

**EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA
INSPECCIÓN EN LÍNEA CON HERRAMIENTA INTELIGENTE EN EL
GASODUCTO PAYOA – BUCARAMANGA.**

JOAN FABIÁN TAVERA GARZÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA
INSPECCIÓN EN LÍNEA CON HERRAMIENTA INTELIGENTE EN EL
GASODUCTO PAYOA – BUCARAMANGA.**

JOAN FABIÁN TAVERA GARZÓN

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

OSCAR REY CASTELLANOS

Ingeniero Metalúrgico UIS

Msc. Ingeniería de materiales UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Dedico todo este triunfo a toda mi familia, Humberto, Claudia, Angélica, Gladys, Néstor, María, Bernardo, que durante toda mi carrera siempre estuvieron presentes de forma incondicional, guiándome, apoyándome, aconsejándome en cada paso y decisión importante de mi vida. A ellos y nadie más que a ellos va este logro y los miles más que Dios y la vida me regalen durante todo mi camino.

También a todas las personas que de una u otra manera aportaron un grano de arena para conseguir este sueño que hoy en día es un sueño cumplido y a todos los que creyeron desde el primer día en mí y en mis capacidades para poder lograrlo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme lograr este sueño de finalizar mi carrera de la mano de mis seres queridos, por darme fortaleza, sabiduría y paciencia para poder lograrlo, solo él sabe las diferentes dificultades que se pudieron llegar a presentar y que hoy en día son simples anécdotas que me llenaron de sabiduría y experiencia para un futuro.

Gracias a mi papa Humberto, mi mama Claudia y mi hermana Angélica, que son mi fortaleza y mi alegría. Gracias por creer en mí y en mis capacidades.

Gracia a mi toda mi familia entera, abuelas, abuelos, tíos, tías, primos, allegados y cualquier persona que se cruzó durante mi camino y que directa o indirectamente me ayudo a mi formación como profesional y como persona.

Gracias a la vida por permitirme celebrar este triunfo en compañía de mis padres, hermana, abuelos y demás familia. Para ellos este triunfo y alegría.

Gracias mi director de tesis Oscar Rey por su tiempo, paciencia, dedicación, conocimiento y creer en mí y en este valioso trabajo de grado que hoy ha finalizado con éxito.

Gracias a mi Universidad Industrial de Santander por formarme como ingeniero de petróleo y más aún como persona íntegra, ética y formal. A cada uno de los profesores y compañeros de clase que estuvieron presentes durante el largo recorrido.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	30
MARCO TEÓRICO	32
1. ALINEACIÓN E INTEGRACIÓN DE LOS DATOS ARROJADOS DE LA CORRIDA ILI CON MEDICIONES DIRECTA DE CAMPO	44
1.1 RESULTADOS ARROJADOS DE LA CORRIDA CON HERRAMIENTA INTELIGENTE ILI	44
1.2 MEDICIONES DIRECTAS EN CAMPO DE ALGUNOS DEFECTOS ENCONTRADOS	51
1.2.1 Corrosión externa.	52
1.2.2 Corrosión Interna	59
1.2.3 Abolladuras y arrugas u ondulaciones	63
1.2.4 Melladura, ralladura o entalla	67
1.2.5 Defectos en soldadura circunferencial	68
1.2.6 Daños de fábrica	68
1.2.7 Objetos metálicos	69
1.3 COMPARACIÓN DE MEDICIONES INDIVIDUALES DE VERIFICACIÓN UTILIZANDO LAS ESPECIFICACIONES DE REALIZACIÓN	69
2. IDENTIFICACIÓN DE LAS DIFERENTES METODOLOGÍAS Y ECUACIONES DE EVALUACIÓN DE DEFECTOS	78
2.1 EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN	78
2.1.1 Nomenclatura	79
2.1.2 Antecedentes	80
2.1.3 Comparación entre los “viejos” y “nuevos” métodos.	83
2.1.4 Corrosión en cordones de soldadura, soldaduras circunferenciales	84
2.1.5 Un perfil de fondo de rio	85

2.1.6 Orientación longitudinal, presión interna	85
2.1.6.1 Métodos	86
2.1.6.1.1 Valoración de un área con corrosión en tuberías de acero de baja a moderada dureza:	86
2.1.6.1.2 Valoración de un área corroída en tuberías de acero con alta dureza	88
2.1.6.1.3 Evaluación de defectos adyacentes que pueden interactuar	91
2.1.6.1.4. Modelar el perfil real de un defecto por corrosión	92
2.1.6.1.5 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	93
2.1.7 Orientación longitudinal/circunferencial, presión interna y carga externa compresiva	95
2.1.7.1 Métodos	95
2.1.7.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	98
2.1.8 Orientación circunferencial, flexión	99
2.1.8.1 Método	99
2.1.8.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	99
2.1.9 Orientación circunferencial, presión interna y carga axial	99
2.1.9.1 Método	99
2.1.9.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	100
2.1.10 Orientación circunferencial, flexión, carga axial y presión interna	100
2.1.10.1 Método	100
2.1.10.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	100
2.1.11 Orientación helicoidal (o arbitraria)	100
2.1.11.1 Método	100
2.1.11.2 Aplicabilidad y rango de los datos de pruebas	100
2.2 EVALUACIÓN DE GOUGES (MELLADURAS)	100
2.2.1 Nomenclatura	101
2.2.2 Antecedentes	103
2.2.3 Orientación longitudinal, presión interna	105
2.2.3.1 Método	105
2.2.3.2 Aplicabilidad y rango de los datos de pruebas	108

2.2.4 Orientación circunferencial, flexión	109
2.2.4.1 Método	109
2.2.4.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	112
2.2.5 Orientación circunferencial, presión interna y carga axial	113
2.2.5.1 Método	113
2.2.5.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	117
2.2.6 Orientación circunferencial, flexión, carga axial y presión interna	117
2.2.6.1 Método	117
2.2.6.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	120
2.2.7 Orientación helicoidal (o arbitraria), flexión, carga axial y presión interna	121
2.2.7.1 Método	121
2.2.7.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	121
2.3 ABOLLADURAS PLANAS (PLAIN DENTS)	121
2.3.1 Definición	122
2.3.2 Nomenclatura	123
2.3.3 Antecedentes	124
2.3.4 Presión interna (rotura)	125
2.3.4.1 Método	125
2.3.4.2. Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	126
2.3.5 Presión interna (fatiga)	127
2.3.5.1 Método	127
2.3.5.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba	131
2.4 ABOLLADURAS RETORCIDA (KINKED DENTS)	132
2.4.1 Definiciones	132
2.4.2 Nomenclatura	132
2.4.3 Antecedentes	133
2.5 RETORNO ELÁSTICO “SPRING BACK Y REDONDEO “REROUNDING EN ABOLLADURAS	134
2.5.1 Definiciones	134
2.5.2 Nomenclatura	135

2.5.3 Retorno elástico	135
2.5.4 Redondeo “rerounding”	136
2.6 AGRIETAMIENTO	138
2.6.1 Definiciones	138
2.6.2 Nomenclatura	138
2.6.3 Antecedentes	140
2.6.4 Métodos	141
2.7 INTERACCIÓN ENTRE DEFECTOS	142
2.7.1 Definiciones	142
2.7.2 Nomenclatura	142
2.7.3 Antecedentes	143
2.7.4 Simples reglas de interacción para la valoración de los efectos de la interacción entre defectos.	143
2.7.4.1 Defectos en la pared de la tubería	144
2.7.4.2 Defectos en la pared de la tubería y defectos de soldadura	145
2.7.4.3 Abolladuras y otros defectos	149
3. DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE ACEPTACIÓN O RECHAZO PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE DEFECTOS Y DISCONTINUIDADES	154
4. EVALUACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE DEFECTOS SEGÚN LOS CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y NORMATIVAS APLICABLES PARA EL GASODUCTO	163
4.1 EVALUACIÓN DE DEFECTOS	163
4.2 PRIORIZACIÓN DE DEFECTOS	175
4.2.1 Clase de localidad	175
4.2.2 Localidad clase 1	175
4.2.3 Localidad clase 2	175
4.2.4 Localidad clase 3	176
4.2.5 Localidad clase 4	176
4.2.6 Priorización general de defectos	179
4.3 PRIORIZACIÓN ESPECIFICA VALORADA EN DEFECTOS	181
5. DETERMINACIÓN DEL PLAN DEL PROCESO DE REPARACIÓN	195

5.1 MÉTODOS DE REPARACIÓN ACEPTADOS	195
5.2 PLAN DEL PROCESO DE REPARACIÓN	197
6. CONCLUSIONES	207
BIBLIOGRAFÍA	208
ANEXOS	214

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Gasoducto Payoa-Bucaramanga 6"	36
Figura 2. Trampa de lanzamiento estación Aguilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	37
Figura 3. Trampa de lanzamiento estación Aguilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	37
Figura 4. Esquema de trampa de lanzamiento estación Aguilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	38
Figura 5. Trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	38
Figura 6. Trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	39
Figura 7. Esquema trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	39
Figura 8. Herramienta utilizada para la inspección MFL+XYZ gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	40
Figura 9. Herramienta inteligente RoGeo.XT	44
Figura 10. Herramienta inteligente RoCorr-MFL	45
Figura 11. Herramienta antes de corrida 1 de limpieza	49
Figura 12. Herramienta después de corrida 1 de limpieza	49
Figura 13. Herramienta antes de corrida 2 de limpieza	50
Figura 14. Herramienta después de corrida 2 de limpieza	50
Figura 15. Herramienta antes de corrida 3 de limpieza	51
Figura 16. Herramienta después de corrida 3 de limpieza	51
Figura 17. Formato POT-F-281 Valoración de Defectos	53
Figura 18. Medición de la profundidad del defecto o cluster mediante el micrómetro	55
Figura 19. Medición Distancia Soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo	56

Figura 20. Formato POT-F-290 Calco Valoración Defectos	57
Figura 21. Medición de defecto interno mediante el uso Ultrasonido	61
Figura 22. Medición de la profundidad del defecto	65
Figura 23. Medición Distancia Soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo	65
Figura 24. Medición de profundidad ILI contra la medición de campo	69
Figura 25. Resultados de la comparación entre los datos arrojados por la corrida ILI con respecto a las mediciones realizadas en campo	77
Figura 26. Defecto por corrosión en una tubería orientado longitudinalmente	80
Figura 27. Defecto por corrosión en una tubería orientado circunferencialmente	80
Figura 28. Perfil de fondo de río	85
Figura 29. Idealización geométrica de un conjunto de defectos adyacentes por corrosión como un solo defecto con perfil rectangular	89
Figura 30. Idealización geométrica de un solo defecto por corrosión con un perfil irregular como un solo defecto con un perfil rectangular	89
Figura 31. Superficie de falla para carga combinada	96
Figura 32. Gouge orientado longitudinalmente en una tubería	102
Figura 33. Gouge orientado circunferencialmente en una tubería	102
Figura 34. Gouge orientado helicoidalmente (aleatoriamente) en una tubería	103
Figura 35. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre del modelo que se aplicara a la tensión de falla para una melladura	108
Figura 36. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre para la tensión de falla prevista por un defecto circunferencial por flexión en la pared de la tubería	112
Figura 37. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre para la tensión de falla por un defecto circunferencial sujeto a presión interna o carga axial	116
Figura 38. Abolladura en una tubería	123
Figura 39. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre del modelo que se aplicará a la resistencia de fatiga predicha en una abolladura plana.	131
Figura 40. Abolladura en una tubería	133

Figura 41. Retorno elástico y Redondeo	135
Figura 42. La abolladura introducida adentro de una tubería presurizada, y después antes de remover el mercador, la presión se reduce a cero	137
Figura 43. Ilustración de retorno elástico y redondeo de una abolladura introducida a una tubería presurizada	137
Figura 44. Geometría de grieta	140
Figura 45. Defectos separados longitudinalmente	146
Figura 46. Defectos separados circunferencialmente	146
Figura 47. Defectos separados helicoidalmente	147
Figura 48. Defectos separados longitudinalmente que se superponen	147
Figura 49. Zona de interacción alrededor de un defecto	147
Figura 50. Zona de interacción alrededor de un defecto de forma irregular	148
Figura 51. Rectángulo que define las dimensiones (longitudes y anchura) de un conjunto de defectos que interactúan (Cluster)	148
Figura 52. Interacción de defectos en una superficie común de la pared de la tubería	149
Figura 53. Interacción de defectos que en superficies opuestas de la pared de la tubería	149
Figura 54. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 0.004 - 0.136 km de recorrido	167
Figura 55. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 3.72 - 3.78 km de recorrido	168
Figura 56. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 34.51 – 34.62 km de recorrido	169
Figura 57. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 49.04 – 49.06 km de recorrido	170
Figura 58. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 0.004 - 0.136 km de recorrido	171
Figura 59. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 3.72 - 3.78 km de recorrido	172

Figura 60. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 34.51 – 34.62 km de recorrido	173
Figura 61. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 49.04 – 49.06 km de recorrido	174
Figura 62. Número de defectos por abolladuras durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga	183
Figura 63. Número de defectos de diámetro interno (posibles arrugas) durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga	183
Figura 64. Número de defectos con un FER ≥ 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga	188
Figura 65. Número de defectos con pérdida de metal $\geq 80\%$ durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga	191
Figura 66. Número de defectos con un FER de 0.95 a 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga	191
Figura 67. Defectos con pérdida de metal de 20% - 80% del espesor de la pared durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga	192
Figura 68. Anomalías de pérdida de metal por corrosión según ubicación y profundidad	193
Figura 69. Anomalías de pérdida de metal no causada por corrosión según ubicación y profundidad	194

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas	32
Tabla 2. Composición típica del gas Gibraltar	33
Tabla 3. Especificaciones gasoducto Bucaramanga - Payoa 6"	34
Tabla 4. Datos técnicos herramienta inteligente RoGeo.XT	44
Tabla 5. Datos técnicos herramienta inteligente RoCorr-MFL	45
Tabla 6. Datos corrida de inspección MFL-A #3	46
Tabla 7. Datos corrida de inspección geométrica XT	47
Tabla 8. Datos corrida 1 de limpieza	48
Tabla 9. Datos corrida 2 de limpieza	49
Tabla 10. Datos corrida 3 de limpieza	50
Tabla 11. Grados de limpieza de superficies en tuberías	52
Tabla 12. Formato de mediciones en cada uno de los puntos horarios	58
Tabla 13. Formato de mediciones en cada uno de los dos puntos	59
Tabla 14. Formato de ediciones en cada uno de los puntos horarios	63
Tabla 15. Formato de mediciones en cada uno de los puntos horarios	67
Tabla 16. Tabla para establecer consistencia con las especificaciones de realización (Certeza = 0.80 y Nivel de Confianza = 95%)	71
Tabla 17. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILI	73
Tabla 18. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILI	74
Tabla 19. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILI	75
Tabla 20. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILI	76
Tabla 21. Resumen de métodos para la evaluación de defectos recomendado por PDAM	151
Tabla 22 Criterios de aceptación o rechazo de para diferentes defectos reportados en la corrida ILI para Gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"	154

Tabla 23. Factores de diseño F y clase de localidad	176
Tabla 24. Factores de diseño F y clase de localidad específica	177
Tabla 25. Clase de localidad durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga	178
Tabla 26. FER durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga	178
Tabla 27. Priorización de defectos según ASME B31.8S	179
Tabla 28. Defectos con un FER ≥ 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga	184
Tabla 29. Defectos con pérdida de metal $\geq 80\%$ durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga	188
Tabla 30. Anomalías de pérdida de metal por corrosión según ubicación y profundidad	192
Tabla 31. Anomalías de pérdida de metal no causada por corrosión según ubicación y profundidad	193
Tabla 32. Métodos de reparación	196
Tabla 33 Plan de reparaciones Fase 1 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6"	199
Tabla 34. Plan de reparaciones Fase 2 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6"	200
Tabla 35. Plan de reparaciones Fase 3 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6"	203

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Verificación de corrida ILL	215
Anexo B. Evaluación de cada defecto	216
Anexo C Plan reparación	217

GLOSARIO

ABOLLADURA es una distorsión de la pared del tubo que da lugar a un cambio en el diámetro interno pero que no necesariamente provoca una reducción de espesor localizada.

AGRUPACIÓN son dos o más anomalías adyacentes de pérdida de metal en la pared del tubo o en una soldadura que pueden obrar recíprocamente para debilitar la tubería más que una anomalía individual.

ANOMALÍA DE MANUFACTURA DE LA TUBERÍA es una anomalía que surge durante la manufactura del tubo, por ejemplo: un esmerilado, astilla, laminación, inclusión no metálica, rollo de soldadura y anomalía de costura soldada.

ANOMALÍA DE SOLDADURA es una anomalía en el cuerpo de una soldadura o en la zona afectada por el calor en una soldadura.

ANOMALÍA EN LA PARED MEDIA es cualquier anomalía, la cual no corre en la superficie interna como tampoco en la superficie externa.

ANOMALÍA es una indicación generada por el examen no destructivo de una irregularidad o desviación de una soldadura o material de base, el cual puede ser o no un defecto real.

ASTILLADURA es un desgaste de la superficie del tubo que da lugar a una solapadura de superficie poco profunda y posiblemente endurecimiento del material.

CAMISA es un tipo de rasgo que consiste en un tubo de diámetro mayor colocado en forma concéntrica alrededor de la tubería, generalmente en áreas de esfuerzo alto tales como cruces de caminos.

CLASE DE LOCALIDAD es un área geográfica a lo largo de un gasoducto clasificado de acuerdo al número y proximidad de los edificios construidos para la ocupación humana y otras características que se consideran cuando se prescribe los factores de diseño para la construcción, presiones de operación, y métodos de probar las línea de ductos y las tuberías principales ubicadas en la zona y aplicando ciertos requerimientos de operación y mantenimiento.

COMBA es un pliegue parcial del tubo debido a flexiones excesivas, o compresión asociados con inestabilidad del terreno, deslizamientos de tierra, deslaves, levantamientos de escarcha, terremotos, etc.

COMPONENTE DE TUBERÍA es un rasgo tal como una válvula, te, curva, soldadura, camisa, marcador, cambio de espesor de pared, etc. el cual es una parte normal e intencionalmente instalada de la tubería.

CORROSIÓN es una reacción electroquímica de la pared del tubo con su ambiente causando una pérdida de metal.

DIÁMETRO O DIÁMETRO EXTERNO NOMINAL es el diámetro de la tubería, tal como se fabrica, o tal como se especificó, que no debe confundirse con el NPS que es adimensional. Por ejemplo, las tubería NPS 122, tiene un diámetro exterior especificado de 12.750 pulgadas, NPS 8 tiene un diámetro exterior especificado de 8.625 pulgadas y NPS 24 tiene un diámetro exterior especificado de 24.000 pulgadas.

ELONGACIÓN MÍNIMA ESPECIFICADA es la elongación mínima (expresada en porcentaje de la longitud medida) en el espécimen de prueba de tracción, prescrita por la especificación bajo la cual se adquiere el material del fabricante.

ESPESOR DE PARED ASIGNADO es el espesor nominal de pared, dado por el cliente, el cual ha sido asignado a un valor medido.

ESPESOR DE REFERENCIA es el espesor sin merma que rodea una anomalía.

ESPESOR NOMINAL DE PARED es el espesor de pared requerido específico para la manufactura de un tubo.

ESPESOR NOMINAL DE PARED, t es el espesor nominal de pared computado o utilizado en la ecuación de diseño. La tubería puede pedirse con este espesor de pared computado, sin añadirle ninguna holgura para compensar la tolerancia de falta de espesor permitida en las especificaciones aprobadas.

ESTACIÓN DE ALIVIO DE PRESIONES consiste en el equipo instalado para ventar el gas de un sistema que se esté protegiendo, para evitar que la presión del gas exceda un límite predeterminado. El gas puede ser veteado a la atmósfera o hacia un sistema de menor presión capaz de absorber bajo condiciones de seguridad el gas que se esté descargando. Se incluyen en la estación la tubería y dispositivos auxiliares, tales como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el cerramiento y el equipo de ventilación instalados.

ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN consiste en el equipo instalado para reducir automáticamente y regular la presión en el gasoducto de aguas abajo o línea principal a la que esté conectada. Se incluyen la tubería y los dispositivos auxiliares, tales como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el cerramiento y el equipo de ventilación.

GASODUCTO son todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas en su transporte, incluyendo tuberías válvulas, accesorios, bridas (incluyendo el empernado y las empaquetaduras), reguladores, recipiente a presión, amortiguadores de pulsación, válvulas de desfogue, y otros accesorios instalados en la tubería, unidades de compresión, estaciones de medición, estaciones de regulación, y conjuntos fabricados.

GOLPE DE ARCO son puntos localizados de la fusión de la superficie causados por un arco eléctrico (también referenciados como zona de calor).

HERRAMIENTA DE GEOMETRÍA es una herramienta configurada diseñada para registrar condiciones, tales como abolladuras, arrugas, ovalidades, radios de curvatura y ángulo y ocasionalmente, indicaciones de corrosión interna significativa, sintiendo la forma de la superficie interna del tubo.

HERRAMIENTA DE INSPECCIÓN EN LÍNEA (ILI) es un aparato o vehículo, también conocido como una herramienta inteligente que utiliza una técnica de prueba no destructiva para inspeccionar la tubería.

HERRAMIENTA INTELIGENTE es una herramienta que puede realizar un examen no destructivo.

INSPECCIÓN EN LÍNEA (ILI) es una inspección de una tubería desde el interior del tubo utilizando una herramienta Inspección en Línea (ILI).

JUNTA es una sección individual de tubo que está soldado a otros para construir una tubería.

LAMINACIÓN es una imperfección o discontinuidad con una capa de separación, que puede extenderse paralelamente o angularmente a la superficie de la tubería.

LÍMITE DE DETECCIÓN es la dimensión mínima detectable de una anomalía.

LÍMITE DE INFORME es el parámetro que define si una anomalía será o no reportada.

LÍMITE DE REGISTRO es la amplitud mínima registrada de una señal.

LÍNEA PRINCIPAL DE GAS O LÍNEA PRINCIPAL DE DISTRIBUCIÓN es un segmento del gasoducto en un sistema de tuberías de distribución, instalado para llevar el gas a las líneas de servicio individual (ramales) o a otras líneas principales.

MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN (MAOP) es la presión máxima a la cual un sistema de gas puede operarse de acuerdo con el diseño y las disposiciones de Asme B31.8.

MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE de prueba es la máxima presión interna del fluido permitida por el Código ASME B31.8 para una prueba de presión, basada en el material y la localidad de que se trate.

MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN (MOP) se hace referencia a ella como la máxima presión de operación actual o real; es la presión más alta a la cual se opera un sistema de tuberías durante un ciclo normal de operación.

MÁXIMA TENSIÓN DE ARO ADMISIBLE es la máxima presión de aro permitida por el presente Código para el diseño de un sistema de tuberías. Depende del material usado, de la localidad donde esté la tubería, las condiciones de operación, y otras limitaciones impuestas por el diseñador, en conformidad con Código Asme B31.8.

MEDIDOR es un medidor que mide el gas entregado a un cliente para consumo en las Instalaciones del cliente.

METAL TOCANDO METAL es un exceso de metal el cual está adjunto a la superficie de la tubería y que no puede describirse con más detalles.

NPS (NOMINAL PIPE SIZE – TAMAÑO NOMINAL DE TUBO) es un designado adimensional de tubería. Indica un tamaño estándar de tubería cuando está seguido por un número adecuado (por Ej., NPS 1 ½, NPS 12).

ODORIZANTE es un compuesto químico volátil, de olor característico, que introducido en un gas natural actúa como indicador ante posibles fugas comúnmente utilizado el mercaptano.

PÉRDIDA DE METAL ANOMALÍA/RASGO Es un área en la pared del tubo con una reducción medible en el espesor.

PRECISIÓN DE DIMENSIONAMIENTO es la precisión de dimensionamiento se da por medio del intervalo dentro del cual un porcentaje fijo de anomalías será dimensionado. Este porcentaje fijo se define como el nivel de confianza.

PRESIÓN DE DISEÑO es la máxima presión permitida por ASME B31.8, según se haya determinado en el diseño mediante los procedimientos aplicables a los materiales y las localidades de las que se trate.

PRESIÓN DE SERVICIO ESTÁNDAR llamada a veces la presión normal de utilización, es la presión de gas que se mantiene en una instalación para aplicarla a los medidores de sus clientes domésticos.

PRESIÓN es la fuerza ejercida en una sección de área y se expresa en libras por pulgada cuadrada, por encima de la presión atmosférica (es decir, presión manométrica) y se abrevia como psig.

PROBABILIDAD DE DETECCIÓN es la probabilidad de que una anomalía pueda ser detectada por la herramienta inteligente.

PROBABILIDAD DE IDENTIFICACIÓN es la probabilidad de que una anomalía o un rasgo, una vez detectado, serán identificados correctamente.

PRUEBA DE RETENCIÓN DE PRESIÓN demuestra que los tubos o el sistema de tubería no tienen fugas, según se evidencia por la no caída de presión durante un período de tiempo especificado después de que la fuente de presión ha sido aislada.

RANURA es una pérdida de metal mecánicamente inducida que causa surcos o cavidades localizados alargados.

RASPATUBOS es un aparato que es dirigido a través de una tubería para realizar actividades internas variadas (dependiendo del tipo de herramienta) tales como separar fluidos, limpiando o inspeccionando la tubería.

RECTIFICADO es una reducción del espesor de la pared por pérdida de material causada por limado manual o rectificado mecánico.

RESISTENCIA A LA FLUENCIA expresada en libras por pulgada cuadrada, es la resistencia a la cual el material exhibe una deformación especificada limitante permanente, o produce una elongación total especificada bajo la carga. La deformación especificada limitante o la elongación, generalmente se expresan como un porcentaje de la longitud medida.

RESISTENCIA A LA TRACCIÓN expresada en libras por pulgada cuadrada, es la mayor tensión de tracción unitaria (referida a la sección transversal original) que un material puede soportar antes de la falla.

RESISTENCIA MÍNIMA ESPECIFICADA DE TRACCIÓN expresada en libras por pulgada cuadrada, es la mínima resistencia a la tracción prescrita por la especificación bajo la cual se adquiere la tubería del fabricante.

ROTURA es una anomalía de plano bidimensional con desplazamiento de superficies de fractura.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ALTA PRESIÓN es un sistema de tuberías de distribución de gas que opera a una presión mayor a la presión de servicio estándar que se entrega al cliente. En tales sistemas, se requiere un regulador de servicio para cada línea de servicio para controlar la presión entregada al cliente.

SOLDADURA es el área donde las juntas sido conectadas por medio de soldadura. Dicha área es distinta a la zona afectada por el calor, pero está ubicado dentro de ella.

TEMPERATURA AMBIENTE es la temperatura del medio circundante, usada generalmente para referirse a la temperatura del aire en la cual está situada una estructura o en la cual opera un dispositivo.

TEMPERATURA DEL SUELO es la temperatura de la tierra la profundidad en que se halla la tubería.

TENSIÓN DE ARO (SH) es la tensión en un tubo cuyo espesor de pared es t , actuando circunferencialmente en un plano perpendicular al eje longitudinal del tubo, producido por la presión P , del fluido dentro de un tubo de diámetro D , que se determina con la fórmula de Barlow: $Sh=PD/2t$

TENSIÓN DE OPERACIÓN es la tensión en un ducto o en un miembro estructural, bajo condiciones normales de operación.

TENSIÓN expresada en libas por pulgada cuadrada, es la fuerza interna resultante, que resiste el cambio en el tamaño o forma de un cuerpo sobre el que se actúa mediante fuerzas externas, a menudo se usa “tensión” como un sinónimo de tensión unitaria, que es la tensión por unidad de superficie.

TENSIÓN MÍNIMA ESPECIFICADA DE FLUENCIA (SMYS) expresada en libras por pulgada cuadrada, es la mínima resistencia a la fluencia prescrita por la especificación bajo la cual se adquiere la tubería del fabricante.

TENSIÓN SECUNDARIA es la tensión creada en la tubería por cargas distinta a la presión interna del fluido, tales como la carga del relleno (de tierra) sobre la tubería, cargas de tráfico, cargas causadas por peligros naturales, la acción de viga en un tramo, cargas en los apoyos, y en las conexiones con la tubería.

TRAMO es una pieza de tubo de la longitud que se construye de la fundición o de construcción. Cada pieza se llama un tramo, sin interesar sus dimensiones reales. A veces también se les llama “piezas” aunque se prefiere “tramo.”

VÁLVULA DE LÍNEA DE SERVICIO es una válvula de retención lista para operación y accesible para el propósito cerrar el flujo de gas hacia la línea de combustible del cliente. La válvula se conoce también como un cierre de línea de servicio.

ZONA AFECTADA POR EL CALOR (HAZ) es el área alrededor de una soldadura, donde la metalurgia del metal se ve alterada por el aumento de temperatura causado por el proceso de soldadura, pero el cual es distinto a la soldadura misma.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INSPECCIÓN EN LÍNEA CON HERRAMIENTA INTELIGENTE EN EL GASODUCTO PAYOA – BUCARAMANGA*.

AUTOR: JOAN FABIÁN TAVERA GARZÓN**

PALABRAS CLAVE: GASODUCTO, INSPECCIÓN EN LÍNEA ILI, MARRANO.

DESCRIPCIÓN:

Este documento realiza una evaluación y análisis de los resultados obtenidos en la inspección en línea con una herramienta inteligente a el gasoducto Payoa–Bucaramanga el cual transporta gas natural a presiones de operación que pueden alcanzar los 1200 psig, y debido a su naturaleza a lo largo de toda su vida útil, ha estado expuesto a condiciones de operación las cuales han generado el deterioro progresivo de la tubería ya sea por medio de procesos corrosivos o daños mecánicos, por lo cual pueden llegar a generar diferentes tipos de fallas las cuales traerán consecuencias importantes para la vida humana, el ambiente, el ecosistema y para la economía de la compañía operadora.

Debido a esta razón, el gasoducto Bucaramanga-Payoa de 6” ha sido inspeccionado por medio de una herramienta inteligente la cual está basada en la tecnología de dispersión de flujo magnético MFL. Esta herramienta permitió la ubicación y caracterización de las anomalías presentes durante todo el recorrido del gasoducto.

Después de obtener los resultados dados por la corrida con esta herramienta se realizó la respectiva evaluación y análisis de toda esta información con el objetivo de determinar la exactitud y veracidad de todos estos datos, usando los métodos y ecuaciones de evaluación de defectos aplicados a la industria del transporte de gas natural y de acuerdo a las normativas aplicables, para después identificar la importancia de los diferentes defectos y discontinuidades lo cuales afectan la integridad de la tubería. Finalmente con el uso de las normas respectivas se estableció un plan de reparaciones necesarias para mantener la integridad de todo el sistema.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Oscar Rey Castellanos

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION AND ANALYSIS OF RESULTS OBTAINED OF INSPECTION IN LINE WITH INTELLIGENT TOOL IN THE PAYOA – BUCARAMANGA PIPELINE*.

AUTHOR: JOAN FABIÁN TAVERA GARZÓN**

KEYWORDS: PIPELINE, IN LINE INSPECTION ILI, FIG.

DESCRIPTION:

This paper makes an evaluation and analysis of results obtained of inspection in line with intelligent tool in the Payoa-Bucaramanga pipeline transports natural gas at operating pressures that can reach 1200 psig, and due to its nature, throughout whole its life, it has been exposed to operating conditions which have generated progressive deterioration of the pipeline either through corrosion processes or mechanical damage, so they could generate different types of failures which will have important consequences for human life, environment, ecosystem and economy of the operating company.

Due to this reason, Payoa-Bucaramanga 6" pipeline has been inspected by a smart tool MFL which is based on magnetic flux leakage technology. This tool allowed the location and characterization of the present anomalies throughout whole pipeline route.

After obtaining the results given by the run with this tool, a respective evaluation and analysis of all this information was made with the objective of determining the accuracy and veracity of all this data, using the methods and equations of assessment defect applied to the transport natural gas industry and according to applicable regulations, and then identifying the importance of different defects and discontinuities which affecting the integrity of the pipeline. Finally using the respective standards, a necessary repair plan was established to maintain the integrity of whole system.

* Project of grade

** Faculty of Engineering Physical Chemical. School Engineering of Petroleum. Director Oscar Rey Castellanos

INTRODUCCIÓN

Un gasoducto es una conexión de tuberías que por lo general están constituidas de acero al carbón, por las cuales el gas natural es transportado a alta presión y altas tasas desde su lugar de origen hasta su punto de distribución. Debido a esto los gasoductos están expuestos a desgastes en las paredes de las tuberías ocasionando pérdida de metal durante toda su trayectoria.

Debido a lo anterior, es de gran importancia inspeccionar y evaluar periódicamente y con la mayor precisión posible, el nivel de deterioro en que se encuentra el gasoducto, con el fin de establecer los planes de mantenimiento y reparación de tal manera que se garantice la integridad del sistema de transporte y se minimice la cantidad de fallas y sus consecuencias.

Con el fin de mantener la integridad de los gasoductos se debe incluir dentro del plan de mantenimiento, la inspección al interior de sus ductos, el cual se realiza por medio de un equipo instrumentado, que se constituye de una herramienta para obtener la información de su estado físico y así conocer y preservar su integridad las cuales operan mediante las técnicas de fuga de flujo magnético o ultrasonido. Estas pueden detectar y dimensionar indicaciones internas, externas y en toda su longitud y circunferencia de la pared del ducto.

En este caso especial se utiliza un vehículo inteligente de inspección en línea ILI (In Line Inspection) que opera con la tecnología MFL (Magnetic Flux Leakage) de flujo magnético axial de alta resolución; los resultados de la corrida arrojan con exactitud la ubicación, la profundidad, el ancho y el largo de los defectos y discontinuidades de toda la tubería.

Luego de realizar una corrida con herramienta Instrumentada es importante realizar la evaluación y el análisis de la información obtenida por la herramienta de inspección con el fin de determinar la exactitud de esta información y posteriormente realizar la identificación de los defectos o discontinuidades que puedan afectar la integridad de la tubería y con el uso de las normas respectivas, establecer las reparaciones necesarias para mantener la integridad del sistema.

MARCO TEÓRICO

El gas natural es una fuente de energía no renovable de origen fósil compuesta por una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que es extraída del subsuelo, ya sea como gas libre o gas asociado con crudo. Este gas al ser extraído no tiene olor por lo que se le debe agregar un odorizante llamado mercaptano, antes de ser comercializado y distribuido el cual tiene como única función ser detectado por su fuerte olor ante una posible fuga. En su estado natural por lo general el gas natural contiene una cantidad de impurezas las cuales no son de compuesto hidrocarburo, tales como el nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y generalmente saturado con agua.

En su composición general en gas natural está compuesto en mayor proporción por metano CH_4 acompañado de otros compuestos más pesados en concentraciones considerables como etano C_2H_6 , propano C_3H_8 y butano C_4H_{10} , e hidrocarburos de C_5+ en concentraciones menores. Ver tabla 1. El gas es entregado para su consumo final o materia prima para diferentes procesos, este gas debe ser entregado con una calidad específica lo cual hace que deba ser modificado con respecto al gas que sale de boca de pozo. Estos estándares de calidad deben ser cumplidos por todos las compañías que comercializan el gas natural. Ver tabla 2.

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema ingles
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido liquido	libre de líquidos	libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema ingles
		grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m3	1.0 grano/100PCS
Contenido de CO2 máximo en % volumen	2	2
Contenido de N2 máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen	5	5
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1	0.1
Contenido de agua máximo	97 mg/m3	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínima	4.5°C	40°F
Contenido máximo de polvos y material de suspensión	1.6 mg/m3	0.7 grano/1000pc

Fuente: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG Reglamento Único de Transporte de Gas Natural RUT. 1999

Tabla 2. Composición típica del gas Gibraltar

Gas Composición (Mole %)			
N2 - Nitrógeno	0,00	CO2 - Dióxido de carbono	1,78
H2S - Ácido sulfhídrico	0,00	H2O - Agua	0,00
He - Helio	0,00	CH4 - Metano	88,98
C2H6 - Etano	5,80	C3H8 - Propano	1,87
C4H10 - n-Butano	0,34	C4H10 - i-Butano	0,35
C5H12 - n-Pentano	0,06	C5H12 - i-Pentano	0,12
C6H14 - n-Hexano	0,04	C7H16 - n-Heptano	0,00
C8H18 - n-Octano	0,00	C9H20 - n-Nonato	0,00
C10H22 - n-Decano	0,00	O2 - Oxígeno	0,66
CO - Monóxido de carbono	0,00	H2 - Hidrogeno	0,00
Presión atmosférica	13,73	Gravedad específica	0,6387633
Poder calorífico	1083,457 BTU		

Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Un gasoducto es una conexión de tuberías que por lo general están constituidas de acero al carbón, por las cuales el gas natural es transportado a alta presión y

generalmente a altas tasas de flujo, desde su lugar de origen hasta su punto de distribución.

Su construcción se constituye dependiendo del terreno y la seguridad que este amerite de acuerdo a las normas aplicables. En ocasiones habrán tramos sobre la superficie o enterrados en zanjas a unas profundidades reglamentadas.

Por seguridad y normativas internacionales se establecen en que intervalos determinados se deben situar válvulas, las cuales en cualquier momento de emergencia o situaciones de reparación puedan operar manual o automáticamente con el fin de suspender el flujo de gas.

El gasoducto Payoa-Bucaramnga fue construido en los años 70, con el fin de alimentar el sistema de generación de eléctrica (Termoeléctrica) en Palenque – Girón. Pero con el uso del gas natural en Colombia para uso domiciliario, se empezó a utilizar esta tubería para el transporte de gas para dicho fin y así poder suministrarles gas a los usuarios en Bucaramanga. Ver tabla 3

Tabla 3. Especificaciones gasoducto Bucaramanga - Payoa 6"

Diámetro nominal	06 pulgadas
Tipo de tubo	Sin costura/soldadura longitudinal
Grado	API 5L X42
Espesor nominal	4.78 mm (principalmente) / 5.16 mm / 5.56 mm / 6.35 mm / 7.11 mm
MAOP	8.274 kPa (1200 psi)
Presión de diseño	9.760 kPa (1415 psi)
SMYS	42000 psi
SUTS	60000 psi
Longitud de la línea	49.5 km
Año de construcción	1971
Producto manejado	Gas Natural
Historial de inspección	2004 por PII y 2004 por PIPE WAY

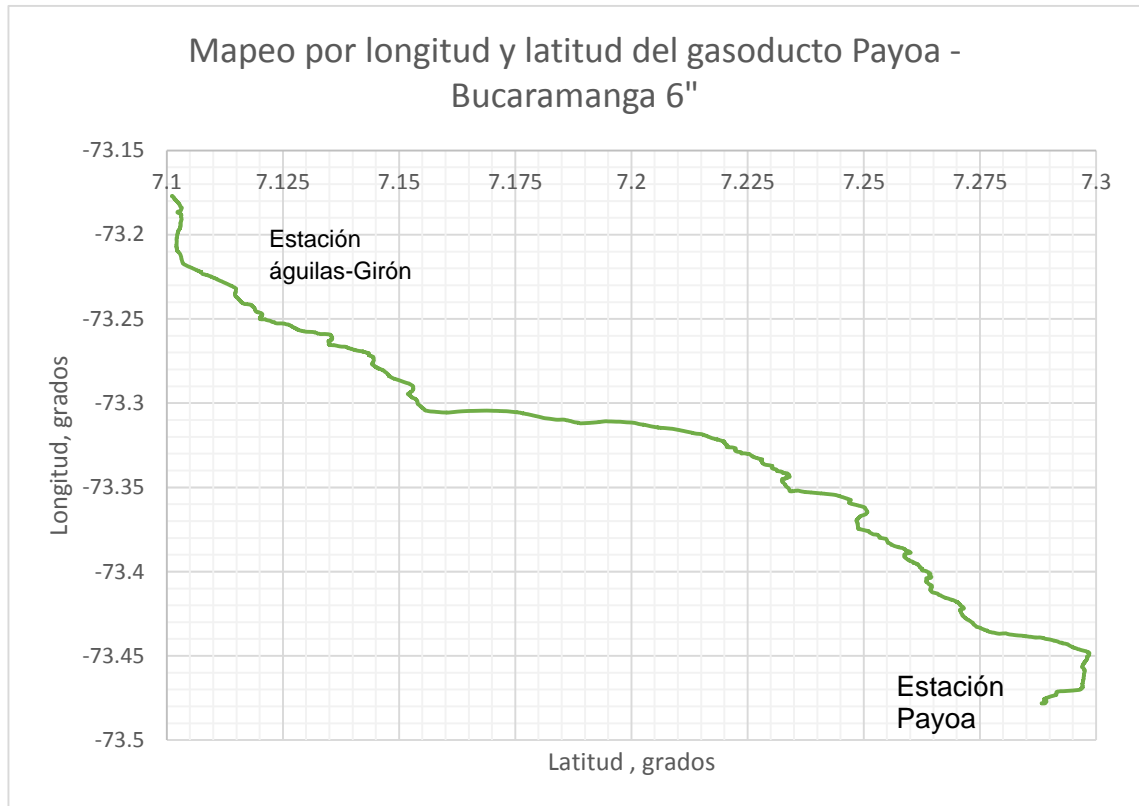
Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Este gas provenía de los campos de Payoa ubicados en el municipio de Sabana de Torres. Con el tiempo, por el aumento de los usuarios, y la declinación de la producción de gas en los pozos de Payoa y Provincia se produce la necesidad de construir y poner en funcionamiento el gasoducto de 8" el cual está actualmente en funcionamiento.

Después de unos años con el descubrimiento del campo Gibraltar y la construcción de este gasoducto de 12" el cual llevaría el gas desde este campo hasta Bucaramanga satisfaciendo las necesidades de consumo de esta ciudad, adicionalmente el gas restante requiere ser conectado a la red nacional de gasoductos en el cual se debe hacer entrega en Barrancabermeja por lo que estos tramos de 6" y de 8" necesitaron de un cambio de flujo el cual operarían en sentido inverso.

Teniendo en cuenta el sentido de flujo actual, este gasoducto inicia desde Bucaramanga en la estación Águilas del municipio de Girón y termina en la Estación Payoa, campo administrado actualmente por Petrosantander en el municipio de Sabana de torres. Ver figura 1.

Figura 1. Gasoducto Payoa-Bucaramanga 6"



Esta línea de transporte cuenta con siete válvulas de seccionamiento y una derivación para el municipio de Lebrija, una trampa de envío y una trampa de recibo de limpiador. El nombre de válvulas o estaciones en orden de sentido de flujo son: Estación Águilas, Derivación La Rodelia (Lebrija), Válvula Minifalda, Válvula Paraguay, Válvula Centenario, Válvula Vegaduque, Válvula Miraflores y Estación Payoa. Las trampas de envío y recibo de PIG's se encuentran en la estación Águilas (Ver figuras 2 – 4) y en la estación Payoa respectivamente (ver figura 5 – 7).

Figura 2. Trampa de lanzamiento estación Águilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



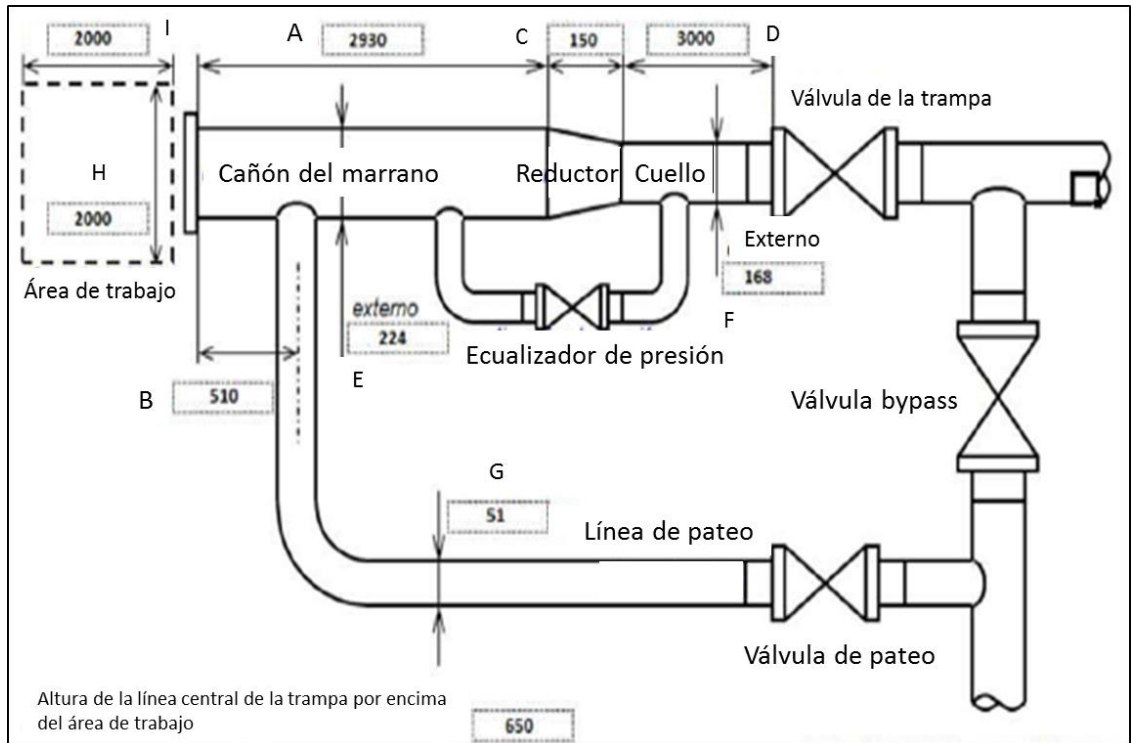
Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Figura 3. Trampa de lanzamiento estación Águilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Figura 4. Esquema de trampa de lanzamiento estación Aguilas-Giron gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Figura 5. Trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



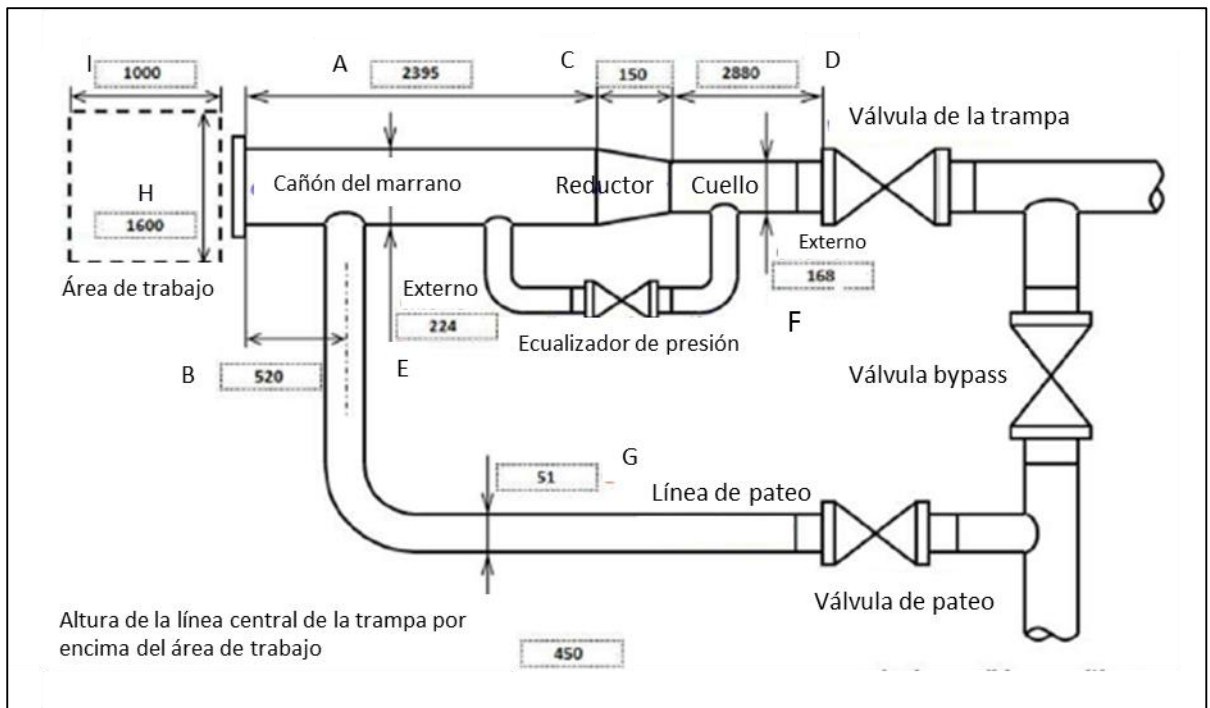
Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Figura 6. Trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Figura 7. Esquema trampa de recibo estación Payoa gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

Con el fin de mantener la integridad de su gasoducto Promioriente tiene incluido dentro de su plan de mantenimiento, la inspección al interior de sus ductos de acero al carbono, el cual se realiza por medio de un equipo instrumentado, que constituye una herramienta para obtener la información de su estado físico y así conocer y preservar su integridad. Mediante las técnicas de fuga de flujo magnético o ultrasonido se pueden detectar y dimensionar indicaciones internas, externas de la pared del ducto y en toda su longitud y circunferencia.¹

Técnicamente hablando, un vehículo inteligente de inspección en línea ILI (In Line Inspection) es una herramienta que utiliza la tecnología MFL (Magnetic Flux Leakage) de flujo magnético axial de alta resolución (ver figura 8); los resultados de la corrida arrojan con exactitud la ubicación, la profundidad, el ancho y el largo de los defectos y discontinuidades de la tubería.

Figura 8. Herramienta utilizada para la inspección MFL+XYZ gasoducto Bucaramanga-Payoa 6"



Fuente: Promioriente S.A. E.S.P.

La ventaja del marrano inteligente es que da la localización exacta del daño en la tubería, dado que nos informa la posición en grados y su distancia a través del sistema, de su estado físico que permite conocer y administrar su integridad. Mediante las técnicas de fuga de flujo magnético o ultrasonido se pueden detectar

¹ COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS. Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados, 14 de julio de 2012. p. 8.

y dimensionar indicaciones internas, externas o en la pared de un ducto en toda su longitud y circunferencia².

La función principal de la inspección de MFL es detectar y dimensionar las anomalías por pérdida de metal para determinar el grado de la corrosión o de la pérdida del metal en una tubería.

Todas las herramientas de inspección de tuberías MFL tienen un sistema Inercial de navegación (INS) que produce una medida en 3 dimensiones de la aceleración inercial y promedio angular directamente de tríadas ortogonales de acelerómetros y giroscopios de un grado de libertad. Estos datos inerciales se analizan para determinar la trayectoria de la herramienta y calcular la planta, perfil y esfuerzo de flexión de la tubería. Estos datos se ajustan a las coordenadas GPS de los puntos de amarre seleccionados a lo largo de la línea generalmente separado unos pocos kilómetros para obtener la exactitud deseada de la localización en proyección UTM³.

La metodología de inspección interna a la que se refiere esta NFL, está en función a las necesidades de detección requeridas por compañía operadora, para localizar y caracterizar las siguientes indicaciones en toda la longitud el ducto⁴:

- a) Pérdida de metal interna.
- b) Pérdida de metal externa.
- c) Grietas.
- d) Abolladuras.
- e) Laminaciones.
- f) Defectos de fabricación en el ducto.

² CÁRDENAS, Diego Hernán. Por entre un tubo. Carta petrolera. Ecopetrol S.A., Oct. 2005.

³ BJ PIPELINE INSPECTIONSERVICES, Reporte de inspección por pérdida de metal. Procedimientos de análisis. p. 10.

⁴ COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS. Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados, 14 de julio de 2012. p. 10.

- g) Instalaciones superficiales y sus accesorios.
- h) Presencia o contacto con objetos metálicos.

La empresa contratista una vez haya terminado la respectiva corrida e integrado todos los datos arrojados, debe proceder a entregar los siguientes informes:

Informe preliminar de la corrida del equipo instrumentado. El informe preliminar de la corrida del equipo de inspección, se debe elaborar en función del tipo de tecnología utilizada e incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Información general de la corrida del equipo instrumentado.
- b) Gráficas individuales de: velocidad, magnetización y rotación con sus parámetros, según aplique.
- c) Listado de indicaciones más significativas de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación, que incluyan: gráfico de localización de la indicación y de soldaduras de referencia.

Informe final de la corrida del equipo instrumentado. El informe final de la corrida del equipo instrumentado debe cumplir con el tipo de tecnología utilizada e incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Información detallada de la corrida de inspección.
- b) Resumen de indicaciones detectadas y clasificadas en la corrida de inspección.
- c) Resumen de las restricciones más relevantes: Abolladuras, ovalidades, aplastamientos, exceso de penetración, entre otros, incluye: gráfico de localización de restricción y soldaduras de referencia.
- d) Resumen de indicaciones más significativas, tales como: Pérdidas de metal externas o internas, laminaciones, grietas, entre otros, incluye: gráfico de localización de la indicación y soldaduras de referencia.
- e) Gráficas de: Profundidad por pérdida de metal, horario técnico por pérdida de metal, PMPO por pérdida de metal, histograma basado en profundidad,

histograma basado en PMPO, velocidad del equipo, nivel de magnetización del equipo, rotación del equipo, entre otros.

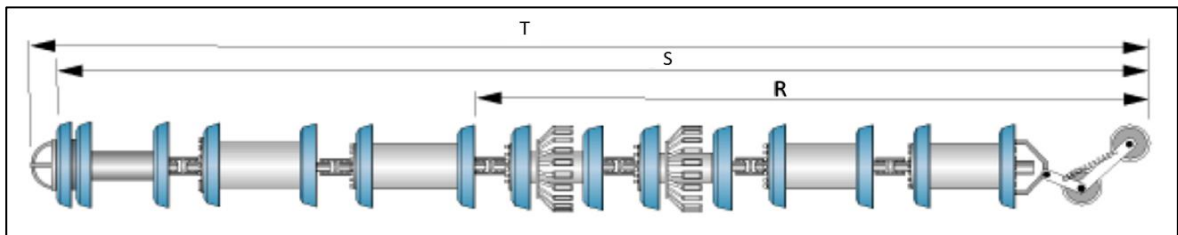
- f) Listado de indicaciones y características (válvulas, derivaciones, interconexiones, curvas, envolventes, encamisados, abrazaderas, objetos metálicos, reparaciones, soldaduras, marcadores, entre otros).

1. ALINEACIÓN E INTEGRACIÓN DE LOS DATOS ARROJADOS DE LA CORRIDA ILI CON MEDICIONES DIRECTA DE CAMPO

1.1 RESULTADOS ARROJADOS DE LA CORRIDA CON HERRAMIENTA INTELIGENTE ILI

Durante la inspección al gasoducto de 6" Payoa – Bucaramanga, se realizaron cuatro (4) corridas: una (1) corrida RoGeo XT (ver figura 9 y tabla 4) y tres (3) corridas RoCorr MFL-A (ver figura 10 y tabla 5). Los datos registrados de la primera corrida MFL-A se encontraron fuera de especificación. Durante la segunda corrida, se registraron datos insuficientes. Los datos registrados durante la tercer corrida fueron en general de buena calidad, excepto por tres (3) sensores que fallaron desde el km 27 en adelante los datos generales de la corrida se pueden apreciar en la tabla 6. Los datos registrados de la corrida XT fueron en general completos y de buena calidad, excepto por algunas áreas de alta velocidad, los datos generales de esta corrida se encuentran en la tabla 7.

Figura 9. Herramienta inteligente RoGeo.XT



Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

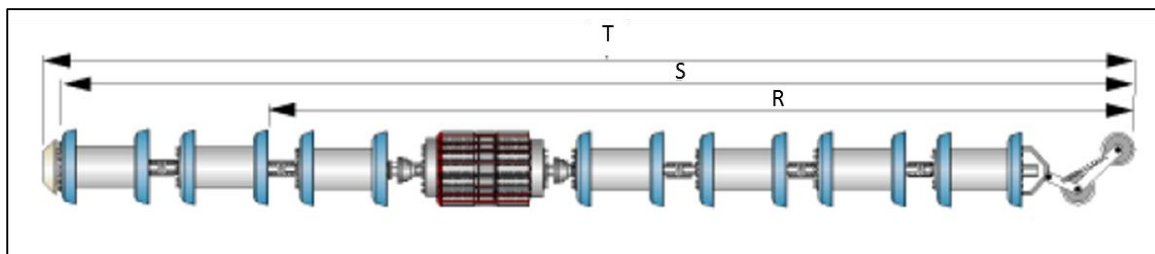
Tabla 4. Datos técnicos herramienta inteligente RoGeo.XT

Datos técnicos		
Servicio	Tecnología	Detalles de sensores
Mapeo	Calibración	48 canales

	inteligente XGP		
Especificaciones de operación		Especificaciones mecánicas	
Máximo rango de inspección	540 km	Total longitud T	2884 mm
Máximo tiempo de inspección	30 h	Longitud de lanzamiento S	2819 mm
Rango de velocidad	0.1 - 5 m/s	Longitud de sello trasero R	1783 mm
Máxima presión de operación	15.0 Mpa	Máximo peso de operación	393 kg
Mínima presión de operación	0.5 Mpa	Máximo peso de herramienta	393 kg
Rango de temperatura	0 - 65 °C	Requerimientos de tubería	
Especificaciones de la inspección		Mínimo radio de curvatura	1.5D
Rango de espesor de pared	n/a	Diámetro mínimo en tubería recto	130 mm
Máximo revestimiento interno	n/a	Diámetro mínimo en curvatura 1.5D	140 mm

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 10. Herramienta inteligente RoCorr-MFL



Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Tabla 5. Datos técnicos herramienta inteligente RoCorr-MFL

Datos técnicos		
Servicio	Tecnología	Detalles de sensores
Perdida de metal,	MFL Axial CDP	128 canales

Mapeo XYZ			
Especificaciones de operación		Especificaciones mecánicas	
Máximo rango de inspección	3100 km	Total longitud T	3286 mm
Máximo tiempo de inspección	19.5 h	Longitud de lanzamiento S	3221 mm
Rango de velocidad	0.1 - 5 m/s	Longitud de sello trasero	2585 mm
Máxima presión de operación	15.0 Mpa	Máximo peso de operación	408 kg
Mínima presión de operación	4.0 Mpa	Máximo peso de herramienta	408 kg
Rango de temperatura	0 - 55 °C	Requerimientos de tubería	
Especificaciones de la inspección		Mínimo radio de curvatura	1.5D
Rango de espesor de pared	5.50 - 9.70 mm	Diámetro mínimo en tubería recto	131 mm
Nivel de magnetización	10 - 30 kA/m	Diámetro mínimo en curvatura 1.5D	138 mm

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspección ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Tabla 6. Datos corrida de inspección MFL-A #3

Corrida de inspección MFL-A #3	
Dirección de la inspección	Desde Bucaramanga hasta Payoa
Lanzamiento fecha/hora	Noviembre 02 del 2014 / 14:03h
Recepción fecha/hora	Noviembre 02 del 2014 / 19:45h
Duración (incl. Parada de la herramienta)	05h 42min
Velocidad mínima de la herramienta	0.00 m/s (parada de la herramienta)
Velocidad promedio de la herramienta	2.25 m/s
Velocidad máxima de la herramienta	7.70 m/s
Propulsor	Gas natural
Presión (máxima)	6.343 Kpa (920 psi)
Temperatura (máxima)	Aprox. 43° C

Corrida de inspección MFL-A #3	
Condiciones de la herramienta después de la corrida	
Desgaste de las copas	Insignificante
Suciedad	Ninguno
Daños	Ninguno
Calidad de los datos MFL-A	
Comienzo del registro de datos	-4.034 m
Final del registro de datos	49061.382 m
Registro de rotación	ok
Información de marcadores	
Número de marcadores colocados	25
Número de marcadores registrados	26

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Tabla 7. Datos corrida de inspección geométrica XT

Corrida de inspección geométrica XT	
Dirección de la inspección	Bucaramanga a Payoa
Lanzamiento fecha/hora	Febrero 13 del 2014/ 09:42 h
Recepción fecha/hora	Febrero 13 del 2014/ 16:20 h
Duración (incl. Parada de la herramienta)	06h 38min
Velocidad mínima de la herramienta	0.00 m/s (parada de la herramienta)
Velocidad promedio de la herramienta	2.00 m/s
Velocidad máxima de la herramienta	8.10 m/s
Propulsor	gas natural
Presión (máxima)	4.957 Kpa (719 psi)
Temperatura (máxima)	aprox. 44° C
Condiciones de la herramienta después de la corrida	
Desgaste de las copas	insignificante
Suciedad	ninguno
Daños	ninguno
Calidad de los datos Xt	
Comienzo del registro de datos	.-4.034 m
Final del registro de datos	49061.382 m
Registro de rotación	ok

Información de marcadores	
No aplicable	

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-ARio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Debido a la alta velocidad y la vibración en la longitud de la línea completa, la calidad de los datos/resultado es restringido y la precisión podría verse afectada.

Previamente a las corridas de inspección, la línea fue limpiada y calibrada con la Herramienta RoClean CLP. El procedimiento de limpieza fue realizado 3 veces (ver tablas 8 – 10 y figuras 11 – 16) con la finalidad de remover cualquier suciedad o deposito que pueda afectar adversamente las medidas de la inspección.

Con base en la condición de la placa de calibración después de la corrida, se concluyó que la línea no presentaba obstrucciones que pudiesen interferir en el paso de la(s) herramienta(s) de inspección.

Tabla 8. Datos corrida 1 de limpieza

Corrida 1 de limpieza	
Nombre de la herramienta	CLP-MBD-06-AGG
Medio usado para la inspección	Gas
Sentido de la inspección	BUC-PAY
Condiciones operacionales	
Presión	720 psi
Temperatura	-
Tiempo de desplazamiento	5h 23m
Velocidad promedio	2.55 m/s

Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 11. Herramienta antes de corrida 1 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 12. Herramienta después de corrida 1 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Tabla 9. Datos corrida 2 de limpieza

Corrida 2 de limpieza	
Nombre de la herramienta	CLP-SBD-06-ARM
Medio usado para la inspección	Gas
Sentido de la inspección	BUC-PAY
Condiciones operacionales	
Presión	7130 psi
Temperatura	
Tiempo de desplazamiento	5h 08m
Velocidad promedio	2.7 m/s

Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 13. Herramienta antes de corrida 2 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 14. Herramienta después de corrida 2 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Tabla 10. Datos corrida 3 de limpieza

Corrida 3 de limpieza	
Nombre de la herramienta	CLP-MBD-06-AGG
Medio usado para la inspección	Gas
Sentido de la inspección	BUC-PAY
Condiciones operacionales	
Presión	890 psi
Temperatura	
Tiempo de desplazamiento	6h 40m
Velocidad promedio	1.66 m/s

Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 15. Herramienta antes de corrida 3 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de Janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 16. Herramienta después de corrida 3 de limpieza



Fuente: ROSEN GROUP LTDA.. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de Janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

1.2 MEDICIONES DIRECTAS EN CAMPO DE ALGUNOS DEFECTOS ENCONTRADOS⁵

Para realizar la validación de los datos arrojados por la herramienta ILI, es necesario hacer ciertas verificaciones de campo para dar confiabilidad y veracidad de estos datos, según el tipo de defecto se deberá realizar un procedimiento diferente de esta manera:

⁵ LEÓN Andrés. Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

1.2.1 Corrosión externa. Antes de poder recopilar la información de las características del defecto y de la tubería sobre la cual se originó el mismo, se debe realizar la excavación hasta encontrar la tubería (en caso de ser necesario), así mismo se debe realizar la preparación de la superficie de la tubería con limpieza SP-2, SP-3 o SP-6 (ver tabla 11) y verificar el funcionamiento y estado de calibración de los equipos de medición (medidor de espesores, micrómetro y multímetro).

Tabla 11. Grados de limpieza de superficies en tuberías

Tipo de limpieza	SSPC ⁶	NACE ⁷	SIS
Solvente	SP1	-	-
Manual	SP2	-	-
Mecánica	SP3	-	-
Abrasivo metal blanco	SP5	NACE 1	Sa 3
Abrasivo nivel comercial	SP6	NACE 3	Sa 2
Abrasivo ligero	SP7	NACE 4	Sa 1
Química	SP8	-	-
Abrasivo metal casi blanco	SP10	NACE 2	Sa 2 1/2
Aguas a altas presiones	SP12	NACE 5	-


Fuente: Steel structures painting council, 1982; NACE, 2010

Es importante tener disponible los resultados de la corrida con herramienta instrumentada para determinar la preexistencia del defecto a evaluar. Esta información y la recolectada en campo se deberán registrar en el Formato *POT-F-281 Valoración de Defectos*. Ver figura 17.

⁶ STEEL STRUCTURES PAINTING COUNCIL, 600D PAINTING PRACTICE. 2ED. PITTSBURG: SSPC, 1982. VOL. 1

⁷ NACE INTERNATIONAL. COATING INSPECTOR PROGRAM, LEVEL 1. HOUSTON: NACE, 2010

Figura 17. Formato POT-F-281 Valoración de Defectos

	Valoración de Defectos		Código: POT-F-281	
			Versión 2	
			Página 1 de 1	
Datos de la tubería				
FECHA	Día <input type="text"/> Mes <input type="text"/> Año <input type="text"/>	Línea:	Sitio:	CL: <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
OT:	Diámetro: <input type="text"/> PK: <input type="text"/> Coord. N: <input type="text"/> E: <input type="text"/> Elevación: <input type="text"/>	API 5L: <input type="text"/> SMYS: <input type="text"/> psi SMUTS: <input type="text"/> psi MAOP: <input type="text"/> psi %SMYS: <input type="text"/>		
Detectado: ILI <input type="checkbox"/> OYM <input type="checkbox"/>		Costura Longitudinal: ERW <input type="checkbox"/> SEAMLESS <input type="checkbox"/> No Identificada <input type="checkbox"/>		Orientación Costura: <input type="text"/>
Tipo de Indicación				
Corrosión <input type="checkbox"/> = Ext <input type="checkbox"/> Int <input type="checkbox"/> Sold Long <input type="checkbox"/> Sold Circun <input type="checkbox"/> Ralladura <input type="checkbox"/> Entalla <input type="checkbox"/> Abolladura <input type="checkbox"/>				
Abolladura <input type="checkbox"/> = Plana <input type="checkbox"/> Suave <input type="checkbox"/> Abruta <input type="checkbox"/> Sold Long <input type="checkbox"/> Sold Circun <input type="checkbox"/> Ralladura <input type="checkbox"/> Entalla <input type="checkbox"/> Grietas <input type="checkbox"/> SCC <input type="checkbox"/>				
Arruga <input type="checkbox"/> = Sold Long <input type="checkbox"/> Sold Circun <input type="checkbox"/> Ralladura <input type="checkbox"/> Entalla <input type="checkbox"/> Grietas <input type="checkbox"/> SCC <input type="checkbox"/>				
Ralladura <input type="checkbox"/> Entalla <input type="checkbox"/> = Sold Long <input type="checkbox"/> Sold Circun <input type="checkbox"/> Objeto Metálico <input type="checkbox"/> DESCRIPCIÓN <input type="text"/>				
Defecto Sold Circunferencial <input type="checkbox"/> Daño de Fabrica <input type="checkbox"/> Otro <input type="checkbox"/> DESCRIPCIÓN <input type="text"/>				
Datos de la Indicación				
Resultado de Corrida Aplica: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Según Trabajo de Campo		
Fecha Corrida: DD <input type="text"/> MM <input type="text"/> AA <input type="text"/>		Sold. Ag/Arr <input type="text"/>		
Sold. Ag/Arr <input type="text"/> m		Dist Sold Ag/Arr <input type="text"/> m		
Dist. Sold. Ag/Arr <input type="text"/> m		Sold. Ag/Ab <input type="text"/>		
Sold. Ag/Ab <input type="text"/> m		Dist Sold Ag/ab <input type="text"/> m		
Dist. Sold. Ag/ab <input type="text"/> m		Dist Absoluta <input type="text"/> m		
Dist. Absoluta <input type="text"/> m		Orientación Horaria <input type="text"/>		
Orientación Horaria <input type="text"/>		Potencial ON <input type="text"/>		
Longitud Axial (L) <input type="text"/> mm		Fuga de Gas SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Ancho circunf. (w) <input type="text"/> mm		Espesores de pared de Tubería (mm)		
Prof. Perd. Metal (d) <input type="text"/> % mm		Med #1 <input type="text"/> Med #2 <input type="text"/> Med #3 <input type="text"/> Med #4 <input type="text"/> Promedio <input type="text"/>		
Prof. Abolladura (d) <input type="text"/> % mm		Espesor Promedio Total Medido <input type="text"/>		
Espesor nominal (t) <input type="text"/> mm		Espesor Nominal (t) <input type="text"/>		
Ec. Cálculo FER <input type="text"/>		Pérdida de metal Exterior Aplica: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
FER <input type="text"/>		Longitud Axial (L) <input type="text"/> mm		
Abolladuras o Arrugas Aplica: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		Ancho circunferencial (W) <input type="text"/> mm		
Long. medida (L) <input type="text"/> mm		Prof Medida (P) <input type="text"/> mm %		
Ancho Circun (W) <input type="text"/> mm		Prof Correg (P') (P+0.5mm)* <input type="text"/> mm %		
Prof. medida (d) <input type="text"/> mm %		Prof Cálculo FER (t-E+P) <input type="text"/> mm %		
		FER B31G Mod <input type="text"/>		
		FER KASTNER <input type="text"/>		
		Long Max(Asme B31.8, 851.4.2,c,3)* <input type="text"/> mm		
		* Solo aplica si se está evaluando una pérdida de metal por daño mecánico.		
		Pérdida de metal Interior Aplica: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
		Longitud Axial (L) <input type="text"/> mm		
		Ancho circunferencial (W) <input type="text"/> mm		
		Prof Medida (E) <input type="text"/> mm %		
		Prof Correg (E') (E-0.5mm)* <input type="text"/> mm %		
		Prof Cálculo FER (t-E) <input type="text"/> mm %		
		FER B31G Mod <input type="text"/>		
		FER KASTNER <input type="text"/>		
		Long Max(Asme B31.8, 851.4.2,c,3)* <input type="text"/> mm		
		* Solo aplica si se está evaluando una pérdida de metal por daño mecánico.		
Otra Información Relevante				
Se realiza END SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> OTRD <input type="checkbox"/>				
Cual <input type="text"/>				
Resutados <input type="text"/>				
Tipo Revest. <input type="text"/>				
Estado <input type="text"/>				
Aplicación Recubrimiento SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Especificación: <input type="text"/>				
Tipo de Reparación				
Tubería por Reparar: Camisa Soldable Tipo A <input type="checkbox"/> Camisa Compuesta <input type="checkbox"/> Camisa Soldable + Fille <input type="checkbox"/>				
SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Camisa Soldable Tipo B <input type="checkbox"/> Cambio de Tramo <input type="checkbox"/> Amolado (Grinding) <input type="checkbox"/>				
ATS (Ademas delos peligros, riesgos y controles identificados en la matriz de peligros para cada actividad)				
Peligros		Riesgos		Controles
<input type="text"/>		<input type="text"/>		<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>		<input type="text"/>
<input type="text"/>		<input type="text"/>		<input type="text"/>
Observaciones				
<input type="text"/>				
<input type="text"/>				
<input type="text"/>				
<input type="text"/>				
Hora Inicio <input type="text"/>		Hora Final <input type="text"/>		Registro fotográfico: SI <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Personal: <input type="text"/>		Ubicación Digital: <input type="text"/>		
Realizó		Revisó y Aprobó		

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

Paso 1: Recopilación de información general de la tubería.

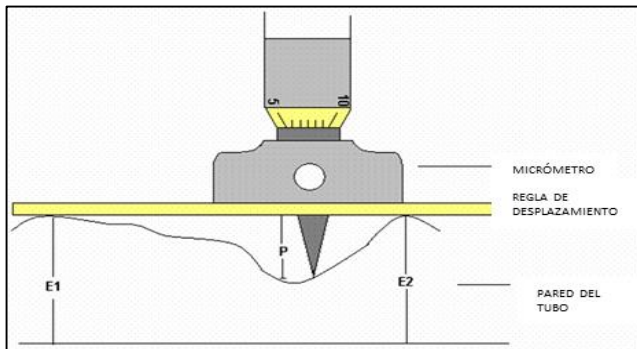
- I. Determinar los datos de la línea (MAOP, SMYS, SMUTS, Grado de tubería API, tipo y ubicación horaria de la costura longitudinal).
- II. Determinar los datos de ubicación del defecto: Gasoducto, sector o sitio, coordenadas N/E (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)].
- III. Identificar si el defecto es un caso de corrosión interna o externa.
- IV. Identificar la ubicación del cordón de soldadura longitudinal.
- V. Realizar la medición del potencial "ON" en caso de tratarse de un tramo de tubería enterrada.
- VI. Hacer 4 mediciones de espesor de pared del tubo con un equipo de ultrasonido debidamente calibrado, estas mediciones se deberán realizar en la zona de pared de tubería sin pérdida de metal adyacente al defecto en las orientaciones horarias: 12:00, 03:00, 06:00 y 09:00. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada u otros defectos, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente.

Paso 2: Clasificación e investigación del defecto

- I. Identificar cada uno de los defectos en el tramo de tubería que está siendo evaluado.
- II. Dibujar con tiza o crayón una caja en cada uno de los defectos encontrados. La caja (cluster) estará delimitada por las dimensiones de cada defecto. Ver sección 2.7
- III. Utilizar tiza o crayón para dibujar las cajas expandidas de cada defecto utilizando las reglas de interacción y determinar la formación de Clusters. Los defectos que no interactúen entre sí se analizarán como un Cluster individual. Ver sección 2.7.

- IV. Medir y escribir sobre la tubería la longitud y el ancho de cada Cluster de acuerdo a la sección 2.7.
- V. Determinar la máxima profundidad de cada Cluster midiendo con el micrómetro o equipo similar en varios puntos de la zona del defecto de acuerdo como se muestra en la Figura 18. Escribir sobre la tubería el valor de la profundidad de cada Cluster.
- VI. Hacer 4 mediciones de espesor de pared del tubo con un equipo de ultrasonido debidamente calibrado, estas mediciones se deberán realizar en cada una de las dos zonas en donde se apoyó la regla de medición o regla de desplazamiento para la medición de punto de mayor profundidad de cada cluster, es decir en los puntos E1 y E2 de la figura 18.

Figura 18. Medición de la profundidad del defecto o cluster mediante el micrómetro



Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- VII. Determinar el porcentaje de la profundidad máxima encontrada en cada cluster, para lo cual se debe utilizar la siguiente formula:

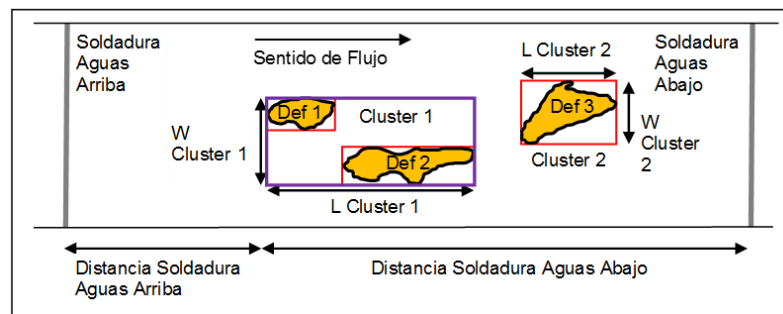
$$\%Profundidad = \frac{(t - E) + P}{t} * 100 \quad \text{Ecuación 1.1}$$

%Profundidad Profundidad del defecto

t:	Espesor Nominal del tubo (pulg)
E	Promedio entre E1 y E2 (pulg)
P	Medida del micrómetro menos el espesor calibrado de la regla de desplazamiento (pulg)
E1 y E2	Espesores medidos en los puntos de apoyo de la regla de desplazamiento

VIII. Determinar la distancia desde el inicio del primer Cluster hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 19.


Figura 19. Medición Distancia Soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo



Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- IX. Tomar fotografías del defecto con todas las marcaciones anteriormente establecidas.
- X. Diligenciar el Formato POT-F-281 Valoración de Defectos. Ver figura 17
- XI. Realizar el Calco de la zona evaluada utilizando el formato POT-F-290. Calco Valoración Defectos y crayones de color oscuro. Ver figura 20

Figura 20. Formato POT-F-290 Calco Valoración Defectos

								CALCO VALORACION DEFECTOS																																					
						Codigo: TO-F-XXX																																						
						Fecha: _____						Pag: ___ de ___																																	
						Gasoducto: _____																																							
						Sitio: _____																																							
						PK: _____ Diámetro: _____																																							
						Coord. N: _____ E: _____																																							
						Sentido Flujo: _____ - _____																																							
						Sold Aguas Arriba: _____																																							
						Dist. Sold Aguas Arriba: _____ m																																							
						Sold Aguas Abajo: _____																																							
						Dist. Sold Aguas Abajo: _____ m																																							
						Orient. Costura Longitudinal: _____																																							
																																												
						<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">Hora</th> <th style="width: 10%;">Med1</th> <th style="width: 10%;">Med2</th> <th style="width: 10%;">Med3</th> <th style="width: 10%;">Med4</th> <th style="width: 10%;">Prom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12:00</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>03:00</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>06:00</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>09:00</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="text-align: right;">Promedio TOTAL</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Hora	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom	12:00						03:00						06:00						09:00						Promedio TOTAL			
Hora	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom																																								
12:00																																													
03:00																																													
06:00																																													
09:00																																													
Promedio TOTAL																																													
.....																																													
Cluster No: _____ Longitud: _____ mm																																													
Ancho: _____ mm Orient. Hora: _____																																													
Prof Medida: _____ mm _____ %																																													
Prof Correg(0.5mm): _____ mm _____ %																																													
.....																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">Punto</th> <th style="width: 10%;">Med1</th> <th style="width: 10%;">Med2</th> <th style="width: 10%;">Med3</th> <th style="width: 10%;">Med4</th> <th style="width: 10%;">Prom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>E1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>E2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="text-align: right;">Promedio TOTAL</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom	E1						E2						Promedio TOTAL																					
Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom																																								
E1																																													
E2																																													
Promedio TOTAL																																													
.....																																													
Cluster No: _____ Longitud: _____ mm																																													
Ancho: _____ mm Orient. Hora: _____																																													
Prof Medida: _____ mm _____ %																																													
Prof Correg(0.5mm): _____ mm _____ %																																													
.....																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">Punto</th> <th style="width: 10%;">Med1</th> <th style="width: 10%;">Med2</th> <th style="width: 10%;">Med3</th> <th style="width: 10%;">Med4</th> <th style="width: 10%;">Prom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>E1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>E2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="text-align: right;">Promedio TOTAL</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom	E1						E2						Promedio TOTAL																					
Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom																																								
E1																																													
E2																																													
Promedio TOTAL																																													
.....																																													
Cluster No: _____ Longitud: _____ mm																																													
Ancho: _____ mm Orient. Hora: _____																																													
Prof Medida: _____ mm _____ %																																													
Prof Correg(0.5mm): _____ mm _____ %																																													
.....																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">Punto</th> <th style="width: 10%;">Med1</th> <th style="width: 10%;">Med2</th> <th style="width: 10%;">Med3</th> <th style="width: 10%;">Med4</th> <th style="width: 10%;">Prom</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>E</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom	E																																	
Punto	Med1	Med2	Med3	Med4	Prom																																								
E																																													
.....																																													
ABOLLADURA O ARRUGA Longitud: _____ mm Ancho: _____ mm Prof Medida: _____ mm _____ % Orient. Hora: _____																																													
.....																																													
.....																																													

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

Información que debe contener el calco:

- Fecha.
- Gasoducto.
- Sector o Sitio.
- Distancia en cadena pisada (PK).
- Diámetro.
- Coordenadas Norte y Este (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)
- Sentido de flujo con flecha y nomenclatura (ejemplo: **Bucaramanga** → **Payoa**).
- Número de la soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo, es importante establecer el documento en base al cual se da el número de la soldadura (pipebook, ILI año x, etc.)
- Distancia desde el inicio del primer Cluster hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 19.
- Marcación horaria de la hoja para identificación del defecto según el sentido de flujo.
- Espesores en la zona libre de defectos adyacente al punto de evaluación, se deberán realizar cuatro mediciones en cada uno de los puntos horarios establecidos en este procedimiento y realizar el cálculo del promedio en cada ubicación horaria y el promedio total. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada u otros defectos, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente. Ver tabla 12.

Tabla 12. Formato de mediciones en cada uno de los puntos horarios

Hora	Med. # 1	Med. # 2	Med. # 3	Med. # 4	Prom. Indiv.
12					
3					
6					

9					
				PROMEDIO TOTAL	

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- Indicar el criterio utilizado para definir la interacción de defectos. Ver sección 2.7.
- Definir y dibujar los Cluster. Ver sección 2.7.
- Definir las siguientes características de cada Cluster: Longitud Axial, Ancho Circunferencial, Profundidad, Posición Horaria del punto central del Cluster
- Espesor de los dos puntos en donde se apoyó la regla de nivelación para tomar la medida de la mayor profundidad del cluster, se deberán realizar cuatro mediciones en cada uno de los dos puntos y el cálculo del promedio en cada punto y el promedio total. Ver tabla 13.

Tabla 13. Formato de mediciones en cada uno de los dos puntos

Hora	Med. # 1	Med. # 2	Med. # 3	Med. # 4	Prom. Indiv.
E1					
E2					
				PROMEDIO TOTAL	

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

1.2.2 Corrosión Interna Antes de poder recopilar la información de las características del defecto y de la tubería sobre la cual se originó el mismo, se debe realizar la excavación hasta encontrar la tubería (en caso de ser necesario), así mismo se debe realizar la preparación de la superficie de la tubería con limpieza SP-2, SP-3 o SP-6 (ver tabla 11) y verificar el funcionamiento y estado de calibración de los equipos de medición (medidor de espesores, micrómetro y multímetro).

Es importante tener disponible los resultados de la corrida con herramienta instrumentada para determinar la preexistencia del defecto a evaluar. Esta información y la recolectada en campo se deberán registrar en el Formato *POT-F-281 Valoración de Defectos*. Ver figura 17.

Paso 1: Recopilación de información general de la tubería.

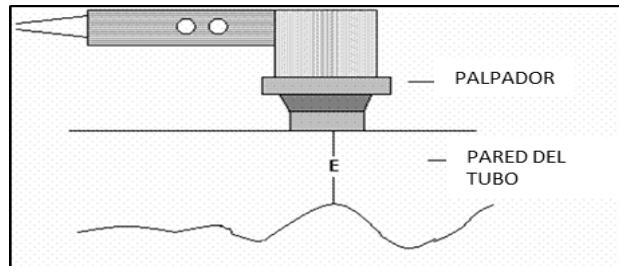
- I. Determinar los datos de la línea (MAOP, SMYS, SMUTS, Grado de tubería API, tipo y ubicación horaria de la costura Longitudinal).
- II. Determinar los datos de ubicación del defecto: Gasoducto, sector o sitio, coordenadas N/E (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)].
- III. Identificar si el defecto es un caso de corrosión interna o externa.
- IV. Identificar la ubicación del cordón de soldadura longitudinal.
- V. Realizar la medición del potencial "ON" en caso de tratarse de un tramo de tubería enterrada.
- VI. Hacer 4 mediciones de espesor de pared del tubo con un equipo de Ultrasonido debidamente calibrado, estas mediciones se deberán realizar en la zona de pared de tubería sin pérdida de metal adyacente al defecto en las orientaciones horarias: 12:00, 03:00, 06:00 y 09:00. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada u otros defectos, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente.

Paso 2: Clasificación e investigación del defecto

- I. Identificar cada uno de los defectos en el tramo de tubería que está siendo evaluado.
- II. Dibujar sobre el área afectada por Corrosión Interna una cuadrícula de separación constante de aproximadamente 2 cm.

- III. Mediante el uso de un equipo de Ultrasonido debidamente calibrado, medir el espesor de pared de tubería en cada una de las intersecciones de la cuadrícula dibujada, según se muestra en la Figura 21.

Figura 21. Medición de defecto interno mediante el uso Ultrasonido



Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- IV. Calcular el porcentaje de pérdida de metal mediante la ecuación 1.2

$$\%Profundidad = \frac{(t - E)}{t} * 100 \quad \text{Ecuación 1.2}$$

%Profundidad	Profundidad del defecto
t:	Espesor Nominal del tubo (pulg)
E	Menor espesor medido en la zona del defecto (pulg)

- V. Con base en las mediciones de espesor tomadas en las intersecciones de la cuadrícula, determinar y dibujar sobre la tubería el contorno estimado del área afectada por corrosión interna.
- VI. Dibujar con tiza o crayón una caja en cada uno de los defectos encontrados. La caja estará delimitada por las dimensiones de cada defecto.
- VII. Utilizar tiza o crayón para dibujar las cajas expandidas de cada defecto utilizando las reglas de interacción y determinar la formación de Clusters. Los defectos que no interactúen entre sí se analizaran como un Cluster. Ver sección 2.7.

- VIII. Medir y escribir sobre la tubería la longitud y el ancho de cada Cluster de acuerdo a la sección 2.7.
- IX. Determinar la distancia desde el inicio del primer Cluster hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 19.
- X. Tomar fotografías del defecto con todas las marcaciones anteriormente establecidas.
- XI. Diligenciar el Formato POT-F-281 Valoración de Defectos. Ver figura 17.
- XII. Realizar el Calco de la zona evaluada utilizando el formato POT-F-290 Calco Valoración Defectos y crayones de color oscuro. Ver figura 20.

Información que debe contener el calco:

- Fecha.
- Gasoducto.
- Sector o Sitio.
- Distancia en cadena pisada (PK).
- Diámetro.
- Coordenadas Norte y Este (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)
- Sentido de flujo con flecha y nomenclatura (ejemplo: **Bucaramanga** → **Payoa**).
- Número de la soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo, es importante establecer el documento en base al cual se da el número de la soldadura (pipebook, ILI año x, etc.)
- Distancia desde el inicio del primer Cluster hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 19.
- Marcación horaria de la hoja para identificación del defecto según el sentido de flujo.
- Espesores en la zona libre de defectos adyacente al punto de evaluación, se deberán realizar cuatro mediciones en cada uno de los puntos horarios

establecidos en este procedimiento y realizar el cálculo del promedio en cada ubicación horaria y el promedio total. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente. Ver tabla 14.

Tabla 14. Formato de mediciones en cada uno de los puntos horarios

Hora	Med. # 1	Med. # 2	Med. # 3	Med. # 4	Prom. Indiv.
12					
3					
6					
9					
				PROMEDIO TOTAL	

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- Indicar el criterio utilizado para definir la interacción de defectos.
- Indicar el espesor en milímetros de cada uno de los puntos de intersección de la cuadrícula utilizada.
- Definir y dibujar los Cluster.
- Definir las siguientes características de cada Cluster: Longitud Axial, Ancho Circunferencial, Profundidad, Posición Horaria del punto central del Cluster.

1.2.3 Abolladuras y arrugas u ondulaciones. Antes de poder recopilar la información de las características del defecto y de la tubería sobre la cual se originó el mismo, se debe realizar la excavación hasta encontrar la tubería (en caso de ser necesario), así mismo se debe realizar la preparación de la superficie de la tubería con limpieza SP-2, SP-3 o SP-6 (Ver tabla 11) y verificar el funcionamiento y estado de calibración de los equipos de medición (medidor de espesores, micrómetro y multímetro).

Es importante tener disponible los resultados de la corrida con herramienta instrumentada para determinar la preexistencia del defecto a evaluar. Esta información y la recolectada en campo se deberán registrar en el Formato *POT-F-281 Valoración de Defectos*. Ver figura 17.

Paso 1: Recopilación de información general de la tubería.

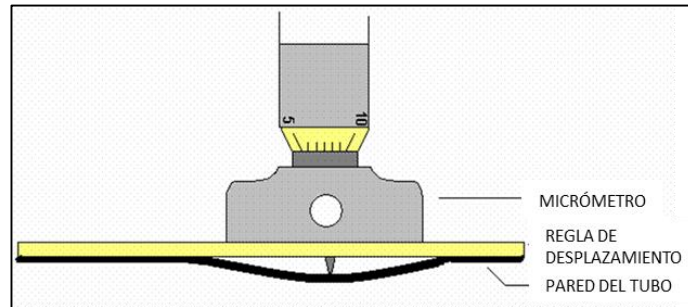
- I. Determinar los datos de la línea (MAOP, SMYS, SMUTS, Grado de tubería API, tipo y ubicación horaria de la costura Longitudinal).
- II. Determinar los datos de ubicación del defecto: Gasoducto, sector o sitio, coordenadas N/E (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)].
- III. Identificar si el defecto es un caso de Abolladura Plana, Abolladura Abrupta, Abolladura con Corrosión, Abolladura con Ralladura.
- IV. Identificar la ubicación del cordón de soldadura longitudinal.
- V. Realizar la medición del potencial "ON" en caso de tratarse de un tramo de tubería enterrada.
- VI. Hacer 4 mediciones de espesor de pared del tubo con un equipo de Ultrasonido debidamente calibrado, estas mediciones se deberán realizar en la zona de pared de tubería sin pérdida de metal adyacente al defecto en las orientaciones horarias: 12:00, 03:00, 06:00 y 09:00. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada u otros defectos, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente.

Paso 2: Clasificación e investigación del defecto

- I. Identificar cada uno de los defectos en el tramo de tubería que está siendo evaluado.
- II. Determinar la máxima profundidad de la abolladura midiendo con el micrómetro, Calibrador Pie de Rey o equipo similar en varios puntos de la

zona del defecto de acuerdo como se muestra en la Figura 22. Escribir sobre la tubería el valor de la profundidad máxima encontrada.

Figura 22. Medición de la profundidad del defecto



Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

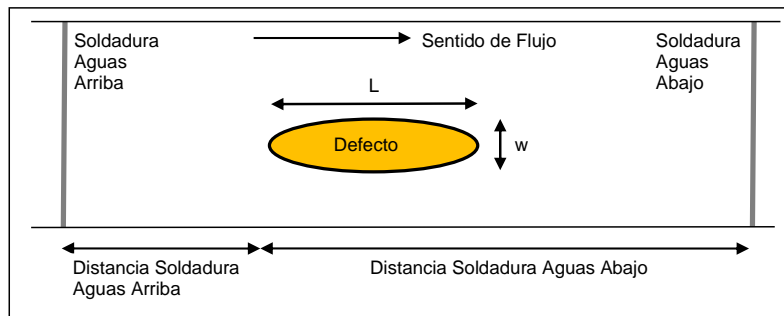
- III. Medir y escribir sobre la tubería la longitud y el ancho del defecto.
- IV. Calcular la relación profundidad/diámetro o el porcentaje de profundidad de la abolladura o arruga para lo cual se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$\%Profundidad = \frac{H}{D} * 100 \quad \text{Ecuación 1.3}$$

- | | |
|---------------------|--------------------------------------------|
| %Profundidad | Profundidad del defecto |
| H | Máxima profundidad de la abolladura (pulg) |
| D | Diámetro exterior (pulg) |

- V. Determinar la distancia desde el inicio de la abolladura hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 23.

Figura 23. Medición Distancia Soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo



Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- VI. Verificar la presencia de grietas en los bordes de la abolladura o arruga, en su parte interna y en un área alrededor de un diámetro a cada lado de la abolladura o arruga. Para esta actividad se pueden utilizar Líquidos penetrantes, partículas magnéticas o Ultrasonido.
- VII. Tomar fotografías del defecto con todas las marcaciones anteriormente establecidas.
- VIII. Diligenciar el Formato POT-F-281 Valoración de Defectos. Ver figura 17.
- IX. Realizar el Calco de la zona evaluada utilizando el formato POT-F-290 Calco Valoración Defectos y crayones de color oscuro. Ver Figura 20.

Información que debe contener el calco:

- Fecha.
- Gasoducto.
- Sector o Sitio.
- Distancia en cadena pisada (PK).
- Diámetro.
- Coordenadas Norte y Este (Formato de Posición Cuadrícula: UTM usuario, Origen de longitud: W074°04.855', Escala: +1, Este Falso: +1.000.000, Norte Falso: +491.447.2, Datum de Mapa: Bogota Observatory)
- Sentido de flujo con flecha y nomenclatura (ejemplo: **Bucaramanga** → **Payoa**).

- Número de la soldadura Aguas Arriba y Aguas Abajo, es importante establecer el documento en base al cual se da el número de la soldadura (pipebook, ILI año x, etc.)
- Distancia desde el inicio de la abolladura o arruga hasta la Soldadura de Aguas Arriba y hasta la soldadura de Aguas Abajo. Ver Figura 23.
- Marcación horaria de la hoja para identificación del defecto según el sentido de flujo.
- Espesores en la zona libre de defectos adyacente al punto de evaluación, se deberán realizar cuatro mediciones en cada uno de los puntos horarios establecidos en este procedimiento y realizar el cálculo del promedio en cada ubicación horaria y el promedio total. En caso de no poder tomar todas las medidas en un mismo anillo debido a la presencia de corrosión generalizada, se podrá medir cada ubicación horaria en un anillo diferente. Ver tabla 15.

Tabla 15. Formato de mediciones en cada uno de los puntos horarios

Hora	Med. # 1	Med. # 2	Med. # 3	Med. # 4	Prom. Individ.
12					
3					
6					
9					
				PROMEDIO TOTAL	

Fuente: LEÓN Andrés, Valoración y reparación de defectos, *Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- Definir las siguientes características del defecto: Longitud Axial, Ancho Circunferencial, Profundidad, Posición Horaria del punto central de la abolladura o Arruga.

1.2.4 Melladura, ralladura o entalla Se realiza de la misma manera que para el caso de defectos por corrosión externa, ver sección 1.2.1, sin embargo se debe tener en cuenta que la profundidad en los defectos tipo melladura o entalla se

debe incrementar la profundidad en 0.5 mm. Además se debe verificar la presencia de grietas en el defecto y en un área alrededor de 4 pulgadas a cada lado del mismo. Para esta actividad se pueden utilizar líquidos penetrantes, partículas magnéticas o ultrasonido.

1.2.5 Defectos en soldadura circunferencial En caso de defectos por corrosión se debe seguir lo establecido en el numeral 1.2.1 del presente procedimiento.

En caso de defectos en soldadura circunferencial diferentes a corrosión se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- Realice Ensayos No destructivos, al menos un ensayo para detectar anomalías superficiales y uno complementario para detectar anomalías sub-superficiales.
- Evalúe los resultados de los Ensayos No Destructivos con base en la norma API 1104.
- Diligenciar el formato POT-F-281 *Valoración de Defectos*. Ver figura 17.

Realizar el Calco de la zona evaluada utilizando el formato POT-F-290 *Calco Valoración Defectos* y crayones de color oscuro. Ver Figura 20.

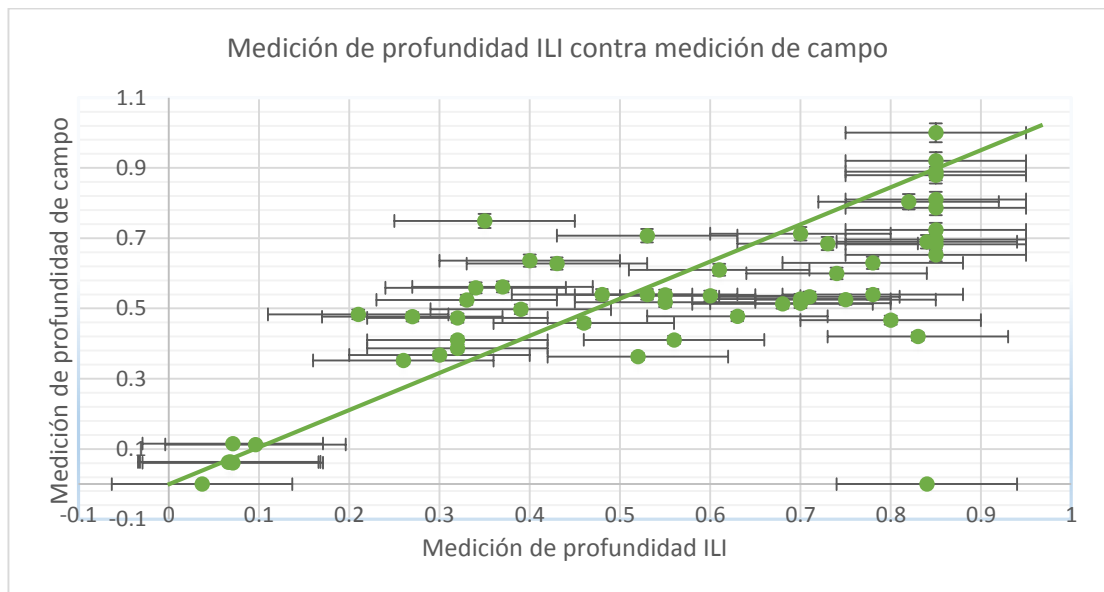
1.2.6 Daños de fábrica Considerando que la tubería ya fue sometida a la prueba hidrostática antes de su puesta en funcionamiento, se asume que los defectos no afectan la integridad de la tubería, sin embargo es importante revisar cada caso específicamente para tomar la decisión final, en general este tipo de anomalías se deben evaluar siguiendo los pasos establecidos en el numeral 1.2.1 y 1.2.2, incluyendo el diligenciamiento del formato POT-F-281 *Valoración de Defectos*, ver figura 17 y la elaboración del Calco utilizando el formato POT-F-290 *Calco Valoración Defectos*, (ver figura 20). Adicionalmente se debe realizar ensayos no destructivos para descartar los defectos que afecte la integridad del ducto.

1.2.7 Objetos metálicos Se debe diligenciar el Formato POT-F-281 *Valoración de Defectos*, ver figura 17, reportando del tipo de objeto encontrado su ubicación a lo largo de la línea y su localización horaria.

1.3 COMPARACIÓN DE MEDICIONES INDIVIDUALES DE VERIFICACIÓN UTILIZANDO LAS ESPECIFICACIONES DE REALIZACIÓN⁸

Un gráfico de “unidad” es la herramienta más simple para implementar este método de verificación. Por ejemplo, una vista gráfica de la precisión de dimensionamiento puede ser creada al trazar un gráfico de la comparación de profundidades de anomalías individuales tal y como son reportadas por el proveedor de servicio de la inspección en línea (ILI) y los resultados de medición de una excavación de campo. Ver figura 24.

Figura 24. Medición de profundidad ILI contra la medición de campo



Los aparatos de calibración y ultrasonido generalmente valoran independientemente el espesor general de pared y la pared remanente, mientras

⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. In-Line inspection systems qualification standard, API STANDARD 1163. Washington D.C.: API publishing services. August 2005

que la ILI MFL proporciona valores relativos de pérdida de espesor. La especificación de precisión para aparatos por ultrasonido se da como una típica desviación estándar y el MFL utiliza un nivel de certeza de 80%.

El enfoque más verosímil es calcular la desviación relativa en por ciento de pérdida de espesor esperada para el aparato por ultrasonido o de calibración a un nivel de confianza de 80%. Una vez calculado, es bastante obvio cómo y dónde estas técnicas típicas de mediciones de campo dependen del espesor de pared y cómo se compara con la precisión ILI.

En base al error de propagación y a la distribución de Gauss, la precisión de las mediciones de campo es de la siguiente manera:

$$\Delta\left(\frac{d}{t}\right) = 1.28 * \sqrt{\left[\left(\frac{\sigma(d)}{d}\right)^2 + \left(\frac{\sigma(t)}{t}\right)^2\right]} * \frac{d}{t} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Con

$$\sigma(d) = \sqrt{\sigma(t-d)^2 + \sigma(t)^2} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Una medición individual viola las expectativas comunes de confianza de 80%, si se viola la así llamada tolerancia total:

$$\left| \left(\frac{d}{t}\right)_{ILI} - \left(\frac{d}{t}\right)_{FIELD} \right| > \sqrt{\Delta\left(\frac{d}{t}\right)_{ILI}^2 + \Delta\left(\frac{d}{t}\right)_{FIELD}^2} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

- d Profundidad absoluta [in./mm]
- t Espesor general de pared [in/mm]
- d/t Profundidad relativa [%]

t-d	Espesor remanente de pared [in./mm]
σ	Desviación estándar (por ejemplo: 67% de confianza)
Δ	Desviación en la base de 80% de confianza

La Tabla 16 proporciona el número general de mediciones de verificación (N) contra el número de mediciones de verificación las cuales deben estar dentro de las tolerancias (Nin) en orden de establecer consistencia con las especificaciones de realización.

Tabla 16. Tabla para establecer consistencia con las especificaciones de realización (Certeza = 0.80 y Nivel de Confianza = 95%)

N	Nin	N	Nin	N	Nin
5	2	21	14	37	25
6	3	22	14	38	26
7	4	23	15	39	27
8	4	24	16	40	28
9	5	25	17	41	28
10	6	26	17	42	29
11	6	27	18	43	30
12	7	28	19	44	31
13	8	29	20	45	31
14	9	30	20	46	32
15	10	31	21	47	33
16	10	32	22	48	34
17	11	33	22	49	34
18	11	34	23	50	35
19	12	35	24	51	36
20	13	36	25	52	37

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE In-Line inspection systems qualification standard, API STANDARD 1163 Washington D.C.: API publishing services. August 2005

Para la corrida realizada en el gasoducto Bucaramanga – Payoa de 6” se procedió a hacer una verificación en campo de un total de 38 anomalías. A cada una de

ellas se le realizó la valoración del defecto en campo y se le realizó la verificación de la precisión respecto a la corrida ILI según los parámetros vistos anteriormente. Ver tabla 17 – 20.

De los resultados de la comparación entre los datos arrojados por la corrida ILI con respecto a las mediciones realizadas en campo las cuales fueron un total de 38, podemos inferir que 20 no cumplieron con el rango de aceptación, 17 si lo cumplieron y 1 no pudo ser evaluada debido a que ese tramo se encuentra enterrado. Ver figura 25.

Tabla 17. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILLI

ITEM	PK DE CORTE	MUNICIPIO / SECTOR	ANOMALIA REPORTADA: IU				DEFECTO VALUADO CAMPO				VERIFICACIÓN PRECISIÓN DE LA CORRIDA ILLI							DIFERENCIA ENTRE ILLI POS FUERA DE LÍMITES VALORACIÓN DE ILLI + CAMPO	DIFERENCIA ENTRE ILLI POS FUERA DE LÍMITES VALORACIÓN DE ILLI + CAMPO						
			ANOMALIA	BS1G	BS1G-mod	PROF	LONGITUD	ANCHO	LONGITUD CLUSTER	ANCHO CLUSTER	DEFECTO	BS1G-mod	PROF	LONGITUD	ANCHO	t	d			d/t	G(j)	G(i)	D(i/d)	D(i/d)	ERROR PERMISIBLE D(i/d) ILLI + CAMPO
1	2203,318	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,200	1,157	46%	102	99	631	140,67	Corrosión	1,232	46%	562	214	4,78	2,190674	0,4583	0,1	0,013	1,28%	10,00%	10,08%	0%	NO
			Corrosión	1,211	0,910	37%	148	57	591	99,12	Corrosión	1,285	56%	659	144	4,78	2,6848782	0,56169	0,1	0,013	1,54%	10,00%	10,12%	-19%	
2	2248,098	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,156	0,894	34%	184	88	787	173,27	Corrosión	1,287	56%	1671	295	4,78	2,671064	0,5588	0,1	0,013	1,54%	10,00%	10,12%	-22%	NO
			Corrosión	1,695	1,131	55%	161	58	NA	NA	Corrosión	1,165	54%	299	119	4,78	2,5737632	0,53844	0,1	0,013	1,48%	10,00%	10,11%	1%	
3	2275,285	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,122	0,873	32%	170	88	277	188,69	Corrosión	1,006	41%	433	214	4,78	1,9592742	0,40989	0,1	0,013	1,15%	10,00%	10,07%	-9%	NO
4	2310,43	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,210	1,330	78%	61	77			Corrosión	1,220	54%	1047	180										SI
5	2332,708	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	0,844	0,839	21%	87	102	NA	NA	Corrosión	1,020	48%	156	98	4,78	2,3088634	0,48303	0,1	0,013	1,34%	10,00%	10,09%	-27%	
			Corrosión	0,994	0,957	43%	96	64	80	85,90	Corrosión	1,039	63%	621	108	4,78	3,000406	0,6277	0,1	0,013	1,72%	10,00%	10,15%	-20%	SI
6	2549,954	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	0,904	0,839	35%	74	55	NA	NA	Corrosión	1,589	75%	163	124	4,78	3,58022	0,749	0,1	0,013	2,04%	10,00%	10,21%	-40%	
			Corrosión	1,210	1,400	85%	49	62	256	138,00	Corrosión	NA	100%	500	218	4,78	4,78	1	0,1	0,013	2,70%	10,00%	10,36%	-15%	SI
7	2642,803	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,122	1,165	70%	61	69	NA	NA	Corrosión	1,015	53%	98	87	4,78	2,5171002	0,52659	0,1	0,013	1,45%	10,00%	10,10%	17%	NO
			Corrosión	0,839	0,839	30%	40	32	NA	NA	Corrosión	0,873	37%	112	88	4,78	1,7562676	0,36742	0,1	0,013	1,04%	10,00%	10,05%	-7%	
8	2642,806	LEBRIJA / San Pablo	Corrosión	1,147	1,185	63%	99	55			Corrosión	1,082	48%	331	129	4,78	2,283928	0,4776	0,1	0,013	1,33%	10,00%	10,09%	15%	SI
			Corrosión	0,954	0,932	68%	34	77	229	154,92	Corrosión	1,144	51,3%	423	188	4,78	2,453574	0,5133	0,1	0,013	1,42%	10,00%	10,10%	17%	
9	3659,962	LEBRIJA / San Felipe	Corrosión	1,187	1,267	71%	77	66	611	178,41	Corrosión	1,182	53,3%	665	177	4,78	2,549174	0,5383	0,1	0,013	1,47%	10,00%	10,11%	18%	SI
			Corrosión	1,086	1,125	75%	45	37	611	178,41	Corrosión	1,168	51,5%	665	177	4,78	2,510217	0,52515	0,1	0,013	1,45%	10,00%	10,10%	22%	
3660,869	LEBRIJA / San Felipe	Corrosión	0,839	0,839	70%	13	42	188	75,62	Corrosión	1,064	51,5%	183	81	4,78	2,462656	0,5152	0,1	0,013	1,42%	10,00%	10,10%	18%		

Tabla 18. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILI

ITEM	PA DE CORTE	MUNICIPIO / SECTOR	ANOMALIA REPORADA ILI				DEFECTO VALUADO CAMPO				VERIFICACIÓN PRECISIÓN DE LA CORRIADA ILI								DIFERENCIA POR FUERA DE LÍMITES PERMISIBLE VALORACIÓN DE CAMPO						
			ANOMALIA	FER	PROF	LONGITUD	ANCHO	LONGITUD CLUSTER	ANCHO CLUSTER	DEFECTO	FER	PROF	LONGITUD	ANCHO	OBSERVACIÓN	t	d	d/t		G(h)	G(i)	D(i/h)	D(i/h) ILI	ERROR PERMISIBLE D(i/h) ILI + CAMPO	
10	3693,157	LEBRIJA/ San Felipe	Corrosión	0,839	13%	13	18	18	NA	NA	Corrosión	1,050	47,6%	159	100	478	2,2770008	0,7636	0,1	0,013	1,32%	10,00%	10,09%	-35%	SI
11	3719,959	LEBRIJA/ San Felipe	Corrosión	NA	11%	17	18	18	82	9,54	Corrosión	0,931	41,1%	106	92	478	1,963668	0,4106	0,1	0,013	1,15%	10,00%	10,07%	-30%	SI
	3720,19	LEBRIJA/ San Felipe	Corrosión	NA	11%	17	18	18	10,100	-220,26	Corrosión	1,341	63,6%	241	166	478	3,039602	0,6359	0,1	0,013	1,74%	10,00%	10,15%	-53%	SI
12	4416,303		Abolladura	NA	0,0%	12	18	18	NA	NA	Abolladura + Perforada Metal	NA	11,3%	301	178	478	0,5397098	0,11291	0,1	0,013	0,46%	10,00%	10,01%	-11%	SI
13	5+437	LEBRIJA/ Miras	Corrosión	0,840	78%	11	40	40			Corrosión	1,400	63%	916	198	478	3,0114	0,63	0,1	0,013	1,72%	10,00%	10,15%	15%	SI
14	5815,695	LEBRIJA/ Miras	Corrosión	NA	12%	17	18	18	50,366	7,34	Corrosión	1,140	38%	889	153	478	1,73514	0,363	0,1	0,013	1,03%	10,00%	10,05%	-24%	SI
15	6855,914	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	NA	0%	-	-	-	39,325	0,00	Corrosión	1,136	50%	1132	264	478	2,378528	0,4976	0,1	0,013	1,38%	10,00%	10,09%	-50%	SI
16	6917,199	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	NA	0%	-	-	-	12,272	0,00	Corrosión	0,914	35%	234	105	478	1,687952	0,35184	0,1	0,013	1,00%	10,00%	10,05%	-35%	SI
	6997,044	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	0,850	28%	55	24	24	2,266	143,90	Corrosión	1,171	52%	515	153	478	2,47604	0,518	0,1	0,013	1,43%	10,00%	10,10%	-24%	SI
17	6992,399	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	0,839	20%	14	18	18	NA	NA	Corrosión	1,076	47%	350	147	478	2,2638878	0,73301	0,1	0,013	1,31%	10,00%	10,09%	-27%	SI
	6992,485	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	NA	11%	12	18	18	2,300	16,89	Corrosión	1,325	68%	114	64	478	3,273105	0,68475	0,1	0,013	1,87%	10,00%	10,17%	-57%	SI
18	6995,083	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	0,918	43%	56	26	26	1,354	-88,84	Corrosión	1,587	71%	389	160	478	3,3805594	0,70723	0,1	0,013	1,95%	10,00%	10,18%	-28%	SI
	7+045	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	1,360	83%	80	124	124	288	NA	Corrosión	0,990	42%	334	189	478	2,0076	0,42	0,1	0,013	1,18%	10,00%	10,07%	41%	SI
19	7+172	LEBRIJA/ Ladrillera	Corrosión	0,840	60%	11	35	35	65	97	Corrosión	1,180	54%	100	72	478	2,56	0,53556485	0,1	0,013	1,48%	10,00%	10,11%	6%	NO
	9+091	LEBRIJA/ Berma Via	Corrosión	0,840	82%						Corrosión		80%	No se pudo Calcar	No se pudo Calcar	478	3,84	0,80334728	0,1	0,013	2,18%	10,00%	10,23%	2%	NO

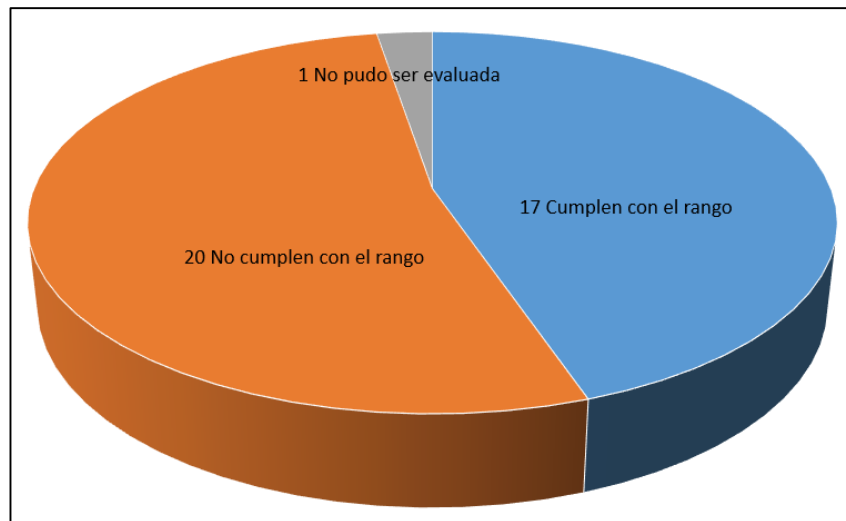
Tabla 19. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILLI

ITEM	PK DE CORTE	MUNICIPIO/ SECTOR	ANOMALIA REPORTADA ILLI						DEFECTO VALUADO CAMPO						VERIFICACIÓN PRECISIÓN DE LA CORRIADA ILLI						DIFERENCIA ENTRE ILLI Y VALORACIÓN PERMISIBLE EN DE CAMPO	POR FUERA DE LÍMITES PERMISIBLE S?				
			ANOMALIA	B31G	PROF	LONGITUD	ANCHO	LONGITUD	ANCHO	CLUSTER	DEFECTO	B31G mod	PROF	LONGITUD	ANCHO	OBSERVACIÓN	t	d	d/t	G(t)			G(d)	D(d)/I	D(d)/ILLI	ERROR PERMISIBLE D(d)/ILLI + CAMPO
20	11+485	LEBUJA/ Berma Via	Corrosión	0,870	0,840	85%										4,78	3,76	0,78661088	0,1	0,013	2,13%	10,00%	10,23%	6%	NO	
21	12+970	LEBUJA/ Berma Via	Corrosión	0,840	0,840	85%	12	54	NA	NA	NA	NA	14	16		4,78	4,3976	0,92	0,1	0,013	2,49%	10,00%	10,30%	-7%	NO	
22	13+322	LEBUJA/ Paraguay	Corrosión	1,480	1,050	48%	187	93	NA	NA	NA	363	141			4,78	2,5812	0,54	0,1	0,013	1,49%	10,00%	10,11%	-6%	NO	
23	13+359	LEBUJA/ Paraguay	Corrosión	0,950	0,900	61%	37	72	119	72	Corrosión	1,260	61%	223	100		4,78	2,9158	0,61	0,1	0,013	1,67%	10,00%	10,14%	0%	NO
			Corrosión	1,120	1,150	74%	50	66	91	101	Corrosión	1,280	60%	246	130		4,78	2,868	0,6	0,1	0,013	1,64%	10,00%	10,13%	14%	NO
24	20+606	LEBUJA/ Libano	Corrosión	0,970	0,910	53%	50	22	NA	NA	Daño	1,100	54%	152	140		4,78	2,5812	0,54	0,1	0,013	1,49%	10,00%	10,11%	-1%	SI
			Corrosión	0,840	0,840	84%	12	18	NA	NA	Mecánico (Entalla)	0,850	69%	13	36		4,78	3,2982	0,69	0,1	0,013	1,88%	10,00%	10,18%	15%	SI
25	20+913	LEBUJA/ Libano	Abolladura	NA	NA	7,1%	54	45	NA	NA	Abolladura	NA	6,1%	110	120		4,78	0,9158	0,061	0,1	0,013	0,38%	10,00%	10,01%	1%	NO
26	21+119	Cruce Via Libano	Corrosión	0,970	0,980	85%	25	37								4,78	3,46	0,72394937	0,1	0,013	1,97%	10,00%	10,19%	13%	SI	
			Corrosión	0,890	0,870	85%	18	71								4,78	3,33	0,69665272	0,1	0,013	1,90%	10,00%	10,18%	15%	SI	
27	25+107	LEBUJA/ Diviso	Corrosión	0,910	0,880	85%	19	38	NA	NA	Corrosión	1,130	68%	60	40		4,78	3,26474	0,683	0,1	0,013	1,86%	10,00%	10,17%	17%	SI
28	29+723	LEBUJA/ Cruce Via Vega Duque	Corrosión	1,220	0,870	32%	143	67	NA	NA						4,78	1,85	0,38702929	0,1	0,013	1,09%	10,00%	10,06%	-7%	NO	
29	33+155	SABANA TORRES/ Cruce Via Clavel	Corrosión	1,080	1,160	84%	35	40			No se pudo verificar que la tubería y la camisa quedaron enterrados					No se pudo verificar que la tubería y la camisa quedaron enterrados										
30	34+551	SABANA TORRES/ Cruce Via Cebalín	Abolladura	NA	NA	6,8%	31	77	NA	NA	Abolladura	6,3%				4,78	0,30286720	0,0634989	0,1	0,013	0,39%	10,00%	10,01%	0%	NO	
			Abolladura + Pérdida Metal	NA	NA	7,1%	40	60	NA	NA	Abolladura + Pérdida Metal	11,6%				4,78	0,552778980	0,11564404	0,1	0,013	0,47%	10,00%	10,01%	-4%	NO	
			Abolladura + Pérdida Metal	NA	NA	6,6%	44	60	NA	NA	Abolladura + Pérdida Metal	6,3%			4,78	0,299398010	0,06263557	0,1	0,013	0,39%	10,00%	10,01%	0%	NO		

Tabla 20. Comparación de la valoración de defectos en campo y la corrida ILL

ITEM	RUEDE CORTE	MUNICIPIO/ SECTOR	ANOMALIA REPORTADA ILL						DEFECTO VALUADO CAMPO						VERIFICACIÓN PRECISIÓN DE LA CORRIIDA ILL													
			ANOMALIA	BS1G	BS1G mod	PROF	LONGITUD	ANCHO	LONGITUD	ANCHO	CLUSTER	CLUSTER	DEFECTO	BS1G mod	PROF	LONGITUD	ANCHO	OBSERVACIÓN	t	d	d/t	G(h)	G(i)	D(d/i)	D(d/i)LL	ERROR PERMISIBLE D(d/i)LL+ CAMPO	DIFERENCIA ENTRE ILL Y VALORACIÓN PERMISIBLE DE LÍMITES DE ILL+ CAMPO	¿POR FUERA DE LÍMITES PERMISIBLES?
31	34-769	SABANA TORRES/ Celamin	Corrosión	0,840	0,840	85%	11	50	NA	NA	Corrosión	1,910	81%	250	120		4,78	3,8718	0,81	0,1	0,013	2,20%	10,00%	10,24%	10,00%	10,24%	4%	NO
32	38-264	SABANA TORRES/ Miraflores	Abolladura	NA	NA	4%	58	53	NA	NA	Abolladura +Solid Long	NA					4,78	0	0	0,1	0,013	#DIV/0!	10,00%	#DIV/0!	10,00%	#DIV/0!	4%	NO
33	45-587	SABANA TORRES/ Canecas- Palma	Corrosión	0,840	0,840	80%	14	45			Corrosión		47%				4,78	2,23	0,4663272	0,1	0,013	1,30%	10,00%	10,08%	10,08%	33%	SI	
34	46-678	SABANA TORRES/ Canecas- Machin	Corrosión	1,240	1,430	85%	52	52	NA	NA	Corrosión	1,660	89%	61	53		4,78	4,25	0,8891234	0,1	0,013	2,41%	10,00%	10,29%	10,00%	10,29%	4%	NO
35	47-085	SABANA TORRES/ Quebrada Lebrija	Corrosión	1,070	1,410	85%	50	74	181	90	Corrosión	2,320	87,9%	234	183		4,78	4,0162	0,879	0,1	0,013	2,38%	10,00%	10,28%	10,28%	3%	NO	
36	48-657	SABANA TORRES/ Pajoa	Corrosión	1,070	1,090	70%	50	89	NA	NA	Corrosión	1,410	71%	121	192		4,78	3,40575	0,725	0,1	0,013	1,94%	10,00%	10,19%	10,19%	1%	NO	
37	48-674	SABANA TORRES/ Pajoa	Corrosión	0,980	1,000	85%	25	87	NA	NA	Corrosión	0,860	65%	32	43,5		4,78	3,11872	0,524	0,1	0,013	1,78%	10,00%	10,16%	10,16%	20%	SI	
38	49-020	SABANA TORRES/ Pajoa	Corrosión	1,140	0,880	33%	171	54	NA	NA	Corrosión	1,160	52%	450	96		4,78	2,50711	0,5245	0,1	0,013	1,45%	10,00%	10,10%	10,10%	19%	SI	

Figura 25. Resultados de la comparación entre los datos arrojados por la corrida ILI con respecto a las mediciones realizadas en campo



Según estos resultados y analizando la tabla 16 para establecer la consistencia con las especificaciones de realización (Certeza = 0.80 y Nivel de Confianza = 95%) para un total de 38 puntos de verificación debían estar 26 de estos puntos dentro del rango de aceptación. Lo cual nos quiere decir que la corrida realizada no pasó los estándares de certeza ni de confianza. Pero debido a factores externos de políticas de empresa, términos jurídicos y económicos la compañía operadora del gasoducto Bucaramanga – Payoa de 6” tuvo que aceptar estos resultados arrojados por lo herramienta ILI y elaborar su plan de integridad y mantenimiento bajo estos parámetros.

2. IDENTIFICACIÓN DE LAS DIFERENTES METODOLOGÍAS Y ECUACIONES DE EVALUACIÓN DE DEFECTOS

2.1 EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN⁹

La corrosión se define como una pérdida de espesor de la pared de la tubería debido a una reacción química. La corrosión puede ser causada por ataque galvánico (acción electroquímica), o puede ser inducida químicamente (ejemplo: corrosión inducida microbiológicamente (MIC)).

La corrosión galvánica puede estar presente en grandes áreas de la corrosión general, picaduras, corrosión selectiva (grietas) en soldaduras.

La corrosión inducida microbiológicamente MIC, tiene típicamente una superficie más rugosa con crestas orientadas axialmente.

La pérdida del metal debido a la corrosión se puede generar en el material de la tubería, cordón de soldadura, soldadura circunferencial y/o zona asociada al efecto del calor. Esto puede ocurrir en la superficie exterior e interior de la tubería. La corrosión puede tener una superficie lisa o un perfil irregular y puede contener rasgos afilados que causan una concentración de tensión local.

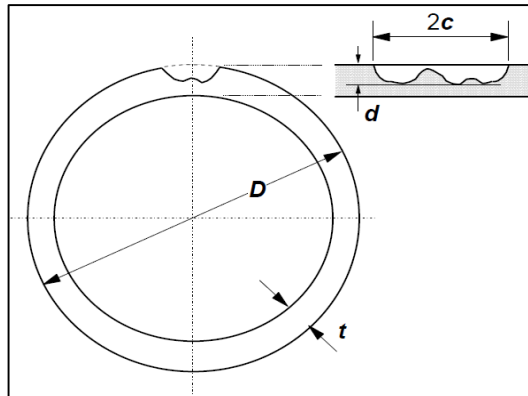
La importancia de la corrosión orientada longitudinalmente, circunferencialmente y helicoidalmente bajo cargas estáticas de presión interna (resistencia a la rotura), cargas axiales y el plano de flexión son consideradas entre las diferentes metodologías y ecuaciones para la evaluación de este defecto en particular.

⁹ COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

2.1.1 Nomenclatura

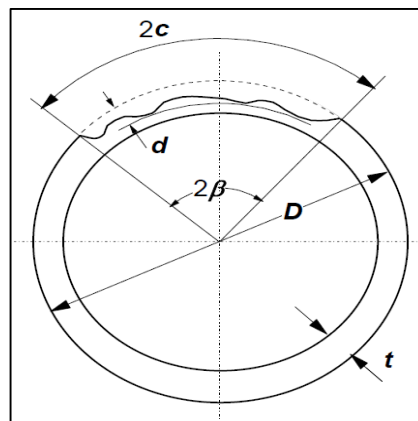
d	Profundidad del defecto de pérdida de metal en la pared (mm)
f	Factor de diseño
l	Longitud máxima longitudinal del defecto por pérdida de metal en la pared (igual a $2c$) (mm)
p	Presión interna (Nmm ⁻²)
t	Espesor de la pared de la tubería (mm)
w	Longitud máxima circunferencial del defecto por pérdida de metal en la pared (mm)
D	Diámetro externo de la tubería (mm)
P_f	Presión de: falla (Nmm ⁻²)
P_{sop}	Presión de trabajo seguro (Nmm ⁻²)
Q	Factor de abultamiento
R	Radio exterior del tubo (mm)
β	Relación de longitud circunferencial del defecto por pérdida de metal en la pared (w) y diámetro externo de la tubería (D)
$\bar{\sigma}$	Esfuerzo de flujo (Nmm ⁻²)
σ_{EXT}	Máxima tensión axial debido a cargas externas (Nmm ⁻²)
σ_U	Resistencia a la tensión final (Nmm ⁻²)
σ_Y	Límite de elasticidad (Nmm ⁻²)
σ_Z	Esfuerzo axial debido a la presión interna (Nmm ⁻²)
σ_θ	Tensión circunferencial (Nmm ⁻²)

Figura 26. Defecto por corrosión en una tubería orientado longitudinalmente



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

Figura 27. Defecto por corrosión en una tubería orientado circunferencialmente



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

2.1.2 Antecedentes

- El método ASME B31G¹⁰ para la evaluación de la fuerza restante de tuberías corroídas sujetas a la presión interna es probablemente el método más conocido y ampliamente utilizado. Es un suplemento al código de canalización

¹⁰ ANON.; *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ASME B31G-1991 (Revision of ANSI/ASME B31G-1984), The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1991.

B31 y se desarrolló hace más de 25 años. Se editó por primera vez como ANSI/ASME B31G-1984¹¹ y posteriormente se ha reeditado como ASME B31G-1991¹.

- A finales de los 80's la asociación americana del gas patrocinó un estudio en Battelle para reducir la tendencia conservativa percibida en algunos criterios y direccionamientos del método B31G. El resultado fue el criterio "B31G modificado", incorporando el método de valoración RSTRENG (Fuerza restante de tuberías corroídas)¹². El método simple, de cálculos de mano, se refiere a menudo al criterio B31G modificado. RSTRENG implementa un método de área efectiva que considera los efectos de refuerzo del espesor local de la pared variable a lo largo del perfil corroído y da predicciones más precisas que los métodos basados en simples idealizaciones de la geometría del defecto.
- El código de tuberías ASME B31 se remite a ASME B31G para la evaluación de los defectos de corrosión¹³ ¹⁴. Las regulaciones federales de Estados Unidos se refieren tanto el método modificado B31G (RSTRENG) ASME B31G¹⁵.
- En los últimos años, se han completado dos proyectos conjuntos de la industria (el proyecto patrocinado por LinePipe Corrosion Group llevada a cabo por BG Tecnología y un proyecto conjunto de la industria realizado por Det Norske Veritas), ambos con el objetivo de desarrollar nuevos criterios para la evaluación de defectos de corrosión en las tuberías. Los resultados de estos

¹¹ ANON.; *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ANSI/ASME B31G-1984, The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1984.

¹² KIEFNER, J.F., VIETH, P.H.; *A Modified Criterion for Evaluating the Strength of Corroded Pipe*, Final Report for Project PR 3-805 to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association, Battelle, Ohio, 1989.

¹³ ASME Code For Pressure Piping, B31, *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids*, ASME B31.4 – 1998 Edition American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA, 1998.

¹⁴ ASME Code For Pressure Piping, B31, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, ASME B31.8 – 1999 Edition, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA, 1999.

¹⁵ *Pipeline Safety Regulations*, Code of Federal Regulations, Title 49 Transportation, Volume 3, CFR Parts 190 through 199, Office of Pipeline Safety, Research and Special Programs Administration, Department of Transportation, U.S. Government, 1 October 2000.

dos proyectos se incorporaron posteriormente en una práctica recomendada DNV (DNV-RP-F101)^{16 17 18} para la evaluación de las tuberías corroídas.

- El proyecto conjunto de la industria DNV también propuso una tensión de flujo revisado con base en la fuerza de tensión y un factor de abultamiento modificado, pero manteniendo la misma forma básica de la ecuación original Battelle. Se desarrolló un método simple para tener en cuenta el efecto de las cargas externas en la presión de falla de una tubería corroída. Se realizó una calibración completa de código probabilístico para determinar los factores de seguridad parciales para dar un nivel constante de fiabilidad para una tubería corroída¹⁹.
- Battelle también han desarrollado un método alternativo para evaluar la falla (por colapso plástico) de los defectos de corrosión en aceros de moderada a alta tenacidad^{20 21 22}. Un software especial de elementos finitos, conocido como PCORR, fue desarrollado para predecir la falla de los defectos de corrosión romos (redondeado, sin puntas o filos) bajo cargas de presión interna y externa. Un criterio de falla simplificada, conocida como PCORRC, fue

¹⁶ *Pipeline Safety Regulations*, Code of Federal Regulations, Title 49 Transportation, Volume 3, CFR Parts 190 through 199, Office of Pipeline Safety, Research and Special Programs Administration, Department of Transportation, U.S. Government, 1 October 2000.

¹⁷ BATTE,A.D., FU,B., KIRKWOOD,M.G., and VU,D.; *A New Method for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, Proceedings of the 16th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (OMAE 1997), American Society of Mechanical Engineers, Yokohama, Japan, 13-18 April 1997.

¹⁸ FU,B., BATTE,A.D.; *Advanced Methods for the Assessment of Corrosion in Linepipe*, Health and Safety Executive Summary Report, OTO 1999-051, HSE Books, 1999.

¹⁹ STEPHENS,D.R., FRANCINI,R.B.; *A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines*, Paper ETCE2000/OGPT-10255, Proceedings of ETCE/OMAE2000 Joint Conference Energy for the New Millennium, New Orleans, LA, USA, 14-17February 2000.

²⁰ LEIS,B.N., STEPHENS,D.R.; *An Alternative Approach to Assess the Integrity of Corroded Line Pipe - Part I: Current Status*, Proceedings of the Seventh (1997) International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, USA, 25-30 May 1997, pp. 624-634

²¹ LEIS,B.N., STEPHENS,D.R.; *An Alternative Approach to Assess the Integrity of Corroded Line Pipe - Part II: Alternative Criterion*, Proceedings of the Seventh (1997) International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, USA, 25-30 May 1997, pp. 635-641.

²² STEPHENS,D.R., FRANCINI,R.B.; *A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines*, Paper ETCE2000/OGPT-10255, Proceedings of ETCE/OMAE2000 Joint Conference Energy for the New Millennium, New Orleans, LA, USA, 14-17February 2000.

desarrollado a partir de un estudio paramétrico utilizando PCORR. La máxima fuerza de tensión se utiliza como la tensión de flujo y la forma de la ecuación es diferente del criterio original de falla en la parte de la pared desarrollada por Battelle, pero el PCORRC y los métodos DNV-RP-F101 dan resultados similares.

2.1.3 Comparación entre los “viejos” y “nuevos” métodos.

- Los métodos ASME B31G, B31G modificado y RSTRENG para predecir la presión de falla de una tubería corroída son conocidos como los viejos métodos, en mayor medida se desarrollaron y validaron a través de pruebas en escala real en tuberías de acero de más edad. Los nuevos métodos como DNV-RP-F101 y PCORR, fueron desarrollados y validados en tuberías de acero modernas en alta dureza. PCORR y PCORRC fueron desarrolladas específicamente para abordar el colapso plástico de defectos contundentes en aceros de moderada a alta dureza. Como consecuencia de esto los nuevos métodos están encaminados hacia el comportamiento de tuberías más nuevas con altas durezas, mientras que los viejos métodos están encaminados a tuberías de más edad con durezas relativamente bajas.
- En general los nuevos métodos predicen mayores tensiones de rotura (falla) que los viejos métodos. Sin embargo en algunos casos ASME B31G, ASME B31G modificado y RSTRENG pueden llegar a predecir tensiones de falla superiores a los nuevos métodos. Esto puede ser en consecuencia a la idealización geométrica (es decir comparando las predicciones hechas usando un perfil parabólico con las predicciones hechas usando un perfil rectangular), y diferencias en las tensiones de flujos.
- Los métodos viejos han sido validados para tuberías de grado hasta X65.
- Los métodos nuevos han sido validados para tuberías de grado desde X42 hasta X80.

- Los viejos y los nuevos métodos no se deberán aplicar si el espesor de la pared es superior a 25.4 mm, esto es debido a que los métodos no han sido verificados en tuberías más gruesas. Para este caso se deberá buscar un consejo de un especialista.

2.1.4 Corrosión en cordones de soldadura, soldaduras circunferenciales. La corrosión puede ser detectada en la placa matriz, el cordón de soldadura, la soldadura circunferencial y la zona afectada por el calor. La soldadura puede ser susceptible a corrosión preferencial, ocasionando defectos de muesca relativamente estrechos.

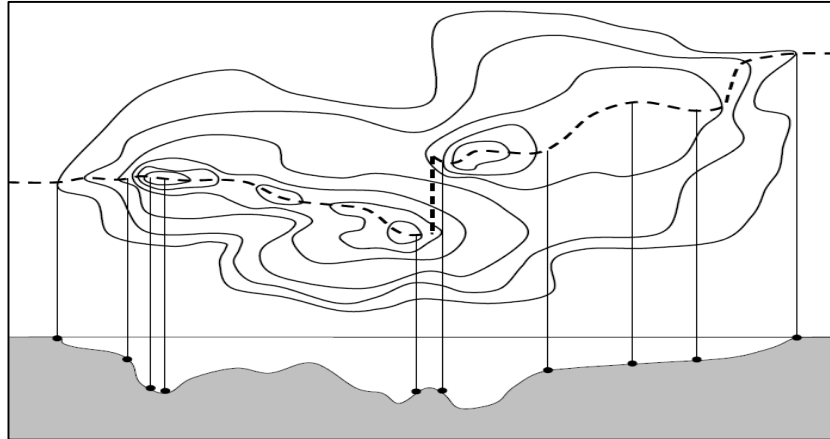
Los métodos descritos en este capítulo pueden utilizarse para mitigar los defectos de la corrosión tanto en la placa matriz como en las soldaduras. Sin embargo los métodos no se deben usar para evaluar la corrosión en las soldaduras de la tubería bajo las siguientes circunstancias:

- a) Soldadura que no puede ser inspeccionada.
- b) Soldadura que contenga grietas.
- c) Soldadura que contenga defectos por la corrosión.
- d) Soldadura que se sabe que tiene una dureza baja o pobres propiedades de los materiales.
- e) Una soldadura con un tamaño mínimo total menos de 30 J de energía de impacto de la prueba Charpy V-notch (mínimo de tres muestras) y un promedio de menos de 40 J (promedio de tres muestras), a la temperatura mínima de diseño.
- f) Una soldadura UNDER-MATCHING002E
- g) Una soldadura hecha sin la acreditación de normas de soldadura en tuberías.
- h) Una resistencia eléctrica de baja frecuencia, soldadura por inducción o soldadura flash.
- i) Una soldadura de oxiacetileno.

2.1.5 Un perfil de fondo de rio Un perfil de fondo de rio es una idealización del perfil de un defecto por corrosión basado sobre una composición de meridianos longitudinales que pasan a través de las zonas más profundas y más largas de la corrosión. El perfil de fondo de rio puede ser construido tomando la profundidad máxima de meridianos circunferenciales espaciados en una dirección longitudinal, ver la figura 28, del mismo modo los meridianos longitudinales pueden ser usados para generar un perfil de fondo de rio circunferencial.

La medición longitudinal debe basarse en el perfil particular en consideración; una separación más cercana es necesaria cuando hay cambios bruscos en la curvatura. Como una guía, donde el perfil es irregular, el incremento debe ser del orden de 2 mm, mientras que en las zonas con cambios más graduales, incrementos mayores de hasta 2t son aceptables²³.

Figura 28. Perfil de fondo de rio



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

2.1.6 Orientación longitudinal, presión interna

²³ KIEFNER, J.F., ROSENFELD, M.J.; *Proposed Fitness-For-Purpose Appendix to the ASME B31 Code for Pressure Piping, Section B31.8, Gas Transmission and Distribution Systems*, Final Report to the American Society of Mechanical Engineers, Kiefner and Associates, Inc., 13 January 1995.

2.1.6.1 Métodos

2.1.6.1.1 Valoración de un área con corrosión en tuberías de acero de baja a moderada dureza²⁴:

- a) El método para evaluar la corrosión sometida a presiones internas se basa en el criterio de fallo B31G modificado (es el método simple adecuado para los cálculos a mano).
- b) El criterio para la evaluación de defectos B31G modificado ha sido validado con los resultados de 86 pruebas en recipientes a escala completa, incluyendo pruebas de recipientes que contienen defectos de corrosión reales y artificiales (mecanizadas, hechas por maquinas) y muescas mecanizadas en forma de V.
- c) Si el espesor de la pared es mayor que 25,4 mm, se deberá aplicar el asesoramiento de especialistas.
- d) El método no debe aplicarse a la línea por encima de los tipos de tubería de acero API 5L X 6525.
- e) El método asume un perfil de defecto arbitrario (por lo tanto el factor de 0,85 en la ecuación pf).
- f) El método solo tiene en cuenta la extensión longitudinal de la corrosión. Un método para evaluar el efecto de la presión de falla de una extensión circunferencial en un área corroída se describirá en la siguiente sección.
- g) El defecto deberá ser reparado o se debe solicitar asistencia especializada si la profundidad máxima de la zona corroída es mayor que 0,80 veces el espesor de la pared no corroída.
- h) La presión de falla puede ser estimada utilizando la siguiente ecuación:

$$P_f = (\sigma_Y + 68.95) \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - 0.85 \frac{d}{t}}{1 - 0.85 \frac{d}{t} \left(\frac{1}{M} \right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.01}$$

²⁴ COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

Donde

M

$$= \begin{cases} \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^4} & \text{for } \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 \leq 50.0 \\ 0.032 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 + 3.3 & \text{for } \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 > 50.0 \end{cases} \quad \text{Ecuación 2.1.2}$$

- i) Una estimación conservadora de la presión de falla se puede obtener mediante el espesor de pared mínimo especificado y el límite elástico mínimo especificado (SMYS) en las dos ecuaciones anteriores.
- j) Un método sencillo para evaluar los defectos de corrosión es asumir que tienen una longitud infinita y luego calcular la presión de falla de un defecto por corrosión con longitud infinita usando la siguiente expresión:

$$P_f = (\sigma_Y + 68.95) \frac{2t}{D} \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.3}$$

- k) Factor recomendado de seguridad

Ningún factor de seguridad está incluido en las ecuaciones 2.1.1 y 2.1.3. La presión de operación segura de una tubería corroída puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$P_{sop} = f(\sigma_Y + 68.95) \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - 0.85 \frac{d}{t}}{1 - 0.5 \frac{d}{t} \left(\frac{1}{M}\right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.4}$$

Las dimensiones máximas de un área corroída que es aceptable en la presión de diseño de una tubería puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{t} = \frac{1}{0.85} \left[\frac{1 - \frac{\sigma_Y}{(\sigma_Y + 68.95)}}{1 - \frac{\sigma_Y}{(\sigma_Y + 68.95)} \left(\frac{1}{M} \right)} \right]$$

Ecuación 2.1.5

2.1.6.1.2 Valoración de un área corroída en tuberías de acero con alta dureza²⁵

- a) El método presentado en esta sección para la evaluación de la corrosión sujeto a la presión interna se basa en el método dado en DNV-RP-F101²⁶ para la evaluación de un solo defecto sujeto a la presión interna. Una guía más detallada se puede encontrar en DNV-RP-F101 y en el apéndice específico tubería de BS 7910²⁷
- b) El criterio de falla desarrollado por LinePipe Corrosion Group Sponsored Project para la predicción de la presión de fallo de un defecto por corrosión sometido a presiones internas ha sido validado sobre los 81 resultados de pruebas en recipientes a escala real y 52 pruebas de expansión de anillo ocasionadas artificialmente, 27 defectos de corrosión lisas y los resultados publicados a escala real de pruebas con recipientes con defectos de corrosión real y artificial.^{9 10} El método para la evaluación de defectos adyacentes que pueden interactuar y el método de toma de un perfil irregular de un típico defecto de corrosión, han sido validados en un conjunto más pequeño de datos.
- c) Si el espesor de la pared es mayor de 25.4 mm se debe solicitar un concejo de un especialista.
- d) El método asume un perfil rectangular del defecto. Por lo tanto puede ser usado para evaluar de manera conservadora grupos de defectos de corrosión adyacentes (figura 29) o un solo defecto con un perfil irregular (figura 30)

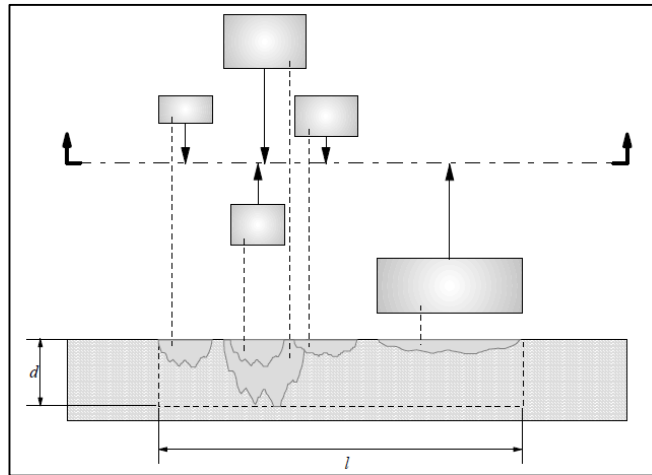
²⁵ COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

²⁶ ANON; *Corroded Pipelines*, Recommended Practice DNV-RP-F101, Det Norske Veritas, 2004.

²⁷ ANON; *Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in fusion welded structures*, BS 7910: 1999, Incorporating Amendment No. 1, British Standards Institution, London, UK, 1999.

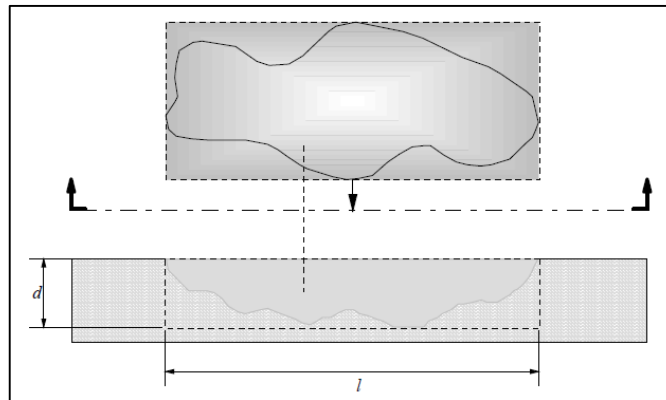
usando la longitud máxima y profundidad máxima de la zona corroída (se idealiza el área corroída como un perfil rectangular).

Figura 29. Idealización geométrica de un conjunto de defectos adyacentes por corrosión como un solo defecto con perfil rectangular



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

Figura 30 Idealización geométrica de un solo defecto por corrosión con un perfil irregular como un solo defecto con un perfil rectangular



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

- e) Si el área corroída mostrada es aceptada cuando se aplica este método, entonces no es necesario la aplicación de otros métodos.
- f) El método solo tiene en cuenta la extensión longitudinal de la corrosión. Un método para evaluar el efecto de la extensión circunferencial de un área corroída en la presión de falla se describe en la siguiente sección.
- g) El defecto debe ser reparado o deberá solicitar asistencia especial si la profundidad máxima de la zona corroída es superior a 0.85 veces el espesor de la pared no corroída.
- h) La presión de falla del área corroída puede ser estimada usando la siguiente ecuación.

$$P_f = 0.9\sigma_v \frac{2t}{(D-t)} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{Q}\right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.1}$$

Donde

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{1}{\sqrt{Dt}}\right)^2} \quad \text{Ecuación 2.1.2}$$

- i) Una estimación conservadora de la presión de falla se puede obtener mediante el espesor de la pared mínimo especificado y la resistencia final a la tensión mínima especificada.
- j) Un método sencillo para evaluar los defectos de corrosión es asumir que tienen una longitud infinita y luego calcular la presión de falla de un defecto de corrosión con longitud infinita usando la siguiente expresión:

$$P_f = 0.9\sigma_v \frac{2t}{D-t} \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.3}$$

k) Factor de seguridad recomendado

Ningún factor de seguridad se incluye en las ecuaciones 2.1.6 y 2.1.8. Por lo tanto la presión de operación segura de una tubería corroída puede determinarse mediante la siguiente ecuación

$$P_{sop} = f \left(0.9\sigma_v \frac{2t}{(D-t)} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{Q} \right)} \right] \right) \quad \text{Ecuación 2.1.4}$$

Las dimensiones máximas de un área corroída que es aceptable en la presión de diseño de la tubería se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$\frac{d}{t} = \left[\frac{1 - \frac{\sigma_y}{0.9\sigma_U}}{1 - \frac{\sigma_y}{0.9\sigma_U} \left(\frac{1}{Q} \right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.5}$$

2.1.6.1.3 Evaluación de defectos adyacentes que pueden interactuar

- a) Se recomienda el método DNV-RP-F101 para evaluar un grupo de defectos de corrosión adyacentes que pueden interactuar. Este método también se muestra en el apéndice específico de tuberías de BS 7910. El método calcula la presión de falla de cada uno de los defectos como defectos aislados y la presión de falla de todos es la combinación de todos los defectos adyacentes.
- b) El método de evaluación de interacción de defectos asumen que los defectos individuales tienen una forma rectangular y se utiliza un método de área equivalente (también asumiendo una forma de defecto rectangular) para evaluar si los defectos adyacentes interactúan y estimar la presión de falla de los defectos que interactúan. La presión de falla prevista del área corroída se toma como el mínimo de todas estas presiones de falla. Si la presión de falla

de un solo defecto es la presión mínima entonces esto indica que no hay interacción.

- c) Si el espesor de la pared es mayor de 25.4 mm se debe solicitar un concejo de un especialista.
- d) Un método alternativo recomendado es RSTRENG puede ser aplicado ya que los defectos adyacentes pueden ser considerados como un solo defecto con perfil irregular si los defectos adyacentes están representados por un perfil de río de fondo.

2.1.6.1.4. Modelar el perfil real de un defecto por corrosión

- a) Los métodos descritos anteriormente asumen que el defecto por corrosión tiene un perfil rectangular. Una evaluación más exacta de la presión de falla de un área corroída se puede hacer tomando la forma del perfil real de la corrosión. Se recomienda el complejo método de valoración DNV-RP-F101.
- b) La valoración de defectos con forma compleja usa un perfil de río para obtener una presión de falla más acertada. Este método de valoración con un perfil real utiliza un procedimiento iterativo y no se adapta a los cálculos a mano. Este se basa en considerar el perfil actual como una colección de hoyos “pits” dentro de parches “patch” al considerar sucesivos incrementos de profundidad. El defecto de corrosión es dividido entre el número de incrementos, en base a la profundidad y modelado como un “patch” idealizado que contiene un número de “pits” idealizados. El método de evaluación determina si el defecto se comporta como un único parche irregular o como “pits” locales en un área de espesor de pared reducido. También se evalúa la interacción potencial entre los “bits”. La presión de falla se toma como la presión de mínimo de falla desde el análisis de todos los incrementos de profundidad.
- c) Si el espesor de la pared es mayor de 25.4 mm se debe solicitar un concejo de un especialista.
- d) Un método alternativo es recomendado en RSTRENG.

e) RSTRENG utiliza el perfil de fondo de río para obtener una mejor estimación de la presión de falla. El método utiliza un procedimiento iterativo y no se adapta a cálculos a mano. Este se basa en una longitud efectiva y método de área efectiva. El defecto por corrosión es dividido entre el número de subdivisiones dependiendo de la longitud. La presión de falla se calcula a partir de cada longitud de cada subsección (el área efectiva) usando una ecuación similar a la ecuación B31G modificado. El proceso se repite para todas las combinaciones posibles de las diversas subsecciones con el fin de determinar la presión de falla.

2.1.6.1.5 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba Los "nuevos" métodos de evaluación descritos en los apartados a 2.1.6.1.2 a 2.1.6.1.4 han sido probados por los defectos de corrosión tanto en gruesa como delgada pared de la tubería, y para tuberías de acero API 5L de X42 a X80, incluyendo. Los métodos no son aplicables para valorar los defectos de corrosión en aceros de baja dureza, o para la valoración de defectos afilados.

Los nuevos métodos no debe aplicarse si los 2/3 del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 18J (13 ft lbf) (el tamaño completo equivalentes 27J (20 ftlbf) o si los requisitos mínimos de elongación de API 5L no se cumple, o para cualquier acero que sea sospechoso de estar sucio²⁸. Si el espesor de la pared es mayor de 25.4 mm se debe buscar asesoramiento de un especialista.

²⁸ Las tuberías de acero por lo general operando en el nivel superior y por lo tanto la iniciación de un defecto en una tubería de acero será dúctil, es decir, debido a una combinación de flujo plástico y el desgarro dúctil. La falla debido al colapso plástico representa el límite superior para una falla dúctil. Los métodos dependientes de la tensión de flujo para valorar los defectos de la pared de la tubería son semi-empírica, e implícitamente incluido algún margen para la influencia de la rotura dúctil. Los "nuevos" métodos suponen que colapso plástico significa que el material tiene una dureza suficiente para la tensión local en la falla para llegar a la "tensión de referencia" (donde la tensión de referencia es la tensión de rotura libre de defectos, y es independiente de la geometría).

El número total de pruebas publicadas a gran escala que contiene defectos de corrosiones reales o artificiales de rotura (es decir defectos de pérdida de metal) es del orden de 300, incluidas las pruebas de corrosión predominantemente longitudinal, circunferencial o helicoidal. Los datos de prueba "fiable" se ha utilizado para comparar los métodos de evaluación y para determinar los límites específicos de su aplicación. Teniendo en cuenta únicamente las pruebas consideradas confiables de defectos de corrosiones reales o artificiales predominantemente longitudinales sujetas a presión interna, de los cuales hay aproximadamente 159, el rango de la escala completa publicada es el siguiente (en unidades del SI):

Diámetro de la tubería, mm	273.0	a	914.4
Espesor de pared, mm	4.57	a	22.1
Radio $2R/t$	31.5	a	130.3
Grado (API 5L)	A25	a	X65
Límite de elasticidad, Nmm ⁻²	196.0	a	515.0
Fuerza de tensión, Nmm ⁻²	277.0	a	658.0
Índice de resistencia a la tensión	0.60	a	0.85
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	18.0	a	90.0
Profundidad máxima de defecto (d), mm	1.60	a	17.1
d/t	0.25	a	0.97
Longitud defecto ($2c$), mm	19.35	a	3048.0
$2c / (R_t)^{0.5}$	0.527	a	49.7
Defecto ancho ($2c$), mm	0.15	a	304.8
Presión de rotura, Nmm ⁻²	4.88	a	25.2
Tensión de rotura, Nmm ⁻²	145.9	a	589.5
Tensión de rotura (porcentaje SMYS)	45.4	a	186.3

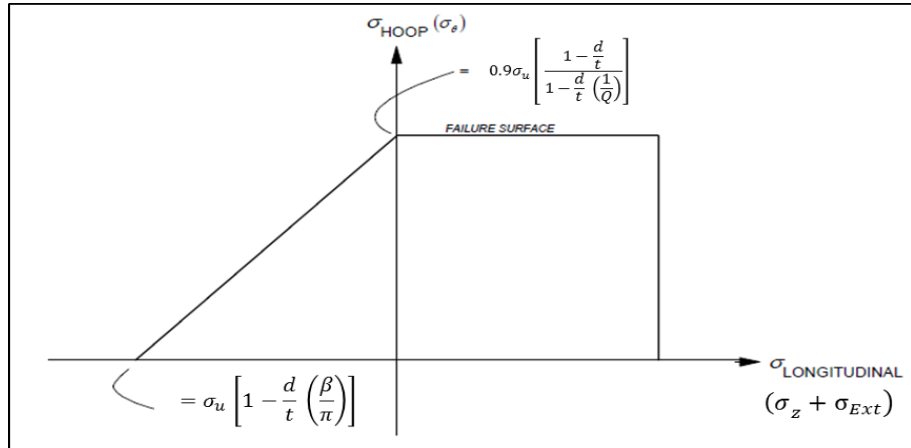
2.1.7 Orientación longitudinal/circunferencial, presión interna y carga externa compresiva

2.1.7.1 Métodos

- a) El método presentado en esta sección para la evaluación de la corrosión sometido a presión interna y a una tensión de compresión axial (longitudinal). Debido a una fuerza axial o un momento de flexión, o ambos, se basa en el método dado en DNV-RP-F101
- b) El criterio de falla desarrollado por el proyecto conjunto de la industria DNV para la predicción de la presión de falla de un defecto por corrosión sometido a presiones internas y una tensión de compresión axial, fue validada por los resultados de 10 pruebas de vasija a escala real.
- c) Si el espesor de la pared es mayor a 25.4 mm se debe buscar un consejo de especialista.
- d) El método supone que las cargas axiales y de flexión aplicadas son cargas controladas. Hay alguna evidencia experimental que muestra que bajo condiciones de cargas de tensión controlada la influencia de las cargas externas sobre la presión de falla de una tubería corroída es despreciable. Sin embargo, es difícil discriminar entre el control de desplazamiento y control de carga. Por lo tanto, se sugiere que el control de carga siempre es asumido.
- e) La presión interna induce una tensión axial de tracción (σ_z), además de una tensión tangencial (σ_θ). Este método solo es aplicable si el esfuerzo axial total considera la presión interna (σ_z) y las cargas externas (σ_{EXT}), es decir σ_z más σ_{EXT} es compresión.
- f) La tensión axial externa total (σ_{EXT}) es la suma de las tensiones axiales y algunos momentos de flexión. Se recomienda que la compresión por tensión axial máxima por cargas de flexión externa se utilice la definición de la tensión axial externa total. Independientemente de la ubicación de la zona corroída. Esta será una suposición conservadora.

- g) El método asume que la superficie de falla sigue un criterio de Tresca²⁹, es decir una red de esfuerzos de tensión axial (total) no afecta la presión de falla, pero una compresión de tensión axial neta reduce la presión de falla de forma lineal. La superficie de falla se muestra figura 31.

Figura 31. Superficie de falla para carga combinada



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

- j) El método asume un perfil rectangular del defecto. En consecuencia se puede usar para evaluar de manera conservadora grupos de defectos de corrosión adyacentes (figura 30), o un solo defecto por corrosión con un perfil irregular (figura 31) mediante el uso de la longitud máxima, el ancho máximo y la profundidad máxima de la zona corroída. Es decir la zona corroída se idealiza como un perfil rectangular, tanto de una perspectiva axial como circunferencial.
- k) El criterio de fala está dado por

$$1 = \frac{\sigma_{\theta}}{0.9\sigma_v \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{Q} \right)} \right]} - \frac{(\sigma_z + \sigma_{EXT})}{\sigma_v \left[1 - \frac{d}{t} \left(\frac{\beta}{\pi} \right) \right]} \quad \text{Ecuación 2.1.1}$$

²⁹ Literature Review, *Assessment Methods for Corrosion in Pipelines*, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99012R3, September 2002

Donde

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad \text{Ecuación 2.1.2}$$

$$\beta = \frac{w}{D} \quad \text{Ecuación 2.1.3}$$

- l) El criterio de falla bajo cargas de compresión solo en la ecuación 2.1.11 es un criterio de colapso global, basado en el área neta axial de la sección transversal. El criterio de falla bajo carga de presión interna es idéntica a la dada en la sección 2.1.6.1.2.
- m) La tensión total incluye un componente axial inducida por la presión interna (σ_z). Por lo tanto la ecuación 2.1.11 puede variar en función de la presión de falla. La forma de ecuación reordenada depende de la relación asumida entre la tensión axial y la tensión tangencial, la cual depende de la restricción axial de la tubería. Si se supone que la tensión axial debido a la presión interna es la mitad de la tensión tangencial³⁰, a continuación la reordenando la ecuación 2.1.11.

$$P_f = 0.9\sigma_v \frac{2t}{(D-t)} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{Q} \right)} \right] \left[\frac{1 + \frac{\sigma_{EXT}}{\sigma_v \left[1 - \frac{d}{t} \left(\frac{\beta}{\pi} \right) \right]}}{1 - \frac{1}{2 \left[1 - \frac{d}{t} \left(\frac{\beta}{\pi} \right) \right] \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{Q} \right)} \right]} \right] \quad \text{Ecuación 2.1.4}$$

- n) Un simple análisis de tensión puede ser necesario con el fin de determinar la correcta forma de la relación entre la presión interna y la tensión axial por la

³⁰ $\sigma_z \approx \frac{\sigma_\theta}{2} = \frac{p(D-t)}{4t}$ Esta expresión es una aproximación para la tensión axial debido a la presión interna. Es acertado para la pared delgada de la tubería. Pero comienza a ser cada vez más conservador cuando la relación del diámetro del espesor de la pared disminuye.

presión interna, ya que las estimaciones no conservativas de la presión de falla se pueden obtener si se supone una relación incorrecta. A continuación se debe hacer referencia a la relación fundamental de la ecuación 2.1.11, en lugar de un sistema simplificado como la ecuación 2.1.14.

o) Factor de seguridad recomendado

No existe ningún factor de seguridad incluido en las ecuaciones anteriores. De acuerdo con las definiciones de aceptación la presión de operación segura de una tubería corroída puede ser determinada con la siguiente ecuación

$$P_{sop} = f(P_f) \qquad \text{Ecuación 2.1.5}$$

2.1.7.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El método de evaluación se aplica a defectos de corrosión tanto en paredes de tubería gruesa y delgada, y para todos los rangos API 5L en tuberías de acero de conducción (hasta e incluyendo X80). El método no es aplicable a la evaluación de los defectos de corrosión en aceros de baja dureza, o para la evaluación de los defectos afilados.

El método para hacer frente a las cargas combinadas, sólo ha sido validado en contra de los resultados de 10 pruebas de rotura (tres bajo presión interna y flexión y siete bajo presión interna y la compresión axial). La gama de los datos de prueba es la siguiente (en unidades del SI):

Diámetro de la tubería, mm	324.0		
Espesor de pared, mm	10.25	a	11.10
Radio $2R/t$	29.2	a	31.6
Grado (API 5L)	X52		
Límite de elasticidad, Nmm-2	380.0		
Fuerza de tensión, Nmm-2	514.0		

Índice de resistencia a la tensión	0.74		
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	69.0		
Profundidad máxima de defecto (d), mm	n.a		
d/t	0.30	a	0.70
Longitud defecto ($2c$), mm	12.0	a	243.0
$2c / (R_t)^{0.5}$	0.249	a	5.95
Defecto ancho ($2c$), mm	30.9	a	1017.9
Fuerza axial, kN	2070	a	3000
Momento de flexión, kNm	73.0	a	212.0
Presión de rotura, Nmm ⁻²	12.3	a	33.5
Tensión de rotura, Nmm ⁻²	193.5	a	526.9
Tensión de rotura (porcentaje SMYS)	54	a	147.0

2.1.8 Orientación circunferencial, flexión

2.1.8.1 Método Un criterio teórico local de colapso plástico propuesto por Kastner et al. (1981) es el método "mejor" en términos de la calidad del ajuste con los datos de los ensayos publicados para la predicción de la carga límite de un defecto circunferencial en la pared de la tubería sujeta a la flexión. El método se da en la sección 2.2.4

2.1.8.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba Mirar la sección 2.2.4

2.1.9 Orientación circunferencial, presión interna y carga axial

2.1.9.1 Método Un criterio teórico local de colapso plástico propuesto por Kastner et al. (1981) es el método "mejor" en términos de la calidad del ajuste con los datos de los ensayos publicados para la predicción de la carga límite de un defecto circunferencial en la pared de la tubería sujeta a presión interna y carga axial. El método se da en la sección 2.2.5

2.1.9.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba Mirar la sección 2.2.5

2.1.10 Orientación circunferencial, flexión, carga axial y presión interna

2.1.10.1 Método Un criterio teórico local de colapso plástico propuesto por Kastner et al. (1981) es el método "mejor" en términos de la calidad del ajuste con los datos de los ensayos publicados para la predicción de la carga límite de un defecto circunferencial en la pared de la tubería sujeta a presión interna (o carga axial) y flexión. El método se da en la sección 2.2.6

2.1.10.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba Mirar sección 2.2.6

2.1.11 Orientación helicoidal (o arbitraria)

2.1.11.1 Método Un enfoque para la evaluación de los defectos de corrosión orientada helicoidalmente se describe en el apartado 2.2.7

2.1.11.2 Aplicabilidad y rango de los datos de pruebas Mirar la sección 2.2.7

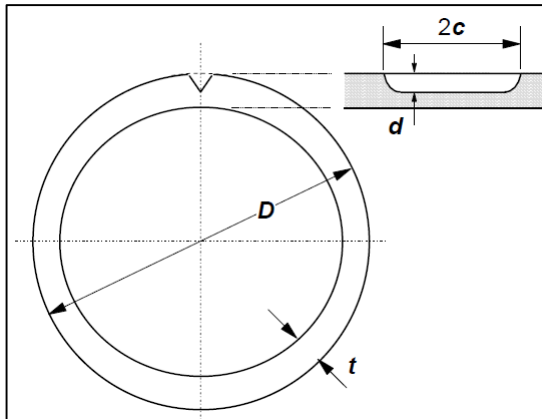
2.2 EVALUACIÓN DE GOUGES (MELLADURAS)

Un gouge (melladura) es un daño a la superficie de una tubería causada por el contacto con un objeto extraño que ha desplazado o eliminado el material de la pared de la tubería, lo que resulta un defecto de pérdida de metal. La profundidad de un gouge es igual a la profundidad de la pérdida de metal más la profundidad de agrietamiento en su base.

2.2.1 Nomenclatura

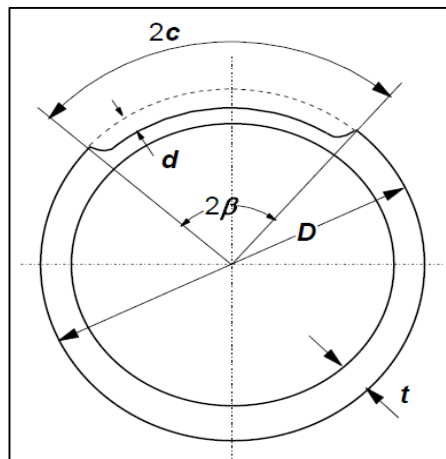
$2c$	Longitud del defecto de pérdida de metal en la pared de la tubería (mm)
d	Profundidad del defecto de pérdida de metal en la pared de la tubería (mm)
f	Factor de diseño
t	Espesor de la pared de la tubería (mm)
A	Área de fractura de la muestra Charpy (53.55 mm ² para un espesor de 2/3 de la muestra Charpy)
C_v	2/3 de la muestra de espesor de un nivel superior de energía de impacto Charpy con muesca en V (J)
D	Diámetro externo de la tubería (mm)
F	Fuerza axial (N)
M	Momento de flexión (Nmm)
P	Presión interna (bar)
R	Radio exterior de la tubería (mm)
Θ	Angulo del defecto en la pared por pérdida de metal al eje del tubo (Radianes)
$\bar{\sigma}$	Tensión de flujo (Nmm ⁻²)
σ_{EXT}	Máxima tensión axial debido a cargas externas (axial y flexión) (Nmm ⁻²)
σ_Y	Límite de elasticidad (Nmm ⁻²)
σ_U	Resistencia a la tensión final (Nmm ⁻²)
σ_Z	Tensión axial (Nmm ⁻²)
σ_θ	Tensión tangencial en falla (Nmm ⁻²)
$\hat{\sigma}$	Menor estimación del límite de la tensión de falla prevista (Nmm ⁻²)

Figura 32. Gouge orientado longitudinalmente en una tubería



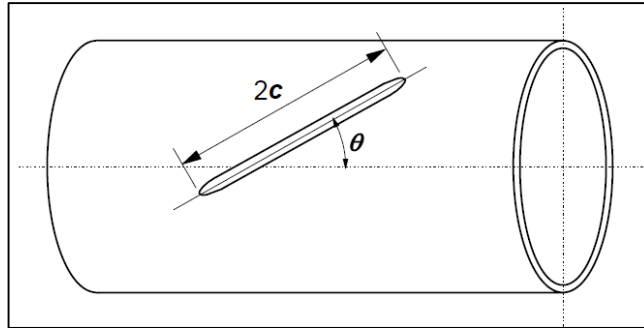
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 33. Gouge orientado circunferencialmente en una tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 34. Gouge orientado helicoidalmente (aleatoriamente) en una tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.2.2 Antecedentes

- a) No se ha desarrollado un método de evaluación específico para la valoración de melladuras, pero estas puede ser evaluadas como un defecto de pérdida de metal en la pared de la tubería.
- b) La valoración de los defectos en la pared de la tubería se originó a partir de trabajos realizados en Battelle en los años 1960's y 70's, culminando en el desarrollo de la tensión de flujo y dureza de la pared de la tubería dependiendo del criterio de falla. Estos criterios de falla se conocen como la ecuación de NG-18 o la ecuación log-secante^{31 32}.
- c) Una melladura (gouge) puede estar asociado con una abolladura local de la tubería. Una melladura en una tubería abollada es un defecto más grave que una melladura en una tubería no abollada.
- d) Una melladura suele tener un perfil irregular. Una valoración será conservadora si son consideradas la máxima profundidad y la máxima longitud de la melladura.

³¹ MAXEY,W.A., KIEFNER,J.F., EIBER,R.J., and DUFFY,A.R.; *Ductile Fracture Initiation, Propagation and Arrest in Cylindrical Vessels*, ASTM STP 514, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1972, pp. 70-81.

³² KIEFNER,J.F., MAXEY,W.A., EIBER,R.J., and DUFFY,A.R.; *The Failure Stress Levels of Flaws in Pressurised Cylinders*, ASTM STP 536, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1973, pp. 461-481.

- e) El material en la base de la melladura puede haber estado severamente trabajado en frío³³, como consecuencia del proceso de melladuramiento. Esta capa endurecida tendrá una ductilidad reducida y puede contener grietas. En consecuencia la base de la melladura siempre debe ser inspeccionada por agrietamiento.
- f) El daño al revestimiento de la tubería asociado con una melladura puede aumentar la susceptibilidad de la tubería a un ataque del medio ambiente. Es decir corrosión, agrietamiento por el medio ambiente, etc.
- g) La importancia de las melladuras en las tuberías puede resumirse como:
- Una melladura reduce la fuerza estática y la fuerza de fatiga de la tubería.
 - Un defecto desafilado en la pared de la tubería es menos grave que un defecto afilado en la pared de la tubería.
 - Una melladura orientada longitudinalmente es generalmente un defecto más severo que una melladura orientada circunferencialmente (aunque la presencia de cargas externas significativas puede cambiar esto).
 - La resistencia a la rotura y fatiga de una melladura en una tubería abollada es significativamente más baja que la resistencia a la rotura y fatiga de una melladura en una tubería abollada.
- h) No hay una investigación publicada en la literatura que describa los estudios experimentales del comportamiento de una melladura en combinación con otras formas de daño tales como corrosión, soldadura u otra melladura, o métodos para la valoración de una combinación de daños.

³³ El trabajo en frío es la deformación plástica de metales por debajo de la temperatura de recristalización. En la mayoría de los casos de fabricación, el frío de conformación se realiza a temperatura ambiente. A veces, sin embargo, el trabajo puede realizarse a temperaturas elevadas que proporcionan una mayor ductilidad y resistencia reducida, pero estará por debajo de la temperatura de recristalización.

2.2.3 Orientación longitudinal, presión interna

2.2.3.1 Método La forma dependiente de la tensión de flujo del criterio de falla en la pared de la tubería desarrollado por Battelle en 1960 y 1970 (también conocido como la ecuación NG-18) es el mejor método en términos de calidad de ajuste con los datos de los ensayos publicados para la predicción de una fuerza estática de una melladura. El método originalmente fue desarrollado y validado con los resultados de las 48 pruebas de recipiente a escala real que contienen muescas hechas artificialmente orientadas longitudinalmente en forma de V las cuales fueron llevadas a cabo por Battelle.

Los siguientes puntos deberán ser tenidos en cuenta.

- i. Un esfuerzo de flujo del promedio de límite de elasticidad y resistencia a la tensión es recomendada la ecuación 2.2.2. Este esfuerzo de flujo es aplicable a una gama más amplia de rangos en grados de tuberías de acero, en comparación con la definición original propuesto por Battelle.
 - ii. El factor de folias de dos folias se recomienda en la ecuación 2.2.3, en lugar de la forma de tres términos.
 - iii. El método asume que la falla es controlada por el colapso plástico, por lo tanto, se especifica un nivel de dureza mínimo.
- a) El método no debe aplicarse si los 2/3 del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 21 J (16 ft lbf). Si el espesor de la pared es mayor de 21,7 mm se debe buscar consejo de un especialista.
 - b) Se recomienda que la profundidad medida de la melladura se incremente 0,5 mm para tener en cuenta la posibilidad de formación de grietas en la base de la melladura.
 - c) El método asume un perfil de defecto rectangular.

- d) El método solo considera la extensión longitudinal de la melladura. Un método para la valoración de la presión de falla de un defecto por melladura orientado circunferencialmente se describe en la sección 2.2.
- e) Si la máxima profundidad del área de la melladura es más grande que 0,80 veces el espesor de la pared sin daños, el defecto deberá ser reparado o buscar una asistencia especial.
- f) La tensión de rotura tangencial (hoop) de una melladura está dada por la siguiente ecuación.

$$\sigma_{\theta} = \bar{\sigma} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \left(\frac{1}{M} \right)} \right] \quad \text{Ecuación 2.2.1}$$

Donde

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_Y + \sigma_U}{2} \quad \text{Ecuación 2.2.2}$$

$$M = \sqrt{1 + 0.26 \left(\frac{2c}{\sqrt{Rt}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0.52 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad \text{Ecuación 2.2.3}$$

- g) La presión de falla de una melladura es dada por la siguiente ecuación

$$P_f = \sigma_{\theta} \frac{2t}{D} \quad \text{Ecuación 2.2.4}$$

- h) Un método simple de identificar rápidamente melladuras insignificantes es calcular la presión de falla de una melladura con longitud infinita y se desarrolla mediante la siguiente ecuación.

$$P_f = \bar{\sigma} \frac{2t}{D} \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad \text{Ecuación 2.2.5}$$

i) Factor recomendado para considerar la incertidumbre del modelo

No existe un factor para tener en cuenta la incertidumbre del modelo incluido en las ecuación 2.2.1 y 2.2.5. Un factor apropiado de la tensión de falla previsto para su uso con el método se ha derivado de un análisis de regresión lineal en todas las pruebas pertinentes a gran escala (un total de 46 muestras). El factor de incertidumbre del modelo se añade a la tensión de falla calculada en la ecuación 2.2.1. La estimación del límite inferior de la tensión de rotura viene dada por

$$\hat{\sigma}_{\theta} = \sigma_{\theta} + \left[\hat{\beta}_0 - t_{n-r-1}(\alpha) \sqrt{s^2 + Var(\hat{\beta}_0)} \right] \quad \text{Ecuación 2.2.6}$$

Donde (para unidades S.I)

$$\hat{\beta}_0 = -5.21$$

$$Var(\hat{\beta}_0) = 22.2$$

$$s^2 = 1022.3$$

$$n - r - 1 = 45$$

$t_{n-r-1}(\alpha)$ Es mayor que $(100(\alpha))^{\text{th}}$ percentil (es decir un nivel de confianza) de una distribución t con $n - r - 1$ grados de libertad; α es igual a 0.05 para un nivel del 95% de nivel de confianza y $t_{45}(0.05)$ es igual a 1.679

El término que figura entre corchetes en la ecuación 2.2.6 se muestra en la figura 35. Esta figura se puede utilizar para derivar un factor de incertidumbre del modelo correspondiente al nivel de confianza requerido.

Se recomienda un factor de incertidumbre del modelo correspondiente a un intervalo de confianza del 95% (es decir un 5% de probabilidad de una predicción no conservadora de los datos de prueba).

Para un nivel de confianza de un 95%, el termino entre corchetes en la ecuación 2.2.6 es igual a -59.5 Nmm^{-2} (-8.6 ksi).

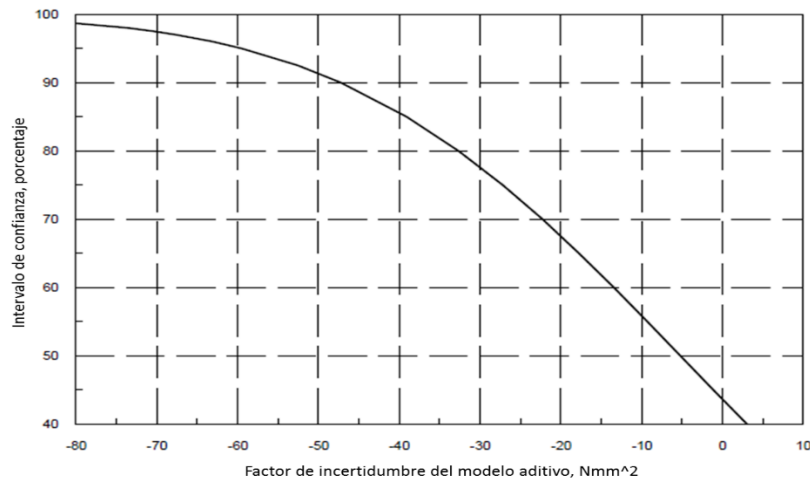
j) Factor de seguridad recomendado

Aplicando el factor de incertidumbre del modelo aditivo propuesto da una estimación mínima de la presión de falla, pero no da una presión de operación segura. La presión de operación segura da una melladura está dada por la siguiente ecuación.

$$P_{sop} = f\left(\hat{\sigma}_\theta \frac{2t}{D}\right) \quad \text{Ecuación 2.2.7}$$

Donde $\hat{\sigma}_\theta$ es la estimación del límite inferior de la tensión tangencial calculada en la ecuación 2.2.6

Figura 35. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre del modelo que se aplicara a la tensión de falla para una melladura



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.2.3.2 Aplicabilidad y rango de los datos de pruebas La forma dependiente de la tensión de flujo del criterio de falla de la pared de la tubería desarrollada por Battelle (ecuación 2.2.1) es semi-empírica. La ecuación 2.2.1 se ha comparado con los resultados de 92 pruebas de recipientes a escala real que contienen defectos artificiales mecanizados en las paredes de la tubería y melladuras,

incluyendo algunos materiales distintos de tuberías de acero. El rango de los datos de prueba incluidos es la siguiente (en unidades del SI):

Diámetro de la tubería, mm	114.0	a	1422.4
Espesor de pared, mm	5.6	a	21.7
Radio $2R/t$	13.3	a	104.0
Grado (API 5L)	X52	a	X100
Límite de elasticidad, Nmm ⁻²	379.2	a	878.0
Fuerza de tensión, Nmm ⁻²	483.3	a	990.0
Índice de resistencia a la tensión	0.69	a	0.99
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	13.6	a	261.0
Profundidad Notch (d), mm	0.49	a	16.8
d/t	0.088	a	0.92
Longitud Notch ($2c$), mm	14.0	a	609.6
$2c/ (R_t)^{0.5}$	0.41	a	8.16
Presión de rotura, Nmm ⁻²	1.84	a	142.0
Tensión de rotura, Nmm ⁻²	61.4	a	880.7
Tensión de rotura (porcentaje SMYS)	13.7	a	132.5

2.2.4 Orientación circunferencial, flexión

2.2.4.1 Método Un criterio teórico de colapso local plástico propuesto por Kastner et al. (1981)³⁴ es el mejor método en términos de calidad del ajuste con los datos de los ensayos publicados para la producción de la carga límite de un defecto circunferencial sujeto a la flexión en la pared de la tubería.

Los siguientes puntos deberán ser tenidos en cuenta:

- I. El método se basa en la teoría de revestimiento delgado.

³⁴ KASTNER, W., ROHRICH, E., SCHMITT, W. and STEINBUCH, R.; *Critical Crack Sizes In Ductile Piping*, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Vol. 9, 1981, pp. 197- 219.

- II. El método fue desarrollado para la presión interna, pero es aplicable a la flexión.
- III. El método asume que la falla es controlada por el colapso plástico, por lo tanto se especifica un nivel de dureza mínimo.
- a) Se asume que el defecto se centra alrededor de la fibra a la tensión extrema. El método debe ser conservador para defectos en otras posiciones.
- b) El método no debe aplicarse si los 2/3 del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 21 J (16 ft lbf). Si el espesor de la pared es mayor de 21,7 mm se debe buscar consejo de un especialista.
- c) Se recomienda incrementar la profundidad medida de la melladura en 0,5 mm para tener en cuenta la posibilidad de formación de grietas en la base de la melladura.
- d) El criterio de falla por colapso local de Kastner (tensión de flujo dependiente) es

$$\frac{M}{\pi R^2 t \bar{\sigma}} = \frac{\eta(\pi - \beta(1 - \eta))}{\eta\pi + 2(1 - \eta) \sin(\beta)} = \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right) \left(\pi - \frac{c}{R} \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{t}\right) \pi + 2 \left(\frac{d}{t}\right) \sin\left(\frac{c}{R}\right)} \quad \text{Ecuación 2.2.8}$$

Donde

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_Y + \sigma_U}{2} \quad \text{Ecuación 2.2.9}$$

$$\beta = \frac{c}{R} \quad \text{Ecuación 2.2.10}$$

$$\eta = 1 - \frac{d}{t} \quad \text{Ecuación 2.2.11}$$

- e) El máximo esfuerzo de tensión de carga axial (tensión de fibra exterior) inducido por el momento de flexión aplicado es

$$\sigma_z = \frac{M}{\pi R^2 t} \quad \text{Ecuación 2.2.12}$$

f) Factor recomendado considerando la incertidumbre del modelo

No existe un factor para tener en cuenta la incertidumbre del modelo incluido en la ecuación 2.2.8. Un factor apropiado de la tensión de falla previsto para su uso con el método se ha derivado de un análisis de regresión lineal en todas las pruebas pertinentes a gran escala (un total de 12 muestras). La estimación del límite inferior de la tensión de rotura viene dada por

$$\hat{\sigma}_z = \sigma_z + \left[\hat{\beta}_0 - t_{n-r-1}(\alpha) \sqrt{s^2 + Var(\hat{\beta}_0)} \right] \quad \text{Ecuación 2.2.13}$$

Donde (para unidades S.I)

$$\hat{\beta}_0 = 20.7$$

$$Var(\hat{\beta}_0) = 67.6$$

$$s^2 = 811.3$$

$$n - r - 1 = 11$$

$t_{n-r-1}(\alpha)$ Es mayor que $(100(\alpha))^{\text{th}}$ percentil (es decir un nivel de confianza) de una distribución t con $n - r - 1$ grados de libertad; α es igual a 0.05 para un nivel del 95% de nivel de confianza y $t_{11}(0.05)$ es igual a 1.796

El término que figura entre corchetes en la ecuación 2.2.13 se muestra en la figura 36. Esta figura se puede utilizar para derivar un factor de incertidumbre del modelo correspondiente al nivel de confianza requerido.

Se recomienda un factor de incertidumbre del modelo correspondiente a un intervalo de confianza del 95% (es decir un 5% de probabilidad de una predicción no conservadora de los datos de prueba).

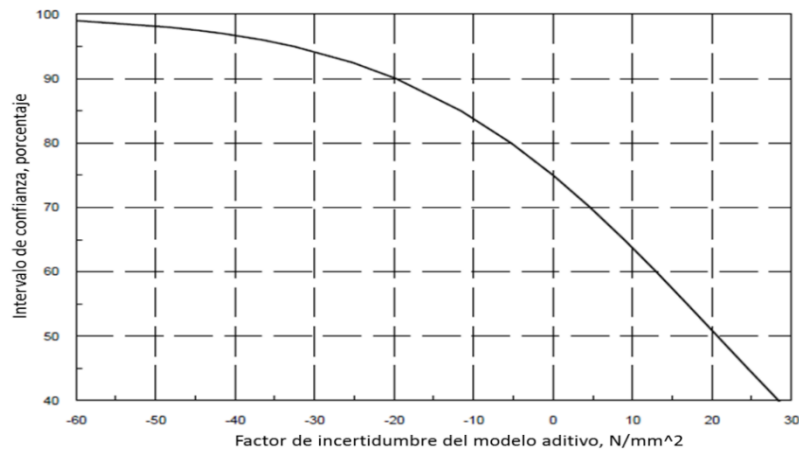
Para un nivel de confianza de un 95%, el termino entre corchetes en la ecuación 2.2.13 es igual a -32.5 Nmm^{-2} (-4.7 ksi).

g) Factor de seguridad recomendado

Se propone que el factor de seguridad que se utilizará para determinar si es o no un defecto es aceptable en la actual presión máxima permisible de operación

(MAOP) o la presión de diseño (lo que sea mayor), o para determinar una presión de operación segura, se basa en el criterio de aceptación que figura en el manual de ASME B31G para la evaluación de las tuberías corroídas³⁵. El manual ASME B31G ha sido ampliamente utilizado en la industria de la tubería, y ha ganado aceptabilidad en todo el mundo.

Figura 36. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre para la tensión de falla prevista por un defecto circunferencial por flexión en la pared de la tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.2.4.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El criterio de falla de Kastner et al. (ecuación 2.2.8) es un criterio terico de colapso plástico. La ecuación 2.2.8 se ha comparado con 24 resultados de pruebas de rotura a escala real y a escala modelo, defectos de pared de tubería mecanizada artificialmente, incluyendo algunos materiales distintos a tuberías acero (20 pruebas de flexión. El rango de los datos de prueba es la siguiente (en unidades del SI):

³⁵ ANON.; *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ASME B31G-1991 (Revision of ANSI/ASME B31G-1984), The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1991.

Diámetro de la tubería, mm	101.6	a	508.0
Espesor de pared, mm	3.2	a	13.0
Radio $2R/t$	7.8	a	58.1
Grado (API 5L)	X60		
Límite de elasticidad, Nmm-2	273.7	a	641.2
Fuerza de tensión, Nmm-2	451.6	a	651.6
Índice de resistencia a la tensión	0.61	a	0.98
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	38.0		
Profundidad Notch (d), mm	1.6	a	6.8
d/t	0.23	a	0.77
Longitud Notch ($2c$), mm	15.9	a	533.0
$2c/(\pi D)$	0.027	a	1.0
Momento de flexión, kNm	8.81	a	1071
Máximo esfuerzo de flexión, Nmm-2	307.1	a	605.0
Esfuerzo de tensión (% de rendimiento)	53.4	a	129.0

2.2.5 Orientación circunferencial, presión interna y carga axial

2.2.5.1 Método

a) Un criterio teórico de colapso local plástico propuesto por Kastner et al. (1981)³⁶ es el mejor método en términos de calidad del ajuste con los datos de los ensayos publicados para predecir la falla de un defecto circunferencial en la pared de la tubería sujeto a presión interna o carga axial.

Los siguientes puntos deberán ser tenidos en cuenta:

- I. El método se basa en la teoría de revestimiento delgado.

³⁶ KASTNER,W., ROHRICH,E., SCHMITT,W. and STEINBUCH,R.; *Critical Crack Sizes In Ductile Piping*, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Vol. 9, 1981, pp. 197- 219.

- II. El método asume que la falla es controlada por el colapso plástico, por lo tanto se especifica un nivel de dureza mínimo.
- b) La extensión circunferencial del defecto debe ser suficientemente grande que la falla no es ocasionada por un esfuerzo tangencial.
- c) El método es aplicable a cualquier carga final, a pesar que los datos de prueba publicados es solo para presión interna. El criterio también se puede aplicar e una manera conservadora a las cargas por flexión si la tensión axial se toma como el esfuerzo máximo de tensión por flexión.
- d) El método no debe aplicarse si los 2/3 del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 21 J (16 ft lbf). Si el espesor de la pared es mayor de 21,7 mm se debe buscar concejo de un especialista.
- e) Se recomienda incrementar la profundidad medida de la melladura en 0,5 mm para tener en cuenta la posibilidad de formación de grietas en la base de la melladura.
- f) El criterio de falla por colapso local (tensión de flujo dependiente) es

$$\frac{\sigma_z}{\bar{\sigma}} = \frac{\eta(\pi - \beta(1 - \eta))}{\eta\pi + 2(1 - \eta)\sin(\beta)} = \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)\left(\pi - \frac{c}{R}\frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{t}\right)\pi + 2\left(\frac{d}{t}\right)\sin\left(\frac{c}{R}\right)} \quad \text{Ecuación 2.2.14}$$

Donde

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_Y + \sigma_U}{2} \quad \text{Ecuación 2.2.15}$$

$$\beta = \frac{c}{R} \quad \text{Ecuación 2.2.16}$$

$$\eta = 1 - \frac{d}{t} \quad \text{Ecuación 2.2.17}$$

σ_z En la ecuación 2.2.14 es la tensión axial total, incluyendo las cargas axiales y la tensión axial debido a la presión interna.

g) La tensión axial inducida por una carga axial es

$$\sigma_z = \frac{F}{\pi Dt} \quad \text{Ecuación 2.2.18}$$

h) Factor recomendado considerando la incertidumbre del modelo

No existe un factor para tener en cuenta la incertidumbre del modelo incluido en la ecuación 2.2.14. Un factor apropiado de la tensión de falla previsto para su uso con el método se ha derivado de un análisis de regresión lineal en todas las pruebas pertinentes a gran escala (un total de 7 muestras). El factor de incertidumbre del modelo se agrega a la tensión de rotura calculada en la ecuación 2.2.14. La estimación del límite inferior de la tensión de rotura viene dada por

$$\hat{\sigma}_z = \sigma_z + \left[\hat{\beta}_0 - t_{n-r-1}(\alpha) \sqrt{s^2 + Var(\hat{\beta}_0)} \right] \quad \text{Ecuación 2.2.19}$$

Donde (para unidades S.I)

$$\hat{\beta}_0 = -14.6$$

$$Var(\hat{\beta}_0) = 43.4$$

$$s^2 = 303.5$$

$$n - r - 1 = 6$$

$t_{n-r-1}(\alpha)$ Es mayor que $(100(\alpha))^{\text{th}}$ percentil (es decir un nivel de confianza) de una distribución t con $n - r - 1$ grados de libertad; α es igual a 0.05 para un nivel del 95% de nivel de confianza y $t_6(0.05)$ es igual a 1.943.

El término que figura entre corchetes en la ecuación 2.2.19 se muestra en la figura 37. Esta figura se puede utilizar para derivar un factor de incertidumbre del modelo correspondiente al nivel de confianza requerido.

Se recomienda un factor de incertidumbre del modelo correspondiente a un intervalo de confianza del 95% (es decir un 5% de probabilidad de una predicción no conservadora de los datos de prueba).

Para un nivel de confianza de un 95%, el termino entre corchetes en la ecuación 2.2.19 es igual a -50.8 Nmm^{-2} (-7.4 Ksi).

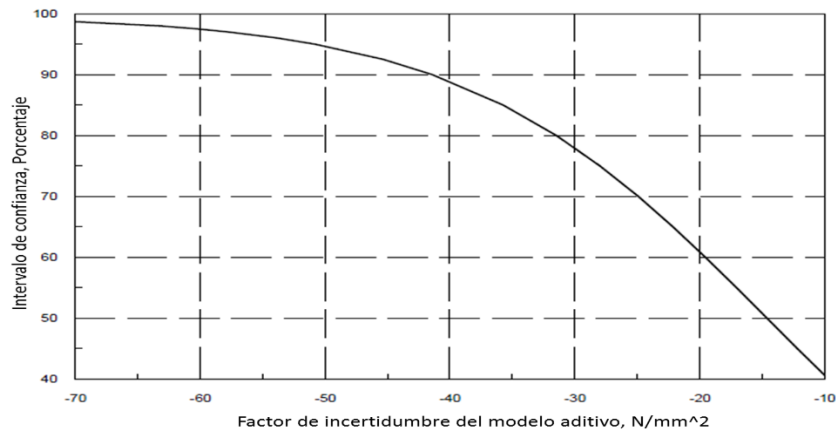
i) Factor de seguridad recomendado

Aplicando el factor de incertidumbre del modelo aditivo propuesto da una estimación mínima de la presión de falla, pero no da una presión de operación segura. La presión de operación segura da una melladura está dada por la siguiente ecuación.

$$P_{sop} = f \left([\hat{\sigma}_Z - \sigma_{EXT}] \frac{4t}{D} \right) \quad \text{Ecuación 2.2.20}$$

Donde $\hat{\sigma}_Z$ es la estimación del límite inferior de la tensión axial calculada en la ecuación 2.2.19 y σ_{EXT} es la tensión máxima axial debido a las cargas externas.

Figura 37. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre para la tensión de falla por un defecto circunferencial sujeto a presión interna o carga axial



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.2.5.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El criterio de falla de Kastner et al. (ecuación 2.2.14) es un criterio teórico de colapso plástico. La ecuación 2.2.14 se ha comparado con 14 resultados de pruebas de rotura a escala real y a escala modelo, defectos de pared de tubería mecanizada artificialmente. Ninguna prueba fue realizada sobre tuberías de acero. El rango de los datos de prueba es la siguiente (en unidades del SI):

Diámetro de la tubería, mm	52.9	a	308.8
Espesor de pared, mm	5.7	a	17.6
Radio $2R/t$	14.9	a	35.8
Grado (API 5L)	n.a.		
Límite de elasticidad, Nmm ⁻²	219.0	a	336.5
Fuerza de tensión, Nmm ⁻²	451.6	a	576.0
Índice de resistencia a la tensión	0.39	a	0.65
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	n.a.		
Profundidad Notch (d), mm	3.1	a	13.2
d/t	0.28	a	0.82
Longitud Notch ($2c$), mm	75.0	a	1644.1
$2c/(\pi D)$	0.23	a	1.0
Presión de rotura, Nmm ⁻²	7.4	a	67.5
Tensión de rotura (axial), Nmm ⁻²	65.0	a	259.0
Tensión de rotura (axial) (% de rendimiento)	29.7	a	94.6

2.2.6 Orientación circunferencial, flexión, carga axial y presión interna

2.2.6.1 Método

a) Un criterio teórico de colapso local plástico propuesto por Kastner et al. (1981)³⁷ es el mejor método en términos de calidad del ajuste con los datos de

³⁷ KASTNER, W., ROHRICH, E., SCHMITT, W. and STEINBUCH, R.; *Critical Crack Sizes In Ductile Piping*, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Vol. 9, 1981, pp. 197.

los ensayos publicados para predecir la falla de un defecto circunferencial en la pared de la tubería sometido a presión interna (o carga axial) y flexión.

Los siguientes puntos deberán ser tenidos en cuenta:

- I. El método se basa en la teoría de revestimiento delgado.
 - II. El criterio de falla fue desarrollado para la presión interna, pero es aplicable a la flexión combinada con presión interna y cargas axiales.
- b) La extensión circunferencial del defecto debe ser suficientemente grande que la falla no es ocasionada por un esfuerzo tangencial (explosión de la tubería sin defecto).
 - c) El método es aplicable a cualquier carga final, a pesar que los datos de prueba publicados es solo para presión interna y flexión.
 - d) El método no debe aplicarse si los 2/3 del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 21 J (16 ft lbf). Si el espesor de la pared es mayor de 21,7 mm se debe buscar consejo de un especialista.
 - e) Se recomienda incrementar la profundidad medida de la melladura en 0,5 mm para tener en cuenta la posibilidad de formación de grietas en la base de la melladura.
 - f) El criterio de falla por colapso local (tensión de flujo dependiente) es

$$\frac{\sigma_z}{\bar{\sigma}} = \frac{\eta(\pi - \beta(1 - \eta))}{\eta\pi + 2(1 - \eta) \sin(\beta)} = \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right) \left(\pi - \frac{c}{R} \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{t}\right) \pi + 2 \left(\frac{d}{t}\right) \sin\left(\frac{c}{R}\right)} \quad \text{Ecuación 2.2.21}$$

Donde

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_Y + \sigma_U}{2} \quad \text{Ecuación 2.2.22}$$

$$\beta = \frac{c}{R} \quad \text{Ecuación 2.2.23}$$

$$\eta = 1 - \frac{d}{t} \quad \text{Ecuación 2.2.24}$$

σ_z En la ecuación 2.2.21 es la tensión axial total, incluyendo el máximo esfuerzo de tensión axial (tensión de fibra exterior) por flexión debido a flexión, carga axial y tensión axial debido a presión interna.

- g) El máximo esfuerzo de tensión axial por flexión (tensión de fibra exterior) inducida por el momento de flexión es

$$\sigma_z = \frac{M}{\pi R^2 t} \quad \text{Ecuación 2.2.25}$$

- h) La tensión axial inducida por una carga axial es

$$\sigma_z = \frac{F}{\pi D t} \quad \text{Ecuación 2.2.26}$$

- i) **Factor recomendado considerando la incertidumbre del modelo**

No existe un factor para tener en cuenta la incertidumbre del modelo incluido en la ecuación 2.2.21. No es posible derivar un factor apropiado de la tensión de falla previsto para su uso con el método por el análisis de regresión lineal en todas las pruebas pertinentes debido a que el tamaño de la muestra de referencia es 3.

- j) **Factor de seguridad recomendado**

Aplicando el factor de incertidumbre del modelo aditivo propuesto da una estimación mínima de la presión de falla, pero no da una presión de operación segura. La presión de operación segura da una melladura está dada por la siguiente ecuación.

$$P_{sop} = f \left([\hat{\sigma}_z - \sigma_{EXT}] \frac{4t}{D} \right) \quad \text{Ecuación 2.2.27}$$

Donde $\hat{\sigma}_z$ es la estimación del límite inferior de la tensión axial calculada en la ecuación 2.2.19 y σ_{EXT} es la tensión axial máxima debido a las cargas externas.

2.2.6.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba Kastner et al. criterio de falla (ecuación 2.2.21) es un modelo teórico de colapso plástico local. La ecuación 2.2.21 se ha comparado con los 18 resultados de pruebas de recipientes a escala real que contienen los defectos artificiales desarrollados en la pared de la tubería sometidas a presiones internas y flexión. Ninguna de las pruebas fueron en tuberías de acero. Schulze et al. las pruebas fueron en tuberías de diámetro pequeño con cuatro aletas internas continuas. El rango de los datos de prueba es la siguiente (en unidades del SI):

Diámetro de la tubería, mm	75.0	a	169.7
Espesor de pared, mm	1.6	a	10.8
Radio $2R/t$	15.7	a	54.7
Grado (API 5L)	n.a.		
Límite de elasticidad, Nmm ⁻²	273.7	a	371.0
Fuerza de tensión, Nmm ⁻²	447.9	a	490.0
Índice de resistencia a la tensión	0.61	a	0.83
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	106.0		
Profundidad Notch (d), mm	1.1	a	3.2
d/t	0.30	a	0.75
Longitud Notch ($2c$), mm	13.0	a	533.0
$2c/(\pi D)$	0.055	a	1.0
Presión de rotura, Nmm ⁻²	4.6	a	45.0
Tensión de rotura (axial), Nmm ⁻²	21.6	a	198.0
Máximo esfuerzo de tensión, Nmm ⁻²	122.9	a	498.0
Esfuerzo axial total, Nmm ⁻²	320.9	a	588.5
Esfuerzo axial total (% de rendimiento)	86.5	a	176.1

2.2.7 Orientación helicoidal (o arbitraria), flexión, carga axial y presión interna

2.2.7.1 Método

- a) Un defecto orientado helicoidalmente posee tanto un componente longitudinal como un componente circunferencial. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta la presión interna, cargas axiales y de flexión.
- b) Existen muy pocos métodos específicos para la valoración de defectos orientados helicoidalmente, pero se recomienda que un defecto orientado de forma helicoidal se valore como un equivalente como defecto orientado en sentido longitudinal y orientado en sentido circunferencial tal como se describe desde el capítulo 2.2.3 hasta el 2.2.5. La longitud del defecto equivalente se obtiene mediante la proyección del defecto en los planos longitudinales y circunferenciales, respectivamente. Los datos de pruebas limitados indican que el uso de la longitud proyectada es generalmente conservadora.
- c) El método no debe aplicarse si los $2/3$ del espesor de la muestra de un nivel superior a la prueba de Charpy V-notch de la tubería es menos que 21 J (16 ft lbf). Si el espesor de la pared es mayor de 21,7 mm se debe buscar consejo de un especialista.
- d) Se recomienda incrementar la profundidad medida de la melladura en 0,5 mm para tener en cuenta la posibilidad de formación de grietas en la base de la melladura.

2.2.7.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El uso de la dimensiones proyectadas del defecto es empírica. Los límites de aplicabilidad de los diferentes métodos de valoración orientados longitudinalmente y circunferencialmente se dan en las secciones anteriores.

2.3 ABOLLADURAS PLANAS (PLAIN DENTS)

2.3.1 Definición Una abolladura se define como una depresión que produce una alteración grave en la curvatura de la pared de la tubería, causada por el contacto con un cuerpo extraño, lo que resulta en la deformación plástica de la pared de la tubería.

La profundidad de la abolladura se define como la máxima reducción en el diámetro de la tubería en comparación con el diámetro original, es decir, el diámetro nominal menos el diámetro mínimo. Esta definición de la profundidad de la abolladura incluye tanto la hendidura local y algunas divergencias en la sección transversal nominal circular (es decir, fuera de redondez).

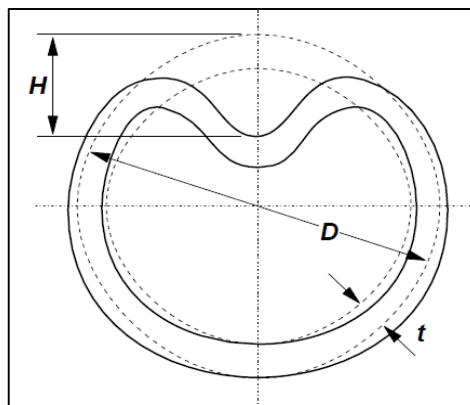
- Abolladura lisa: Es una abolladura que genera un cambio suave en la curvatura de la pared de la tubería.
- Abolladura retorcida: Es una abolladura que genera un cambio abrupto en la curvatura de la pared de la tubería. Un cambio abrupto en la curvatura se define como una alteración en la que el radio de curvatura de la parte más afilada de la abolladura (en cualquier dirección) es menor o igual que cinco veces el espesor de la pared.
- Abolladura plana: Es una abolladura lisa que no tiene reducciones de espesor de pared (como una melladura o una grieta) y no cambia la curvatura de una soldadura circunferencial o un cordón de soldadura adyacente.
- Abolladura sin restricciones: es una abolladura que está libre para rebotar elásticamente (contraen) cuando se retira el penetrador y es libre de volver a redondearse cuando la presión interna varié.
- Abolladura con restricción: Es una abolladura que no está libre de rebotar o volver a redondearse por que el penetrador no es removido.
- Retorno elástico “Spring back”: (también se refiere a recuperación) la reducción en la profundidad de la abolladura debido a la descarga elástica que se produce cuando el penetrador se retira de la tubería, ver sección 2.5.

- Redondeo “Rerounding”: Es el cambio en la profundidad de la abolladura por la presión interna ver sección, ver sección 2.5.

2.3.2 Nomenclatura

t	Espesor de la pared de la tubería (mm)
D	Diámetro externo de la tubería (mm)
H	Profundidad de la abolladura (mm)
H_o	Profundidad de la abolladura medido a una presión cero (mm)
H_r	Profundidad de la abolladura medido a una presión (mm)
N	Número de ciclos hasta la rotura
R	Relación de esfuerzo mínimo entre esfuerzo máximo ($=\sigma_{min}/\sigma_{max}$)
σ_U	Resistencia a la tensión final (Nmm^{-2})
$2\sigma_a$	Rango nominal de tensión cíclica circunferencial (Nmm^{-2}) ($=\Delta\sigma= \sigma_{max}- \sigma_{min}$)
$2\sigma_A$	Rango equivalente de tensión cíclica circunferencial correspondiente a $R=0$ (Nmm^{-2})
σ_{max}	Máxima tensión circunferencial
σ_{min}	Mínima tensión circunferencial

Figura 38. Abolladura en una tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.3.3 Antecedentes

- a) Una abolladura provoca una tensión local, una concentración de deformación y una reducción local en el diámetro de la tubería.
- b) Alguna de deformación provocada durante el proceso de abolladuras es elástica, por lo que cuando se retira el penetrador la abolladura se generará retorno elástico.
- c) La profundidad de una abolladura en una tubería varia a medida que varía la presión interna; el aumento de la presión interna reduce la profundidad de la abolladura, es decir ocurre un redondeo de la tubería. El redondeo puede ser elástico (no hay cambio permanente en la profundidad de la abolladura), o plástico (una reducción permanente en la profundidad de la abolladura).
- d) Bajo la carga de una presión interna cíclica una abolladura puede mostrar un comportamiento de redondeo incremental, hasta que sacude a una respuesta elástica.
- e) La importancia de las abolladuras en una tubería se puede resumir como³⁸:
 - I. Las abolladuras planas no reducen significativamente la resistencia estática de la tubería. La resistencia a la fatiga de una tubería con una abolladura plana es menor que la resistencia a la fatiga de una tubería plana.
 - II. Las abolladuras planas sin restricción no reducen significativamente la resistencia estática de la tubería. La resistencia a la fatiga de una abolladura plana sin restricción es más grande que la resistencia a la fatiga de una abolladura plana con restricción a la misma profundidad.
 - III. No hay una investigación publicada en la literatura que describa los estudios experimentales del comportamiento o métodos de valoración para las abolladuras retorcidas.
 - IV. La resistencia a la rotura y fatiga de una soldadura abollada o de una abolladura que contenga un defecto como una melladura puede ser

³⁸ Literature Review, *Assessment Methods for Dents in Pipelines*, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99014R3, February 2001.

significativamente menor que la de una abolladura plana a la misma profundidad.

- f) Las abolladuras en una tubería pueden presentar problemas operacionales. Cualquier abolladura restante en una tubería deberá ser revisada para asegurarse que no reduzca las tasas de flujo u obstruir el paso de los marranos (pigs).

2.3.4 Presión interna (rotura)

2.3.4.1 Método

- a) No existen métodos analíticos publicados para valorar la resistencia estática de una abolladura plana.
- b) Las abolladuras planas no afectan generalmente la fuerza estática de la tubería, a menos que sea muy profundo.
- c) Una abolladura intenta moverse hacia afuera en una presurización, permitiendo que la tubería recupere su forma circular original. Siempre y cuando no exista algo que impida que esto ocurra o haya una concentración de tensión como una melladura, pliegue o soldadura. Entonces una abolladura plana no reducirá la resistencia estática de la tubería.
- d) Un límite empírico para una abolladura plana bajo una presión estática interna ha sido derivado de los resultados de extensas pruebas a gran escala.
- e) Una abolladura plana sin restricciones puede fallar debido a que es libre de moverse hacia afuera bajo presión interna. En consecuencia, sería esperado que si este movimiento fuese prevenido entonces la abolladura no fallaría o fallaría en una carga superior. Una abolladura plana con restricción solo reducirá la fuerza estática si el penetrador in-situ es fuerte, duro y apoyado rígidamente. En tales casos el penetrador puede perforar la pared del tubo.
- f) Se propone un límite de 7.0 por ciento del diámetro de la tubería (profundidad de la abolladura medida a una determinada presión) para una abolladura plana

sin restricción sometida a una carga de presión interna estática. Este límite incluye una corrección empírica para abolladuras introducidas a una determinada presión y calculada a una presión que relacione la profundidad de la abolladura medida a una presión cero.

$$\frac{Hr}{D} \leq 0,07 \quad \text{Ecuación 2.3.1}$$

- g) Un límite del 10.0 por ciento del diámetro de la tubería es proporcionado por una abolladura plana con restricción sometida a una carga estática de presión interna.

$$\frac{Hr}{D} \leq 0,10 \quad \text{Ecuación 2.3.2}$$

2.3.4.2. Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El límite propuesto sobre la máxima profundidad de una abolladura plana es empírico. Se ha derivado de los resultados publicados de 75 ensayos de vasija a escala real que contienen abolladuras planas sin restricción y de 6 pruebas a abolladuras planas con restricción. En solo 5 de las pruebas se produjo una falla en la zona abollada. La gama de los datos de prueba son los siguientes en unidades del S.I.:

Diámetro de la tubería, mm	168.0	a	914.4
Espesor de pared, mm	4.78	a	12.7
Radio D/t	23.6	a	80.0
Grado (API 5L)	X42	a	X60
Límite de elasticidad, Nmm ⁻²	371.6	a	485.4
Fuerza de tensión, Nmm ⁻²	483.3	a	639.2
Índice de resistencia a la tensión	0.70	a	0.85
Energía de impacto en 2/3 Charpy, J	20.3	a	43.4
Profundidad abolladura (d), mm	2.72	a	332.7
H/D	0.005	a	0.43
Máxima presión, Nmm ⁻²	2.76	a	46.0

Tensión de rotura (axial), Nmm ⁻²	21.6	a	198.0
Máximo esfuerzo, (%SMYS)	30.8	a	175.1

2.3.5 Presión interna (fatiga)

2.3.5.1 Método

- a) Ensayos a escala real de los anillos y vasijas que contienen abolladuras planas han demostrado que la resistencia a la fatiga de una abolladura plana en una tubería es menos que una sección circular de una tubería en las mismas dimensiones. La resistencia a la fatiga decrece cuando la profundidad de la abolladura incrementa.
- b) Una tubería se redondea cuando la presión interna incrementa. La concentración de esfuerzos en una abolladura incrementa cuando la profundidad de la abolladura es mayor. Por lo tanto bajo la presión interna cíclica la concentración de esfuerzos varía cuando la presión también varía, incrementando cuando la presión decrezca y decreciendo cuando la presión incrementa.
- c) Un método empírico desarrollado por EPRG (European Pipeline Research Group) para predecir la resistencia a la fatiga de una abolladura sin restricciones³⁹ es el mejor método en términos de calidad del ajuste con los datos publicados de pruebas a gran escala.
La resistencia a la fatiga de una abolladura plana es calculada usando la resistencia a la fatiga de una tubería plana (de una curva en S-N de tubería soldada por arco sumergido⁴⁰ de la norma DIN2413⁴¹), modificada para la concentración de esfuerzos debido a la abolladura.

³⁹ CORDER,I., CHATAIN,P.; *EPRG Recommendations for the Assessment of the Resistance of Pipelines to External Damage*, Proceeding of the EPRG/PRC 10th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Cambridge, UK, April 1995.

⁴⁰ La soldadura por arco sumergido es un procedimiento de soldadura con arco eléctrico en el que no se ve el arco de soldadura quemándose entre el electrodo sin fin y la pieza. El arco eléctrico y el

Los siguientes puntos deben ser tenidos en cuenta

- I. El factor de concentración de esfuerzos (K_s) no es adimensional el método se expresa en unidades de S.I. y se requerirá modificaciones si se utiliza un sistema diferente de unidades.
 - II. El método no tiene en cuenta directamente el comportamiento de redondeo que ha sido observado en pruebas de escala real (el método fue calibrado usando los resultados de pruebas de EPRG y British gas⁴²).
 - III. El método no predice el efecto experimental observado de la presión media en la resistencia a la fatiga de una abolladura plana (se observa una resistencia a la fatiga más grande para una presión media superior, dado el mismo rango de tensión, debido al redondeo permanente).
 - IV. Hay evidencia experimental para para indicar que la forma de la abolladura tiene un efecto sobre la resistencia a la fatiga de la abolladura, pero resultados insuficientes para trazar una firme tendencia.
 - V. El método se basa en pruebas las cuales el daño fue introducido a presión cero. Un factor de corrección de redondez desarrollado por EPRG es propuesto en la ecuación 2.3.9 este factor de corrección se refiere a la profundidad de la abolladura después de la eliminación del penetrador medido a una presión cero, para abolladuras introducida a una presión.
 - VI. El método no es aplicable directamente a las cargas que da lugar a una alta resistencia a la fatiga de ciclo bajo tensión, es decir plasticidad inversa. Sin embargo la reducción en la resistencia a la fatiga debido a la plasticidad cíclica asociado con el redondeo incremental en los primeros ciclos es implícitamente por que el método es empírico.
- d) Una abolladura plana sin restricción tendrá una resistencia a la fatiga que es al menos la de una abolladura normal sin restricción de la misma profundidad. En

baño de fusión están cubiertos por un polvo granulado. La escoria formada por el polvo sirve para proteger la zona de soldadura frente a la influencia de la atmósfera.

⁴¹ ANON.; *Design of steel pressure pipes*, Deutsche Norm, DIN 2413 Part 1, October 1993.

⁴² Literature Review, *Assessment Methods for Dents in Pipelines*, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99014R3, February 2001.

consecuencia, le método propuesto también se puede utilizar para evaluar la resistencia a la fatiga de una abolladura con restricción.

- e) La resistencia a la fatiga de una abolladura plana sin restricción N viene dada por las siguientes ecuaciones

$$N = 1000 \left[\frac{(\sigma_U - 50)}{2\sigma_A K_s} \right]^{4.292} \quad \text{Ecuación 2.3.3}$$

Donde

$$2\sigma_A = \sigma_U [B(4 + B^2)^{0.5} - B] \quad \text{Ecuación 2.3.4}$$

$$B = \frac{\frac{\sigma_a}{\sigma_U}}{\left[1 - \left(\frac{\sigma_{max} - \sigma_a}{\sigma_U} \right) \right]^{0.5}} = \frac{\frac{\sigma_a}{\sigma_U}}{\left[1 - \frac{\sigma_a}{\sigma_U} \left(\frac{1 + R}{1 - R} \right) \right]^{0.5}} \quad \text{Ecuación 2.3.5}$$

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} \quad \text{Ecuación 2.3.6}$$

$$K_s = 2.871 \sqrt{K_d} \quad \text{Ecuación 2.3.7}$$

$$K_d = H_o \frac{t}{D} \quad \text{Ecuación 2.3.8}$$

$$H_o = 1.43 H_r \quad \text{Ecuación 2.3.9}$$

f) Factor recomendado considerando la incertidumbre del modelo

No existe un factor para tener en cuenta la incertidumbre del modelo incluido en la ecuación 2.3.3. Un factor apropiado de la resistencia a la fatiga de una abolladura plana prevista usando el método que se ha derivado de un análisis de regresión lineal en todas las pruebas de fatiga en las cuales las abolladuras fallaron debido a la fatiga (un total de tamaño de muestras de 45). El factor de la incertidumbre del modelo se añade a la resistencia a la fatiga calculado en la ecuación 2.3.3. La estimación mínima de la resistencia la fatiga de una abolladura plana está dada por

$$\ln(\hat{N}) = \ln(\hat{N}) + \left[\hat{\beta}_0 - t_{n-r-1}(\alpha) \sqrt{s^2 + Var(\hat{\beta}_0)} \right] \quad \text{Ecuación 2.3.10}$$

Donde

$$\hat{\beta}_0 = 0.0168$$

$$Var(\hat{\beta}_0) = 0.0522$$

$$s^2 = 2.35$$

$$n - r - 1 = 44$$

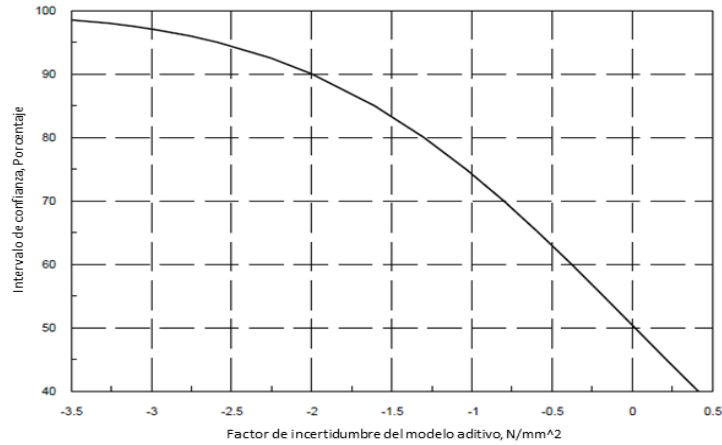
$t_{n-r-1}(\alpha)$ Es mayor que $(100(\alpha))^{\text{th}}$ percentil (es decir un nivel de confianza) de una distribución t con $n - r - 1$ grados de libertad; α es igual a 0.05 para un nivel del 95% de nivel de confianza y $t_{44}(0.05)$ es igual a 1.680.

El término que figura entre corchetes en la ecuación 2.3.10 se muestra en la figura 39. Esta figura se puede utilizar para derivar un factor de incertidumbre del modelo correspondiente al nivel de confianza requerido.

Se recomienda un factor de incertidumbre del modelo correspondiente a un intervalo de confianza del 95% (es decir un 5% de probabilidad de una predicción no conservadora de los datos de prueba).

Para un nivel de confianza de un 95%, el término entre corchetes en la ecuación 2.3.10 es igual a -2.59 Nmm^{-2} . Esto equivale a la reducción de la resistencia a la fatiga predicha por un factor de 13.3.

Figura 39. Intervalo de confianza para el factor de incertidumbre del modelo que se aplicará a la resistencia de fatiga predicha en una abolladura plana.



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.3.5.2 Aplicabilidad y rango de los datos de prueba El metodo propuesto para la prediccion de la resistencia a la fatiga de una abolladura plana es empirica. La ecuacion 2.3.3 se ha comparado con los resultados de 99 pruebas de fatiga a escala real de anillos y vasijas que contienen abolladuras planas de los cuales 45 pruebas dieron lugar a un fallo en la zona abollada. El rango de los datos de las pruebas incluidos en la comparacion (incluyendo datos de pruebas que no fallaron) son los siguientes en unidades de S.I.

Diámetro de la tubería, mm	168.0	a	914.4
Espesor de pared, mm	4.78	a	17.4
Radio D/t	18.6	a	96.3
Grado (API 5L)	X42	a	X80
Límite de elasticidad, Nmm-2	325.4	a	587.0
Fuerza de tensión, Nmm-2	450.0	a	711.0
Índice de resistencia a la tensión	0.64	a	0.91
Energía de impacto en 2/3 Charpy,J	13.8	a	86.0
Profundidad abolladura (d), mm	2.72	a	77.7

<i>H/D</i>	0.005	a	0.24
Rango de tensión, Nmm ⁻²	41.7	a	404.9
Numero equivalentes de ciclo	1060	a	727635

2.4 ABOLLADURAS RETORCIDA (KINKED DENTS)

2.4.1 Definiciones Una abolladura se define como una depresión que produce una perturbación bruta en la curvatura de la pared de la tubería, causada por el contacto con un cuerpo extraño, lo que resulta en deformación plástica de la tubería.

La profundidad de una abolladura es definida como la máxima reducción del diámetro de la tubería en comparación con el diámetro original, es decir el diámetro nominal menos el diámetro mínimo.

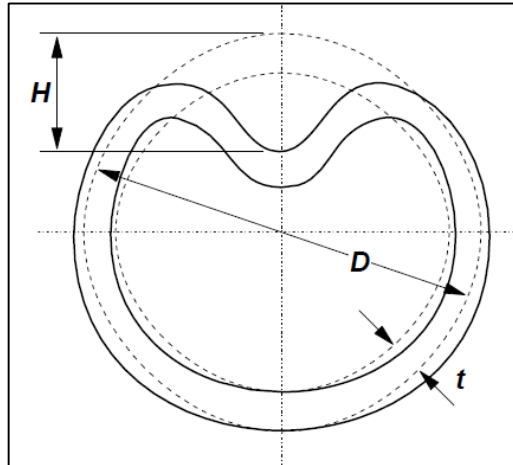
- Abolladura retorcida: (kinked dent) es una abolladura la cual causa un cambio brusco en la curvatura de la pared de la tubería. Un cambio brusco en la curvatura se define como cuando el radio de curvatura en cualquier dirección de la parte más afilada de la abolladura es inferior o igual a cinco veces el espesor de la pared.
- Abolladura lisa: Es una abolladura que genera un cambio suave en la curvatura de la pared de la tubería.
- Abolladura plana: Es una abolladura lisa que no tiene reducciones de espesor de pared (como una melladura o una grieta) y no cambia la curvatura de una soldadura circunferencial o un cordón de soldadura adyacente.

2.4.2 Nomenclatura

- t* Espesor de pared de la tubería (mm)
D Diámetro externo de la tubería (mm)

H Profundidad de la abolladura (mm)

Figura 40. Abolladura en una tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.4.3 Antecedentes

- a) No hay información publicada en la literatura que describa los estudios experimentales del comportamiento de las abolladuras retorcidas, o métodos para la valoración para la valoración⁴³.
- b) Pruebas de rotura de tuberías torcidas localmente las cuales contienen grandes cambios en la curvatura, han indicado que la resistencia estática no se reduce con tal que el material sea dúctil y la historia de deformación local no sobrepase la capacidad de la tubería.
- c) Pruebas de fatiga en las abolladuras planas han indicado que los cambios locales en la curvatura como en los codos causan concentraciones locales de deformación que promueven el agrietamiento por fatiga y reducción de la resistencia a la fatiga.

⁴³ Literature Review, *Assessment Methods for Dents in Pipelines*, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99014R3, February 2001.

- d) Las cargas más significativas para las abolladuras retorcidas pueden ser las variaciones en las tensiones longitudinales (axiales) que surgen de las Vargas secundarias (externas), en lugar de variaciones de la presión interna. Esto dependerá de la forma de la abolladura retorcida, y se puede redondear bajo una creciente presión interna sin inducir grandes concentraciones de tensión. Las pruebas de abolladuras rugosas (que puede ser considerado como un pliegue orientado circunferencialmente) no han demostrado una reducción significativa a la resistencia estática, pero si una significativa sensibilidad a cargas axial.
- e) Las abolladuras retorcidas probablemente se redondearán y causarán retorno elástico menos que las abolladuras planas por que la estructura será geoméricamente rígida.
- f) En consecuencia es de esperar que una abolladura retorcida tendrá una resistencia a la fatiga y rotura menor que una abolladura plana de la misma profundidad.
- g) Las abolladuras en las tuberías pueden presentar problemas operacionales. Cualquier abolladura restante en una tubería se debe revisar para asegurarse que no reduzca las tasas de flujo u obstruya el paso de los pigs.

2.5 RETORNO ELÁSTICO “SPRING BACK Y REDONDEO “REROUNDING EN ABOLLADURAS

2.5.1 Definiciones Una abolladura se mueve con variaciones en la presión interna. El aumento de la presión interna reduce la profundidad de la abolladura. Retorno elástico “spring back” y redondeo “rerounding” describe el comportamiento de una abolladura cuando se retira el penetrador y cuando la presión interna varia.

- Retorno elástico: También denominado como rebote “rebounding” la reducción de la profundidad de la abolladura debido a la descarga elástico que se produce cuando el penetrador se retira de la tubería.
- Redondeo: Es el cambio en la profundidad de la abolladura con la presión interna.

2.5.2 Nomenclatura

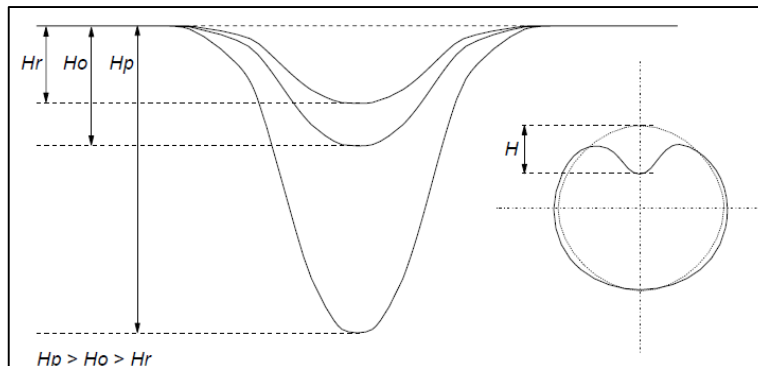
H Profundidad de la abolladura (mm)

H_p Profundidad máxima de la abolladura (mm)

H_o Profundidad de la abolladura medida a una presión cero (mm)

H_r Profundidad de la abolladura medida a una determinada presión (mm)

Figura 41. Retorno elástico y Redondeo



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.5.3 Retorno elástico

- a) Una abolladura es causada por la deformación plástica de la pared de la tubería durante el proceso de abollado. Algunas de las deformaciones causadas durante el proceso de abollado es elástico. Por lo tanto, cuando se retira el penetrador la abolladura sufre un retorno elástico véase en la figura 42.

El retorno elástico también conocido como rebote es el cambio en la profundidad de la abolladura como resultado de la eliminación del penetrador y la consiguiente descarga elástica. Tanto en la descarga elástica en la zona abollada y la descarga elástica de la sección transversal de la tubería contribuye al retorno elástico.

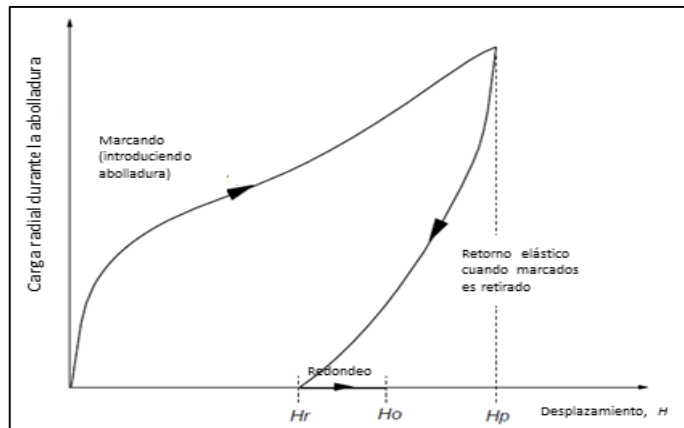
- b) La presión interna tiene el doble efecto de rigidez del tubo (se requiere una fuerza mayor para generar una abolladura de una profundidad dada) y haciendo que la abolladura tenga un retorno elástico aún más cuando se retira el penetrador. El grado de recuperación elástica de las abolladuras de una tubería presurizada es mayor debido a que la mayoría de la deformación es elástica. Dada la máxima profundidad instantánea de la abolladura, la profundidad de la abolladura restante en una tubería a una presión cero será mayor que la abolladura restante en una tubería abollada a una determinada presión.

2.5.4 Redondeo “rerounding”

- a) La profundidad de una abolladura en una tubería varía cuando la presión interna varía. El aumento en la presión interna reduce la profundidad de la abolladura. El cambio en la profundidad de la abolladura bajo la presión interna después de que el penetrador haya sido eliminado se conoce como redondeo véase en la figura 43. El redondeo puede implicar la deformación plástica, es decir la reducción de la profundidad de la abolladura es permanente o solo una deformación elástica. El redondeo de una abolladura no es lineal, debido a grandes desplazamientos y la deformación plástica.
- b) Si la presión de redondeo es suficientemente alta para inducir deformaciones plásticas en la zona abollada, después la abolladura será redondeada permanentemente. La abolladura podría ser completamente o parcialmente eliminada, depende de la profundidad inicial, la presión interna, la geometría del tubo, la forma de la abolladura, etc.

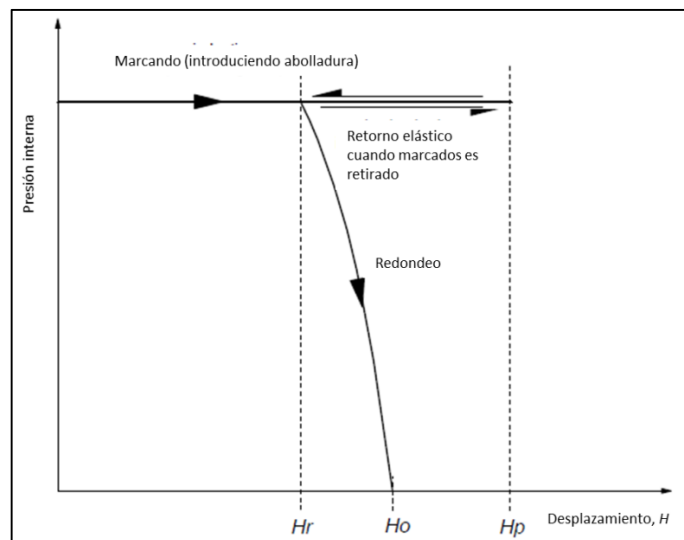
- c) Bajo las cargas cíclicas de presión interna, se producirá redondeo incremental si la tensión en la abolladura excede el límite elástico cíclico.

Figura 42. La abolladura introducida adentro de una tubería presurizada, y después antes de remover el marcador, la presión se reduce a cero



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 43. Ilustración de retorno elástico y redondeo de una abolladura introducida a una tubería presurizada



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.6 AGRIETAMIENTO

2.6.1 Definiciones

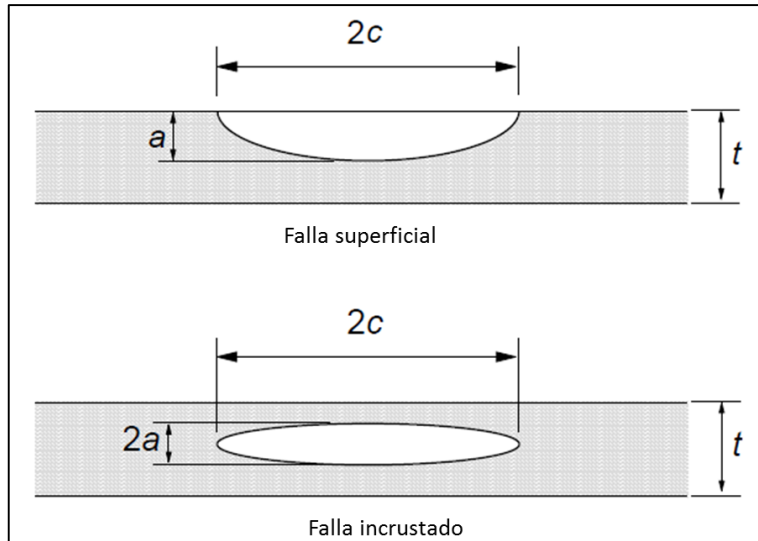
- Grieta: es una imperfección plana, o discontinuidad lineal, con un radio desde la raíz hasta la punta más afilada.
- Grieta como imperfección: Es una imperfección que es plana en apariencia pero no puede tener un radio desde la raíz a la punta más afilada.
- Material frágil: Un material se define como frágil si la falla no está precedida, o limitada, por la deformación plástica.
- Material dúctil: Un material dúctil se define como si la falla está precedida por una deformación plástica significativa.
- Tenacidad: la tenacidad o dureza de un material es una medida de la resistencia de un material a la presencia de una grieta.
- Tensión de referencia: Es la tensión inducida en la sección defectuosa por las cargas aplicadas. Es una función de las cargas aplicadas, la geometría de la estructura y la geometría de la falla.
- Factor de intensidad de tensiones: Es una medida de campo de la tensión alrededor de la falla.
- Creep: a altas temperaturas creep se refiere a la deformación dependiente del tiempo bajo una carga sostenida a una temperatura elevada (por encima aproximadamente de 300° C para las tuberías de acero).
- Fatiga: Es el mecanismo de crecimiento de una grieta mediante el cual las tensiones fluctuantes causan que una grieta crezca.

2.6.2 Nomenclatura

da/dN	Tasa de crecimiento de la grieta
t	Espesor de la pared de la tubería

a	Altitud del defecto para un defecto de superficie y media altura del defecto para un defecto incrustado
c	Media longitud del defecto
m	Constante de crecimiento de la grieta por fatiga
n_i	Numero de ciclos en intervalo de tensiones $\Delta\sigma_i$
C	Constante de crecimiento de la grieta por fatiga
D	Diámetro externo de la tubería
J	J-integral
K	Factor de intensidad de tensiones
K_c	Factor de intensidad de tensiones critico
K_{max}	Factor de intensidad de tensiones máximo
N	Número de ciclos de esfuerzo
N_i	Numero de ciclos previsto para falla para rango de tensiones $\Delta\sigma_i$
R	Relación de tensión mínima y tensión máxima en el ciclo de esfuerzo (= $\sigma_{min}/\sigma_{max}$)
S	Rango de tensiones (= $\Delta\sigma$)
ΔK	Rango de tensiones del factor de intensidad aplicado
ΔK_0	Rango de tensiones del factor de intensidad de entrada
$\Delta\sigma$	Rango de tensiones (= $\sigma_{min}/\sigma_{max}$)
δ	Desplazamiento de apertura final de la grieta
σ_{max}	Tensión máxima en un ciclo de esfuerzo
σ_{min}	Tensión mínima en un ciclo de esfuerzo

Figura 44. Geometría de grieta



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.6.3 Antecedentes

- Las grietas y grietas como imperfecciones son defectos planos. Ellos pueden existir en forma aislada o con otras formas de daños tales como corrosión o abolladuras.
- Hay muchas causas diferentes en la formación de las grietas en las tuberías. Las grietas pueden ser producidas durante la fabricación de la tubería y durante la operación. El agrietamiento puede ser indicativo de las pobres propiedades del material, cargas excesivas o de la presencia de condiciones para el agrietamiento medioambiental.
- Es importante entender la naturaleza original de las grietas y su potencial de crecimiento, antes de evaluar la condición física para el uso.
- Control de calidad, inspección, ensayos hidráulicos, y pruebas hidrostáticas antes de la puesta en marcha deben asegurar de que no hayan defectos por grietas significativas en la tubería.

- e) El crecimiento de la grieta puede ocurrir debido a la fatiga, creep o mecanismos de agrietamiento ambiental. En las tuberías a altas temperaturas se produce el creep por encima de 300°C y que por lo tanto no es motivo de preocupación en las tuberías, por lo que no se considera en este trabajo de grado.

2.6.4 Métodos

- a) Los niveles de aceptación de trabajo seguro en tuberías están dados en los códigos de diseño y especificaciones de tuberías incluidos en PD8010^{44,45}, DNV-OSF101⁴⁶ y API 5L⁴⁷. Las grietas generalmente no son aceptadas.
- b) Las grietas se pueden evaluar bajos los procedimientos indicados en la norma BS 7910:1999⁴⁸, o API 579⁴⁹. Estos documentos dan procedimientos para el uso de la mecánica de fractura para valorar la resistencia estática y la resistencia a la fatiga de un defecto.
- c) Una guía sobre el uso de la mecánica de fractura para valorar los defectos en cordón de soldadura también se da en R6⁵⁰ y SINTAP⁵¹.

⁴⁴ ANON.; *Code of Practice for Pipelines - Part 1: Steel Pipelines on Land*, PD 8010 – 1:2004, British Standards Institution, London, UK, 2004.

⁴⁵ ANON.; *Code of Practice for Pipelines: Part 2: Subsea Pipelines*, PD 8010-2, British Standards Institution, London, UK, 2004.

⁴⁶ ANON.; DNV-OS-F101, *Submarine Pipeline Systems*, Det Norske Veritas (DNV), January 2000.

⁴⁷ ANON.; *Specification for Line Pipe*, Exploration and Production Department, API Specification 5L, American Petroleum Institute, Forty Third Edition, March 2004.

⁴⁸ ANON.; *Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures*, BS 7910 : 1999, Incorporating Amendment No. 1, British Standards Institution, London, UK, 1999.

⁴⁹ ANON.; *Fitness-For-Service*, API Recommended Practice 579, First Edition, American Petroleum Institute, January 2000.

⁵⁰ MILNE,I., AINSWORTH,R.A., DOWLING,A.R., and STEWART,A.T.; *Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects - Revision 3*, Central Electricity Generation Board Report R/H/R6, Revision 3, 1987.

⁵¹ WEBSTER,S., BANNISTER,A.; *Structural Integrity Assessment Procedure for Europe – of the SINTAP Programme Overview*, Engineering Fracture Mechanics, Vol. 67, 2000, pp. 481- 514.

2.7 INTERACCIÓN ENTRE DEFECTOS

2.7.1 Definiciones Los defectos pueden interactuar cuando el comportamiento de los defectos considerados juntos difiere a los defectos cuando son considerados individualmente. Aquí la interacción se considera en términos de la reducción de la resistencia estática. El grado de interacción de los defectos adyacentes depende de la separación de los mismos, como la separación disminuye el grado de interacción aumentará.

- Defecto aislado: Es un defecto que no interactúa con defectos adyacentes.
- Defecto que interactúa: Es un defecto que interactúa con uno o más defectos adyacentes.
- Cluster: Es una agrupación de defectos que interactúan, las dimensiones efectivas del cluster son definidas por las dimensiones que los rodean (es decir el total en largo, ancho y profundidad).
- Reglas de interacción: Son reglas para determinar si los defectos adyacentes interactúan y para definir las dimensiones efectivas de dicha interacción. Estas reglas son usualmente basadas en el espaciamiento entre defectos. Las dimensiones efectivas son generalmente las dimensiones que los rodean o envuelven.

2.7.2 Nomenclatura

d	Profundidad máxima del defecto por pérdida de metal en la pared de la tubería
d_i	Profundidad máxima del defecto i por pérdida de metal en la pared de la tubería
$2c$	Longitud máxima del defecto por pérdida de metal en la pared de la tubería
$2c_i$	Longitud máxima del defecto i por pérdida de metal en la pared de la tubería
S	Separación entre la pérdida de metal de los defectos en la pared de la tubería

- S_i Separación entre el defecto i e $i+1$ por pérdida de metal en la pared de la tubería
- D Diámetro externo de la tubería (mm)
- H Profundidad del defecto (mm)

2.7.3 Antecedentes

- a) Un defecto en una tubería puede existir junto a otro defecto, y ese otro puede ser de un tipo diferente de defecto. Por tal motivo la interacción entre defectos adyacentes debe ser considerada, ya que se debe tener en cuenta la reducción de la resistencia de la tubería por causa de esta interacción.
- b) La interacción entre los defectos adyacentes en tuberías ya sean muescas, ranuras o defectos reales por corrosión, han sido ampliamente estudiados. Una serie de reglas y criterios de interacción empíricos además de métodos más formales se han desarrollado tales como RSTRENG⁵² y DNV-RP-F101⁵³. Las desventajas de las reglas empíricas es la incertidumbre respecto a su rango de aplicabilidad.
- c) No hay una investigación publicada en la literatura que describa los estudios experimentales del comportamiento de defectos adyacentes de diferentes tipos, con la excepción de abolladuras lisas en soldaduras y abolladuras que contengan melladuras o muscas mecanizadas. Por lo tanto solo una orientación limitada se puede dar en la valoración de la interacción de defectos de diferentes tipos.

2.7.4 Simples reglas de interacción para la valoración de los efectos de la interacción entre defectos.

⁵² KIEFNER, J.F., VIETH, P.H.; *A Modified Criterion for Evaluating the Strength of Corroded Pipe*, Final Report for Project PR 3-805 to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association, Battelle, Ohio, 1989

⁵³ ANON; *Corroded Pipelines*, Recommended Practice DNV-RP-F101, Det Norske Veritas, 2004.

2.7.4.1 Defectos en la pared de la tubería

- a) Un defecto en la pared de la tubería puede estar separado longitudinalmente, circunferencialmente, helicoidalmente o pueden superponerse como se ilustra en la figura 45 a la figura 48. La interacción puede ocurrir entre dos defectos adyacentes o entre un número indeterminado de defectos adyacentes.
- b) En un grupo de defectos adyacentes todos deben ser considerados para la interacción con el fin de identificar todos los grupos de defectos que interactúan (clusters). Las dimensiones utilizadas en aplicación de la regla de interacción deben ser las de los defectos individuales, en lugar de las dimensiones efectivas de los grupos de defectos, es decir la interacción no es acumulativa.

Regla de interacción

- c) Los defectos adyacentes en la pared de la tubería deberán ser considerados a interactuar si el espaciamiento (en cualquier dirección de la tubería) entre los defectos es menor que la dimensión mayor del defecto más pequeño, (es decir longitud o anchura, lo que sea mayor).
- d) La distancia mínima de interacción deberá ser tomada como tres veces el espesor de la pared (t), es decir, los defectos deberán ser asumidos a interactuar si la distancia es menor que $3t$.
- e) La regla de interacción define una zona de interacción en torno a un defecto, véase la figura 49 y la figura 50. Los defectos adyacentes interactuarán si el defecto más largo (longitud o anchura) se encuentra dentro de la zona de interacción del defecto más pequeño.

Dimensiones del defecto efectivo

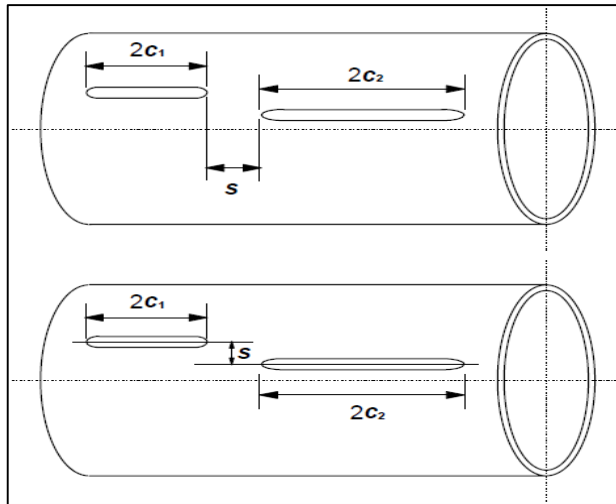
- f) Las dimensiones longitudinales y circunferenciales del grupo de defectos adyacentes que interactúan se definen por las dimensiones mínimas (longitud y anchura) de un rectángulo que envuelve. Ver figura 51.
- g) La profundidad efectiva de la agrupación de defectos adyacentes que interactúan (clusters) en una superficie común de la pared de la tubería está definida por la profundidad máxima de los defectos ver figura 52. La

profundidad de los clusters en superficies opuestas a la tubería está definida por la suma de las profundidades de los defectos más profundos sobre cualquiera de las superficies. Ver figura 53.

2.7.4.2 Defectos en la pared de la tubería y defectos de soldadura

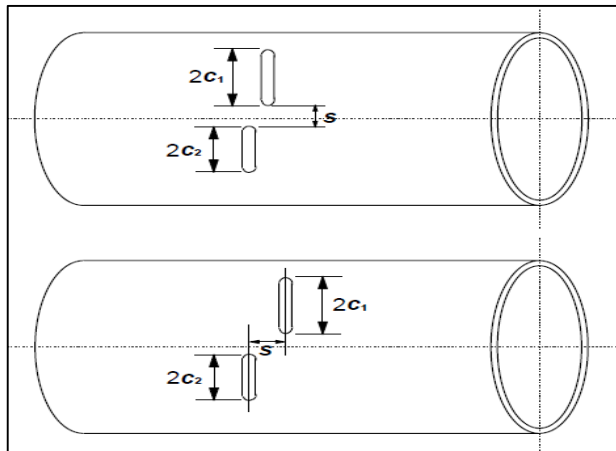
- a) La soldadura debe haber sido fabricada con un estándar de soldadura acreditado por ejemplo, BS4515, API1104, etc. Un concejo de especialista se debe considerar defectos de soldadura que tiene una baja dureza.
- b) Para la interacción entre defectos en la pared de la tubería y defectos en la soldadura se deberá considerar el uso de las reglas de interacción que se describe en la sección 2.8.5.1. Los defectos de soldadura deben ser considerados como defectos en la pared de la tubería. Un defecto de soldadura incrustado debe ser tratado como un defecto en la pared de la tubería geoméricamente idéntico al defecto opuesto en la pared de la tubería adyacente.

Figura 45. Defectos separados longitudinalmente



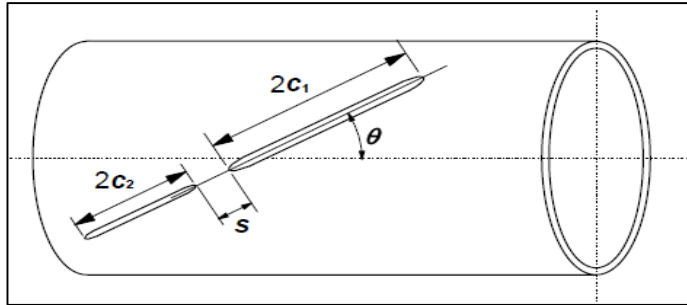
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 46. Defectos separados circunferencialmente



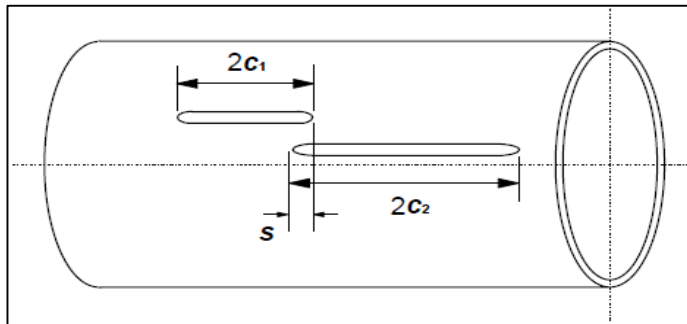
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 47. Defectos separados helicoidalmente



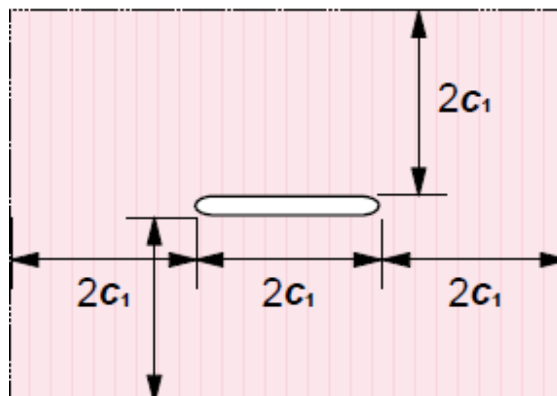
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 48. Defectos separados longitudinalmente que se superponen



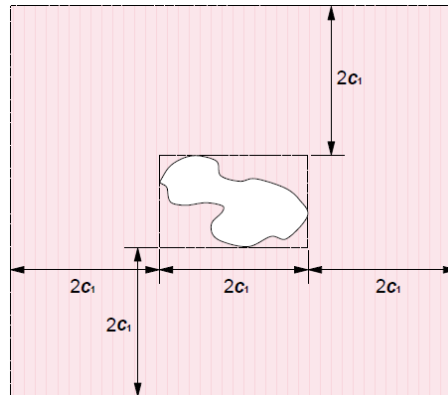
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 49. Zona de interacción alrededor de un defecto



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

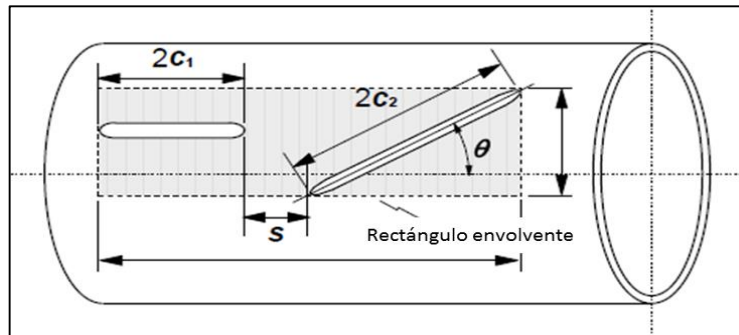
Figura 50. Zona de interacción alrededor de un defecto de forma irregular



Nota: $2c_1$ Es la mayor dimensión del defecto

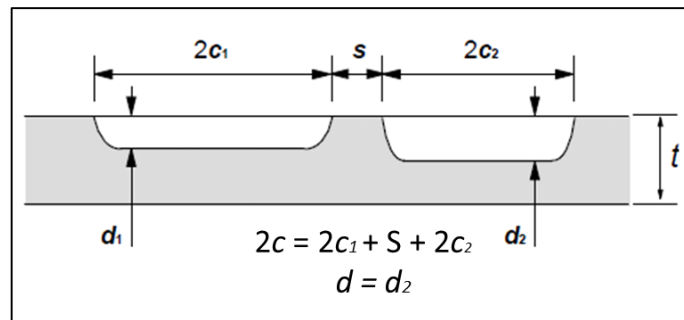
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 51. Rectángulo que define las dimensiones (longitudes y anchura) de un conjunto de defectos que interactúan (Cluster)



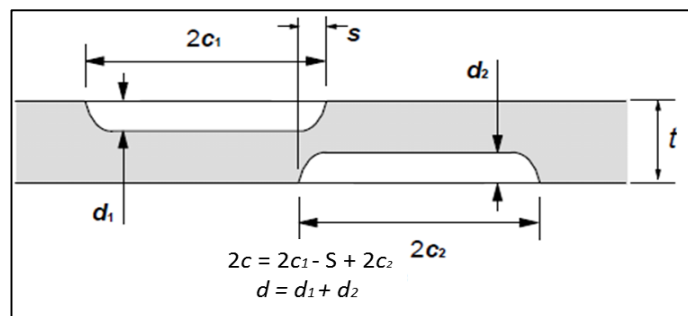
Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM)
Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 52. Interacción de defectos en una superficie común de la pared de la tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

Figura 53. Interacción de defectos que en superficies opuestas de la pared de la tubería



Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuam (PDAM) Newcastle: Penspend Ltd 2006

2.7.4.3 Abolladuras y otros defectos

- a) Las abolladuras planas no interactúan si el espacio entre los bordes de las abolladuras son más grandes que 762 mm (30 in). Este límite empírico se basa en las pruebas de fatiga realizadas por SES sobre abolladuras en diámetros de tuberías que van desde 12 in hasta 24 in⁵⁴.

⁵⁴ Literature Review, Assessment Methods for Interaction Between Defects in Pipelines, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99049R3, September 2002.

- b) No hay datos experimentales sobre la interacción entre abolladuras y defectos adyacentes. Sin embargo puede ser razonable asumir que la abolladura y el defecto adyacente no interactúan si la presencia de la abolladura no cambia la curvatura del defecto adyacente. Esto se basa en la definición utilizada para distinguir entre una abolladura plana y una lisa sobre una soldadura visto en el capítulo 2.3. Del mismo modo la abolladura adyacente no pueden interactuar si están separadas por una zona de tubería sin deformar. Este enfoque no es aplicable si hay más de dos abolladuras, o más de una abolladura y un defecto.
- c) No existen métodos para evaluar la importancia de la interacción entre las abolladuras adyacentes. Un consejo de especialistas debe ser buscado.
- d) Para obtener más información sobre el comportamiento de abolladuras aisladas y abolladuras que interactúan puede referirse a un informe publicado por el Instituto Americano del Petroleo API, *Effects of Smooth and Rock Dents on Liquid Petroleum Pipelines*⁵⁵.

⁵⁵ ALEXANDER,C.R., KIEFNER,J.F.; *Effects of Smooth and Rock Dents on Liquid Petroleum Pipelines*, Final Report to The American Petroleum Institute, Stress Engineering Services, Inc., and Kiefner and Associates, Inc., 10 October 1997, API Publication 1156, First Edition, November 1997.

2.8 RESUMEN DE MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE DEFECTOS

Tabla 21. Resumen de métodos para la evaluación de defectos recomendado por PDAM

	Presión interna (estática)	Presión interna (cíclica)	Presión externa	Fuerza axial	Momento de flexión	Cargas combinadas
Tubería sin defectos	Teoría de revestimiento fino	Curvas S-N	Winter	Teoría de revestimiento fino	Teoría de revestimiento fino	Teoría de revestimiento fino
Corrosión	DNV-RP-F101 B31G modificado RSTRENG Solución de colapso local de KASTNER	BS7910 o API579	Ningún método	Solución de colapso local de KASTNER	Solución de colapso local de KASTNER	DNV-RP-F101 Solución de colapso local de KASTNER
Melladuras	Ecuaciones NG-18 PAFFC Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	BS7910 o API579	Ningún método	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579
Abolladuras planas	Limites empíricos	EPRG Modelo de fatiga de abolladura plana	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método
Abolladuras retorcidas	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método

	Presión interna (estática)	Presión interna (cíclica)	Presión externa	Fuerza axial	Momento de flexión	Cargas combinadas
Abolladuras lisas en soldaduras	Ningún método	Basado en EPRG Modelo de fatiga de abolladura plana	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método
Abolladuras lisas y melladuras	Modelo de fractura Abolladura - Melladura	Basado en EPRG Modelo de fatiga de abolladura plana	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método
Abolladura lisas y otros tipos de defectos	Modelo de fractura Abolladura - Melladura	Basado en EPRG Modelo de fatiga de abolladura plana	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método
Defectos de fabricación en el cuerpo de la tubería	Ecuaciones NG-18 Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	BS7910 o API579	Ningún método	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579	Solución de colapso local de KASTNER BS7910 o API579
Defectos de soldadura	Mantenimiento, EPRG BS7910 o	Curvas S-N BS7910 o	Ningún método	Mantenimiento, EPRG BS7910	Mantenimiento, EPRG BS7910	Mantenimiento, EPRG BS7910 o

	Presión interna (estática)	Presión interna (cíclica)	Presión externa	Fuerza axial	Momento de flexión	Cargas combinadas
circunferencial	API579	API579		o API579	o API579	API579
Defectos en cordón de soldadura	Mantenimiento, EPRG BS7910 o API579	Curvas S-N BS7910 o API579	Ningún método	Mantenimiento, EPRG BS7910 o API579	Mantenimiento, EPRG BS7910 o API579	Mantenimiento, EPRG BS7910 o API579
Grietas	BS7910 o API579 PAFFC	BS7910 o API579	Ningún método	BS7910 o API579	BS7910 o API579	BS7910 o API579
Agrietamiento ambiental	BS7910 o API579 PAFFC	BS7910 o API579	Ningún método	BS7910 o API579	BS7910 o API579	BS7910 o API579
Defectos en accesorios	BS7910 o API579	BS7910 o API579	Ningún método	BS7910 o API579	BS7910 o API579	BS7910 o API579
Interacción de defectos	Basado en BS7910 o API579	Basado en BS7910 o API579	Ningún método	Basado en BS7910 o API579	Basado en BS7910 o API579	Basado en BS7910 o API579
Fuga y ruptura	Ecuaciones NG-18 Solución de colapso global SCHULZE	Ningún método	Ningún método	Solución de colapso global SCHULZE	Solución de colapso global SCHULZE	Solución de colapso global Kanninen Solución de colapso global SCHULZE
Propagación de la fractura	EPRG, DNV-OS-F101 Formula corta Battelle Modelo dos curvas de Battelle	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método	Ningún método

Fuente: COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

3. DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE ACEPTACIÓN O RECHAZO PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE DEFECTOS Y DISCONTINUIDADES

Tabla 22. Criterios de aceptación o rechazo de para diferentes defectos reportados en la corrida ILI para Gasoducto Bucaramanga-Payoa 6”

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
Corrosión con profundidad menor del 10% del espesor de la tubería.	Ninguna.	No requiere Reparación. Requiere mantenimiento del recubrimiento específico.	ASME B31.8 2010, Apéndice L
Corrosión con profundidad entre el 10% y el 80% del espesor de la tubería.	Determinar la presión segura del defecto y el FER de acuerdo a las ecuaciones del método ASME B31G MODIFICADO (ver sección 4.1) y KASTNER (ver sección 2.4) según sea el caso.	FER>0.95 y Clase de Localidad 3 o 4: El defecto puede no ser aceptable, se debe evaluar cada caso particularmente.	ASME B31.8 2007 Apéndice L
		FER≥1: El defecto no es aceptable y debe ser reparado.	Pipeline Defect Assessment Manual-PDMA-2006. Capítulo 20
Corrosión con profundidad mayor del 80% del espesor	Determinar la presión remanente del defecto y el	Sin importar el FER obtenido, el defecto debe ser reparado.	ASME B31.8 2007 Apéndice L

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
de la tubería.	FER a manera de chequeo.		Pipeline Defect Assessment Manual-PDAM (2006) 20.12
Corrosión preferencial en la soldadura longitudinal y/o circunferencial	Aplican las Evaluaciones de los tres casos anteriores.	Aplican los Criterios establecidos en los tres casos anteriores y los criterios establecidos por API 1104.	Pipeline Defect Assessment Manual-PDAM (2006) 20.7
	Adicionalmente se debe realizar Ensayos No Destructivos para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la Soldadura de acuerdo con API 1104.		
Abolladura Plana (Plain Dent)	Relación H/D.	H/D>0.06 y/o hay presencia de defectos adicionales como grietas que afecten la integridad (Incluye SCC o grietas): El defecto no es aceptable y debe ser reparado.	ASME B31.8 2010
	& Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería		
Abolladura abrupta (kinked dent). Es aquella en la que el radio de curvatura en el lado más agudo es menor o igual a $5t$, siendo t el	Relación H/D	El defecto no es aceptable y debe ser reparado.	Pipeline Defect Assessment Manual - PDAM (23.5)

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
espesor nominal.			
Abolladura suave asociada a corrosión	Evaluar de acuerdo a las metodologías de defectos por corrosión (parte superior de la tabla)	FER \geq 0.90 o $d/t \geq 0.6$ o $H/D > 0.02$ o hay presencia de defectos que afecten la integridad: El defecto no es aceptable y debe ser reparado.	ASME B31.8 2010 Apéndice L
	&		ASME B31.8 2010(851.41, f)
	Relación H/D.		
	&		
Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería			
Abolladura suave en soldadura circunferencial o longitudinal	Relación H/D.	H/D \leq 0.02 y Soldadura Dúctil: El defecto no es aceptable pero puede ser reparado utilizando camisa composite.	ASME B31.8 2010 (851.41,h)
	&	H/D $>$ 0.02 o soldadura Frágil: El defecto no es aceptable y debe ser reparado.	
	Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería		
Abolladura asociada a una	Relación H/D.	Reparar	ASME B31.8 2010

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
Melladura o Entalla	<p>Determinar la presión segura del defecto y el FER de acuerdo a las ecuaciones del método ASME B31G MODIFICADO (ver sección 4.1) y KASTNER (ver sección 2.4) según sea el caso.</p> <p>Evaluar d/t y medir longitud.</p> <p>Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería.</p> <p><u>Recordar que el valor de d es en este caso igual al valor de la máxima profundidad medida en campo más 0.5mm</u></p>		(851.41,h)
Arruga, Rizo o Torcedura	<p>Relación H/D y Relación L/H.</p> <p>&</p>	Si hay presencia de defectos que afecten la integridad o se encuentra sobre una soldadura	ASME B31.8 2010 851.4.1.j

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
	Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería	longitudinal o circunferencial: El defecto no es aceptable y debe ser reparado	ICP2008-64039- Evaluating The Effects of Wrinkle Bend son Pipeline Integrity-7th International Pipeline Conference
Ralladura o Ralladura Asociada a Corrosión	Determinar la presión segura del defecto y el FER de acuerdo a las ecuaciones del método ASME B31G MODIFICADO (ver sección 4.1) y KASTNER (ver sección 2.4) según sea el caso.	$d/t \leq 0.1$: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido.	ASME B31.8 2010 851.4.2
	Evaluar d/t y medir longitud.	$d/t \geq 0.4$ o $FER \geq 1$: El defecto no es aceptable y debe ser reparado. No se puede reparar haciendo amolado o pulido.	
	Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería.	$0.1 < d/t < 0.2$ y $FER < 1$ y longitud del defecto es menor a la máxima longitud permisible: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por	

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
	<p>Recordar que el valor de d es en este caso igual al valor de la máxima profundidad medida en campo más 0.5mm</p>	<p>amolado o pulido. $0.20 \leq d/t < 0.40$ y $FER < 1$ y longitud del defecto es menor a la máxima longitud permisible: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido pero instalando una camisa epóxica o cualquier otro tipo de camisa.</p>	
		<p>Recordar que después de realizar el amolado se debe inspeccionar con END para garantizar la NO existencia de grietas, en caso de persistir las grietas luego de haber retirado un espesor de pared igual a 0.5 mm se debe detener la operación, informar al jefe inmediato y planear otro método de reparación.</p>	

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
Melladura o melladura asociada a corrosión	Determinar la presión segura del defecto y el FER de acuerdo a las ecuaciones del método ASME B31G MODIFICADO (ver sección 4.1) y KASTNER (ver sección 2.4) según sea el caso.	$d/t \leq 0.1$: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido.	ASME B31.8 2010 851.4.2
	Evaluar d/t y medir $2c$ (longitud).	$d/t \geq 0.6$ o $FER \geq 1$: El defecto no es aceptable y debe ser reparado. No se puede reparar haciendo amolado o pulido.	
	Ensayo no destructivo para descartar presencia de grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería.	$0.1 < d/t < 0.4$ y $FER < 1$ y longitud del defecto es menor a la máxima longitud permisible: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido.	
	Recordar que el valor de d es en este caso igual al valor de la máxima profundidad medida en campo más 0.5mm	$0.40 \leq d/t < 0.60$ y $FER < 1$ y longitud del defecto es menor a la máxima longitud permisible: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido pero instalando una camisa epóxica	

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
		<p>o Camisa Tipo B.</p> <p>Recordar que después de realizar el amolado se debe inspeccionar con END para garantizar la NO existencia de grietas, en caso de persistir las grietas luego de haber retirado un espesor de pared igual a 0.5 mm se debe detener la operación, informa al jefe inmediato y planear otro método de reparación.</p>	
<p>Ralladura o melladura sobre cordón de soldadura longitudinal</p>	<p>Evaluar d/t y medir longitud.</p> <p>Ensayo no destructivo para descartar presencia de Grietas y otros defectos que afecten la integridad de la tubería.</p> <p><u>Recordar que el valor de d es en este caso igual al valor de la máxima profundidad medida en campo más 0.5mm</u></p>	<p>d/t≤0.1: El defecto no es aceptable y debe ser reparado por amolado o pulido.</p>	<p>ASME B31.8 2010 851.4.2</p>
<p>Objetos metálicos</p>	<p>Ninguna</p>	<p>Todos deben ser retirados</p>	

Descripción del defecto	Evaluación	Criterio de reparación	Norma o Manual
Defectos en soldadura circunferencial	Según Norma API 1104	Según Norma API 1104	
Daños de Fabrica	Ninguna	Considerando que la tubería ya fue sometida a la prueba hidrostática, se supone que los defectos no afectan la integridad de la tubería, sin embargo es importante revisar cada caso específicamente para tomar la decisión final.	

Fuente: LEÓN Andrés. *Valoración y reparación de defectos*, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

4. EVALUACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE DEFECTOS SEGÚN LOS CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y NORMATIVAS APLICABLES PARA EL GASODUCTO

4.1 EVALUACIÓN DE DEFECTOS

La evaluación de defectos según los criterios de aceptación y normativas aplicables para el gasoducto de 6" Payoa-Bucaramanga se encuentran en el Excel anexo, todos los cálculos realizados se hicieron en base a los resultados arrojados por la corrida con el marrano inteligente de MFL, criterios de aceptación y normativas aplicables a este gasoducto, también presentes en el Excel anexo.

- **Criterio ASME B31.G**

El cálculo del factor estimado de reparación (FER) o del cociente de la presión de ruptura (RPR) es calculado usando el criterio B31.G:

$$\frac{1}{FER} = RPR = \frac{P_{security}}{MAOP} \quad \text{Ecuación 4.1.1}$$

Donde sí $B \leq 4.0$

$$P_{security} = (1.1)P \left[\frac{1 - \frac{2}{3}\left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{2}{3}\left(\frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}}\right)} \right] \quad \text{Ecuación 4.1.2}$$

Donde sí $B > 4.0$

$$P_{security} = (1.1)P \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad \text{Ecuación 4.1.3}$$

$$A = 0.893 \left(\frac{Lm}{\sqrt{Dt}} \right) \quad \text{Ecuación 4.1.4}$$

$$B = \sqrt{\left(\frac{\frac{d}{t}}{\frac{1.1d}{t} - 0.15} \right)^2 - 1} \quad \text{Ecuación 4.1.5}$$

P	Presión de diseño
Psecurity	La presión máxima de seguridad para el área de corrosión calculada por los criterios de ASME B31.G
d/t	La profundidad máxima dividida por el espesor de la pared nominal de la tubería para cada anomalía individual
L	Longitud axial del defecto de corrosión, mm
D	Diámetro externo nominal de la tubería, mm
A	Factor de folias

- **Criterio modificado ASME B31G (0.85dl)**

En este caso, el cociente de la presión de la ruptura es calculado usando el RSTRENG, con el criterio de 0.85 área

$$\frac{1}{FER} = RPR_{0.85dl} = \frac{S}{SMYS} \left[\frac{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right) M^{-1}} \right] \quad \text{Ecuación 4.1.6}$$

Donde

SMYS Esfuerzo mínimo especificado, Mpa

S Tensión de flujo = SMYS + 68.9, Mpa

d/t	La profundidad máxima dividida por el espesor de pared nominal de la tubería para cada anomalía individual
L	Longitud axial del defecto de corrosión, mm
D	Diámetro externo nominal de la tubería, mm
M	Factor de folias

El factor de folias mencionado anteriormente se calcula de la siguiente manera:

Para

$$\frac{L^2}{Dt} \leq 50 \quad \text{Ecuación 4.1.7}$$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \frac{L^2}{Dt} - 0.003375 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)^2} \quad \text{Ecuación 4.1.8}$$

Para

$$\frac{L^2}{Dt} > 50 \quad \text{Ecuación 4.1.9}$$

$$M = 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \quad \text{Ecuación 4.1.10}$$

La presión de ruptura prevista para cada corrosión individual se calcula así:

$$P_{burst} = (SMYS) \left(\frac{2t}{D}\right) (RPR_{0.85dl}) \quad \text{Ecuación 4.1.11}$$

Para una ilustración más sencilla de los datos arrojados por la compañía encargada de la corrida con el PIG se tomaron 4 tramos seleccionados de la siguiente forma. Para los primero 136 metros de recorrido como se muestra en la figura 54. Para 3.72 – 3.78 km de recorrido en la figura 55. Para 34.51 – 34.62 km

de recorrido en la figura 56 y finalmente los últimos metros del recorrido 49.04 – 49.06 km en la figura 57.

Para la ilustración de la evaluación de cada anomalía se tomaron los mismos 4 tramos seleccionados utilizados para ilustrar los datos arrojados por la corrida con el PIG de la siguiente forma. Para los primeros 136 metros de recorrido como se muestra en la figura 58. Para 3.72 – 3.78 km de recorrido en la figura 59. Para 34.51 – 34.62 km de recorrido en la figura 60 y finalmente los últimos metros del recorrido 49.04 – 49.06 km en la figura 61.

Figura 54. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 0.004 - 0.136 km de recorrido

PIPE TALLY ENTREGADO POR EMPRESA ENCARGADA DE LA CORRIDA DEL PIG													
Proj.no: 1-5700-11590													
Line Name: 06PAYBUG													
dist.de reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	longitud REAL esp. [inch] tubo	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [inch]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [cm]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]
-4,034	Otro / inicio del registro de datos												
-1,836	Toma												
-0,739	Toma												
-0,388	Soldadura / soldadura no identificable	10	0,689	0,28	0,28	0,28	7,112						
0	Válvula / VDBP						7,112						
0,301	Soldadura / soldadura no identificable	20	29,6	0,28	0,28	0,28	7,112						
1,425	Otro / inicio de pérdida de datos						7,112						
23,051	Otro / fin de pérdida de datos						7,112						
29,901	Soldadura / soldadura no identificable / EN. = 4,78 mm	30	12,252	0,19	0,188	0,188	4,752						
30,999	Acces. circun. / grapa						4,752						
37,806	Soporte externo						4,752						
42,153	Soldadura / soldadura no identificable	40	12,233	0,19	0,188	0,188	4,752						
46,865	Soporte externo						4,752						
54,386	Soldadura / soldadura no identificable	50	12,179	0,19	0,188	0,188	4,752						
62,711	Soporte externo						4,752						
66,565	Soldadura / soldadura no identificable	60	10,723	0,19	0,188	0,188	4,752						
75,698	Soporte externo						4,752						
77,288	Soldadura / soldadura no identificable	70	12,219	0,19	0,188	0,188	4,752						
89,507	Soldadura / soldadura no identificable	80	12,246	0,19	0,188	0,188	4,752						
96,476	Soporte externo						4,752						
101,753	Soldadura / soldadura no identificable	90	12,257	0,19	0,188	0,188	4,752						
105,144	Soporte externo						4,752						
114,01	Soldadura / soldadura no identificable	100	12,279	0,19	0,188	0,188	4,752						
114,674	Soporte externo						4,752						
119,795	Acces. circun. / grapa						4,752						
126,289	Soldadura / soldadura no identificable	110	8,512	0,19	0,188	0,188	4,752						
127,293	Soporte externo						4,752						
134,801	Soldadura / soldadura no identificable	120	12,317	0,19	0,188	0,188	4,752						
136,591	Soporte externo						4,752						

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 55. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 3.72 - 3.78 km de recorrido

PIPE TALLY ENTREGADO POR EMPRESA ENCARGADA DE LA CORRIDA DEL PIG																	
Proj. no.: 1-5700-11590																	
Line Name: 06PAYBUC																	
dist. de reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	longitud REAL tubo esp. [inch]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [inch]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [mm]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [m]	desviación a solid. aguas arriba [m]	clock	prof. máx. [%]	red. máx. de D1	ERF Level 1a	long. [mm]	ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
3719,394	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,322	6:15	18%			0,85	18	18	EXT	7,10215117	-73,208391
3719,459	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,387	0,25694444	11%				17	18	EXT	7,10215132	-73,2083916
3719,582	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,51	0,23035556	16%			0,85	107	24	EXT	7,10215127	-73,2083927
3719,831	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,759	5:58	11%			0,85	50	44	EXT	7,10215139	-73,2083949
3720,002	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,93	0,24861111	14%			0,85	17	18	EXT	7,10215147	-73,2083965
3720,19	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-2,118	4:50	11%			0,85	17	18	EXT	7,10215157	-73,2083982
3727,277	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-9,205	0,20833333	14%			0,85	15	18	EXT	7,10215529	-73,2084623
3730,29	Soldadura / soldadura no identificable	4460	12,284	0,19	0,188	4,752			0%							7,10215705	-73,2084895
3742,574	Soldadura / soldadura no identificable	4470	12,264	0,19	0,188	4,752			0%				13	19	EXT	7,10216487	-73,2086004
3750,931	Corrosión				0,188	4,752	-8,357	5:06	10%							7,10217116	-73,2086758
3754,838	Soldadura / soldadura no identificable	4480	12,264	0,19	0,188	4,752			0%							7,10217425	-73,2087111
3756,28	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-1,442	5:45	13%			0,85	38	27	EXT	7,10217544	-73,2087241
3759,64	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-4,802	5:04	17%			0,85	18	18	EXT	7,10217829	-73,2087543
3766,722	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-11,884	5:07	21%			0,85	49	42	EXT	7,10218458	-73,208818
3767,102	Soldadura / soldadura no identificable	4490	12,242	0,19	0,188	4,752			0%							7,10218493	-73,2088214
3774,991	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-7,889	0,30069444	13%			0,85	16	19	EXT	7,10219229	-73,2088922
3775,425	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,323	5:47	11%				17	18	EXT	7,10219271	-73,2088961
3776,069	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,967	4:40	19%			0,85	24	18	EXT	7,10219333	-73,2089019
3776,07	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.				0,188	4,752	-8,968	0,21875	58%			1,01	59	44	EXT	7,10219333	-73,2089019
3776,889	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-9,787	0,25069444	12%				13	18	EXT	7,10219413	-73,2089093
3776,932	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.				0,188	4,752	-9,83	0,23541667	41%			0,98	108	43	EXT	7,10219417	-73,2089097
3777,65	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-10,548	5:41	13%			0,85	40	29	EXT	7,10219487	-73,2089161
3777,999	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.				0,188	4,752	-10,897	5:03	40%			1,28	173	81	EXT	7,10219521	-73,2089193
3778,049	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-10,947	0,16111111	14%			0,85	35	29	EXT	7,10219526	-73,2089197
3778,189	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-11,087	0,25347222	19%			0,85	13	19	EXT	7,1021954	-73,208921
3778,698	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-11,596	0,22638889	14%			0,85	19	18	EXT	7,1021959	-73,2089256
3779,344	Soldadura / soldadura no identificable	4500	2,147	0,19	0,188	4,752			0%							7,10219644	-73,2089305
3780,085	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-0,741	8:51	15%			0,85	14	23	EXT	7,10219689	-73,2089347

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 56. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 34.51 – 34.62 km de recorrido

PIPE TALLY ENTREGADO POR EMPRESA ENCARGADA DE LA CORRIDA DEL PIG																			
Proj. no. 1-5700-11590	Line Name: 06PAYBUG	dist de reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	longitud REAL tubo [inch]	ESPEJOR CORREGIDO DO A NOMINAL [inch]	ESPEJOR CORREGIDO DO A NOMINAL [mch]	ESPEJOR CORREGIDO DO A NOMINAL [m]	asolid aguas arriba [m]	o'clock	prof. máx. de Di [%]	red. máx. de Di [%]	ERE Level	long. [mm]	ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
		34517,269	Soporte externo					0,188	4,7752		6,00	0%						7,25498967	-73,3808912
		34524,192	Soldadura / soldadura no identificable	34870	8,652	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25491243	-73,3809502
		34532,844	Soldadura / soldadura no identificable	34880	12,213	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25499006	-73,3810234
		34540,298	MM / Magneto / BP37					0,188	4,7752		3,00	0%						7,25494421	-73,3810886
		34545,057	Soldadura / soldadura no identificable	34890	11,607	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25495917	-73,3811204
		34549,035	Corrosión / indic. adic.					0,188	4,7752		5,57	18%	0,85	22	29		EXT	7,25495794	-73,3811531
		34549,048	Inicio camisa					0,188	4,7752			0%						7,25495797	-73,3811531
		34549,285	accesorio de tubería / Aditamento					0,188	4,7752		3,00	0%						7,25495839	-73,3811552
		34551,796	Abolladura / Red. Máx.: 6,8% nota 1 bajo camisa indic. adic.					0,188	4,7752			0%	6,8		31	77	N/A	7,25496281	-73,3811774
		34551,921	Abolladura / Red. Máx.: 7,1% nota 1+MELO bajo camisa indic. adic.					0,188	4,7752			0%	7,1		40	60	N/A	7,25496303	-73,3811785
		34552,082	Corrosión					0,188	4,7752		8,55	20%		0,85	21	32	EXT	7,25496331	-73,3811799
		34552,228	Abolladura / Red. Máx.: 6,6% nota 1+MELO bajo camisa indic. adic.					0,188	4,7752			0%	6,6		44	60	N/A	7,25496358	-73,3811812
		34552,259	Corrosión / indic. adic.					0,188	4,7752		5,31	11%			21	18	EXT	7,25496363	-73,3811815
		34552,932	Corrosión / indic. adic.					0,188	4,7752		12,22	13%		0,85	23	18	EXT	7,25496491	-73,3811874
		34556,664	Soldadura / soldadura no identificable / bajo camisa	34900	8,533	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25497212	-73,3812201
		34561,003	Fin camisa					0,188	4,7752			0%						7,25498055	-73,3812579
		34561,232	Corrosión / indic. adic.					0,188	4,7752		12,28	13%		0,85	25	24	EXT	7,25498103	-73,3812601
		34561,317	Corrosión / indic. adic.					0,188	4,7752		3,38	18%		0,85	17	18	EXT	7,25498116	-73,3812607
		34565,197	Soldadura / soldadura no identificable	34910	12,265	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25498824	-73,3812996
		34577,462	Soldadura / soldadura no identificable	34920	12,267	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25500931	-73,3813971
		34589,729	Soldadura / soldadura no identificable	34930	12,279	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25501462	-73,3814981
		34592,205	Soporte externo					0,188	4,7752		6,00	0%						7,25501456	-73,3815178
		34600,514	Soporte externo					0,188	4,7752		6,00	0%						7,25501347	-73,381591
		34602,008	Soldadura / soldadura no identificable	34940	6,391	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25501328	-73,3816042
		34608,399	Soldadura / soldadura no identificable	34950	5,41	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25501225	-73,381666
		34613,809	Soldadura / soldadura no identificable	34960	5,576	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25501019	-73,3817069
		34619,385	Soldadura / soldadura no identificable	34970	5,588	0,19	0,188	0,188	4,7752			0%						7,25501227	-73,3817553
		34621,273	accesorio de tubería / Aditamento					0,188	4,7752		9,00	0%						7,25501016	-73,3817717
		34621,273	Soporte externo					0,188	4,7752		6,00	0%						7,25501016	-73,3817717

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 57. PIPE TALLY entregado por empresa encargada de correr el PIG para el gasoducto 06"PAY-BUC para 49.04 – 49.06 km de recorrido

PIPE TALLY ENTREGADO POR EMPRESA ENCARGADA DE LA CORRIDA DEL PIG																	
Proj. no. 1:5700-11590	Line Item: 06PAYBUC																
dist. de reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	longitud REAL tubo esp. [inch]	ESPEJOR CORREGIDO O A NOMINAL [inch]	ESPEJOR CORREGIDO A NOMINAL [inch]	ESPEJOR CORREGIDO A NOMINAL [m]	CORREGIDO a soldaduras arriba [m]	clock	prof. máx. [%]	red. máx. de D1	ERF level 1a	long. [mm]	ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
49044.324	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-6,732	5,09	22%	0,85	36	20	EXT	7,28831795	-73,4782261		
49044.35	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-6,758	0,1472222	19%	0,85	13	18	EXT	7,28831777	-73,4782259		
49044.378	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-6,786	0,2236111	11%		42	27	EXT	7,28831757	-73,4782258		
49044.353	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-6,961	3,48	10%		18	18	EXT	7,28831633	-73,4782248		
49045.299	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-7,707	0,4583333	14%	0,85	19	18	EXT	7,28831131	-73,4782203		
49045.605	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,013	4,09	10%		15	18	EXT	7,28830936	-73,4782183		
49045.657	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,065	0,2092778	13%	0,85	16	18	EXT	7,28830903	-73,478218		
49045.66	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,068	3,43	13%	0,85	13	18	EXT	7,28830901	-73,478218		
49045.729	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,137	3,48	32%	0,87	55	54	EXT	7,28830858	-73,4782175		
49045.813	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,221	3,50	11%		17	18	EXT	7,28830806	-73,478217		
49045.878	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,286	3,26	10%		21	22	EXT	7,28830765	-73,4782165		
49045.893	Agrupación de Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,301	4,20	12%		36	19	EXT	7,28830756	-73,4782164		
49046.002	Agrupación de Corrosión / indic. adic. nota 1				0,188	4,752	-8,41	2,59	14%	0,85	81	53	EXT	7,28830691	-73,4782157		
49046.108	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,516	3,47	12%		17	20	EXT	7,28830628	-73,478215		
49046.382	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-8,99	0,21388889	11%		17	18	EXT	7,28830336	-73,4782116		
49048.118	Soldadura / soldadura no identificable	49000	3,259	0,19	0,188	4,752			0%							7,28829644	-73,4781998
49050.857	Corrosión / indic. adic.				0,188	4,752	-2,739	6,42	27%	0,85	17	20	EXT	7,288289	-73,4781763		
49051.377	Soldadura / soldadura no identificable	49010	0,293	0,19	0,188	4,752			0%							7,28828801	-73,4781718
49051.337	TEE				0,188	4,752		0,125	0%							7,2882877	-73,4781704
49051.67	Soldadura / soldadura no identificable	49020	6,138	0,19	0,188	4,752			0%							7,28828744	-73,4781693
49053.987	MM / Magneto				0,188	4,752		0,5	0%							7,28828348	-73,4781497
49056.089	Acces. circun. / grapa				0,188	4,752			0%							7,28828124	-73,478131
49057.09	Toma				0,188	4,752		12,00	0%							7,28828047	-73,4781219
49057.808	Soldadura / soldadura no identificable	49030	0,808	0,19	0,188	4,752			0%							7,28827994	-73,4781155
49058.206	Válvula / VRRP				0,188	4,752			0%							7,28827966	-73,4781119
49058.616	Soldadura / soldadura no identificable	49040		0,19	0,188	4,752			0%							7,28827938	-73,4781082
49059.787	Toma				0,188	4,752		0,5	0%							7,28827857	-73,4780976
49061.382	Otro / fin del registro de datos				0,188	4,752			0%							7,28827747	-73,4780831

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 58. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 0.004 - 0.136 km de recorrido

CALCULOS, UTILIZANDO:														
MAOP										1100		42000		
SMYS										1100		42000		
ESPEJOR LINEA										El Especifico en la Corrida		SEGUIN ESTUDIO CL		
FACTOR CLASE DE LOCALIDAD O DE DISEÑO														
datos del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	Factor de Foliage según ASME B31G	Factor de Foliage según ASME B31G	Factor de Clase	LONGITUD EN CL.3 (65H)	PRESIÓN según ASME B31G	Diferencia entre FER Calculado y Reportado por ROSEN	Factor de Foliage según ASME B31G MOD	ESFUERZO DE FALLA según ASME B31G MOD	PRESIÓN FALLA según ASME B31G MOD	LONGITUD EN CL.3 (65H)	PRESIÓN según ASME B31G MOD	FER según ASME B31G MOD
-4,034	Otro / inicio del registro de datos		#DIV/0!	#DIV/0!	2	0.6	#DIV/0!	NA	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!		#DIV/0!	NA
-1,836	Toma		#DIV/0!	#DIV/0!	2	0.6	#DIV/0!	NA	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!		#DIV/0!	NA
-0,739	Toma		#DIV/0!	#DIV/0!	2	0.6	#DIV/0!	NA	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!		#DIV/0!	NA
-0,388	Soldadura / soldadura no identificable	10	1	46200	3905,20755	2	0.6	2343,12453	NA	52000	4395,4717		2637,28302	NA
0	Válvula / VDBP		1	46200	3905,20755	2	0.6	2343,12453	NA	52000	4395,4717		2637,28302	NA
0,301	Soldadura / soldadura no identificable	20	1	46200	3905,20755	2	0.6	2343,12453	NA	52000	4395,4717		2637,28302	NA
1,425	Otro / inicio de pérdida de datos		1	46200	3905,20755	2	0.6	2343,12453	NA	52000	4395,4717		2637,28302	NA
23,051	Otro / fin de pérdida de datos		1	46200	3905,20755	2	0.6	2343,12453	NA	52000	4395,4717		2637,28302	NA
29,901	Soldadura / soldadura no identificable / EN = 4,78 mm	30	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
30,999	Acces. circun. / grapa		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
37,806	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
42,153	Soldadura / soldadura no identificable	40	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
46,865	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
54,386	Soldadura / soldadura no identificable	50	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
62,711	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
66,565	Soldadura / soldadura no identificable	60	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
75,698	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
77,288	Soldadura / soldadura no identificable	70	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
89,507	Soldadura / soldadura no identificable	80	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
96,476	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
101,753	Soldadura / soldadura no identificable	90	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
105,144	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
114,01	Soldadura / soldadura no identificable	100	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
114,674	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
119,795	Acces. circun. / grapa		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
126,289	Soldadura / soldadura no identificable	110	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
127,293	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
134,801	Soldadura / soldadura no identificable	120	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
136,591	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA

Figura 59. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 3.72 - 3.78 km de recorrido

CALCULOS, UTILIZANDO:															
El Especifica en la Corrida															
SEGUIN ESTUDIO CL															
ESPEOR LINEA															
FACTO CLASE DE LOCALIDAD O DE DISEÑO															
MAOP															
SMYS															
1100															
42000															
dist. de reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	Factor de Follas según ASME B31G	Estuero de Falla según ASME B31G	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G	Factor de Clase (65+)	LONGITUD EN CL.3 (65+)	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G	Diferencia entre FER Calculado y Reportado por ROSEN	Factor de Follas según ASME B31G MOD	ESFUERZO DE FALLA según ASME B31G MOD	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G MOD	LONGITUD EN CL.3 (65+)	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G MOD	FER según ASME B31G MOD
3719.394	Corrosión / indic. adic.		1.150080888	45392,48162	2576,23745	2	0.6	1545,74247	0,76911305	0.85	51018,9257	2895,56469		1737,33881	0,76911305
3719.459	Corrosión / indic. adic.		1.134779442	45769,80129	2597,65212	2	0.6	1558,59127	NA	NA	51487,0867	2922,13503		1753,28102	NA
3719.582	Agrupación de Corrosión / indic. adic.		3.521145497	42561,31793	2415,55552	2	0.6	1449,38331	0,76911305	0.85	47030,4093	2669,19757		1601,51854	0,76911305
3719.881	Agrupación de Corrosión / indic. adic.		1.8678772	44561,48564	2529,07507	2	0.6	1517,44594	NA	NA	49866,7251	2830,71787		1698,10312	NA
3720.002	Corrosión / indic. adic.		1.134779442	45644,95965	2590,3965	2	0.6	1554,2379	0,76911305	0.85	51330,3511	2913,29355		1747,94373	0,76911305
3720.19	Corrosión / indic. adic.		1.134779442	45769,80129	2597,65212	2	0.6	1558,59127	NA	NA	51487,0867	2922,13503		1753,28102	NA
3727.277	Corrosión / indic. adic.		1.10634644	45747,31724	2596,37604	2	0.6	1557,82563	0,76911305	0.85	51460,3167	2920,61571		1752,36943	0,76911305
3730.29	Soldadura / soldadura no identificable	4460	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
3742.574	Soldadura / soldadura no identificable	4470	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
3750.981	Corrosión		1.080858016	45954,44211	2608,13136	2	0.6	1564,87881	NA	NA	51687,263	2934,87663		1760,92598	NA
3754.888	Soldadura / soldadura no identificable	4480	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
3756.28	Agrupación de Corrosión / indic. adic.		1.561289954	44679,94637	2535,57089	2	0.6	1521,34242	0,76911305	0.85	50055,7408	2840,8994		1704,59364	0,76911305
3759.64	Corrosión / indic. adic.		1.150080888	45442,24815	2579,06193	2	0.6	1547,48716	0,76911305	0.85	51081,5106	2899,11668		1739,47001	0,76911305
3766.722	Agrupación de Corrosión / indic. adic.		1.841304486	43001,5382	2440,54013	2	0.6	1464,32408	0,76911305	0.85	47773,2006	2711,39534		1626,8372	0,76911305
3767.102	Soldadura / soldadura no identificable	4490	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
3774.991	Corrosión / indic. adic.		1.12002982	45734,3009	2595,6873	2	0.6	1557,38238	0,76911305	0.85	51444,2213	2919,70222		1751,82133	0,76911305
3775.425	Corrosión / indic. adic.		1.134779442	45769,80129	2597,65212	2	0.6	1558,59127	NA	NA	51487,0867	2922,13503		1753,28102	NA
3776.069	Corrosión / indic. adic.		1.25437378	44879,97409	2547,15023	2	0.6	1528,29014	0,76911305	0.85	50360,8096	2858,21349		1714,9281	0,76911305
3776.07	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.		2.113204958	35164,38177	1995,74453	2	0.6	1197,44672	0,91862125	-0,09137875	91181,074	36281,2574	2059,1325	1235,4795	0,89034258
3776.889	Corrosión / indic. adic.		1.080858016	45901,40497	2605,11215	2	0.6	1563,07275	NA	NA	51647,907	2931,2575		1758,75345	NA
3776.992	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.		3.551414952	36371,30774	2064,24328	2	0.6	1238,54597	0,88813821	-0,09186179	30652,5468	38223,372	2169,56666	1301,614	0,84540462
3777.65	Corrosión / indic. adic.		1.61026015	44596,2278	2531,04685	2	0.6	1518,62811	0,76911305	0.85	50953,626	2834,59696		1700,75819	0,76911305
3777.949	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.		5.549495131	27720	1573,24075	2	0.6	943,944453	1,16532281	-0,11467719	443732949	37167,9038	2109,45386	1265,6723	0,86910331
3778.049	Agrupación de Corrosión / indic. adic.		1.489829844	44687,53919	2536,22864	2	0.6	1521,34242	0,76911305	0.85	50081,3388	2842,24091		1705,40455	0,76911305
3778.189	Corrosión / indic. adic.		1.080858016	45704,1025	2593,9324	2	0.6	1556,35404	0,76911305	0.85	51405,5644	2917,50826		1750,50496	0,76911305
3778.698	Corrosión / indic. adic.		1.165939324	45552,9163	2584,20778	2	0.6	1550,52467	0,76911305	0.85	51194,1255	2905,5081		1743,30488	0,76911305
3779.344	Soldadura / soldadura no identificable	4500	1	46200	2622,06792	2	0.6	1573,24075	NA	NA	52000	2951,24528		1770,74717	NA
3780.085	Corrosión / indic. adic.		1.093222244	45766,37422	2597,42762	2	0.6	1558,47457	0,76911305	0.85	51483,5064	2921,93184		1753,1591	0,76911305
3781.491	Soldadura / Cambio de espesor / EN = 6.35 mm	4510	1	46200	3486,79245	2	0.6	2092,07547	NA	NA	52000	3924,5283		2354,71698	NA

Figura 60. Evaluación de anomalías para el gasoducto 06"PAY-BUC para 34.51 – 34.62 km de recorrido

dist. del reg. [m]	evento / comentario	CALCULOS, UTILIZANDO:												PRESIÓN SEGURA según ASME B31G MOD	LONGITUD EN CL 3 (65+)	PRESIÓN FALLA según ASME B31G MOD	Diferencia entre FER Calculado y Reportado por ROSEN	Factor de Folias SEGUN ASME B31G MOD	Factor de Esfuerzo DE FALLA según ASME B31G MOD	PRESIÓN FALLA según ASME B31G MOD	Factor de Falla EN CL 3 Clase (65+)	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G	Factor de Falla SEGUN ASME B31G	Factor de Falla EN CL 3 Clase (65+)	PRESIÓN SEGURA según ASME B31G
		MAOP		ESMMS		ESPELOR LINEA		FACTOR CLASE DE LOCALIDAD O DE DISEÑO		ESPELOR LINEA		ESMMS													
		1100		42000		El Especificador en la Corrida		SEGUN ESTUDIO CL		1100		42000													
		1100		42000		El Especificador en la Corrida		SEGUN ESTUDIO CL		1100		42000													
34517,269	Soporte externo	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34524,192	Soldadura / soldadura no identificable	34870	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34532,844	Soldadura / soldadura no identificable	34880	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34540,298	MM / Magneto / BP37		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34545,057	Soldadura / soldadura no identificable	34890	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34549,085	Corrosión / indic. adic.		1,217318229	45102,03983	3	2,55975948	2	0,6	1535,852080	7,6911305	0,85	0	1,173344525	50648,96932874	33386	1724,720820	7,6911305	1724,720820	7,6911305						
34549,048	Inicio camisa		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34549,285	accesorio de tubería / Aditamento		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34551,796	Abolladura / Red. Máx.: 6.8% nota 1 bajo camisa indic. adic.		1,398841748	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1,32122292	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34551,921	Abolladura / Red. Máx.: 7.1% nota 1+MELO bajo camisa indic. adic.		1,61026015	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1,49535262	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34552,082	Corrosión		1,199605547	45046,8515	3	2,55662131	2	0,6	1533,972790	7,6911305	0,85	0	1,15903667	50578,53382870	57026	1722,342150	7,6911305	1722,342150	7,6911305						
34552,228	Abolladura / Red. Máx.: 6.6% nota 1+MELO bajo camisa indic. adic.		1,710980619	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1,57866807	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34552,259	Corrosión / indic. adic.		1,199605547	45599,5558	2	2,58799898	2	0,6	1552,79383	NA	NA	NA	1,15903667	51274,32222910	05964	1746,03579	NA	1746,03579	NA						
34552,932	Corrosión / indic. adic.		1,235582876	45378,9881	4	2,57547163	2	0,6	1545,282980	7,6911305	0,85	0	1,18812464	50996901	2894,31468	1736,588810	7,6911305	1736,588810	7,6911305						
34556,664	Soldadura / soldadura no identificable / bajo camisa	34900	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34561,008	Fin camisa		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34561,252	Corrosión / indic. adic.		1,273672371	45276,6501	2	2,56967481	2	0,6	1541,804880	7,6911305	0,85	0	1,219027785	50864,68012886	81052	1733,086310	7,6911305	1733,086310	7,6911305						
34561,317	Corrosión / indic. adic.		1,134779442	45463,6553	9	2,58027746	2	0,6	1548,166480	7,6911305	0,85	0	1,10690887	51108,3352	2900,6391	1740,383460	7,6911305	1740,383460	7,6911305						
34565,197	Soldadura / soldadura no identificable	34910	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34577,462	Soldadura / soldadura no identificable	34920	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34589,729	Soldadura / soldadura no identificable	34930	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34592,205	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34600,514	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34602,008	Soldadura / soldadura no identificable	34940	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34608,399	Soldadura / soldadura no identificable	34950	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34613,809	Soldadura / soldadura no identificable	34960	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34619,385	Soldadura / soldadura no identificable	34970	1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34621,273	accesorio de tubería / Aditamento		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							
34621,273	Soporte externo		1	46200	2622,06792	2	0,6	1573,24075	NA	NA	NA	1	52000	2951,24528	1770,74717	NA	1770,74717	NA							

4.2 PRIORIZACIÓN DE DEFECTOS

4.2.1 Clase de localidad⁵⁶ Para determinar la clase de localidad para un gasoducto en tierra, se deberá trazar una zona de $\frac{1}{4}$ de milla de ancho a lo largo de la ruta del gasoducto, siendo la tubería el eje central de esta zona, después se dividirá el gasoducto en secciones aleatorias de 1 milla de longitud de manera que cada subdivisión incluya el máximo número de edificios ocupados por vida humana. Se contará el número de edificios en cada zona de 1 milla, de tal manera que cada unidad de vivienda separada en un edificio de vivienda múltiple se contará como un edificio por separado, es decir si existe un edificio de 5 pisos y cada piso cuenta con dos residencias este se contará como 10 viviendas por separado.

4.2.2 Localidad clase 1 Una localidad clase 1, es cualquier sección de 1 milla de longitud que tiene 10 o menos edificios destinados a la ocupación humana. Se tiene la intención de que una localidad clase 1, refleje áreas tales como las tierras estériles, desiertos, montañas, tierra de pastoreo, tierras agrícolas, y áreas escasamente pobladas.

- I. Clase 1, División 1: Esta División es una clase de localidad 1 donde el factor de diseño de la tubería es mayor a 0.72, aunque igual o menor a 0.80 y el ducto ha sido probado hidrostáticamente a 1.25 veces la máxima presión de operación.
- II. Clase 1, División 2: Esta división es una localidad de clase 1 donde el factor de diseño de la tubería es igual o menor a 0.72 y el ducto ha sido probado a 1.1 veces la máxima presión admisible de operación.

4.2.3 Localidad clase 2 Una Localidad Clase 2, es cualquier sección de 1 milla que tiene más de 10 pero menos de 46 edificios destinados a la ocupación humana. Con una localidad de clase 2 se tiene la intención de reflejar áreas donde

⁵⁶ (The American Society of Mechanical Engineers-ASME, 1999 - Revision de ASME B31.8-1995)

el grado de población es intermedio entre la localidad de clase 1 y la localidad de clase 3, tales como las zonas periféricas de las ciudades y pueblos, zonas industriales, ranchos o quintas campestres, etc.

4.2.4 Localidad clase 3 Una localidad de clase 3 es cualquier sección de 1 milla que tiene 46 o más edificios destinados a la ocupación humana, excepto cuando prevalece una Localidad de clase 4. Se tiene la intención de que una localidad clase 3 refleje áreas tales como los desarrollos de viviendas suburbanas, centros de compras, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas pobladas que no cumplen con los requerimientos de una localidad de clase 4.

4.2.5 Localidad clase 4 Una localidad clase 4 incluye áreas donde prevalecen los edificios de varios pisos, donde el tráfico es pesado o denso, y donde pudiera haber numerosas otras construcciones o servicios subterráneos. Varios pisos quieren decir cuatro o más pisos por encima del suelo, incluyendo el primer piso o planta baja. La profundidad o número de los sótanos o subsuelos no se toma en cuenta.

Tabla 23. Factores de diseño F y clase de localidad

Clase de localidad	Factor de diseño, F
Localidad clase 1, División 1	0.8
Localidad clase 1, División 2	0.72
Localidad clase 2	0.6
Localidad clase 3	0.5
Localidad clase 4	0.4

Fuente: (The American Society of Mechanical Engineers-ASME, 1999 - Revision de ASME B31.8-1995)

Tabla 24. Factores de diseño F y clase de localidad específica

Instalación	Clase de localidad				
	1				
	Div. 1	Div. 2	2	3	4
Ductos, líneas principales y líneas de servicio	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruces de caminos, ferrovías, sin encamisado:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
Cruces de caminos, ferrovías, con encamisado:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.70	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Invasión paralela de ductos y líneas principales en caminos y ferrovías:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos no mejorados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras, o calles, con superficie dura o ferrovías	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Conjuntos fabricados	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Líneas de ductos en puentes	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Tubería de estación de compresión	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Cerca de concentraciones de gente, en Localidades Clase 1 y 2	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

Fuente: (The American Society of Mechanical Engineers-ASME, 1999 - Revision de ASME B31.8-1995)

Tabla 25. Clase de localidad durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga

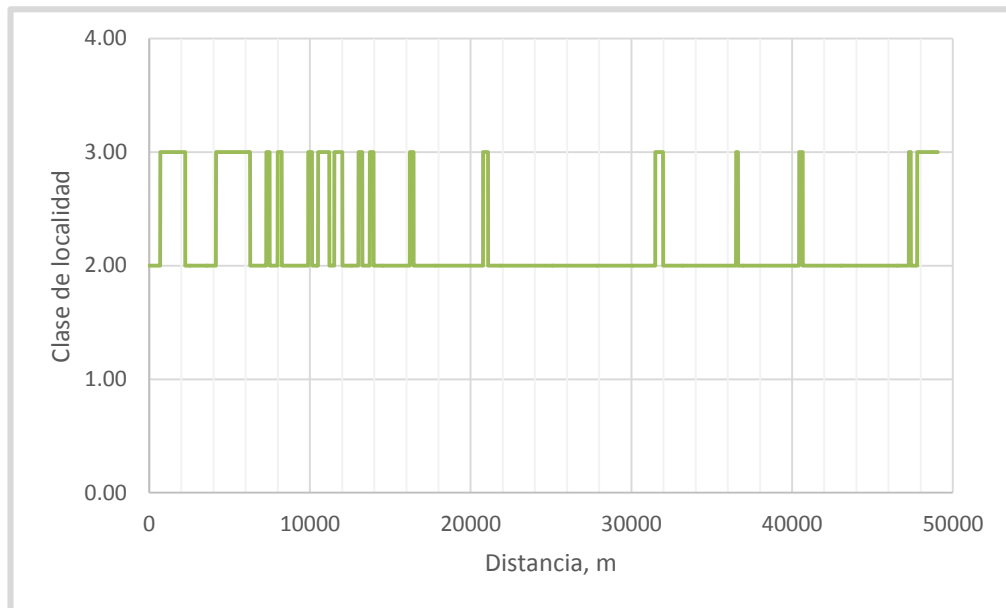
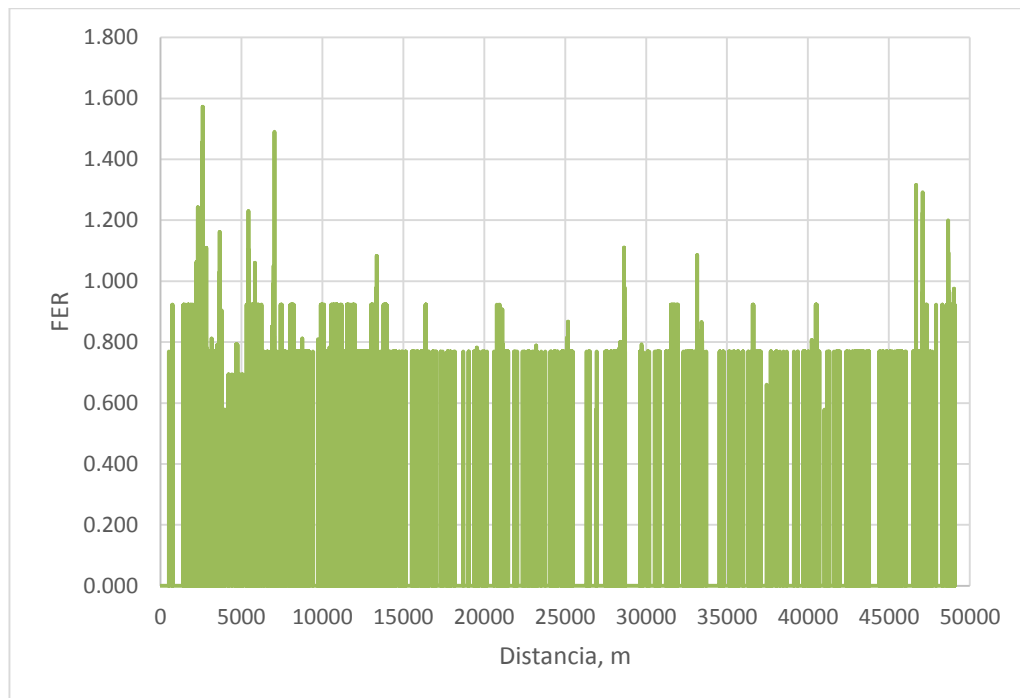


Tabla 26. FER durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga



4.2.6 Priorización general de defectos

Tabla 27. Priorización de defectos según ASME B31.8S

PRIORIZACIÓN DE CRITERIOS DE REPARACIÓN SEGÚN ASME B31.8S				
Ítem			Criterio de Priorización	
1	INMEDIATAS	1,1	Indicaciones de Corrosión Interna o Externa con Presión de Falla menor a 1.1 MAOP.	
		1,2	Cualquier indicación de pérdida de metal que afecte una costura longitudinal, si esta fue aplicada por Corriente directa, soldadura de resistencia eléctrica de baja frecuencia o por soldadura de destello.	
		1,3	Abolladura asociadas a Ralladuras	
		1,4	Fugas	
		1,5	Indicaciones con SSzC	
2	PROGRAMADAS	2,1	Profundidad $\geq 80\%$ t y FER (ASME B31G Mod) ≥ 1.30 en CL 2, 3 y 4	
		2,2	Profundidad $\geq 80\%$ t y FER (ASME B31G Mod) ≥ 1.30 en CL 1	
		2,3	FER (ASME B31G Mod) ≥ 1.30 en CL 2, 3 y 4	
		2,4	FER (ASME B31G Mod) ≥ 1.30 en CL 1	
		2,5	Profundidad $\geq 80\%$ t en CL 2, 3 y 4	
		2,6	Profundidad $\geq 80\%$ t en CL 1	
			Verificación en un tiempo inferior a 5 días	Verificación en un tiempo inferior a 6 meses

PRIORIZACIÓN DE CRITERIOS DE REPARACIÓN SEGÚN ASME B31.8S				
Ítem			Criterio de Priorización	
		2,7	Abolladuras de cualquier profundidad que afectan soldaduras circunferenciales o longitudinales frágiles	Verificación en un tiempo inferior a 12 meses
		2,8	Abolladuras con profundidad $\geq 2\%D$ que afectan soldaduras circunferenciales o longitudinales dúctiles	
		2,9	Abolladuras Planas con profundidad $\geq 6\%D$	
		2,10	$1.15 \leq FER < 1.30$ en CL 2, 3 y 4.	Verificación en un tiempo inferior a 6 meses
		2,11	$1.15 \leq FER < 1.30$ en CL 1.	
		2,12	$1.0 \leq FER < 1.15$ en CL 2, 3 y 4.	
		2,13	$1.0 \leq FER < 1.15$ en CL 1.	
3	MONITOREADAS	3,1	$0.90 \leq FER < 1.0$ en cualquier CL.	
			$60\% t \leq \text{Profundidad} \leq 80\% t$ en cualquier CL.	

Fuente: ASME Code For Pressure Piping, B31, Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8 – 1999 Edition, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA, 1999.

4.3 PRIORIZACIÓN ESPECÍFICA VALORADA EN DEFECTOS

- Según los datos arrojados por la corrida por el PIG por MFL, se hallaron en total **5,909** indicaciones de pérdida de metal con una pérdida de espesor calculada por encima del límite de informe. Todas las anomalías han sido clasificadas como pérdida de espesor "ligera" a "severa", distribuidas sobre toda longitud de la tubería.

69 ($\approx 1\%$) anomalías han sido clasificadas como anomalía de pérdida de metal interna "ligera" a "severa" causada por corrosión

5,835 ($\approx 98\%$) anomalías han sido clasificadas como anomalía de pérdida de metal externa "ligera" a "severa" causada por corrosión

Dos (2) ($< 1\%$) anomalías han sido clasificadas como anomalía de pérdida de metal "ligera" a "severa" con clasificación de superficie no aplicable

Una (1) ($< 1\%$) anomalía ha sido clasificada como pérdida de metal "ligera" - anomalía de manufactura

Dos (2) ($< 1\%$) anomalías han sido clasificadas como pérdida de metal "ligera" – anomalía de la soldadura circunferencial

- Aparte de las anomalías de pérdida de metal, 15 anomalías fueron clasificadas como anomalía de la soldadura circunferencial, y 65 anomalías fueron clasificadas como anomalía de manufactura, sin representar pérdida de metal real.
- 31 anomalías han sido clasificadas como anomalía de diámetro interno – abolladura. Ver figura 62. Estas anomalías requieren una reparación programada.

- 8 anomalías han sido clasificadas como anomalía de diámetro interno - arrugas. Ver figura 63. Estas anomalías requieren una reparación programada.
- 44 anomalías han sido calculadas con un FER ≥ 1.0 . Ver tabla 28 y figura 64. Estas anomalías requieren una reparación programada con una mayor prioridad.
- 17 anomalías de pérdida de metal $\geq 80\%$ han sido registradas. Ver tabla 29 y figura 65. Estas anomalías requieren una reparación programada con una mayor prioridad.
- Anomalías con FER superior o igual a 0.95 e inferior a 1.0 Ver figura 66. Estas anomalías requieren una reparación programada.
- Anomalías de pérdida de metal superior o igual a 20% e inferior a 80%. Ver figura 67. Estas anomalías requieren de monitoreo constante.
- Anomalías de pérdida de metal causadas por la corrosión son un total de 5906. Ver tabla 30 y figura 68.
- Anomalías de pérdida de metal no causadas por la corrosión son un total de 3. Ver tabla 31 y figura 69.

Figura 62. Número de defectos por abolladuras durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga



Figura 63. Número de defectos de diámetro interno (posibles arrugas) durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga

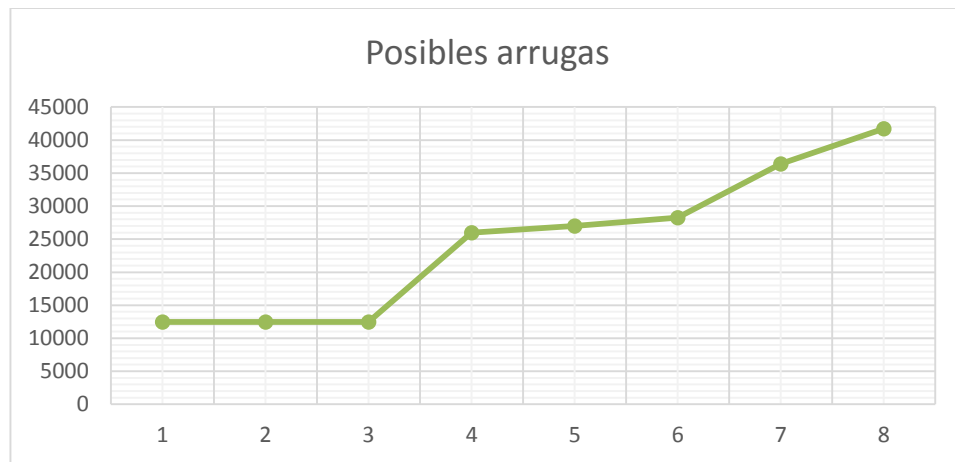


Tabla 28. Defectos con un FER ≥ 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
2203,318	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	6:00	46%	1,01	102	99	EXT	7,10295987	-73,1951444
2246,435	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	4:42	37%	1,22	148	57	EXT	7,10290694	-73,1955056
2248,098	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	4:51	34%	1,17	184	88	EXT	7,10290504	-73,1955204
2249,297	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:32	55%	1,71	161	58	EXT	7,10290368	-73,195531
2275,285	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	6:15	32%	1,13	170	88	EXT	7,10287747	-73,195752
2310,43	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	3:47	78%	1,22	61	77	EXT	7,10283843	-73,1960415
2311,476	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:22	67%	1,04	46	75	EXT	7,10283644	-73,1960507
2319,954	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	3:59	56%	1,07	84	69	EXT	7,10282013	-73,1961249
2532,708	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:15	46%	1	96	64	EXT	7,10247085	-73,1979758
2596,198	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:02	44%	1,38	149	89	EXT	7,10241822	-73,1985441
2607,138	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:07	76%	3,21	142	115	EXT	7,10240889	-73,1986423

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
2609,558	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:28	68%	1,17	77	79	EXT	7,10240664	-73,198664
2625,75	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:23	75%	1,29	93	86	EXT	7,10239016	-73,1988084
2626,11	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:12	72%	1,27	101	96	EXT	7,10238978	-73,1988116
2642,603	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:12	70%	1,13	61	69	EXT	7,10237195	-73,1989577
2834,588	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:25	63%	1,16	99	55	EXT	7,10224354	-73,2004695
3647,221	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	5:44	39%	1,26	144	57	EXT	7,10212721	-73,2077379
3659,962	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:36	71%	1,2	77	66	EXT	7,10213176	-73,2078529
3660,244	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	6:10	75%	1,1	45	37	EXT	7,10213186	-73,2078555
3704,617	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	5:13	27%	1,06	129	55	EXT	7,10214517	-73,2082571
3776,07	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:15	56%	1,01	59	44	EXT	7,10219333	-73,2089019
3777,999	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:03	40%	1,28	173	81	EXT	7,10219521	-73,2089193
5436,787	Agrupación de Corrosión	4:00	52%	1,6	239	149	EXT	7,10739377	-73,2221558

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
	/ AP indic. adic.								
5437,149	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:35	52%	1,04	86	106	EXT	7,10739521	-73,2221587
5835,049	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:51	52%	1	65	50	EXT	7,10950279	-73,224891
6902,716	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	4:03	39%	1,26	132	79	EXT	7,11489837	-73,2328429
6974,417	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	4:56	26%	1,04	167	53	EXT	7,11486594	-73,2335005
6990,652	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:14	55%	1,71	140	108	EXT	7,11484876	-73,2336482
6997,046	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:53	73%	1,07	44	50	EXT	7,1148421	-73,233706
6997,186	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:26	53%	1,08	113	141	EXT	7,11484195	-73,2337073
13322,52	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:58	48%	1,48	187	93	EXT	7,14453916	-73,2740057
13359,745	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:23	74%	1,12	50	66	EXT	7,14454006	-73,2743512
28405,941	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	1:58	30%	1,1	254	93	EXT	7,2337121	-73,3433867
28637,768	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	3:57	67%	1,15	76	90	EXT	7,23302532	-73,3447537

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	pared interna	latitud [deg]	longitud [deg]
28646,235	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:33	44%	1	105	73	EXT	7,23295493	-73,3447823
28649,265	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	7:14	47%	1,01	91	50	EXT	7,2329288	-73,3447902
28670,14	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:46	58%	1,08	82	66	EXT	7,23275683	-73,3448619
29723,703	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	8:20	32%	1,13	143	67	EXT	7,2355158	-73,3519248
47089,413	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	7:12	29%	1,08	151	86	EXT	7,2970631	-73,466721
47089,743	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	7:23	70%	1,25	103	55	EXT	7,29706276	-73,466724
47089,869	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	6:25	56%	1,07	85	68	EXT	7,29706264	-73,4667251
47089,938	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	6:59	49%	1,51	139	105	EXT	7,29706257	-73,4667257
48657,267	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic. nota 1	2:16	70%	1,08	50	89	EXT	7,28885539	-73,4756008
49020,096	Agrupación de Corrosión / indic. adic.	5:03	33%	1,15	171	54	EXT	7,28853291	-73,478241

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 64. Número de defectos con un FER ≥ 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga

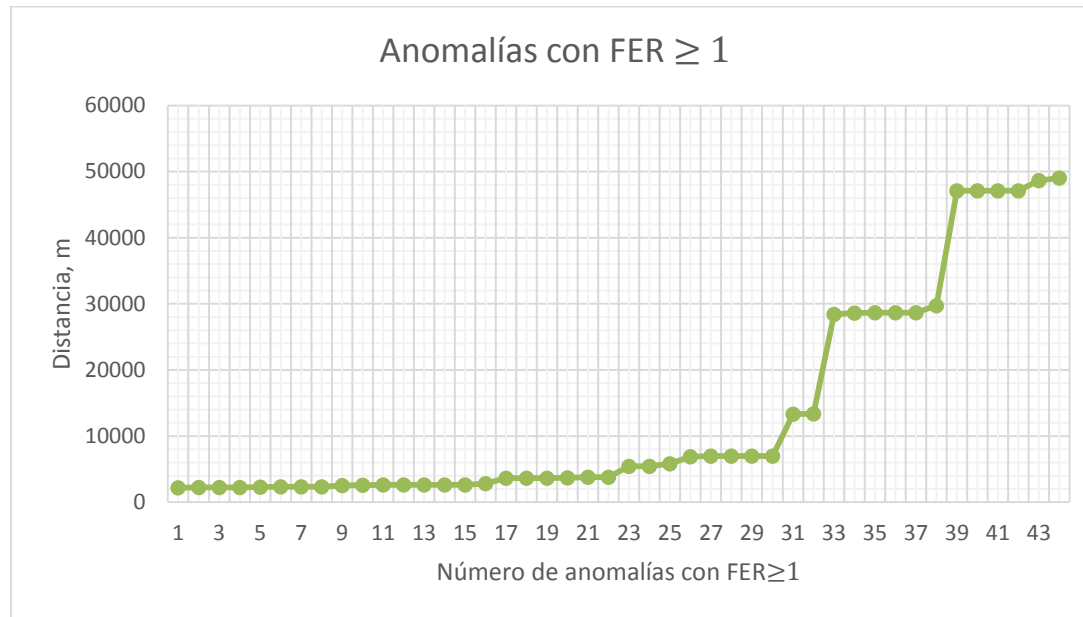


Tabla 29. Defectos con pérdida de metal $\geq 80\%$ durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	Pared interna	Latitud [deg]	Longitud [deg]
2610,859	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:25	85%		81	122	EXT	7,10240542	-73,1986756
2611,013	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:29	85%		49	62	EXT	7,10240527	-73,198677
2625,551	Agrupación de Corrosión	4:02	85%		68	40	EXT	7,10239038	-73,1988066

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	Pared interna	Latitud [deg]	Longitud [deg]
	/ AP indic. adic.								
7045,151	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	4:04	83%		80	124	EXT	7,11479868	-73,2341413
9091,316	Corrosión / AP indic. adic.	6:02	82%		11	47	EXT	7,12050682	-73,2502258
11485,083	Corrosión / AP indic. adic.	5:13	85%		16	44	EXT	7,13526162	-73,2625994
12970,759	Corrosión / AP indic. adic.	5:39	85%		12	54	EXT	7,1434896	-73,2710882
20606,073	Corrosión / AP indic. adic.	5:43	84%		12	18	EXT	7,18452975	-73,3098147
21119,591	Corrosión / AP indic. adic.	3:24	85%		24	37	EXT	7,18858323	-73,3116555
21120,108	Corrosión / AP indic. adic.	6:06	85%		18	71	EXT	7,18858705	-73,3116581
25107,314	Corrosión / AP indic. adic.	4:52	85%		19	38	EXT	7,21995415	-73,3232471
33155,864	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	5:08	84%		35	40	EXT	7,24870643	-73,3721837
34769,222	Corrosión / AP indic. adic.	5:37	85%		11	50	EXT	7,25531853	-73,3829996
45587,982	Corrosión / AP indic. adic.	6:43	80%	0,85	14	45	EXT	7,29763174	-73,4534152

Dist.del reg. [m]	Evento / comentario	o'clock	Prof. máx. [%]	FER	Long. [mm]	Ancho [mm]	Pared interna	Latitud [deg]	Longitud [deg]
46678,622	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic. nota 1	1:23	85%		52	52	EXT	7,29732226	-73,4630179
47085,071	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.	6:17	85%		50	74	EXT	7,29706735	-73,466682
48674,287	Corrosión / AP indic. adic.	5:31	85%		25	87	EXT	7,28880781	-73,4757473

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 65. Número de defectos con pérdida de metal $\geq 80\%$ durante el recorrido de la tubería 06" Payoa – Bucaramanga

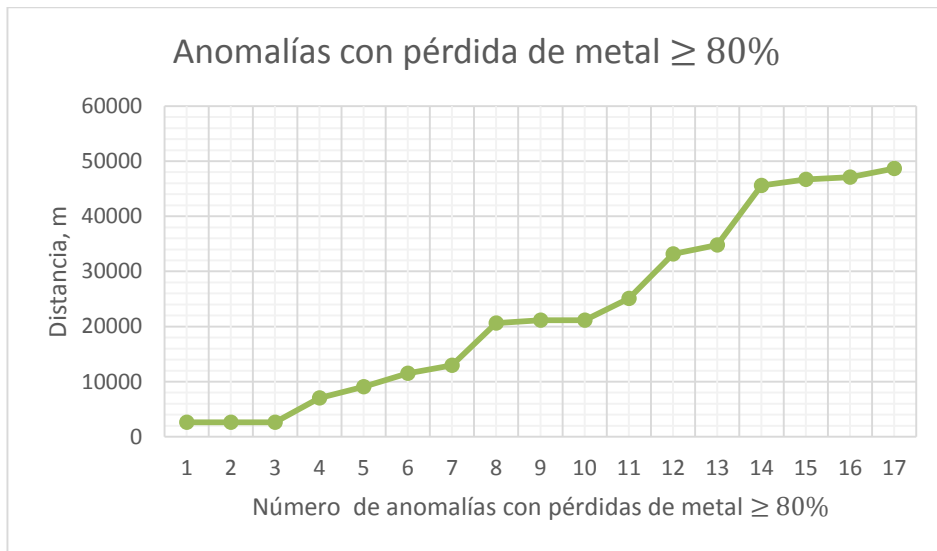


Figura 66. Número de defectos con un FER de 0.95 a 1 durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga

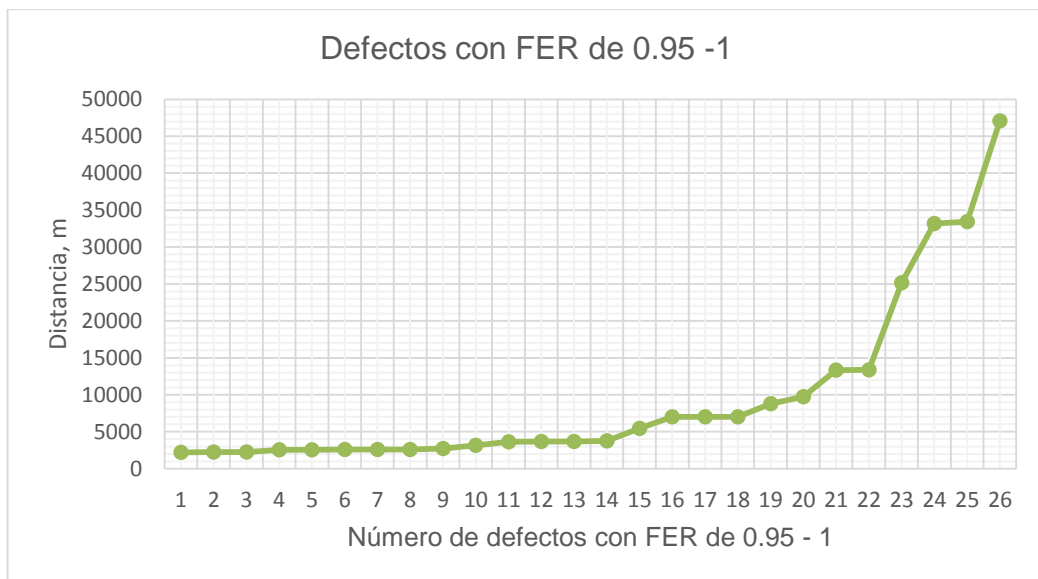


Figura 67. Defectos con pérdida de metal de 20% - 80% del espesor de la pared durante el recorrido de la tubería 06" Payoa - Bucaramanga

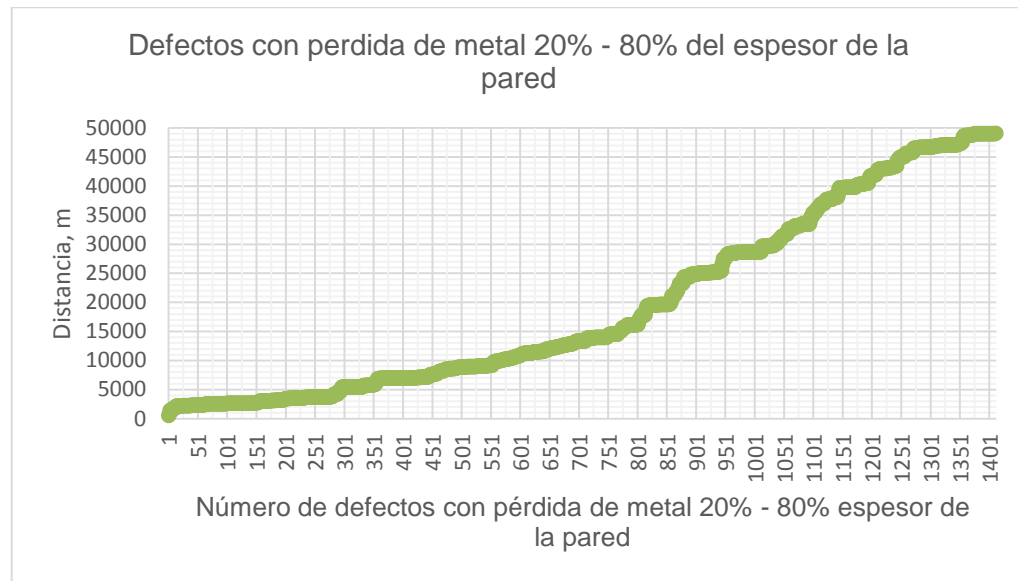


Tabla 30. Anomalías de pérdida de metal por corrosión según ubicación y profundidad

Anomalías de corrosión				
		Ubicación en la superficie		
Profundidad de la anomalía	Total	Interna	Externa	N/A
≥60%	60	1	59	ninguna
40 - 59%	149	1	148	ninguna
20 - 39%	1218	5	1212	1
10 - 19%	4479	62	4416	1
Total	5906	69	5835	2

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 68. Anomalías de pérdida de metal por corrosión según ubicación y profundidad

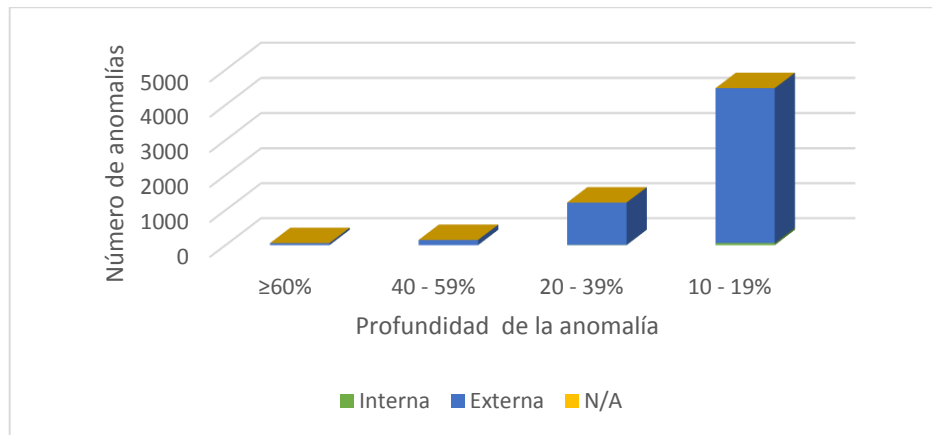
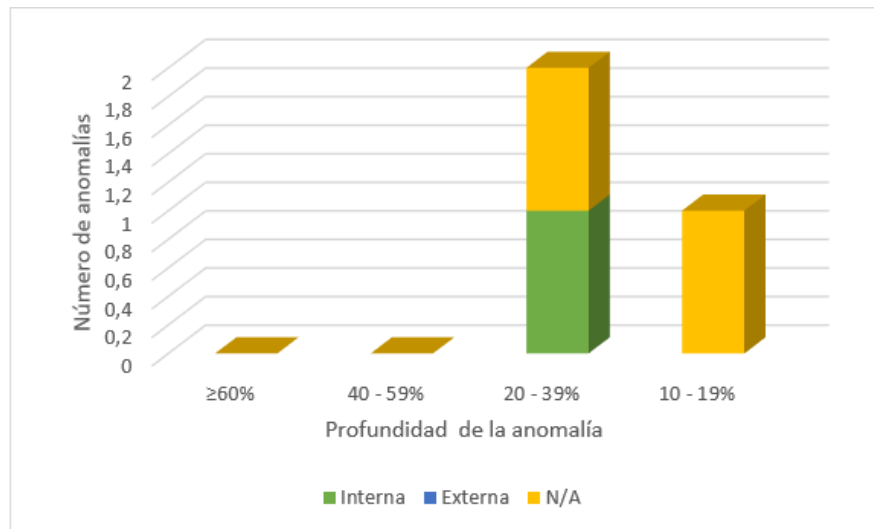


Tabla 31. Anomalías de pérdida de metal no causada por corrosión según ubicación y profundidad

Anomalías de pérdida de metal no causadas por corrosión				
Profundidad de la anomalía	Total	Ubicación en la superficie		
		Interna	Externa	N/A
≥60%	ninguna	ninguna	ninguna	ninguna
40 - 59%	ninguna	ninguna	ninguna	ninguna
20 - 39%	2	1	ninguna	1
10 - 19%	1	ninguna	ninguna	1
Total	3	1	ninguna	2

Fuente: ROSEN GROUP LTDA. Informe final servicio de inspeccion ROCORR XT/MFL-A Rio de janeiro: ROSENBRA Engenharia Brasil Ltda 2014

Figura 69. Anomalías de pérdida de metal no causada por corrosión según ubicación y profundidad



5. DETERMINACIÓN DEL PLAN DEL PROCESO DE REPARACIÓN

5.1 MÉTODOS DE REPARACIÓN ACEPTADOS

Al elegir un método de reparación apropiada es muy importante tener en cuenta el mecanismo de crecimiento del defecto (si los hay), se puede prevenir, y si no, entonces las consecuencias para la integridad a largo plazo de la reparación deben ser consideradas.

Se puede distinguir entre los métodos de reparaciones temporales y permanentes. Es aconsejable desarrollar una estrategia de reparación de tuberías, teniendo en cuenta cada uno de estos factores.

Este proyecto de grado no cubre una guía detallada sobre la idoneidad de los métodos de reparación, ya que estos fueron cubiertos y revisados por las diferentes normas aplicables y cada una de ellas maneja sus propios rangos, detalles, procesos y selección del método de reparación. Los anteriormente mencionados son PDAM⁵⁷, ASME B31.8S⁵⁸, ASME PCC⁵⁹, también ha sido revidado por Kiefner et al⁶⁰ y aPI 1160⁶¹.

⁵⁷ COSHAM, A., & HOPKINS, P. (2006). *The pipeline defect assesment manuum (PDAM)*. Newcastle: Penspend Ltd. 16-REPAIR METHODS, Pag 42.

⁵⁸ The american society of mechanical engineers. (2004). *Managing system integrity of gas pipelines, ASME B31.8S-2004*. New York: American natinal standard. Tabla 4, Pag 22.

⁵⁹ The american society of mechanical engineers. (2006). *Repair of pressure equipment an piping, ASME PCC-2-2006*. New York, NY: American national standard. Tabla 1, Pag 2.

⁶⁰ KIEFNER, J.F., BRUCE, W.A., STEPHENS, D.R.; *Development of a Pipeline Repair Manual*, Paper 24, Proceedings of the EPRG/PRC 10th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Cambridge, UK, April 1995, pp. 24-1-24-11.

⁶¹ ANON.; *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*, API Standard 1160 (ANSI/API STD 1160-2001), First Edition, American Petroleum Institute, November 2001.

Tabla 32. Métodos de reparación

MÉTODOS DE REPARACIÓN															
MÉTODO	Corrosión			Abolladura					Melladura		Defectos en soldadura Circunferencial	Objetos metálicos o tomas ilícitas	Parches	Daños de Fabrica	Fuga
	Externa (Profundidad menor a 0.8t)	Externa (Profundidad mayor a 0.8t)	Interna	Sola o con Corrosión	Con Grietas o SSC	Soldadura Dúctil	Soldadura Frágil	Con Ralladura o Entalla	Sola o Asociada a Corrosión	Sobre soldadura Longitudinal					
Reducción de presión ⁱ	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	-
Reemplazo de tubería	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Amolado/pulido ⁱⁱ	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X	-	-	-	-
Camisa presurizada, Tipo B ⁱⁱⁱ	Xcon o sin filler	Xcon o sin filler	X	XCon Filler	XCon Filler	XCon Filler	XCon Filler	XCon Filler	XCon o sin Filler	XCon o sin Filler	XCon Filler	XCon o sin Filler	-	XCono sin Filler	X
Camisa compuesta ^{iv}	X	-	-	X	-	X	-	-	X ^v	-	-	-	X	-	-
Camisa rellena epóxica ^{vi}	X	X	X	X	-	X	-	X	X	X	X	X	X	X	-
Abrazadera (grapa) de escape mecánico ^{vii}	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: LEÓN Andrés. *Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136*. Bucaramanga: Promioriente. 2014

- I. ASME B31.8 2010, 851.4.2.a. La presión reducida no debe exceder el 80% de la presión de operación experimentada al momento de descubrir el defecto. Esta no es una reparación definitiva.
- II. Ver la metodología de evaluación de melladuras capítulo 2.2 y los criterios de reparación de Ralladuras o Entallas en el capítulo 3. Si al terminar el proceso de amolado el defecto se mantiene, se debe reparar usando una camisa Tipo B o el corte de tubería.
- III. Camisa presurizada tipo B son las camisas las cuales van soldadas directamente a la tubería su principal objetivo es la de contener la presión.
- IV. Una camisa compuesta comprende unas láminas de acero que envuelve apretadamente y herméticamente al defecto que se encuentra sobre la tubería. La utilización de este método es muy amplio en la industria.
- V. En el caso de Defectos tipo Ralladura aplica Si y solo Si $d/t < 0.40$ y $FER < 1$ y longitud del defecto es menor a la Máxima Longitud Permisible. En el caso de Defectos tipo Entalla aplica Si y solo Si $d/t < 0.60$ y $FER < 1$ y Longitud del defecto es menor a la Máxima Longitud Permisible.
- VI. Es una técnica muy bien probada y tiene la ventaja de no requerir soldadura directa sobre la tubería y pueden ser utilizadas donde las camisas tipo soldadas a la tubería son muy poco prácticas.
- VII. No se considera como reparación permanente.

5.2 PLAN DEL PROCESO DE REPARACIÓN

Una vez analizado y evaluado el informe de la corrida ILI realizado en el gasoducto Payoa-Bucaramanga de 6 pulgadas de diámetro y haber desarrollado todos los capítulos anteriores, se identificaron gran cantidad de defectos que requieren reparación de la tubería con el fin de garantizar la integridad de Gasoducto.

Debido a lo anterior es necesario desarrollar un plan de reparación teniendo en cuenta todas las normativas aplicables y criterios de integridad del sistema de transporte de gas natural.

El plan de reparación se divide en tres fases, que se van desarrollando progresivamente de acuerdo al sentido del flujo, iniciando desde las reparaciones más cercanas (Bucaramanga) hasta las más lejanas (Payoa), y reparando los defectos más críticos de cada sector. Todos los defectos aquí mencionados son reparados mediante el cambio de tubería y solo tres son reparados instalando cintas de refuerzo Composite Diamond Wrap.

- Fase 1: Incluye los defectos con profundidades mayores al 78% del espesor de pared en el sector entre la válvula Minifalda y la trampa de lanzamiento Águilas, es decir la zona urbana y suburbana o la zona en donde prevalecía la clase de localidad 3. En esta fase se realizaron 5 cambios de tramo tal como se establece en la tabla 33.

Tabla 33 Plan de reparaciones Fase 1 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6”

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
2301,952	Soldadura / soldadura no identificable	3070	12,177	7,1028497	-73,19596953	2,00	CAMBIO DE TRAMO 18.5 METROS FASE 1
2590,018	Soldadura / soldadura no identificable	3380	12,241	7,10242288	-73,19848847	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 36.5 METROS FASE 1
5408,488	Soldadura / soldadura no identificable	5930	12,16	7,10722697	-73,22196737	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 31.4 METROS FASE 1
7038,855	Soldadura / soldadura no identificable	7560	11,983	7,11480381	-73,2340836	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.5 METROS FASE 1
7169,463	Soldadura / soldadura no identificable	7680	10,15	7,11469826	-73,23527382	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6,1 METROS FASE 1

- Fase 2: Incluyen todos los defectos que sobrepasaban los límites permitidos por las normas entre la válvula Minifalda y la trampa de recibo Payoa, sector en donde predominan las clases de localidad 2. En esta fase se realizaron 18 cambios de tramo, adicionalmente a los cambios de tramo se incluye las 2 reparaciones utilizando cintas de refuerzo Composite Diamond Wrap tal como se establece en la tabla 34.

Tabla 34. Plan de reparaciones Fase 2 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6”

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
9088,169	Soldadura / soldadura no identificable	9490	4,754	7,12047769	-73,2502236	2,00	INSTALACIÓN CINTA DE REFUERZO COMPOSITE DIAMOND WRAP FASE 2
11485,083	Corrosión / AP indic. adic.			7,13526162	-73,2625994	2,00	INSTALACIÓN CINTA DE REFUERZO COMPOSITE DIAMOND WRAP FASE 2
12967,147	Soldadura / soldadura no identificable	13400	12,25	7,14349546	-73,2710549	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 12.7 METROS FASE 2
13316,033	Soldadura / soldadura no identificable	13820	7,562	7,14453876	-73,2739453	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.4 METROS FASE 2
13355,802	Soldadura / Cambio de espesor / EN. = 6.35 mm	13860	3,009	7,14454006	-73,2743145	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 12.8 METROS FASE 2
20603,069	Soldadura / soldadura no identificable	20560	12,204	7,18450358	-73,3098174	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3 METROS FASE 2
20908,433	Soldadura / soldadura no	20840	12,195	7,18698751	-73,3106726	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3 METROS FASE 2

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
	identificable						
21091,367	Soldadura / soldadura no identificable	20990	12,256	7,18836513	-73,3115275	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 35.4 METROS FASE 2
25093,465	Soldadura / soldadura no identificable	24760	12,274	7,21993451	-73,3231244	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.6 METROS FASE 2
29702,073	Soldadura / soldadura no identificable	29990	9,947	7,23532542	-73,3519659	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 48.2 METROS FASE 2
33122,173	Soldadura / soldadura no identificable	33570	12,266	7,24869565	-73,3718822	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 46.2 METROS FASE 2
34532,844	Soldadura / soldadura no identificable	34880	12,213	7,25493026	-73,3810234	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 44.5 METROS FASE 2
34762,483	Soldadura / soldadura no identificable	35140	6,152	7,25527175	-73,3829614	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.5 METROS FASE 2
38256,055	Soldadura / soldadura no identificable	38790	12,207	7,26419707	-73,407656	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 4 METROS FASE 2

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
45573,706	Soldadura / soldadura no identificable	45810	12,206	7,29766535	-73,4532905	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 10 METROS FASE 2
46670,532	Soldadura / soldadura no identificable	46750	8,545	7,29732561	-73,4629448	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 13 METROS FASE 2
47080,486	Soldadura / soldadura no identificable	47130	12,259	7,29707139	-73,4666407	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 9 METROS FASE 2
48653,602	Soldadura / soldadura no identificable	48650	3,454	7,28886601	-73,4755694	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3.5 METROS FASE 2
48672,314	Soldadura / soldadura no identificable	48680	6,096	7,28881363	-73,4757304	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.4 METROS FASE 2
49013,206	Soldadura / soldadura no identificable	48970	12,202	7,28859515	-73,4782393	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 31.2 METROS FASE 2

- Fase 3: Incluyen los defectos que sobrepasaban los límites permitidos por las normas entre la válvula Minifalda y la trampa de Envío Minifalda, sector en donde predomina la clase de localidad 3. En esta fase se realizaron 25

cambios de tramo, adicionalmente a los cambios de tramo se incluye 1 reparación utilizando cinta de refuerzo Composite Diamond Wrap tal como se establece en la tabla 35.

Tabla 35. Plan de reparaciones Fase 3 gasoducto Payoa-Bucaramanga 6''

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
1125,418	Soldadura / soldadura no identificable	1240	6,002	7,10276064	-73,1860996	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 4 METROS FASE 3
1719,942	Agrupación de Corrosión / AP indic. adic.			7,1031859	-73,190876	3,00	INSTALACIÓN CINTA DE REFUERZO COMPOSITE DIAMOND WRAP FASE 3
2202,016	Soldadura / soldadura no identificable	2960	12,244	7,10296133	-73,1951342	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3.1 METROS FASE 3
2241,533	Soldadura / Cambio de espesor / EN. = 4.78 mm	3000	3,093	7,10291277	-73,195462	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 12.7 METROS FASE 3
2271,696	Soldadura / soldadura no identificable	3040	6,291	7,10288088	-73,1957228	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3.5 METROS FASE 3
2523,01	Soldadura / soldadura no	3320	12,361	7,10247836	-73,197889	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 28 METRO FASE 3

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
	identificable						
2626,8	Corrosión / indic. adic.			7,10238903	-73,1988177	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 16.5 METROS FASE 3
2716,31	Soldadura / soldadura no identificable	3510	6,265	7,10230055	-73,1995373	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 14.4 METROS FASE 3
2826,431	Soldadura / Cambio de espesor / EN. = 4.78 mm	3610	6,505	7,10224836	-73,2004043	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 2.6 METROS FASE 3
2992,371	Soldadura / soldadura no identificable	3760	9,24	7,10211707	-73,2018643	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 29.2 METROS FASE 3
3092,447	Soldadura / soldadura no identificable	3860	12,283	7,10211778	-73,2027435	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3 METROS FASE 3
3155,623	Soldadura / Cambio de espesor / EN. = 4.78 mm	3940	10,558	7,102138	-73,203316	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.6 METROS FASE 3
3460,731	Soldadura / soldadura no identificable	4240	12,241	7,10209058	-73,2060563	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.6 METROS FASE 3

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
3522,018	Soldadura / soldadura no identificable	4290	12,25	7,10204158	-73,2066088	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 7.2 METROS FASE 3
3546,526	Soldadura / soldadura no identificable	4310	12,268	7,10206102	-73,2068299	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3 METROS FASE 3
3644,555	Soldadura / soldadura no identificable	4390	12,25	7,10212608	-73,2077138	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 18 METROS FASE 3
3681,319	Soldadura / soldadura no identificable	4420	12,25	7,10213783	-73,2080461	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 23.3 METROS FASE 3
3767,102	Soldadura / soldadura no identificable	4490	12,242	7,10218493	-73,2088214	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 6.4 METROS FASE 3
3780,085	Corrosión / indic. adic.			7,10219689	-73,2089347	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 45.7 METROS FASE 3
4576,53	Soldadura / Cambio de espesor / EN. = 4.78 mm	5180	12,181	7,10331635	-73,2159713	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 32 METROS FASE 3
5821,876	Soldadura / soldadura no	6360	12,095	7,10942374	-73,224799	3,00	CAMBIO DE TRAMO DE 5.1 METROS FASE 3

dist.del reg. [m]	evento / comentario	no. de junta	long. de junta [m]	latitud [deg]	longitud [deg]	CL	OBSERVACIONES
	identificable						
6892,706	Soldadura / soldadura no identificable	7440	12,257	7,11490815	-73,2327513	2,00	CAMBIO DE TRAMO 7 METROS FASE 3
6965,555	Soldadura / soldadura no identificable	7500	12,007	7,11487161	-73,2334191	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 28.3 METROS FASE 3
7014,328	Soldadura / soldadura no identificable	7540	12,279	7,11482544	-73,2338621	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 3 METROS FASE 3
7107,056	Soldadura / soldadura no identificable	7620	11,843	7,11475471	-73,2347069	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 8.6 METROS FASE 3
7233,148	Soldadura / soldadura no identificable	7750	11,975	7,11467814	-73,2358479	2,00	CAMBIO DE TRAMO DE 25 METROS FASE 3

6. CONCLUSIONES

Tres sensores de la herramienta PIG por MFL fallaron después del kilómetro 27, esta es una de las causas por las cuales la corrida no cumplió ampliamente las normativas de aceptabilidad y los resultados fueron un poco ambiguos, a pesar de esto la empresa operadora del gasoducto tuvo que aceptar estos resultados e implementar su sistema de integridad a partir de esto.

Se presentaron dos secciones del gasoducto en la cual estuvo por encima del rango máximo de velocidad permitida de 5 m/s, en total es un 3.98% de toda la longitud de la línea. Es por esto que se presentaron afectaciones en la toma de los datos, la no toma de defectos, discriminación de si son externos o internos, imprecisiones en el dimensionamiento de los defectos y sus profundidades, etc.

La información XYZ se encuentra principalmente fuera de especificación debido a las altas aceleraciones y altas vibraciones que sufrió la herramienta durante el recorrido dentro de la línea. Todo esto puede ser asociado a condiciones operativas de la corrida.

Para el plan de reparaciones de los defectos encontrados en la tubería con el fin de mantener la integridad y seguridad de toda la línea, se definió que todas las reparaciones fueran por cambio de tramo, con la excepción de 3 puntos donde se requirió instalación de cintas de refuerzo. Esto debido a que la instalación de camisas ya sea de cualquier tipo, puede llegar a ser más costosas debido al dimensionamiento específico de cada defecto, el tipo de material requerido según las normas, complejidad de instalación y equipos. También las abrazaderas, amolado/pulido o aplicar soldadura directa a la tubería no se consideran como reparaciones permanentes además de que algunas estas desactualizadas y no se pueden realizar en este tipo de tuberías.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. In-Line inspection systems qualification standard, API STANDARD 1163. Washington D.C.: API publishing services. August 2005

ANON; Code of Practice for Pipelines - Part 1: Steel Pipelines on Land, PD 8010 – 1:2004, British Standards Institution, London, UK, 2004.

ANON; Code of Practice for Pipelines: Part 2: Subsea Pipelines, PD 8010-2, British Standards Institution, London, UK, 2004.

ANON; Corroded Pipelines, Recommended Practice DNV-RP-F101, Det Norske Veritas, 2004.

ANON; Design of steel pressure pipes, Deutsche Norm, DIN 2413 Part 1, October 1993.

ANON; DNV-OS-F101, Submarine Pipeline Systems, Det Norske Veritas (DNV), January 2000.

ANON; Fitness-For-Service, API Recommended Practice 579, First Edition, American

ANON; Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in fusion welded structures, BS 7910: 1999, Incorporating Amendment No. 1, British Standards Institution, London, UK, 1999.

ANON; Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, API Standard 1160 (ANSI/API STD 1160-2001), First Edition, American Petroleum Institute, November 2001.

ANON; Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ASME B31G-1991 (Revision of ANSI/ASME B31G-1984), The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1991.

ANON; Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, ANSI/ASME B31G-1984, The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, 1984.

ANON; Specification for Line Pipe, Exploration and Production Department, API Specification 5L, American Petroleum Institute, Forty Third Edition, March 2004.

ASME Code For Pressure Piping, B31, Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME B31.8 – 1999 Edition, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA, 1999.

ASME Code For Pressure Piping, B31, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids, ASME B31.4 – 1998 Edition American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, USA, 1998.

BATTE,A.D., FU,B., KIRKWOOD,M.G., and VU,D.; A New Method for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, Proceedings of the 16th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (OMAE 1997), American Society of Mechanical Engineers, Yokohama, Japan, 13-18 April 1997.

BJ PIPELINE INSPECTION SERVICES, Reporte de inspección por pérdida de metal. Procedimientos de análisis. p. 10.

C.R. ALEXANDER,, J.F. KIEFNER. Effects of Smooth and Rock Dents on Liquid Petroleum Pipelines, Final Report to The American Petroleum Institute, Stress Engineering Services, Inc., and Kiefner and Associates, Inc., 10 October 1997, API Publication 1156, First Edition, November 1997.

CÁRDENAS, Diego Hernán. Por entre un tubo. Carta petrolera. Ecopetrol S.A., Oct. 2005.

COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS. Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados, 14 de julio de 2012. p. 8.

CORDER, I., CHATAIN, P.; EPRG Recommendations for the Assessment of the Resistance of Pipelines to External Damage, Proceeding of the EPRG/PRC 10th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Cambridge, UK, April 1995.

COSHAM, A., & HOPKINS, P. (2006). The pipeline defect assesment manuum (PDAM). Newcastle: Penspend Ltd. 16-REPAIR METHODS, Pag 42.

COSHAM, Andrew; HOPKINS, Phil The pipeline defect assesment manuum (PDAM) Newcastle:Penspend Ltd 2006

FU, B., BATTE, A.D.; Advanced Methods for the Assessment of Corrosion in Linepipe, Health and Safety Executive Summary Report, OTO 1999-051, HSE Books, 1999.

KASTNER, W., ROHRICH, E., SCHMITT, W. and STEINBUCH, R.; Critical Crack Sizes In Ductile Piping, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Vol. 9, 1981, pp. 197- 219.

KIEFNER, J. F., BRUCE, W. A., STEPHENS, D. R.; Development of a Pipeline Repair Manual, Paper 24, Proceedings of the EPRG/PRC 10th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Cambridge, UK, April 1995, pp. 24-1-24-11.

KIEFNER, J. F., MAXEY, W. A., EIBER, R. J., and DUFFY, A. R.; The Failure Stress Levels of Flaws in Pressurised Cylinders, ASTM STP 536, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1973, pp. 461-481.

KIEFNER, J. F., ROSENFELD, M. J.; Proposed Fitness-For-Purpose Appendix to the ASME B31 Code for Pressure Piping, Section B31.8, Gas Transmission and Distribution Systems, Final Report to the American Society of Mechanical Engineers, Kiefner and Associates, Inc., 13 January 1995.

KIEFNER, J. F., VIETH, P. H.; A Modified Criterion for Evaluating the Strength of Corroded Pipe, Final Report for Project PR 3-805 to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association, Battelle, Ohio, 1989

LEIS, B. N., STEPHENS, D. R.; An Alternative Approach to Assess the Integrity of Corroded Line Pipe - Part I: Current Status, Proceedings of the Seventh (1997) International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, USA, 25-30 May 1997, pp. 624-634

LEIS,B.N., STEPHENS,D.R.; An Alternative Approach to Assess the Integrity of Corroded Line Pipe - Part II: Alternative Criterion, Proceedings of the Seventh

(1997) International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, USA, 25-30 May 1997, pp. 635-641.

LEÓN Andrés. Valoración y reparación de defectos, Código POT-P-136. Bucaramanga: Promioriente. 2014

Literature Review, Assessment Methods for Corrosion in Pipelines, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99012R3, September 2002

Literature Review, Assessment Methods for Dents in Pipelines, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99014R3, February 2001.

Literature Review, Assessment Methods for Interaction Between Defects in Pipelines, Review for Pipeline Defect Assessment Manual Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, NR99049R3, September 2002.

MAXEY, W. A., KIEFNER, J. F., EIBER, R. J., and DUFFY, A. R.; Ductile Fracture Initiation, Propagation and Arrest in Cylindrical Vessels, ASTM STP 514, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1972, pp. 70-81.

MILNE, I., AINSWORTH, R. A., DOWLING, A. R., and STEWART, A. T.; Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects - Revision 3, Central Electricity Generation Board Report R/H/R6, Revision 3, 1987.

NACE INTERNATIONAL. COATING INSPECTOR PROGRAM, LEVEL 1. HOUSTON: NACE, 2010

Pipeline Safety Regulations, Code of Federal Regulations, Title 49 Transportation, Volume 3, CFR Parts 190 through 199, Office of Pipeline Safety, Research and Special Programs Administration, Department of Transportation, U.S. Government, 1 October 2000.

STEEL STRUCTURES PAINTING COUNCIL, 600D PAINTING PRACTICE. 2ED. PITTSBURG: SSPC, 1982. VOL. 1

STEPHENS, D. R., FRANCINI, R. B.; A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines, Paper ETCE2000/OGPT-10255, Proceedings of ETCE/OMAE2000 Joint Conference Energy for the New Millennium, New Orleans, LA, USA, 14-17February 2000.

The american society of mechanical engineers. (2004). Managing system integrity of gas pipelines, ASME B31.8S-2004. New York: American national standard. Tabla 4, Pag 22.

The american society of mechanical engineers. (2006). Repair of pressure equipment an piping, ASME PCC-2-2006. New York, NY: American national standard. Tabla 1, Pag 2.

The American Society of Mechanical Engineers-ASME, 1999 - Revision de ASME B31.8-1995

WEBSTER,S., BANNISTER,A.; Structural Integrity Assessment Procedure for Europe – of the SINTAP Programme Overview, Engineering Fracture Mechanics, Vol. 67, 2000, pp. 481- 514.

ANEXOS

Anexo A. Verificación de corrida ILI

(Ver documentos adjuntos)

Anexo B. Evaluación de cada defecto

(Ver documentos adjuntos)

Anexo C Plan reparación

(Ver documentos adjuntos)