

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“ANÁLISIS CUANTITATIVO PARA PREDECIR LAS
PRESIONES DE FALLA DEL GASODUCTO
TAQUIPERENDA-COCHABAMBA (GTC) QUE
CONTIENE DEFECTOS DE CORROSIÓN Y GRIETAS”**

POSTULANTE: UNIV. BETO RENE AMARU TICONA

TUTOR: M.SC. ING. MARIO DAZA BLANCO

LA PAZ - BOLIVIA

2022



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Con todo mi amor a mis padres, Francisco Amaru y Damiana Ticona, quienes han sido un apoyo moral y económico para lograr este fin. Gracias por su paciencia. A mi hermana Adela quien siempre confió en mí. A mis hermanos, Nazario, Adalid, Edgar, Hernán, Eufronio, Macedonio, Gonzalo y Rogelio, quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la vida, infinito amor, salud y sabiduría que me permitieron llegar hasta este punto de mi formación profesional. A mi familia, mis papas y hermanos quienes de la mejor manera me brindaron su apoyo.

Agradezco a todos docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera y a la Facultad de Ingeniería que, con sus sabidurías, conocimientos y apoyo, motivaron a desarrollarme como persona y seguir con mi formación profesional. Por último, agradezco a mi tutor MSc. Ing. Mario Daza quien con su experiencia y conocimiento me orientó en la investigación.

ÍNDICE

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	vi
ÍNDICE DE TABLAS	ix
CAPÍTULO I.....	4
1. GENERALIDADES	4
1.1. Introducción	4
1.2. Antecedentes.....	5
1.3. Planteamiento del problema	7
1.3.1. Identificación del problema.....	7
1.3.2. Formulación del problema	8
1.4. Objetivos	8
1.4.1. Objetivo General.....	8
1.4.2. Objetivos específicos	8
1.5. Justificación	9
1.5.1. Justificación teórica.....	9
1.5.2. Justificación económica	9
1.5.3. Justificación ambiental.....	10
1.6. ALCANCES	10
1.6.1. Alcance temático	10
1.6.2. Alcance geográfico.....	10
1.6.3. Alcance temporal.....	11
CAPITULO II.....	12
2. EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS.....	12
2.1. Generalidades del transporte de hidrocarburos.....	12

2.2. Tipos de transporte de hidrocarburos por ductos	12
2.2.1. Transporte por gasoductos.....	12
2.3. Características físicas de los gasoductos.....	13
2.3.1. Elementos que conforman un gasoducto	13
2.3.2. Material de los ductos	14
2.3.3. Tipos de sistemas de tuberías de gas.....	14
2.3.3.1. Sistema de recolección	14
2.3.3.2. Sistema de transmisión	15
2.4. Criterios operativos y de diseño	15
2.5. Factores que influyen en el transporte por gasoductos	16
2.5.1. Presión y temperatura.....	16
2.5.2. Compresibilidad del gas	18
CAPITULO III.....	20
3. ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN Y GRIETAS EN GASODUCTOS	20
3.1. Introducción	20
3.2. Corrosión en ductos.....	22
3.3. Tipos de corrosión.....	23
3.4. Tipos de corrosión según sus causas.....	25
3.4.1. Serie potencial de los metales	27
3.4.2. Corrosión galvánica.....	28
3.4.3. Corrosión química	28
3.4.4. Corrosión por el medio circundante.....	28
3.5. Factores que influyen en la corrosión	30
3.6. Formación de grietas causadas por la Corrosión	30
3.6.1. Grieta longitudinal externa.....	30

3.7. PRESIÓN de falla ocasionados por corrosión y grietas en los gasoductos	31
3.8. Mantenimiento preventivo y correctivo en ductos con corrosión y grietas	32
3.8.1. Mantenimiento preventivo.....	32
3.8.2. Mantenimiento correctivo.....	34
3.8.2.1. Principales formas de daños en ductos	34
3.9. MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LAS PRESIONES DE FALLA DE LAS GASODUCTOS QUE CONTIENEN DEFECTOS DE CORROSIÓN Y GRIETAS	36
3.10. Métodos actuales para evaluar defectos por corrosión	36
3.11. Métodos actuales para evaluar defectos de grietas	39
3.11.1. Caracterización metódica	40
3.11.2. Pruebas de impacto y resistencia a fracturas.....	41
3.11.3. Determinación del tiempo de daño.....	42
CAPITULO IV	51
4. APLICACIÓN PRÁCTICA	51
4.1. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA CORROSIÓN.....	47
4.2. PREDICCIÓN DEL TIEMPO DE CORROSIÓN.....	48
4.3. OBTENCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DE FRACTURAMIENTO DE GRIETA.....	50
4.4. OBTENCIÓN DE PRESIONES DE FALLA	50
4.5. SIMULACIÓN DE CORROSIÓN.....	50
4.5.1. Planos del gasoducto Solidworks	61
4.5.2. Datos de simulación.....	64
4.6. RESULTADOS DE SIMULACIÓN FLUJO DE GAS.....	64

4.6.1. Presión de los gases a lo largo del gasoducto	67
4.6.2. Temperatura del Sistema (Celsius)	69
4.6.3. Cuellos de Botella a lo largo del gasoducto	76
4.6.4. Fracción volumétrica de los gases a lo largo del gasoducto.....	77
4.6.5. Fracción de masa de los gases a lo largo del gasoducto	78
4.6.6. Velocidad de los gases a lo largo del gasoducto	79
4.7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	82
4.7.1. Protección de la Tubería.....	82
CAPITULO V	85
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	85
5.1. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	85
5.2. Total, Costos de Transporte.	86
5.3. COMPARACIÓN COSTOS DEL GLP vs. GAS NATURAL	87
5.3.1. Costos del GLP.....	87
5.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA.....	87
CAPITULO VI	90
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
6.1. CONCLUSIONES	90
6.2. RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFÍA.....	92
7. GLOSARIO	94
ANEXOS	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Grieta significativa de tubería. Tomada de API 579.....	4
Figura 1. 2 Estación de Compresión de Taquiperend.....	11
Figura 3. 1 Serie potencial de metales.....	29
Figura 3. 2 Grieta longitudinal externa.	31
Figura 3. 3 Régimen de crecimiento de grieta longitudinal por fluctuación de presión entre 0 y 500 psi en tubería de aluminio AL 6013.	32
Figura 3. 4 Defecto corrosión profile actual, Modified y RSTRENG. La figura es una representación de los defectos de corrosión conocidos como B31G y RSRENG, que normalmente están presentes en las tuberías.	37
Figura 3. 5 Factor comparativo de fractura Charpy.....	40
Figura 3. 6 Curvas de Mak y Tyson	42
Figura 3. 7 Esquema de carga de la tubería con una grieta externa bajo la acción del entorno del suelo	43
Figura 3. 8. Dependencia de vida útil residual de una tubería.	45
Figura 3. 9 Grietas dependientes de vida residual.....	46
Figura 4. 1 Incremento de la velocidad de corrosión.	48
Figura 4. 2 Incremento de rajadura de tubería.....	48
Figura 4. 3 Incremento del ancho de la grieta.....	50
Figura 4. 4 Incremento del ancho de la grieta para valores distintos	51
Figura 4. 5 incremento de latura de grieta.	52
Figura 4. 6 Incremento de la altura de la grieta para valores distintos	52
Figura 4. 7 Representacion de coordenadas de la grieta e incremento del mismo en el tiempo.....	53
Figura 4. 8 Representacion de coordenadas.....	54
Figura 4. 9 Incremento de la grieta en el ducto.....	59
Figura 4. 11. Prediccion de las presiones de falla por corrosion.....	60
Figura 4. 12 Diseño de gasoducto en operaciones normales	62

Figura 4. 13 Corte transversal codo 90° gasoducto.	62
Figura 4. 14 Recorte codo 90° gasoducto.....	63
Figura 4. 15 Render codo 90° gasoducto.	63
Figura 4. 16 válvula de manejo para controlar fugas y fallas en la operación.	64
Figura 4. 17 Resultados para flujo de gas.....	64
Figura 4. 18 Volumen de metano y aire.	65
Figura 4. 19 Presión (PSI) en el gasoducto. La figura 5.30 representa las diferentes presiones a lo largo del ducto, que son representadas a colores desde el más crítico al más estable.	67
Figura 4. 20 Presión de los fluidos (PSI). Es una gráfica que representa la presión de fluidos que transporta el gasoducto GTC que varía desde los 2200 a 5000 en todo el trayecto estudiado	68
Figura 4. 21 Temperatura del sistema (°C). La figura es una representación gráfica de la variación de la temperatura al interior del ducto a lo largo del trayecto estudiado.....	69
Figura 4. 22 Temperatura del sistema (°C).....	69
Figura 4. 23.Variación de la temperatura promedio del sistema (°C). La figura representa la variación de la temperatura promedio existente en el sistema, en ella es posible evidenciar que la temperatura inicia en 50° hasta los 120 °C.	70
Figura 4. 24 Variación de la temperatura máxima del sistema (°C). La figura representa la variación de la temperatura máxima existente en el sistema, en ella es posible evidenciar que la temperatura total varía dependiendo las iteraciones.....	71
Figura 4. 25 Variación de la temperatura mínima del sistema (°C). La figura es una representación de la variación de la temperatura mínima en el sistema.	72
Figura 4. 26 Variación de la temperatura promedio del fluido (°C).	73
Figura 4. 27 Variación de la temperatura máxima del fluido (°C).....	74
Figura 4. 28 Variación de la temperatura	75

Figura 4. 29 Cuellos de botella. Los cuellos de botella están representados en la figura.	76
Figura 4. 30 Fracción volumétrica del Metano.	77
Figura 4. 31 Fracción volumétrica del aire.	78
Figura 4. 32 Fracción de masa del metano. La fracción de metano es una constante reflejada en la figura.	79
Figura 4. 33 Fracción de masa del aire. La fracción de masa de aire es un constante que se refleja en la figura.	80
Figura 4. 34 Velocidad del fluido. La velocidad del fluido es una gráfica representada en la figura la cual va variando entre 680 a los 80 m/s.	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1 Velocidad de propagacion de corrosión.	48
Tabla 4. 2 Incremento del radio de rajadura por tramo.....	48
Tabla 4. 3 Crecimiento de la grieta	54
Tabla 4. 4 Incremento de ancho y altura de las grietas.	55
Tabla 4. 5 Presiones de falla.	58
Tabla 4. 6 Datos de diseño.	60
Tabla 4. 7 Datos de simulación	64
Tabla 4. 8 Parámetros a través del área..	65
Tabla 4. 9 Parámetros a través del volumen.....	66
Tabla 5. 1 Cálculos con metodología CREG.....	86
Tabla 5. 2 Costos de transporte	88
Tabla 5. 3 tasa interna de retorno	88

DESARROLLO DEL PROYECTO

SIMBOLOGÍA

PCV	Válvula de Control de Presión.
PIT	Transmisor Indicador de Presión.
LCV	Válvula de Control de Nivel.
LC	Control de Nivel
TI	Indicador de Temperatura.
LG	Visor de Nivel.
LSH	Switch de Nivel Alto
LSL	Switch de Nivel Bajo
PI	Indicador de Presión
TI	Indicador de Temperatura
FE	Medidor de Flujo
LS	Switch de Nivel
LT	Transmisor de Nivel
FD	Detector de Fuego
GD	Detector de Mezcla Explosiva
DPI	Indicador de Presión Diferencial

RESUMEN EJECUTIVO

El modelo de cálculo para predecir la vida útil residual de la tubería que presenta grietas se desarrolla tomando en cuenta la degradación en servicio del acero de la tubería y el efecto de la corrosión del suelo. En este modelo, se consideró una grieta en la tubería bajo la influencia del entorno de corrosión y la presión interna del gas para la red de tuberías del tramo Taquiperenda-Cochabamba (GTC). Sobre la base de datos para el acero de la tubería mencionada, se acepta que las grietas en el acero bajo condiciones consideradas se propagan a velocidad constante.

El problema se analizó basándose en la primera ley de la termodinámica, y se redujo a un cierto modelo matemático en términos del sistema de ecuación diferencial. Al resolver el sistema de las ecuaciones diferenciales derivadas con las condiciones inicial y final para la determinación de los cambios de los semi brechas de grieta, se obtuvo la relación para determinar la vida útil residual de la tubería.

Basándose en él, se derivó la dependencia de la vida útil residual de la tubería en la profundidad inicial de la grieta y el tiempo de operación de la tubería. Se llegó a la conclusión de que la vida útil residual de la tubería dependía en gran medida de su tiempo de funcionamiento inicial.

Palabras clave: modelo, tubería, grieta, residual, termodinámica

RESUMEN TÉCNICO

El modelo se desarrolla para evaluar la vida útil residual de una tubería con una grieta considerando la degradación en servicio del acero de la tubería y el efecto de la corrosión del suelo. El modelo se basa en la primera ley de la termodinámica. El problema de la determinación del período de crecimiento de grietas internas subcríticas en una tubería se reduce a la ecuación diferencial sujeta a condiciones iniciales y finales definidas. La ecuación obtenida junto con las condiciones de contorno se utiliza para la predicción de la vida útil residual de la tubería hecha del acero de tubería.

La tubería contiene grietas semi-elípticas de superficie interna. El proyecto consiste en la determinación del tiempo de propagación de grietas a través de la pared de la tubería hasta su descompresión. La solución del sistema en condiciones iniciales y finales definidas representa la expresión para la duración residual de la tubería. Se derivan las dependencias de la vida útil residual de la tubería en la profundidad inicial de la grieta y el tiempo de operación de la tubería.

Las grietas que ocurren coincidentemente con la corrosión (Crack-in-Corrosión o CIC), representan un nuevo defecto híbrido en las tuberías que no se abordan directamente en los códigos o métodos de evaluación actuales. Para comprender la respuesta a fallos de estos defectos, se aplicó el método de elementos finitos utilizando un enfoque de mecánica de fractura elástica y pre plástica para predecir las presiones de falla de grietas, corrosión y defectos. Se predijo un colapso plástico para defectos de corrosión y grietas utilizando la resistencia crítica basada en la resistencia a la tracción del material.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Los gasoductos proporcionan un transporte seguro de alta capacidad de gas natural. El rendimiento de estas tuberías se considera excepcional; sin embargo, estas se deterioran con el tiempo y resulta en la necesidad de una mejor evaluación de la integridad debido a problemas comunes relacionadas con el envejecimiento de tuberías incluyendo: corrosión, abolladuras, grietas en soldaduras y grietas en el cuerpo de la tubería. (Cronin & Plumtree, 2008)

Los defectos de corrosión se evalúan comúnmente utilizando la geometría de defecto y un criterio basado en colapso de plástico que aplica métodos, mientras que existen varios códigos para evaluar grietas incluyendo API 579 y BS 7910.

Figura 1. 1 Grieta significativa de tubería. Tomada de API 579



Fuente: Google, 2021

Como lo muestra la Figura 1.1 se ha identificado un defecto híbrido conocido como *Crack-in-Corrosion* (CIC) en el que las grietas coinciden con una cantidad significativa (más del 10% de espesor de pared) de corrosión.

Este tipo de defecto no se ha estudiado exhaustivamente y requiere una investigación para determinar la aplicabilidad de los métodos de evaluación de la integridad de la tubería.

Este proyecto realizará dos tipos de análisis para la predicción de grietas y de corrosión: el primero será un método cuantitativo geométrico y el segundo por el método de elementos finitos.

1.2. ANTECEDENTES

El concepto de integridad es un tema que no debe descuidarse debido al peligro que representa, como en la localidad de Prudhoe Bay en Alaska (Chouchaoui et al, 1992). YPFB Transportes S.A. en el año 2009 implemento la metodología de Evaluación Directa de la Corrosión, por las dificultades de utilizar las metodologías convencionales de la inspección instrumentada o la prueba hidrostática, en el gasoducto Sucre-Potosí GSP. Resultando en:

- 1) Se identificaron 3 puntos bajos críticos de la tubería de 6 in donde el producto transportado pierde capacidad de arrastre, lo que posibilitaría la separación y acumulación de agua (el ángulo de inclinación de la tubería es mayor que el ángulo de inclinación crítico calculado). No se identificaron puntos críticos en la tubería. (Reporte YPFB Transporte, 2009)
- 2) Se tomaron valores del espesor de tubería alrededor de los puntos crítico identificados: la medición de espesores mostro que no se tiene perdida del metal mayor al 3%, tanto en la parte inferior como en la parte superior de la tubería, lo que indica que no existe perdida de metal que comprometa la integridad del ducto. (Reporte YPFB Transporte, 2009)

Para realizar cálculos de integridad, según la norma ASME B31G (*Manual for Determining the Reamaining Strength of Corroded Pipelines*), debe existir una pérdida de metal mayor al 10%. Por otro lado, según la norma ASME B31G (*Manual for Determining the Reamaining Strength of Corroded Pipelines*) la profundidad de una picadura de corrosión puede ser expresado como un porcentaje del espesor nominal de la pared de la tubería (Mok et al, 1991)

El sistema de transporte para el Mercado Interno Sur abastece a las ciudades: Sucre, Potosí y Tarija; y otras poblaciones que se encuentran a lo largo del ducto, mediante los gasoductos: Gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC), Gasoducto Tarabuco-Sucre (GTS), Gasoducto Sucre-Potosí (GSP), Gasoducto Villamontes-Tarija (GVT).

a) Gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC)

Gran parte de las inversiones previstas durante el próximo quinquenio en ductos en Bolivia estarán concentradas en proyectos de expansión para atender los mercados del occidente y la zona de influencia del Gasoducto Carrasco Cochabamba (GCC), entre ellos la expansión del Gasoducto al Altiplano (GAA) en el tramo Parotani-Senkata y la expansión de la capacidad de transporte del Gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) para abastecer a los mercados de Sucre y Potosí. (Reporte YPFB Transporte, 2009)

En lo que respecta a la venta de gas para exportación, el plan incluye la puesta en operación de la segunda fase del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) para cumplir con los volúmenes contractuales con la Argentina.

La atención al mercado interno, incluyendo las plantas de separación de líquidos e industrialización, requerirán la ampliación de la actual capacidad de transporte de gas natural.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. Identificación del problema

El Gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) comprende lugares que son considerados no inspeccionables, debido a que muestran una variedad de características físicas, tales como secciones enterradas y en superficie pendientes muy pronunciadas, variación en el tipo de revestimiento y en los niveles de corriente impresa (Protección Catódica), y en el caso de secciones enterradas, variaciones en el acceso al ducto por el derecho de vía. Debido a todas estas restricciones no se pueden utilizar las metodologías convencionales como la inspección instrumentada, para el respectivo mantenimiento integral del gasoducto, específicamente para el control de la corrosión. La corrosión consiste en la destrucción o deterioro de un material que reacciona con el medio ambiente.

La corrosión de un metal es proceso electroquímico debido al flujo de electrones que se intercambian entre los diferentes componentes del sistema. La corrosión es la principal causa de falla alrededor del mundo. (Klever et al, 1995) Cuando un gasoducto falla ocasiona grandes impactos en términos de pérdida de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgos a vidas humanas. Además de los costos muy altos asociados para el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de estructuras atacadas por corrosión. Existen además otros costos indirectos como son:

- Sobre diseño de equipos para prevenir la corrosión.
- Mantenimiento preventivo, entre ellos revestimientos.
- Paro de equipos.
- Contaminación del producto.
- Perdida de eficiencia en equipos.
- Daños a equipos adyacentes a aquel que fallo por corrosión.

Por tal motivo, la metodología más conveniente para la evaluación y previsión de fallas de presión en gasoductos es el análisis numérico indirecto mediante el uso de software¹.

1.3.2. Formulación del problema

En función a la anterior explicación y análisis se puede formular el siguiente problema:

¿Cuáles son las metodologías para evaluar y predecir las presiones de falla en el gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) causados principalmente por corrosión y grietas de manera indirecta?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Realizar un análisis cuantitativo para predecir las presiones de falla del gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) que contiene defectos de corrosión y grietas

1.4.2. Objetivos específicos

- Describir el carácter principal del fenómeno de corrosión y la información de grietas en el gasoducto GTC.
- Proponer un modelo numérico para poder predecir el incremento de la corrosión y grietas para el tramo con mayor defecto del gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC).
- Predecir el tiempo de vida útil que presentaría el tramo Tarabuco – Cochabamba perteneciente al gasoducto GTC

¹ Existen varios programas para el manejo de ductos, pero solo Word es un programa más preciso y más fácil en su manejo.

- Realizar una simulación en SolidWorks para apreciar a través del método de elementos finitos las secciones expuestas a un mayor esfuerzo en el gasoducto en 3D con defectos de corrosión.
- Evaluar los costos en cuanto al mantenimiento integral del gasoducto en estudio.

1.5. JUSTIFICACIÓN

1.5.1. Justificación teórica

En la actualidad existe una gran red de ductos terrestres para la recolección y el transporte de hidrocarburos distribuidos a lo largo de todo el país. (Reporte YPFB Transporte, 2009) La seguridad en la operación de estos sistemas es de vital importancia, por lo que, el ducto debe ser inspeccionado, se debe evaluar la integridad y dar respuesta a esta evaluación, utilizando métodos aceptados por la industria petrolera de tal manera que se garantice la integridad mecánica del ducto durante toda la vida útil para el sistema de transporte de hidrocarburos.

Por tanto, es necesario contar con una metodología que permita evaluar, controlar y predecir daños en gasoductos, para facilitar su análisis y estimar los costos necesarios para su reparación o sea es preciso cambiar la tubería. La metodología predictiva permite programar períodos de mantenimiento y manejar mejor los presupuestos para estas.

1.5.2. Justificación económica

Contar con una metodología indirecta para la evaluación de fallas de presión en gasoductos, permite reducir el costo de operación y mantenimiento (O&M) por parte de la empresa operadora del gasoducto.

Un análisis y levantamiento de datos cuantitativo indirecto es muy factible cuando se quiere reducir los gastos y es barato ya que sólo se utilizan software sencillo y algunos recursos humanos.

1.5.3. Justificación ambiental

El proyecto también contribuye en la protección del medio ambiente; ya que prevenir todo tipo de explosión, también llega a prevenir de la contaminación ambiental, ya que la incineración de hidrocarburos contamina el aire el que hoy los suelos generando volúmenes incalculables de dióxido de carbono y otros agentes inertes muy contaminantes.

1.6. ALCANCES

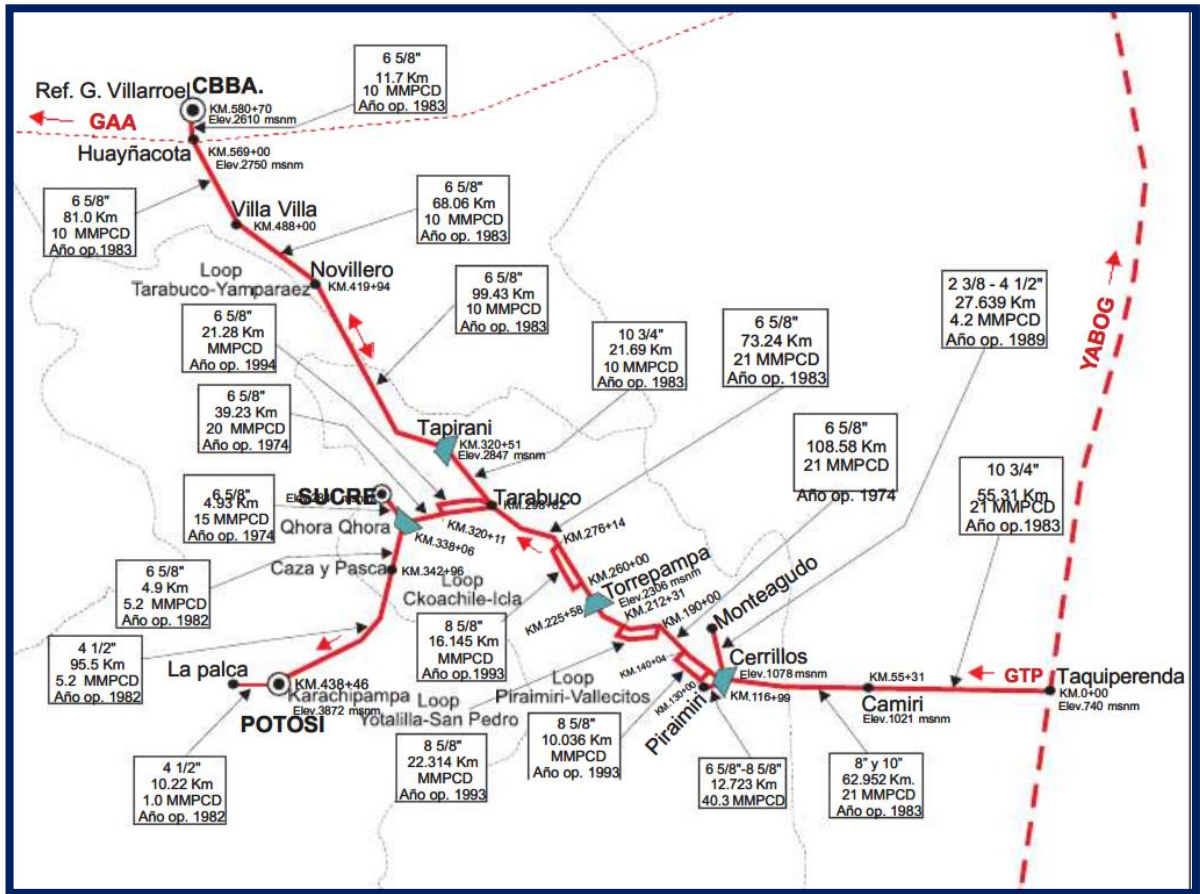
1.6.1. Alcance temático

Este proyecto expone básicamente el mantenimiento a gasoductos, y métodos de concurrir y predicción de daños en la tubería ocasionados principalmente por grietas y corrosiones que no pueden controlarse directamente debido a que pasan el por lugares inalcanzables y peligrosos. Para este trabajo y análisis se aplicarán las materias del transporte de hidrocarburos I y II, simulación numérica, programación aplicada, operaciones unitarias y otras relacionadas en pequeña proporción como ser ecuaciones diferenciales.

1.6.2. Alcance geográfico

El gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) tiene una extensión de aproximadamente 580 km de longitud con una OD que varía entre 6 5/8 in a 10 3/4 in según la locación del gasoducto. Ubicado geográficamente en los departamentos de Chuquisaca y Cochabamba

Figura 1. 2 Estación de Compresión de Taquiperenda



La representación de la extensión total del gasoducto GTC, que comienza en el departamento de Chuquisaca hasta el departamento de Cochabamba, pasando por localidades intermedias que también se abastecen de gas natural. Tomada de YPFB Transportes, 2006.

1.6.3. Alcance temporal

El presente proyecto será elaborado en 4 fases

1era fase: Recopilación de la información respecto a contratos realizados en las gestiones 2016 a 2018 por parte de YPFB Transportes

2da fase: Selección de la información relevante para la redacción del proyecto

3ra fase: Elaboración y presentación del borrador

4ta fase: Defensa final del proyecto

CAPITULO II

EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS

2.1. GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

El transporte de hidrocarburos es básicamente el traslado de un lugar a otro de fluidos líquidos o gaseosos, este traslado puede ser realizado a través de ductos que según el fluido que transporta asume un nombre en específico como oleoducto, gasoducto o poliducto. (Cronin & Plumtree, 2008)

2.2. TIPOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS

Existen 3 tipos de ductos especialmente para el transporte de diferentes tipos de hidrocarburos, estos son:

- Gasoductos, cuya finalidad es el transporte exclusivo de gas natural
- Poliductos, cuya finalidad es el transporte de productos parcial o totalmente refinados del petróleo como ser gasolinas, diésel, etc.
- Oleoductos, que son los ductos que transportan petróleo crudo por lo general de los campos petroleros de explotación hacia las refinerías y plantas de procesamiento.

2.2.1. Transporte por gasoductos

El Gas Natural se puede producir como un material separado, durante las operaciones de Exploración y Producción, como un producto resultado de las operaciones de producción de petróleo crudo. (Mok et al, 1991)

En el gasoducto las tuberías de transmisión alcanzan hasta 48 pulgadas de diámetro, estas desplazan el gas natural del centro de producción y procesamiento

hacia la red de distribución y es impulsado a través de estaciones de compresión dispuestas en base a diseño.

La Red de Distribución de Gas Natural en última instancia entrega el producto a consumidores residenciales e industriales; En Bolivia el mayor gasoducto es el GTB (Gasoducto Trans boliviano) de exportación de gas natural al Brasil cuyo diámetro es de 32 pulgadas. (Reporte YPFB Transporte, 2009)

2.3. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS GASODUCTOS

Las características físicas de los gasoductos están particularmente sujetas al diseño específico de cada uno, el diseño de estas debe tomar en cuenta las variables operacionales, las características topográficas del terreno donde se emplazará el proyecto, la longitud del trazo y características fisicoquímicas del gas que se pretende transportar. (Mok et al, 1991)

2.3.1. Elementos que conforman un gasoducto

Un sistema utilizado para la obtención y transporte de gas natural comprende los siguientes componentes:

- Yacimiento gasífero.
- La ruta y el derecho de vía.
- Los ductos.
- Estaciones de compresión.
- Generadores.
- Sistemas de almacenamiento.
- Sistemas de protección contra-incendio.
- Sistemas de protección catódica (ánodos de sacrificio o corriente impresa).
- Sistemas de válvulas de emergencia y dispositivos reductores de presión.

- Sistemas de integración.
- Sistemas automáticos de diagnósticos de fallos (filtraciones, derrames, sobrepresiones, etc.).

2.3.2. Material de los ductos

Los ductos transportadores de gas son de materiales que están regulados principalmente por las siguientes normas:

API 5L, define:

- Composición del material.
- Resistencia mecánica.
- Número de identificación único para la tubería con el objeto de poder hacer su trazabilidad.

ASME B31.8, “Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas”.

ASTM A53, “Especificación normalizada para tubos de acero negro”.

ASTM A 135, “Tuberías de acero soldadas por arco eléctrico”.

Los ductos por lo general se fabrican partiendo de aceros del tipo ASTM A53 Grado 5L. El acero ASTM A53 Grado 5L tiene características mecánicas que satisfacen los requerimientos de las normas arriba señaladas para la industria petrolera.

2.3.3. Tipos de sistemas de tuberías de gas

2.3.3.1. Sistema de recolección

La Recolección de Hidrocarburos se define como el acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las

primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte. (Mok et al, 1991)

2.3.3.2. Sistema de transmisión

El Sistema de transmisión es considerado de interés general, los cuales comienzan en las instalaciones de procesamiento, almacenamiento u otros ductos de transporte, y terminan en instalaciones de almacenamiento, otras tuberías de transporte o puntos de entrega a los distribuidores estatales de distribución de gas natural. (Mok et al, 1991)

2.4. CRITERIOS OPERATIVOS Y DE DISEÑO

Para obtener óptimos resultados para un sistema de transmisión por gasoducto, estudios de ingeniería y economía son necesarios para decidir el diámetro de la tubería, material, los requerimientos de la energía de compresión y la ubicación de la ruta del gasoducto.

Es así que los principales factores que influyen sobre el diseño de la tubería son:

- Propiedades del fluido.
- Condiciones de diseño.
- Oferta y demanda de las localidades
- Normatividad y aspectos legales de la zona.
- Ruta, topografía y acceso.
- Impacto ambiental.
- Economía.
- Impacto hidrológico.
- Impacto sísmico y volcánico.
- Material.
- Construcción
- Operación.
- Protección.
- Integridad del gasoducto a largo plazo.

Las condiciones bajo las cuales una tubería opera son determinadas en la etapa de diseño. La etapa de diseño debería también determinar las condiciones más estrictas sobre las cuales el ducto operaría y suministrar las instalaciones necesarias para prevenir la falla, incluyendo la ruptura de la línea (por ejemplo, cierre de válvulas repentino aguas abajo que pueda causar un incremento en la presión del ducto pudiendo producir de esta forma su ruptura). (Fu & Kirkwood, 1995)

2.5. FACTORES² QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE POR GASODUCTOS

El ambiente afecta al diseño de la tubería tanto encima como por debajo de la superficie.

Para las tuberías que se encuentran debajo de la superficie (enterradas) las siguientes propiedades deben ser determinadas durante el diseño del sistema:

- Temperatura del suelo.
- Conductividad del suelo.
- Densidad del suelo.
- Calor específico del suelo.
- Profundidad de enterramiento.

En la mayoría de los casos, solo la temperatura del aire y su velocidad tienen un impacto significativo en el diseño de los gasoductos por encima del suelo. (Mok et al, 1991). Para los gasoductos que se encuentran tanto por encima como por debajo de la superficie, la estabilidad del suelo influye en el diseño de la tubería y en su sistema de soporte. (Fu & Kirkwood, 1995)

2.5.1. Presión y temperatura

² Factores identificados según bibliografía sin datos experimentales

La temperatura y presión influyen sobre todas las propiedades de los fluidos. Un aumento en la temperatura reduce la transmisibilidad de los gasoductos debido a un incremento en la caída de presión. Esto resulta en un incremento neto de los requisitos de potencia del compresor para una tasa de flujo dada. Para el caso particular de los gases, el valor absoluto de la viscosidad incrementa con la temperatura o presión. Dicho incremento producirá pérdidas por fricción a lo largo de la tubería. (Fu & Kirkwood, 1995)

La relación de la presión, temperatura y otros parámetros en el diseño de gasoductos puede ser resumido revisando la ecuación típica por la que se define la transmisión del gas natural en el ducto. Dicha ecuación presenta la relación de presión y temperatura, características del ducto tales como el diámetro y rugosidad de la tubería, caudal, longitud de tubería, perfiles de elevación y las propiedades del fluido a ser transportado.

Es así que la ecuación para un flujo isotérmico de un fluido compresible en una tubería se define de la siguiente forma:

$$Q = 38.744 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{Z * SG * T_m * L} \right)^{0.5} d^{2.5} * E * F \quad (2.1)$$

Dónde:

Q = Caudal en condiciones estándar, (SCFD)

F = Factor de transmisión de la tubería, (adimensional)

T_b = Temperatura base, °R (460 + °F)

P_b = Presión base, (psia)

P₁ = Presión absoluta de entrada, (psia)

P₂ = Presión absoluta de salida, (psia)

SG = Gravedad específica del gas, (adimensional)

T_m = Temperatura promedio del flujo del gas, °R (460 + °F)

L = Longitud de tubería, (milla)

Z = Factor de compresibilidad del gas, (adimensional)

d = Diámetro interno de la tubería, (in)

E= factor de eficiencia del ducto

Si se analiza la ecuación (2.1), ésta indica que, para un factor de fricción constante, la pérdida de presión y flujo de gas no tienen una relación lineal. Cambios en la velocidad alteran el flujo, así como cambios a lo largo de la tubería alteran la viscosidad y densidad. El resultado en cada caso es que la fricción cambia. Es importante no confundir la fricción con la rugosidad de la tubería. La rugosidad es la característica física de una tubería y es por lo general constante a cualquier tiempo o posición, siendo la fricción la que cambia dentro de la tubería.

2.5.2. Compresibilidad del gas

El factor de compresibilidad “Z” también llamado factor de desviación³, es un factor de corrección que refleja la desviación en el valor del volumen real que ocupa un gas, respecto al valor del volumen ideal. Este volumen real que ocupa un gas a una determinada presión y temperatura, regularmente es menor que el volumen que ocuparía como gas ideal; la definición del factor de compresibilidad se presenta a continuación:

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (2.2)$$

El factor de compresibilidad es cercano a uno para bajas presiones y altas temperaturas, es decir, los gases reales se comportan de forma ideal en estas condiciones, para condiciones cercanas al estándar el factor de compresibilidad siempre será aproximadamente uno, sin embargo, para presiones y temperaturas alejadas a estas condiciones, los gases exhiben una clara dependencia de los

³ El factor de desviación Z es entonces, una medida de cuánto se atraen o se repelen las moléculas de un gas, a una presión y temperatura dada. proporcionalmente a medida que aumenta la presión.

valores de su presión y temperatura, cambiando así el factor de compresibilidad.(Stephens, Leis & Rudland, 1997)

A lo largo de los años se han desarrollado varios métodos para determinar el valor del factor de compresibilidad, ya que es primordial para poder conocer y modelar de una manera precisa el comportamiento de los gases reales sin la necesidad de hacer pruebas en laboratorio.

El método desarrollado por la California Natural Gas Association (CNGA), resulta ser un método sencillo, su única restricción es que debe ser aplicado para presiones de trabajo mayores a 100 psi, las ecuaciones de este método se presentan a continuación.

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{344400 * P_{prom} * 10^{1.785 * SG}}{T_{prom}^{3.825}} \right) \right]} \quad (2.3)$$

Dónde:

SG= gravedad específica del gas natural; (adimensional)

P_{prom}= presión promedio del gasoducto (Ecuación 3.8); (psig)

T_{prom}= Temperatura promedio del gasoducto; (°R)

CAPITULO III

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN Y GRIETAS EN GASODUCTOS

3.1. INTRODUCCIÓN

La corrosión convalida la ley universal de la entropía, según la cual todo tiende a un estado de mayor caos y desorden. Las manchas de herrumbre que aparecen en una vara de hierro o la pátina verde que se observa en una pieza de cobre son evidencias de los efectos insidiosos de la corrosión. Estos ejemplos pueden considerarse molestos, pero llevados al extremo, los resultados de la corrosión pueden tener consecuencias catastróficas.

Los materiales metálicos de construcción, una vez expuestos al ambiente de servicio, sufren deterioro irreversible con el paso del tiempo, debido a su interacción fisicoquímica espontánea con el medio ambiente que los rodea. Esta destrucción se debe al fenómeno corrosión electroquímica, cuando el ambiente presenta humedad y este proceso es un factor que determina la vida útil de la estructura metálica. Puesto que es prácticamente imposible eliminar dicho deterioro, la única manera es controlarlo, obteniendo conocimientos de su origen y mecanismo, y a base de ello aplicar métodos de protección adecuados contra la corrosión. (Chouchaoui et al, 1992)

Por ejemplo, en las líneas industriales de transmisión de petróleo y gas (tuberías de gasoductos y oleoductos), las fallas por corrosión como picaduras y perforaciones, debidas al ataque corrosivo del suelo, usualmente causan derrame, fuego o explosión de los productos que son transportados y con ello la contaminación del medio ambiente, y pérdidas económicas muy costosas. Por lo tanto, es necesario el uso de métodos correctos, para la evaluación y predicción de la agresividad corrosiva del suelo y su capacidad de producir corrosión, de manera que al realizar

las mediciones necesarias se puedan prevenir accidentes de grandes consecuencias, tomando medios de protección anticorrosiva apropiados.

Desafortunadamente, la agresividad del suelo está influida por varios factores que interactúan de una manera complicada. Las condiciones en la tierra pueden depender fuertemente de las condiciones atmosféricas. A veces el deterioro del metal puede parecer al de una corrosión atmosférica⁴ (en suelos rígidos, no muy húmedos), llegando hasta una corrosión de metal totalmente sumergido en agua, cuando la humedad del suelo es muy alta en épocas de lluvias, existencia de ríos subterráneos. (Stephens, Leis & Rudland, 1997)

Los factores más importantes que controlan los niveles de la agresividad corrosiva del suelo, que deben ser considerados por los ingenieros durante el periodo de diseño de una estructura subterránea son: tipo y estructura del suelo; contenido de humedad; contenido de oxígeno; resistividad del suelo; concentración de iones solubles (cloruros, sulfatos, nitratos, nitritos); pH (acidez) del suelo; dureza total (contenido de CaCO_3); materia orgánica soluble en agua.

Los métodos generales para la prevención de la corrosión en suelos consisten en interferir de alguna manera el fenómeno de la corrosión y detener su desarrollo. Las formas más comunes de prevención del fenómeno corrosión son:

- a) tratamiento del medio ambiente;
- b) mejoramiento de la resistencia a la corrosión del material metálico;
- c) protección catódica;
- d) aislamiento del metal del medioambiente (protección pasiva).

La protección catódica es uno de los métodos más efectivos para el control de la corrosión de tuberías enterradas o sumergidas. Cualquier ducto o estructura, debe

⁴ La corrosión atmosférica es la suma de procesos parciales de corrosión que tienen lugar cada vez que se forma la capa de electrolito.

protegerse catódicamente en toda su longitud, de acuerdo con los criterios establecidos, a menos que se tenga un estudio técnico que indique que puede utilizarse otro tipo de protección adicional al recubrimiento dieléctrico. (Fu & Kirkwood, 1995)

3.2. CORROSIÓN EN DUCTOS

La lucha contra la corrosión requiere que se comprendan los elementos principales que causan y contribuyen a este fenómeno. Existen varias clases de corrosión; para la industria del petróleo y el gas, los tipos más comunes son la exposición al dióxido de carbono [CO_2 , corrosión dulce], al ácido sulfhídrico [H_2S , corrosión ácida] y al oxígeno [O_2], y la corrosión causada por los microbios, aludida como corrosión influenciada microbio- lógicamente o corrosión microbiológica (MIC). (Fu & Kirkwood, 1995)

Algunas formas de corrosión de los metales se relacionan con la estabilidad; por ejemplo, la corrosión galvánica es un proceso electroquímico asociado con el movimiento de los electrones entre áreas que poseen potenciales electroquímicos diferentes. La celda de corrosión describe esquemáticamente la corrosión oxidante, que es análoga a una batería en la cual dos metales disímiles son conectados por un electrolito. Un metal que posee un índice de corrosión más alto más inestable representa la parte negativa de la celda y actúa como ánodo; un segundo metal que posee un índice de corrosión más bajo más estable actúa como la parte positiva de la celda; es decir, el cátodo.

Durante la corrosión galvánica, se forman óxidos metálicos a medida que los electrones fluyen del ánodo al cátodo a través del electrolito que es el fluido en contacto con el ánodo y el cátodo. Una versión simplificada de la oxidación del hierro puede ser utilizada para ilustrar la corrosión galvánica. Cabe destacar que el proceso real es más complejo. (Chouchaoui et al, 1992)

La presencia de agua [H₂O] sobre la superficie del hierro [Fe o FeO] libera electrones para formar iones ferrosos [Fe²⁺] y férrico [Fe³⁺], que actúan como el ánodo en nuestra analogía de la batería. Los electrones liberados fluyen hacia el cátodo, donde, en presencia de oxígeno [O₂], se forman óxido ferroso [FeO] y óxido férrico [Fe₂O₃] como incrustaciones de herrumbre o precipitados. Un subproducto de la reacción en el cátodo son los iones hidroxilo [OH⁻] resultantes de la reducción del agua oxigenada.

El hierro también puede reaccionar con el CO₂ formando carbonato ferroso [FeCO₃] y con el H₂S formando sulfuros de hierro [Fe_xS_x]. En ausencia de O₂, pero en presencia de CO₂ y H₂S, la reacción catódica puede generar gas hidrógeno. (Cronin & Plumtree, 2008)

3.3. TIPOS DE CORROSIÓN

- **La Corrosión del Acero.**

Las tuberías de acero, que se utilizan comúnmente en los sistemas de vapor, contienen una cantidad significativa de hierro y es vulnerable a la oxidación bajo ciertas condiciones. El Óxido de hierro ocurre debido a la oxidación de la superficie del metal con la exposición al aire y el agua. Los Sistemas de tuberías de recuperación de condensado de acero son especialmente vulnerables porque los reactivos para la oxidación para formar (oxígeno, agua y hierro) son abundantes. (Raichev & Veleva, 2009)

Sin embargo, la infiltración de aire en el sistema posterior al paro del mismo puede conducir a una corrosión significativa si no se drena correctamente. Es importante darse cuenta de que los sistemas con períodos de parada frecuentes pueden experimentar oxidación acelerada en todos los tubos si se

permite que el condensado permanezca en el sistema durante el tiempo de paro⁵.

Una buena medida para prevenir la oxidación durante el funcionamiento es emplear el uso adecuado de trampas de vapor las cuales eliminarán el condensado que se forme y ayudarán a mantener el vapor seco. El aire también debería ser eliminado del sistema a través de los venteos de aire de modo que se reduzcan al mínimo las oportunidades de formación de óxido. Cuando se producen paradas, es importante drenar manualmente el condensado desde todos los puntos de recuperación en los cuales el condensado pudiera no ser drenado de manera automática por las trampas de vapor.

- **Acero Inoxidable.**

El acero inoxidable a menudo se dice que es un metal resistente a la corrosión. En realidad, no es el propio metal el que es resistente a la corrosión. El acero inoxidable gana esta propiedad a través de un proceso llamado "pasivación".

La pasivación se refiere a la formación de una fina capa de óxido sobre la superficie del metal previo al entrar en contacto con el aire. La capa de óxido protege el metal, que conserva su color y brillo original. En el caso del acero inoxidable, esta capa se forma naturalmente y es resistente a la oxidación y otros tipos de corrosión. (Cronin & Plumtree, 2008)

El acero inoxidable puede ser utilizado en la industria para sistemas en los que la resistencia a la corrosión, la capacidad de manejar altas temperaturas y los altos estándares de sanidad son absolutamente vitales, como en la

⁵ La corrosión se puede analizar en el proyecto de grado de Calisaya (2017), titulado Eliminación de la corrosión generada por CO₂ en la planta Carrasco mediante la simulación del proceso de absorción química empleando hidróxido de sodio

demanda de la industria pesada o aplicaciones médicas. TLV emplea el uso de acero inoxidable en muchas de sus trampas de vapor y ofrece opciones de acero inoxidable para muchos otros productos para satisfacer estas necesidades. (Cronin & Plumtree, 2008)

Aunque los productos de acero inoxidable pueden tener un precio de compra más alto, también es importante considerar la notable longevidad y durabilidad que pueden proporcionar. Muchas compañías ahora requieren de acero inoxidable para sistemas de trazo para evitar bloqueos causados por la corrosión.

3.4. TIPOS DE CORROSIÓN SEGÚN SUS CAUSAS

- **La corrosión uniforme.**

Es típica de los aceros de baja aleación y puede observarse a través de toda un área expuesta. La evidencia inicial de la corrosión uniforme es la rugosidad de la superficie. El espesor del metal se reduce a medida que la corrosión avanza y tarde o temprano falla debido a la presión interna o las fuerzas externas. (Raichev & Veleva, 2009)

Dado que este tipo de corrosión se vincula con la exposición de las superficies, puede prevenirse mediante la protección adecuada de las mismas. La corrosión uniforme puede producirse en los equipos utilizados para las operaciones petroleras, tales como los tratamientos de estimulación hidráulica y acidificación. (Raichev & Veleva, 2009)

- **La corrosión localizada.**

Se produce en determinados lugares, en vez de producirse a través de un área generalizada, y es más peligrosa que algunos otros tipos de corrosión

debido a su naturaleza impredecible y el potencial para el desarrollo rápido. La corrosión localizada, a la cual son susceptibles hasta los cristales como los aceros inoxidable, puede subdividirse en corrosión por picaduras, corrosión por grietas o fisuras y corrosión bajo depósito. (Raichev & Veleva, 2009)

La corrosión por picaduras puede producir agujeros en los componentes metálicos y es una de las causas principales de fallas en los equipos petroleros, incluyendo las tuberías de producción, las tuberías de revestimiento, las varillas de bombeo y el equipo de superficie.

- **La corrosión por grietas o fisuras.**

Se produce en áreas restringidas, en las que el metal en la grieta se vuelve anódico y el resto del metal actúa como cátodo. La grieta puede formarse donde dos metales disímiles entran en contacto. (Raichev & Veleva, 2009)

- **Los índices de corrosión por picaduras.**

A menudo son mucho más altos que los de otros tipos de corrosión. Se pueden aplicar inhibidores en la superficie para prevenir la iniciación, pero una vez que se forma una picadura los inhibidores a menudo no pueden retardar su crecimiento.

- **La corrosión bajo depósito.**

se produce cuando la arena, las sustancias corrosivas o los sólidos porosos se adhieren a la superficie del metal. Si bien la zona debajo del depósito es resistente a los inhibidores y se puede corroer rápidamente, este tipo de corrosión a menudo puede controlarse limpiando las superficies internas de

las tuberías, por ejemplo, mediante la utilización de diablos. (Chouchaoui et al, 1992)

- **La corrosión galvánica.**

Puede constituir un problema cuando dos metales disímiles entran en contacto. El metal que posee la menor resistencia a la corrosión actúa como ánodo y el metal más resistente actúa como cátodo. El ánodo se corroe con mayor preferencia. Esta forma de corrosión se observa con frecuencia en las líneas de conducción y en las plataformas marinas.

- **La corrosión inducida por flujo.**

Tiene lugar cuando el flujo de líquido acelera la corrosión. Los cabezales de pozos y las bombas son susceptibles a este tipo de corrosión, que puede manifestarse como erosión o cavitación. La corrosión por erosión se produce cuando el flujo de fluidos remueve la película de protección que se forma de manera natural o que ha sido aplicada externamente. Debido a sus propiedades abrasivas, los sólidos suspendidos aceleran el proceso. (Raichev & Veleva, 2009)

3.4.1. Serie potencial de los metales

La tendencia a la corrosión de un metal mostrada por la serie electroquímica puede alterarse por causa de no cumplirse las condiciones que se impusieron para su definición. Entre ellas citamos:

- Actividades normales de los iones metálicos.
- Naturaleza diferenciada del electrolito.
- Temperatura constante en el electrolito.
- Oxigenación constante en el electrolito.

3.4.2. Corrosión galvánica

Si se experimentan en un medio corrosivo dado y con las actividades iónicas características llegamos a la medición de unos potenciales E de oxidación, diferentes a los E^0 electroquímicos, que constituyen lo que se denominan series galvánicas en un medio dado. La tabla 3.1 refiere la serie galvánica en agua de mar en sentido correlativo desde los metales más activos a los más nobles, en el sentido de la oxidación.

3.4.3. Corrosión química

Se produce cuando un material reacciona en un líquido o gas corrosivo, hasta disolverse por completo o hasta saturar el líquido. Esto puede ocurrir de distintos modos:

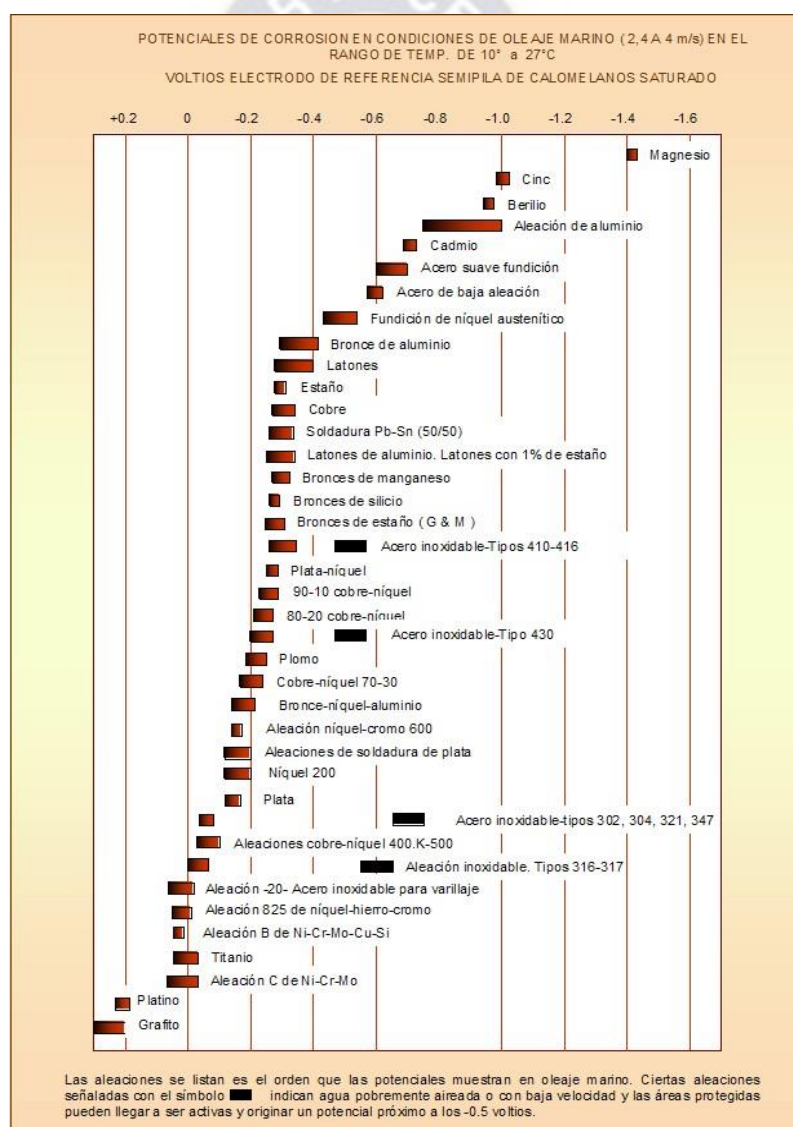
- **Ataque por metal líquido.** Se da cuando un metal sólido y otro metal líquido se ponen en contacto, y el primero es corroído en sus puntos débiles por el segundo.
- **Lixiviación selectiva.** Se da cuando hay una corrosión selectiva en aleaciones metálicas.
- **Ataque químico.** Se da con reacciones químicas agresivas por solventes poderosos, como los que son capaces de disolver polímeros, generalmente considerados resistentes a la corrosión.

3.4.4. Corrosión por el medio circundante

La biocorrosión, también conocida como corrosión microbiana y más específicamente llamada corrosión influida microbiológicamente o MIC (por sus siglas en inglés, Microbiologically Influenced Corrosion) se puede definir como “un proceso electroquímico que produce el deterioro de un material metálico donde se encuentran involucrados microorganismos (bacterias, hongos o algas) ya sea iniciando, facilitando o acelerando el proceso de ataque corrosivo”. (Raichev & Veleva, 2009)

Los microorganismos anaeróbicos provocan un incremento de hasta 10 veces en la velocidad de corrosión por la producción del H₂S y la liberación de enzimas específicas (principalmente “hidrogenasa”). Se han identificado algunas especies de microorganismos clasificados como «Hidrógeno-dependientes» que usan el hidrógeno disuelto del agua en sus procesos metabólicos provocando una diferencia de potencial del medio circundante. (Raichev & Veleva, 2009)

Figura 3. 1 Serie potencial de metales



Fuente: Tomada de Raichev R, Veleva L, 2009

3.5. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN⁶

Según los autores Raichev & Veleva los siguientes factores son los más generales que se consideran para que un material comience a oxidarse, se tiene que son:

- Potencial Eléctrico de los Metales (E° vs SHE).
- Formación de Películas y Biopelículas (Biofilms).
- Temperatura (T°).
- Velocidad de Corrosión ($UCorr$).
- Agentes Oxidantes (Ox)
- pH del medio ambiente (Alcalino -OH u Ácido -H) (2009)

3.6. FORMACIÓN DE GRIETAS CAUSADAS POR LA CORROSIÓN

3.6.1. Grieta longitudinal externa

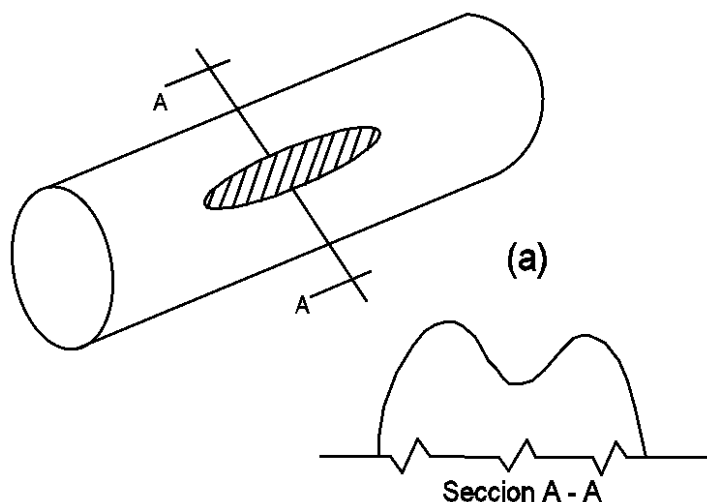
En un elemento estructural para cuando se tiene una tenacidad elevada y espesores delgados como normalmente se tiene en tuberías de conducción de petróleo cuando se cumple con las especificaciones dadas por los códigos de fabricación, por ejemplo, API 5L Y API 1104, antes de alcanzarse la condición crítica de falla en el frente de grieta se puede presentar una deformación plástica masiva provocando una redistribución de esfuerzos reduciéndose los gradientes de esfuerzo. (Cronin & Plumtree, 2008)

Pero si se encuentran zonas frágiles de baja tenacidad, por ejemplo, por soldadura, con la presencia de discontinuidades tipo grieta las cargas límites de falla.

Para cuando se tiene una tubería una grieta longitudinal pasante de longitud con efecto de abombamiento, (Ver figura 3.2) el factor de intensidad de esfuerzo.

⁶ Estos factores se entienden como las causas iniciales de la corrosión

Figura 3.2 Grieta longitudinal externa.



Fuente: Tomada de Lancaster, 1993

3.7. PRESIÓN DE FALLA OCASIONADOS POR CORROSIÓN Y GRIETAS EN LOS GASODUCTOS

Por fluctuaciones de presión se puede presentar un crecimiento de grietas hasta llegar a un tamaño crítico de falla. Por ejemplo, en un modelo de tubería de aluminio AL 6013 con espesor de 0.08 pulg y diámetro nominal de 3.4 pulg se encuentra que con 5000 ciclos de presión fluctuante entre 0 y 500 psi una grieta longitudinal de 0.335 pulg, crece a 2.02 pulg. Para esta tubería la presión de inestabilidad plástica es de 1818 psi. En general la rata de crecimiento de una grieta por fluctuación de un esfuerzo se ha encontrado que depende primordialmente del intervalo de la correspondiente fluctuación del factor de intensidad de esfuerzo de la forma:

$$\frac{da}{dN} = C(dKi)^m \quad (3.1)$$

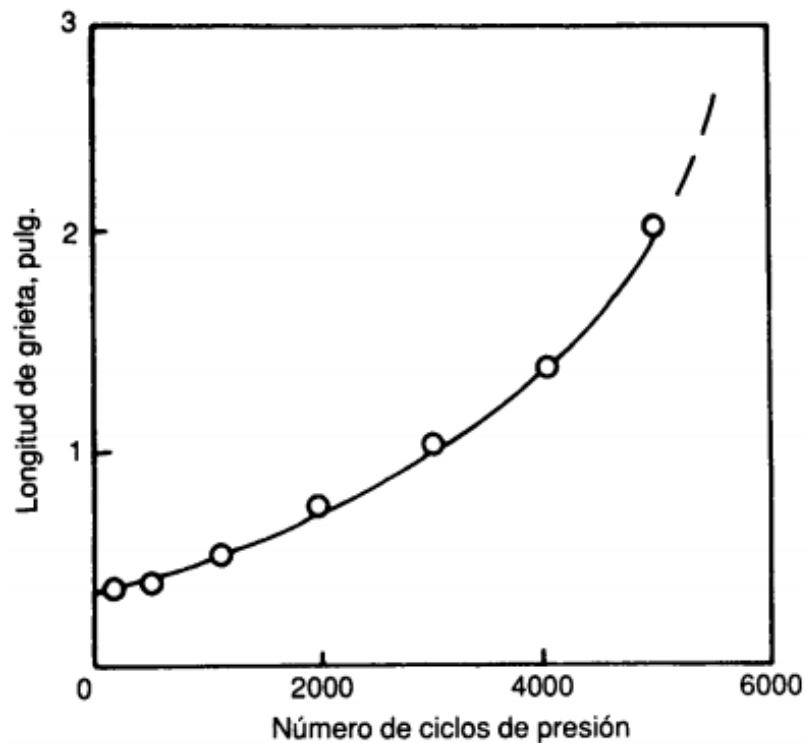
Donde:

da/dN = crecimiento de grieta por ciclo de fluctuación de presión.

dKi= intervalo de fluctuación de intensidad de esfuerzo.

C y m = constantes determinadas experimentalmente.

Figura 3. 3 Régimen de crecimiento de grieta longitudinal por fluctuación de presión entre 0 y 500 psi en tubería de aluminio AL 6013.



Fuente: Tomada de W.A Backofen, Deformation Processing, Addison-Wesley, 1972

Para aceros ferríticos-perlíticos (estructura usual en aceros de tueras de conducción de petróleo) se encuentra que $C = 3.6 \times 10^{-10}$ y $m=3$ para cuando $t_i = K_i$, V pulg (Backofen, 1972)

3.8. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN DUCTOS CON CORROSIÓN Y GRIETAS

3.8.1. Mantenimiento preventivo

Son conducciones de acero o polietileno, que sirven para transportar gases combustibles a gran escala, por las que circulan a alta presión. Los gasoductos son

tubos inmensos empleados para transportar gas natural. Los gasoductos pueden transportar combustibles desde los pozos de producción hasta las refinerías y luego a terminales de almacenamiento y distribución. Muchos gasoductos son subterráneos. Los construidos sobre el terreno se usan a menudo para transportar combustible hasta terminales marinas y desde ahí a otros lugares. (Backofen, 1972)

Como es sabido, el mantenimiento de un gasoducto es la etapa más importante en el transporte, ya que de este factor depende la eficiencia del mismo. Por tal motivo, se debe tener en cuenta" dónde está la tubería, el tipo de caudal y realizar operaciones periódicas de la estructura. #l mantenimiento de gasoductos se fundamenta en lo establecido en forma ASME. Construcción de gasoductos, la cual establece lo siguiente:

- **Vigilancia Periódica de los Gasoductos.**

Se deberá implementar y establecer procedimientos para la vigilancia de gasoducto, en los cuales se deberán estudiar las condiciones y tomar acciones apropiadas cuando ocurran fallas, fugas, caída de eficiencia de flujo, entre otros. (Backofen, 1972)

- **Patrullaje del Gasoducto.**

Se debe mantener un programa de patrulla el gasoducto para observar las condiciones de superficie del gasoducto, para buscar indicadores de fugas, peligros naturales y cualquier otro factor que afecten la seguridad y operación del gasoducto. (Backofen, 1972)

- **Estudio**

Se deben efectuar estudios de fugas periódicos sobre las líneas como parte del plan de operación y mantenimiento. La frecuencia de los estudios de

fugas se determinará de acuerdo a la presión, edad de la tubería clase de localidad y si es que la línea transporta gas sin un odorizador, además de los métodos de mantenimiento mencionados anteriormente también se utilizan otros. (Backofen, 1972)

- **Recubrimientos Protectores**

Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo, el cual puede ser metálico o no metálico. Entre los recubrimientos no metálicos se tienen las pinturas, barnices, lacas, resinas naturales o sintéticos, entre otros/ y, entre los metálicos pueden lograrse mediante el electro deposición de metales como" el níquel, zinc, cobre, cadmio, estaño, cromo, etc. (Backofen, 1972)

3.8.2. Mantenimiento correctivo

Con las actividades correctivas se logra restablecer la integridad de los ductos y ampliar su vida útil. La decisión de reparar un ducto está en función de la severidad del defecto presente por lo que es necesario conocer las formas de daño en las tuberías. (Fu & Kirkwood, 1995)

3.8.2.1. Principales formas de daños en ductos

Los riesgos asociados con el gas natural en el sistema de transporte surgen en primer lugar durante el proceso de puesta en servicio en que el gas se usa para purgar aire que permanece dentro del sistema antes que éste entre en operación. La mezcla de gas natural y aire se descarga a la atmósfera en cantidades muy pequeñas y bajo controles muy estrictos del sistema. Un minucioso control por monitoreo impide que la descarga llegue a formar una mezcla potencialmente explosiva. (Fu & Kirkwood, 1995)

- **Daño Mecánico**

Es de lejos la razón más común de falla en el sistema, ocasionada por contacto durante la realización de actividades de excavación en la vecindad del sistema de tuberías. (Fu & Kirkwood, 1995)

- **Corrosión Externa**

Esto ocurre generalmente en áreas en que la capa protectora exterior se ha perdido o ha sido dañada. Otras causas potenciales de corrosión externa son la pérdida de protección catódica, y la ubicación de las tuberías en un ambiente externo altamente corrosivo. La corrosión externa generalmente produce defectos u orificios localizados que reducen la integridad estructural de la tubería, y en el peor de los casos puede inducir a una fuga, pero no a una explosión severa. (Fu & Kirkwood, 1995)

- **Pérdida de Apoyo del Terreno**

El terreno en el que se apoya la tubería del gas puede estar sometido a movimiento debido a eventos sísmicos, hundimientos, desplomes de terreno, inundaciones y canalización natural. Un sistema sin uniones mecánicas como el diseñado está en mejores condiciones de soportar estos movimientos. (Fu & Kirkwood, 1995)

- **Fatiga**

La tubería puede estar sometida a torsiones o tensiones durante la construcción, o tener defectos de material o de construcción. Con el tiempo, puede aparecer una fuga de gas, pero no una explosión severa. Para evitar que esto ocurra, todo el material será sometido a un control de calidad estricto durante la fabricación. (Fu & Kirkwood, 1995)

3.9. MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LAS PRESIONES DE FALLA DE LAS GASODUCTOS QUE CONTIENEN DEFECTOS DE CORROSIÓN Y GRIETAS⁷

Los gasoductos proporcionan un transporte seguro de alta capacidad de gas natural. El rendimiento de estas tuberías ha sido excepcional, sin embargo, su creciente edad ha llevado a la necesidad de una mejor evaluación de la integridad debido a problemas comunes con el envejecimiento de tuberías incluyendo corrosión, abolladuras, grietas en soldaduras y grietas en el cuerpo de la tubería. (Cronin & Plumtree, 200)

Los defectos de corrosión se evalúan comúnmente utilizando la geometría de defecto y un criterio basado en colapso de plástico que aplica métodos como RSTRENG, mientras que existen varios códigos para evaluar grietas, incluyendo API 579 y BS 7910. Más recientemente, se ha identificado un defecto híbrido conocido como Crack-in-Corrosion (CIC) en el que las grietas coinciden con una cantidad significativa (más del 10% de espesor de pared) de corrosión.

3.10. MÉTODOS ACTUALES PARA EVALUAR DEFECTOS POR CORROSIÓN

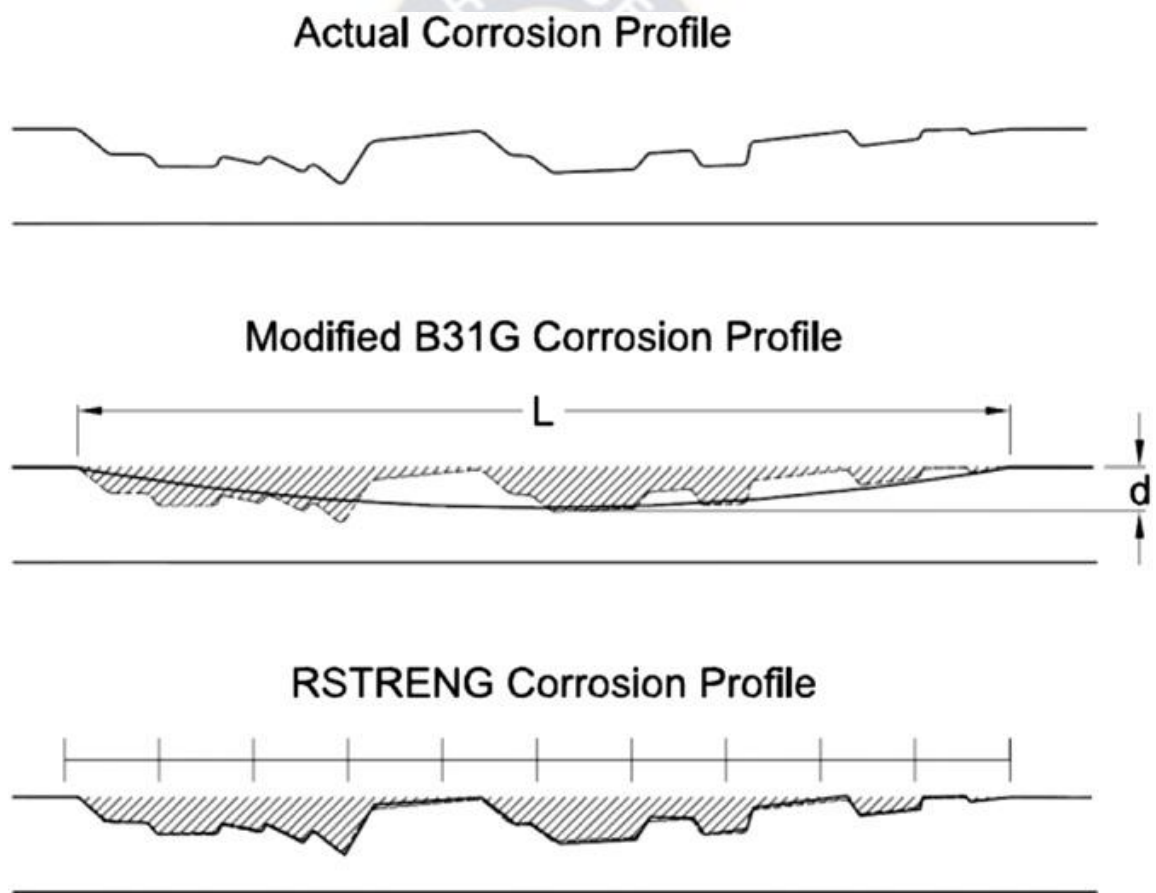
Los defectos de corrosión se encuentran comúnmente en la superficie externa de la tubería debido a defectos en el recubrimiento y/o protección catódica, mientras que la corrosión interna puede ser causada por contaminantes en el producto. Las técnicas de evaluación actualmente aceptadas evalúan los defectos internos y externos de la misma manera.

Aunque estas técnicas se han utilizado con éxito durante muchos años, se reconoce que estos criterios de evaluación son conservadores y en algunos casos requieren que la tubería se retire innecesariamente del servicio cuando todavía es apto para

⁷ Basado en el principio de modelado de la investigación Resolución del modelo matemático para transporte de gas, considerando un sistema isotérmico

el servicio continuo. Sobre la base de la suposición de que la tensión principal máxima (aro) controla el fallo, se propuso el enfoque B31G y posteriormente se mejoró (RSTRENG) para predecir la presión de falla de los defectos de corrosión. Ambos métodos se basan en el enfoque de defecto de superficie NG-18 que relaciona la tensión de flujo, el factor de protuberancia (Factor M de Folias) y la geometría de defecto. (Cronin & Plumtree, 2008)

Figura 3. 4 Defecto corrosión profile actual, Modified y RSTRENG. La figura es una representación de los defectos de corrosión conocidos como B31G y RSRENG, que normalmente están presentes en las tuberías.



Fuente: Tomada de Pipelines: Construction and Others, 2015

Una versión posterior de este enfoque, conocida como RSTRENG, se introdujo para incluir una estimación mejorada de la tensión de flujo de material, perfil de defecto detallado y un procedimiento de evaluación iterativa para predecir la presión de falla de defecto de corrosión.

$$P_f = \left(\frac{t}{R}\right) \sigma \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} * \frac{1}{M}} \right] \quad (3.2)$$

Se ha encontrado que el método de elementos finitos proporciona estimaciones precisas de la presión de fallo de las tuberías corroídas. Mok realizó análisis 2D y 3D de ranuras largas y romas en tuberías y demostró la aplicabilidad del modelo de elementos finitos. Las propiedades del material se tomaron de los datos de prueba de tracción y se modelaron utilizando el criterio de rendimiento de von Mises y la plasticidad incremental (Prandtl-Reuss). Para predecir la presión de falla, se evaluaron las tensiones en el ligamento de corrosión y se pronosticó que la falla se produciría cuando las cepas aumentaron asintóticamente dentro del ligamento. (Fu & Kirkwood, 1995)

Los resultados previstos diferían de las pruebas de ruptura experimental en aproximadamente un 5%. Varios análisis de elementos finitos elásticos y elásticos 3D fueron realizados por Chouchaoui et al. modelado de pozos de corrosión únicos, electroquímicamente mecanizados interactuantes de pozos de fondo plano, y defectos de corrosión natural de geometría simple. El material se modeló utilizando plasticidad incremental con elementos híbridos isoparamétricos que incorporan una integración reducida y se predijo falla cuando la tensión de espesor pasante en el ligamento de corrosión excedió la resistencia a la tracción final, expresada como una verdadera tensión.

Los resultados del modelado FEM estaban dentro de 6% a 7% de las presiones reales de falla de la prueba de ruptura. Los estudios realizados por Fu y Kirkwood, Stephens, Klever y Popelar consideraron la dependencia de la presión de falla en la geometría de defectos y la interacción de defectos de corrosión estrechamente espaciados. Utilizando un criterio de falla crítico basado en la tensión, Cronin aplicó FEM para predecir las presiones de falla de las tuberías que contienen defectos complejos de corrosión natural. (Fu & Kirkwood, 1995)

El inicio del colapso plástico se predijo cuando la tensión efectiva de von Mises excedió la resistencia a la tracción final expresada como una verdadera tensión. Se modelaron veinticinco pruebas experimentales de ruptura de tuberías y las presiones de falla previstas fueron, en promedio, conservadoras en un 0,1% con una desviación estándar del 4,1%. La propiedad de material circunferencial promedio para cada tubería se utilizó para evaluar los defectos medidos mediante un escáner 3D. Este enfoque de estrés crítico se utilizó para el estudio actual.

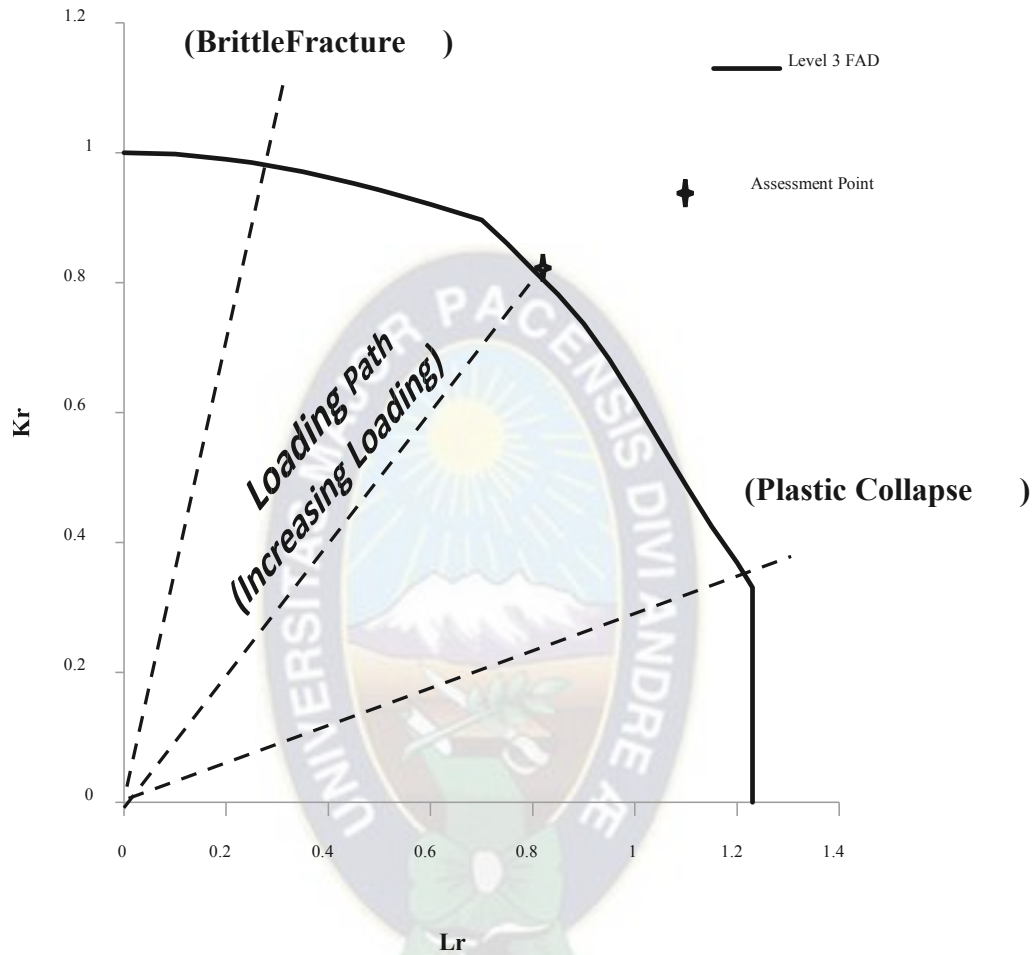
3.11. MÉTODOS ACTUALES PARA EVALUAR DEFECTOS DE GRIETAS

Hay varios códigos aceptados para evaluar defectos de grietas en tuberías basados en la mecánica de fractura elástica lineal (LEFM) y la mecánica de fractura elástica (EPFM). Este último se utiliza para grietas en un material dúctil cuando la plasticidad es significativa en la punta de la grieta, como en el trabajo actual. Para las condiciones de deformación unitaria plana, se espera que la intensidad máxima de tensión se produzca en el punto más profundo del defecto de grieta semi-elíptico investigado, donde podría producirse un fallo por colapso o fractura de plástico dependiendo de las propiedades del material, el tamaño del defecto y las condiciones de carga. (Klever et al, 1995)

API 579 y BS 7910 son los métodos más comunes para evaluar grietas en tuberías y normalmente se aplican en tres niveles diferentes dependiendo de la cantidad de información de material disponible.

La principal diferencia entre API 579 y BS 7910 radica en el procedimiento para calcular la intensidad de tensión y la tensión de referencia. El enfoque FAD de nivel 3 se basa en los datos de tensión real del material y es capaz de predecir si el fallo ocurriría por colapso plástico o por fractura. Los enfoques adicionales para evaluar las grietas en las tuberías incluyen el enfoque NG-18 y el software CorLAS. NG-18 predice el fracaso basado en la energía de fractura Charpy (Cv) y calcula el estrés verdadero, pero se acepta que es conservador.

Figura 3. 5 Factor comparativo de fractura Charpy



Fuente: Tomada de Mark & Tyson.

3.11.1. Caracterización metódica

La ecuación de Ramberg & Osgood (ecuación 3.2) describe la verdadera relación de fatiga circunferencial y se utilizara para modelar los defectos.

Esta es una ecuación continua que define la suma de los componentes de deformación unitaria elástica y plástica y, debido a su naturaleza continua, predice una pequeña cantidad de tensión plástica cuando la tensión es igual a la tensión de

rendimiento. Sin embargo, no se espera que esto presente ninguna imprecisión en este estudio ya que el estrés dentro del área de interés supera en gran medida la resistencia al rendimiento.

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \alpha \left(\frac{\sigma}{E} \right)^{n-1} \frac{\sigma}{E} \quad (3.3)$$

El criterio de fallo de defecto de corrosión para los análisis de elementos finitos se basa en la resistencia final del material, expresada como la verdadera resistencia (631 MPa) en la dirección circunferencial.

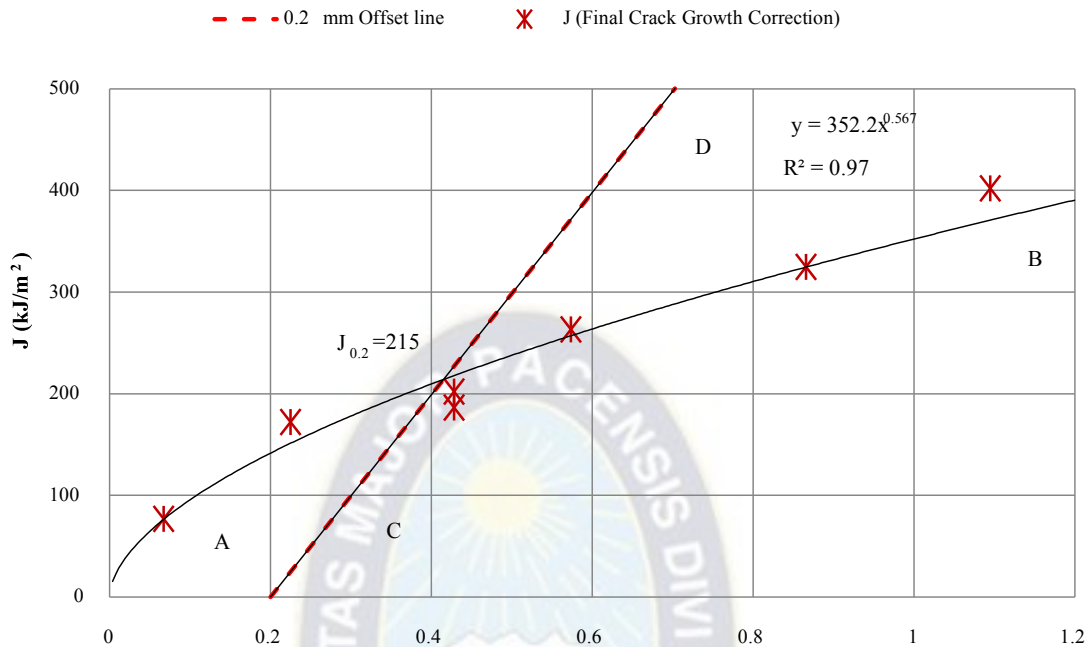
3.11.2. Pruebas de impacto y resistencia a fracturas

La dureza del material se evalúa utilizando muestras de impacto de tamaño sobrevaluado de diferente espesor (algunas de espesor de tubería original, 5 mm, y otras mecanizadas a 3 mm) de cuatro secciones de tuberías diferentes. Las muestras se analizan a ocho temperaturas diferentes que oscilan entre 60 y 150 C y los datos se escalan a muestras de tamaño completo. Se encuentra la temperatura de transición dúctil y la relación entre la energía de la fractura se determina a partir de un mejor ajuste a los datos. (Klever et al, 1995)

$$E = 43,5J - \frac{29,67}{1 + e^{\frac{T+22,9}{18,09}}} \quad (3.4)$$

La energía de la fractura se estima empíricamente a partir de las curvas de Mak y Tyson y se utiliza para estimar el tamaño de la zona de plástico

Figura 3. 6 Curvas de Mak y Tyson



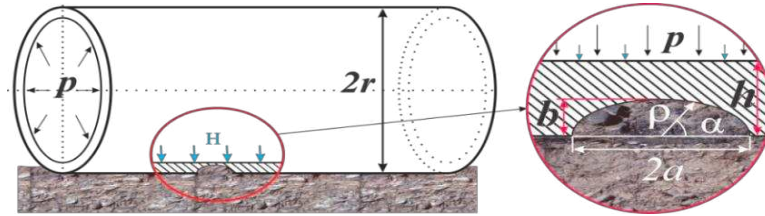
Fuente: Tomada de Mark & Tyson

3.11.3. Determinación del tiempo de daño⁸

Como se ha mencionado anteriormente, el funcionamiento a largo plazo de la tubería conduce a la degradación del material, es decir, su resistencia al crecimiento de la grieta de fatiga disminuye. La tarea consiste en la determinación del tiempo t a t^* necesario para la propagación de grietas a través de la pared de la tubería hasta b a h , cuando se inicia su descompresión.

⁸ Se considera al tiempo como variable principal para modelar y aquí en función al tiempo se genera el daño a la tubería ocasionado por la corrosión

Figura 3. 7 Esquema de carga de la tubería con una grieta externa bajo la acción del entorno del suelo



Tomada de Andreikiv, 2014

Según la investigación experimental de Gabetta et al. (2008), una grieta en la tubería bajo carga estática a largo plazo y corrosión se propaga principalmente con velocidad constante V_k . Para la tubería no operada, la velocidad es de $V_k(0)$ a $1,03 \cdot 10^{-3}$ m/año y para el acero después de 30 años de funcionamiento $V_k(30)$ a $8,03 \cdot 10^{-3}$ m/año. Sobre la base de estos datos experimentales, la ecuación para la determinación aproximada de la tasa de crecimiento de grietas dependiente del tiempo de operación t , es decir, $V_k \approx V_k(t)$, para la tubería hecha del acero X52 puede escribirse de la siguiente manera:

$$V_k(t) = 10^{-3}[1,03 + 0,23(t_0 + t)] \text{ (m/año)} \quad (3.5)$$

donde t_0 es el tiempo de operación de la tubería antes de la evaluación de la vida útil residual del gasoducto. Siguiendo Andreikiv et al. (2007, 2017), el enfoque energético se implementa para resolver el problema. Como resultado, se reduce al modelo matemático que representa la siguiente ecuación de gobierno:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = V_k(t) \sqrt{1 + \rho^{-2} \frac{\partial^2 \rho}{\partial \alpha^2}} \quad (3.6)$$

donde ρ, α coordenadas del sistema polar O, que sigue la forma de la grieta mecánica de corrosión. La ecuación (3.6) es una ecuación diferencial parcial no lineal. Se puede resolver aproximadamente utilizando la siguiente suposición: la grieta inicial tiene configuración semi-elíptica y su tasa de propagación es constante. Entonces, se puede suponer que la grieta sólo difiere ligeramente de la forma

elíptica durante su propagación. Bajo estos supuestos, la ecuación (3.6) se reduce al siguiente sistema de ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned}\frac{\partial a}{\partial t} &= 10^{-3}[1,03 + 0,23(t_0 + t)] \\ \frac{\partial b}{\partial t} &= 10^{-3}[1,03 + 0,23(t_0 + t)]\end{aligned}\quad (3.7)$$

La resolución del sistema de ecuaciones diferenciales sometidas a las condiciones inicial y final, de los cambios de los semihechas del frente de grieta elíptica se obtienen de la siguiente manera:

$$a(t) = a_0 + 10^{-3}(1,03t + 0,23tt_0 + 0,01t^2) \quad (3.8)$$

$$b(t) = b_0 + 10^{-3}(1,03t + 0,23tt_0 + 0,01t^2) \quad (3.9)$$

Aplicando la condición final a la solución para b(t) en ecuación (3.9), se obtiene la siguiente ecuación para la vida útil residual t_* :

$$t^2 + (103 + 23t_0)t_* - 10^5(h - b_0) = 0 \quad (3.10)$$

Su solución que determina la vida útil residual de la tubería dice:

$$t_* = -\frac{1}{23}(103 + 23t_0) + \frac{\sqrt{(1030 + 230t_0)^2 + 258 \cdot 10^7 \cdot (h - b_0)}}{230} \quad (3.11)$$

t_* = Tiempo de vida util residual (años)

t_0 = Tiempo de operación de la tubería antes de la evaluación de la vida útil residual (años)

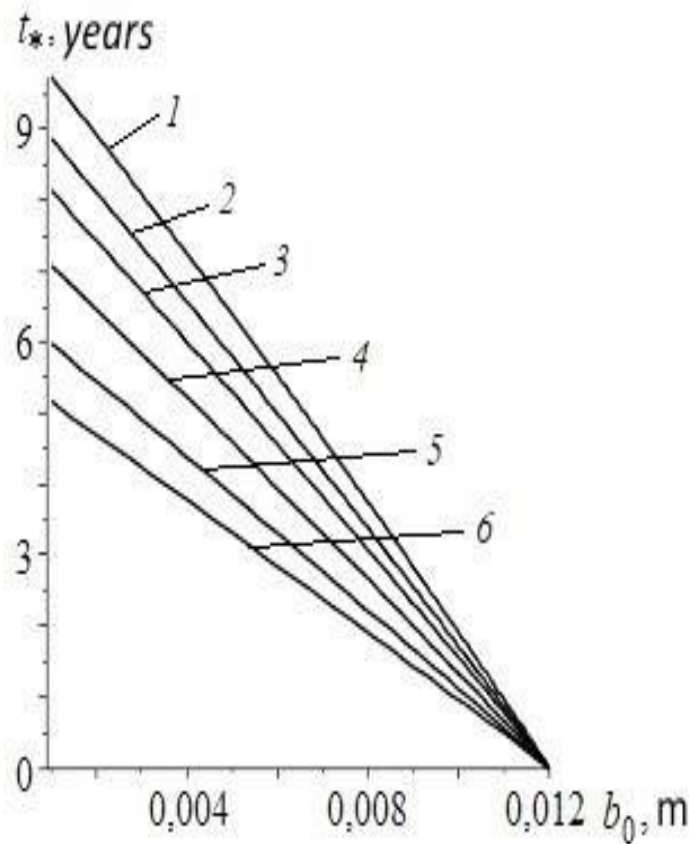
h = Espesor de la tubería (m)

b_0 = Profundidad máxima de picadura (m)

Dependencia de la vida útil residual de la tubería t_0 en la profundidad de grieta inicial b_0 y en el tiempo de funcionamiento inicial de una tubería t_0 : las curvas 1 a 6 corresponden a los valores t_0 a 0, 4, 8, 15, 25 y 35 años, respectivamente.

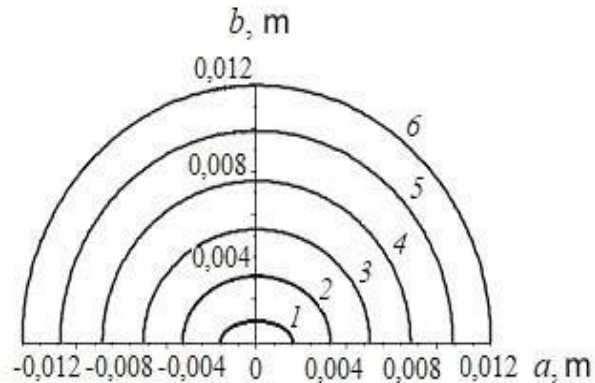
Basándose en la ecuación (3.11), el gráfico de la vida útil residual de la tubería t_* dependencia de la profundidad de grieta inicial b_0 y el tiempo de operación inicial t_0 se muestra en la Figura 3.8. La evaluación de este comportamiento de grieta se llevó a cabo en un intervalo de tiempo de $0 \leq t \leq t_*$ donde $t_* \leq 9,76$ años. Además, la serie de los contornos de la grieta semielíptico de propagación que tiene las dimensiones iniciales a_0 a 0,002 m y b_0 a 0,001 m se muestra en la figura 3.8 para t_0 a 0. (Klever et al, 1995)

Figura 3. 8. Dependencia de vida útil residual de una tubería.



Fuente: Tomada de Waard, Lotz & Dugstad

Figura 3. 9 Grietas dependientes de vida residual.



Fuente: Tomada de Waard, Lotz & Dugstad

Contornos de grietas dependientes de la vida útil residual: las curvas 1 a 6 corresponden a los valores t^* , 0, 2, 4, 6, 9 y 9,76 años, respectivamente.

De esta manera, resolviendo el sistema de las ecuaciones diferenciales con las condiciones inicial y final para la determinación de los cambios semi echas de grieta, se obtuvo la relación para determinar la vida útil residual de la tubería. Sobre la base de ella, las dependencias de la vida útil residual de la tubería en la profundidad inicial de la grieta y el tiempo de operación de la tubería se derivaron y se podría concluir que la vida residual de la tubería depende en gran medida de su tiempo de operación inicial.

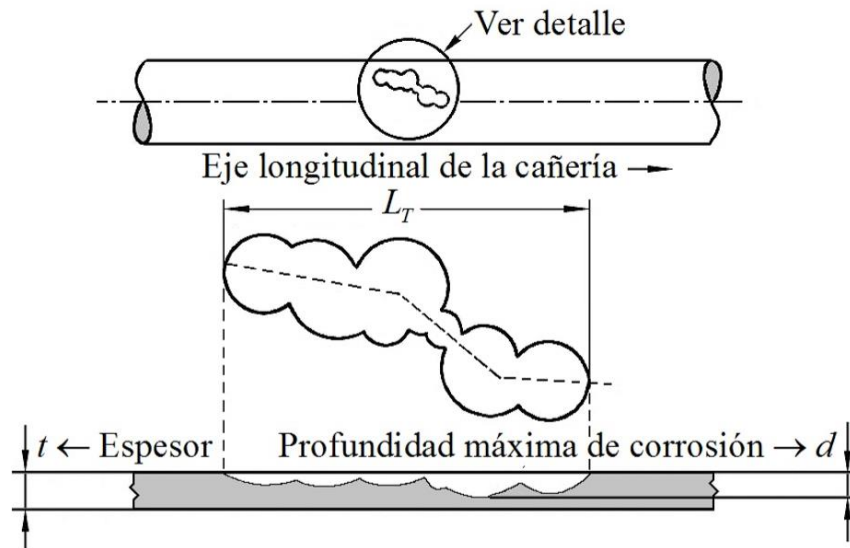
TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS CAÑERÍAS DE GAS

- a) Un defecto volumétrico es una pérdida de espesor de la pared del ducto, que puede ser externa o interna, donde en general la relación largo/ancho es inferior a 10. Estos defectos se producen generalmente por causa de la corrosión del acero usado en la cañería
- b) Un defecto plano es una fisura o discontinuidad plana externa o interna en la pared de la cañería, donde en general la relación largo/ancho es mayor a 10
- c) Un defecto geométrico es un cambio localizado del contorno superficial de la cañería; existen de varios tipos: ovalizados, abolladuras, arrugas y rayas.

FALLAS DE LAS CAÑERÍAS POR DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

Las fallas, relacionadas con la tensión de flujo o la tensión de rotura del material de la cañería, se originan en defectos volumétricos generalmente debidos al fenómeno de corrosión del acero.

Esquema de un defecto volumétrico causado por corrosión



Fuente: A.J. Giudici et al./ Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica 20(1), 03-20 (2016)

DEFECTOS VOLUMÉTRICOS SUPERFICIALES, NO PASANTES

En el caso de un defecto no pasante del tipo volumétrico, la denominada “ecuación para defectos superficiales NG-18 de Battelle”, permite relacionar la tensión nominal de falla de ese defecto $\bar{\sigma}$, con la tensión de flujo σ del material, de la siguiente forma:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left[\frac{A}{A_0} \cdot \frac{1}{M_F} \right]}$$

Considerando un defecto rectangular:

$$A_0 = t \cdot L_T$$

$$A = d \cdot L_T$$

Donde:

σ_{falla} = Tensión nominal de falla

$\bar{\sigma}$ = Tensión de flujo (valor intermedio entre la tensión de fluencia y la tensión de rotura)

$\frac{A}{A_0}$ = Pérdida relativa de espesor

A_0 = Area original sin el defecto

A = Area del defecto

M_F = Factor de folias

L_T = Longitud total del defecto en el sentido del eje de la cañería

t = Espesor de pared del gasoducto

d = Profundidad maxima

Tensión de flujo

En aceros al carbono y de baja aleación, cuya la tensión de fluencia $\sigma_f < 551 \text{ MPa}$ la tensión de flujo $\bar{\sigma}$ se define como:

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_f + \sigma_u}{2}$$

Donde:

σ_f = Tension de fluencia

σ_u = Tension de rotura

Factor de Folias de un defecto

El factor de Folias M_F se aplica para tener en cuenta que la carga que tomaría el área del defecto (si el mismo no existiera) se redistribuye entre el fondo y los extremos del defecto; y lo hace en función del parámetro adimensional Z que es el largo relativo del defecto:

$$Z = \frac{L^2}{D \cdot t}$$

Donde:

L = Largo del defecto considerado en el sentido del eje del ducto

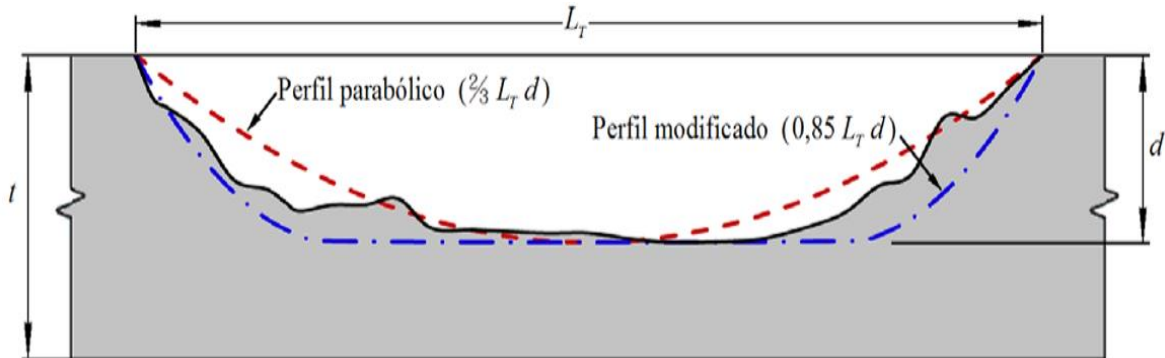
D = Diametro exterior de la tubería

Para todos los niveles de evaluación se limita la pérdida de espesor al 80% del espesor de la cañería ($d / t < 0,8$)

En el presente proyecto se analizarán tres modelos para la determinación de la presión de falla, modelo original, modelo modificado y modelo moderno.

Los modelos mencionados varían en función a un factor adimensional de corrección en este caso un factor de protuberancia.

Perfil parabólico del modelo original (67%) y del modelo modificado (85%)



Fuente: A.J. Giudici et al./ Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica 20(1), 03-20 (2016)

MODELO ORIGINAL: Utiliza la siguiente ecuación

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - \frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t}}{1 - \left[\frac{2}{3} \cdot \frac{d}{t} \cdot \frac{1}{M_F} \right]} \quad Z < 20$$

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \cdot \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad Z \geq 20$$

MODELO MODIFICADO:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - 0.85 \cdot \frac{d}{t}}{1 - \left[0.85 \cdot \frac{d}{t} \cdot \frac{1}{M_F} \right]}$$

Donde

$$M_F = \sqrt{1 + 0.6275 \cdot Z - 0.003375 \cdot Z^2} \quad Z < 50$$

$$M_F = 3.392 + 0.032 \cdot Z \quad Z \geq 50$$

$$M_F = \sqrt{1 + 0.8 \cdot Z}$$

MODELO MODERNO:

$$\sigma_{falla} = \sigma_u \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \left[\frac{d}{t} \cdot \frac{1}{Q} \right]}$$

Q es el factor de protuberancia, expresada mediante

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \cdot Z}$$

Presión de falla y factor de seguridad de un defecto volumétrico

La presión de falla P_{falla} de un defecto volumétrico está relacionada con la tensión nominal de falla σ_{falla} de la misma manera que la tensión circunferencial σ_c y la presión interior en la conocida fórmula de Barlow

$$\sigma_c = \frac{P \cdot D}{2t} \quad P = P_{falla}; \quad \sigma_c = \sigma_{falla}$$

$$\sigma_{falla} = \frac{P_{falla} \cdot D}{2t}$$

$$P_{falla} = \frac{2 \cdot t \cdot \sigma_{falla}}{D}$$

Esta presión se divide por la presión de operación del gasoducto P_o para determinar el factor de seguridad FS (o coeficiente de seguridad) del defecto volumétrico:

$$FS = \frac{P_{falla}}{P_o}$$

Este factor de seguridad FS se debe comparar con los factores de seguridad exigidos por las normas que regulan la actividad en función de la ubicación de las instalaciones respecto a los conglomerados humanos.

CAPITULO IV

APLICACIÓN PRÁCTICA

En este punto del presente trabajo de investigación, se realizarán análisis cuantitativos y así como la simulación mediante modelos matemáticos referentes a determinar la corrosión y el efecto de las grietas en el gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC). Es pertinente mencionar que los datos obtenidos se basan en información disponible en los contratos realizados por la empresa operadora (YPFB Transportes) y que se encuentran disponibles para consulta.

4.1. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA PREDICCIÓN DE FALLAS

Determinación de la presión de falla

Se realizaron mediciones a lo largo de 2.5 km del tramo Tarabuco – Cochabamba, donde se observaron tres áreas donde existía presencia de corrosión. Se obtuvieron las siguientes medidas de la longitud total de defecto y las profundidades de picadura más sobresalientes.

MUESTRA A (L=1450mm)		
<i>Medicion i</i>	<i>Progresion Xi (mm)</i>	<i>"d" Profundiad del defecto mm</i>
1	0	0
2	2,5	1,7
3	5	2,5
4	10	3
5	20	3,1
6	30	2,6
7	32	1,5
8	35	1,4
9	35	2,5
10	36	1,3
11	38	1,2
12	41	2

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

MUESTRA B (L =800mm)		
<i>Medicion i</i>	<i>Progresion Xi (mm)</i>	<i>"d" Profundiad del defecto mm</i>
1	0	0
2	31	1,5
3	12	2
4	15	2
5	21	2,9
6	26	1
7	5	2
8	8	2,5

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

MUESTRA C (L =513mm)		
<i>Medicion i</i>	<i>Progresion Xi (mm)</i>	<i>"d" Profundiad del defecto mm</i>
1	0	0
2	12	1,2
3	13	2
4	15	3
5	24	1,1
6	26	1,7
7	31	2
8	35	2
9	47	1
10	49	2,7
11	38	1,2
12	41	2

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

MUESTRA D (L =350mm)		
<i>Medicion i</i>	<i>Progresion Xi (mm)</i>	<i>"d" Profundiad del defecto mm</i>
1	0	0
2	5	2
3	7	3
4	9	1
5	10	2

CARACTERISTICAS DEL TRAMO:

Tramo: Tarabuco – Cochabamba	
DIÁMETRO EXTERIOR	158.75 mm
DIÁMETRO INTERNO	6 5/8 "
ESPESOR	6.35 mm
PRESIÓN DE OPERACIÓN	8.6 MPa

MATERIAL	API 5L X-42
CÓDIGO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	ASME B31.8
CAPACIDAD DE TRANSPORTE	10.4 MMPCD
REVESTIMIENTO INTERNO	RESINA EPOXI
TENSIÓN DE FLUENCIA	290 MPa
TENSIÓN DE ROTURA	380 MPa
AÑOS DE OPERACIÓN	1983
MATERIAL DE LA TUBERÍA	STELL

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Se utilizará en modelo modificado

Presión de falla para la muestra A: $L_T = 1450 \text{ mm}$

MUESTRA A		
Medicion i	Progresion X_i (mm)	"d" Profundiad del defecto mm
1	0	0
2	2,5	1,7
3	5	2,5
4	10	3
5	20	3,1
6	30	2,6
7	32	1,5
8	35	1,4
9	35	2,5
10	36	1,3
11	38	1,2
12	41	2

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Cálculo de áreas: *Con $d = 3.1 \text{ mm}$*

$$A_0 = 6.35 \text{ mm} \cdot 1450 \text{ mm}$$

$$A_0 = 9207.95 \text{ mm}^2$$

$$A = d \cdot L_T$$

$$A = 3.1 \text{ mm} \cdot 1450 \text{ mm}$$

$$A = 4495 \text{ mm}^2$$

Cálculo del factor de folias:

$$Z = \frac{L^2}{D \cdot t}$$

$$Z = \frac{(1450)^2}{158.75 \cdot 6,35}$$

$$Z = 2085,684$$

$$M_F = 3.3 + 0.032 \cdot Z$$

$$M_F = 3.3 + 0.032 \cdot 2085,684$$

$$M_F = 70.042$$

Cálculo de la tensión de flujo:

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_f + \sigma_u}{2}$$

$$\bar{\sigma} = \frac{290 \text{ MPa} + 380 \text{ MPa}}{2}$$

$$\bar{\sigma} = 335 \text{ MPa}$$

Cálculo de la tensión de falla:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left[\frac{A}{A_0} \cdot \frac{1}{M_F} \right]}$$

$$\sigma_{falla} = 335 \text{ MPa} \frac{1 - \frac{4495 \text{ mm}^2}{9207.95 \text{ mm}^2}}{1 - \left[\frac{4495 \text{ mm}^2}{9207.95 \text{ mm}^2} \cdot \frac{1}{70,042} \right]}$$

$$\sigma_{falla} = 172.66 \text{ MPa}$$

Cálculo de la presión de falla:

$$p_{falla} = \frac{2 \cdot t \cdot \sigma_{falla}}{D}$$

$$p_{falla} = \frac{2 \cdot 6.35 \text{ mm} \cdot 172.66 \text{ MPa}}{158.75 \text{ mm}}$$

$$p_{falla} = 13.8 \text{ MPa}$$

La presión de falla será la más mínima presente en la anterior tabla:

$$P_{falla} = 13,8 \text{ Mpa}$$

Factor de seguridad:

$$FS = \frac{P_{falla}}{P_{operacion}}$$

$$FS = \frac{13,8 \text{ MPa}}{7,58 \text{ MPa}}$$

$$FS = 1,8$$

Realizando los mismos cálculos para distintas profundidades de defecto, se tiene:

Muestra A: $L_T = 1450 \text{ mm}$

Medicion	Progresion Xi (mm)	Profundidad del defecto mm	A mm ²	Ao mm ²	Tension de fluencia MPa	Z	Tension de flujo Mpa	M _F	Tension de falla MPa	P _{falla} Mpa
1	0	0	0	9207,5	359	2085,684	335	70,042	335,000	26,8
2	2,5	1,7	2465	9207,5	359	2085,684	335	70,042	246,256	19,7
3	5	2,5	3625	9207,5	359	2085,684	335	70,042	204,258	16,3
4	10	3	4350	9207,5	359	2085,684	335	70,042	177,932	14,2
5	20	3,1	4495	9207,5	359	2085,684	335	70,042	172,660	13,8
6	30	2,6	3770	9207,5	359	2085,684	335	70,042	198,998	15,9
7	32	1,5	2175	9207,5	359	2085,684	335	70,042	256,732	20,5
8	35	1,4	2030	9207,5	359	2085,684	335	70,042	261,966	21,0
9	35	2,5	3625	9207,5	359	2085,684	335	70,042	204,258	16,3
10	36	1,3	1885	9207,5	359	2085,684	335	70,042	267,198	21,4
11	38	1,2	1740	9207,5	359	2085,684	335	70,042	272,428	21,8
12	41	2	2900	9207,5	359	2085,684	335	70,042	230,525	18,4

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Muestra B: $L_T = 800 \text{ mm}$

Medicion	Progresion Xi (mm)	Profundidad del defecto mm	A mm ²	Ao mm ²	Tension de fluencia MPa	Z	Tension de flujo Mpa	M _F	Tension de falla MPa	P _{falla} Mpa
1	0	0	0	5080	359	634,881	335	23,616	335,000	26,8
2	31	1,5	1200	5080	359	634,881	335	23,616	258,451	20,7
3	12	2	1600	5080	359	634,881	335	23,616	232,590	18,6
4	15	2	1600	5080	359	634,881	335	23,616	232,590	18,6
5	21	2,9	2320	5080	359	634,881	335	23,616	185,597	14,8
6	26	1	800	5080	359	634,881	335	23,616	284,139	22,7
7	5	2	1600	5080	359	634,881	335	23,616	232,590	18,6
8	8	2,5	2000	5080	359	634,881	335	23,616	206,554	16,5

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Factor de seguridad:

$$FS = \frac{P_{falla}}{P_{operacion}}$$

$$FS = \frac{14.8 \text{ MPa}}{7,58 \text{ MPa}}$$

$$FS = 1.95$$

Muestra C: $L_T = 513 \text{ mm}$

Medicion	Progresion X_i (mm)	Profundidad del defecto mm	A mm^2	A_o mm^2	Tension de fluencia MPa	Z	Tension de flujo Mpa	M_F	Tension de falla MPa	P_{falla} Mpa
1	0	0	0	3257,55	359	651,8	335	23,616	335,000	26,8
2	12	1,2	615,6	3257,55	359	651,8	335	23,616	273,885	21,9
3	13	2	1026	3257,55	359	651,8	335	23,616	232,590	18,6
4	15	3	1539	3257,55	359	651,8	335	23,616	180,340	14,4
5	24	1,1	564,3	3257,55	359	651,8	335	23,616	279,015	22,3
6	26	1,7	872,1	3257,55	359	651,8	335	23,616	248,128	19,9
7	31	2	1026	3257,55	359	651,8	335	23,616	232,590	18,6
8	35	2	1026	3257,55	359	651,8	335	23,616	232,590	18,6
9	47	1	513	3257,55	359	651,8	335	70,042	282,880	22,6
10	49	2,7	1385,1	3257,55	359	651,8	335	70,042	193,735	15,5

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Factor de seguridad:

$$FS = \frac{P_{falla}}{P_{operacion}}$$

$$FS = \frac{14.4 \text{ MPa}}{7,58 \text{ MPa}}$$

$$FS = 1.98$$

De la misma manera se realiza los cálculos para cada muestra y por los distintos modelos, teniendo como resultado los siguientes valores de presión de falla.

Presiones de falla para la muestra A donde se observa una presión de falla mínima igual a 13.80 MPa

MUESTRA A				
<i>Medicion</i>	<i>d</i> <i>profundidad del</i> <i>Defecto (mm)</i>	<i>Modelo</i> <i>Original</i>	<i>Modelo</i> <i>Modificado</i>	<i>Modelo</i> <i>moderno</i>
		<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>
1	0	28,72	26,80	30,4
2	1,7	21,03	19,70	22,5
3	2,5	17,41	16,30	18,7
4	3	15,15	14,20	16,3
5	3,1	14,70	13,80	15,9
6	2,6	16,96	15,90	18,2
7	1,5	21,94	20,50	23,4
8	1,4	22,39	21,00	23,9
9	2,5	17,41	16,30	18,7
10	1,3	22,84	21,40	24,4
11	1,2	23,29	21,80	24,8
12	2	19,67	18,40	21,1

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Presiones de falla para la muestra B donde se observa una presión de falla mínima igual a 14.80 MPa

MUESTRA B				
<i>Medicion</i>	<i>d</i> <i>profundidad del</i> <i>Defecto (mm)</i>	<i>Modelo</i> <i>Original</i>	<i>Modelo</i> <i>Modificado</i>	<i>Modelo</i> <i>moderno</i>
		<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>
1	0	28,72	26,80	30,40
2	1,5	21,94	20,70	23,62
3	2	19,67	18,60	21,30
4	2	19,67	18,60	21,30
5	2,9	15,60	14,80	17,07
6	1	24,20	22,70	25,90
7	2	19,67	18,60	21,30
8	2,5	17,41	16,50	18,96

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Presiones de falla para la muestra C donde se observa una presión de falla mínima igual a 14.40 MPa

MUESTRA C				
<i>Medicion</i>	<i>d</i> <i>profundidad del</i> <i>Defecto (mm)</i>	<i>Modelo</i> <i>Original</i>	<i>Modelo</i> <i>Modificado</i>	<i>Modelo</i> <i>moderno</i>
		<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>
1	0	28,72	26,80	30,40
2	1,2	23,29	21,90	24,99
3	2	19,67	18,60	21,30
4	3	15,15	14,40	16,59
5	1,1	23,74	22,30	25,44
6	1,7	21,03	19,90	22,69
7	2	19,67	18,60	21,30
8	2	19,67	18,60	21,30
9	1	24,20	22,60	25,90
10	2,7	16,51	15,50	18,01

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Presiones de falla para la muestra C donde se observa una presión de falla mínima igual a 15.95 MPa

MUESTRA C				
<i>Medicion</i>	<i>d</i> <i>profundidad del</i> <i>Defecto (mm)</i>	<i>Modelo</i> <i>Original</i>	<i>Modelo</i> <i>Modificado</i>	<i>Modelo</i> <i>moderno</i>
		<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>
1	0	28,12	26,80	30,4
2	2	21,03	18,41	22,3
3	3	16,03	15,95	17,8
4	1	24,50	21,41	26,5
5	2	19,23	18,45	22,3

Fuente: elaboración propia en base a datos obtenidos

Presiones de falla para la muestra D donde se observa una presión de falla mínima igual a 14.40 MPa

MUESTRA D (350 mm)				
<i>Medicion</i>	<i>d</i> <i>profundidad del</i> <i>Defecto (mm)</i>	<i>Modelo</i> <i>Original</i>	<i>Modelo</i> <i>Modificado</i>	<i>Modelo</i> <i>moderno</i>
		<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>	<i>P_{falla}(MPa)</i>
1	0	28,72	26,80	30,40
2	1,2	23,29	21,90	24,99
3	2	19,67	18,60	21,30
4	3	15,15	14,40	16,59
5	1,1	23,74	22,30	25,44

Determinación de la vida útil residual de un tramo del gasoducto GTC:

Mediante la formula;

$$t_* = -\frac{1}{23}(103 + 23t_0) + \frac{\sqrt{(1030 + 230t_0)^2 + 258 \cdot 10^7 \cdot (h - b_0)}}{230} \quad (4.1)$$

Donde:

t_* = Tiempo de vida util residual (años)

t_0 = Tiempo de operación de la tubería antes de la evaluación de la vida útil residual (años)

h = Espesor de la tubería (m)

b_0 = Profundidad máxima de picadura (m)

Se considera la grieta más pronunciada, misma que se encuentra en el tramo Tarabuco – Cochabamba específicamente sección Novillero – Vila Vila, cuyos datos son:

CARACTERISTICA	DATO
Longitud evaluada	2.5 km
Tiempo de operación de la tubería	11 años
Espesor de la tubería	0.250" = 0.00635
Profundidad máxima de la grieta	3.1 mm = 0.0031m

Reemplazando los datos a la ecuación 4.1, se obtiene:

$$t_* = -\frac{1}{23}(103 + 23 \cdot 11) + \frac{\sqrt{(1030 + 230 \cdot 11)^2 + 258 \cdot 10^7 \cdot (0.00635 - 0.0031)}}{230}$$

$$t_* = 4.5 \text{ años}$$

Para el análisis cuantitativo del incremento de la velocidad de propagación utilizamos la ecuación descrita en el Capítulo 3.

$$V_k(t) = 10^{-3}[1,03 + 0,23(t_0 + t)] \text{ (m/año)}$$

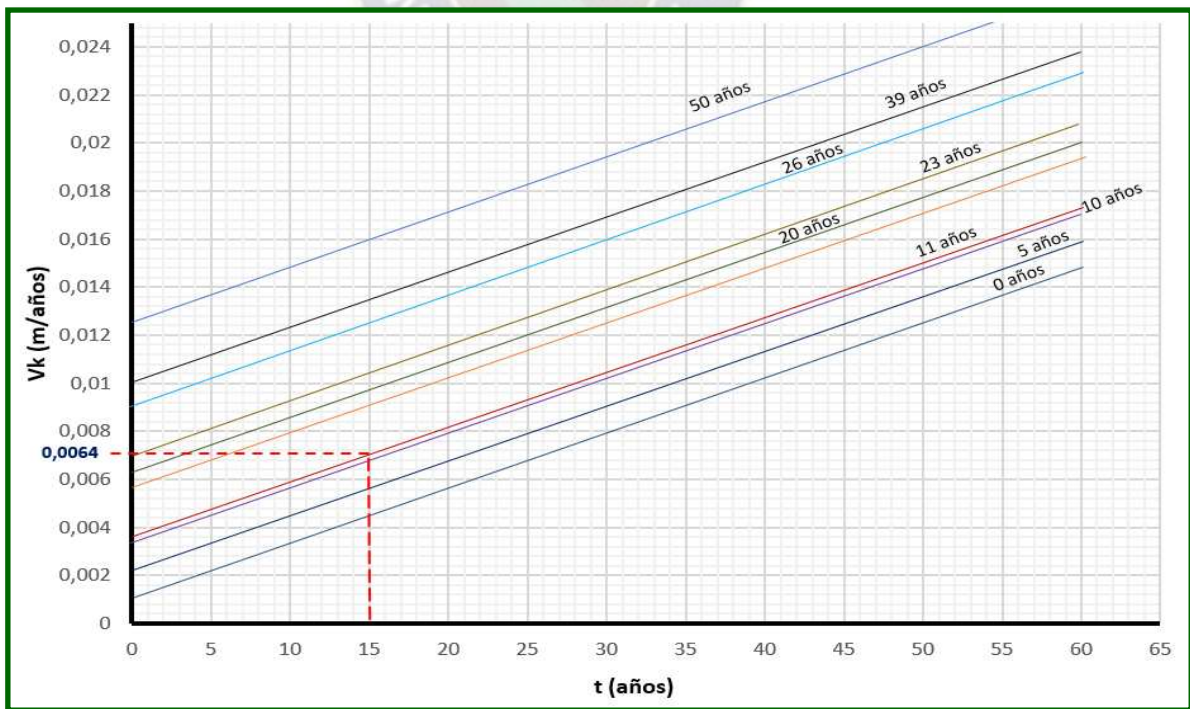
Donde $t_{(0)}$ es el tiempo de operación del gasoducto antes de la evaluación para la determinación de su vida útil residual, graficando la función se obtiene:

Tabla 4.1 velocidad de propagación de la corrosión

t (años)	$V_k(t) \left(\frac{m}{años} \right)$ $t_0 = 0$	$V_k(t) \left(\frac{m}{años} \right)$ $t_0 = 5$	$V_k(t) \left(\frac{m}{años} \right)$ $t_0 = 10$	$V_k(t) \left(\frac{m}{años} \right)$ $t_0 = 11$	$V_k(t) \left(\frac{m}{años} \right)$ $t_0 = 20$
0	0,00103	0,00218	0,00333	0,00356	0,00563
2	0,00149	0,00264	0,00379	0,00402	0,00609
4	0,00195	0,0031	0,00425	0,00448	0,00655
6	0,00241	0,00356	0,00471	0,00494	0,00701
8	0,00287	0,00402	0,00517	0,0054	0,00747
10	0,00333	0,00448	0,00563	0,00586	0,00793
12	0,00379	0,00494	0,00609	0,00632	0,00839
14	0,00425	0,0054	0,00655	0,00678	0,00885
16	0,00471	0,00586	0,00701	0,00724	0,00931
18	0,00517	0,00632	0,00747	0,0077	0,00977
20	0,00563	0,00678	0,00793	0,00816	0,01023

Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.1 Incremento de la velocidad de corrosión



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Considerando la figura 4.1, para el tramo del gasoducto en evaluación se puede determinar la tasa de propagación para dentro de 15 años, con un tiempo de operación de 11 años.

Intersecando los valores mencionados anteriormente se tiene una velocidad de propagación igual a 0.0064 m/año para el tramo del gasoducto en estudio.

4.2. PREDICCIÓN DEL TIEMPO DE CORROSIÓN

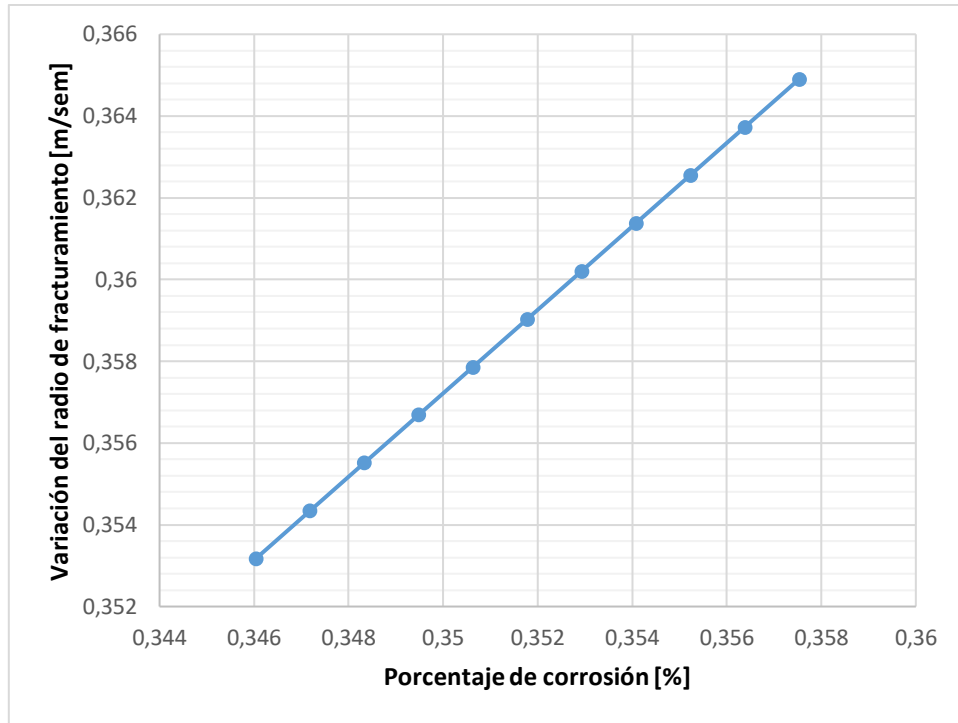
Para el incremento del radio de rajadura en cada tramo del ducto

Tabla 4.2 Incremento del radio de rajadura por tramo

$V_k(t)$	dr/dt Tasa 0,5	dr/dt Tasa 0,7	dr/dt Tasa 0,9	dr/dt Tasa 1,2	dr/dt Tasa 1,5
0,34603	0,3484247	0,349377984	0,350328674	0,351749892	0,35316539
0,34718	0,349582658	0,350539111	0,35149296	0,352918901	0,354339104
0,34833	0,350740617	0,351700237	0,352657247	0,354087911	0,355512818
0,34948	0,351898576	0,352861364	0,353821533	0,35525692	0,356686531
0,35063	0,353056534	0,354022491	0,354985819	0,35642593	0,357860245
0,35178	0,354214493	0,355183618	0,356150105	0,357594939	0,359033959
0,35293	0,355372451	0,356344744	0,357314392	0,358763949	0,360207673
0,35408	0,35653041	0,357505871	0,358478678	0,359932958	0,361381387
0,35523	0,357688368	0,358666998	0,359642964	0,361101968	0,362555101
0,35638	0,358846327	0,359828125	0,36080725	0,362270978	0,363728814
0,35753	0,360004286	0,360989251	0,361971537	0,363439987	0,364902528

Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

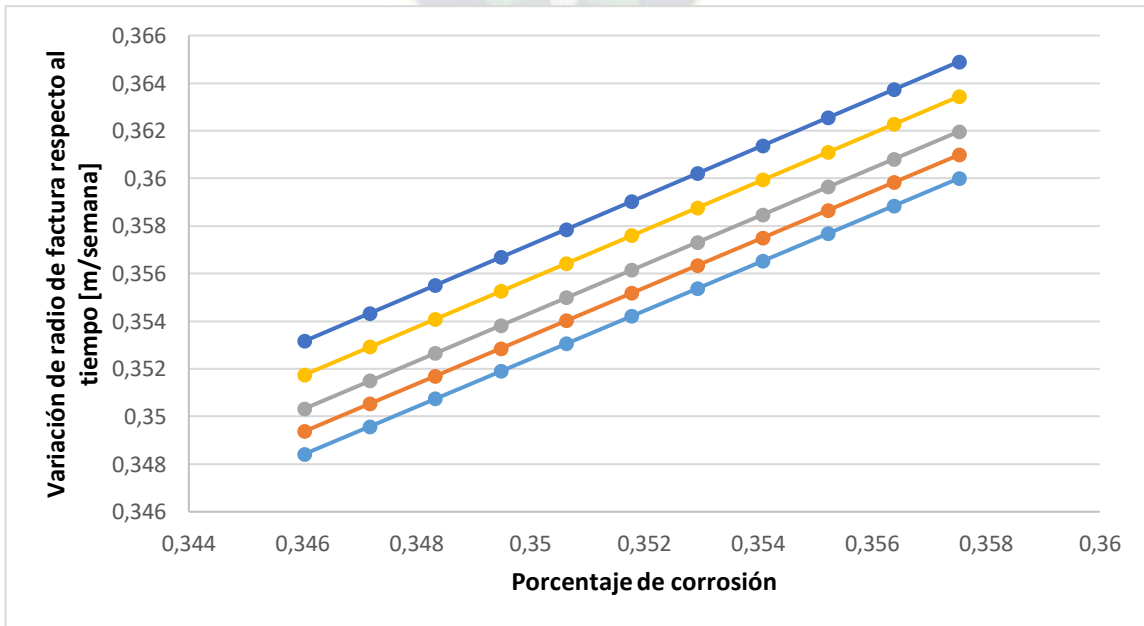
Figura 4.2 Incremento de rajadura vs corrosión



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Para varias tasas de incremento del radio respecto al ángulo de costura se tiene:

Figura 4.2 Incremento de rajadura de tubería

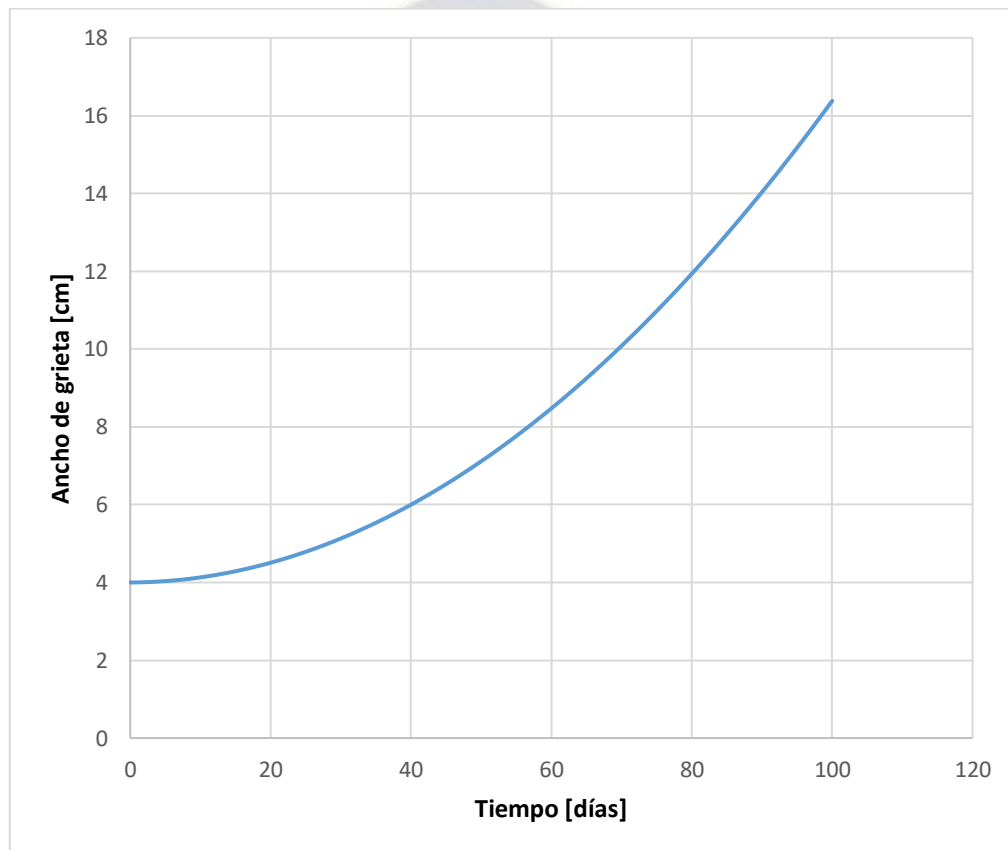


Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

4.3. OBTENCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DE FRACTURAMIENTO DE GRIETA

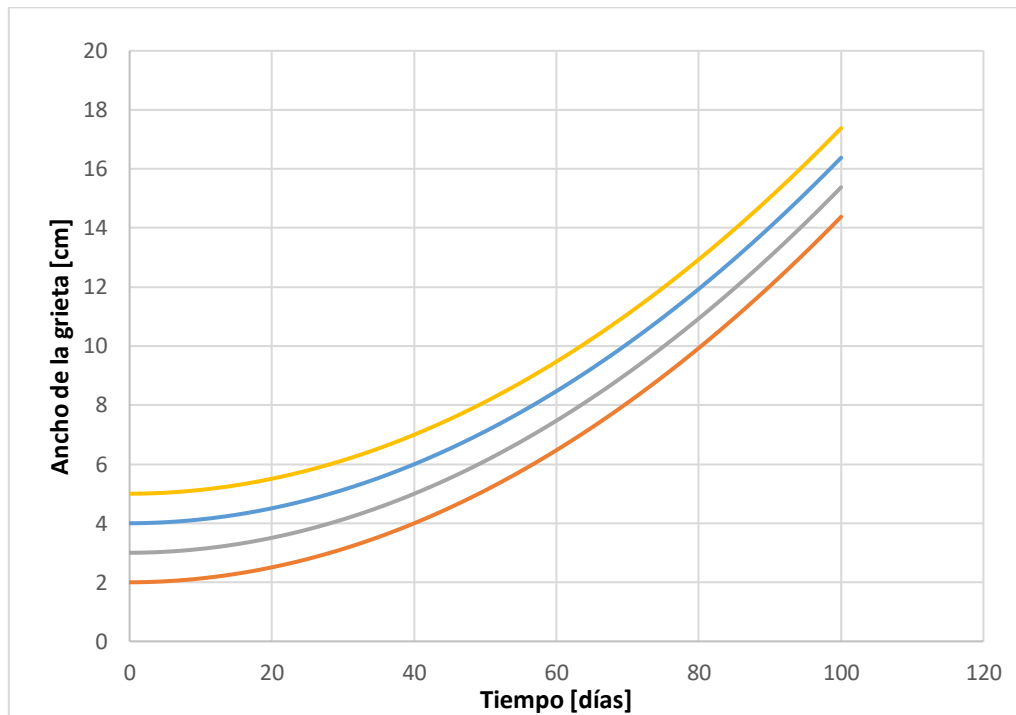
Utilizando las fórmulas planteadas anteriormente, se realiza las siguientes graficas tomando en cuenta la forma geométrica de la falla constante y de manera semi elíptica.

Figura 4.3 Incremento del ancho de la grieta



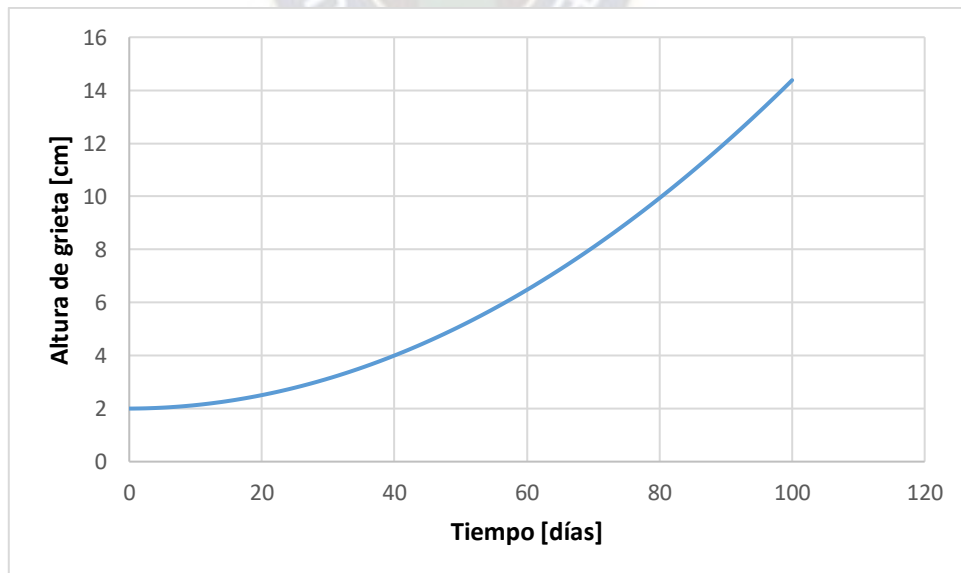
Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.4 Incremento del ancho de la grieta para distintos valores iniciales



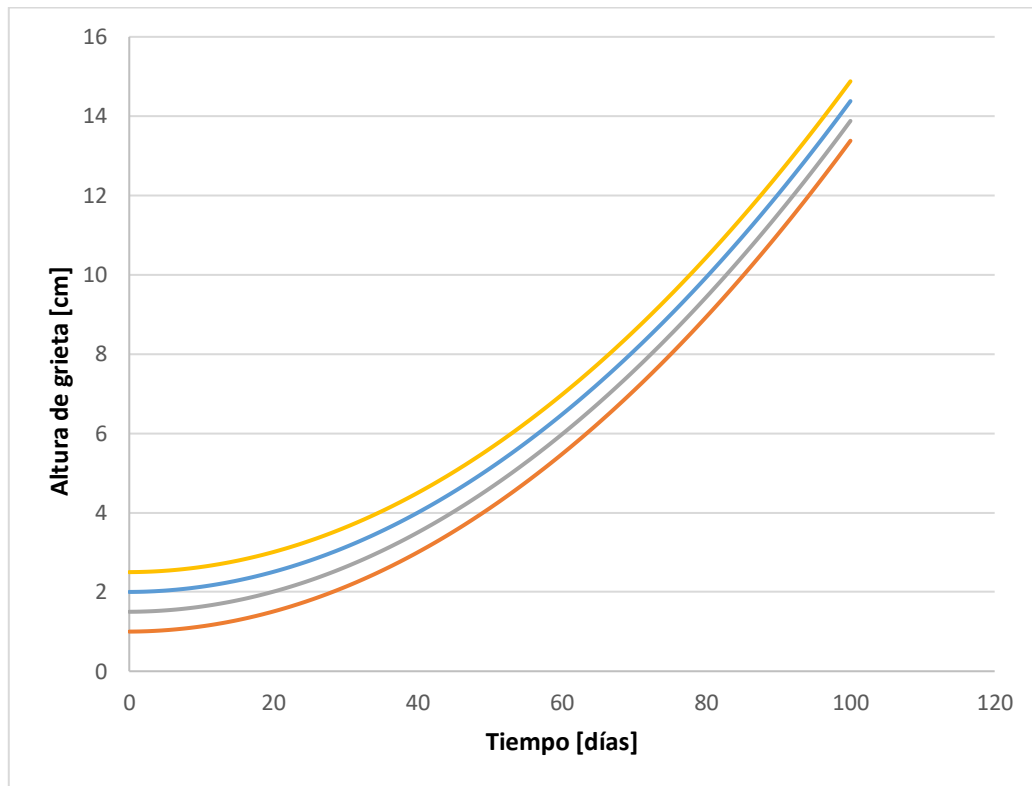
Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.5 Incremento de altura de grieta



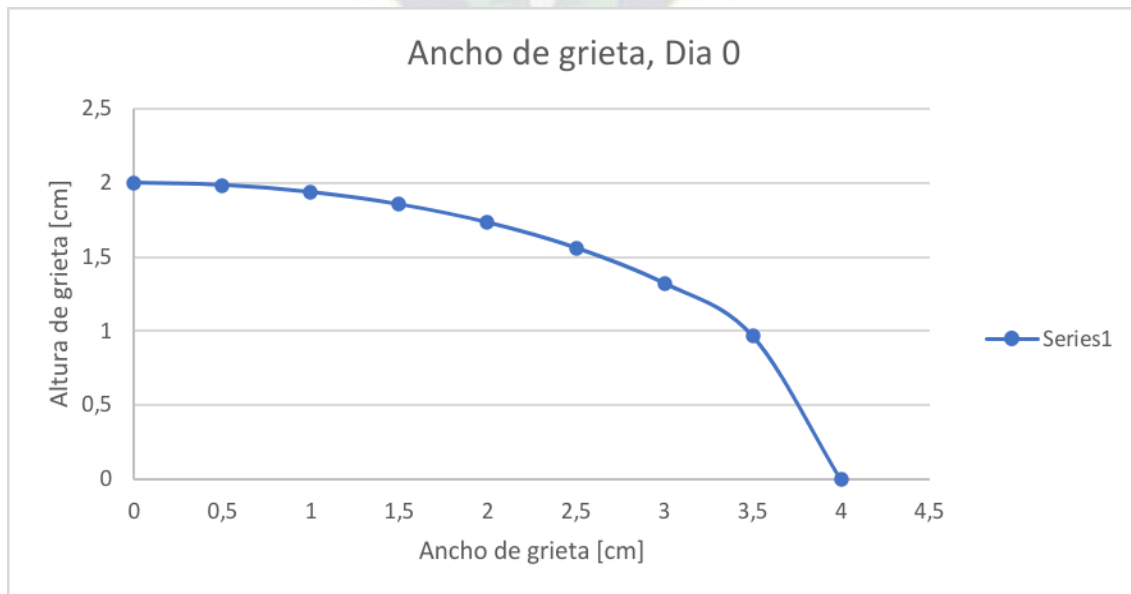
Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.6 Incremento de altura de grieta para distintos valores iniciales



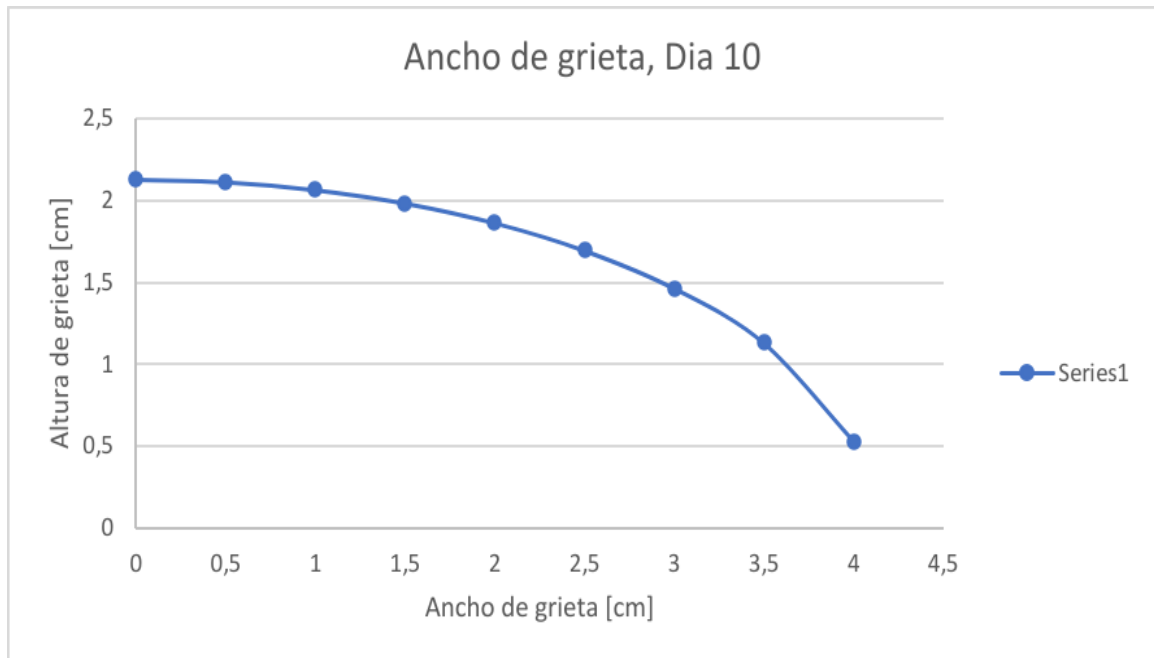
Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.7 Representación de coordenadas de la grieta e incremento del mismo en el tiempo



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.8 Representación de coordenadas de la grieta e incremento del mismo en el tiempo



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

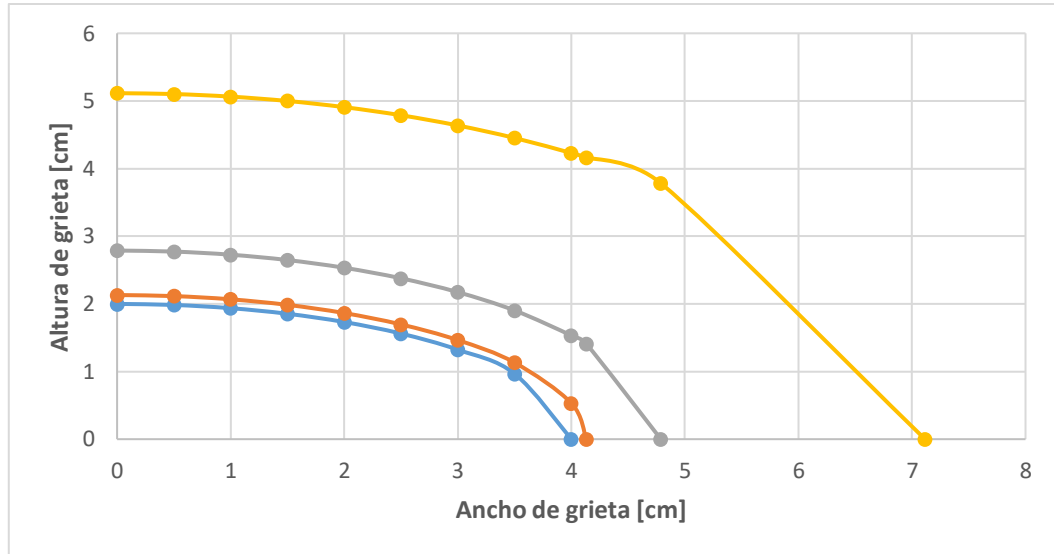
Representando de una manera más entendible el crecimiento de la grieta se tiene los siguientes resultados:

Tabla 4.3 Crecimiento de la grieta

x	y	y, 10 días	y, 25 días	y, 50 días
0	2	2,131	2,78875	5,115
0,5	1,984313483	2,115333122	2,773507234	5,102354296
1	1,936491673	2,06762034	2,727267832	5,064227723
1,5	1,854049622	1,98555281	2,64840875	5,000037423
2	1,732050808	1,864599819	2,533886268	4,908761019
2,5	1,5612495	1,696464395	2,378554595	4,788849963
3	1,322875656	1,464990389	2,173682574	4,638083862
3,5	0,968245837	1,131966726	1,903339576	4,453330055
4	0	0,532397348	1,533277137	4,230137581
4,131		0	1,410568521	4,164560567
4,78875			0	3,78303906
7,115				0

Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.9 Incremento de la grieta en el ducto



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

4.4. ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES DE FALLA

La siguiente expresión representa, la ecuación para predecir la presión de falla de defecto de corrosión y tomando en cuenta un defecto semielíptico;

$$P_f = \left(\frac{t}{R}\right) \sigma \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} * \frac{1}{M}} \right] \quad 4.1$$

Donde:

t = Espesor de la tubería (mm)

P_f = Presión de falla (Mpa)

A_0 = Área original sin el defecto asociada al espesor t (mm²)

A = Área del defecto asociada a la profundidad R (mm²)

M = Factor de folias (por la fórmula 4.2)

σ = Esfuerzo

L = defecto de longitud (mm)

D = Diámetro exterior (mm)

Como sabemos que las grietas son elipsoidales, y tenemos las dimensiones procedemos a calcular las áreas para cada elipse

$$A_{elipse} = \pi \times a \times b$$

Obteniendo áreas para cada incremento de ancho y altura de las grietas en los ductos

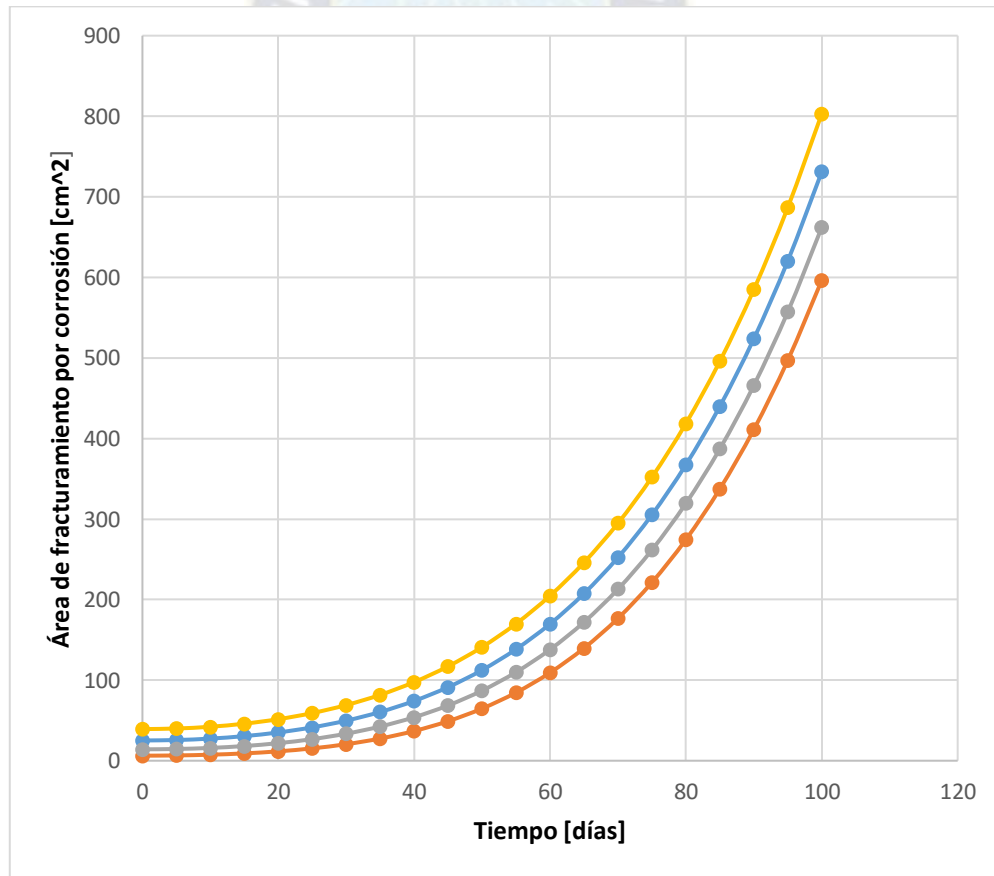
Tabla 4.4 Incremento de ancho y altura de las grietas

a(t)1	b(t)1	A ₁	a(t)2	b(t)2	A ₂	a(t)3	b(t)3	A ₃	a(t)4	b(t)4	A ₄
4	2	25,132	2	1	6,2830	3	1,5	14,136	5	2,5	39,268
		128			32			822			95
4,030	2,030	25,703	2,030	1,030	6,5700	3,030	1,530	14,565	5,030	2,530	39,982
15	15	28395	15	15	37831	15	15	90289	15	15	18101
4,121	2,121	27,474	2,121	1,121	7,4775	3,121	1,621	15,905	5,121	2,621	42,185
8	8	55304	8	8	4709	8	8	29206	8	8	33001
4,274	2,274	30,552	2,274	1,274	9,1118	3,274	1,774	18,261	5,274	2,774	45,984
95	95	17771	95	95	02236	95	95	23197	95	95	63945
4,489	2,489	35,113	2,489	1,489	11,650	3,489	1,989	21,811	5,489	2,989	51,557
6	6	69242	6	6	33772	6	6	25707	6	6	64377
4,765	2,765	41,407	2,765	1,765	15,341	3,765	2,265	26,804	5,765	3,265	59,153
75	75	92362	75	75	97999	75	75	1938	75	75	16944
5,103	3,103	49,754	3,103	2,103	20,506	4,103	2,603	33,560	6,103	3,603	69,091
4	4	98974	4	4	84748	4	4	16061	4	4	33487
5,502	3,502	60,546	3,502	2,502	27,536	4,502	3,002	42,470	6,502	4,002	81,763
55	55	30122	55	55	35062	55	55	56792	55	55	55052
5,963	3,963	74,244	3,963	2,963	36,893	4,963	3,463	53,998	6,963	4,463	97,632
2	2	56048	2	2	19185	2	2	11816	2	2	5188
6,485	4,485	91,383	4,485	3,485	49,111	5,485	3,985	68,676	7,485	4,985	117,23
35	35	76194	35	35	36556	35	35	80575	35	35	22341
7,069	5,069	112,56	5,069	4,069	64,796	6,069	4,569	87,111	8,069	5,569	141,16
		9192			15819			9171			79829
7,714	5,714	138,47	5,714	4,714	84,624	6,714	5,214	109,98	8,714	6,214	170,11
15	15	74291	15	15	14814	15	15	00306	15	15	63436
8,420	6,420	169,85	6,420	5,420	109,34	7,420	5,920	138,02	9,420	6,920	204,82
8	8	63436	8	8	32058	8	8	90167	8	8	51865
9,188	7,188	207,52	7,188	6,188	139,77	8,188	6,688	172,07	10,18	7,688	246,11
95	95	50979	95	95	24936	95	95	80377	895	95	36741

10,01	8,018	252,37	8,018	7,018	176,80	9,018	7,518	213,01	11,01	8,518	294,87
86	6	41464	6	6	24658	6	6	75481	86	6	22607
10,90	8,909	305,36	8,909	7,909	221,39	9,909	8,409	261,80	11,90	9,409	352,06
975	75	52355	75	75	48689	75	75	92942	975	75	26927
11,86	9,862	367,53	9,862	8,862	274,58	10,86	9,362	319,48	12,86	10,36	418,71
24	4	14035	4	4	27413	24	4	63144	24	24	80086
12,87	10,87	439,97	10,87	9,876	337,47	11,87	10,37	387,15	13,87	11,37	495,94
655	655	69808	655	55	04132	655	655	2939	655	655	25386
13,95	11,95	523,87	11,95	10,95	411,23	12,95	11,45	465,98	14,95	12,45	584,91
22	22	75898	22	22	35072	22	22	47905	22	22	19051
15,08	13,08	620,48	13,08	12,08	497,11	14,08	12,58	557,22	16,08	13,58	686,87
935	935	01448	935	935	89374	935	935	87831	935	935	30225
16,28	14,28	731,10	14,28	13,28	596,44	15,28	13,78	662,20	17,28	14,78	803,14
8	8	28521	8	8	49103	8	8	31232	8	8	40971

Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.10 Incremento de fracturamiento por corrosión en el tiempo



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

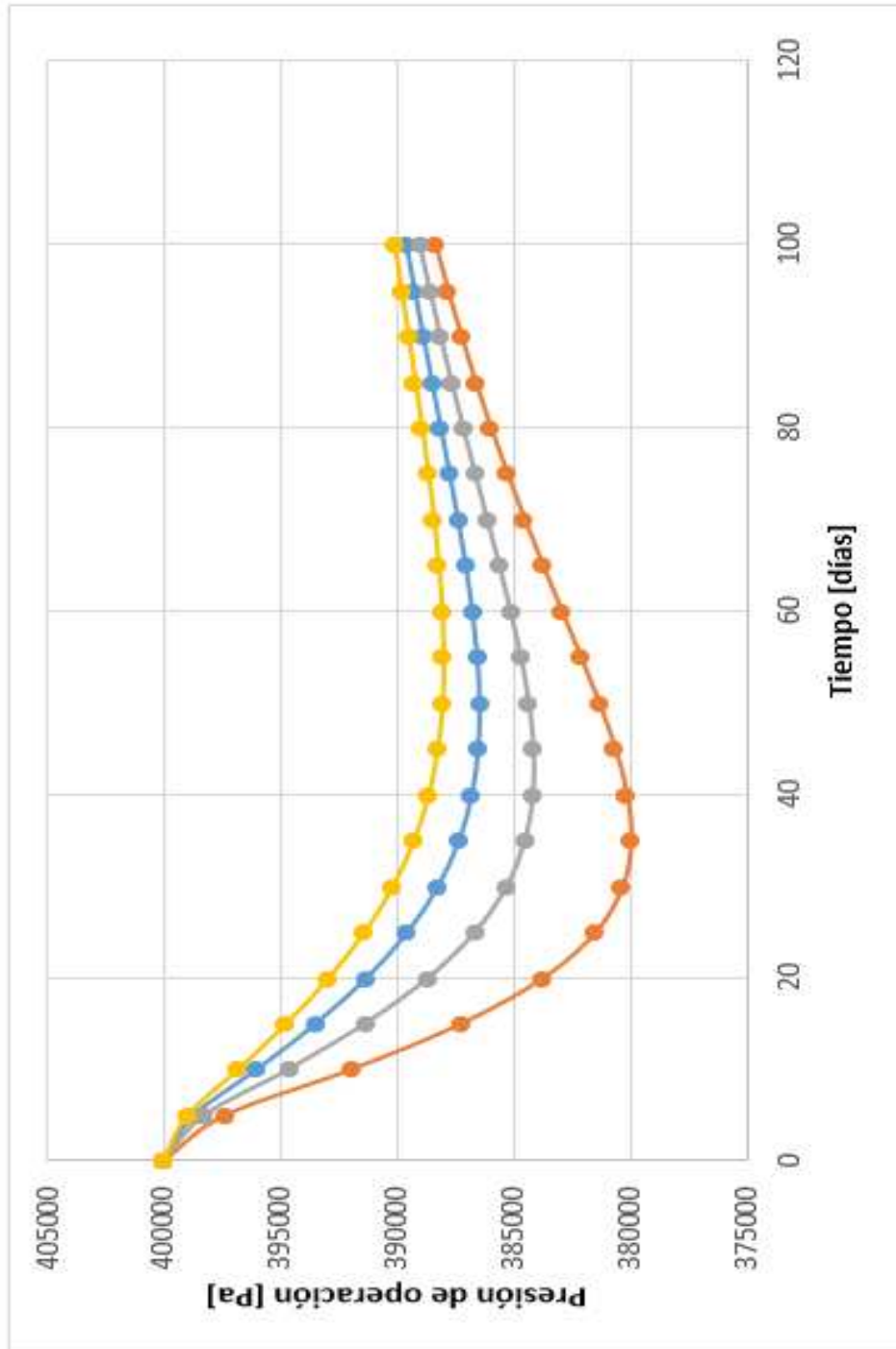
Finalmente prediciendo las presiones de falla se tiene:

Tabla 4.5 Presiones de falla

<i>t [dia]</i>	P₁	P₂	P₃	P₄
0	400000	400000	400000	400000
5	398673,631	397333,9679	398228,5538	398939,9683
10	395977,9738	391937,9182	394633,1019	396783,9458
15	393462,0236	387243,1871	391354,5274	394743,4987
20	391285,6832	383738,0178	388653,0907	392926,4583
25	389537,4118	381503,7393	386638,3806	391401,34
30	388234,0176	380348,9884	385287,939	390193,8462
35	387340,4373	379990,5937	384502,3728	389294,602
40	386794,3155	380165,0686	384156,8358	388671,6903
45	386525,5796	380668,4794	384132,7502	388282,5561
50	386468,292	381357,6715	384331,4793	388082,6874
55	386566,0937	382138,007	384677,0001	388030,7672
60	386773,5848	382949,5808	385113,4953	388091,0788
65	387055,6077	383755,9452	385601,3483	388234,1473
70	387385,6884	384535,9505	386113,1775	388436,4175
75	387744,3148	385278,1851	386630,5131	388679,5004
80	388117,3657	385977,3124	387141,2245	388949,2968
85	388494,798	386631,7045	387637,6149	389235,157
90	388869,6048	387241,9322	388115,0488	389529,1459
95	389237,0121	387809,8128	388570,9778	389825,4316
100	389593,8729	388337,815	389004,2581	390119,794

Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

Figura 4.11 Predicción de las presiones de falla por corrosión



Fuente: Elaboración propia en base a datos simulados, 2021

4.5. SIMULACIÓN DE CORROSIÓN GASODUCTO SOLIDWORKS - FLOW SIMULATION

A continuación, se presentan los datos de diseño para la simulación y determinación de la corrosión y fallas

Tabla 4. 1 Datos de diseño

GASODUCTO GTC	
TIPO	TRONCAL
LONGITUD	580 KM
DIÁMETRO NOMINAL	6 5/8 IN A 10 ¾
ESPESOR DE LA TUBERÍA	0.250"
MATERIAL	API 5L X-42
PRESIÓN DE DISEÑO	1420 PSI
PRESIÓN DE OPERACIÓN MÁXIMA	1440 PSI
CÓDIGO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	ASME API 5L
CAPACIDAD DE TRANSPORTE	10.4 MMPCD
REVESTIMIENTO INTERNO	RESINA EPOXI
ANOS DE OPERACIÓN	1983
MATERIAL DE LA TUBERÍA	STELL

Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos, 2021

En la Tabla se aprecia el diseño del gasoducto, según datos obtenidos de la ANH (Ver Anexos) en el cual se observa la etapa normal de funcionamiento sin ninguna falla ni corrosión.

A valores normales de operación se puede ver que el gasoducto GTC para su simulación posee cuatro codos que pueden funcionar para una estación de compresión y dos válvulas de manejo para controlar fugas y fallas en la operación. En Anexos se puede apreciar los detalles de diseño especificados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

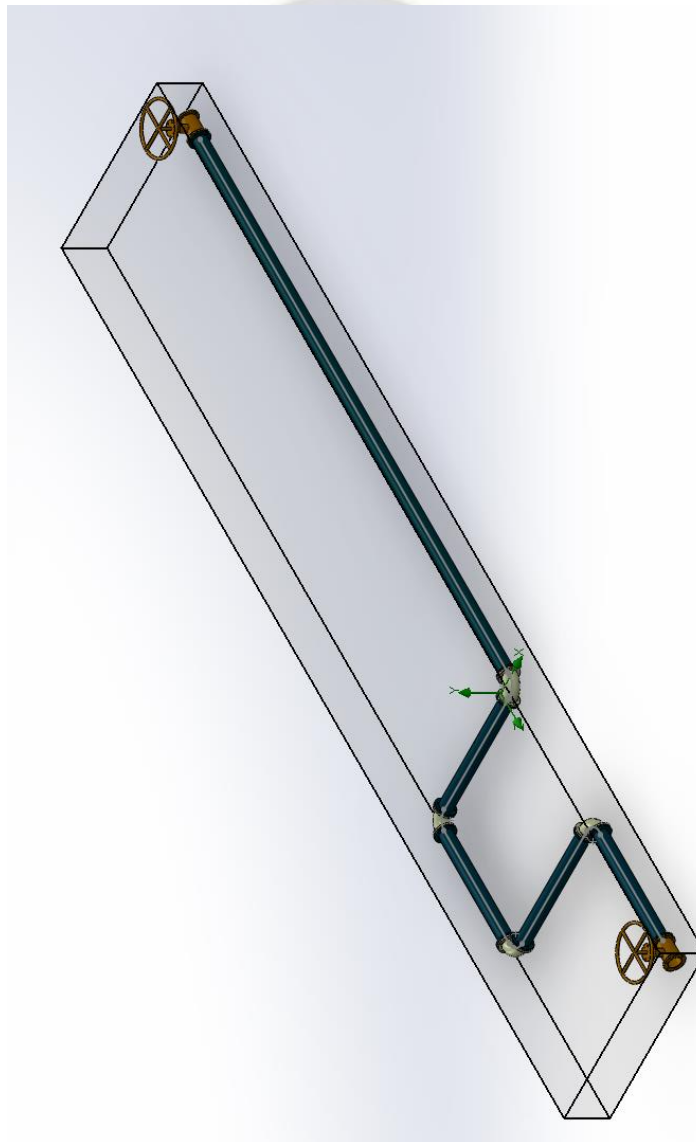
Tabla 4.7.1 propiedades mecánicas y composición tubería de acero X52

Element	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	S	Cu	Al	Fe
wt. %	0.206	0.293	1.257	0.014	0.017	0.006	0.009	0.011	0.034	balance

Table 2. Mechanical properties of the X52 steel.		
Yield strength σ_{ys} , MPa	Ultimate tensile strength σ_{UTS} , MPa	Elongation δ , %
410	528	30.2

Fuente: Ivan Shtoyko et al. / Procedia Structural Integrity

Figura 4. 12 diseño de gasoducto en operaciones normales

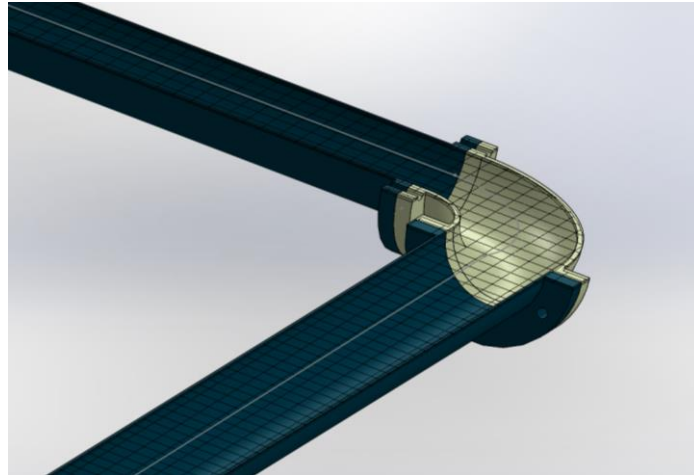


Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.5.1. Planos del gasoducto SolidWorks

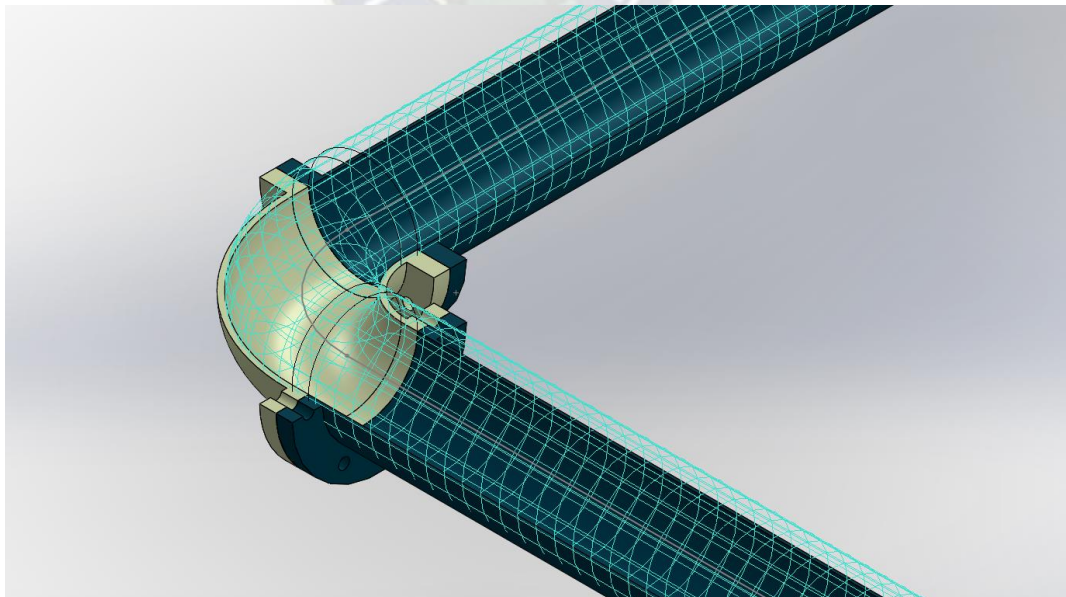
A continuación, se muestran los planos de las piezas del gasoducto realizadas en Solid Works.

Figura 4. 13 Corte transversal codo 90° gasoducto.



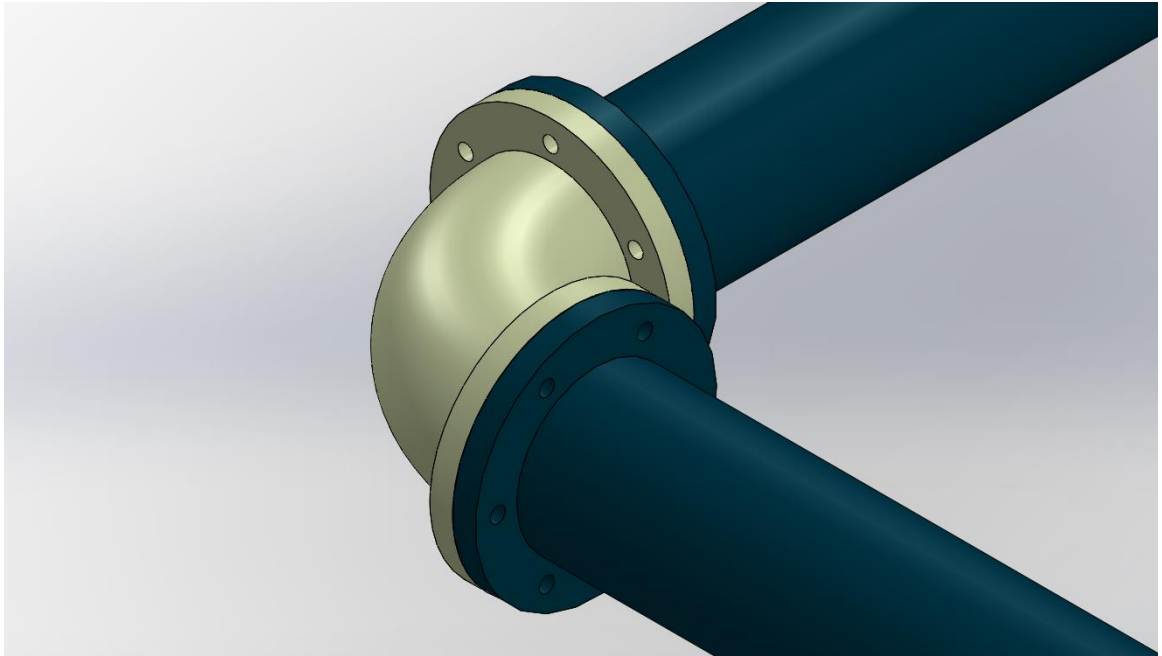
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 14 Recorte codo 90° gasoducto.



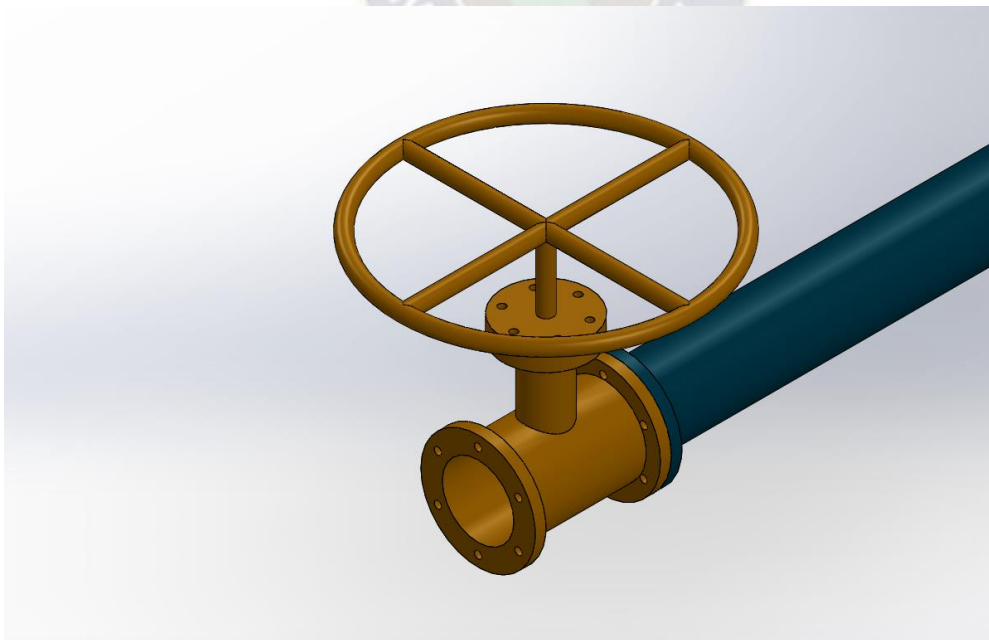
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 15 Render codo 90° gasoducto.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 16 válvula de manejo para controlar fugas y fallas en la operación.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.5.2. Datos de simulación

En la tabla se muestran los datos de simulación:

Tabla 4. 2 Datos de simulación.

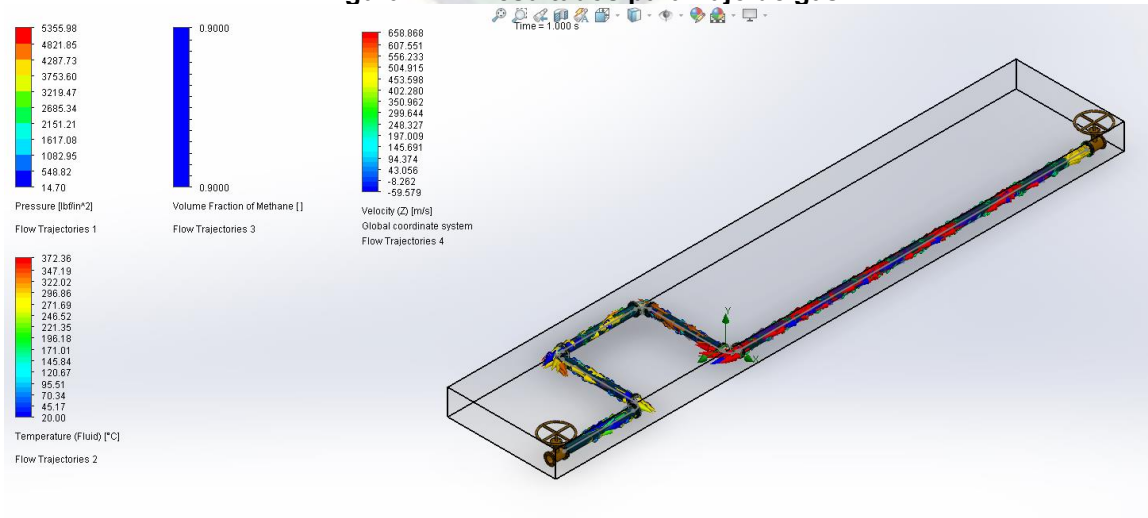
SIMULACIÓN DE FLUJO DE FAS	
GASES	METHANE 90%
	AIR 10%
FLUJO DE TRANSPORTE	100 MM3/dia
MATERIAL DE LA TUBERIA	steel mild
PRESION MAXIMA ENTREGADA	1440 psi
PRESION ATMOSFERICA	14.6959 psi
TEMPERATURA DE GAS ENTREGADA	50C
TEMPERATURA ATMOSFERICA	20C
TURBULENCIA	2%

Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos

4.6. RESULTADOS DE SIMULACIÓN FLUJO DE GAS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la simulación de flujo de gas.

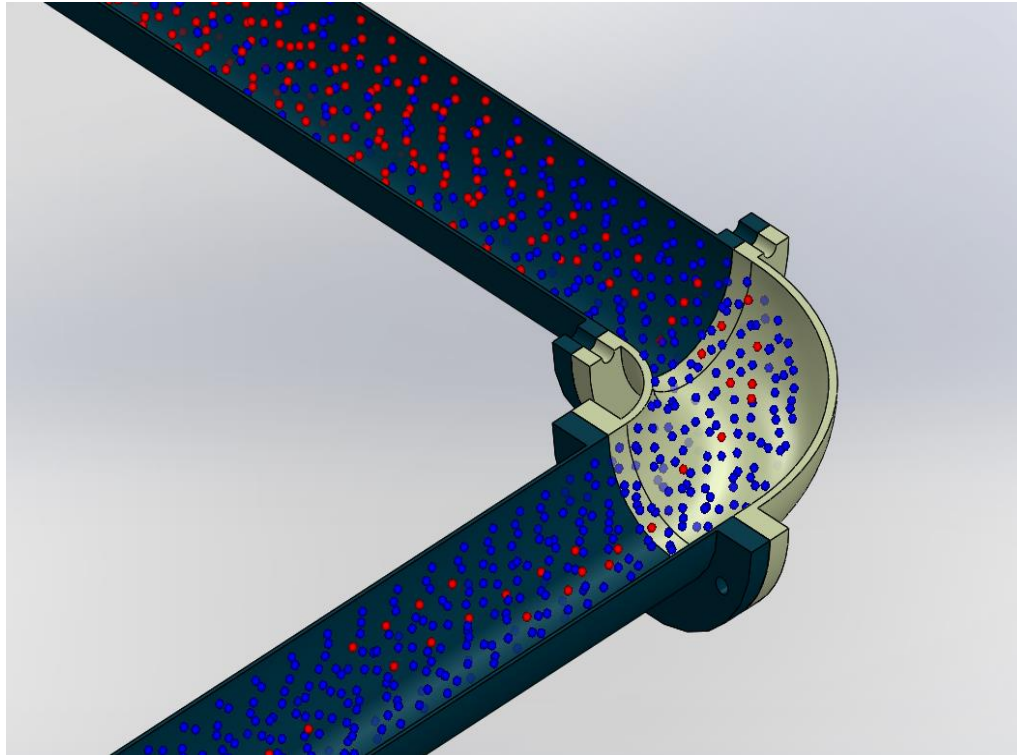
Figura 4. 17 Resultados para flujo de gas



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Aquí se muestra el volumen de metano representado de color azul y el volumen de aire representado de color rojo, que fluyen a través del gasoducto.

Figura 4. 18 Volumen de metano y aire.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Tabla 4. 6 parámetros a través del área.

Local Parameter	Minimum	Maximum	Average	Bulk Average	Surface Area [m ²]
Pressure [lb/in ²]	14.6959	5355.98301	4459.44485	2254.72487	20.0150565
Mass Fraction of Methane	0.8329275	0.83292757	0.83292757	0.83292757	20.0150565
Volume Fraction of Methane	0.9	0.9	0.9	0.9	20.0150565
Temperature (Fluid) [°C]	20	161.858851	100.691469	41.0320095	20.0150565

Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Tabla 4. 7 Parámetros a través del volumen.

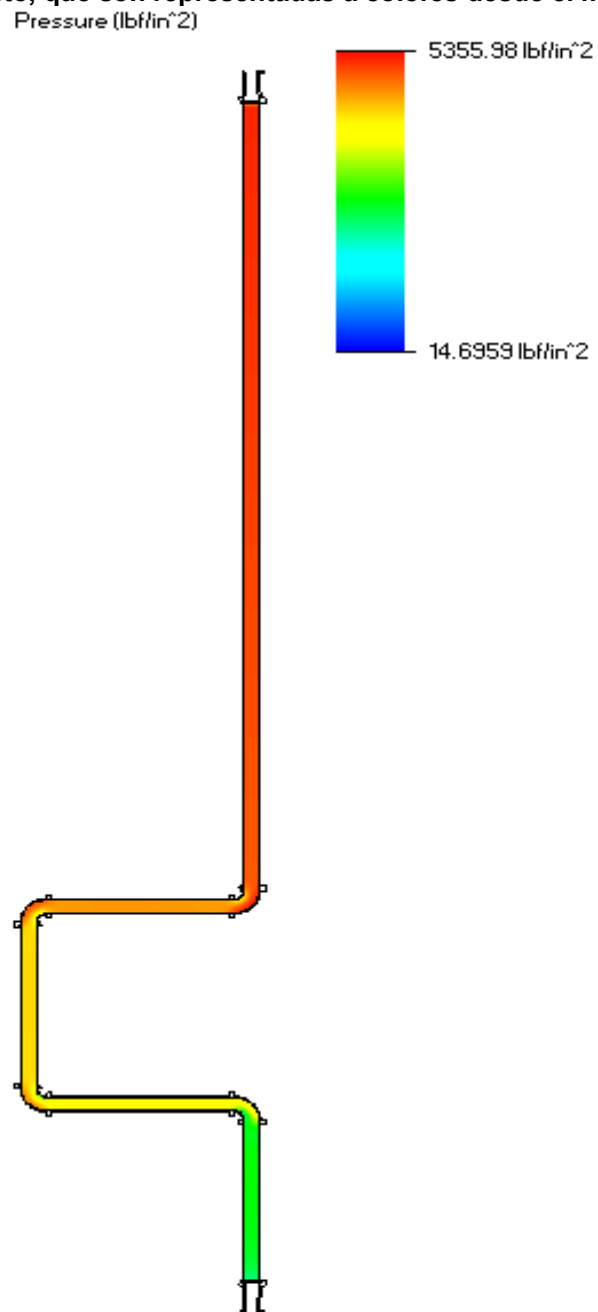
Local Parameter	Minimum	Maximum	Average	Bulk Average	Volume [m ³]
Pressure [lbf/in ²]	1711.7119 28	5307.0218 48	4464.3040 03	4586.2544 89	1.2485760 65
Velocity (Z) [m/s]	- 44.515903 2	550.86185 66	212.03562 74	207.65700 04	1.2485760 65
Mass Fraction of Methane	0.8329275 75	0.8329275 75	0.8329275 75	0.8329275 75	1.2485760 65
Volume Fraction of Methane	0.9	0.9	0.9	0.9	1.2485760 65
Temperature (Fluid) [°C]	47.564610 58	118.06573 48	101.59816 5	103.06475 51	1.2485760 65

Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.1. Presión de los gases a lo largo del gasoducto

En la figura se presenta la presión de los gases a lo largo del gasoducto.

Figura 4. 19 Presión (PSI) en el gasoducto. La figura 5.30 representa las diferentes presiones a lo largo del ducto, que son representadas a colores desde el más crítico al más estable.



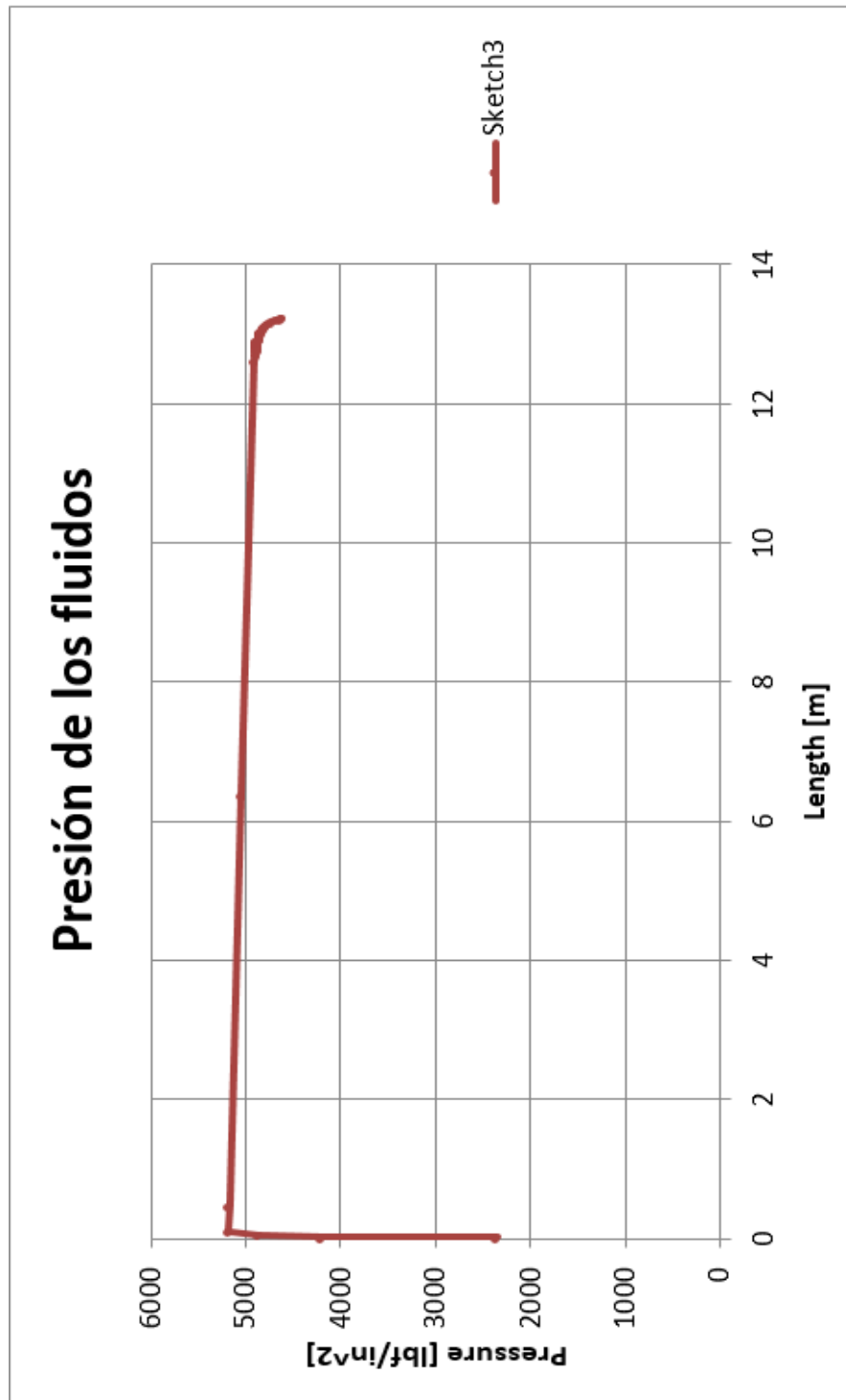
Min = 14.6959 lbf/in² Max = 5355.98 lbf/in²

Iteration = 24911

Time = 1 s

Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2021

Figura 4. 20 Presión de los fluidos (PSI). Es una gráfica que representa la presión de fluidos que transporta el gasoducto GTC que varía desde los 2200 a 5000 en todo el trayecto estudiado

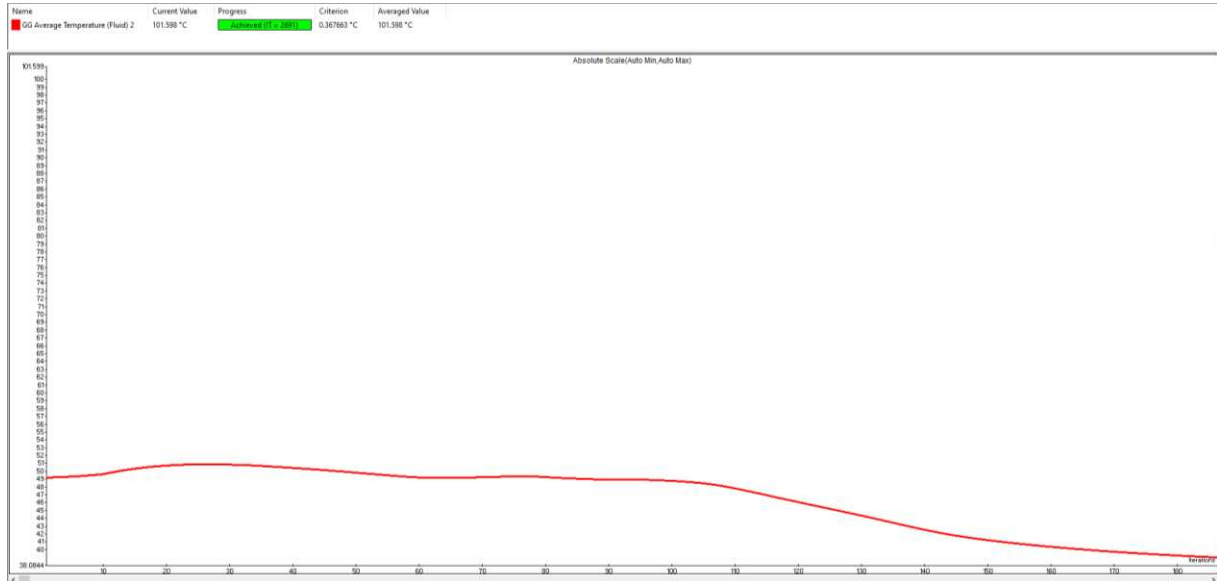


Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.2. Temperatura del Sistema (Celsius)

Se muestran los resultados para la temperatura del Sistema en grados Celsius.

Figura 4. 21 Temperatura del sistema (°C). La figura es una representación gráfica de la variación de la temperatura al interior del ducto a lo largo del trayecto estudiado.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 22 Temperatura del sistema (°C).



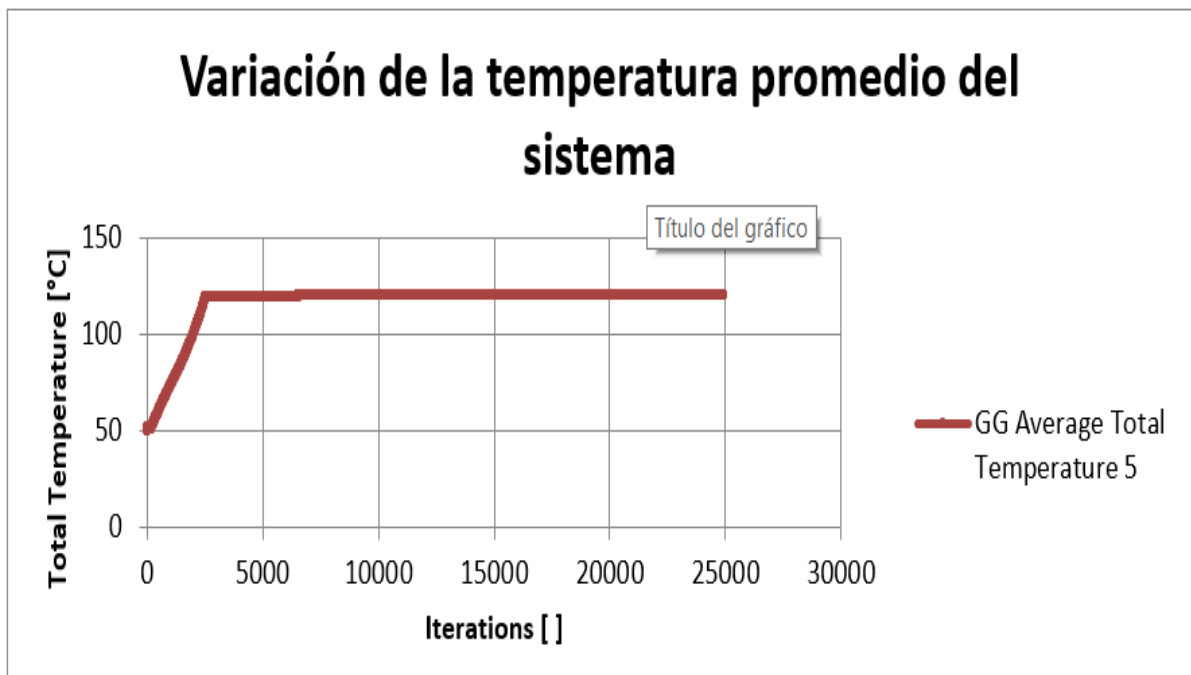
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

La temperatura de los gases incrementa hasta estabilizarse en 101.59 °C.

Las siguientes gráficas de Temperatura corresponden a la variación de la misma por iteración los picos máximos y mínimos al inicio del proceso iterativo son debido al posicionamiento del sistema de control en lazo cerrado, por sus características se deduce que corresponden a ceros y polos encontrados en el modelado matemático.

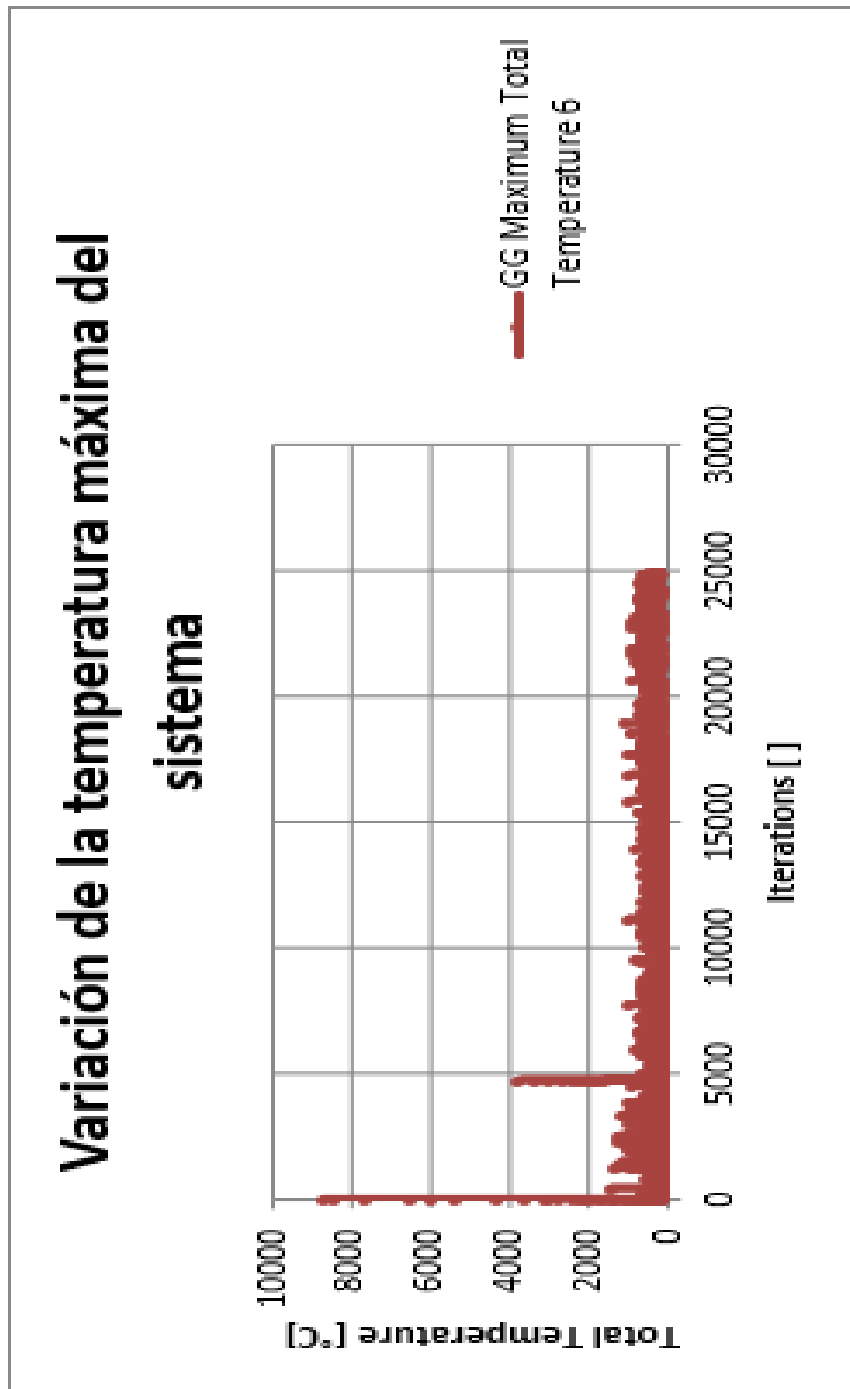
A pesar que la temperatura de entrega del gas es de 50 °C y la temperatura ambiental es de 20 °C, la temperatura del fluido llega a tener un valor de hasta 100 °C debido a la alta presión del gas, este dato podría verse afectado si se incrementara la longitud del modelo del gaseoducto.

Figura 4.23. Variación de la temperatura promedio del sistema (°C). La figura representa la variación de la temperatura promedio existente en el sistema, en ella es posible evidenciar que la temperatura inicia en 50° hasta los 120 °C.



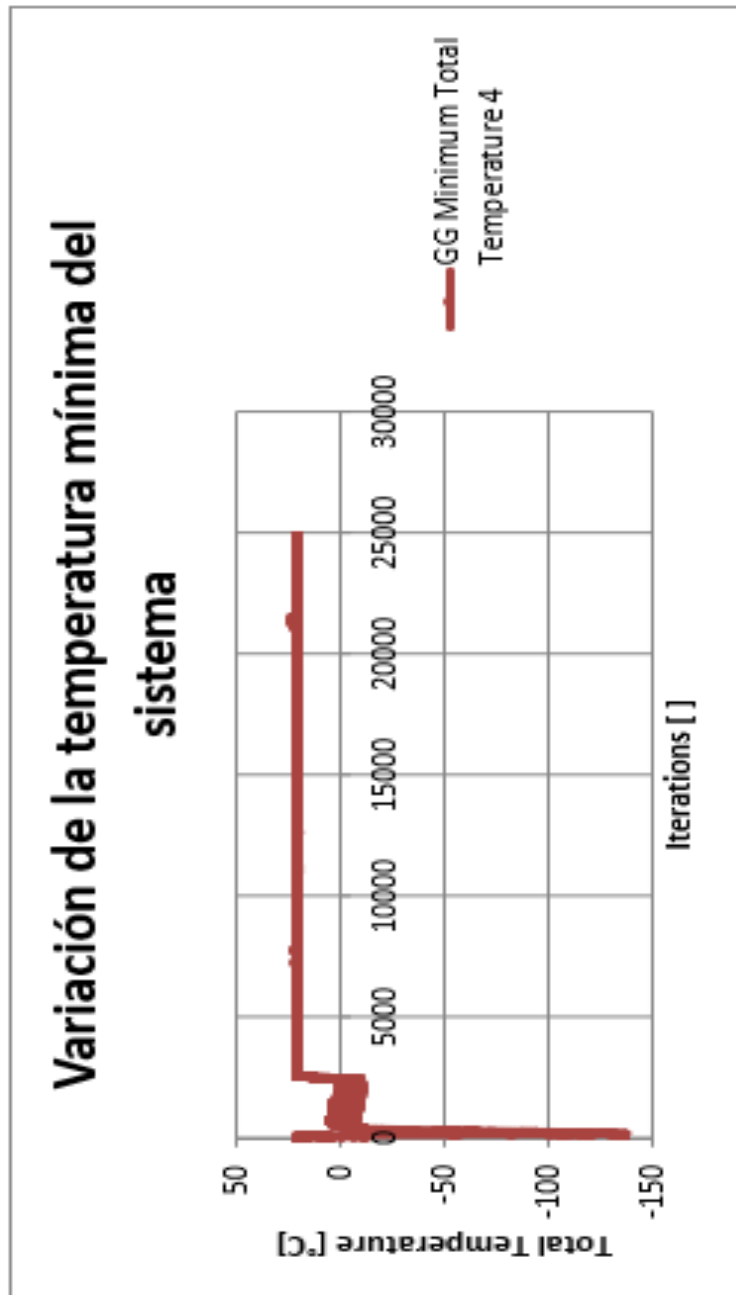
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 24 Variación de la temperatura máxima del sistema (°C). La figura representa la variación de la temperatura máxima existente en el sistema, en ella es posible evidenciar que la temperatura total varía dependiendo las iteraciones.



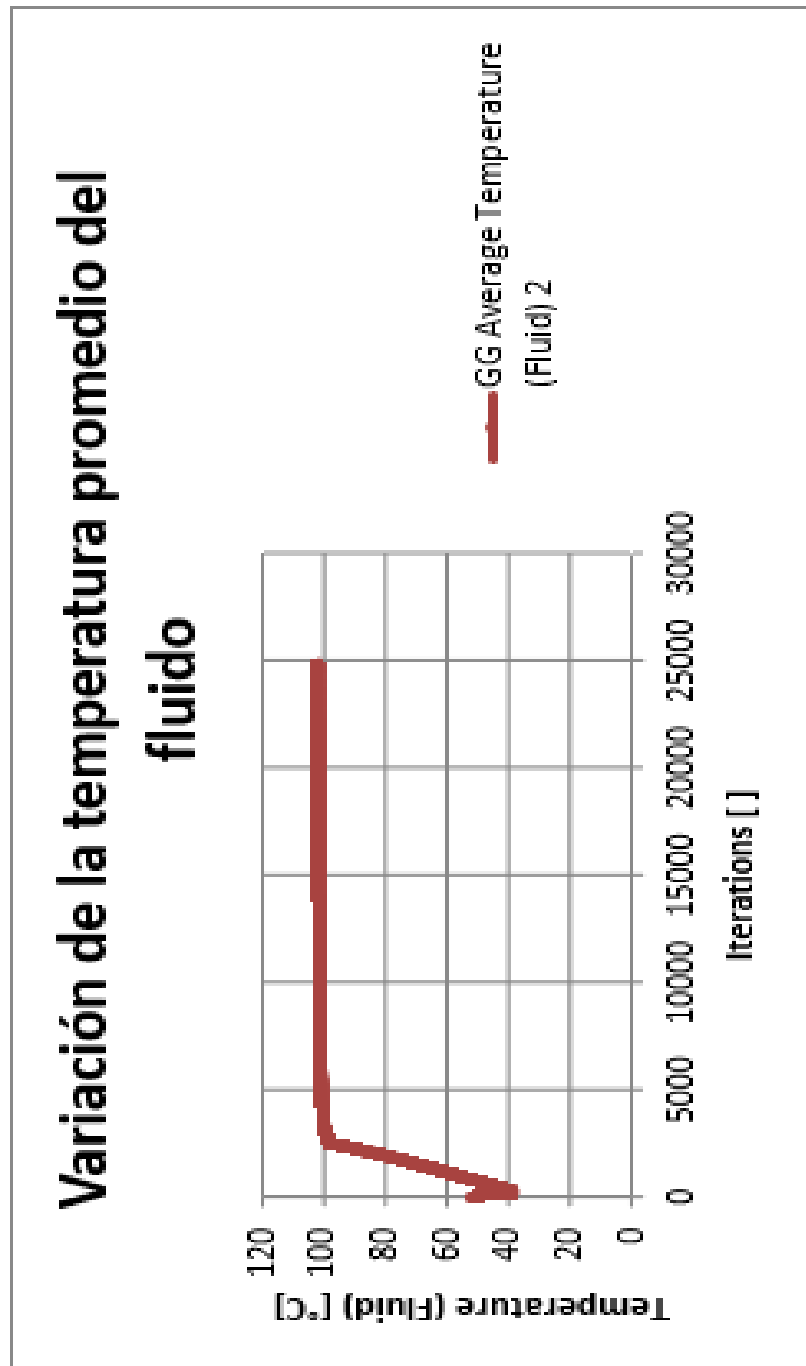
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020.

Figura 4. 25 Variación de la temperatura mínima del sistema (°C). La figura es una representación de la variación de la temperatura mínima en el sistema.



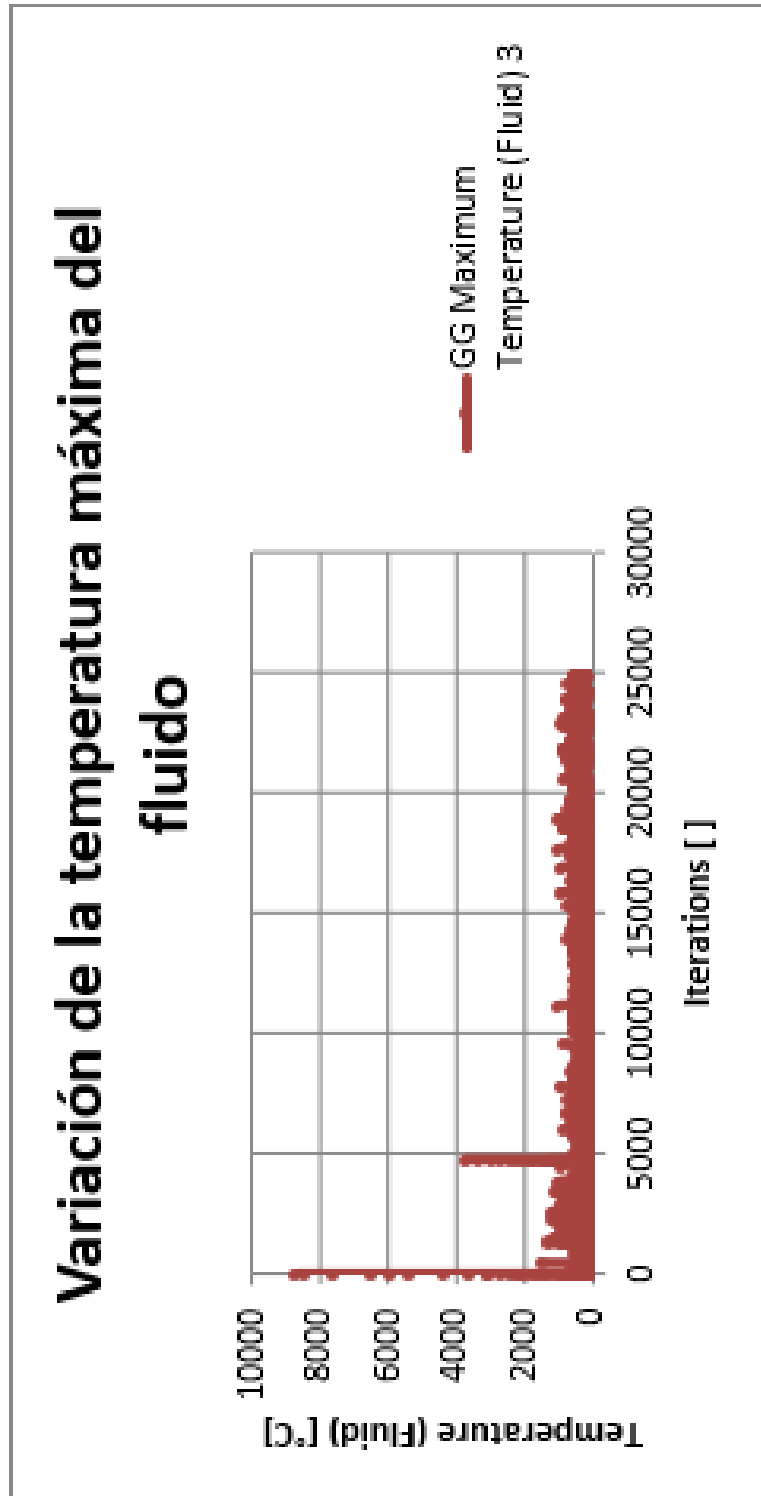
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 26 Variación de la temperatura promedio del fluido (°C).



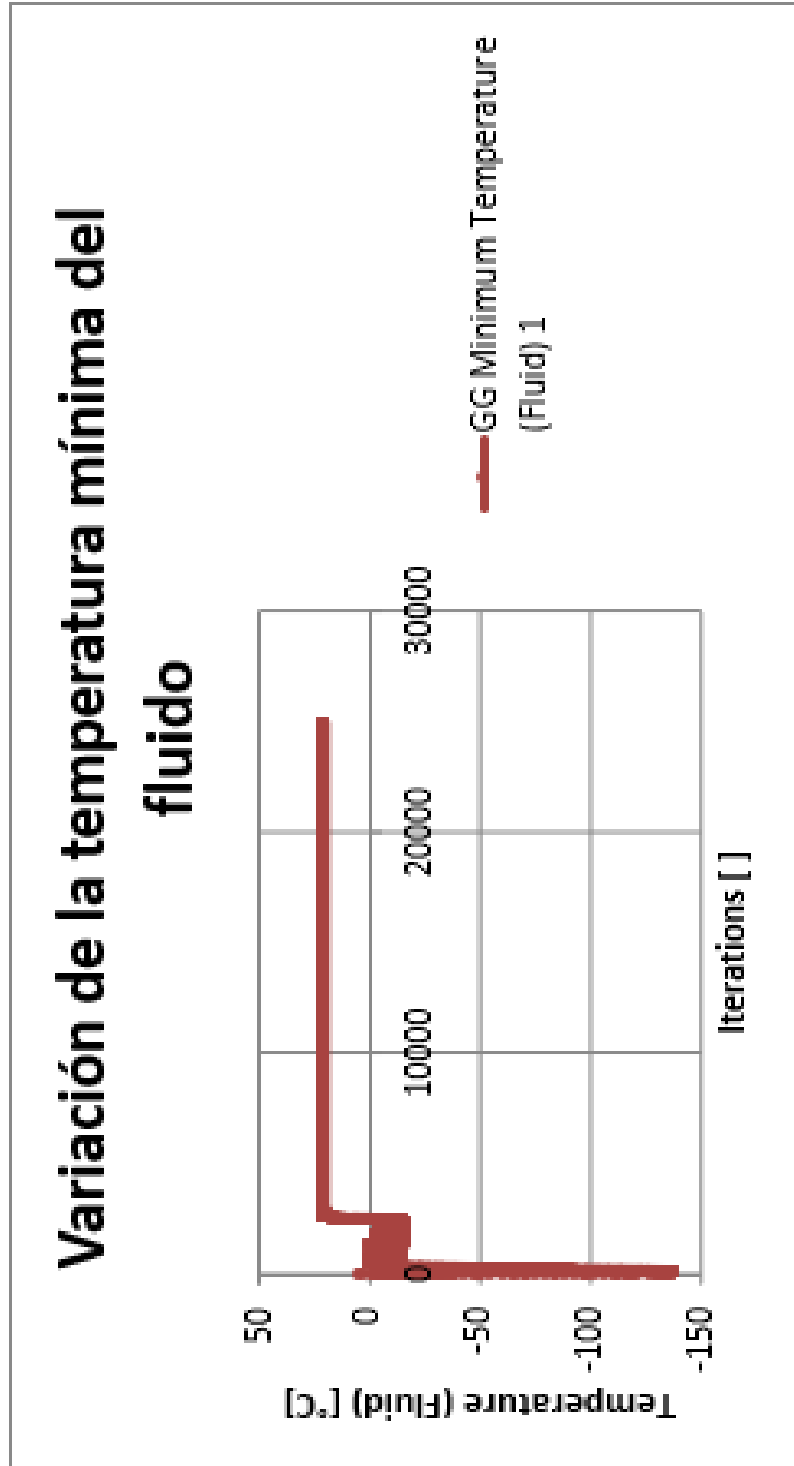
Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 27 Variación de la temperatura máxima del fluido (°C)



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 28 Variación de la temperatura

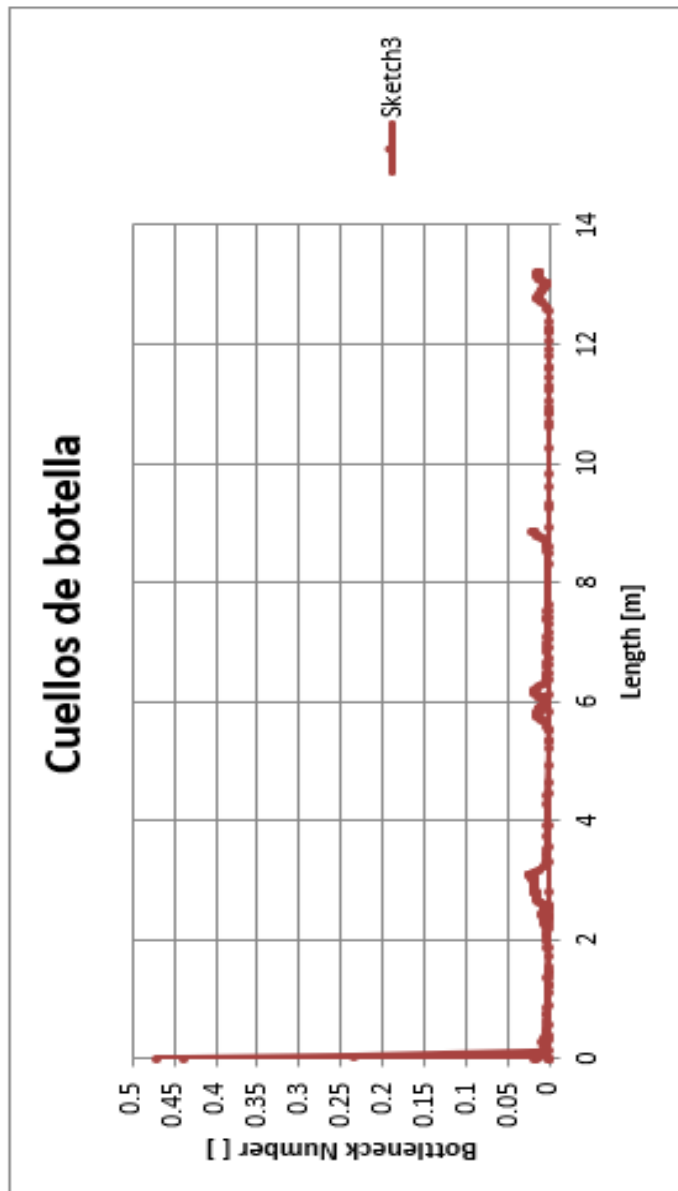


Fuente Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.3. Cuellos de Botella a lo largo del gasoducto

En la figura se muestran los cuellos de botella que presenta el gasoducto, donde se aprecia la influencia de los codos del sistema.

Figura 4. 29 Cuellos de botella. Los cuellos de botella están representados en la figura.

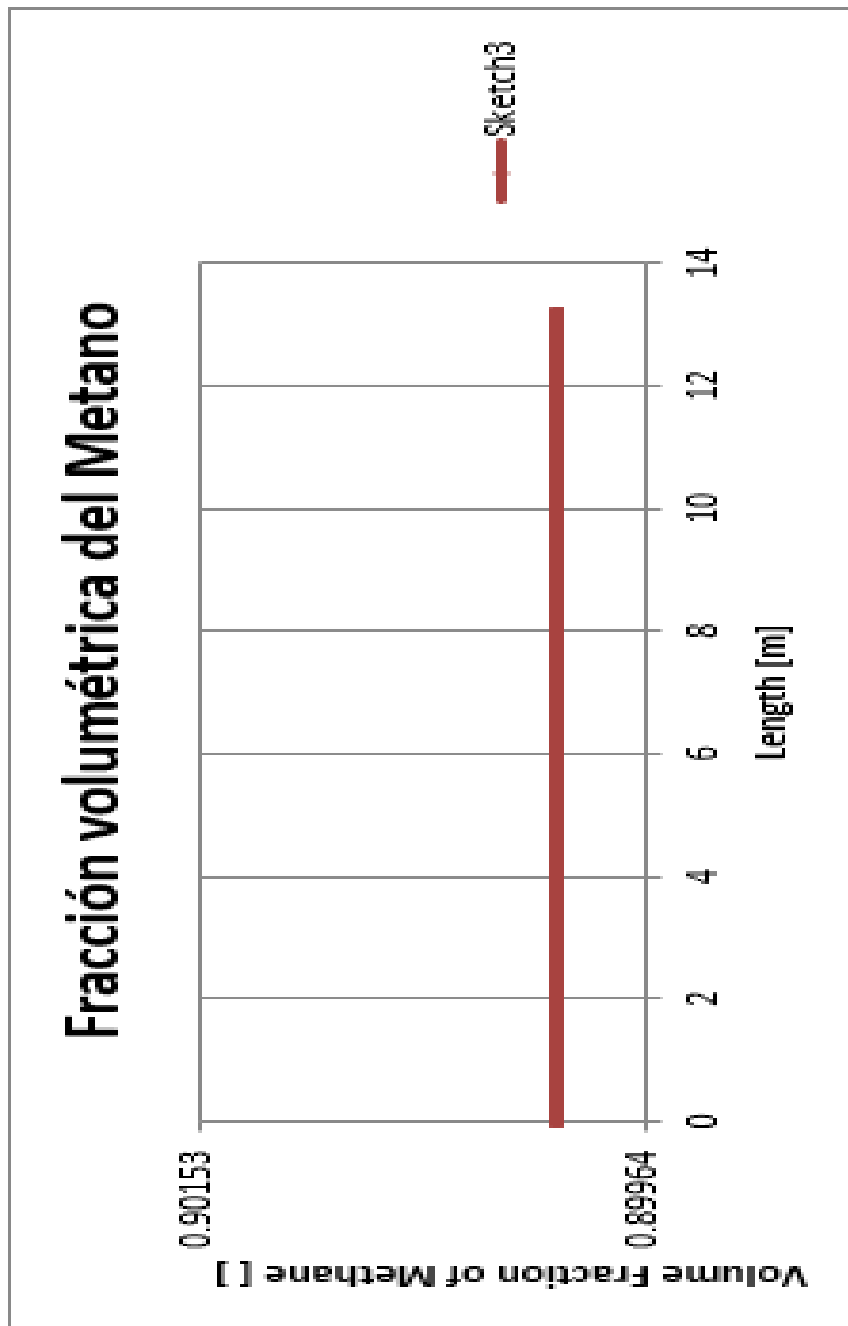


Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.4. Fracción volumétrica de los gases a lo largo del gasoducto

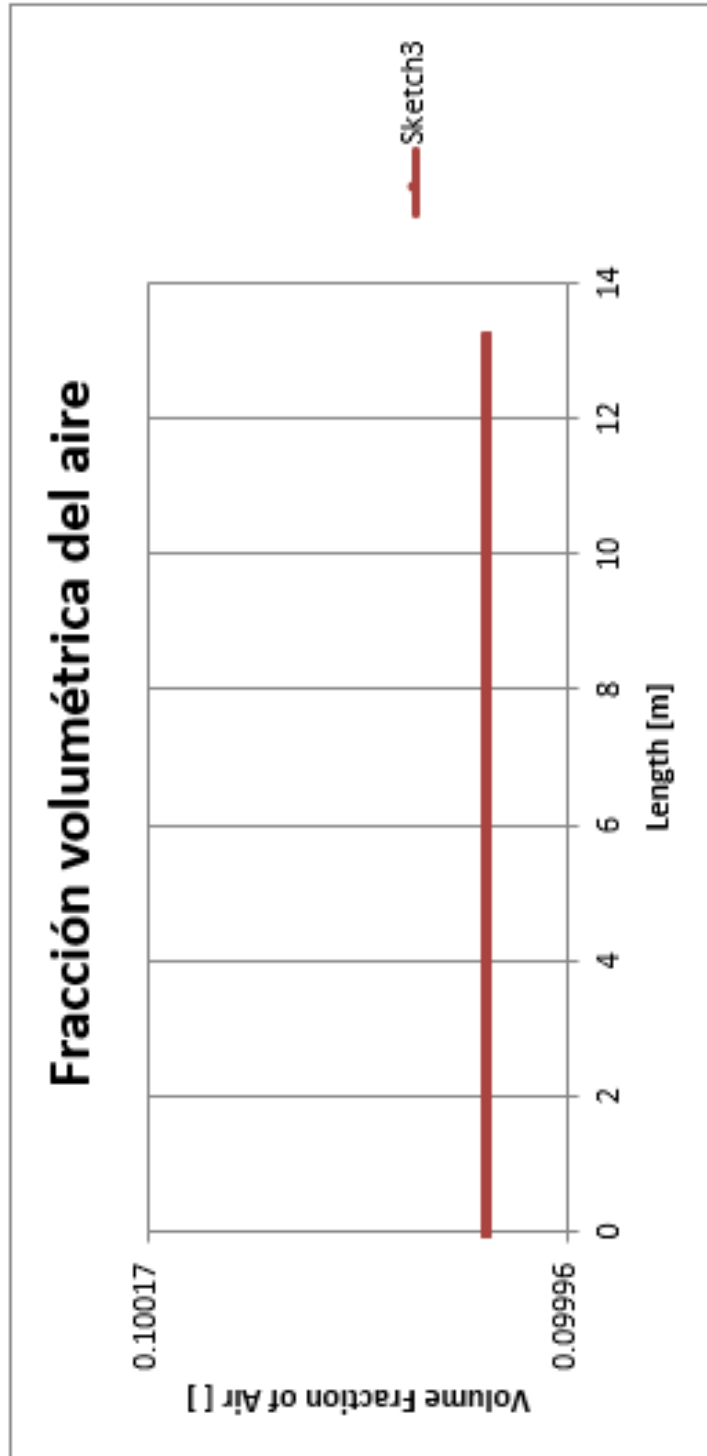
La simulación obtuvo resultados invariables, donde el aire y la turbulencia fueron añadidos como ruido en el modelado matemático.

Figura 4. 30 Fracción volumétrica del Metano.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

Figura 4. 31 Fracción volumétrica del aire.

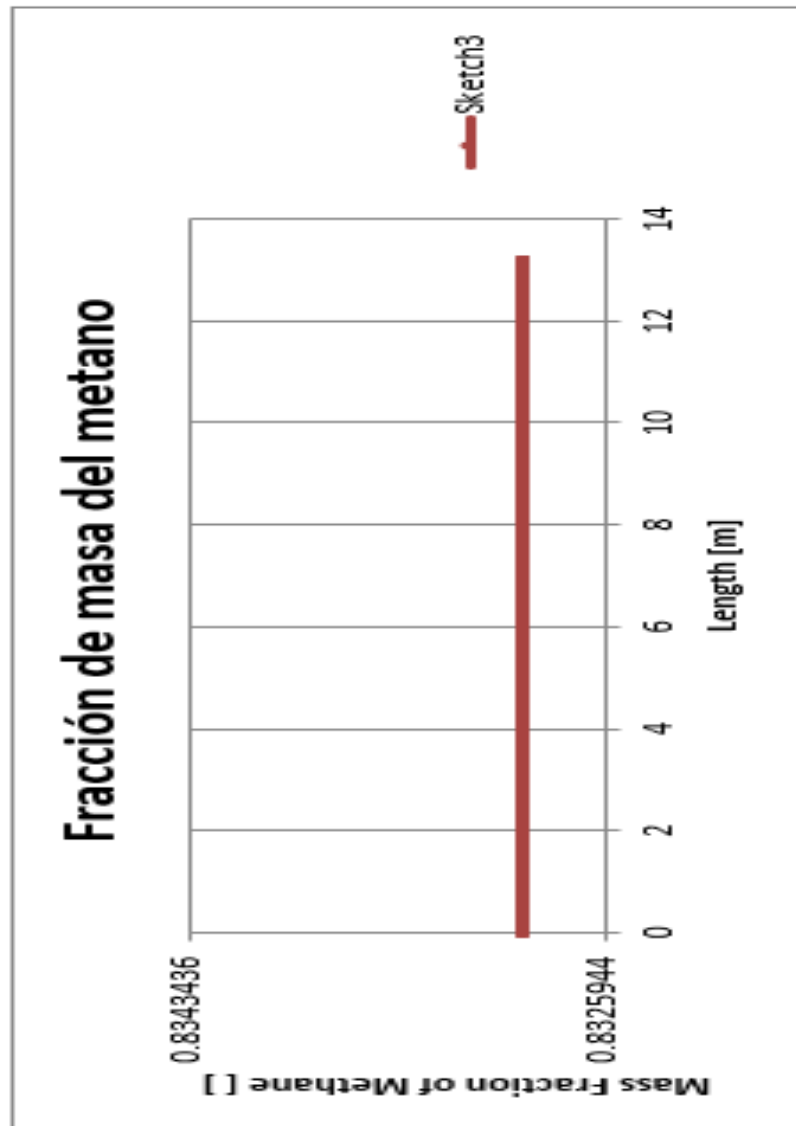


Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.5. Fracción de masa de los gases a lo largo del gasoducto

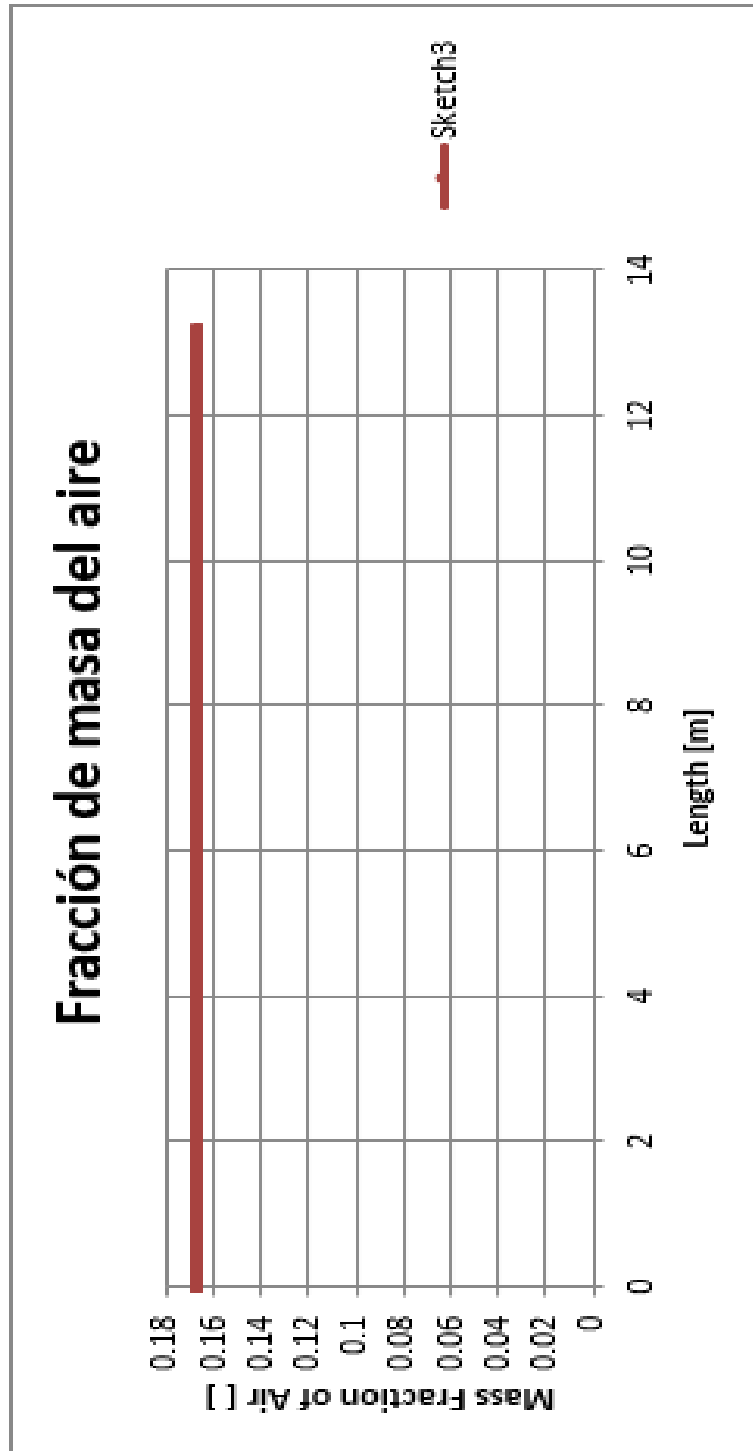
La simulación obtuvo resultados invariables, donde el aire y la turbulencia fueron añadidos como ruido en el modelado matemático.

Figura 4.32 Fracción de masa del metano. La fracción de metano es una constante reflejada en la figura.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

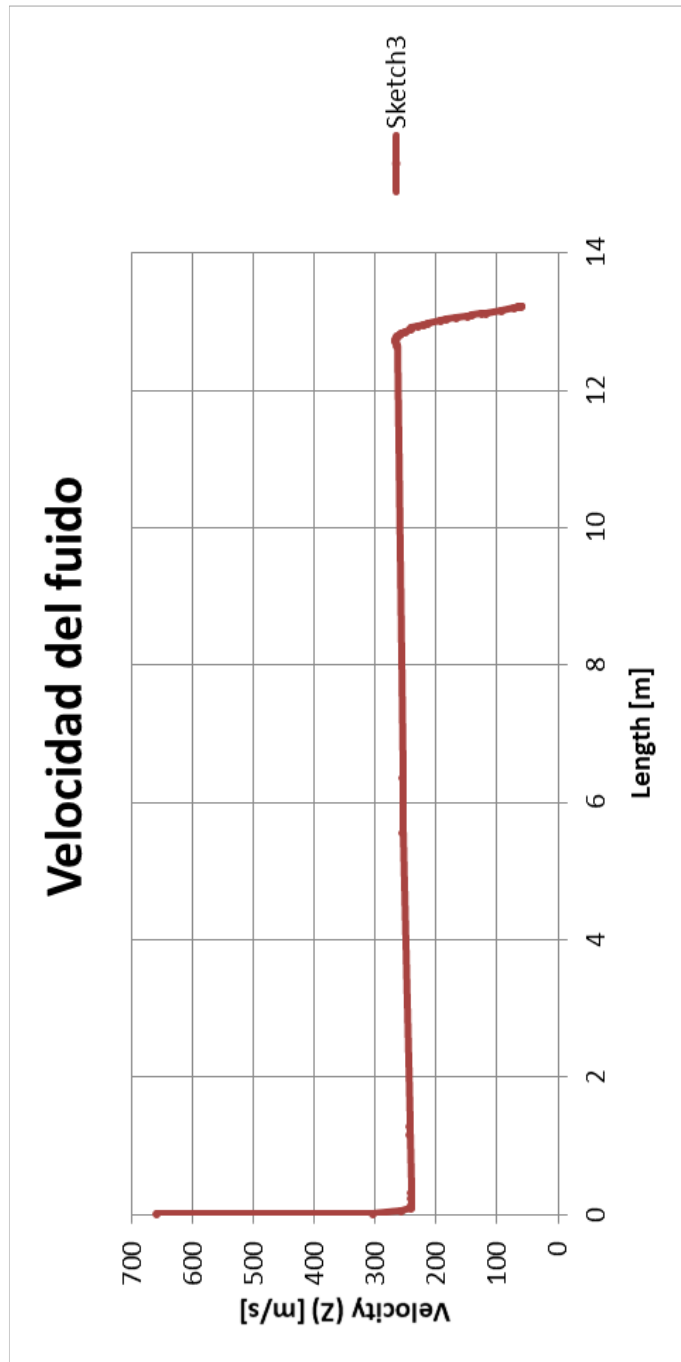
Figura 4. 33 Fracción de masa del aire. La fracción de masa de aire es un constante que se refleja en la figura.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.6.6. Velocidad de los gases a lo largo del gasoducto

Figura 4. 34 Velocidad del fluido. La velocidad del fluido es una gráfica representada en la figura la cual va variando entre 680 a los 80 m/s.



Fuente: Elaboración Propia en base a Solid Works, 2020

4.7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para la obtención de datos se ha proporcionado información recopilada extraída del Informe de YPFB Transporte al año 2006, y los contratos realizados en fecha 2016 a 2018 (tomados como información relevante y disponible), referente a las operaciones del gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC).

Como ya se evidencio en anteriores capítulos, se han obtenido resultado para las siguientes variables:

- Flujo de fluidos en el gasoducto;
- Presión a lo largo del gasoducto;
- Presión de los fluidos;
- Temperatura del sistema;
- Variación de la temperatura promedio, máxima y mínima del sistema;
- Variación de la temperatura promedio, máxima y mínima del fluido;
- Cuellos de botella;
- Fracción volumétrica del metano y aire;
- Fracción de masa del metano y aire; y
- Velocidad del fluido.

A partir de los datos obtenidos para los análisis numéricos de fallas y corrosión, es posible analizar lo siguiente:

Las gráficas obtenidas muestran un límite critico tanto para la presión de gases, la temperatura del sistema, los posibles cuellos de botella que pueda existir, la fracción volumétrica aceptable y la velocidad límite de los gases, todos estos factores deben ser puestos a consideración a fin de poder evitar la aparición de una corrosión inminente al interior y exterior de la tubería.

Se recomienda, entonces:

4.7.1. Protección de la Tubería.

Referente a la protección de la tubería, se debe hacer notar que en el gasoducto debe realizarse operaciones de mantenimiento antes de proceder a su instalación por daños ocasionados en el recubrimiento de la tubería por efectos de

manipulación, es decir esta afección es externa. Adicionalmente la tubería deberá protegerse contra la acción del óxido, por medio de recubrimiento anticorrosivo y la protección catódica de la línea.

Protección Externa. Los tramos del gasoducto que se encuentran enterradas están sujetas a corrosión externa causada por la acción y composición del suelo, como ya se había descrito en capítulos anteriores, el mejor sistema de protección seleccionado será aquel que cumpla con los factores de economía y eficiencia. El recubrimiento externo es un material plástico que es adherido enrollado, o fundido a la superficie externa del tubo. La eficiencia del recubrimiento radica en su capacidad protectora a la corrosión y su resistencia al daño durante su transporte, manejo e instalación de la tubería.

La protección catódica busca proteger la tubería de la corrosión, entendida como el deterioro del metal o de sus propiedades por la reacción de éste con el medio externo. La protección catódica consiste en el suministro de una corriente continua a la estructura del gasoducto para impedir que se genere corrosión en los tramos enterrados. De acuerdo a las facilidades que presente el ruteo seleccionado la protección catódica se diseñará por medio de ánodos de sacrificio o por corriente impresa.

Protección Interna. Componentes corrosivos presentes en el gas tales como sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbón y agua salada causan corrosión interna, problemas que deben ser solucionados en la etapa de diseño.

Sistemas de limpieza con raspadores están generalmente incorporados al sistema de transporte de gas para remover la acumulación de líquidos y sólidos en la tubería. Este retiro mitiga los efectos corrosivos internos causados por los líquidos presentes y por efectos de sobre velocidad en el gas.

Corrosión por erosión se presenta cuando la velocidad del gas supera la velocidad crítica, que se define como el punto en el cual la velocidad del fluido remueve inhibidores fílmicos y deja desprotegida la tubería de los efectos corrosivos.



CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realizó una estimación de costos que implicaría las operaciones de administración, operación y mantenimiento en el ducto. Como se había indicado la implementación de este análisis al ducto implica una disminución en costos operativos y de mantenimiento, los costos ahorrados son reflejados a continuación:

5.1. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para efectos del estudio, se considera el costo de operación y mantenimiento (AO&M) equivale al 3% del costo de la inversión.

Para efecto de los cálculos de viabilidad se supone que los costos de AO&M tienen un aumento del 2% con respecto al del año inmediatamente anterior.

Adicionalmente, para el cálculo de los cargos de transporte se utilizan parámetros dados por YPFB, tales como la tasa de recuperación de capital a través del cargo fijo (12.511%) y la tasa de recuperación del capital a través del cargo variable (16.511%).

De acuerdo con simulación realizada, la capacidad máxima nominal del Gasoducto, con las condiciones descritas anteriormente, es de 0.530 MPCD con una presión de salida en La gloria de 465 psia y una presión de llegada a Cochabamba de 100 psia. Algunas cifras de interés especial para los cálculos son las siguientes:

Inversión inicial requerida: US\$ 2'721.665 VPN de los gastos de AO&M a 20 años:

US\$ 667.554 Total 20 Años: US\$ 3'389.219

Las tarifas de transporte a cobrar en US\$/Kpc, con Factor de Carga igual a 1, en pareja 80/20 y exceptuando los costos de conexión, serían (Cálculos con metodología CREG):

Tabla 5. 1 Cálculos con metodología CREG

Cargo Fijo	1.1342
Cargo Variable	0.3611
Cargo AO&M	0.3478
Total cargos	1.8431 (US\$ / KPC)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos en la red

5.2. TOTAL, COSTOS DE TRANSPORTE.

Para obtener el cargo total de transporte es necesario sumarles la tarifa por el transporte del tramo, y los cargos por gasoductos principales como ramales, a saber:

Tabla 5. 2 Costos de transporte

Cargo Fijo por inversión	0.3280
Cargo variable por inversion	0.1055
Cargo Fijo por AO&M	0.2934
Total cargos	0.7269 (US\$ / KPC)

Estampilla Principales y Ramales:	
Cargo Fijo por Estampilla	0.1447
Cargo Variable por Estampilla	0.0480
Cargo AO&M por Estampilla	0.1047
Total cargos	0.2974 (US\$ / KPC)

Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos en la red

COSTO TOTAL TRANSPORTE DE GAS ALTERNATIVA 1:

Cargo Equiv. Tramo Nuevo = 1.8431

Cargo Equiv. = 0.7269

Cargo Equiv. Estampillas = 0.2974

Total, Cargos = 2.8674 (US\$ / KPC) 2.5375 (US\$ / MBTU)

COSTO TOTAL TRANSPORTE DE GAS ALTERNATIVA 2:

Cargo Equiv. Tramo Nuevo = 2.4574

Cargo Equiv. = 0.7269

Cargo Equiv. Estampillas = 0.2974

Total, Cargos = 3.4817 (US\$ / KPC) 3.0812 (US\$ / MBTU)

5.3. COMPARACIÓN COSTOS DEL GLP VS. GAS NATURAL

5.3.1. Costos del GLP

Precio del cilindro de 40 libras de GLP: 23,000 bolivianos

Precio del GLP por galón (1 galón = 4.24 lb.): 2,438.0 bolivianos

Precio del GLP por MBTU (1 galón = 95,000 BTU): 25,663.2 bolivianos

a) Precio del GLP por MBTU (US\$1 = 2,621): 9.79 dólares

5.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

Es el nivel de producción, en el cual no se obtiene ni pérdidas ni ganancias. Según los cálculos realizados el punto de equilibrio es **25,18%** de la capacidad total de mantenimiento e instalación de ducto donde se destina el gas

Estado de Pérdidas y Ganancias

Producción anual	60 000 000	kg
------------------	------------	----

Precio de venta por unidad	0,57	Bs /kg
Ingreso de ventas anuales	34 200 000	Bs
Costo total de fabricación (producción)	15 877 241	Bs
Utilidad bruta	18 322 758	Bs
Impuesto a la renta (30%)	4 228 328	Bs
Utilidad neta	14 094 429	Bs

Fuente: En base a Feasibility study of methanol plant (2018)

Ingreso neto de ventas anuales= Producción anual * Precio de venta unitario

Utilidad Bruta= Ingreso Neto de Ventas Anuales – Costo Total de Fabricación

Utilidad Neta= Utilidad Bruta – Impuesto a la Renta.

Análisis Económico

VALORES CALCULADOS	VALOR	ACEPTABLE
a. Retorno sobre la Inversión antes del pago de impuestos	36,22 %	> 35 %
b. Retorno sobre la Inversión después del pago de impuestos	26,55%	> 12 %
c. Tiempo de recuperación del dinero antes de impuestos	2,11	< 5 años
d. Tiempo de recuperación del dinero después de impuesto	2,58	< 5 años
e. Punto de equilibrio	25,18%	< 50%

Fuente: Feasibility study of petrochemical (2018)

El gas que se transporta será utilizado para la producción de derivados las plantas petroquímicas y exportación

Se hace una suposición anual de los ingresos. De ese análisis se obtiene el TIR y VAN para verificar si el proyecto es rentable o no.

Flujo de Caja

		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Ingresos			154.103	154.103	154.103	154.103
Venta activa						
(-) Costos Variables			-11.980	-11.980	-11.980	-11.980
(-) Costos Fijos			-9.704	-9.704	-9.704	-9.704
(-) Comisiones en venta			0	0	0	0
(-) Gastos de adm., y venta			-19.464	-19.464	-19.464	-19.464
(-) Interés préstamo			0	0	0	0
(-) Depreciación			-8.331	-8.331	-8.331	-8.331
(-) Amortización intang.			-720	-720	-720	-720
(-) Valor libro						
Utilidad antes de impto.			103.904	103.904	103.904	103.904
(-)15% Trabajadores			-15.586	-15.586	-15.586	-15.586
			88.318	88.318	88.318	88.318
(-) Impuesto a la Renta			0	0	0	0
Utilidad Neta			88.318	88.318	88.318	88.318
Depreciación			8.331	8.331	8.331	8.331
Amortización intang.			720	720	720	720
Valor libro						
(-) Inversión inicial		-69.934				
Inversión de remplazo					-2.000	0
Inversión de ampliación						
(-) Inversión cap. Trabajo		-21.740				
Préstamo						
(-) Amortización deuda.						
Valor de desecho						
Flujo de Caja. 1		-91.675	97.369	97.369	95.369	97.369
TIR:	105%					
VAN total =	487.486					

Fuente: Elaboración propia en base a datos analizados, 2022

Se observa que el TIR y VAN dan resultados favorables, así que es proporción confirmar que el proyecto de simulación de corrosión es muy rentable

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Se realizó la descripción de carácter principal del fenómeno de Corrosión en un tramo del gasoducto GTC.
- Las presiones de falla calculadas por los modelos original, modificado y moderno presentan una diferencia porcentual menor al 10% en cada una de las 4 muestras, donde la presión de falla para el gasoducto en general Taquiperenda – Cochabamba es igual a 13.80 MPa tomando en cuenta la presión mínima calculada.
- Se calculó el tiempo de vida útil que presentaría el tramo Tarabuco – Cochabamba, específicamente en la sección Novillero - Vila Vila, perteneciente al gasoducto estimando un tiempo operativo óptimo de 4.5 años de vida útil residual previo a la presencia de la presión de falla.
- El uso del simulador SolidWorks conjuntamente con el método de elementos finitos, así como otros programas (ABAQUS) muestran de

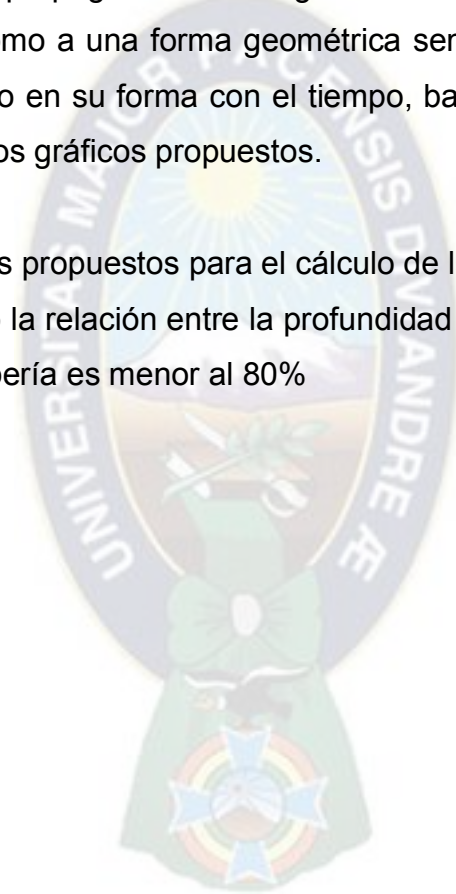
manera a detallada las zonas o secciones que sufren un mayor esfuerzo por efecto de alguna carga en una pieza, en el caso de los ductos la presión interna se comporta como dicha carga. El método de elementos finitos mediante simulación en 3D proporciona la visualización de las secciones que posiblemente presenten fallas a causa de la degradación del material mediante corrosión, misma que se aplicó en una sección del gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC).

- En los tramos o secciones en las cuales ha ocurrido, está ocurriendo, o podrían ocurrir procesos de corrosión en el gasoducto en estudio se encuentran comúnmente en la superficie externa de la tubería debido a defectos en el recubrimiento y / o protección catódica.
- El hecho de predecir las posibles presiones de falla mediante una metodología cuantitativa, no requiere una inversión económica significativa, debido a que en este proyecto solo se realizaron el dimensionamiento de las secciones que presenta corrosiones. La predicción de presiones de fallas favorece a la elaboración del programa de mantenimiento integral del gasoducto.
- Finalmente se puede afirmar que se pudo realizar un análisis cuantitativo para predecir las presiones de falla del gasoducto Taquiperenda-Cochabamba (GTC) que contiene defectos de corrosión y grietas de manera factible y sencilla aplicado los modelos propuestos.

6.2. RECOMENDACIONES

- Durante el dimensionamiento de la sección con presencia de corrosión, se debe tomar en cuenta al área que presenta mayor profundidad de desgaste del material

- Para apreciar de manera óptima la profundidad máxima causado por la corrosión se debe realizar una limpieza a la sección
- Los valores de las presiones de falla calculadas es solo una predicción, una aproximación, debido a que existe una gran incertidumbre en la medición de las profundidades máximas de corrosión.
- La tasa de propagación de la grieta analizada para el gasoducto es adoptada como a una forma geométrica semi elíptica y que presenta un ligero cambio en su forma con el tiempo, bajo esa condición es válida la ecuación y los gráficos propuestos.
- Los modelos propuestos para el cálculo de la presión de falla son válidos para cuando la relación entre la profundidad de corrosión y el espesor de pared de tubería es menor al 80%



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. Recommended practice for fitness for service. API- 579;2000.

American Society for Testing and Materials (ASTM) Standards, ASTM E8, 2008.

American Society for Testing and Materials (ASTM) Standards, ASTM E23, 2008.

American Society for Testing and Materials (ASTM) Standards, ASTM E1820, 2008.

ASME B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. New York: ASME B31G-1991; 1991.

British Standards Institute, BS 7910. Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures, BSI-10 2000.

Canadian Energy Pipeline Association, www.cepa.com/, Accessed September 2009.

Chouchaoui B, Pick R, Yost D. Burst pressure predictions of line pipe containing single corrosion pits using the finite element method, vol. V-A. OMAE; 1992. p. 203e10.

Cronin D, Pick R. Prediction of the failure pressure of complex corrosion defects. International Journal of Pressure Vessels and Piping 2002; 79:279e87.

Cronin D, Plumtree A. Assessment of crack in corrosion defects in natural gas transmission pipelines, International Pipeline Conference. IPC 2008; September 2008.

Dowling N. Mechanical behavior of materials. 3rd ed. Pearson Education 2007.

Escoe AK. Piping and pipeline assessment guide. Elsevier; 2006.

European SINTAP Procedure. Fitness-for-service fracture assessment of structures containing cracks; 2007.

Fu B, Kirkwood M. Pipeline Technology Conference, Belgium. Determination of failure pressure of corroded line pipes using the nonlinear finite element method, vol. II; 1995. p. 1e9.

Hosseini A, Cronin DS, Plumtree A. Experimental testing and evaluation of crack-like defects in line pipe. Calgary, Alberta: IPC; 2010.

Jaske C, Beavers J. Fitness-for-service evaluation of pipelines with stresscorrosion cracks or local corrosion. The International Conference on Advances in Welding Technology (ICAWT); October 1999.

Klever F, Stewart G, Clemens A, Valk V. New developments in burst strength predictions for locally corroded pipelines, vol. V. OMAE; 1995. p. 161e73.

Mak D, Tyson W. Material assessment of Canadian SAW line-pipes. IPC; 1998.p. 711e21.

Mok D, Pick R, Glover A, Hoff R. Bursting of line pipe with long external corrosion. International Journal of Pressure Vessels and Piping 1991;46: 195e215.

Popelar C. A plane strain analysis model for corroded pipelines, vol. V. OMAE; 1993. p. 281e88.

Stephens D, Leis B, Rudland D. Influence of mechanical properties and irregular geometry on pipeline corrosion defect behavior; 1997.

Tyson W. Assessment of Crack Defects, Banff Pipeline Workshop, 2005.

GLOSARIO

Análisis de Riesgos

Procedimiento técnico, que permite identificar y caracterizar los peligros, analizar las vulnerabilidades, calcular, controlar, manejar y comunicar los riesgos, para lograr un desarrollo sostenido mediante una adecuada toma de decisiones en la Gestión del Riesgo de Desastres. El Análisis de Riesgo facilita la determinación del nivel del riesgo y la toma de decisiones.

Análisis de Vulnerabilidad

Proceso mediante el cual se evalúa las condiciones existentes de los factores de vulnerabilidad: exposición, fragilidad y resiliencia, de la población y de sus medios de vida.

Combustible

Cualquier sustancia que, aportándole cierta energía de activación, es capaz de arder.

Control De Riesgos

Mediante la información obtenida en la evaluación de riesgos, es el proceso de toma de decisión para tratar y/o reducir los riesgos, para implantar las medidas correctoras, exigir su cumplimiento y la evaluación periódica de su eficacia.

Determinista

Se aplica al modelo, proceso o simulación cuyos resultados no dependen de ningún factor con valores aleatorios.

Estimación de riesgos:

El proceso mediante el cual se determina la frecuencia o probabilidad y las consecuencias que puedan derivarse de la materialización de un peligro.

Evaluación de riesgos:

Es el proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria para que el empresario esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de normas y actividades que deben adoptarse, para la eliminación o disminución de los riesgos derivados del trabajo. Es una obligación empresarial y una herramienta fundamental, para la prevención de daños a la salud y la seguridad de los trabajadores. Su objetivo es identificar los peligros derivados de las condiciones de trabajo para eliminar de inmediato los factores de riesgo que puedan suprimirse fácilmente, evaluar los riesgos que no van a eliminarse inmediatamente, y planificar la adopción de medidas correctoras.

Flash Fire

Flash Fire o fuego de destello es un fuego repentino, intenso causado por la ignición de una mezcla de aire y de una sustancia inflamable dispersa tal como un sólido (polvo incluyendo), un líquido inflamable o combustible (tal como un aerosol o una niebla fina), o un gas inflamable. Es caracterizado por temperatura alta, la duración corta, y un frente rápidamente móvil de la llama.

Gas

Materia molecular de una sustancia difundida en el aire en estado físico normal a 25 °C y 760 mm de Hg de presión. Son fluidos amorfos que ocupan el espacio

que los contiene y que pueden cambiar de estado físico únicamente por una combinación de presión y temperatura.

Incendio

Combustión rápida que se desarrolla sin control en el tiempo y en el espacio. Un incendio es un fuego incontrolado.

Índice de frecuencia

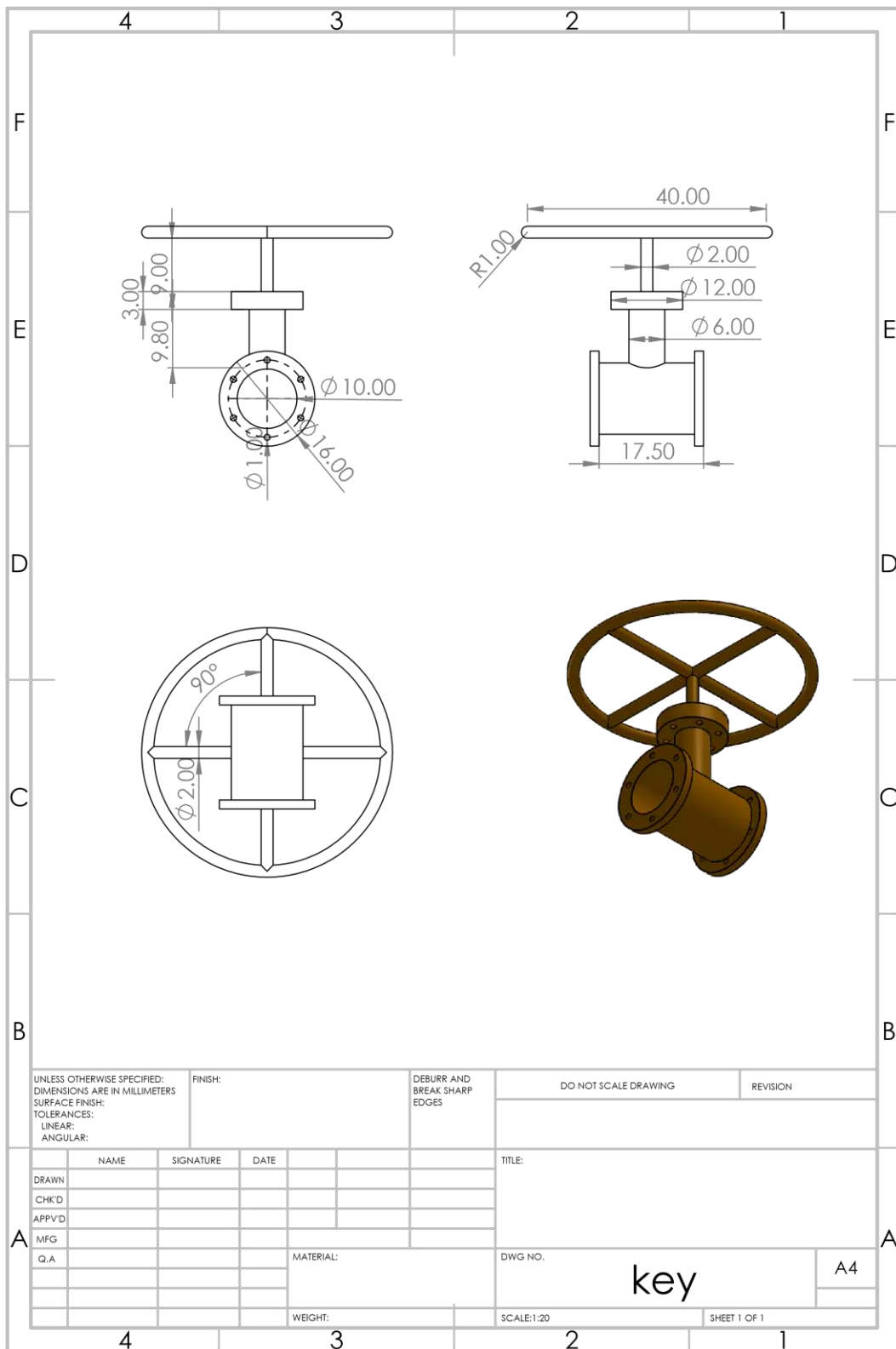
Relaciona el número de accidentes registrados en un periodo de tiempo y el número de horas-hombre trabajadas en dicho periodo.

Índice de gravedad:

Relaciona el número de jornadas perdidas por accidentes durante un periodo de tiempo y el total horas-hombre trabajadas durante dicho periodo de tiempo.

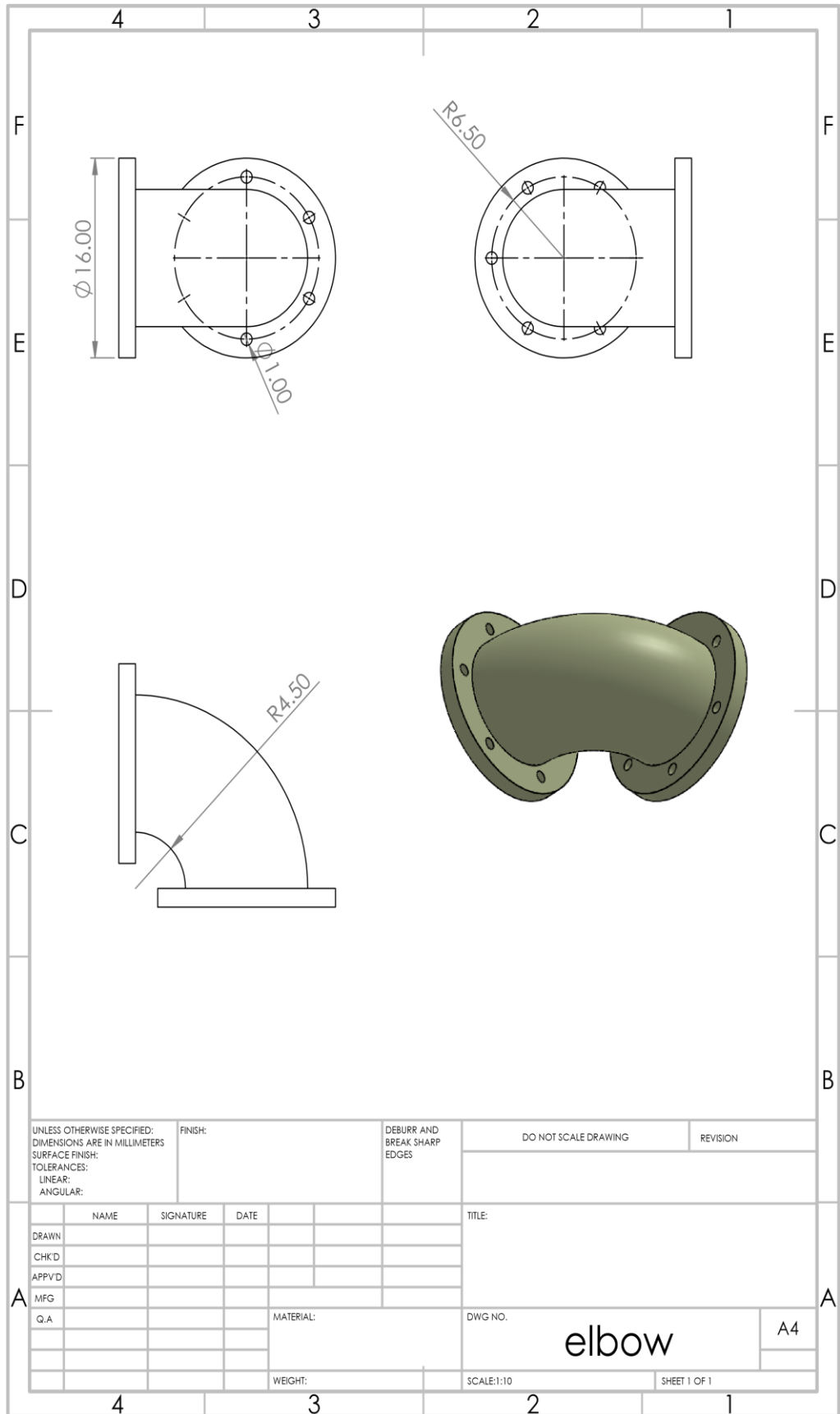
ANEXOS

ANEXOS



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS SURFACE FINISH: TOLERANCES: LINEAR: ANGULAR:			FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
DRAWN			SIGNATURE		DATE		TITLE:			
CHK'D										
APPV'D										
MFG										
Q.A					MATERIAL:		DWG NO.		A4	
					WEIGHT:		SCALE: 1:20		SHEET 1 OF 1	

key



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS		FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
SURFACE FINISH:									
TOLERANCES:									
LINEAR:									
ANGULAR:									
NAME		SIGNATURE		DATE		TITLE:			
DRAWN									
CHK'D									
APP'VD									
MFG									
Q.A				MATERIAL:		DWG. NO.		A4	
						elbow			
				WEIGHT:		SCALE: 1:10		SHEET 1 OF 1	







RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA ANH N° 1473/2012 La Paz, 15 de junio de 2012

VISTOS:

La nota TRMK.0429.12 de 13 de junio del 2012, mediante la cual YPFB S.A. TRANSPORTE (YPFB TRANSPORTE)

solicita a la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

la LICENCIA DE OPERACIÓN del PROYECTO COMPLETAR LOOP LATERAL VUELTA GRANDE Y FACILIDADES DE MEDICIÓN.

El Informe Técnico de la Dirección de Ductos y Transportes (DDT) el Informe DDT 0333/2012 de 15 de junio de 2012, respecto a la solicitud

de LICENCIA DE OPERACIÓN

para el PROYECTO COMPLETAR LOOP LATERAL VUELTA GRANDE Y FACILIDADES MEDICIÓN, presentado por YPFB TRANSPORTE..

CONSIDERANDO:

Que, el 12 de noviembre de 2009 a convocatoria de la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS se realizó una reunión, en la Regional de la ANH de la ciudad de Santa Cruz, con la participación del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, YPFB, Empresa Petrolera CHACO YPFB S.A. (CHACO), YPFB TRANSPORTE, en la que se analizó el incremento de la producción nacional de GLP en (20 MMPCD), inyectando gas húmedo desde el gasoducto GYRG de YPFB TRANSPORTE a la planta de Vuelta Grande, a fin de aprovechar el cien por ciento (100%) de la capacidad de procesamiento. Llegando a terminar que como solución, la construcción del ducto y los sistemas de medición, resultando como responsables de la ejecución de los mismos: a) por parte de YPFB

Abog. Miguel Ángel Aguilar Torres
ASESOR LEGAL
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

TRANSPORTE la construcción del ducto y los sistemas de medición; y b) CHACO de la adecuación y facilidades de la Planta Vuelta Grande.

Que, mediante nota TR.MK.0094.11 de 17 de febrero de 2011 la empresa YPFB TRANSPORTE presenta ante la ANH el Perfil del Proyecto denominado PROYECTO EXPANSIÓN LÍQUIDOS SUR ASOCIADOS AL GIJA - FASE I, para su correspondiente aprobación.

Que, la ANH mediante Resolución Administrativa ANH N^o 0239/2012 de 15 de febrero de 2012, aprobó desde el punto de vista técnico y consecuentemente autorizó a la empresa YPFB TRANSPORTE, la construcción del PROYECTO COMPLETAR LOOP LATERAL VUELTA GRANDE Y FACILIDADES DE MEDICIÓN, de acuerdo al Cronograma de actividades.

Que dicho Proyecto tiene como principal alcance, complementar la construcción del Gasoducto Lateral Vuelta Grande (GLVG) y adecuar el sentido de flujo del Gasoducto Ramal Vuelta Grande (GRVG) con sus respectivas facilidades de medición, bajo los siguientes alcances:

GRVG (Gasoducto Ramal Vuelta Grande)

- Invertir el sentido de flujo del ducto Gasoducto Ramal Vuelta Grande (GRVG) existente (16 Km de longitud y 8" de diámetro), para transportar hasta 20 MMPCD de gas húmedo desde el GYRG a la Planta Vuelta Grande (VGR), en dicha planta se extraerán los licuables del gas, el cual generará una producción incremental de líquidos aproximada de:



- Completar el lazo (Loop) del Gasoducto Lateral Vuelta Grande (GLVG) de aproximadamente 1.8 Km de longitud con 10" de diámetro y *convertirlo* en un gasoducto lateral que permitirá transportar hasta 100 MMPCD de Gas Natural seco desde la Planta VGR al Gasoducto GYRG.
- Adecuar las facilidades de interconexión del loop existente en la Planta VGR y su respectiva conexión con el Gasoducto GYRG.
- Adecuar el actual puente de medición para medir la entrega de Gas Natural (100 MMPCD) desde la Planta Vuelta Grande al Gasoducto GYRG.

Que, YPFB TRANSPORTE mediante nota TR.MK.0429.12 solicita a la ANH, LICENCIA DE OPERACIÓN para el PROYECTO COMPLETAR LOOP LATERAL VUELTA GRANDE Y FACILIDADES DE MEDICIÓN.

Que del análisis de los requisitos para la otorgación de una Licencia de Operación exigidos por el artículo 46 del Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos en Bolivia (Reglamento), aprobado por Decreto Supremo N° 24721 de 23 de julio de 1997, realizado por la Dirección de Ductos y Transporte de esta ANH, mismo que se encuentra reflejado en el Informe Técnico DDT 0333/2012, se tiene que la solicitud cumple con los requisitos señalados en el Reglamento, por lo que se recomendó la otorgación de la Licencia de para el GASODUCTO LATERAL VUELTA GRANDE del PROYECTO COMPLETAR LOOP LATERAL VUELTA GRANDE Y FACILIDADES DE MEDICIÓN.

Asimismo recomienda que se deje sin efecto la Resolución Administrativa SSDH N° 0305/2608 de 25 de marzo del 2008, la cual otorga a la empresa YPFB TRANSPORTE la Licencia de Operación del LOOP de 10" de 13 kilómetros ubicado en el Gasoducto Lateral Vuelta Grande (GRVG).

Que, el Informe citado recomienda además que: "En vista que se invirtió el sentido de flujo del actual ducto Gasoducto Ramal Vuelta Grande (GRVG) existente (16 Km de longitud y 8" de diámetro), para transportar hasta 20 MMPCD de gas húmedo desde el GYRG a la Planta Vuelta Grande (VGR), ya que en dicha planta se extraerán los licuables del gas, el cual generará una producción incremental de líquidos aproximada de 37.5 ton/día de GL^o y 50 BPD de gasolina. Asimismo se instaló un nuevo puente de medición con medidor ultrasónico para medir el gas del GRVG y el entendido que la ex Lateral Vuelta Grande (actual GRVG) se encuentra dentro de la concesión administrativa extraordinaria del "Sistema de Gasoductos de Exportación" (R.A. SSDH N^o 257/97). Por lo tanto, se recomienda modificar el Anexo II de la R.A. SSDH N^o 257/97, en lo que a la Lateral Vuelta Grande, en vista que por los motivos expuestos, la misma se convierte en una Línea Ramal. "

Que en virtud al análisis y recomendaciones que efectúa la DDT, se hace necesario en el presente caso otorgar dos licencias de operación independientes para el Gasoducto Lateral Vuelta Grande y el Gasoducto Ramal Vuelta Grande respectivamente.

Que, asimismo, el mencionado cuenta con la Aprobación de la Adenda a la Licencia Ambiental MMAYA-VMABCCGDF-DGMACC- N^o DAA 010000-030000-060000070000,04/2010 "SISTEMA 4 DE ESTACIONES Y DUCTOS COLPA - YACUIBA", proyecto "VUELTA GRANDE" (nota MMAY-A-VMA-DGMACC-MA-0156 N^o 6327 (0/10))