE International Standard Recommended Practice). Houston, United States of America.
17. Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215). (2001, 13 de febrero). Ex Ministerio de Energía y Minas.  
<http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215.pdf>
18. Schlumberger. *Aspectos de Yacimientos de Crudos Pesados*.
19. Shreir, L., Jarman, R. & Burstein, G. (1994). *Corrosion – Metal / Environment Reaction*. (Vols. 1 – 2). (3rd ed). Great Britain, United Kingdom: Butterworth - Heinemann.
20. The American Society of Mechanical Engineers. (2006). ASME B31.4 – 2006: *Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids* (ASME Code for Pressure Piping, B31). New York, United States of America.
21. The American Society of Mechanical Engineers. (2009). ASME B31G – 2009: *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* (Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping). New York, United States of America.

22. Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline (49 CFR Part 195.246).  
(2011). Code of Federal Regulations.

<https://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2011-title49-vol3/CFR-2011-title49-vol3-part195>.