

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**DESARROLLO DE UN MÉTODO PARA ANÁLISIS DE INTEGRIDAD
EN POLIDUCTOS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE INGENIERIA EN
PETRÓLEOS**

MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

(mabelen.teranestrella@gmail.com)

DIRECTOR: ING. RICARDO TORRES Msc.

(ricardotorres.ing@gmail.com)

Quito, Diciembre 2016

DECLARACIÓN

Yo, María Belén Terán Estrella, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María Belén Terán Estrella, bajo mi supervisión.

ING. RICARDO TORRES Msc.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto de titulación no lo pude haber logrado con el apoyo de mis amados padres y hermanos.

Agradezco al MSc. Ricardo Torres por el apoyo y paciencia que tuvo a lo largo del desarrollo de este proyecto. Al igual que a todas las personas que estuvieron al pendiente.

María Belén

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico ante todo a DIOS por permitirme seguir mis sueños y ser valiente.

A mis padres y hermanos que son la razón de mí vivir, que por su apoyo incondicional me hacen salir adelante; y forjaron en mí la persona que soy hoy.

Y finalmente me lo dedico ya que con esto concluye una etapa de mi vida y a la vez inicia una nueva llena de nuevos sueños y objetivos.

María Belén

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo realizar un método de análisis de integridad de un poliducto a lo largo de su derecho de vía, para conocer el tipo de inspecciones, las normas aplicables y los pasos a seguir para el análisis del mismo y así obtener un plan de mantenimiento de la tubería para evitar daños como derrames que afecta a la tubería, al medio ambiente y evitar un impacto socio-ambiental en las comunidades.

En el Capítulo 1 indica los datos de un poliducto tales como ubicación, longitud. Tipo de fluidos que transporta y sus propiedades.

En el Capítulo 2 indica los instrumentos utilizados para limpieza y determinación de posibles daños en un poliducto.

En el Capítulo 3 indica el procedimiento para el análisis de integridad y la obtención de un modelo hidrodinámico.

En el capítulo 4 se establece una matriz de riesgos tomando en cuenta el riesgo y la consecuencia para determinar las zonas más propensas a daños por el entorno que lo rodea, y se obtiene la segmentación de un poliducto de acuerdo al nivel de riesgo presente.

En el capítulo 5 se indica las recomendaciones y conclusiones para tener un mejor análisis para la integridad de un poliducto.

PRESENTACIÓN

Este trabajo se ha realizado para establecer los métodos y herramientas para la inspección externa e interna de un poliducto. Mediante los resultados e interpretaciones de estos datos se podrá tener una idea del estado físico de la tubería a lo largo del derecho de vía. Y a la vez poder tomar decisiones para la prevención de daños a la misma.

Se debe tener en cuenta las normas a seguir para realizar un análisis de integridad. En la actualidad existen mejores herramientas tecnológicas que nos ayudan a detectar anomalías como fugas, secciones corroídas, desgaste entre otros. De igual manera la inspección visual nos ayuda a segmentar aquellos tramos donde se tiene mayor riesgo.

No obstante se da a conocer las inspecciones que se pueden realizar y los procedimientos a seguir para un análisis de integridad de poliducto. El resultado del análisis dependerá de que tan confiables sean los datos a utilizar.

Al tener un método a seguir se obtiene información sobre los datos necesarios e importantes que se necesitan para un buen análisis.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
PRESENTACIÓN	VII
CAPITULO 1	1
DIAGNOSTICO ACTUAL DE UN POLIDUCTO.....	1
1.1 UBICACIÓN ACTUAL DE UN POLIDUCTO.....	1
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSPORTE ACTUAL.....	2
1.3 PERFIL DEL POLIDUCTO MODELO	5
CAPITULO 2.....	6
EVALUACION DEL ESTADO MECÁNICO DEL POLIDUCTO.....	6
2.1 FACTORES INTERNOS Y EXTERNOS EN POLIDUCTOS.....	6
2.1.1 FACTORES PRINCIPALES DE LOS FLUIDOS.....	6
2.1.2 FACTORES PRINCIPALES DE LA TUBERÍA	8
2.1.3 FACTORES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	10
2.1.4 FACTORES PRNCIPALES PARA EL ANÁLISIS E INTEGRIDAD DE RIESGOS..	11
2.1.5 ESPESORES DE TUBERÍA ACTUALES.....	14
2.2 MÉTODO DE INSPECCIÓN	14
2.2.1 EQUIPOS DE LIMPIEZA	15
2.2.3 CEPILLOS E IMANES	16
2.2.4 HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA INTELIGENTE EN TUBERÍAS	17
2.3 DETECCIÓN DE CORROSIÓN Y DEFECTOS.....	21
2.3.1 CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS.....	21
2.3.2 CORROSIÓN EN POLIDUCTOS.....	23
2.4 REGÍMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.....	25
2.4.1 CÁLULO DE LA LÍNEA PIEZOMÉTRICA	27
2.5 FLUJO MULTIFASICO	32
2.5.1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES.....	33
2.5.2 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES	34
CAPITULO 3	36
ANÁLISIS DE INTEGRIDAD.....	36
3.1 MARCO TEÓRICO Y NORMATIVA.....	36
3.2 MÉTODO DE ANÁLISIS DE INTEGRIDAD	39
3.3 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA ANÁLISIS DE INTEGRIDAD.....	43
3.4 DETERMINACION DE MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN ACEPTABLE (MAOP) EN BASE A SUS ESPESORES.	45

3.5 MECÁNICA DE LA FRACTURA APLICADA AL ANÁLISIS DE INTEGRIDAD.....	51
CAPITULO 4.....	57
ESQUEMA PARA EL CONTROL DE INTEGRIDAD DE UN POLIDUCTO.....	57
4.1 ADMINISTRACION DE INTEGRIDAD DE POLIDUCTOS.....	57
4.1.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	57
4.2 MATRIZ DE RIESGOS.....	58
4.2.1 PROBABILIDAD DE FALLA.....	59
4.2.2 CONSECUENCIA DE FALLA.....	61
4.3 MATRIZ SEMI-CUANTITATIVA.....	64
4.4 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	67
4.5 PLAN DE ADMINISTRACION DE INTEGRIDAD DE POLIDUCTOS.....	69
4.5.1 PROTECCIÓN MECÁNICA EXTERIOR.....	70
4.5.2 PROTECCIÓN CATÓDICA.....	73
4.5.3 REPARACIONES EN LA TUBERIA.....	76
CAPITULO 5.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
5.1 CONCLUSIONES.....	83
5.2 RECOMENDACIONES.....	84
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	86
ANEXOS.....	87
ANEXO N° 01.....	88

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfico 1.1 Ubicación de Poliducto	1
Gráfico 1.2 Perfil del Poliducto Modelo	5
Gráfico 2.1 Presión de vapor	8
Gráfico 2.2 Diagrama Esfuerzo-Deformación.....	9
Gráfico 2.3 Perfil del Poliducto de Prueba	13
Gráfico 2.4 Espesores de tubería actual.....	14
Gráfico 2.5 Equipo de limpieza de copas	15
Gráfico 2.6 Tipos de copas	16
Gráfico 2.7 Cepillos.....	17
Gráfico 2.8 Imanes	17
Gráfico 2.9 Trampa de envío.....	18
Gráfico 2.10 Trampa de llegada	19
Gráfico 2.11 Herramienta de Limpieza Inteligente	20
Gráfico 2.12 Sistema de marcación magnética	21
Gráfico 2.13 Tubería afectada por corrosión	23
Gráfico 2.14 Ejemplo de tipos de defectos de corrosión y daños mecánicos	23
Gráfico 2.15 Tipo de flujos	25
Gráfico 2.16 Diagrama de Moody	26
Gráfico 2.17 Teorema de Bernoulli	27
Gráfico 2.18 Líneas de cargas en una tubería	29
Gráfico 2.19 Ecuación de la recta de la Línea Piezométrica	32
Gráfico 2.20 Tipos de fluidos en tuberías horizontales	34
Gráfico 3.1 Metodología Análisis Probabilístico	40
Gráfico 3.2 Procedimiento General para Análisis de Integridad	44
Gráfico 3.3 MAOP y Piezométrica	50
Gráfico 3.4 Tipos de fractura.....	53
Gráfico 3.5 Categorías de fractura de acuerdo a la ext. de la zona plástica.	54
Gráfico 3.6 Tiempo de vida residual	55
Gráfico 4.1 Poliducto en Áreas Sensibles	66
Gráfico 4.2 Matriz de Criticidad.....	68
Gráfico 4.3 Gráfico de Criticidad de Riesgo	69

Gráfico 4.4 Sistema de Recubrimiento	71
Gráfico 4.5 Protección Catódica con Corriente Impresa	74
Gráfico 4.6 Protección Catódica con Ánodos Galvánicos	75
Gráfico 4.7 Ejemplos de Perforaciones Clandestinas	79
Gráfico 4.8 Ejemplos de Deslaves	79
Gráfico 4.9 Ejemplos de Golpes ocasionados por vehículos	79
Gráfico 4.10 Ejemplo de Crecida de Ríos	81
Gráfico 4.11 Ejemplo de daño por Erupción Volcánica	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características actuales del poliducto.....	2
Tabla 1.2 Propiedades de los fluidos transportados - GLP.....	3
Tabla 1.3 Propiedades de los fluidos transportados – DIESEL 1.....	3
Tabla 1.4 Propiedades de los fluidos transportados – JET FUEL.....	4
Tabla 1.5 Propiedades de los fluidos transportados – DIESEL 2.....	4
Tabla 1.6 Densidad API de los fluidos transportados	4
Tabla 2.1 Kilómetros y alturas de la Línea del Poliducto.	12
Tabla 2.2 Clasificación de defectos en tuberías.	22
Tabla 2.3 Tipos de corrosión según el grado de humedad.	24
Tabla 2.4 Régimenes de flujo en tubería.....	25
Tabla 2.5 Régimenes de flujo horizontal en tubería.....	35
Tabla 3.1 Factor de juntas de soldadura	46
Tabla 3.2 Valores MAOP y MAOP reducidas	44
Tabla 4.1 Tipos de inspección directa.....	57
Tabla 4.2 Matriz semi-cuantitativa de Riesgo del ducto	65
Tabla 4.3 Razones para planificación de reparación programada.....	76
Tabla 4.2 Principales alternativas de Reparación.....	77

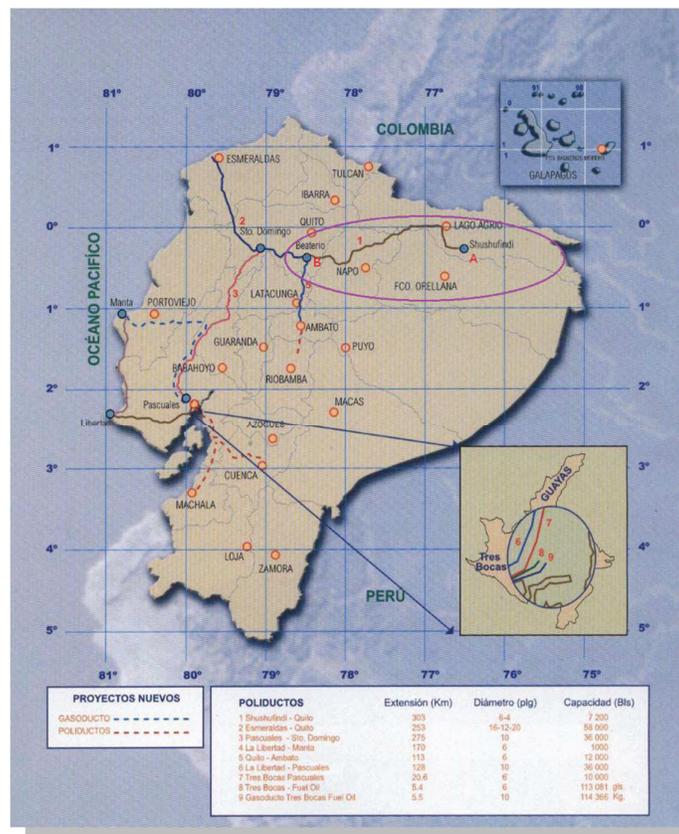
CAPITULO 1

DIAGNOSTICO ACTUAL DE UN POLIDUCTO

1.1 UBICACIÓN ACTUAL DE UN POLIDUCTO.

El Poliducto a ser analizado en este proyecto tiene una capacidad de transporte de 7,130 barriles. Transportando gasolina extra, diésel y GLP, siendo su capacidad de 90% (6,480 barriles).

Gráfico 1.1 Ubicación de Poliducto



FUENTE: PETROPRODUCCION

Su línea de transporte tiene una longitud de 304+800 km., siendo el diámetro nominal de la tubería de 6" (PK. 278+650) y el último tramo de 4" con una longitud de 26+150 km. Esta línea transporta también gasolina base, jet fuel y diésel; se encuentra enterrada en toda su longitud a excepción de los cruces de ríos, pantanos y quebradas.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSPORTE ACTUAL.

A continuación detalla las características actuales del Poliducto mediante las siguientes tablas:

Tabla 1. 1 Características actuales del poliducto

CARACTERISTICAS ACTUALES DEL POLIDUCTO			
Origen	Estación bombeo A, Pk. 0+00, elevación 263 msnm.		
Destino	Estación Reductora B, Pk. 304+815, elevación 2949 msnm		
Longitud	304+815 km		
Diámetro NPS	6 plg desde punto "A" hasta Ushimana, 4plg desde Ushimana hasta "B"		
Espesor Nominal (plg)	En el tramo 190-215 KM	0.644410185	
	En el tramo 215-220 KM	0.434634722	
	En el tramo 220-235 KM	0.641921528	
	En el tramo 235-250 KM	0.71101412	
	En el tramo 250-262 KM	0.34392662	
Grado Tubería			
Año de Contrucción			
Caudales	420 BPH (se evacua 5 productos); 450 BPH (GLP y Gasolina Base)		
Presión de Descarga			
Presión de Succión			
Temperatura Línea			
Productos	GLP, Gasolina Base		
Válvulas Existentes	ABSCISA	SECTOR	VALVULA
	0+000	ESTACION CABECERA (A)	B
	121+878	ESTACION QUIJOS	B(ENTRADA)
	121+961	ESTACION QUIJOS	B (SALIDA)
	207+611	OSA Y ACU	B(ENTRADA)
	207+776	OSA Y ACU	B(SALIDA)
	242+137	ESTACION CHALPI	B(ENTRADA)
	242+432	ESTACION CHALPI	B(SALIDA)
	304+815	EST. REDUCTOTA (B)	B

FUENTE: PETROPRODUCCION

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Tabla 1.2 Propiedades de los fluidos transportados - GLP

GLP (Gas Licuado de Petróleo)		
PROPIEDADES FÍSICO QUÍMICAS	Temperatura de ebullición (1 atm)	-25 °C
	Octanaje	110
	Calor de combustión	2594 btu/ pie3
	Punto de congelación	167.5 1 °C
	Solubilidad en Agua	0.039% (v/v)
	Densidad Relativa	0.571
	Densidad a 15 °C	536.7 kg/m3
RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION	Punto de Inflamación	-67 °C
	Límite superior de Inflamabilidad	9.06%
	Límite inferior de Inflamabilidad	2.04%
	Medios de extinción recomendados	Espuma, polvo químico, CO2, Agua pulverizada

FUENTE: DATOS SACADOS DEL INTERNET
ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Tabla 1.3 Propiedades de los fluidos transportados – DIESEL 1

DIESEL 1 (KEREX)		
PROPIEDADES FÍSICO QUÍMICAS	Temperatura de ebullición (inicial)	151 °C
	Temperatura de ebullición (final)	301 °C
	Solubilidad en Agua	0.007 kg/m3
	Presión de Vapor Reid	0.5 mmHg
	Densidad de Vapor (Aire=1)	4.5
	Densidad a 15 °C	0.80 - 0.81 g/l
	Densidad Relativa	0.80 - 0.81
	Viscosidad Cinemática 37.8 °C	1 - 1.9 cst
	Calor Latente Vaporización	60 cal/gm
	Calor de Combustión	11200 BTU/lb
RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION	Punto de Inflamación	41 °C
	Temperatura de Autoignición	256 °C
	Límite superior de Inflamabilidad	5% (V/V)
	Límite inferior de Inflamabilidad	0.7% (V/V)
	Medios de extinción recomendados	Espuma, polvo químico seco, CO2, Agua pulverizada

FUENTE: DATOS SACADOS DEL INTERNET
ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Tabla 1. 4 Propiedades de los fluidos transportados – JET FUEL

JET FUEL		
PROPIEDADES FISICO QUIMICAS	Temperatura de ebullición (RANGO)	182 °C
	Densidad de Vapor (Aire=1)	5.7
	Densidad relativa	0.81
	Densidad a 15 °C	0.81 g/ml
	Temperatura de Fusión °C	-38 °C
	Viscosidad Cinemática 37.8 °C	1.6 cst
	Calor Latente Vaporización	60 cal/gm
	Solubilidad en Agua	Insoluble
RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION	Punto de Inflamación	38 °C
	Temperatura de Autoignición	210 °C
	Límite superior de Inflamabilidad	4.7 % (V/V)
	Límite inferior de Inflamabilidad	0.6% (V/V)
	Medios de extinción recomendados	Espuma, polvo químico seco, CO2, Agua pulverizada

FUENTE: DATOS SACADOS DEL INTERNET

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Tabla1.5 Propiedades de los fluidos transportados – DIESEL 2

DIESEL 2		
PROPIEDADES FISICO QUIMICAS	Temperatura de ebullición (inicial)	160 °C
	Temperatura de ebullición (final)	360 °C
	Presión de Vapor Reid	0.1 mmHg
	Densidad de Vapor (Aire=1)	4.5
	Densidad relativa	0.865
	Densidad a 15 °C	85 kg/m3
	Temperatura de Fusión °C	-38 °C
	Viscosidad Cinemática 37.8 °C	2.6 - 6 cst
	Calor Latente Vaporización	60 cal/gm
	Calor de Combustión	11200 BTU/lb
Solubilidad en Agua	0.007 kg/m3	
RIESGO DE FUEGO Y EXPLOSION	Punto de Inflamación	60 °C
	Temperatura de Autoignición	240 °C
	Límite superior de Inflamabilidad	5 % (V/V)
	Límite inferior de Inflamabilidad	0.7% (V/V)
	Medios de extinción recomendados	Espuma, polvo químico seco, CO2, Agua pulverizada

FUENTE: DATOS SACADOS DEL INTERNET

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Tabla1.6 Densidad API de los fluidos transportados

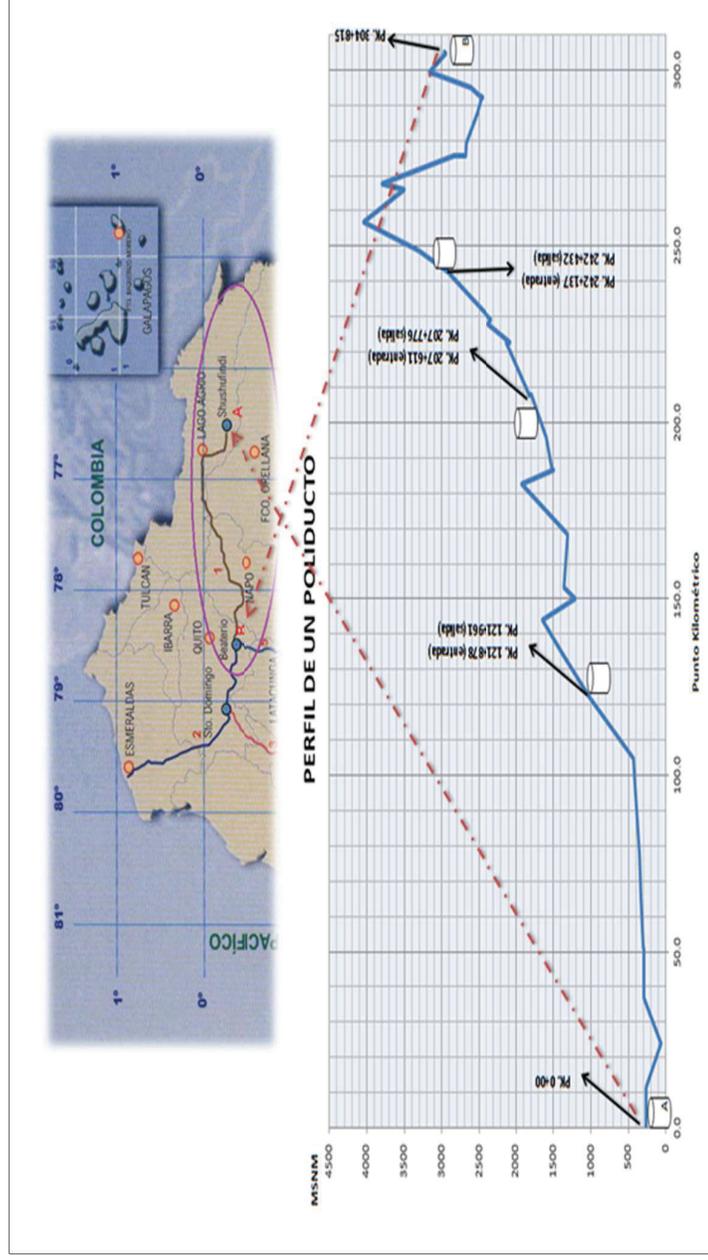
PRODUCTO	DENSIDAD API			
	MIN		MAX	
	API	g/m ³	API	g/m ³
DIESEL PREMIUM	33	0,8602	38	0,8348
JET A1	37	0,8398	51	0,7753
GASOLINA SUPER	54	0,7628	61	0,7351
GASOLINA EXTRA	54	0,7628	61	0,7351

FUENTE: DATOS SACADOS DEL INTERNET

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

1.3 PERFIL DEL POLIDUCTO MODELO

Gráfico 1.2 Perfil del Poliducto Modelo



FUENTE: PETROPRODUCCION
ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

CAPITULO 2

EVALUACION DEL ESTADO MECÁNICO DEL POLIDUCTO

2.1 FACTORES INTERNOS Y EXTERNOS EN POLIDUCTOS.

Entre los factores internos y externos en poliductos tenemos los siguientes:

- Factores principales de fluidos
- Factores principales de la tubería
- Factores principales del sistema de transporte
- Factores principales para el análisis e integridad de riesgos
- Espesores de tubería

2.1.1 FACTORES PRINCIPALES DE LOS FLUIDOS

Los fluidos cumplen un papel importante al ser transportados por tuberías los cuales que pueden causar desgastes y daños a la misma. Por lo tanto se debe tomar en cuenta los siguientes conceptos:

2.1.1.1 VISCOSIDAD DINÁMICA (μ).

Viscosidad (μ) de un fluido es la resistencia a que las distintas láminas deslicen entre sí.

2.1.1.2 VISCOSIDAD CINEMÁTICA (ν)

Es el cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad.

2.1.1.3 MASA (M)

Es una medida de la cantidad de materia que posee un cuerpo.

2.1.1.4 DENSIDAD (ρ)

La densidad (ρ) es una magnitud escalar referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen de una sustancia. La densidad media es la razón entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa.

2.1.1.5 VELOCIDAD (v)

La velocidad es una magnitud física de carácter vectorial que expresa el desplazamiento de un objeto por unidad de tiempo. Se representa por \vec{v} o \mathbf{v} . Sus dimensiones son [Longitud]/[Tiempo]. Su unidad en el Sistema Internacional es el m/s.

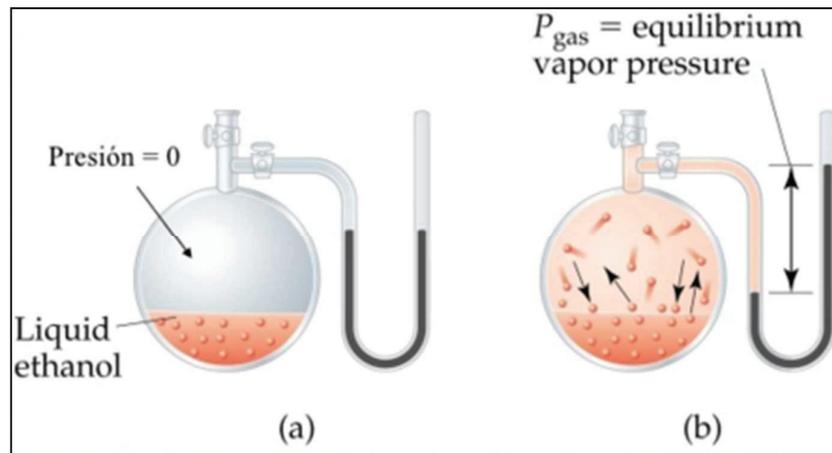
2.1.1.6 TEMPERATURA (T)

Se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico. Está relacionada directamente con la parte de la energía interna conocida como Energía Cinética, que es la energía asociada a los movimientos de las partículas del sistema, sea en un sentido traslacional, rotacional, o en forma de vibraciones. A medida de que sea mayor la energía cinética de un sistema, se observa que éste se encuentra más caliente; es decir, que su temperatura es mayor.

2.1.1.7 PRESIÓN DE VAPOR (P_v)

La presión de vapor es la presión de la fase gaseosa o vapor de un sólido o un líquido sobre la fase líquida, para una temperatura determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas.

Gráfico2.1 Presión de Vapor



Fuente: Química General I Profesor: Ing. Justo Huayamave

2.1.2 FACTORES PRINCIPALES DE LA TUBERÍA

Para realizar el análisis de integridad de tubería se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

2.1.2.1 DIÁMETRO (D)

El diámetro es el segmento de recta que pasa por el centro y une dos puntos opuestos de una circunferencia, una superficie esférica o una curva cerrada. El diámetro de una esfera es el segmento que pasando por el centro, tiene sus extremos en la superficie de esta.

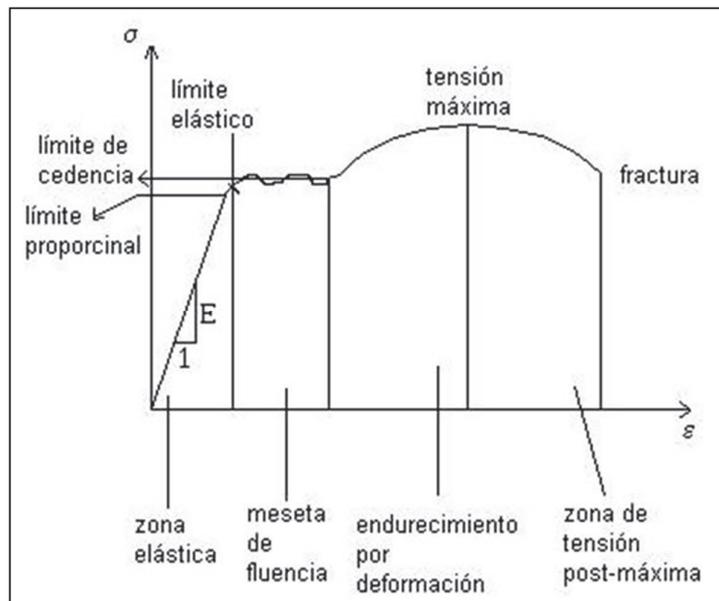
2.1.2.2 ESFUERZO (e)

Esfuerzo es la resistencia que ofrece un área unitaria del material del que está hecho un material para una carga aplicada externa.

2.1.2.3 ESFUERZO DE FLUENCIA (S_y)

Indicación del esfuerzo máximo que se puede desarrollar en un material sin causar una deformación plástica. Es el esfuerzo en el que un material exhibe una deformación permanente específica y es una aproximación práctica de límite elástico. El límite elástico convencional está determinado a partir de un diagrama esfuerzo-deformación. Es el esfuerzo que corresponde a la intersección de la curva de esfuerzo-deformación con una línea paralela a su sección recta, con un corrimiento específico. El desplazamiento de los metales suele especificarse como un 0,2%; es decir, la intersección de la línea de desplazamiento y el eje de esfuerzo σ está en la deformación 0,2%. Este esfuerzo corresponde al grado de la especificación de la tubería, en norma NORMA ASME B31.4. TABLA 402.4. $S_y = 52000$ psi.

Gráfico 2.2 Diagrama Esfuerzo-Deformación



Fuente: Resistencia de materiales; Jorge Eduardo Salazar Trujillo; 2007

2.1.3 FACTORES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Los factores que influyen al transportar derivado de hidrocarburos por un poliducto son:

2.1.3.1 ALTURA (Z)

Altura es una longitud o una distancia de una dimensión geométrica, usualmente vertical o en la dirección de la gravedad. También se usa el término altura para designar la coordenada vertical de la parte más elevada de un objeto, o ubicación.

2.1.3.2 LONGITUD (L)

Longitud es una medida de una dimensión lineal; por ejemplo metro.

2.1.3.3 PRESIÓN (P)

Presión es la magnitud escalar que relaciona la fuerza con la superficie sobre la cual actúa, es decir, equivale a la fuerza que actúa sobre la superficie.

Cuando sobre una superficie plana de área A se aplica una fuerza normal F de manera uniforme, la presión P viene dada de la siguiente forma:

2.1.3.4 CAUDAL (Q)

Caudal es la cantidad de fluido que pasa en una unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo

2.1.3.5 TIEMPO (t)

Tiempo es una magnitud física con la que medimos la duración o separación de acontecimientos, sujetos a cambio, de los sistemas sujetos a observación.

2.1.3.6 RUGOSIDAD (ϵ)

Rugosidad es el conjunto de irregularidades que posee una superficie. La mayor o menor rugosidad de una superficie depende de su acabado superficial. Éste, permite definir la micro-geometría de las superficies para hacerlas válidas para la función para la que hayan sido realizadas. Es un proceso que, en general, habrá que realizar para corregir los errores de forma y las ondulaciones que pudiesen presentar las distintas superficies durante su proceso de fabricación (fundición, forja, laminación, etc).

2.1.3.7 GRAVEDAD (g)

Gravedad es una fuerza física que la Tierra ejerce sobre todos los cuerpos hacia su centro. También se trata de la fuerza de atracción de los cuerpos en razón de su masa.

2.1.4 FACTORES PRINCIPALES PARA EL ANÁLISIS E INTEGRIDAD DE RIESGOS

Para realizar un análisis de integridad de riesgos de un poliducto se debe tomar en cuenta lo siguiente:

2.1.4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL DERECHO DE VÍA

Este proyecto contempla la Línea de un Poliducto “A-B” que va desde la Provincia de Sucumbíos, pasado por la provincia de Napo y llegando a la provincia de Pichincha hasta el cantón Quito

El diseño de dicha línea se realizó considerando los niveles o grados de seguridad requeridos como medida de prevención y mitigación de posibles efectos o impactos negativos contra el medio ambiente, especialmente la población residente en ciertos sectores, así como proteger el derecho de vía de la misma.

En la Tabla 2.1 se especifica el kilometraje y altura sobre el nivel del mar del derecho de vía del poliducto “A-B”.

Tabla 2.1 Kilómetros y alturas de la Línea del Poliducto.

SECTOR	KM	ALT (msnm)
ESTACION A (SUCUMBIOS)	0	263
Unión Manabita	11,5	268
Proyecto	24	70
El Eno	36,7	297
El Eno	37,4	298
Aguarico No.2	50,6	291
Aguarico No.2	51,3	307
Santa Cecilia	65	331
Jambelí	77,3	353
Puchuchoa	100,2	425
Aguarico No.1	104,4	429
Aguarico No.1	104,8	429
Estación Quijos	121,9	1016
Estación Quijos	122	1015
Reventador	134,6	1389
Río Azuela	143,9	1650
Piedra Fina	150,1	1214
Piedra Fina	153	1361
Río Salado	168,2	1308
Río Salado	168,6	1320
Tres Cruces	182,5	1923
Santa Rosa	186,5	1498
Santa Rosa	186,7	1514
El Chaco	195,6	1600
Estación Osayacu	207,6	1790
Estación Osayacu	207,8	1827
Cedropamba	222,5	2130
Cedropamba	222,6	2081
Cuyuja	228	2372
Cuyuja	229,1	2335
Estación Chalpi	242,1	2891
Estación Chalpi	242,4	2903
La Laguna	248,9	3310
La Virgen	256,6	4044
Los Corrales	266	3503
El Tablón	267,5	3799
Inga Alto	275,5	2827
Oyambaro	275,8	2682
Río Chiche	278,7	2676
Río Chiche	279,2	2672
Ushimana	287,7	2527
Río San Pedro	291,8	2472
Río San Pedro	292,1	2458
La Hospitalaria	293	2513
La Pampa	295	2614
Loma de Puengasi	299,5	3170
ESTACION B (PICHINCHA)	304,8	2969

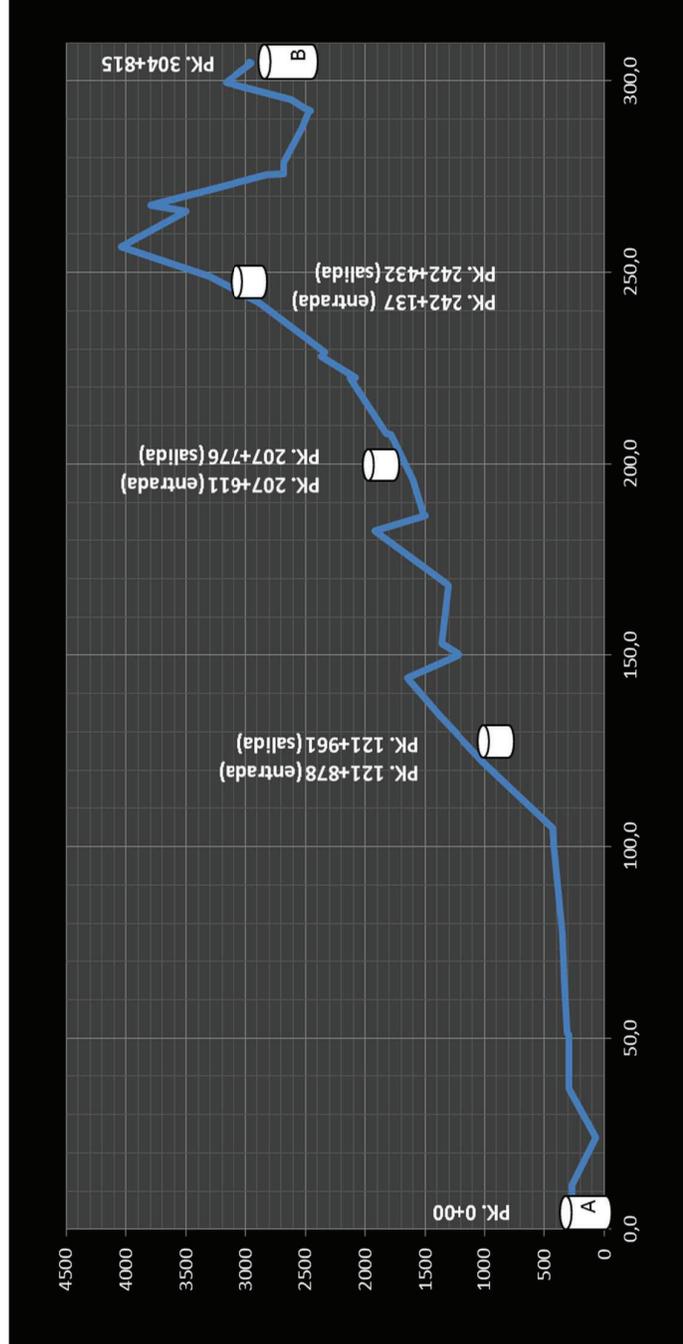
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

2.1.4.2 PERFIL DE ELEVACIÓN

En el Gráfico 2.3 se representa el perfil del poliducto "A-B" el cuál se realizó con datos de Tabla 2.1.

Gráfico 2.3 Perfil del Poliducto

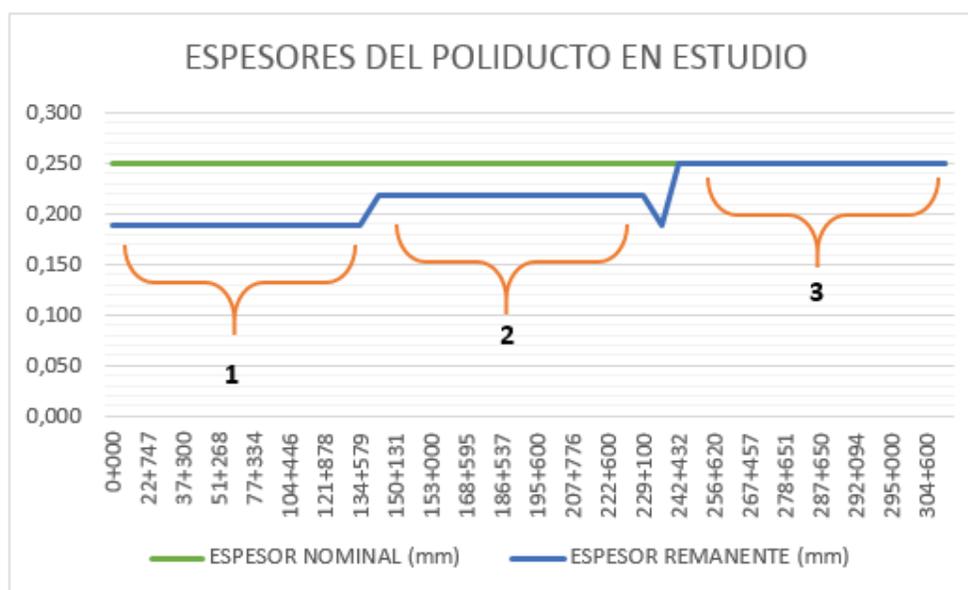


ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

2.1.5 ESPEORES DE TUBERÍA ACTUALES

El Gráfico 2.4 representa los datos obtenidos de inspección realizada a poliducto “A-B” con herramienta inteligente MLF (Anexo N°1).

Gráfico 2.4 Espesor de tubería actual



ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

Como podemos observar en el Gráfico 2.4 con los resultados de la herramienta MFL, tenemos tres escenarios en el derecho de la tubería; el primero (1) donde el espesor actual se redujo considerablemente, el segundo (2) donde el espesor se redujo de manera aceptable y el tercero (3) donde el espesor se reduce el mínimo.

2.2 MÉTODO DE INSPECCIÓN

El objetivo principal de los vehículos de limpieza en las tuberías es hacer una limpieza extrema que despeje el área y así permitir el paso libremente del

vehículo inteligente de inspección interna o equipo instrumentado sin dificultad alguna.

Algunos métodos de inspección se enumeran a continuación:

- 1) Inspección visual
- 2) Líquidos penetrantes
- 3) Partículas magnéticas
- 4) Ultrasonido
- 5) Radiografía
- 6) Emisión Acústica

Las líneas deben tener una superficie interna limpia, con el fin de asegurar buenas condiciones de operación, así como también, asegurar que los equipos electrónicos tengan un buen desempeño en las lecturas de información. Entre los más usados tenemos:

2.2.1 EQUIPOS DE LIMPIEZA

El Gráfico 2.5 es un equipo de limpieza de copas, posee unas copas en la parte delantera del equipo que quita los obstáculos que puedan encontrarse dentro del ducto, como lo son: lodo, sedimentos, residuos, entre otros.

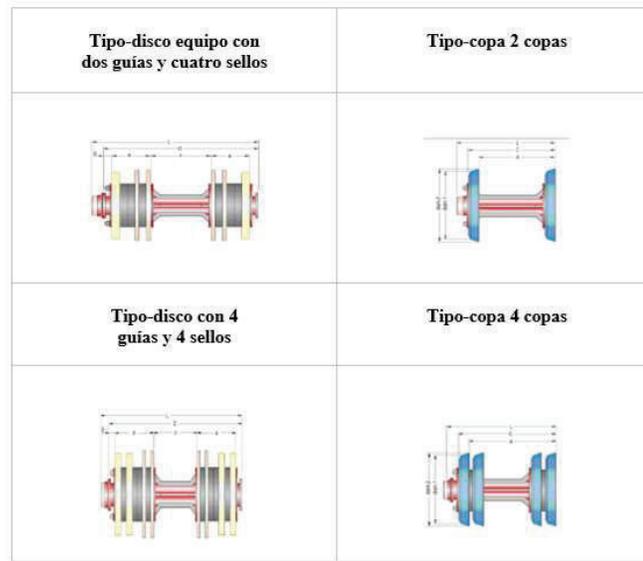
Gráfico 2.5 Equipo de limpieza de copas



FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

Trabajan bien en condiciones con baja presión, en casos donde el ducto no ha sido limpiado en un largo periodo de tiempo y la cantidad de residuos a removerse es desconocida.

Gráfico2.6 Tipos de copas



FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

En el Gráfico 2.6 podemos observar los diferentes equipos de limpieza tipo discos y con copas que se pueden utilizar de acuerdo al tipo de limpieza que se requiere, así como para diferentes tipos de poliductos.

2.2.3 CEPILLOS E IMANES

El Gráfico 2.7 muestra la forma de los cepillos los cuales son capaces de remover cualquier residuo de lodo o cualquier otro tipo de material de la pared del ducto. Los cepillos o instrumentos de limpieza son utilizados principalmente antes de enviar el diablo instrumentado, con el fin de evitar que el vehículo inteligente de inspección interna se atore dentro del ducto.

Gráfico 2.7 Cepillo

FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

Los imanes como se indica en el Gráfico 2.8 tienen una función similar a los cepillos con la diferencia de que su principal objetivo es el de recoger todos aquellos residuos materiales metálicos que se encuentran en el ducto.

Gráfico 2.8 Imanes

FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

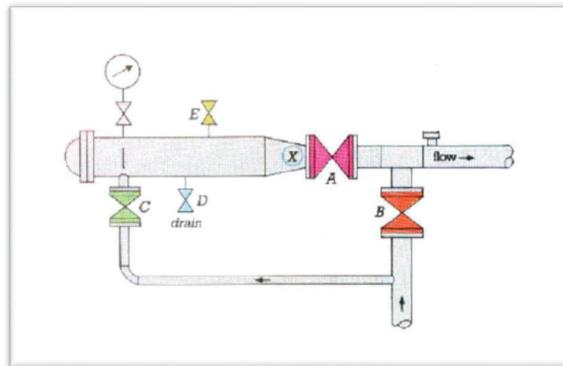
2.2.4 HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA INTELIGENTE EN TUBERÍAS

La palabra “PIG” es una sigla que en el idioma inglés significa Pipeline Internal Gauge que traducido al español significa, calibrador interno para poliductos.

Cuando este calibrador interno es utilizado para limpieza es instrumentado para medir deformaciones, detectar obstrucciones, corrosiones y otros daños en tuberías enterradas se habla Herramienta de Limpieza Inteligente. Estas herramientas generalmente tienen forma cilíndrica y son fabricados en urethano, en todo su cuerpo cuando se usan para limpieza interior y separación de producto. Para las herramientas Inteligentes se

fabrica un eje metálico en el cual se fija la instrumentación y se instalan copas de urethano que son las que hacen contacto con la tubería. Por tratarse de una herramienta instrumentada y de múltiples usos, las copas de urethano son fijadas con tornillos para facilitar el cambio por desgaste o rompimiento. El Gráfico 2.9 indica la trampa de envío de las Herramientas de Limpieza.

Gráfico 2.9 Trampa de envío

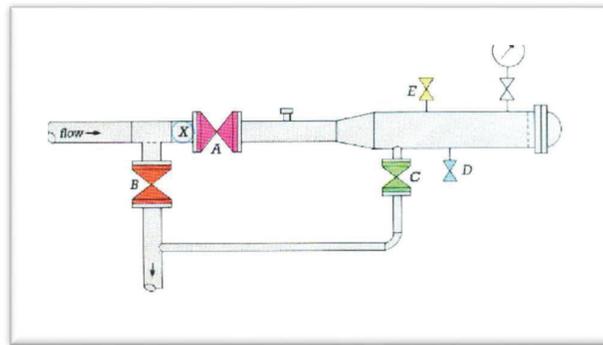


FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

Las herramientas inteligentes son colocadas en la tubería por medio de trampas de envío y recibo; las trampas son arreglos de tuberías, válvulas y accesorios que permiten la colocación de las mismas en línea de una manera fácil, rápida y sin interrumpir el servicio de transporte de producto. Tanto la de envío como la de recibo tienen pernos, bridas, codos, válvulas, reducciones y compuerta batiente.

El Gráfico 2.10 muestra la trampa de llegada de las herramientas. Para asegurar la entrada de la herramienta en la línea se dispone de un indicador de paso que eleva una bandera o paleta cuando la Herramienta de Limpieza accione la lengüeta instalada dentro del tubo.

Gráfico 2.10 Trampa de llegada



FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

2.2.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA INTELIGENTE

El sistema de inspección en tuberías de acero para el transporte de hidrocarburos emplea los principios de la tecnología de la dispersión de flujo magnético.

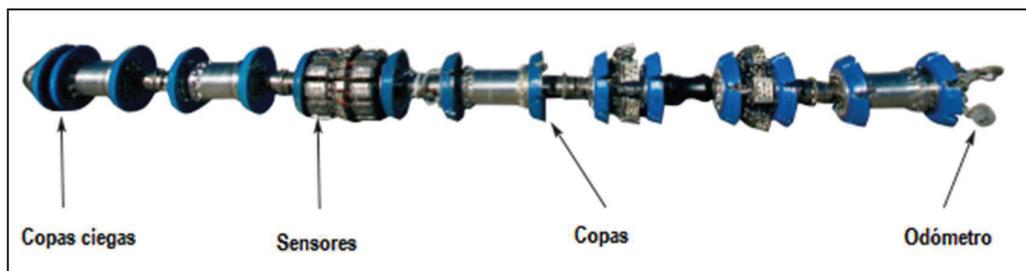
Al magnetizar la tubería hasta un nivel de inspección óptimo y en el cual no se encuentran defectos, todas las líneas de flujo magnético se encontrarán contenidas dentro de la pared de la tubería. Si existieran defectos, las líneas de flujo magnético se redistribuirán alrededor del defecto. El resultado será que algunas de las líneas de flujo magnético se dispersarán fuera del medio circundante. Un sensor de campo magnético, que explora a lo largo de la pared, detectará cualquier campo de dispersión y provocará la salida de una señal eléctrica proporcional a la profundidad y forma del defecto.

La pérdida de pared en la tubería creará esquemas de dispersión de flujo. Estas líneas de flujo atraviesan las bobinas montadas en la sección del magnetizador y crean voltajes eléctricos relativos a la cantidad de pérdida. Mientras el espesor de pared se mantiene constante, no se produce ninguna dispersión de flujo; por lo tanto no

se registran voltajes. El tipo de herramienta a ser utilizada en una inspección depende del tamaño de la tubería, del espesor de pared, de los radios de curvatura y del tiempo que tarde la pasada de la herramienta inteligente.

En el Gráfico 2.11 se indica la forma de la herramienta inteligente.

Gráfico 2.11 Herramienta de Limpieza Inteligente



FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

Sus componentes son los siguientes:

- Las copas ciegas que impiden el paso del fluido de la tubería para impulsar el equipo por la tubería.
- Sensores que permiten recoger información milimétrica del estado de la tubería.
- Copas que se adaptan al diámetro de la tubería las cuáles mantienen a la herramienta centrada.
- Odómetro que consta de ruedas mecanizadas que obtienen la distancia que va recorriendo la herramienta a lo largo de la tubería.

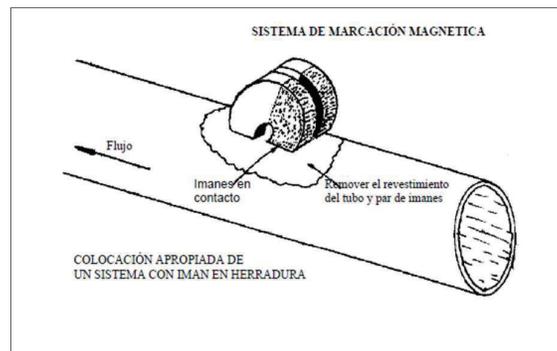
2.2.2.3 UBICACIÓN DE MARCADORES

Los sistemas de marcación proporcionan puntos de referencia que establecen una relación entre las ubicaciones en las tuberías y en la inspección. Los marcadores se deben colocar alejados entre sí en terrenos suaves, pero juntos en terrenos ásperos donde las

mediciones de los defectos pueden resultar difíciles. Si se colocan los marcadores en áreas de las cuales se sospecha corrosión, se facilita el proceso de medición.

Un sistema de marcación magnética (Ver Gráfico 2.12) consiste en una serie de imanes permanentes colocados en pares a lo largo de la tubería. Las señales producidas por estos imanes se identifican fácilmente por la perturbación que causa al espesor de pared distorsionan la señal de los transductores de campo magnético y quedan registradas.

Gráfico 2.12 Sistema de marcación magnética



FUENTE: Manual URELAST Pipeline Services

2.3 DETECCIÓN DE CORROSIÓN Y DEFECTOS

El objetivo principal de este capítulo es dar a conocer los tipos de corrosión y defectos principales que podemos encontrar en los materiales de los cuales están hechos principalmente los poliductos, en este caso, se habla del acero y sus componentes, para lo cual, su fin principal es la recolección, producción, distribución, y el almacenamiento de los hidrocarburos.

2.3.1 CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS

Un defecto es una anomalía o cuya dimensión no está dentro de una norma de calidad o no cumple con una especificación exacta. A

continuación se hablará acerca de la clasificación de los defectos como lo son: por su evolución, origen, geometría y su comportamiento mecánico.

Tabla 2.2 Clasificación de defectos en tuberías

CLASIFICACION DE DEFECTOS EN LA TUBERÍA	
Por su evolución	<ul style="list-style-type: none"> Defectos progresivos: Son aquellos cuyas dimensiones se incrementan con el tiempo, debido a efectos ambientales, mecánicos y/o de servicio, tales como: la corrosión uniforme, corrosión localizada, laminaciones por hidrógeno, agrietamientos ocasionados por corrosión-esfuerzo, y agrietamientos por fatiga. Defectos estáticos: Cuyas dimensiones no se aumentan con el paso del tiempo, tales como: las abolladuras, entallas y rayones, deformación y pliegues, desalineamientos, defectos geométricos, defectos de soldaduras y defectos del material".
Por su origen	<ul style="list-style-type: none"> Defectos de manufactura: Ocurren durante la fabricación del tubo e incluyen: grietas, traslapes, incrustaciones durante el rolado, endurecimientos localizados, laminaciones e inclusiones, segregación. Defectos causados por el servicio: Se deben a la combinación de un material susceptible con un ambiente agresivo y en ciertos casos con esfuerzos y comprenden la corrosión uniforme y localizada, externa e interna, desgaste, la fragilización por hidrogeno, agrietamiento por corrosión-esfuerzo en soldaduras y agrietamiento inducido por hidrogeno. Defectos causados por fuerzas externas: Se deben al contacto físico con otros objetos, así como a las presiones por movimiento de suelos, subsidencia y presiones de viento o marea, que producen abolladuras, ralladuras y deformación. Defectos de construcción: Son introducidos durante el tendido del ducto, e incluyen la socavación fusión incompleta, falta de penetración grietas y desalineamientos en soldaduras, abolladuras, deformación en frío, etc.
Por su geometría	<ul style="list-style-type: none"> Puntuales: Son defectos pequeños, cuyas dimensiones (largo y ancho) son del mismo orden de magnitud que el espesor. Normalmente este tipo de defectos no degrada la resistencia del tubo y solo producen riesgo de fugas. Axiales: Son defectos cuyo ancho es menor al equivalente de 5 minutos técnicos de la circunferencia y su largo es al menos diez veces el ancho. Son muy sensibles a la presión y pueden producir fugas y explosiones. Circunferenciales: Son defectos cuya dimensión mayor esta en el ancho y son sensibles a la flexión y expansión. Aereales: Son aquellos cuyo largo y ancho son similares y a su vez mucho mayores que el espesor, siendo sensibles a la presión.
Por su comportamiento mecánico.	<p>interna, pudiendo suceder que fallen cuando la presión rebasa un determinado valor o bien si su tamaño es lo suficientemente grande como para fallar a la presión normal de operación.</p> <ul style="list-style-type: none"> Incluyen: Grietas axiales, erosión, corrosión uniforme, picaduras y cazuelas, delaminaciones escalonadas, golpes, entallas agudas, indentaciones y rayas longitudinales, defectos en la costura longitudinal y bandas de inclusiones. Defectos controlados por el esfuerzo longitudinal: La principal contribución al esfuerzo longitudinal después de la presión interna son las flexiones y pandeos y de la tubería. Los defectos susceptibles de falla bajo este esfuerzo son: todo tipo de defectos cuya dimensión máxima este en la dirección circunferencial. Defectos fugantes: Son defectos que provocan fuga pero no ponen en riesgo de explosión o colapso a la tubería. Incluyen: picaduras pequeñas y grietas cortas y profundas.

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

FUENTE: Verificación de defectos característicos en tubos; Cazal, Miguel A. Cazal; 2011

2.3.2 CORROSIÓN EN POLIDUCTOS

La corrosión es un fenómeno natural, el cual es inevitable de evadir en los metales. Los principales daños por corrosión que se presentan en poliductos, y estructuras metálicas similares, para el manejo de hidrocarburos (Ver Gráfico 2.13).

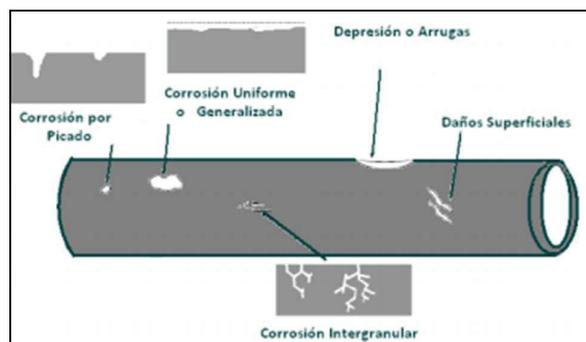
Gráfico 2.13 Tubería afectada por corrosión



FUENTE: CABRAL,H,L: Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo ; 2207

La corrosión puede causar una falla catastrófica de la cual, también se debe considerar el impacto ambiental o pérdidas materiales y humanas que ocasionaría una falla.

Gráfico 2.14 Ejemplos de tipos de defectos de corrosión y daños mecánicos



FUENTE: CABRAL,H,L: Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo ; 2207

Tabla 2.3 Tipos de corrosión

TIPOS DE CORROSIÓN	
Corrosión generalizada de tipo atmosférico	<p>La corrosión atmosférica es aquella que es causada por el medio atmosférico en el que se encuentra la estructura como lo son: el aire, sus contaminantes, vapores, gases, etc. Este tipo de corrosión ha sido identificado como una de las principales causas de fallas de las estructuras lo que involucra altos costos.</p> <p>Las atmosferas corrosivas pueden clasificarse en:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Seca a temperatura ambiente 2. Semi-húmeda Cuando excede un 70% de humedad se forma una película delgada de vapor. 3. Húmeda la que forma capas de agua visibles o gotas condensadas de vapor.
Corrosión generalizada de tipo galvánico	<p>Es un tipo de corrosión que adelgaza las paredes de un ducto por causas como resultado de reacción electroquímica en la mala aplicación de una protección catódica.</p> <p>Cuando el fenómeno se presenta por el contacto entre 2 metales se le denomina corrosión galvánica. La corrosión galvánica se puede prevenir evitando que los metales estén expuestos a algún tipo de ambiente húmedo, sales; que dañen el material, o con recubrimientos con pinturas plásticas.</p>
Corrosión localizada por picaduras	<p>La penetración al metal es muy rápida y se da en sitios preferenciales, donde existe susceptibilidad metalúrgica, mientras el resto del metal no se ve afectado significativamente.</p> <p>Este tipo de corrosión es una de las más comunes que se presenta en los metales y difícil de encontrar; afectando en sus principios a un área específica, después puede expandirse a toda su extensión, la forma más adecuada de erradicarla consiste en limpiar del área o en dado caso la extracción y sustitución de la parte afectada.</p>
Corrosión microbiológica (corrosión asistida por bacterias)	<p>Este tipo de corrosión es afectado por bacterias que se encuentran tanto en el ambiente del poliducto como en los componentes del material del cual está construido. Estas bacterias aceleran el proceso electroquímico de la corrosión.</p>
Corrosión - Erosión	<p>La erosión es causa del efecto entre la erosión por impacto de partículas sólidas y la disolución del metal por algún agente corrosivo.</p> <p>Esta corrosión se encuentra principalmente en: codos de tuberías, tuberías pequeñas o tanques con fluido estancado principalmente.</p>
Agrietamiento inducido por corrosión	<p>El agrietamiento inducido por corrosión es un falla ocasionada por el esfuerzo mecánico al que el material de la tubería está sometido y el medio corrosivo (sales, bacterias, ácidos, minerales).</p>

ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

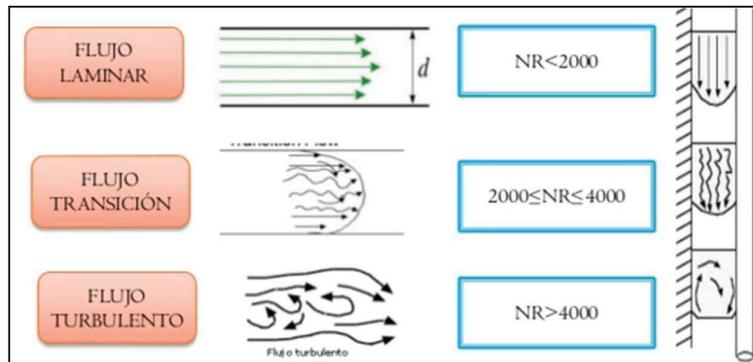
FUENTE: CABRAL,H,L: Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo ;

2207

2.4 REGÍMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

Hay tres tipos diferentes de flujo de fluidos en tuberías como podemos observar en el Gráfico 2.15.

Gráfico 2.15 Tipos de flujo



FUENTE: Mecánica de fluidos. Jean-François DULHOSTE – Escuela de Ingeniería Mecánica - ULA

En la Tablas 2.4 se explicada cada uno de estos regímenes de flujo.

Tabla 2.4 Regímenes de flujo en tuberías

REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍAS	
FLUJO LAMINAR	<ul style="list-style-type: none"> • Existe a velocidades más bajas que la crítica • Se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otras de manera ordenada. • Existe flujo laminar cuando el número de Reynolds es menor de 2000.
FLUJO TRANSITORIO	<ul style="list-style-type: none"> • Conocido como flujo crítico. • Existe cuando el caudal se incrementa después de estar en flujo laminar y la láminas comienzan a ondularse y se rompen en forma brusca. • Existe flujo laminar cuando el número de Reynolds esta entre 2000 y 4000.
FLUJO TURBULENTO	<ul style="list-style-type: none"> • Existe a velocidades mayores al flujo transitorio. • Se caracteriza por el movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal del flujo. • Existe flujo laminar cuando el número de Reynolds mayores a 4000.

ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

FUENTE: Mecánica de fluidos. Jean-François DULHOSTE – Escuela de Ingeniería Mecánica - ULA

El Número de Reynolds relaciona la fuerza de inercia y fuerza de viscosidad. Para calcular el número de Re tenemos la Ecuación 2.1 y con ayuda del Diagrama de Moody (Gráfico 2.16) se determina el régimen del flujo en la tubería:

$$Re = \frac{\rho * D * v}{\mu}$$

(Ecu. 2.1)

Donde:

Re = número de Reynolds.

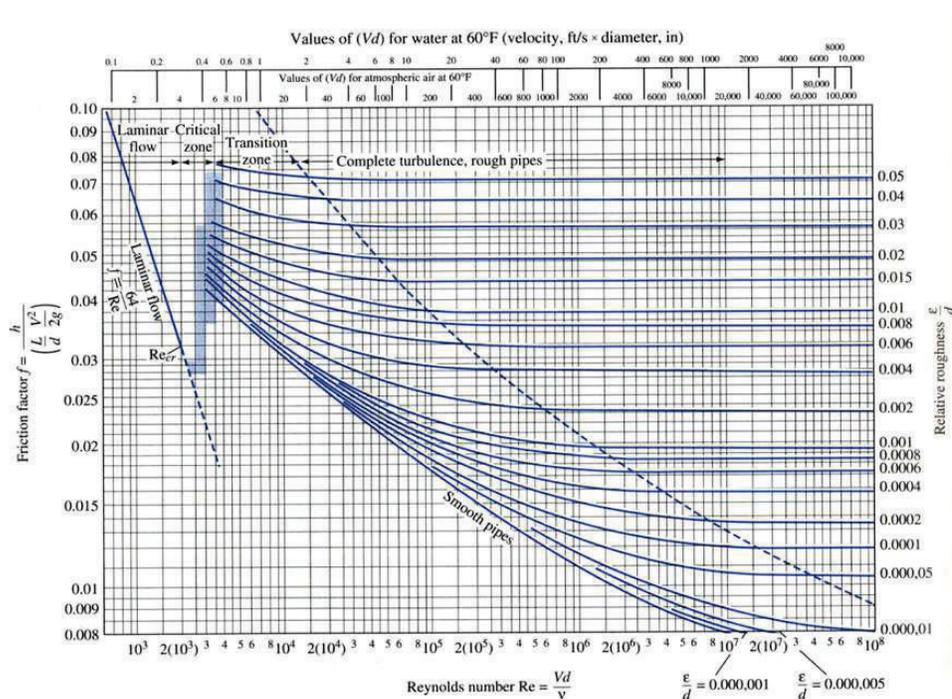
ρ = densidad (lb/ pie³)

D = diámetro ID, ft.

V = velocidad de flujo (pie / seg).

μ = viscosidad (lb / ft-seg).

Gráfico 2.16 Diagrama de Moody



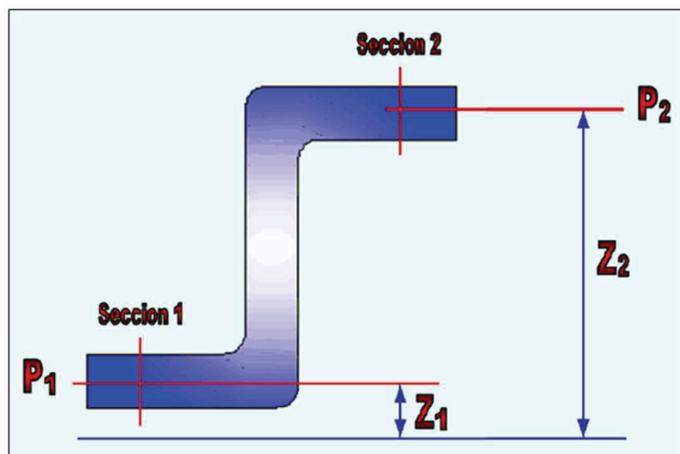
FUENTE: Mecánica de fluidos. Jean-François DULHOSTE – Escuela de Ingeniería Mecánica - ULA

2.4.1 CÁLCULO DE LA LÍNEA PIEZOMÉTRICA

El principio de Bernoulli, describe el comportamiento de un fluido en reposo moviéndose a lo largo de una corriente de agua. Expresa que en un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- a) **Cinética:** es la energía debida a la velocidad que posea el fluido.
- b) **Potencial gravitacional:** es la energía debido a la altitud que un fluido posea.
- c) **Energía de flujo:** es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

Gráfico 2.17 Teorema de Bernoulli



FUENTE: PERALTABLOG

La aplicación de este teorema en tuberías al reducir el área transversal de una tubería para que aumente la velocidad del fluido que pasa por ella, se reducirá la presión, es la diferencia de presión entre la base y la boca del tubo, en consecuencia, los gases de combustión se extraen mejor. Se puede apreciar este teorema en el Gráfico 2.17.

La Ecuación de Bernoulli define:

$$P + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho gh = \text{constante a lo largo de la tubería} \quad \text{Ecu. 2.2}$$

Por lo que:

$$P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gh_2 = P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gh_1 \quad \text{Ecu. 2.2}$$

Para obtener la ecuación en metros lineales se divide la ecuación para el factor ρg , donde los factores quedan separados en función de energías.

$$\frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 \quad \text{Ecu. 2.3}$$

Donde:

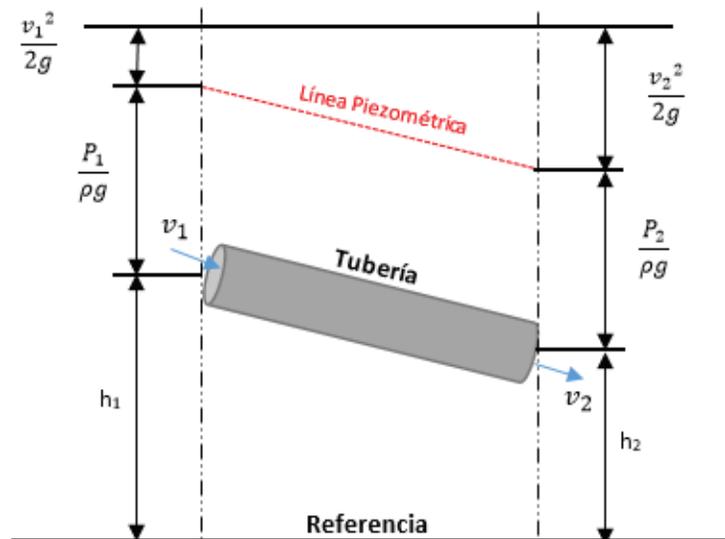
$$\text{Energía por Presión} = \frac{P_2}{\rho g}$$

$$\text{Energía Cinética} = \frac{v_2^2}{2g}$$

$$\text{Energía Potencial} = h_2$$

En el Gráfico 2.18 podemos observar las líneas de cargas entre dos puntos de referencia en la tubería.

Gráfico 2.18 Líneas de cargas en una tubería



REALIZADO POR: BELÉN TERÁN

Para un fluido real, se toman en consideración la energía externa de un sistema de bombeo H_B y las pérdidas de energía o de presión H_f , por la rugosidad interna de la tubería, accesorios y propiedades de fluido. Estas pérdidas provocan disminución de la presión a lo largo del trazado de la tubería, en el sentido del flujo, lo que se recibe el nombre de Línea Piezométrica, definida a partir de la introducción, en la ecuación de Bernoulli:

$$\frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 + H_f = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 + H_B \quad \text{Ecu. 2.4}$$

Tomando en cuenta la energía de las pérdidas, sin el aporte de las bombas, para $v_1 = v_2$, la ecuación sería la siguiente:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_2 + H_f$$

$$\frac{P_1}{\rho g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho g} + h_2 + H_f$$

Ecu. 2.5

Obteniendo:

$$\text{Piezométrica N}^\circ 1 = \frac{P_1}{\rho g} + h_1$$

$$\text{Piezométrica N}^\circ 2 = \frac{P_2}{\rho g} + h_2$$

$$\text{Pérdidas} = H_f$$

Considerando que la tubería está ubicada a lo largo de un eje plano (x), tenemos:

$$\underbrace{\frac{P_1}{\rho g} + h_1}_{H_1} = \underbrace{\frac{P_2}{\rho g} + h_2}_{H_x} + H_f$$

Ecu. 2.6

$$H_1 = H_x + H_{fx}$$

Ecu. 2.7

La Ecuación de Darcy-Weisbach para perdidas es:

$$H_f = f \frac{L v^2}{D 2g}$$

Ecu. 2.8

Donde:

$H_f = \text{Pérdidas de presión}$

$f = \text{Factor de fricción}$

$v = \text{Velocidad media del fluido}$

$g = \text{Gravedad}$

$L = \text{Longitud de la tubería}$

$D = \text{Diámetro de la tubería}$

Reemplazamos la Ecu. 2.8 en la Ecu. 2.7 y obtenemos:

$$H_{f(x)} = f \frac{x v^2}{D 2g}$$

$$H_1 = H_x + f \frac{x v^2}{D 2g}$$

$$H_x = H_1 - f \frac{x v^2}{D 2g} \quad \text{Ecu. 2.9}$$

Reemplazamos la velocidad media en función del caudal y diámetro de la tubería, obtenemos:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}} = \frac{4Q}{\pi D^2} \therefore v^2 = \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4} \quad \text{Ecu. 2.10}$$

$$H_x = H_1 - f \frac{x \frac{16Q^2}{\pi^2 D^4}}{D 2g} = H_1 - f \frac{x 8 Q^2}{D^5 \pi^2 g} \quad \text{Ecu. 2.11}$$

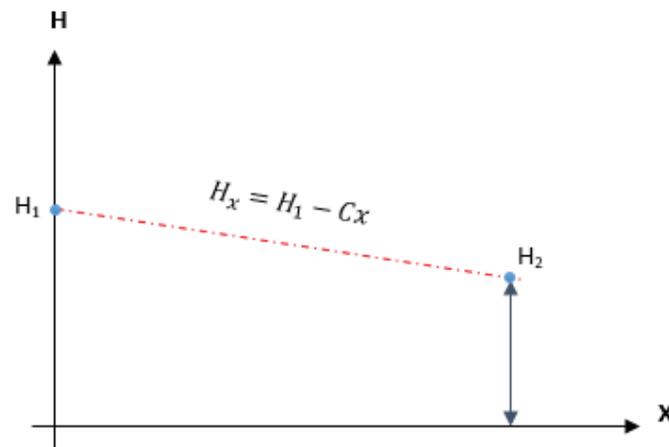
Por lo que a lo largo de la tubería se obtendrá un valor constante denominado C:

$$C = f \frac{8 Q^2}{D^5 \pi^2 g} \quad \text{Ecu. 2.12}$$

Obteniendo así la Ecu. 2.13 que representa a una recta de pendiente negativa C , que está en función del factor de fricción y representa la pérdida de presión a lo largo de la tubería llamada Línea Piezométrica del Sistema.

$$H_x = H_1 - Cx \quad \text{Ecu. 2.13}$$

Gráfico 2.19 Ecuación de la Recta de la Línea Piezométrica



ELABORADO POR: BELÉN TERÁN

En el Gráfico 2.19 se representa la Línea Piezométrica de pendiente negativa C , la misma que está en función del factor de fricción y pérdida de presión.

2.5 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir

formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interface gas-líquido.

Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería.

La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento.

2.5.1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que tienen para la industria petrolera.

Las correlaciones realizadas mediante técnicas de laboratorio y datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a la de su deducción. Los factores más importantes tomados en cuenta

Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido (Hold Up), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros. Existen muchas

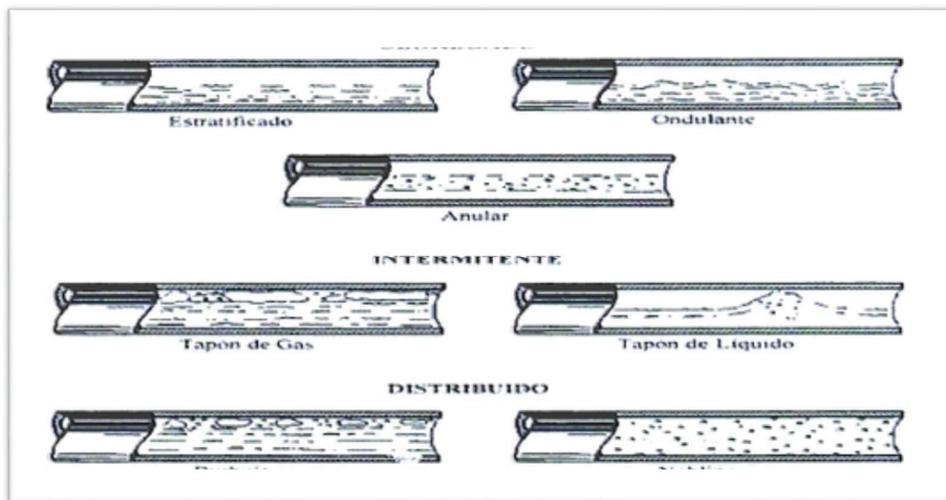
correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales.

2.5.2 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES

Para el diseño de las tuberías de gran longitud es necesario conocer las caídas de presión que se producen a lo largo de las mismas. La predicción de las caídas de presión, cuando una mezcla de gas y líquido fluye en un conducto cerrado, es uno de los problemas mayores.

Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo multifásico horizontal dependen de las variaciones en presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a otra. Estos flujos se describen en la Tabla 2.5 y se visualizan en el Gráfico 2.20.

Gráfico 2.20 Tipo de fluidos en tuberías horizontales



FUENTE: Mecánica de fluidos. Jean-François DULHOSTE – Escuela de Ingeniería Mecánica – ULA

Tabla 2.5 Regímenes de flujo horizontal en tuberías

Flujo de Burbuja.	El flujo de burbujas se caracteriza por una distribución uniforme de la fase gaseosa así como la presencia de burbujas discretas en una fase líquida continua. Existen dos tipos de flujo de burbuja: a) El flujo burbujeante ocurre a tasas de flujo relativamente bajas, y se caracteriza por deslizamiento entre las fases de gas y líquido. b) El flujo de burbujas dispersas ocurre a tasas altas de flujo, moviéndose las burbujas de gas a lo largo de la parte superior de la tubería.
Flujo de Tapón de Gas.	El flujo tapón se caracteriza por que exhibe una serie de unidades de tapón, cada uno es compuesto de un depósito de gas llamado burbujas de Taylor y una cubierta de líquido alrededor de la burbuja. Los tapones van incrementando su tamaño hasta cubrir toda la sección transversal de la tubería.
Flujo Estratificado	El gas se mueve en la parte superior de la tubería, y el líquido en la parte inferior, con una interface continua y lisa.
Flujo Transitorio	En este tipo de patrón de flujo existen cambios continuos de la fase líquida a la fase gaseosa. Las burbujas de gas pueden unirse entre sí y el líquido puede entrar en las burbujas. Aunque los efectos de la fase líquida son importantes, el defecto de la fase gaseosa predomina sobre la fase líquida.
Flujo Ondulante	Parecido al flujo transitorio, pero en este caso se rompe la continuidad de la interface por ondulaciones en la superficie del líquido.
Flujo de Tapón de Líquido	En este caso las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería en la superficie del líquido.
Flujo Anular	Se caracteriza por la continuidad en la dirección axial del núcleo y la fase gaseosa. El líquido fluye hacia arriba de una película delgada alrededor de una película de gas mojando las paredes de la tubería o conducto. Además, una película de líquido cubre las paredes de la tubería, y el gas fluye por el interior, llevando las partículas de líquido en suspensión.
Flujo de Neblina ó Rocío	El líquido está completamente disuelto en el gas; lo que significa que la fase continua es el gas y lleva en suspensión las gotas de líquido.

ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

FUENTE: Mecánica de fluidos. Jean-François DULHOSTE – Escuela de Ingeniería Mecánica - ULA

Las caídas de presión en flujo bifásico son muy diferentes a la de una fase, ya que generalmente existe una interface y el gas se desliza en el líquido, separadas ambas por una interface que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente y las caídas de presión pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico.

CAPITULO 3

ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

El Análisis de Integridad permite evaluar cuantitativamente la capacidad de un componente en este caso de un Poliducto, para desempeñar la función para la cual fue diseñado, con la durabilidad requerida y los márgenes de seguridad requeridos.

Una Empresa Operadora de Hidrocarburos, busca transportar eficientemente el petróleo crudo y sus derivados mediante redes de oleoductos y poliductos respectivamente. El transporte de fluidos por medio de tuberías cilíndricas a presión es un método muy usado por su eficacia y costos, por el cuál es importante y necesario realizar un estudio para estimar el grado de integridad de la tubería de un Poliducto y con ello crear un análisis general del sistema a fin de establecer conclusiones y recomendaciones sobre el estado actual del mismo.

El análisis de integridad es una evaluación de una tubería, nos permite saber el estado en el que ésta se encuentra, y determina el tiempo de vida y falla en un periodo. Este análisis, solo cuantifica los daños que existen en la estructura pero no el impacto ambiental que una falla podría ocasionar.

3.1 MARCO TEÓRICO Y NORMATIVA

Es el proceso de integridad permite identificar las amenazas que actúan sobre el sistema de poliductos. Estas amenazas son los daños o peligros que afectan a las tuberías disminuyendo de esta manera su vida útil.

En la aplicación del Análisis se debe definir cuál o cuáles de las amenazas que afectan a los poliductos aplica a las tuberías o sistemas en estudio. Luego el Sistema debe determinar la magnitud de la acción de esta

amenaza al sistema de poliductos, esto significa evaluar (cuantificar). De esta manera, el operador dentro de su sistema, puede determinar la probabilidad de falla que tendrá el Poliducto respecto de las amenazas que operan sobre el mismo. Y por último, el sistema funcionará como una herramienta para mitigar y monitorear estas amenazas con el objetivo de disminuir la probabilidad de falla asociada a la operación o minimizar las consecuencias en el caso que un error se desarrolle en el sistema de poliductos.

El análisis de integridad consiste en la evaluación del estado estructural de la tubería, identificando el tipo y grado de severidad de los defectos presentes en el mismo, a partir de los reportes de inspección no destructiva y la información técnica del elemento y su entorno de influencia.

El objetivo principal de estos análisis es conocer cómo pueden suceder los accidentes (evaluación continua), administrar el control del riesgo (evaluación de riesgo), establecer planes, procesos, procedimientos, así como también entrenamiento, capacitación y certificación para el desempeño del personal responsable.

En el sector industrial petrolero a nivel mundial, existen organismos internacionales y gubernamentales que se encargan de establecer normativas y recomendaciones estandarizadas, a fin de procurar lineamientos homogéneos en cuanto al diseño, construcción, instalación, inspección, mantenimiento y reparación de facilidades y elementos de un sistema hidrocarbúfero.

La Norma API-1160 ha sido aplicada en la mayoría de los países y adaptada a la regulación de los mismos, la misma que establece la metodología y parámetros para la elaboración de un estudio de integridad, como a continuación se describe:

- Identificación y documentación de HCAs (Áreas de Alta Consecuencia) y la influencia de los segmentos de tubería en estas áreas.
- Recolección de datos, análisis e integración, incluyendo un listado completo del estándar de datos de los campos de entrada
- Tipos de anomalías en tuberías y herramientas para su detección.
- Evaluación del riesgo, validación y priorización.
- Opciones de mitigación y métodos de reparación, con un listado de técnicas de reparación de tuberías comúnmente utilizadas.
- La evaluación inicial de referencia para el plan de desarrollo e implementación.
- Determinación del intervalo / frecuencia de inspección subsecuente.
- Medidas generales de prevención y rehabilitación.
- Administración de la integridad de las tuberías en estaciones de bombeo y terminales, incluyendo opciones de mitigación, consideraciones de diseño, control de corrosión y tanques.
- Medidas de desempeño y auditorías.
- La gestión del cambio y la actualización del programa de integridad de la tubería.

Tomando en consideración la complejidad de un estudio detallado para el establecimiento de un análisis de integridad y riesgos, el cual incluiría datos detallados de la geografía e hidrología del terreno, para los alcances del

presente trabajo se realiza un Análisis General de integridad y Riesgos de la tubería de un Poliducto de Prueba para obtener un panorama general de las áreas de Alta consecuencia y su priorización en un análisis de riesgos.

3.2 MÉTODO DE ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

Existen muchos métodos dentro del análisis de integridad, pero cabe mencionar que se elige de acuerdo a los criterios que se desean o requieren saber, los más utilizados en la industria son: el determinístico y el probabilístico.

Para efectuar el análisis de integridad a poliductos existen 2 metodologías, el método Probabilístico y determinístico, este último puede ser tipo muestral o basándose en los resultados de inspección con equipo instrumentado. El análisis probabilístico y tipo muestral no se considera dentro del alcance de este proyecto sin embargo para efectos de información se describirán brevemente.

La metodología que se debe aplicar al análisis de integridad será el método determinístico, ya que por el grado de riesgo es la manera adecuada de conocer los valores a los que el ducto se encuentra operando y esta se basa en la inspección de campo. Cabe mencionar que el método probabilístico es usado para el cálculo de dichos valores de manera no muestral pero en base a este método se hace un cálculo de daños y efectos del ducto aproximados. Así que se puede concluir que en el análisis de poliductos los 2 métodos son muy importantes para la examinación y conclusión del estado del mismo.

3.2.1 ANÁLISIS DETERMINÍSTICO

El análisis determinístico parte de los resultados de inspección no destructiva ya sea con equipo instrumentado de inspección interna o de tipo muestral, el análisis de integridad consiste en: Evaluación de la severidad

de los defectos presentes, cálculo de la presión máxima permisible de operación, predicción de vida útil y emitir recomendaciones de reparación

El análisis determinístico es de suma importancia en la inspección interna y maestral, ya que se hace en base a mediciones obtenidas por el equipo instrumentado y para el cálculo de dichas conclusiones.

3.2.2 ANÁLISIS PROBABILISTICO

El análisis probalístico es un método es utilizado principalmente en tuberías con difícil acceso.Los modos de falla son identificados de los reporte de inspección o de cálculos teóricos o de simuladores para líneas no Inspeccionables. El Gráfico 3.1 indica la metodología para un análisis probabilístico.

Gráfico 3.1 Metodología Análisis Probabilístico



ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

FUENTE:http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/%28Microsoft%20Word%20-%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc%29.pdf

La dificultad en el acceso físico a una línea terrestre provoca que sea casi imposible verificar su estado, de manera que no se tenga una certeza de los datos necesarios para un Análisis de integridad, como son: espesores, propiedades de materiales, dimensiones de defectos, entre otras. Estas incertidumbres pueden ser manejadas mediante un análisis probabilístico que permita tomar decisiones dentro de un nivel de seguridad o confiabilidad adecuado.

3.2.3 ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD

Determinar la flexibilidad en el análisis de integridad es importante para conocer los esfuerzos a los que una estructura está sometida en operación.

Es un método que consiste en la determinación del Estado de esfuerzos y deformaciones en un ducto bajo la acción de una o más cargas. Da las bases para el diseño de una nueva línea, ya sea superficial o enterrada, así mismo, permite determinar el estado de esfuerzos en una tubería existente.

Los sistemas de tubería deben tener la suficiente flexibilidad para prevenir la expansión o contracción térmica o movimientos de los soportes los cuales puedan causar:

- Fallas en la tubería o en los soportes debido a sobreesfuerzo o fatiga.
- Fallas en las juntas.
- Esfuerzos o deformaciones perjudiciales en tuberías y válvulas o en equipos conectados, resultado de movimiento excesivo y momentos en los tubos.
- Cambios de trazo y perfil en línea regular
- Cambios de trazo y perfil en instalaciones

- Cambios en condiciones de operación
- Evaluación de grado de severidad bajo cargas ocasionales como: vientos, sobrepresiones, *desplazamientos inducidos*.

Para realizar un análisis de flexibilidad se aplica la siguiente metodología:

Inicialmente se determina si se trata de un diseño para una línea nueva o es una línea existente, pudiendo ocurrir en estas últimas cambios en su diseño original por causas externas como deslaves, inundaciones, sismos, etc., o desplazamientos significantes por cambios en las condiciones de operación como incremento de volumen de producción, presión, temperatura. Posteriormente se clasifica a la línea con base a su localización geográfica, pudiéndose tratar de líneas superficiales, enterradas o tubería sumergida, las cuales tienen características propias influenciadas por el medio externo sobre el que se desarrollan.

Definido el tipo de servicio se puede establecer las normas y códigos que se van a utilizar, siendo estos principalmente: ASME B31.3, B31.4, B31.8,

Algunos de estos códigos internacionales se utilizan simultáneamente con otros códigos o estándares, de los códigos B31.3, B31.4 y B31.8 entre otros.

Una vez realizado esto se prosigue con la recopilación de toda la información necesaria para hacer las bases de diseño del análisis de flexibilidad, esta información consiste en:

En el caso de tubería superficial se hace un dimensionamiento para cada tramo de tubería y se toma la especificación de todos los elementos que

contiene el arreglo, denominando elemento a todos los codos, Tes, válvulas, bridas, etc., que comprenden el arreglo de tubería.

Otra de las bases de diseño necesarias para el análisis comprende las condiciones de operación, la geometría y características mecánicas del material, el tipo de suelo para el caso de tubería enterrada, así como su localización geográfica.

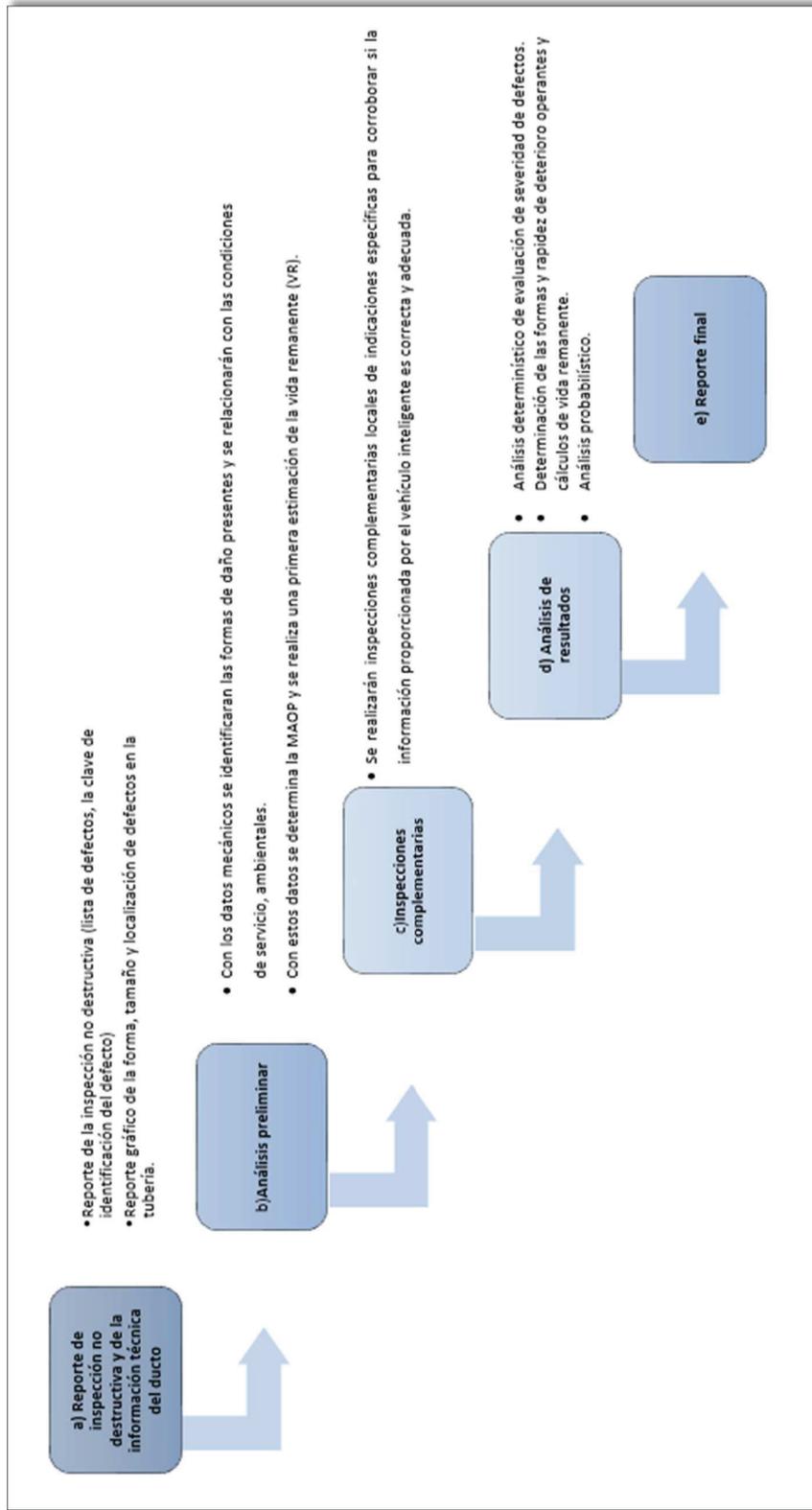
Una vez determinado el campo de esfuerzos se comparan con los esfuerzos permisibles establecidos en el código empleado y en caso de rebasar estos límites permisibles se emiten las recomendaciones necesarias para disminuir los esfuerzos o en su caso retirar la pieza. Generalmente los resultados se muestran a través campos de colores, los campos de colores muestran la distribuciones de esfuerzo en el sistema, a cada color le corresponde un rango, indicando que en esa zona se tienen valores dentro del rango.

3.3 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

El procedimiento general del análisis de integridad es la secuencia de pasos a seguir para la realización de un análisis de integridad que le realizará a una cierta estructura o tubería. De acuerdo a las consideraciones anteriores, el Análisis de Integridad de una tubería que haya sido inspeccionado no destructivamente mediante PIG inteligente de inspección interna se puede realizar de acuerdo al siguiente procedimiento general.

Para la realización del análisis de integridad es obligatorio contar con la información referente al poliducto objeto de análisis. La calidad del análisis de integridad depende completamente de la calidad de la información, por lo tanto es importante establecer el alcance de cada grupo de información requerida.

Gráfico 3.2 Procedimiento General para análisis de integridad



ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

El procedimiento para el análisis en líneas requieren de exactitud en las mediciones y cálculos que se hacen para determinar el estado físico de la línea y en su caso, sus defectos o fallas para su reparación y mantenimiento, así como la programación próxima de inspección que esta requiera para su mantenimiento y seguridad. En el Grafico 3.2 se explica brevemente el procedimiento para realizar este análisis según norma API 1160.

3.4 DETERMINACION DE MÁXIMA PRESIÓN DE OPERACIÓN ACEPTABLE (MAOP) EN BASE A SUS ESPESORES.

La Máxima Presión de Operación Aceptable (MAOP) se la define como la presión máxima que puede soportar la línea o un segmento de la misma para ser operada, al momento de sobrepasar la MAOP se trabajaría fuera de rango y en condiciones inseguras.

Basándonos en la norma ASME B31.4 se calcula según la Ecuación 3.1:

$$MAOP = \frac{2S_t}{D_o} \text{ (psi)}$$

Ecu. 3.1

Donde:

$$S = F \cdot E \cdot S_Y$$

F= Factor de diseño= 0.72

E= Factor de junta de soldadura (Tabla 3.1)

OS_Y= Specific Minimum Yield Strength (TABLA 3.1)

MAOP en metros de columna de fluido según Ecuación 3.2:

$$H_{MAOP} = \frac{MAOP (PSI) * 6894.74 (PA)}{\rho \left(\frac{kg}{m^3}\right) * g \left(\frac{m}{s^2}\right)} (m)$$

Ecu. 3.2

Para la localización en el perfil piezométrico vs. El perfil altimétrico utilizamos la Ecuación 3.3:

$$H_{MAOP.PIEZO} = H_{MAOP} + H_1$$

Ecu. 3.3

Tabla 3.1 Factor de junta de soldadura

Table 402.4.3 Weld Joint Factor E		
Specification No.	Pipe Type [Note (1)]	Weld joint factor E
ASTM A 53	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Furnace butt welded	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric fusion (arc) welded	0.80
ASTM A 135	Electric resistance welded	1.00
ASTM A 139	Electric fusion (arc) welded	0.80
ASTM A 333	Seamless	1.00
	Electric resistance weld	1.00
ASTM A 381	Double submerged arc welded	1.00
ASTM A 671	Electric fusion welded	1.00 [Notes (2), (3)]
		0.80 [Note (4)]
ASTM A 672	Electric fusion welded	1.00 [Notes (2), (3)]
		0.80 [Note (4)]
API 5L	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Electric induction welded	1.00
	Submerged arc welded	1.00
	Furnace butt welded, continuous welded	0.60
Known	Known	Note (5)
Unknown	Seamless	1.00 [Note (6)]
Unknown	Electric resistance welded	1.00 [Note (6)]
Unknown	Electric fusion welded	0.80 [Note (6)]
Unknown	Over NPS 4	0.80 [Note (7)]
Unknown	NPS 4 and smaller	0.60 [Note (8)]

FUENTE: NORMA ASME B31.4. TABLA 402.4.3

Los esfuerzos tolerables según ASME B31.4:

- a) Tubería nueva (Especificaciones conocidas) se utilizará la Ecuación 3.4.

$$S = F * E * SMYS$$

Ecu. 3.4

Donde:

F= Factor de diseño= 0.72

E= Factor de junta de soldadura (Tabla 3.1)

SMYS= Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado (TABLA 3.1)

- b) Tubería nueva o usada (con especificaciones desconocidas o bajo especificación ASTM A-120) se utilizará la Ecuación 3.5.

$$S = F * E * MYS$$

Ecu. 3.5

Donde:

F= Factor de diseño= 0.72

E= Factor de junta de soldadura (Tabla 3.1)

MYS= Esfuerzo de Cedencia Mínimo= 24000 psi ó 165000 Pa.

- c) Tubería usada (Con especificaciones conocidas de Tabla 3.1)

$$t = \frac{P_i * D}{2 * S}$$

Ecu. 3.6

Donde:

t= Espesor de pared de presión de diseño (plg)

Pi= Presión interna de diseño medida (psi)

D= Diámetro exterior de tubería (plg)

S= Esfuerzo tolerable (psi)

Adicional en norma se establece que la presión determinada por los espesores de pared reducidos, es la máxima presión de operación admisible bajo estas circunstancias denominado $MAOP_{\text{reducido}}$ por lo que la Ecuación 3.7 expresaría lo estipulado.

$$MAOP_{\text{reducida}} = \frac{2 * S * t_r}{2 * S}$$

Ecu. 3.6

Donde:

$MAOP_{\text{reducida}}$ = Máxima Presión (interna) de Operación Aceptable (psi)

t_r = Espesor de pared reducida de presión de diseño (plg)

P_i = Presión interna de diseño medida (psi)

D = Diámetro exterior de tubería (plg)

S = Esfuerzo tolerable (psi)

El poliducto “AB” tiene una línea de $D= 6$ ” por lo que la Ecuación 3.4 para calcula de $MAOP_{\text{reducida}}$ quedará:

$$S = F * E * SMYS$$

$$S = 0.72 * 1 * 52000$$

$$S = 37440 \text{ (psi)}$$

Para realizar la comparación entre $MAOP$ y $MAOP_{\text{reducida}}$ se utilizan las ecuaciones anteriormente descritas y con datos de espesores de poliducto “AB”, consiguiendo los resultados de la Tabla 3.2.

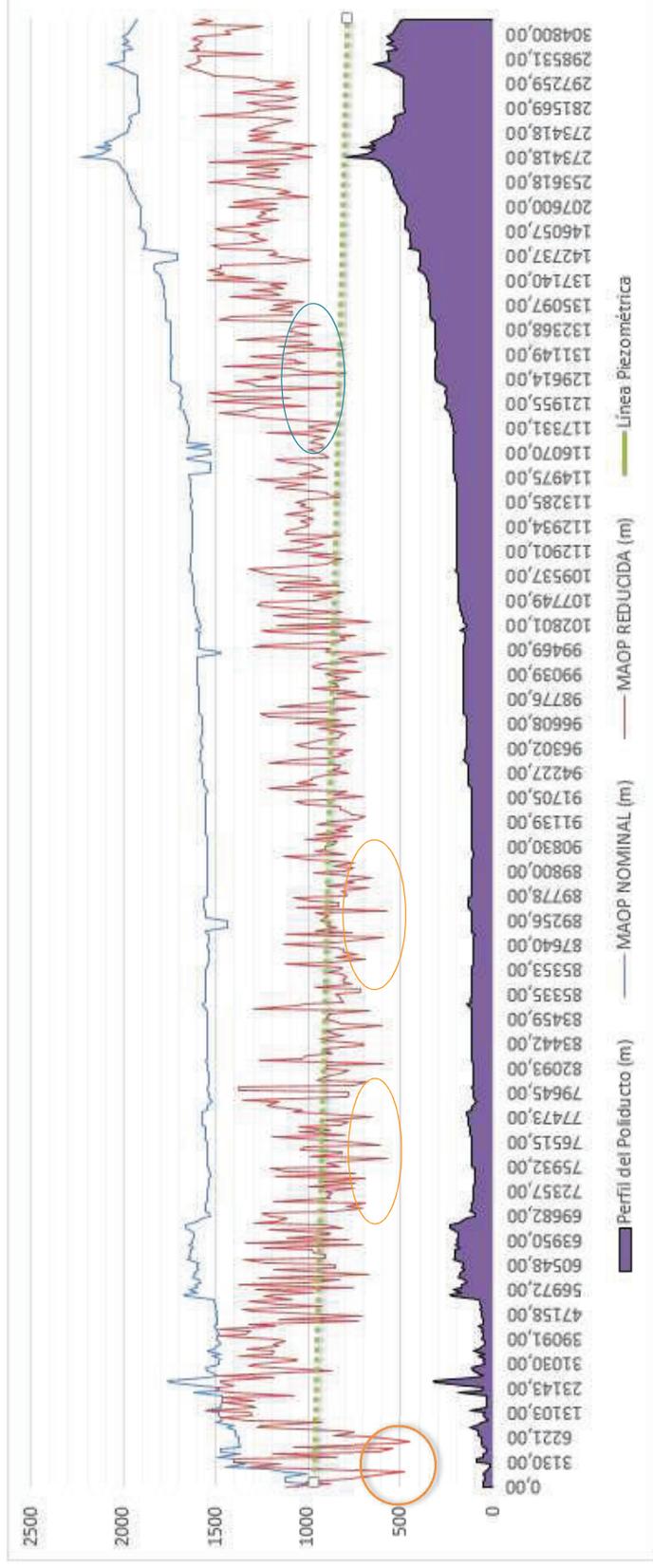
Tabla 3.2 Valores de MAOP y MAOP_{reducido}

ABCISA	X (m)	H (m)	H Piezométrica (m)	Espesor de Pared (mm)	ESPEJOR NOMINAL (plg/mm)		ESPEJOR REMANENTE (plg/mm)		Desgaste (%)	MAOP NOMINAL (psi)	MAOP REDUCIDA (psi)	MAOP NOMINAL (m)	MAOP REDUCIDA (m)
0+000	0,00	49,99	1110,90	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1696,929	556,946925
11+500	11500,00	50,29	1081,41	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1701,929	479,783529
22+747	24000,00	59,79	1049,36	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1503,929	1007,23974
37+100	36700,00	59,74	1016,80	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1730,929	1320,72502
37+300	37400,00	60,05	1015,01	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1731,929	1153,18177
50+577	50600,00	78,64	981,16	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1724,929	1403,99151
51+268	51300,00	79,25	979,37	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1740,929	1402,16271
65+000	65000,00	110,95	944,24	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1764,929	846,877768
77+334	77300,00	100,98	912,70	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1786,929	1195,29168
100+200	100200,00	127,10	853,99	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1858,929	613,195613
104+446	104400,00	91,14	843,22	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1862,929	542,413562
104+842	104800,00	188,98	842,19	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	1862,929	1078,1257
121+878	121900,00	120,09	798,35	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	2449,929	520,127615
121+961	122000,00	184,71	798,09	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	2448,929	454,35807
134+579	134600,00	171,30	765,79	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	2822,929	585,89716
143+900	143900,00	167,03	741,94	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25	1755	879,84	3083,929	678,279323
150+131	150100,00	160,93	726,04	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2647,929	867,87294
151+000	153000,00	205,74	718,61	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2794,929	749,487759
153+000	168200,00	208,79	679,64	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2741,929	842,174722
168+201	168600,00	208,48	678,61	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2753,929	855,066297
168+595	182500,00	180,10	642,97	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3356,929	740,351975
182+544	186500,00	211,84	632,71	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2931,929	812,048426
186+537	186700,00	213,66	632,20	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	2947,929	812,048426
186+743	195600,00	214,27	609,38	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3033,929	856,285497
195+600	207600,00	218,24	578,61	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3223,929	1129,95121
207+611	207800,00	218,24	578,10	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3260,929	851,103897
207+776	222500,00	199,64	540,41	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3563,929	693,371704
222+500	222600,00	219,15	540,15	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3514,929	592,996671
222+600	228000,00	195,99	526,31	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3805,929	1122,02641
228+000	229100,00	195,99	523,49	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	3768,929	763,835265
229+100	242100,00	253,29	490,16	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12	1755	1024,92	4324,929	964,58533
242+137	242400,00	256,34	489,39	4,775	0,250	6,350	0,188	4,775	12	1755	879,84	4336,929	844,470595
242+432	248900,00	288,95	472,72	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4743,929	897,086231
248+937	256600,00	306,02	452,98	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	5477,929	883,932322
256+620	266000,00	311,20	428,88	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4936,929	936,547958
265+976	267500,00	313,94	425,03	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	5232,929	909,666568
267+457	275500,00	314,25	404,52	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4260,929	895,327278
275+465	275800,00	314,86	403,75	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4115,929	967,02373
278+651	278700,00	313,94	396,31	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4109,929	732,163446
279+200	279200,00	326,14	395,03	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4105,929	1163,25656
287+650	287700,00	361,49	373,24	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	3960,929	708,056865
291+784	291800,00	367,89	362,72	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	3905,929	927,41342
292+094	292100,00	402,03	361,96	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	3891,929	1307,56386
293+000	293000,00	449,09	359,65	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	3946,929	1591,11361
295+000	295000,00	455,98	354,52	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4047,929	1418,12773
299+461	299500,00	470,37	342,98	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4603,929	1445,58711
304+600	304600,00	468,87	329,91	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4382,929	1393,10675
304+815	304800,00	461,47	329,39	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0	1755	1170,00	4402,929	1250,62825

ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

En el Gráfico 3.3 y Tabla 3.2 se indica la Línea Piezométrica (Ecuaciones en Capítulo 2) con MAOP nominal y reducidas, desde el punto de vista de la presión interna de operación, para la tubería analizada como ejemplo en este caso.

Gráfico 3.3 MAOP Y PIEZOMÉTRICA



ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

La MAOP varía dependiendo del espesor remanente de la tubería y la localización de la misma. En el Gráfico 3.3 podemos observar que en los puntos Pk. 37+100, Pk. 77+334, Pk.121+878, Pk.121+961 con los espesores de tubería más bajos (mayor % de desgaste en tubería de prueba) de 25% y 12%, las cuáles son las condiciones más críticas con MAOP reducidas menores que la $H_{Piezométricas}$ del sistema de bombeo, y estas se encuentran bajo la Línea Piezométrica que es la reducción de Presión a lo largo de la tubería, por lo que en estos sectores la tubería tiene más probabilidad de sufrir daños que afecten la vida útil de la misma. Por lo que se deben realizar trabajos preventivos y correctivos en estos tramos de alto porcentaje de daño.

En el punto Pk. 228+000 y Pk. 229+100 tenemos MAOP reducidas pero en estos casos se encuentran sobre la Línea Piezométrica por lo que no tiene una alta prioridad para un daño de la tubería.

Además podemos observar que el Perfil Altimétrico de la tubería en prueba tiene el mismo perfil que la MAOP nominal, esto se debe a que la MAOP se calcula con el espesor de la tubería (al ser nominal no varía) y su altura en todo su trayecto, también podemos observar que hay pequeños picos en la MAOP nominal debido a la menor presión que existirá en presencia de válvulas.

Este análisis con respecto a MAOP reducidas y Línea Piezométrica nos permitió identificar las zonas más propensas de daños por las pérdidas de fricción y pérdidas por propiedades del fluido, las que son al inicio del Poliducto en prueba.

3.5 MECÁNICA DE LA FRACTURA APLICADA AL ANÁLISIS DE INTEGRIDAD.

Las fallas son una de las principales causas de accidentes en la industria, si se aplicaran las medidas necesarias para la prevención de estos eventos, las probabilidades de que esto ocurra sería menos probable.

Aunque en muchos casos de fallas ocurran una vez en toda una vida, una sola falla puede significar una gran catástrofe, como es el caso de las explosiones en grandes poliductos de gases o líquidos combustibles. Las pérdidas por estas fallas usualmente no se limitan a la pérdida de estructura y a los daños causados a las vidas humanas y las propiedades aledañas; con frecuencia también hay grandes pérdidas por la demora de la producción, los daños al ambiente y el deterioro ante la opinión pública de la imagen de la empresa.

La mecánica de la fractura es la disciplina que provee las bases y la metodología para el diseño y evaluación de componentes agrietados a fin de desarrollar estructuras más resistentes y tolerantes de defectos.

Definición de fractura.

La fractura es la separación o fragmentación de un sólido bajo la acción de una carga externa, a través de un proceso de creación de nuevas superficies; las superficies de fractura. Usualmente, para fracturar un material se requiere incrementar la carga progresivamente hasta que un proceso de nucleación, es decir, un cambio de fase estable aparezca y la propagación de grietas ocurra.

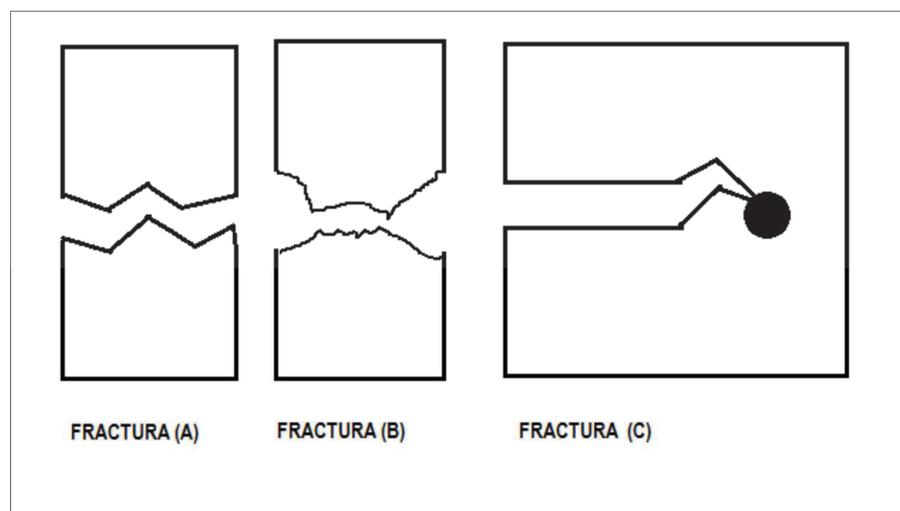
Para que la fractura ocurra es necesario que el esfuerzo de iniciación y propagación de grietas esté presente en todo el volumen del cuerpo, pues basta con que este esfuerzo se alcance en una región estrecha para que la fractura ocurra; esto se conoce como principio de la ruptura de una cadena que establece que: “para romper una cadena, basta romper un eslabón.

Según comportamiento de los materiales, se reconocen 2 tipos de fractura:

- a) Fractura frágil: Es la que ocurre cuando la deformación de la mayor parte del cuerpo es elástica, de manera que después de la fractura, los fragmentos de la pieza pueden volver a juntarse sin que haya cambios significativos en la geometría.
- b) Fractura dúctil: Es la fractura que ocurre después de una apreciable deformación plástica del cuerpo, entendiendo que los esfuerzos en una región relativamente grande de la pieza rebasaron el esfuerzo de cedencia o límite elástico.

Los 2 tipos de fractura son destructivas y peligrosas cuando se presentan en un componente en operación.

Gráfico 3.4 Tipos de Fractura.



FUENTE: <https://prezi.com/y3ptd2uuqanj/mecanica-de-la-fractura-ii/>

El Gráfico 3.4 presenta en forma esquemática 2 cuerpos con fractura frágil y dúctil respectivamente. La primera fractura es poco nula y su esfuerzo de falla es menor al de Cedencia y las partes se unen perfectamente; la segunda fractura posee una gran deformación plástica y existe una fractura fibrosa con cuello que indica la existencia de una fractura dúctil que rebaso el límite elástico; la última fractura es de aspecto frágil y existe una zona plástica pequeña en la punta de la grieta.

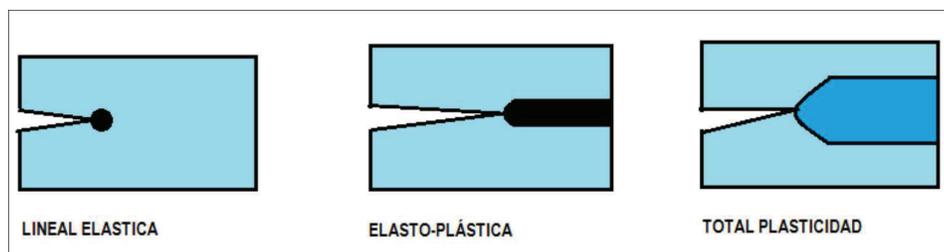
La mecánica de fractura relaciona el tamaño y forma de una grieta y las fuerzas o cargas que conducen a la fractura de un componente de forma y dimensiones definidas. Para esto, se apoya en el cálculo de la distribución de esfuerzos, deformaciones, desplazamientos alrededor de una grieta y en el establecimiento de los balances de energía que tienen lugar durante la extensión de una grieta.

De acuerdo a la extensión de la deformación plástica, las categorías de la fractura son:

- a) Fractura lineal Elástica: Cuando la extensión de la zona plástica esta confinada a una pequeña región frente a la punta de la grieta y la deformación del resto del cuerpo es elástica.
- b) Fractura Elastoplástica: La zona plástica se extiende en el total remanente del ancho de la pieza, pero permaneciendo como una región relativamente estrecha alrededor del plano de la grieta.
- c) Colapso plástico: La fractura es precedida de deformación plástica generalizada.

En el Gráfico 3.5 se indica el tipo de fracturas según la extensión de la zona plástica.

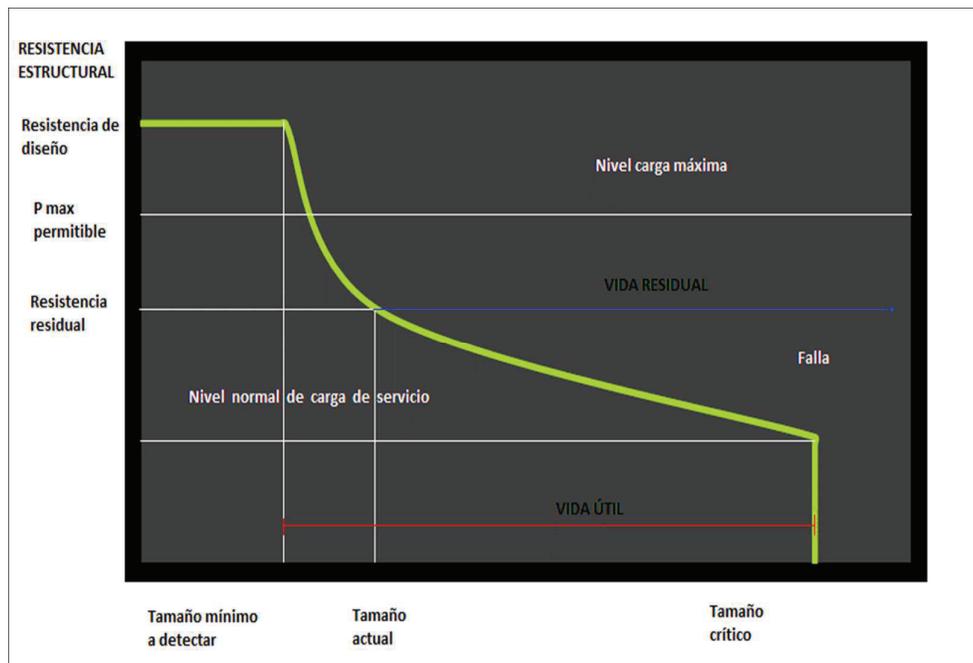
Gráfico 3.5 Categorías de fractura de acuerdo a la extensión de la zona plástica.



FUENTE: <https://prezi.com/y3ptd2uuqanj/mecanica-de-la-fractura-ii/>

La mecánica de fractura considera que el proceso de fractura, inicia con una grieta que se propaga hasta la separación final o fragmentación de la pieza. Si durante la propagación de la grieta, esta puede detenerse al disminuir o desaparecer los esfuerzos, se dice que la propagación es estable y si la grieta se propaga de manera rápida, auto-acelerada y es prácticamente imposible de detener, entonces la propagación es inestable.

Gráfico 3.6 Tiempo de vida residual



FUENTE: http://www.putzmeister.es/pm_spain/data/P2597_3E_BP_Proline.pdf

El Gráfico 3.5 permite reconocer aspectos relevantes de la predicción de vida. Debemos tomar en cuenta que todo componente estructural es diseñado bajo la suposición de que el material no contiene defectos y la resistencia de diseño es la determinada por las propiedades mecánicas de los materiales de fabricación y las características geométricas (espesor, ancho, forma, entre otras) del componente.

Es a partir del tamaño mínimo a detectar y hasta el tamaño crítico, que se obtiene el tiempo de vida útil, o sea la vida máxima garantizada del componente; no se puede garantizar una mayor vida debido a que no se puede asegurar que se detecten grietas más cortas que el tamaño mínimo.

La vida residual y la vida útil están determinadas por el punto de falla, que es aquel en que el tamaño de defecto provoca una resistencia residual igual al nivel de carga anormal de servicio, haciendo que la fractura sea inminente.

CAPITULO 4

ESQUEMA PARA EL CONTROL DE INTEGRIDAD DE UN POLIDUCTO

4.1 ADMINISTRACION DE INTEGRIDAD DE POLIDUCTOS

El mantenimiento convencional de poliductos se lo realiza aplicando las tres fases del mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo.

4.1.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Las actividades predictivas proporcionan información de las condiciones físicas de los poliductos por medio de ensayos no destructivos.

4.1.1.1 INSPECCION DIRECTA

Tabla 4.1 Tipos de inspección directa

TIPOS DE INSPECCION DIRECTA	
INSPECCIÓN VISUAL	Los defectos detectables por Inspección Visual incluyen: picaduras, abolladuras, entallas, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportaría, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras
LÍQUIDOS PENETRANTES	Permite detectar ubicar y dimensionar discontinuidades superficiales en conexiones de accesorios y juntas soldadas de tuberías, como poros, picaduras y en tallas agudas. El líquido revelador es un polvo en suspensión que se aplica con aerosol en forma de rocío formando una
PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	Aplica a todos los materiales ferrosos, excepto los aceros austeníticos (acero comercial). Primeramente, el área a examinarse es magnetizada y a continuación se aplican partículas ferromagnéticas finamente divididas. Durante el desarrollo normal del examen, estas partículas se acercan a
ULTRASONIDO	Permite detectar y dimensionar discontinuidades internas de carácter planar que presenten un área lo suficientemente grande para producir la reflexión de un haz ultrasónico introducido en forma perpendicular (haz recto) u oblicua (haz angular) a la pared del componente. También permite
RADIOGRAFÍA	Este método aprovecha la facilidad con que los rayos X o gama pueden penetrar materiales opacos. Si existe una falla, esta aparece más clara en
EMISIÓN ACÚSTICA	Es una técnica dinámica; esto significa que detecta la actividad de un defecto bajo la acción de una carga, presión o esfuerzo. Su principio es el siguiente: al activarse un defecto, se producen vibraciones mecánicas elásticas, o sea ondas acústicas, en el material, las cuales son detectadas

ELABORADO POR: María Belén Terán Estrella

Con la finalidad de localizar y dimensionar los defectos en un ducto para evaluar el riesgo de falla y poder determinar el tipo de reparación, se requiere de inspecciones no destructivas, siendo las recomendadas como observamos en la Tabla 4.1.

4.2 MATRIZ DE RIESGOS

Para priorizar y gestionar los esfuerzos de un programa de inspección del poliducto "AB" se realizara mediante una Matriz de Riesgos basada en la norma API 581. Es de mucha importancia realizar una matriz de riesgos para definir los tramos que tienen más consecuencia a tener fallas, ya sean estos por causas naturales, del medio ambiente que le rodea, de fábrica, sector por donde pasa el poliducto.

Esta matriz de riesgos nos ayudará a clasificar y definir los problemas más importantes que se tiene a lo largo del derecho de vía. Al pasar un poliducto tanto por comunidades, ciudades, ríos, montañas; tenemos un riesgo muy grande en cuanto a contaminación y daños a zonas pobladas tanto material como físico a las personas, que afectaran a la misión y visión de la empresa operadora según sea el caso.

Los objetos, instrumentos, instalaciones, medio ambiente, sociedad, son los factores de riesgos que pueden producir lesiones en las personas, daños en las instalaciones, en el derecho de vía, materiales y procesos.

El riesgo es el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla en un periodo de tiempo y la consecuencia que la misma puede ocasionar al entorno que rodea la misma.

El riesgo se puede definir como se define en la Ecuación 4.1:

$$Riesgo = Probabilidad_{De\ falla} \times Consecuencia_{De\ falla}$$

Ecu. 4.1

En un sistema de transporte de Hidrocarburos, para cuantificar el riesgo en ella se debe seguir un procedimiento como se indica en los pasos siguientes:

1. Planificar la evaluación de riesgos.
2. Analizar los peligros y posibles zonas de derrame.
3. Analizar las consecuencias.
4. Caracterizar el riesgo (Dar un valor al riesgo).
5. Administración del riesgo. Minimizar los riesgos y sus probabilidades.

4.2.1 PROBABILIDAD DE FALLA

Guiandonos en la norma API-580 Risk Based Inspection podemos definir como caso de ejemplo la probabilidad de falla la Ecuación 4.2.

$$Pb_{falla} = f_F(Cond_{act} + E_{insp} + f_P + R_r)$$

Ecu. 4.2

Donde asumimos,

Pb_{falla} = Probabilidad de falla ponderada a un valor máximo de 100

f_F = Frecuencia de fallas en un periodo determinado (historico estructural)

- | | | |
|---------|-------------|---|
| • Alta | > 3 por año | 5 |
| • Media | 1-3 por año | 3 |
| • Baja | 0-1 por año | 1 |

$Cond_{act}$ = Condición actual de la tubería, en función de los resultados de la inspección instrumentada y la probabilidad de sitios con corrosión interior por construcción.

$$Cond_{act} = Corr_{act} + Pb_{corr.int}$$

Donde:

$Corr_{act}$ = Estado de corrosión actual, relación de número de anomalías por longitud inspeccionada. Y velocidad de corrosión.

$$Corr_{act} = \frac{C_{insp} + V_{corr}}{2}$$

Estado corrosión por inspección:

- Grave 3
- Moderado 2
- Bajo 1

Velocidad de corrosión:

- Grave 3
- Moderado 2
- Bajo 1

$Pb_{corr.int}$ = Probabilidad de corrosión interior por a+ángulo de inclinación.

- Alta $\geq +2.5^\circ$ 2
- Baja $< +2.5^\circ$ 1

E_{insp} = Probabilidad de incidencia por la eficacia de la inspección.

- Recorrido – inspección visual 5
- Inspección ECDA mediante END 3
- Inspección interna instrumentada 1

f_p = Frecuencia de paros de bombeo.

- Semanal / quincenal 5
- Mensual 3
- Anual 1

R_r = Reparaciones recurrentes. Tomando en cuenta antecedentes históricos, necesidad de reparación, conforme al análisis de integridad (PMOP o ASME B31G).

- Muy alta Necesidad inmediata + Ant. Hist. Combinados 5
- Media-alta Necesidad inmediata/inmediata+ Ant. Hist. 4
- Media Necesidad cercana + Ant. Hist. 3
- Media-baja Necesidad cercana 2
- Baja Necesidad no inmediata 1

4.2.2 CONSECUENCIA DE FALLA

Con la Norma API-580 se puede definir las consecuencias de falla como:

$$C_{qfalla} = (M_f \cdot P_p \cdot F_p) + (D_{expt-f} \cdot L_c) + T_x + (E_{fproc} \cdot t_{rep}) + A_{pa} + I_{so}$$

Donde:

C_{qfalla} = consecuencia de la falla ponderada a un valor mínimo de 150.

M_f = Modo de falla con respecto al mecanismo de daño

- Rotura 5
- Fuga 3
- Goteo 1

P_p = Pérdida de producto, en costo relativo.

- Alta Pérdidas para la empresa 4
- Media Costos representativos 3
- Baja Costos infimos 2

F_p = Factor de presión. En función de la Presión segura de operación.

- Alto Sobrepasa los límites de operación segura 5
- Medio Cercano a límites de operación segura 3
- Bajo Mantiene límites de operación segura 1

D_{expt-f} = Potencial de daño por explosión o fuego.

- Explotar súbitamente (debajo de 25°C) 5
- Explotaren caso de choque o calentamiento 4
- Inestable en caso de camio químico violento (menos de 93°C) 3
- Inestable en caso de calentamiento (Más de 93°C) 2
- Estable 0

T_x = Toxicidad del producto, con respecto al riesgo a la salud.

- Mortal 5

- Muy peligroso 3
- Peligroso 1
- Sin riesgo 0

L_c = Localización de clase del componente.

- Clase 4 4
- Clase 3 3
- Clase 2 2
- Clase 1 1

E_{fproc} = Efecto de falla en el proceso. Considera el impacto operacional en las operaciones y producción, y el costo que amerita el mismo.

- Parada inmediata de bombeo y producción 5
- Parada parcial e influye en otros equipos 4
- Impacta en niveles de producción / calidad 3
- Implica en costos operacionales adicionales 2
- Ningún efecto 1

t_{rep} = Tiempo de reparación de la falla.

- Alto Repuestos y equipo especia, lejanía al punto 5
- Medio Requiere preparación y tiempo de traslado 3
- Bajo Cercanía logística y método simple 1

A_{pa} = Amenaza a las personas y el medio ambiente.

- Afecta a la seguridad humana y ambiental 5
- Afecta instalaciones (Daños severos) 4

- Daños menores 3
- Daños reparables 2
- Molestías mínimas a instalaciones o medio ambiente 1

I_{so} = Ingeniería de Seguridad Operativa (Equipos de seguridad y monitoreo)

- Alta Equipo y personal especializado 5
- Media Equipos no especializados 3
- Baja Mantenimiento equipos existentes 1

4.3 MATRIZ SEMI-CUANTITATIVA

Con los factores de probabilidad y consecuencia de fallas se aplicara en cada punto identificado del Poliducto, y los resultados realizados de esta se obtiene la Matriz semi-cuantitativa de Riesgo del ducto como observamos en la siguiente Tabla 4.2.

Según los datos obtenidos en nuestra tabla podemos dividir en tres tramos según su criticidad. Del tramo 0+000 hasta 134+579 de criticidad alta, de 143+900 hasta 275+465 de criticidad media y de 278+651 hasta 304+815 de criticidad baja.

Siendo el tramo de criticidad alta el de mayor prioridad y riesgo para mantenimiento y cambio de trato de ser necesario. Ya que en esta zona se obtuvieron los mayores puntajes por ser la zona más sensible para datos a tubería con al medio que lo rodea.

Estos datos nos muestran las prioridades de riesgo que se tienen en ciertos tramos de tubería, para así realizar su reparación y prevención en los sectores de alta consecuencia.

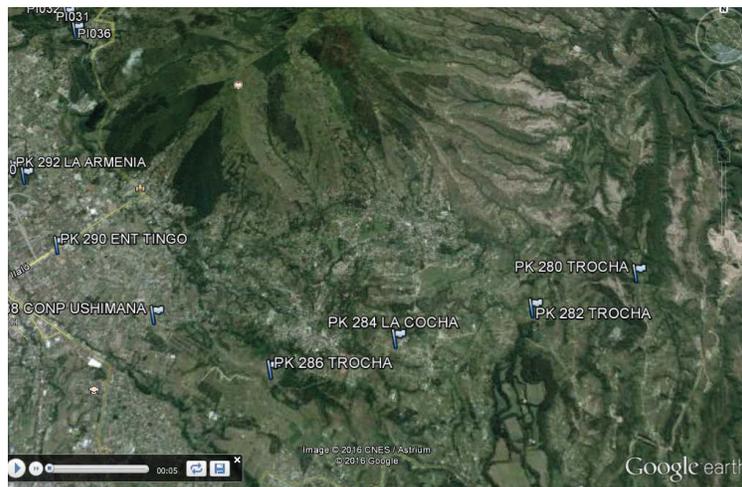
Tabla 4.2 Matriz semi-cuantitativa de Riesgo del ducto

ABCISA	KM	ALT msnm	Prof. falla (%)	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA												RIESGO	CRITICIDAD	COORD. EN MATRIZ
				FRECUE NCIA FALLAS	CONDICI ÓN ACTUAL	EFICACI A INSPECC IÓN	FRECUE NCIA PARAD AS OPERATI VAS	REPARA CIONES RECUR RENTES	PROBABILI DAD DE FALLA	MODO DE FALLA	PÉRDIDA DE PRODUCTO	FACTOR DE PRESIÓN	POTENCIAL DAÑO POR EXPLOSI ÓN/FUE GO	TOXICID AD PRODU CTO	EFFECTO DE FALLA EN PROCESO	LOCALIZ ACIÓN COMPONE NTE	TIEMPO DE REPARA CIÓN DE FALLA	AMENA ZA A PERSONA S/A MBIENTE	INGENI ERÍA DE SEGURI DAD OPERATI VA	CONSECU ENCIA DE FALLA				
0+000	0,0	263	0	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
11+500	11.5	268	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
22+747	24,0	70	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
37+100	36.7	297	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
37+300	37.4	298	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
50+577	50.6	291	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
51+268	51.3	307	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
65+000	65,0	331	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
77+334	77.3	353	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
100+200	100.2	425	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
104+446	104.4	429	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
104+842	104.8	429	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
121+878	121.9	1016	10	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
121+961	122,0	1015	1,51	5	5	1	3	5	70	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	8820	E4	ALTO	
134+579	134.6	1389	10	5	5	1	3	1	50	4	5	5	0	2	5	3	3	4	5	126	6300	E3	ALTO	
143+900	143.9	1650	10	3	3	1	3	4	33	3	5	5	0	2	5	3	3	4	5	101	3333	D2	MEDIO	
150+131	150.1	1214	10	3	3	1	2	4	30	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3480	D2	MEDIO	
151+000	153,0	1361	10	3	3	1	2	4	30	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3480	D2	MEDIO	
153+000	168.2	1308	10	4	3	1	2	4	40	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	4640	D2	MEDIO	
168+201	168.6	1320	10	3	4	1	2	4	33	4	5	5	0	2	5	2	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO	
168+595	182.5	1923	10	3	4	1	2	4	33	4	5	5	0	2	5	1	1	4	5	116	3828	D2	MEDIO	
182+544	186.5	1498	10	3	4	1	2	1	24	4	5	5	0	2	5	3	1	4	5	116	2784	D2	MEDIO	
186+537	186.7	1514	10	3	3	1	2	4	30	3	5	5	0	2	5	3	1	4	5	91	2730	D2	MEDIO	
186+743	195.6	1600	50	5	3	1	2	1	35	3	5	6	0	2	5	3	1	4	5	106	3710	D2	MEDIO	
195+600	207.6	1790	10	3	2	1	2	1	18	3	5	5	0	2	5	3	1	4	5	91	1638	D1	MEDIO	
207+611	207.8	1827	10	3	2	1	2	1	18	3	5	5	0	2	5	3	1	4	5	91	1638	D1	MEDIO	
207+776	222.5	2130	30	3	2	1	2	4	27	3	5	5	0	2	5	2	1	4	5	91	2457	D2	MEDIO	
222+500	222.6	2081	20	3	2	1	2	4	27	3	5	5	0	2	5	3	1	4	5	91	2457	D2	MEDIO	
222+600	228,0	2372	20	3	4	1	2	4	33	5	5	5	0	2	5	3	1	4	5	141	4653	E2	MEDIO-ALT	
228+000	229.1	2335	50	3	5	1	2	1	27	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2052	C2	MEDIO	
229+100	242.1	2891	10	5	3	1	2	1	35	4	5	3	0	2	5	1	1	4	5	76	2660	C2	MEDIO	
242+137	242.4	2903	20	3	3	1	2	4	30	3	5	5	0	2	5	2	1	4	5	91	2730	D2	MEDIO	
242+432	248.9	3310	20	5	5	1	2	5	65	5	5	3	0	2	5	1	1	4	5	91	5915	D4	MEDIO-ALT	
248+937	256.6	4044	3,02	5	5	1	2	5	65	5	5	3	0	2	5	1	1	4	5	91	5915	D4	MEDIO-ALT	
256+620	266,0	3503	2,42	5	5	1	2	5	65	5	5	1	0	2	5	1	1	4	5	41	2665	B4	MEDIO	
265+976	267.5	3799	10	5	5	1	2	5	65	5	5	3	0	2	5	1	1	4	5	91	5915	D4	MEDIO-ALT	
267+457	275.5	2827	10	5	5	1	2	5	65	5	5	3	0	2	5	1	1	4	5	91	5915	D4	MEDIO-ALT	
275+465	275.8	2682	10	5	5	1	2	5	65	5	5	1	0	2	5	1	1	4	5	41	2665	B4	MEDIO	
278+651	278.7	2676	2,42	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	3	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
279+200	279.2	2672	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
287+650	287.7	2527	20	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
291+784	291.8	2472	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
292+094	292.1	2458	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
293+000	293,0	2513	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
295+000	295,0	2614	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
299+461	299.5	3170	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
304+600	304.6	2949	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	
304+815	304.8	2969	10	1	1	1	1	1	4	3	5	1	0	2	5	1	3	4	5	41	164	B1	BAJO	

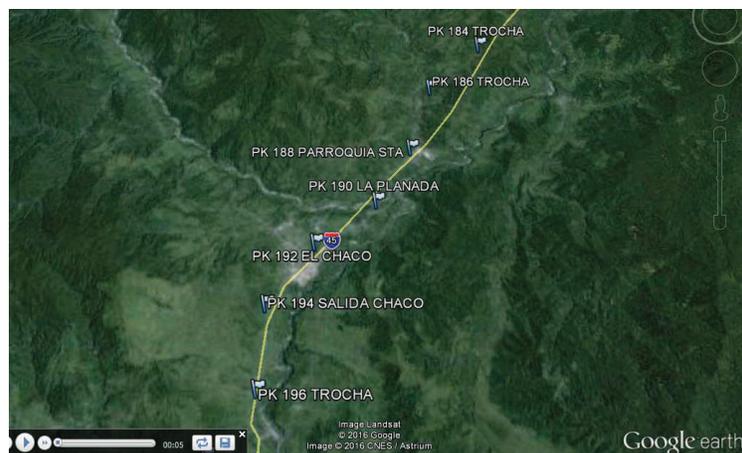
ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

El tramo en el cual tiene mayor riesgo ya que pasa por zonas pobladas, ríos y volcanes, dando como resultado mayor riesgo de daño. Como se puede indicar en el Gráfico 4.1

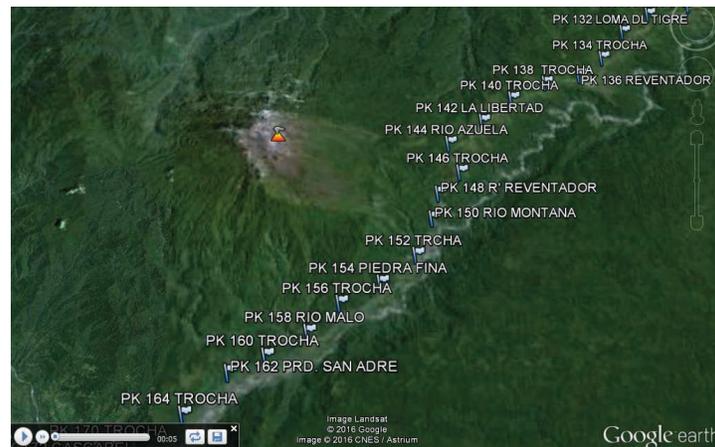
Gráfico 4.1 Poliducto en áreas sensibles



Paso por zonas pobladas.



Paso por ríos.



Paso cerca a volcán

Elaborado por: María Belén Terán Estrella

Fuente: Google Earth

4.4 ANÁLISIS DE RIESGOS

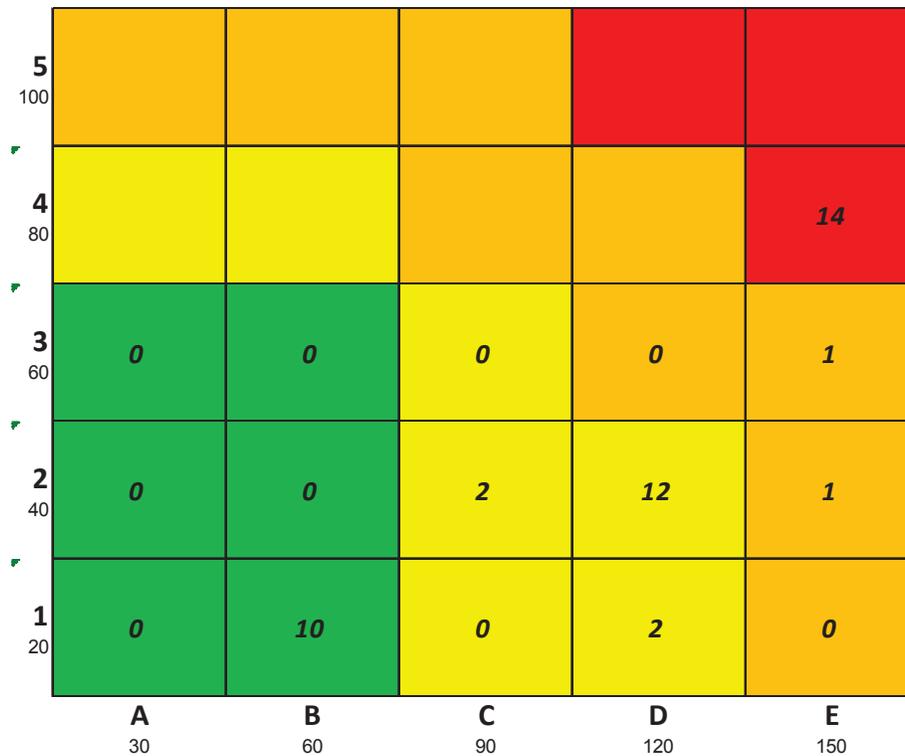
La Matriz Semi-cuantitativa de Riesgos en un Poliducto toma en cuenta la probabilidad de ocurrencia de una falla así como consecuencias de la misma, calculando su riesgo en cada punto analizado.

Con estos datos se puede realizar una Matriz de criticidad, donde en el eje vertical esta la Probabilidad de falla y en el eje horizontal Consecuencia de falla, esta matriz aplicada con los datos del poliducto “AB” nos permite sacra una matriz de criticidad.

El Gráfico 4.2 es un ejemplo de Matriz de Riesgos obtenida de los datos analizados, la cual nos permite visualizar las fallas y consecuencias más graves a las de menor consecuencia. Por lo que con esto podemos priorizar las reparaciones y los futuros mantenimientos para las mismas. Esta matriz nos ayuda a tener una percepción rápida del nivel de riesgo que se tiene en el

poliducto. Estos rangos que nos permiten priorizar están establecidos en la norma API 580. Bajo (verde), Medio (Amarillo), Medio-alto (naranja) y Alto (rojo)

Gráfico 4.2 Matriz de Criticidad

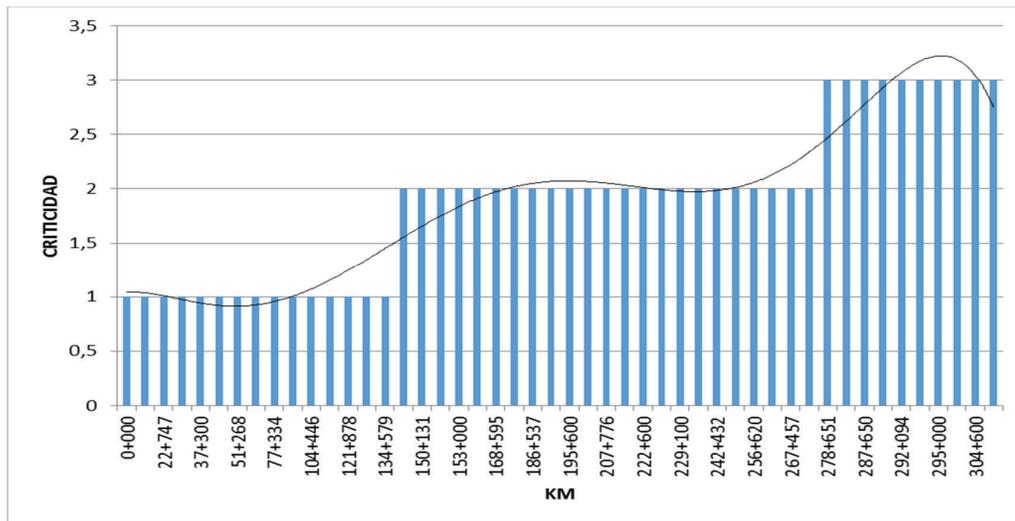


REALIZADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

El Gráfico 4.3 indica zonas de alto impacto, y más propensas a fallas, dependiendo su localización y a los factores que se encuentran expuestos.

En nuestro Poliducto de prueba obtenemos tres sectores específicos de bajo, medio y alta criticidad, con lo cual podemos realizar sectorización por prioridad para programar trabajos que permitan una vida útil de la tubería más larga.

4.3 Gráfico de Criticidad de Riesgo



ELABORADO POR: MARÍA BELÉN TERÁN ESTRELLA

4.5 PLAN DE ADMINISTRACION DE INTEGRIDAD DE POLIDUCTOS

Un poliducto es considerado seguro cuando puede mantener el contenido dentro del mismo durante el periodo de vida para el que fue construido.

Para garantizar la seguridad en el transporte se debe realizar mantenimientos preventivos y correctivos desde la construcción y durante la operación siendo éstos los siguientes:

- Protección mecánica exterior.
- Protección catódica.
- Reparaciones programadas
- Reparaciones emergentes

4.5.1 PROTECCIÓN MECÁNICA EXTERIOR.

La protección mecánica exterior en un poliducto tiene gran importancia en el estudio de integridad, ya que las paredes externas están expuestas al medio ambiente que las rodea o simplemente al aire libre, y suele ser la principal fuente de corrosión que exista en estos medios, por consiguiente, estas paredes tienen que aislarse por medio de protecciones anticorrosivas que eviten que dañen prematuramente las paredes externas del ducto; ya que de manera que si llegase a presentarse la corrosión en las paredes externas puede llegar a traspasar hasta las paredes internas también.

Existe una gran variedad de recubrimientos anticorrosivos, el más importante es el que se ha desarrollado para tuberías y otras estructuras susceptibles de ser protegidas catódicamente, y que además han encontrado aplicación en las diferentes industrias. A continuación se describen los sistemas más comunes.

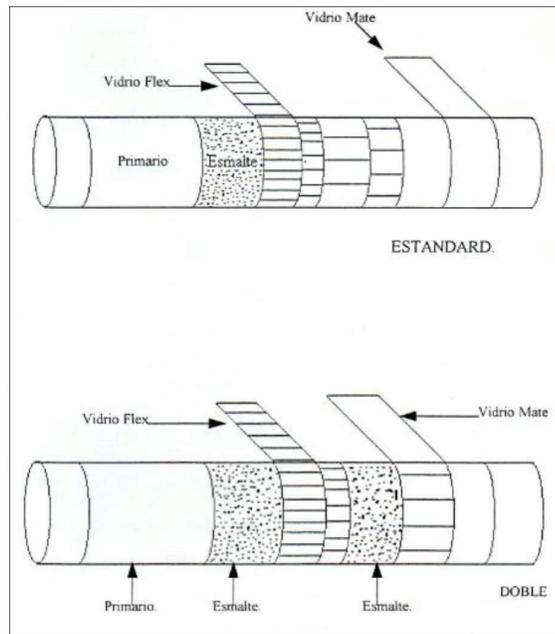
Sistema primario, esmalte, enrollado (simple o doble).

Este sistema se usa ampliamente para recubrir tuberías enterradas, consiste en la aplicación, previa a la limpieza de la tubería, de una pintura base la cual se aplica en forma de película con un espesor aproximado de 0.076mm.

La temperatura del esmalte debe ser tal que permita su aplicación en forma de película continua a un espesor mínimo de 2.462mm., una vez que haya sido reforzado con una capa de fibra de vidrio, por lo general la temperatura está comprendida entre 200 y 240°C.

En el Gráfico 4.4 se muestra un sistema de recubrimiento estándar y un doble para tuberías.

Gráfico 4.4 Sistema de recubrimiento estándar y un doble para tuberías



FUENTE: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/ARCHIVOS/estudios/EIAS%20-%20hidrocarburos/EIA-SD/EIASD-%20PETROPERU-%20TALARA/Manuales>

Sistema Epoxi.

Este sistema se usa en casi todos los tanques de almacenamiento y de deshidratación de petróleo crudo. El sistema consiste en la aplicación, previa limpieza de las superficies metálicas, de 2 capas de recubrimiento epóxico modificado con alquitrán de hulla, a un espesor final de película seca de 0.812mm. (0.032”) mínimo.

Recubrimiento de uso específico:

Cubiertas de alquitrán de hulla y asfaltos.- Sistema constituido por primario, esmalte y refuerzo de fibra, resiste al ataque químico de ácidos y

álcalis, es impermeable y tiene compatibilidad con los sistemas de protección catódica.

Polietileno.- Se emplea en forma de cinta o extruido, formando una barrera entre el medio y la estructura pero tiene poca resistencia al impacto. En la actualidad no se cuenta con un revestimiento a largo plazo, por lo que su uso es restringido.

Cloruro de polivinilo.- Resiste soluciones concentradas de sales y álcalis a temperaturas hasta de 110°C, ácidos concentrados y no es tóxico.

Fenólicos.- Recubrimientos duros, brillantes y muy adherentes, su resistencia a solventes, medios ácidos y alcalinos es moderada, no se recomienda para inmersión continua. Pueden combinarse con resinas epóxicas para mejorar sus características de resistencia química.

Recubrimientos epóxicos en polvo.- Se aplican sobre la superficie metálica a temperatura de fusión del recubrimiento. Empiezan a tener aplicación en exteriores de tuberías enterradas que transportan fluidos, sobre todo los que tienen temperaturas superiores a los 80°C, son compatibles con sistemas de protección catódica y presentan mejor protección anticorrosiva que los epóxicos convencionales. Requieren de equipo especial, tanto para la aplicación como para el curado, ya que necesita temperaturas superiores a los 200°C, por lo que solo pueden aplicarse en planta.

Estos son algunos de entre tantos tipos de recubrimientos anticorrosivos que nos permiten combatir la corrosión mediante su aplicación en polductos que transportan hidrocarburos. Recordando que la aplicación de dichos recubrimientos lleva una técnica previa específica que nos garantizará una buena y segura protección contra este fenómeno.

4.5.2 PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica se puede definir como una técnica que detiene o reduce la corrosión de un metal en contacto con un electrolito, haciendo que todo el metal se comporte como un cátodo.

La protección catódica, tiene su base en el hecho de que la corrosión de los metales en presencia de un electrolito es de naturaleza electroquímica, esto es, que las estructuras metálicas enterradas se corroen por las pilas locales que hay sobre su superficie. Estas pilas están constituidas por áreas anódicas donde tiene lugar la disolución del metal y áreas catódicas, donde ocurre la reducción de algún constituyente del electrolito. Las dos reacciones se efectúan en la interface metal solución, con la siguiente transferencia de electrones a través del metal y de iones a través de la solución.

Por lo anterior, es fácil comprender que cuando toda la superficie de una estructura metálica forma un cátodo, no se corroe mientras se mantenga en esa condición.

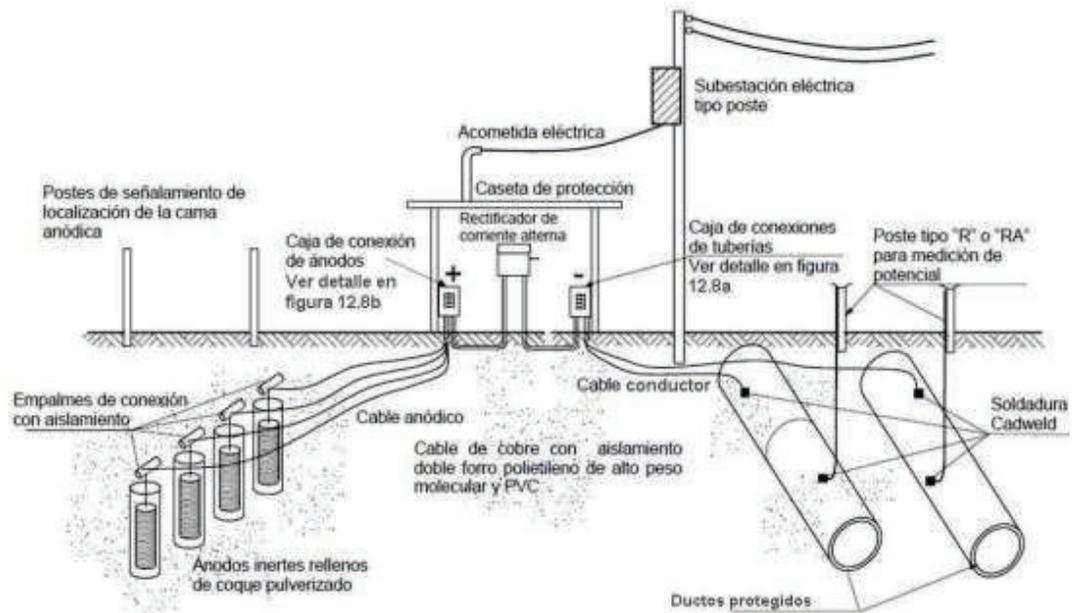
Para obtener una protección catódica completa de una estructura metálica, su potencial debe ser igual o menor que el potencial en circuito abierto del punto más anódico.

La corriente necesaria para establecer un sistema de protección catódica, puede obtenerse formando una pila eléctrica espontánea, usando ánodos de metales más activos o bien, mediante la impresión de corriente eléctrica por medio de una fuente de energía.

En el primer caso la protección catódica recibe el nombre de protección catódica con ánodos de sacrificio o galvánicos (Ver Gráfico 4.6), mientras

que en el segundo caso, se le da el nombre de protección catódica a base de corriente impresa (Ver Gráfico 4.5).

Gráfico 4.5 Protección catódica con corriente impresa



FUENTE: Norma PEMEX-047; Pág. 61

4.5.3 REPARACIONES EN LA TUBERIA

En este ítem se procederá a dar una breve explicación de los mantenimientos que se deben realizar en un Poliducto.

4.5.3.1 REPARACIONES PROGRAMADAS

Las razones más importantes para tomar la decisión en la planificación para las reparaciones programadas se las especifica en la Tabla 4.3.

Tabla4.3 Razones para planificación de reparación programada

RAZONES PARA PLANIFICACION DE REPARACION PROGRAMADA	
POR LA NATURALEZA QUE LA RODEA	1. Línea que cruza subterráneamente por debajo de ríos y riachuelos, los cuales en épocas invernales tienen altas crecidas y socavan rápidamente su cauce.
	2. Línea que cruza zonas de fallas geológicas en la que los asentamientos, deslizamientos y desplazamientos de grandes masas de suelo, le asientan o le desplazan a la tubería, la cual se tensiona.
	3. Acción de derrumbos y deslaves, especialmente en épocas de invierno, los cuales bajan violentamente con rocas, piedras y troncos y le golpean directamente a la línea aérea y/o le desplazan; produciéndole hendiduras, doblamientos o quedan rocas de gran magnitud, hincándole a la línea.
	4. Por corrosión de la tubería de la línea en sitios puntuales, por acción directa de la humedad, el agua u otras tuberías (OCP, SOTE, entre otras) muy cercanas a la línea del mayor diámetro, las cuales generan un campo magnético que acelera la corrosión.
	5. Por posibles erupciones de volcánes cercanos.
POR POBLACIONES CERCANAS	1. Para dar paso al progreso de los pueblos amazónicos, por las que cruza la línea del poliducto, construcción de calles y alcantarillados y potabilización.
	2. Cuando se ha golpeado la línea del poliducto las diferentes compañías petroleras o constructoras de la troncal amazónica

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN ESTRELLA

FUENTE:http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_6.htm

La mayoría de trabajos de reparación programada, son detectados en las inspecciones in situ. Las principales alternativas de reparación se describen en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Principales alternativas de Reparación

PRINCIPALES ALTERNATIVAS DE REPARACION	
CAUSA	REPARACION
Por inestabilidad geológica.	Estudio geológico y geotécnico del sector afectado. Realización de obras de drenaje. Ubicarlo a la línea aérea sobre marcos H (nuevos o reubicados) o sobre pie de amigo. Cambiar el tramo que esté demasiado tensionado.
Por porosidades, hendiduras, hincamientos, corrosión.	Dependiendo del daño se puede realizar lo siguiente: 1.- Pasteado de suelda en frío, que podría ser Belsona molecular o Metaltek (cumpliendo las especificaciones técnicas que viene en cada producto). 2.- Ubicar full-raps (encamisados) que son de dos tipos: a) Soldado b) Empernado 3.- Recubrimiento con polyken y tapado de la línea subterránea con saquillos de arena fina y posteriormente suelo natural.
Fisuras, doblamientos y hendiduras profundas	Cambio del tramo de la línea afectada. En cruces de carreteras, proteger a la línea con kassingns (protecciones de tubería de mayor diámetro) y a los lados del cruce ubicar ventilas (aireadores verticales, según normas).
Variantes de línea	La línea tomará otra dirección diferente a la que está siguiendo originalmente, para evitar el paso por sectores inestables, peligrosos, pueblos en crecimiento, obras de infraestructura en general y así ayudar a los pueblos en su crecimiento u optimizar la seguridad al tomar la nueva ruta, para lo cual se deberá construir una nueva variante.
Puentes elevados	Son variantes aéreas o pasos elevados de línea, soportados sobre torres y asegurados por cimientos de anclaje, cables y tensores; para poder cruzar ríos y quebradas.
Instalación de válvulas de control	Aumentar estratégicamente en ciertos sectores, algunos accesorios de control (válvula de bloqueo o compuerta de 6" y 4" ANSI 900, check o automáticas de 4" y 6" ANSI 900 y alivio o venteo de 4" y 6") para seccionar y optimizar de mejor manera las reparaciones programadas y especialmente las reparaciones emergentes, para aliviar el tramo que se debe reparar. Además para controlar y proteger que no se contaminen los ríos, pantanos, lagunas y el medio ambiente.

ELABORADO POR: MARIA BELEN TERAN

ESTRELLAFUENTE: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_6.htm

4.5.3.2 REPARACIONES EMERGENTES

Las reparaciones más comunes son los siguientes casos.

POR PERFORACIONES CLANDESTINAS

Las evidencias de las perforaciones clandestinas son las siguientes: tanqueros, bidones de 55 galones vacíos y llenos de combustible robado, mangueras, acoples, abrazaderas, válvulas de cierre rápido, hot tapping artesanales, llaves universales, bombas de achique, piscinas de contaminados, tubería de alta presión de 1 ½" y 2", etc.

Se toma muy en cuenta que nuestra zona de trabajo es la zona petrolera Ecuatoriana colindante a la área petrolera Colombiana y a la narco-guerrilla, por lo que deben existir bandas binacionales con personas especializadas que conoce de la fabricación artesanal de piezas e instrumentos utilizados en estos ilícitos y la forma de perforar la línea a las grandes presiones en las que opera éste Poliducto , cuyo peligro aumenta porque bombea GLP (Gas Licuado de Petróleo) en mayor cantidad que los otros derivados.

Estas perforaciones clandestinas subterráneas por lo regular se han realizado en los siguientes lugares:

- Debajo de pequeños riachuelos que cruzan sobre la línea del poliducto, por la facilidad de desviarlo y realizar la perforación, para luego dejarlo en su forma original.
- En los patios o en las proximidades de las casas de los colindantes a la línea.
- En bayonetas de entrada y salida de los cerramientos que protegen a las válvulas de control o en las bayonetas de cambio de línea subterránea a línea aérea.

- En válvulas de alivio que están dentro de los cerramientos, de los sectores desolados indicados anteriormente, seguridades que han sido violentadas (candados y cordones de suelda de gorroplas y tapones).

Gráfico 4.7 Ejemplo de Perforaciones Clandestinas



FUENTE: http://intoleranciadiario.com/detalle_noticia/112992/ciudad/ya-son-15-tomas-clandestinas-de-ductos-pemex-que-localizan-en-la-capital

POR DESASTRES NATURALES (DESLAVES O DERRUMBOS)

Gráfico 4.8 Ejemplo de Deslaves



FUENTE: http://intoleranciadiario.com/detalle_noticia/112992/ciudad/ya-son-15-tomas-clandestinas-de-ductos-pemex-que-localizan-en-la-capital

En épocas de invierno, las intensas lluvias debilitan los suelos de las altas laderas, que en varias zonas están desprotegidas de los árboles, cuyas

ramas cubren al suelo y disminuyen el torrente de la lluvia y las raíces afirman y ayudan a la resistencia del suelo, árboles maderables que han sido talados indiscriminadamente; produciéndose el aflojamiento y desplazamiento de grandes masas de suelo, ocasionando deslaves y afectando al poliducto que para por la zona afectada, como se observa en el Gráfico 4.8.

POR GOLPES OCASIONADOS POR VEHÍCULOS O MAQUINARIA PESADA

Vehículos que transitan y se desviaron de la vía impactándose en la línea del poliducto, produciendo su rotura, o maquinaria pesada de las Compañías petroleras, Compañías Constructoras de la troncal amazónica o de los Municipios, que realizan trabajos sobre la línea del Poliducto, detectado por la baja de presión en el registro de Operaciones de la Estación más cercana.

Gráfico 4.9 Ejemplo de Golpes ocasionados por vehículos



FUENTE: http://intoleranciadiario.com/detalle_noticia/112992/ciudad/ya-son-15-tomas-clandestinas-de-ductos-pemex-que-localizan-en-la-capital

POR CRECIDAS VIOLENTAS DE LOS RÍOS

Especialmente en lo inviernos rigurosos que ocurren el Oriente), se producen las altas crecidas de los ríos, los cuales bajan a gran velocidad

por pendientes muy pronunciadas, ocasionando que su cauce rompa el cruce subterráneo de la línea, produciéndose la fuga y contaminación del río, lo cual es detectado por la baja de presión en Operaciones de la Estación más cercana.

Gráfico 4.10 Ejemplo de Crecida de Ríos



FUENTE: http://intoleranciadiario.com/detalle_noticia/112992/ciudad/ya-son-15-tomas-clandestinas-de-ductos-pemex-que-localizan-en-la-capital

POR ERUPCIONES VOLCÁNICAS

Los ríos que nacen de los deshielos de volcanes aledaños, tiene crecidas muy altas en los días de erupción, para lo cual se refuerzan los cruces de la línea con dichos ríos, con bóvedas de hormigón armado, pantallas subterráneas y enrocados.

Pero en épocas de invierno los ríos crecen fuertemente y se producen avalanchas que atacan a las líneas subterráneas del Poliducto, a más de socavar profundamente sus cauces y romper la línea, se desbordan, aumentando el problema de reparación. Agravándose el problema del poliducto, por el transporte de GLP.

Las reparaciones más comunes en estos casos son:

- Ubicación de 2 teas en las válvulas de alivio, para que quemen el GLP y así evacuar la línea, a pesar de que el GLP se fugaba por la rotura.
- Desplazar la orilla del río (desvío) a base de ubicar grandes enrocados que protejan al personal de la acción del río.
- Perforaron la bóveda de hormigón armado que protegía a la tubería de la línea, a base del taladro hidroneumático adaptado al brazo de la retroexcavadora, ya que al finalizar dicha bóveda se había producido las roturas de la línea.
- Soldada de una lingada (nuevo tramo de tubería) que reemplazaría al tramo fracturado.
- Corte del tramo fracturado y empate del nuevo tramo, previo comprobar de que la línea estaba vacía.
- Radiografiado de las sueldas realizadas.

Gráfico 4.11 Ejemplo de daño por erupción volcánica



FUENTE: http://intoleranciadiario.com/detalle_noticia/112992/ciudad/ya-son-15-tomas-clandestinas-de-ductos-pemex-que-localizan-en-la-capital

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Es muy importante tener la información geografía del poliducto: vías, ríos, poblados, volcanes por donde pasa para poder realizar las inspecciones necesarias en estos tramos de alto riesgo, con la finalidad de tener la mayor información para proteger el derecho de vía.
- ✓ Las herramientas de inspección inteligente son muy necesarias para poder tener información del espesor y estado interno del poliducto de una manera más confiable y datos más certeros.
- ✓ Un manual nos ayuda a seguir las indicaciones y obtener datos de real importancia para un buen análisis de integridad; dando como resultado un plan de mantenimiento estratégico en zonas de alto riesgo para evitar daños en la tubería.
- ✓ Una matriz de riesgos nos ayuda a organizar y tener en prioridades las zonas de alto riesgo de las de medio y menor. Para optimizar recursos de mantenimiento preventivo a la línea.
- ✓ Para que la vida útil de la línea sea lo más extendido se debe realizar inspecciones externas e internas periódicamente a todo el derecho de vía, poniendo en énfasis las zonas de alto riesgo. Adicional tener un plan de mantenimiento de las mismas.
- ✓ Una empresa petrolera trata de invertir menos y tener más ganancia, y esto a su vez, representa la optimización de sus recursos, bienes y

servicios que ésta ofrece. Dando lugar a que se trata de dar mantenimiento a todo por mayor tiempo posible por menos costo para evitar la necesidad de un gasto pero como todo en la naturaleza tiene un tiempo de vida determinado, el cual es un fenómeno natural llamado desgaste.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Al ser un tema tan amplio y de alta importancia se debe realizar las inspecciones y remediaciones a los daños por secciones primero mecánicas, después socio-ambientales. Para así profundizar cada sección y tener un buen plan de mantenimiento.
- ✓ Tener datos anteriores de remediaciones para que sea de ayuda futuro a segmentar las zonas de alto riesgo.
- ✓ Usar programas para recolección y análisis de la información obtenida de las inspecciones. Lo cual nos permitirá tener una mejor organización y perspectiva del daño actual del poliducto.
- ✓ Guiarse en la matriz de riesgos según la prioridad. Esto ayudará a dar mantenimiento de lo más crítico a lo que por un tiempo puede esperar, al igual que realizar los mantenimientos preventivos de las zonas de alto riesgo.
- ✓ Seguir las normas de integridad de tuberías.
- ✓ Mediante el Análisis con la línea Piezométrica y la Matriz de Riesgos coincidimos que el sector con mayor probabilidad de daños es al inicio del Poliducto en prueba, nos muestra tanto internamente como las condiciones que rodean al mismo provocan más daños de deterioro y desgaste, por lo que definido el sector de más riesgos se podrá realizar un plan de prevención y corrección al mismo.
- ✓ El plan de mantenimiento debe ser cumplido cada vez que necesite la línea dependiendo del riesgo. Analizar los resultados de los mismos para ver la funcionalidad de la matriz y el mantenimiento.

- ✓ Se recomienda continuar con el estudio y desarrollo de este proyecto, para una mejor aplicación en la industria para evitar daños en el medio ambiente y reducir costos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Elsevier Ocean Engineering Book Series, Vol. 3 Oxford UK (2001),. “Pipeline Inspection, Maintenance and Repair”.

J.L. González Velázquez. (2001). “Procedimiento de Análisis de Integridad de Ductos para Transporte de Hidrocarburos”, V.2.0-2001.

ASME B31.4 (2006) Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons.

API 1160 (2005) Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. USA, Washington; 2005.

Capurano (2005). Flujo Multifásico. <http://es.scribd.com/doc/46625404/Flujo-Multifasico-en-Tuberias#scribd>

Lolizz Márquez (2013). Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales. <http://es.scribd.com/doc/168478180/Flujo-Multifasico-En-Tuberias-Horizontales#scribd>

Alfredo Cruz (2013). Corrosión y Protección Catódica. <http://es.scribd.com/doc/129297017/Corrosion-Y-Proteccion-Catodica>

ANEXOS

ANEXO N° 01
ESPEORES ACTUALES – HERRAMIENTA MFL

ABCISA	Prof. (mm)	Espesor de Pared (mm)	ESPESOR NOMINAL (plg/mm)		ESPESOR REMANENTE (plg/mm)		Desgaste (%)
0+000	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
11+500	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
22+747	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
37+100	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
37+300	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
50+577	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
51+268	0,1418175	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
65+000	0,1418175	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
77+334	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
100+200	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
104+446	5,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
104+842	14325,00	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
121+878	1,43	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
121+961	1,43	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
134+579	1,91	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
143+900	1,43	4,770	0,250	6,350	0,188	4,770	25
150+131	7,99	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
151+000	7,99	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
153+000	7,99	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
168+201	7,99	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
168+595	7,99	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
182+544	9,00	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
186+537	9,00	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
186+743	5,55	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
195+600	0,2521200	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
207+611	0,1418175	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
207+776	0,1418175	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
222+500	0,1418175	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
222+600	0,1418175	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
228+000	5,00	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
229+100	5,00	5,563	0,250	6,350	0,219	5,563	12
242+137	5,00	4,775	0,250	6,350	0,188	4,775	25
242+432	0,0721025	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
248+937	0,0568225	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
256+620	0,0721025	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
265+976	0,1136450	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
267+457	0,1136450	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
275+465	0,1136450	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
278+651	0,1136450	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
279+200	0,1136450	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
287+650	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
291+784	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
292+094	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
293+000	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
295+000	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
299+461	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
304+600	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0
304+815	0,00	6,350	0,250	6,350	0,250	6,350	0