



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O Q U Í M I C O

PRESENTA:

RAMÍREZ PAULINO JOSÉ ALBERTO

ASESOR DE TESIS:

M. EN I. PABLO EDUARDO VALERO TEJEDA

CIUDAD DE MÉXICO, ABRIL 2017.





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

Agradezco a Dios, por permitirme concluir esta etapa. Por ser mi fortaleza y brindarme felicidad.

A mis padres por su apoyo incondicional todo el momento, y por los valores que me inculcaron, siempre mi ejemplo a seguir.

Gracias a mis hermanos por ser parte esencial en mi vida.

Especial reconocimiento a mi profesora Mayte Chávez, por el ánimo infundido y buenos consejos.

A Petróleos Mexicanos (PEMEX-Logística), destacando la Subgerencia de Mantenimiento a Ductos, al Ingeniero Braulio Hernández, al Ingeniero Álvaro Romero, por darme la oportunidad de aprender cosas nuevas, así como al Ingeniero Max Martiradoni y al Ingeniero Roberto Cruz.

Agradezco profundamente a mi asesor Ing. Pablo Eduardo Valero, por ser parte fundamental para la culminación de este trabajo.

A cada uno de mis sinodales, por su apoyo en este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Estudios Superiores Zaragoza, por la formación académica recibida.

A mis amigos por creer y confiar en mí, por haber hecho la etapa universitaria una de las mejores en mi vida.

"La gratitud, como ciertas flores, no se da en la altura y mejor reverdece en la tierra buena de los humildes."

– José Martí

ÍNDICE

GLOSARIO.....	viii
RESUMEN.....	xii
OBJETIVOS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	xiii
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.....	1
1.1 EL ORIGEN DEL PETRÓLEO.....	1
1.2 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.....	1
1. Densidad API.....	1
2. Contenido en azufre.....	2
3. Intervalo de destilación.....	2
4. Punto de fluidez.....	2
5. Contenido de sedimento y agua.....	2
6. Contenido en sal.....	2
1.3 HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO.....	2
1.4 LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.....	4
1.5 TIPOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.....	5
1.5.1 Gasoductos.....	6
1.5.2 Oleoductos.....	8
1.5.3 Poliductos.....	10
1.6 PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	11
1.7 ESTACIONES DE BOMBEO Y COMPRESIÓN.....	11
1.7.1 Componentes de un sistema de bombeo y compresión.....	11
CAPÍTULO 2.....	13
2. MARCO TEÓRICO.....	13
2.1 DEFINICIÓN DE DUCTO Y SUS COMPONENTES.....	13
2.2 CRITERIOS DE DISEÑO DE DUCTOS.....	13
2.3 REQUISITOS TÉCNICOS PARA DUCTOS TERRESTRES.....	15
1. Tubería.....	15
2. Presión.....	15
3. Cargas.....	17
4. Efectos de incremento de expansión del fluido.....	17
5. Interacción suelo-tubería.....	17
6. Consideraciones para el cálculo de esfuerzos.....	17
7. Espesor mínimo requerido.....	17
8. Estabilidad.....	18
9. Conexiones a ramal.....	18
10. Corrosión.....	19
11. Derecho de vía.....	19
12. Enterrado para ducto.....	20
13. Válvulas de seccionamiento.....	20
14. Cruzamientos en ríos y cuerpos de agua.....	20
2.4 CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS TERRESTRES.....	21
2.4.1 Programa de construcción de ductos.....	21
2.4.2 Proceso de construcción.....	21
1. Apertura del derecho de vía.....	21

2.	Nivelación del terreno.....	21
3.	Excavación.....	21
4.	Transporte, manejo y tendido de tubería.....	21
5.	Alineación de la tubería.....	22
6.	Soldadura.....	22
7.	Recubrimiento y relleno.....	22
8.	Prueba hidrostática.....	23
9.	Limpieza interior.....	23
10.	Inspección con diablo geométrica.....	23
11.	Descenso de la tubería y relleno de la zanja.....	23
12.	Reacondicionamiento del derecho de vía.....	23
13.	Señalización.....	23
2.5	OPERACIÓN EN DUCTOS TERRESTRES.....	24
2.5.1	Seguridad en la línea.....	24
2.5.2	Cierre de emergencia.....	24
2.5.3	Controles de medición en ductos.....	24
2.5.4	Sistemas de alivio.....	25
2.5.5	Cierre de líneas.....	25
2.5.6	Despresurización de la línea.....	25
2.6	CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS TERRESTRES.....	25
2.7	CONTROL DE CALIDAD.....	26
CAPÍTULO 3.....		27
3.	TIPOS DE MANTENIMIENTO INTEGRAL EN DUCTOS TERRESTRES.....	27
3.1	MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS TERRESTRES.....	27
3.2	OBJETIVOS Y ERAS DEL MANTENIMIENTO.....	27
3.3	MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.....	28
3.3.1	MANTENIMIENTO POR INSPECCIÓN.....	28
1.	Inspección directa externa.....	28
	Inspección nivel 1.....	28
	Inspección nivel 2.....	29
	Niveles de inspección 3 y 4.....	29
2.	DIABLOS INSTRUMENTADOS.....	31
	Características de los diablos instrumentados.....	31
	Corridas de inspección.....	32
3.3.2	MANTENIMIENTO PREDICTIVO AL CELAJE TERRESTRE EN DERECHOS DE VÍA DE DUCTOS TERRESTRES.....	35
3.4	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.....	35
3.4.1	MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.....	35
1.	Corrosión en ductos terrestres enterrados.....	35
2.	Tipos de sistemas de protección catódica.....	36
	Sistema de protección catódica por corriente impresa.....	36
	Instalación y conexión de ánodos para corriente impresa.....	37
	Sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio.....	37
	Instalación y conexión de ánodos galvánicos.....	37
3.	Protección mecánica: aislamiento eléctrico y recubrimiento anticorrosivo.....	37
3.4.2	MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES.....	38
1.	Inhibidores de corrosión.....	38
2.	Clasificación de inhibidores.....	38

3.	Selección del inhibidor.....	39
4.	Inyección del inhibidor a los ductos.	39
3.4.3	MANTENIMIENTO POR CORRIDAS DE DIABLOS DE LIMPIEZA.	40
1.	Limpieza interior.....	40
2.	Tipos de diablos de limpieza.....	40
3.	Corridas de diablos de limpieza.....	41
3.5	MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.	44
3.5.1	MANTENIMIENTO CORRECTIVO POR REPARACIÓN DE TRAMOS DE TUBERÍAS.	44
1.	Requerimientos de información y criterios de reparación.	44
2.	Tipos de reparaciones.....	44
Reparación mediante esmerilado.....	44	
Reparación mediante soldadura de relleno.....	45	
3.	Corte y sustitución en tramos de tubería (máquina para Hot Tapping y Stopple).	45
4.	Procedimientos de limpieza en ductos.....	46
Limpieza manual de tuberías.....	46	
Limpieza con herramienta mecánica.....	46	
Limpieza con abrasivos.....	46	
5.	Reparación mediante instalación de envolventes.....	47
Reparación con camisa mecánica.....	47	
Camisa de refuerzo.....	47	
Camisas no metálicas.....	47	
Camisas metálicas.....	48	
CAPÍTULO 4	49
4.	ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD Y RIESGOS DE DUCTOS TERRESTRES.....	49
4.1	ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS TERRESTRES.....	49
4.2	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS POTENCIALES.....	50
4.3	SEGMENTACIÓN (etapa no contemplada en la NOM-027-SESH-2010).	50
4.4	RECOPIACIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS.....	51
4.5	INTEGRACIÓN DE DATOS.....	52
4.6	ACTUALIZACIÓN DE DATOS.....	52
4.7	EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	52
1.	Probabilidad de falla.....	53
2.	Consecuencias de falla.....	53
3.	Métodos de evaluación de riesgos.....	53
4.	Herramientas de evaluación de riesgos.....	54
5.	Revisión de resultados.....	54
6.	Validación y jerarquización de riesgos.....	54
7.	Intervalo de evaluación del riesgo.....	55
4.8	EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD.....	55
1.	Inspección interna con equipo instrumentado.....	55
2.	Prueba hidrostática.....	55
3.	Evaluación directa.....	56
4.9	RESPUESTA A LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD.....	56
1.	Respuesta inmediata.....	57
2.	Respuesta programada.....	57
3.	Estrategias de prevención.....	57
4.	Intervalos de evaluación de integridad.....	57

CAPÍTULO 5.	58
5. CASO DE ESTUDIO. PLAN DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE UN GASOLINODUCTO UBICADO AL NORTE DE MÉXICO.	58
5.1 Objetivo.....	58
5.2 Alcance.	58
5.3 Identificación de peligros.	58
5.4 Datos generales del gasolinoducto.	58
5.5 Recopilación y análisis de información.	59
5.6 Segmentación.....	59
5.7 Zonas de altas consecuencias (ZAC).	60
5.8 Evaluación de riesgo.....	60
1. Probabilidad de Falla.....	61
2. Consecuencias de fallas.	62
5.9 Evaluación de Integridad.....	62
1. Método de inspección.	63
2. Caracterización de las indicaciones.	63
5.10 Respuesta a la evaluación de la integridad.	63
1. Respuesta Inmediata mediante Mantenimiento.	63
2. Respuesta Programada mediante Mantenimiento.....	63
3. Estrategias de prevención.....	63
4. Intervalo de evaluación de integridad.	64
CONCLUSIONES.	65
ANEXOS.	66
BIBLIOGRAFÍA.	80

ÍNDICE DE FIGURAS.

CAPÍTULO 1.

Figura 1.1. Gasoductos de México.

Figura 1.2. Oleoductos y refinerías de México.

Figura 1.3. Complejos petroquímicos.

CAPÍTULO 2.

Figura 2.1. Amplitud del derecho de vía para ductos terrestres.

CAPÍTULO 3.

Figura 3.1. Configuración de un diablo instrumentado.

Figura 3.2. Diagrama de flujo para una corrida de diablos de limpieza.

Figura 3.3. Diagrama de flujo para una corrida de diablos instrumentados.

Figura 3.4. Arreglo típico de una trampa de envío de diablos en instalaciones terrestres.

Figura 3.5. Arreglo típico de una trampa de recibo de diablos en instalaciones terrestres.

CAPÍTULO 4.

-

CAPÍTULO 5.

Figura 5.1. Simulación de la ubicación geográfica del gasolinoducto.

ÍNDICE DE TABLAS.

CAPÍTULO 1.

Tabla 1.1. Clasificación del petróleo según API.

Tabla 1.2. Aspectos más relevantes de PEMEX.

Tabla 1.3. Corredor 1. Gasoducto zona norte.

Tabla 1.4. Corredor 2. Gasoducto zona norte.

Tabla 1.5. Gasoducto zona norte.

Tabla 1.6. Gasoducto zona sur.

Tabla 1.7. Gasoducto zona centro.

Tabla 1.8. Gasoducto zona centro.

Tabla 1.9. LPG Ductos.

Tabla 1.10. Oleoductos.

Tabla 1.11. Poliductos.

CAPÍTULO 2.

Tabla 2.1. Clasificación de ductos según el contenido que transportan.

Tabla 2.2. Clasificación por clases de localización.

Tabla 2.3. Factores de diseño para construcción de ductos de acero que transportan gas de acuerdo al tipo de instalación por donde atraviesa.

Tabla 2.4. Factor de diseño por temperatura.

Tabla 2.5. Factor de junta longitudinal.

Tabla 2.6. Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de la pared.

Tabla 2.7. Ancho mínimo del derecho de vía.

Tabla 2.8. Ancho mínimo para ductos que transportan gas.

Tabla 2.9. Ancho mínimo para ductos que transportan líquido.

CAPÍTULO 3.

Tabla 3.1. Eras del mantenimiento.

CAPÍTULO 4.

Tabla 4.1. Información requerida para la evaluación de riesgo.

CAPÍTULO 5.

Tabla 5.1. Categorías y peligros potenciales identificados en el gasolinoducto.

Tabla 5.2. Zonas de Alta Consecuencia identificadas en el gasolinoducto.

Tabla 5.3. Secciones del gasolinoducto jerarquizadas por el índice de riesgo.

Tabla 5.4. Índices de probabilidad de falla de cada amenaza.

Tabla 5.5. Índices de consecuencia de falla de cada amenaza. .

Tabla 5.6. Descripción de los niveles de riesgo.

GLOSARIO.

Abolladura. Depresión en la superficie de la tubería.

Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos. Forma de ataque ambiental al metal, formando una interacción entre un fluido corrosivo y un esfuerzo de tensión en el tubo, produciendo la formación y crecimiento de grietas.

Ánodo. Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de la oxidación.

Ánodo de sacrificio. Es aquel metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto a proteger y que se consume al emitir corriente de protección.

Auto tanque. Transporte utilizado y acondicionado para transportar productos petrolíferos o petroquímicos. Es el medio de transporte más flexible con que se cuenta, ya que su velocidad de respuesta a la presentación de requerimientos es la mayor, y prácticamente no requiere de infraestructura previa para su utilización.

Barril. Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados equivalente a 42 gal. (US) o 158.98 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28 barriles.

Barriles diarios (BD). En producción son el número de barriles producidos en 24 horas. Se calcula dividiendo el número de barriles durante los 365 días del año.

Batería de separación. Una serie de plantas o equipos que se emplean para separar los componentes líquidos de los gaseosos en un sistema de recolección.

Biselado. Acción de cortar y formar una superficie.

Buque tanque. Buque dividido en compartimentos que son utilizados para transportar petróleo y sus derivados. Es el medio de transporte de costo unitario de operación relativamente bajo. Es un medio de transporte muy adecuado cuando se trata de mover grandes volúmenes a grandes distancias.

Carro tanque. Vagón de ferrocarril, utilizado para transportar líquidos.

Catalizador. Es un compuesto químico que acelera o retarda una reacción química sin sufrir cambios en su proceso.

Cátodo. Es el electrodo en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica.

Clasificación por clases de localización. Categorización que se realiza al ducto considerando el número y proximidad de construcciones en un área geográfica unitaria a lo largo de su eje longitudinal, y que toma en cuenta su servicio y la seguridad del sistema.

Consecuencia de falla. Probable impacto negativo en la población, medio ambiente o en el negocio que un evento no deseado en un ducto pueda ocurrir.

Cruces. Obra especial en el ducto que atraviesan en su ruta una serie de obstáculos artificiales y naturales.

Derecho de vía. Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas de transporte de hidrocarburos.

Diablo. Dispositivo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza y de inspección.

Diablo de limpieza. Herramienta utilizada para la limpieza interior del ducto.

Diablo géométrico. Equipo que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces, cambios de espesor y geometría interna del ducto.

Diablo instrumentado. Equipo de inspección utilizado para registrar daños, defectos y espesores en la pared del ducto.

Dique. Muro que se construye para contener líquidos.

Drenaje. Es un canal que permite la salida de desperdicios de un líquido.

Ductos de bombeo neumático. Es el ducto que se encarga de inyectar al pozo gas.

Ducto de descarga. Es aquel ducto encargado del transporte de crudo y/o gas del pozo a la plataforma.

Ducto de inyección de agua. Es aquel ducto que inyectan agua a los pozos para incrementar la producción de crudo.

Ductos de mejorador de flujo. Aquel ducto que transporta un compuesto químico, que se encarga de mejorar la viscosidad del crudo para su transportación.

Ductos troncales. Es el ducto de enlace que interconecta con los demás ductos.

Elastómero. Conjunto de materiales que formados por polímeros, se encuentran unidos por medio de enlaces químicos.

Electrolito. Sustancia química que contiene iones que migran en presencia de un campo eléctrico. Se refiere al suelo y el agua en contacto con un ducto enterrado o sumergido.

Evaluación directa de corrosión externa (ECDA). Es un proceso en el que se integran datos históricos del ducto utilizando herramientas como la inspección indirecta para identificar posibles fallas.

Evaluación directa de corrosión interna (ICDA). Es un proceso que permite identificar áreas internas a lo largo del ducto en donde existan fluidos que puedan desarrollar la corrosión.

Esfuerzo. Es la relación entre la fuerza aplicada y el área, se expresa en kPa o lb/in^2 .

Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS). Es la resistencia a la fluencia mínima indicada por las especificaciones del fabricante de la tubería, en N/mm^2 o Psi .

Esfuerzo tangencial o circunferencial. Es el esfuerzo ocasionado en la pared de la tubería por la presión interna del fluido, se expresa en kPa o lb/in^2 .

Espuma de poliuretano. Es una espuma rígida de poliuretano se obtiene cuando dos productos químicos se mezclan en presencia de catalizadores.

Factor de Riesgo. Se refiere a las amenazas potenciales a la que puede estar sujeto el ducto, que pueden ir en deterioro de su integridad, operación y seguridad. La combinación de estas amenazas contribuye a los valores de probabilidad de falla del ducto.

Fibra de Vidrio. Es un recubrimiento que se utiliza como aislante, compuesto de filamentos resultados de un estiramiento de vidrio.

Fisura. Discontinuidad que se presenta como una abertura pequeña no perceptible a simple vista.

Gas asociado. Es aquel gas natural que se encuentra en contacto con el petróleo en el yacimiento.

Gas Licuado de Petróleo. Gas que resulta de la mezcla de propano y butano.

Gas natural. Es una mezcla de hidrocarburos como el metano principalmente, y en características menores etano y propano.

Gas no asociado. Gas natural que se encuentra en reservas que no contienen petróleo.

Gasoducto. Ducto usado para el transporte de gas.

Grieta. Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.

Hidrodesulfuración. Proceso mediante el cual se elimina el azufre convirtiéndolo en ácido sulfhídrico en la corriente gaseosa, el cual puede separarse con facilidad y transformarse en azufre elemental.

Indicador de Diablos de Limpieza (IPD). Dispositivo que indica el paso del diablo a través del ducto.

Junta. Componente que se coloca en uniones de tuberías para impedir el escape del fluido que contiene, como los que se colocan en bridas.

Junta de aislamiento. Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.

Mitigación. Condición de reducción de la probabilidad de falla o consecuencias para un nivel de riesgo específico.

Naftas. Nombre aplicado a las fracciones de petróleo crudo con una temperatura de ebullición que oscila entre 175°C y 240°C.

Oleoducto. Ducto usado para el transporte de crudo.

Pateo. Maniobra operativa en la trampa de envío, para dar inicio a las corridas de diablos.

Peligro. Condiciones ambientales del ducto o factores externos que tienen un potencial para producir efectos dañinos a la integridad del ducto.

Peso específico. Es la relación existente entre la densidad absoluta de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia.

Petróleo base asfáltica. Crudos que producen altos rendimientos de asfalto y aceite combustible pesado.

Petróleo base nafténica. Crudo que contiene principalmente naftenos (compuestos cíclicos saturados con cadenas laterales nafténicas y parafínicas), pueden contener mucho material asfáltico. Al refinarse estos crudos producen aceites lubricantes que se diferencian de los obtenidos de crudos parafínicos por ser de más baja gravedad y viscosidad, así como presentar un menor contenido de carbón.

Petróleo base parafínica. Crudo de alto contenido en ceras y fracciones de aceites lubricantes, conteniendo pequeñas cantidades de naftenos o asfaltos y bajos en azufre, nitrógeno y oxígeno.

Picadura. Corrosión localizada confinada a un punto o en un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.

Poliducto. Ducto usado para el transporte de productos petrolíferos y petroquímicos.

Poliuretano. Polímero formado artificialmente.

Pozo. Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo y gas natural.

Pozo de inyección. Pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

Presión de operación máxima. Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.

Presión interna. Es la presión generada en las paredes internas de la tubería por efecto del fluido transportado.

Probabilidad de falla. Frecuencia con la que se puede presentar un evento o la combinación de varios, en un periodo específico de tiempo.

Prueba hidrostática. Es la prueba de presión a la que deben someterse las tuberías para certificar su hermeticidad, sosteniendo la presión durante un tiempo establecido, utilizando agua como fluido de prueba.

Pruebas no destructivas. Aplicación de métodos físicos indirectos que tiene por finalidad verificar las características de un material sin alterar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales, con el fin de detectar, localizar y evaluar los defectos para la evaluación de integridad y medir sus características geométricas.

Ranura. Abertura delgada y poco profunda producida por un objeto filoso.

Riesgo. Producto matemático de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla.

Roca permeable. Aquella que permite que el petróleo pueda moverse a través de los sistemas de poros.

Roca impermeable. Es la roca que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.

Segmento. Longitud de ducto con características particulares en una localización geográfica específica.

Temperatura de diseño. Es la temperatura esperada en el ducto, bajo las condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

Temperatura de operación. Es la temperatura máxima del ducto en condiciones normales de operación.

Terminal de Almacenamiento y Despacho (TAD). Conjunto de instalaciones destinadas al recibo, almacenamiento y entrega de productos derivados del petróleo.

Terraza. Superficie plana sedimentaria que esta escalonada.

Trampa de diablos. Dispositivo utilizado para fines de envío y recibo de diablos de limpieza, geometra y de inspección.

Válvula de seccionamiento. Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su clase de localización.

Yacimiento. Unidad del subsuelo constituida por rocas permeables que contienen petróleo, gas y agua, que forman un solo sistema.

Zona de Alta Consecuencia. Es un área a lo largo de la trayectoria del ducto, que en caso de fuga o derrame puede afectar un área poblada o ambientalmente sensible.

RESUMEN.

Este trabajo describe los tipos de mantenimiento y el análisis de integridad en ductos terrestres, está dividido en cinco capítulos, los cuales consideran los siguientes puntos:

El capítulo uno trata sobre el origen del petróleo y sus principales componentes, así mismo maneja una breve descripción de la evolución de la industria petrolera en México (antecedentes de Petróleos Mexicanos), para proseguir con los tipos de transporte de hidrocarburos (origen y destino) y concluir con los principales proyectos de inversión en materia de transporte realizados en México.

El capítulo dos explica los componentes de los ductos terrestres y establece los criterios de diseño y requisitos técnicos del mismo, de acuerdo a la normatividad vigente. El siguiente apartado establece los procedimientos para la operación y construcción de ductos terrestres, así como las fallas más comunes que presentan.

El capítulo tres define los tipos de mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo) que se realizan a los ductos terrestres, estableciendo las características, tipos y en qué consiste cada uno de ellos.

El capítulo cuatro describe el proceso de la administración de la integridad en ductos terrestres, basado en la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SEHS-2010 y el manual de administración de integridad de ductos terrestres.

El capítulo cinco expone un caso de estudio (en específico un gasolinoducto ubicado al norte de México), que tiene como objetivo establecer la seguridad del gasolinoducto, elaborando el plan de administración de integridad del mismo, basado en la NOM-027-SEHS-2010. Cabe destacar que en este capítulo, la información manejada fue general, eliminando posibles datos confidenciales para mal uso de la información.

OBJETIVOS.

Los objetivos a cumplir en este trabajo son los siguientes:

- 1) Establecer los tipos de mantenimiento en ductos terrestres para el transporte de hidrocarburos.
- 2) Ejemplificar en un estudio de caso el plan de administración de integridad de ductos terrestres.

INTRODUCCIÓN.

Los ductos terrestres para transporte de crudo y sus derivados son de importancia estratégica en nuestro país, como consecuencia de ello, pueden estar expuestos a peligros potenciales y en consecuencia ocasionar daños a la población y al medio ambiente, así como incrementar los costos alternativos de transporte.

El sistema de ductos terrestres para transporte de crudo y sus derivados, si bien desempeña un papel prioritario para el sector industrial, también representa un riesgo latente para la población civil y al medio ambiente, como los atestiguan los siniestros de diversas magnitudes que han presentado pérdidas lamentables. De ahí la importancia de la seguridad de los ductos y de manera particular el mantenimiento e integridad de los mismos.

En la industria petrolera el transporte de hidrocarburos es de suma importancia, siendo esta la forma más segura de transporte desde los lugares de producción y procesamiento que posteriormente son distribuidos a los centros de consumo, sin olvidar la seguridad al personal y protección al medio ambiente.

Derivado de que existen diferentes riesgos durante la operación de los ductos terrestres de transporte de crudo, se vuelve relevante el mantenimiento de los ductos para prevención de daños, en particular la revisión de la integridad de los ductos terrestres, tanto para identificar las causas potenciales que amenazan su integridad, así como para prever una operación segura de los mismos y establecer respuestas de evaluación de la integridad.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES DEL TRANSPORTE DE
HIDROCARBUROS.

CAPÍTULO 1.

1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES DEL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

1.1 EL ORIGEN DEL PETRÓLEO.

La palabra petróleo significa “aceite de piedra”, proviene del latín *petra* (piedra) y *óleum* (aceite). El petróleo es un líquido viscoso, de olor desagradable, de color pardo oscuro, tóxico e inflamable, es una mezcla de hidrocarburos de origen natural, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente, aunque también suele contener compuestos como azufre y oxígeno, la formación se debe al desarrollo de rocas sedimentarias, ya que es el resultado de varios procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal.

Cabe destacar que el petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo, al menos debe tener las siguientes características básicas para que se acumule:

- Roca permeable.
- Roca impermeable.
- Debe existir un yacimiento.
- Debe haber material orgánico para convertirse en petróleo por efecto de la presión y temperatura en el yacimiento.

1.2 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.

La composición del petróleo dependerá del lugar del yacimiento y la zona donde se haya formado, en México se distinguen los siguientes tipos:

- Itsmo: ligero, con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: pesado, con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: superligero, con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

A continuación se describen algunas de las variables más importantes de la composición del petróleo:

1. Densidad API.

Este parámetro (por sus siglas en inglés American Petroleum Institute) expresado en grados, se relaciona con el peso específico, de tal modo que el incremento de la densidad °API corresponde a un descenso del peso específico:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Pes. Esp} - 131.5$$

El peso específico y la densidad API se refieren al peso por unidad de volumen a 60°F (Fahrenheit). La tabla 1.1 presenta la clasificación del petróleo según la gravedad API:

TIPO DE CRUDO	DENSIDAD (°API)
Extrapesado	< 10.0
Pesado	10.0-22.3
Mediano	22.3-31.1
Ligero	31.1-39
Superligero	> 39

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo según API. Fuente: elaboración propia.

2. Contenido en azufre.

La cantidad de azufre contenida en el petróleo es importante para el manejo de este, ciertos procesos requieren que se elimine el azufre (procesos como hidrodesulfuración de gasolinas, de nafta catalítica), el contenido de azufre se expresa como tanto por ciento de peso de azufre y varía desde un 0.04 % para petróleo parafínico y 5% para un asfáltico. El petróleo cuyo contenido sea mayor a 5% de azufre requiere un proceso más complejo de refinación.

3. Intervalo de destilación.

El cual indica que fracciones están presentes y en qué cantidad.

4. Punto de fluidez.

Se refiere a la temperatura mínima a la que el material fluye, y que depende de la composición del petróleo.

5. Contenido de sedimento y agua.

Son medidas del grado de suciedad y otras materias extrañas.

6. Contenido en sal.

La reducción del contenido de sal presente en aceites y crudos que se procesa, es de gran importancia debido a problemas de corrosión, al ocasionar elevados costos de reparación. Las sales están presentes en el crudo de diversas formas como las incrustaciones en equipos de proceso. La salinidad varía desde las 100 ppm (partes por millón) hasta 300,000 ppm.

1.3 HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO.

La historia de la industria petrolera en México inicia en 1900 cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny adquirieron la hacienda “El Tullillo” en San Luis Potosí, ese mismo año la hacienda formó parte de la “Mexican Petroleum of California”, empresa de Doheny, la cual descubrió el primer pozo llamado “Doheny I” en 1901.

Posteriormente durante el gobierno del General Porfirio Díaz, la compañía inglesa “Pearson and Son” adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. Para el 24 de diciembre de 1901, Díaz expidió la Ley del Petróleo, la cual otorgaba amplias facilidades a los inversionistas extranjeros.

A la caída de Porfirio Díaz el entonces presidente Francisco I. Madero expidió el 3 de junio de 1912 un decreto para establecer un impuesto sobre la producción petrolera. Posteriormente Venustiano Carranza creó en 1915 la comisión técnica del petróleo cuya función era registrar a las compañías en la Secretaría de Fomento.

En 1921 se descubrió la llamada “faja de oro”, donde colocaba a México como segundo productor mundial gracias al descubrimiento de nuevos yacimientos terrestres desde Veracruz hasta Tamaulipas.

Durante años los trabajadores de las empresa petroleras buscaron hacer valer sus derechos, en Abril de 1915 se realizó la primera huelga por los trabajadores de la refinería “El Águila” iniciando el sindicalismo del petróleo. En 1916 y 1917 hubo otros intentos de huelgas en la “Huasteca Petroleum”, una vez más en 1924 se levantó una huelga en contra de la petrolera “El Águila” siendo triunfantes los trabajadores y se expidió un documento llamado “Contrato Colectivo de Aplicación General”, este contrato fue la causa de que el 28 de mayo de 1937 estallaré la huelga contra las compañías extranjeras de petróleo. Para 1938 el presidente Lázaro Cárdenas del Rio decreta la expropiación petrolera. El 7 de junio del mismo año se crea Petróleos Mexicanos (PEMEX), a continuación la tabla 1.2 presenta los puntos más relevantes de Petróleos Mexicanos.

AÑO	ACONTECIMIENTO
1 Enero 1933.	Se crea la compañía Petróleos de México (antecedentes de PEMEX), fue una empresa del estado cuyo objetivo era regular el mercado interno del petróleo, producir sus derivados y dar capacitación a su personal.
1 de Enero 1936.	Se funda el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM).
18 de Marzo 1938.	El entonces presidente de México el General Lázaro Cárdenas del Río expropia las instalaciones de las empresas petroleras extranjeras. En ese mismo año el 7 de junio mediante un decreto presidencial se crea Petróleos Mexicanos (PEMEX) como la única empresa petrolera del país, la cual realizaría trabajos de exploración, explotación, refinación y comercialización.
1 de Enero 1944.	La producción de petróleo de PEMEX desciende por lo que el país se ve obligado a importar productos petrolíferos (gasolinas, aceites, lubricantes entre otros.)
1 de Enero 1946.	El 20 de noviembre se inaugura la refinería "18 de marzo" en Azcapotzalco, Ciudad de México.
1 de Enero 1950.	El 30 de julio se inaugura la refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato.
22 de Febrero 1956.	Se inaugura la refinería "General Lázaro Cárdenas del Río" en Veracruz.
1 de Enero 1961.	Inicia la construcción del gasoducto Ciudad PEMEX- México-Salamanca.
23 de Agosto 1965.	Se crea el IMP (Instituto Mexicano del Petróleo) un centro público, el cual busca generar investigación científica básica y aplicada relacionada con el petróleo.
18 de Marzo 1976.	Se inaugura la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo.
1 de Enero 1977.	Es el crecimiento de la industria petroquímica (planta de amoniaco).
18 de Marzo 1979.	Se inaugura la rama del Sistema Nacional de Gas "Los Ramones".
18 de Marzo 1979.	Se inaugura la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa" en Cadereyta, Nuevo León.
24 de Agosto 1979.	Se inaugura la refinería "Ing. Antonio Dovali Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca.
31 de Diciembre 1979.	Se incrementa la producción petrolera, Cantarell empieza a producir sus primeros barriles de petróleo.
1 de Enero de 1986.	Declive de la producción petrolera.
31 de Octubre 1994.	Petróleos Mexicanos crea 4 organismos subsidiarios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Petroquímica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

Tabla 1.2 Aspectos más relevantes de PEMEX. Fuente: archivo PEMEX.

AÑO	ACONTECIMIENTO
1 de Enero 2004.	Producción máxima de Cantarell.
1 de Noviembre 2012.	Inicia operaciones la plataforma “Bicentenario”.
12 de Agosto 2013.	El Presidente de la República Enrique Peña Nieto promulga la reforma energética que busca incrementar la producción petrolera del país y sus reservas.
11 de Agosto 2014.	Ley de Petróleos Mexicanos: “El estado mexicano mantiene la rectoría de la industria en los procesos de exploración, extracción, refinación petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos”.

Tabla 1.2 Aspectos más relevantes de PEMEX. Fuente: archivo PEMEX.

DIVISIÓN DE PETROLEOS MEXICANOS.

Con la reforma energética publicada el 20 de Diciembre del 2013, Pemex se transformó en empresas productivas subsidiarias (EPS) con el objetivo de competir en un mercado abierto, las cuales son:

1. PEMEX Exploración y Producción.

Exploración y extracción del petróleo e hidrocarburos en México.

2. PEMEX Cogeneración y Servicios.

Generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica para PEMEX y terceros.

3. PEMEX Fertilizantes.

Producción, distribución, servicios y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.

4. PEMEX Etileno.

Producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno.

5. PEMEX Logística.

Transporte y almacenamiento de hidrocarburos petrolíferos y petroquímicos por ducto, medios marítimos y terrestres tanto para Pemex, como para terceros.

6. PEMEX Perforación y Servicios.

Perforación, terminación, reparación y servicios a pozos.

7. PEMEX Transformación Industrial.

Refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos petrolíferos, gases naturales y petroquímicos.

1.4 LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

Se entiende por transporte al medio de traslado de un lugar a otro, el transporte permite el crecimiento económico y las posibilidades de desarrollo. El sistema de transporte por ductos es de gran importancia para la distribución de energéticos y se considera el medio más seguro y rentable. El transporte es una relación

entre las operaciones de explotación y proceso de hidrocarburos, permite llevar los productos a las estaciones de recolección y separación.

Anteriormente el crudo y sus productos derivados eran almacenados, transportados y distribuidos en barriles provocando una gran cantidad de capital, mano de obra, tiempo y pérdidas considerables. En la actualidad el sistema de transporte está constituido por ductos, buque tanques y el transporte por ferrocarril y carreteras (auto tanques).

Los sistemas de transporte de hidrocarburos requieren de dos elementos principales: ductos y estaciones de bombeo y compresión, cuyo propósito será el manejo de productos petrolíferos.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la empresa encargada de la industria petrolera en México, desde la exploración, transformación industrial hasta su distribución y comercialización, citado lo anterior es necesario una red de transporte distribuida en todo el país.

Dentro de PEMEX la empresa productiva subsidiaria PEMEX LOGÍSTICA es la encargada de transporte y almacenamiento de hidrocarburos los principales servicios que brinda son:

- Almacenamiento
- Transporte de hidrocarburos petrolíferos y petroquímicos por: ductos, buques tanque, carros tanque y autos tanque.
- Servicios de operación y mantenimiento de ductos
- Tratamiento de crudo para transporte.
- Medición y calidad en el transporte.

La infraestructura de PEMEX LOGÍSTICA cuenta con:

- 32 mil Km de ductos.
- 56 estaciones de bombeo y compresión.
- 16 terminales marítimas.
- 17 buques tanque.
- 10 terminales de gas licuado.
- 74 terminales de almacenamiento y despacho (TAD).
- 1485 autos tanque.
- 520 carros tanque.
- Infraestructura de terceros.

1.5 TIPOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

El transporte de materia prima (petróleo) y productos terminados (diesel, gasolina, turbosina et.) consta de dos secciones, la primera es el transporte de crudo desde los yacimientos hasta las refinerías, y la segunda desde la refinería hasta los centros de distribución, de acuerdo a lo anterior los sistemas de transporte se clasifican en:

- Gasoductos.
- Oleoductos.
- Poliductos.

Otros medios de transporte de hidrocarburos son los auto-tanques, también se consideran los carro tanques, por último los buque tanque.

1.5.1 Gasoductos.

Los gasoductos son el medio de distribución del gas natural que se realiza por medio de una red de ductos que se encuentran en diferentes estados de la República los cuales, para fines operativos se clasifican en tres zonas: Norte, Sur y Centro.

Zona Norte: comprende los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, y Chihuahua, se encuentra integrada por dos corredores principales que colindan con la frontera de los Estados Unidos de América.

Corredor 1: comprende el gasoducto de 42" Ø – 48" Ø, cuyo origen es la Terminal de Arguelles y como punto final la estación de Cempoala, Veracruz.

Corredor 2: comprende el gasoducto de 24" Ø. Terminal Pemex- Petroquímicos Reynosa, este ducto permite el intercambio de gas natural con los E.U.A y viceversa.

El corredor 2 se conecta a la red de transporte, donde se encuentran los gasoductos de 36" Ø, 24" Ø y 22" Ø (tabla 1.3), en la planta petroquímica de Reynosa. Estos ductos surten gas natural a los estados de Nuevo León, Coahuila y Chihuahua.

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 36" Ø	Reynosa	Monterrey
Gasoducto 24" Ø	Reynosa	Monterrey
Gasoducto 22" Ø	Burgos	Monterrey

Tabla 1.3 Gasoducto Zona Norte. Fuente: manual PEMEX.

La producción de los campos de gas natural de la zona de Monclova se recibe por medio de los gasoductos de 30" Ø y 10" Ø (tabla 1.4), que se interconecta al corredor 2 en la terminal de Escobedo en Monterrey, Nuevo León.

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 30" Ø	Monclova	Monterrey
Gasoducto 10" Ø	Monclova	Monterrey

Tabla 1.4 Gasoducto Zona Norte. Fuente: manual PEMEX.

El suministro de gas natural a los estados de Coahuila y Chihuahua se realiza por medio de los gasoductos de 24" Ø, 16" Ø y 12" Ø (tabla 1.5).

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 24" Ø	Monterrey Torreón	Chihuahua
Gasoducto 16" Ø	Monterrey	Torreón
Gasoducto 12" Ø	Chihuahua	Cd. Juárez

Tabla 1.5 Gasoducto Zona Norte. Fuente: manual PEMEX.

En la terminal de medición y distribución de Chihuahua, inicia el gasoducto de 12" Ø, con destino a Cd. Juárez.

Zona sur: la zona sur (tabla 1.6), cuenta con tres corredores de transporte de gas natural dos de ellos tienen su origen en el cabezal de descarga de la planta criogénica de Cd Pemex, Tabasco. Uno con destino en el estado de Yucatán de 24" Ø- 16" Ø, y el último con destino al centro de distribución Las Palomas compuesto por dos líneas de 24" Ø, donde nace el gasoducto de 30" Ø, Teapa Venta de Carpio.

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 24" Ø	Cd Pemex	Mérida
Gasoducto 16" Ø	Mérida Progreso	Valladolid
Gasoducto 24" Ø	Cd Pemex	Las Palomas
Gasoducto 30" Ø	Las Palomas Veracruz	Venta de Carpio

Tabla 1.6 Gasoducto Zona Sur. Fuente: manual PEMEX.

El tercer sistema de transporte está integrado por un gasoducto de 48" Ø, cuyo origen es en Cempoala Veracruz, y destino a Sta. Ana, Hidalgo y 5 estaciones de compresión, ubicadas en Cárdenas, Tabasco. Chinameca, Veracruz. Lerdo de Tejada, Veracruz. Cempoala, Veracruz y Jalapa, Veracruz.

En la estación de compresión de Cempoala se reciben las corrientes de gas natural de los gasoductos de 48" Ø. Cactus Cempoala y del gasoducto Reynosa San Fernando Cempoala. La unión de las 2 corrientes, continúan hacia la estación de compresión ubicada en Jalapa, Veracruz, continuando con la Terminal de Santa Ana, Hidalgo, donde se interconecta con el gasoducto de 8" Ø Venta de Carpio Minera Autlán.

Zona centro: esta zona recibe las dos corrientes de gas natural de las zonas norte y sur y del gasoducto de 18" Ø (tabla 1.7), Poza Rica en Venta de Carpio, Edo. De México.

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 18" Ø	Poza Rica	Venta de Carpio
Gasoducto 8" Ø	Venta de Carpio	Minera Autlán

Tabla 1.7 Gasoducto Zona Centro. Fuente: manual PEMEX

El gasoducto de 36" Ø (tabla 1.8), dentro de su trayectoria se encuentran interconectados los gasoductos que transportan el gas a zonas industriales de Toluca, Querétaro, San Luis Potosí, Lázaro Cárdenas, Salamanca y Guadalajara.

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Gasoducto 36" Ø	Venta de Carpio	Guadalajara
Gasoducto 16" Ø	Palmillas	Toluca
Gasoducto 24"/16" Ø	Querétaro	San Luis Potosí
Gasoducto 24" Ø	Valtierrilla	Lázaro Cárdenas

Tabla 1.8 Gasoducto Zona Centro. Fuente: manual PEMEX.

Dentro de la clasificación de gasoductos se encuentra el transporte de gas licuado, conocidos también como LPG ductos.

La producción de gas licuado se encuentra principalmente en los complejos petroquímicos de la Zona sur, norte y refinerías, las cuales alimentan a los ductos principales de transporte de 24" Ø, 12" Ø, en el que se transporta y distribuye a las diferentes terminales de Monterrey, Salina Cruz, Tierra Blanca y terminal Venta de Carpio, donde inicia el LPG ducto de 20" Ø -14" Ø Venta de Carpio-Guadalajara.

La producción de gas licuado en la zona norte se transporta por un ducto de 12" Ø que recibe la producción del complejo Burgos para ser entregado en la Terminal de distribución de Monterrey N.L. Los ductos de gas licuado se presentan en la tabla 1.9:

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Ducto 24" Ø gas licuado	Cactus Nuevo Pemex	Venta de Carpio
Ducto 20" Ø gas licuado	Venta de Carpio-Santa Ana	Guadalajara
Ducto 12" Ø gas licuado	Jaltipan	Santa Cruz
Ducto 12" Ø gas licuado	Complejo Burgos	Monterrey

Tabla 1.9 LPG Ductos. Fuente: manual PEMEX.

La figura 1.1 muestra los sistemas de transporte de gas natural de México.



Figura 1.1 Gasoductos de México. Fuente: manual PEMEX.

1.5.2 Oleoductos.

Los oleoductos son el principal medio de transporte a los centros de proceso y terminales de almacenamiento y exportación de aceite. Sus puntos de origen parten de los campos productores y se transportan a través de los oleoductos después de eliminar el agua y el gas que contiene al extraerlo de los pozos de producción. Las principales zonas productoras se localizan en la Región Marina y la Región Sur, que comprende el Golfo de México y la Región de Tabasco-Chiapas.

La central de distribución y bombeo Nuevo Teapa integra los principales oleoductos terrestres que suministran el petróleo crudo a las refinerías de la República Mexicana. Para el transporte de hidrocarburos en el mar se utilizan buque-tanques y ductos marinos que interconectan las plataformas marinas a la Terminal Marítima 2 Bocas. De acuerdo al informe anual de PEMEX 2015, se transportaron 3,181 miles de barriles diarios, de los cuales el 60.5% se transportó por ductos, el 25.7% por buques tanques y el 13.8% en carros tanque.

La central de bombas Nuevo Teapa consta de los siguientes ductos (tabla 1.10):

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Oleoducto 48" Ø	Nuevo Teapa	Salina Cruz
Oleoducto 30" Ø	Nuevo Teapa	Salina Cruz
Oleoducto 30" Ø	Nuevo Teapa	Venta de Carpio
Oleoducto 24" Ø	Nuevo Teapa	Venta de Carpio-Tula
Oleoducto 24" Ø	Nuevo Teapa	Poza Rica-Madero-Cadereyta
Oleoducto 24" Ø	Nuevo Teapa	Refinería de Minatitlán

Tabla 1.10 Oleoductos. Fuente: manual PEMEX.

Los oleoductos transitan en diferentes regiones México donde se encuentran las refinерías, existen algunos ductos independientes como es el sistema de ductos centro que nace en la central de distribución de Poza Rica, Veracruz y termina en la Terminal de Almacenamiento y Despacho de la refinерía de Salamanca. El oleoducto de 24" \varnothing – 20" \varnothing , Poza Rica Cima de Togo Salamanca, transporta la producción de los campos productores de distrito, y parte del volumen que transporta los oleoductos de 30" \varnothing y 24" \varnothing Nuevo Teapa-Cadereyta, cuyo destino final es la Refinería de Salamanca.

La figura 1.2 indica los oleoductos y refinерías de México.

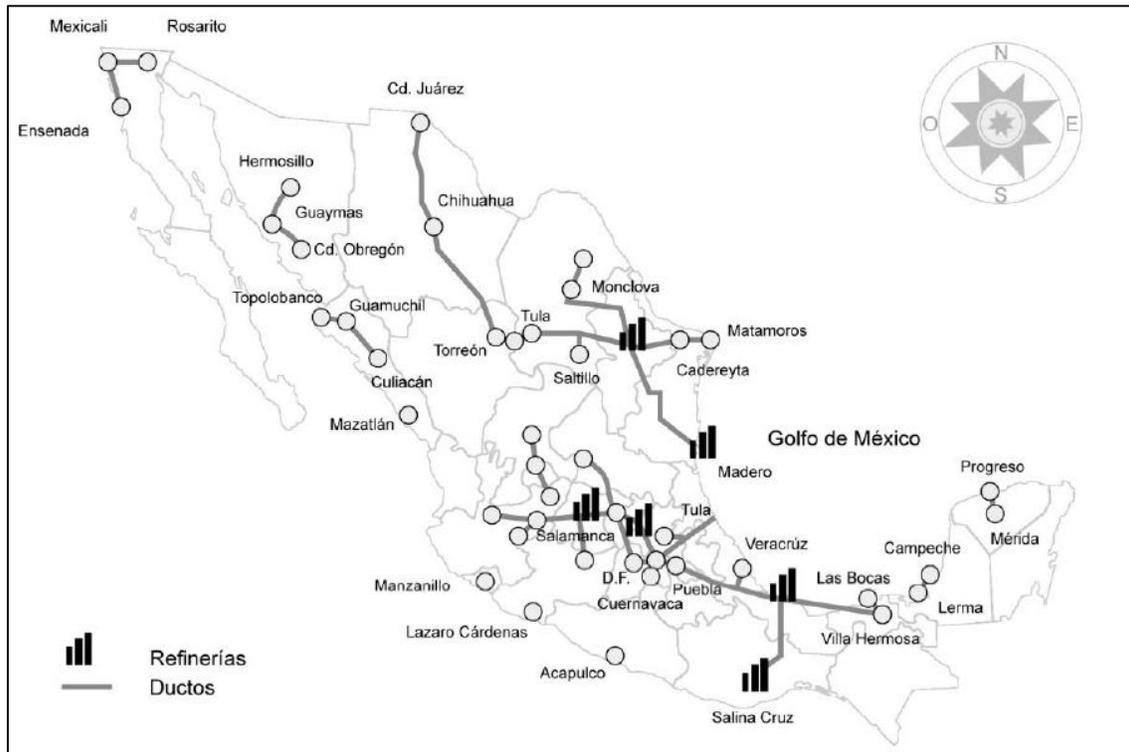


Figura 1.2 Oleoductos y Refinerías de México. Fuente: manual PEMEX.

La red nacional de oleoductos hacia las 6 refinерías está integrada por los siguientes ductos:

Refinerías Madero y Cadereyta

Oleoducto 30"-24"-20" \varnothing Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta.

Oleoducto 24" \varnothing Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta.

Refinerías Tula y Salamanca

Oleoducto 30"-24" \varnothing Nuevo Teapa – Venta de Carpio – Tula.

Oleoducto 24" \varnothing Nuevo Teapa – Venta de Carpio – Tula.

Refinería Salamanca

Oleoducto 24" \varnothing Poza Rica – Salamanca.

Oleoducto 20 - 24" \varnothing Tula – Salamanca.

Refinería Salina Cruz

Oleoducto 48" \varnothing Nuevo Teapa – Salina Cruz.

Oleoducto 30" \varnothing Nuevo Teapa – Salina Cruz.

Refinería Minatitlán

Oleoducto 24" Ø Nuevo Teapa – Minatitlán.

Oleoducto 18"-14"-12" Ø Nuevo Teapa – Minatitlán

1.5.3 Poliductos.

Son conductos de tubería de grandes dimensiones que contiene estaciones de bombas las cuales transportan los refinados del petróleo desde las refinerías hasta los centros de distribución. Los poliductos se presentan en la tabla 1.11:

DUCTO	ORIGEN	DESTINO
Poliductos 12" Ø – 20" Ø – 16" Ø	Minatitlán Venta de Carpio	Terminal Azcapotzalco
Poliductos 16" Ø – 14" Ø – 14" Ø	Tuxpan Poza Rica	Tula
Poliductos 16" Ø	Minatitlán	Salina Cruz
Poliductos 16" Ø	Nuevo Teapa	Venta de Carpio-Tula
Poliductos 12" Ø	Refinería Minatitlán	Villa Hermosa
Poliductos 24" Ø – 18" Ø	Tuxpan Poza Rica	Terminal Azcapotzalco
Poliductos 12" Ø – 20" Ø – 16" Ø	Minatitlán Venta de Carpio	Terminal Azcapotzalco
Poliductos 10" Ø	Salamanca-Aguascalientes	Zacatecas
Poliductos 16" Ø	Querétaro	San Luis Potosí
Poliductos 10" Ø	Rosario-Tecate	Mexicali

Tabla 1.11 Poliductos. Fuente: manual PEMEX.

Los Productos Petroquímicos se producen en las diferentes plantas que se encuentran en los estados de Chihuahua, Tamaulipas, Veracruz, Puebla e Hidalgo como se muestra en la figura 1.3.

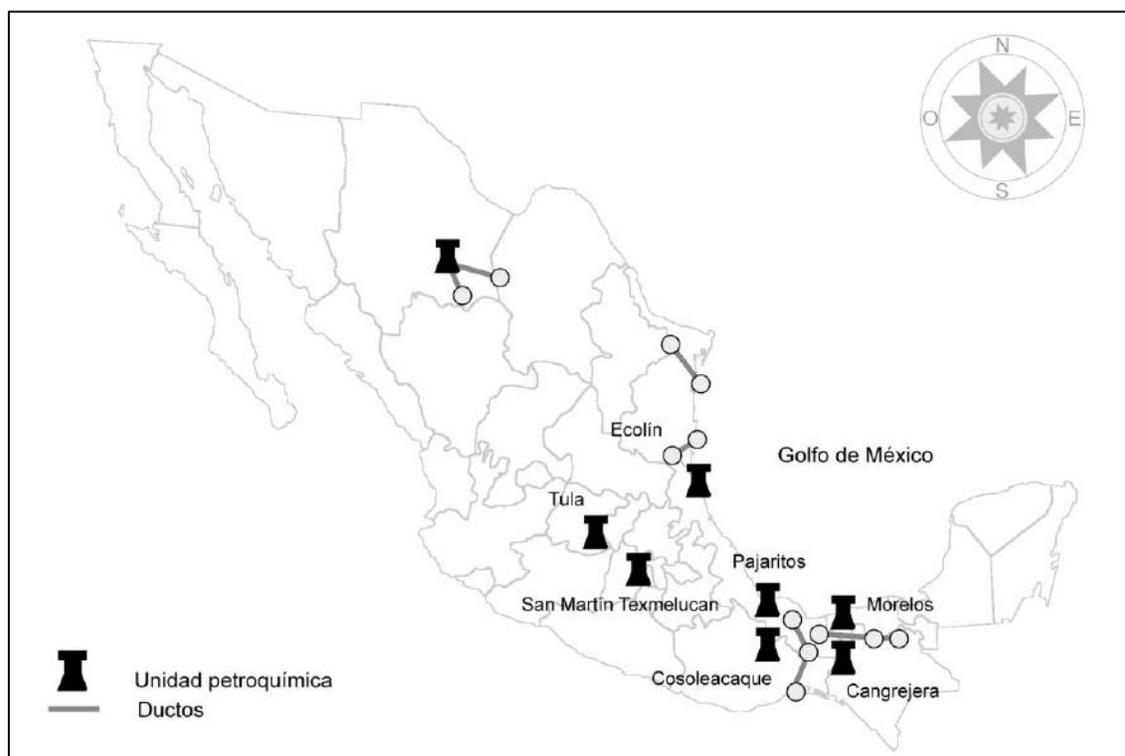


Figura 1.3 Complejos Petroquímicos. Fuente: manual PEMEX.

1.6 PROYECTOS DE INVERSIÓN.

De acuerdo al informe anual de PEMEX 2015, los proyectos de inversión respecto al transporte de hidrocarburos son:

1. Los Ramones fase I.

El principal objetivo, es contratar un servicio de transporte de gas natural con una capacidad máxima de 2,100 MMpcd (miles de pies cúbicos diarios), hacia las zonas centro-occidente del país, esto implica la construcción de un ducto de 116.4 Kilómetros de longitud, desde la frontera de Estados Unidos hasta los Ramones (Nuevo León).

2. Los Ramones fase II Norte.

Tiene como objetivo contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural, se considera la construcción de un gasoducto de 452 Kilómetros de Los Ramones (Nuevo León), a la estación de compresión de San Luis Potosí. Al cierre del 2015 se concluyó el gasoducto y se realizó la prueba hidrostática.

3. Los Ramones fase II Sur.

El objetivo es contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural, considera la construcción de un gasoducto de 291 Kilómetros de longitud, de la estación de compresión de San Luis Potosí hasta Apaseo el Alto, Guanajuato.

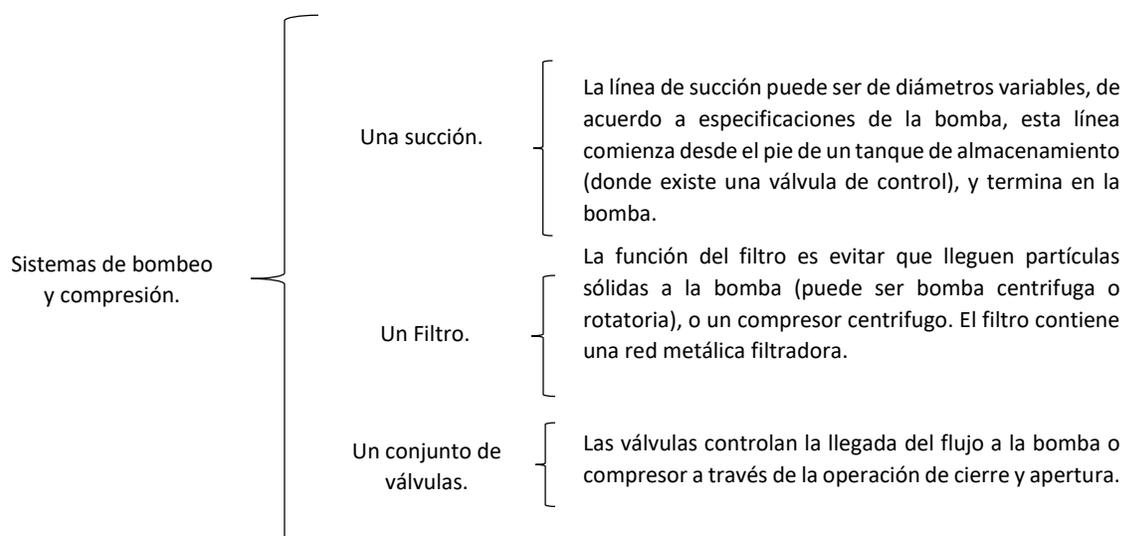
1.7 ESTACIONES DE BOMBEO Y COMPRESIÓN.

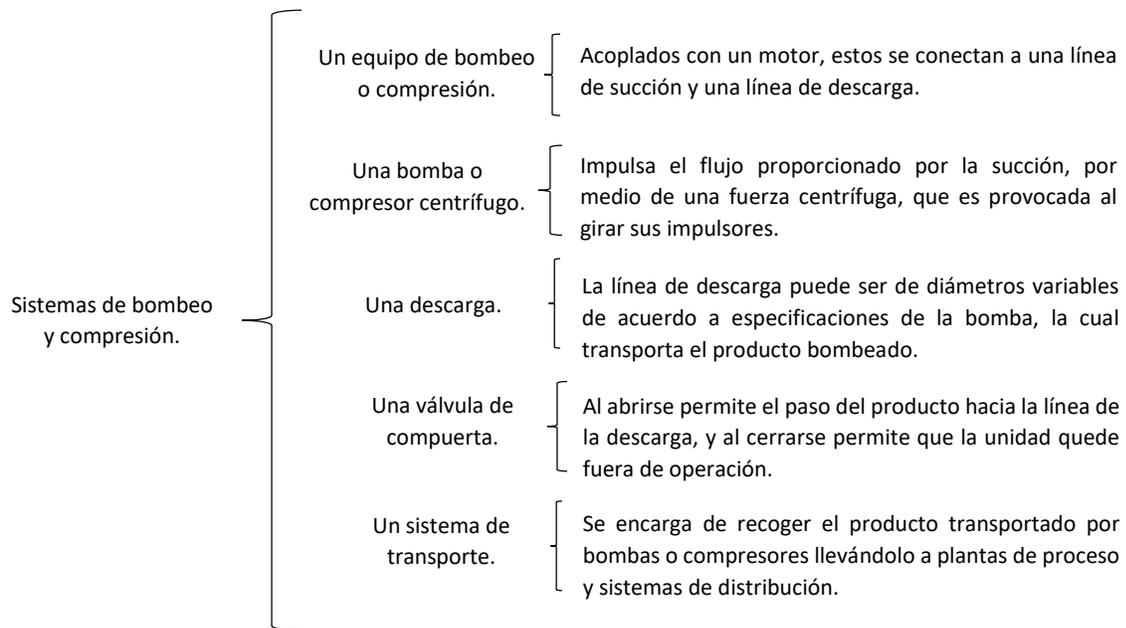
Una estación de compresión es utilizada para el transporte de gas. Es necesario comprimir el gas para disminuir su volumen y tener buenas condiciones de seguridad, las estaciones de compresión permiten incrementar la presión del gas transportado y así llegar a su destino. México cuenta con 20 estaciones de compresión, además cuenta con 200 puntos de mediciones a lo largo de toda la trayectoria.

Las estaciones de bombeo tienen como propósito elevar el nivel de energía de un fluido, las estaciones de bombeo cuentan con bombas y líneas de impulsión.

1.7.1 Componentes de un sistema de bombeo y compresión.

Los sistemas de bombeo y compresión constan de diferentes partes, las cuales son presentadas a continuación mediante un diagrama:





Fuente: Elaboración propia.

Otros componentes que interconectan las estaciones de bombeo y compresión a ductos son las trampas de envío y recibo de diablitos, además todas las estaciones de bombeo y compresión requieren de servicios auxiliares como: energía eléctrica, sistemas contra incendio, agua de servicio etc....

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 2.

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 DEFINICIÓN DE DUCTO Y SUS COMPONENTES.

Se entiende por ducto, una tubería que puede ser de pequeñas a grandes dimensiones consta de válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio etc... Estos ductos pueden ser enterrados o aéreos. Los ductos enterrados tienen condiciones más estables de temperatura en comparación con los ductos aéreos, la principal desventaja de los ductos enterrados es que están expuestos a agentes de corrosión del suelo, sin embargo pueden tener recubrimientos anticorrosivos y protección catódica. En la industria petrolera, los ductos son el punto principal de transporte de hidrocarburos, la capacidad de transporte varía de acuerdo al tamaño del ducto, entre más grande es el diámetro mayor es la cantidad a transportar. Dependiendo del producto a transportar o el servicio que prestan los ductos se pueden clasificar de la siguiente manera:

Ductos que transportan hidrocarburos gaseosos.

- Ductos de descarga.
- Ductos troncales.
- Ductos de bombeo neumático.

Ductos que transportan hidrocarburos líquidos (oleoductos y poliductos).

- Ductos de descarga (aceite).
- Ductos troncales (oleoductos).

Ductos que transportan productos diferentes a los hidrocarburos:

- Ductos de inyección de agua.
- Ductos de mejorador de flujo.

A continuación la tabla 2.1 presenta una clasificación por tipo de ductos, producto que transporta, así como el origen y destino del ducto.

TIPO DE DUCTO	PRODUCTO TRANSPORTADO	ORIGEN/DESTINO
Ductos de descarga.	Dependiendo el pozo puede ser; gas no asociado, gas asociado.	Del pozo a estación de recolección o baterías de separación.
Oleoductos.	Aceite. Crudo.	De baterías de separación a centros de recolección y almacenamiento y bombeo y de estas a puntos de entrega y subsidiarias.
Gasoductos.	Gas.	De estaciones de recolección o baterías a estaciones de compresión y de estas a puntos de entrega a otras subsidiarias.
Gasoducto bombeo neumático.	Gas.	De estaciones de compresión o pozos a pozos inyectoros de gas al yacimiento.
Gasolinoducto.	Gasolina.	De baterías de separación a puntos de entrega a otras subsidiarias.
Ductos de inyección de agua.	Agua tratada.	Plantas de tratamiento de agua hasta pozos inyectoros de agua.
Ductos de mejorador de flujo.	Productos químicos mejorador de flujo.	De tanques de almacenamiento a pozos y oleoductos para reducir la viscosidad de aceites.

Tabla 2.1 Clasificación de ductos según el contenido que transporta. Fuente: manual PEMEX.

2.2 CRITERIOS DE DISEÑO DE DUCTOS.

Los criterios de diseño deben considerar todas las situaciones a las que se verá expuesto el ducto durante la etapa de instalación operación y mantenimiento. La información mínima para el diseño es:

- Las condiciones de operación.
- Las propiedades físicas y químicas del producto a transportar.
- Las condiciones ambientales y el derecho de vía.

Los criterios de diseño se establecen de acuerdo al código ANSI B31.3 para tuberías de proceso y al código ANSI B.31.8 para tuberías de transporte de gas, estos códigos aplican a tuberías para distintos tipos de fluidos como son:

- Productos químicos.
- Productos derivados del petróleo.
- Gas, vapor, aire y agua.
- Refrigerantes.

A continuación se establecen algunos criterios de diseño de acuerdo al código ANSI B31.3 y al ANSI B31.8:

- 1) La presión de diseño de una tubería no deberá ser menor a la presión obtenida para la condición más severa de presión que alcanza la tubería durante el servicio.
- 2) Se deben establecer disposiciones para aliviar de forma segura la presión a la que la tubería pueda estar sujeta. Cuando la tubería no está protegida por un dispositivo de alivio de presión (válvulas), esta deberá estar diseñada para soportar al menos la presión más alta que pueda tener.
- 3) Las fuentes de presión a ser consideradas incluyen cargas por efectos ambientales, las oscilaciones, operación inapropiada y fallas en los dispositivos de control.
- 4) El enfriamiento de un gas o vapor en un sistema de tuberías puede reducir la presión lo suficiente para crear un vacío interno. En tal caso, la tubería deberá ser capaz de soportar la presión externa a una temperatura más baja.
- 5) La temperatura de diseño es la temperatura más baja esperada en el servicio a la que se deberá someter la tubería.
- 6) Para establecer la temperatura de diseño, se deberán considerar al menos las temperaturas de flujo, las temperaturas ambientales y la radiación solar.
- 7) Para temperaturas de fluidos menores a 65°C (150 °F), la temperatura de la tubería se deberá considerar como la temperatura del fluido, a menos que la radiación solar u otros efectos den una temperatura más alta.
- 8) Para temperaturas de fluidos de 65°C (150 °F) y superiores (a menos de que una temperatura de pared promedio inferior se determine mediante pruebas), la temperatura para tuberías no aisladas no deberá ser menor a los siguientes valores:
 - Válvulas: 95% de la temperatura del fluido.
 - Bridas: 90% de la temperatura del fluido.
 - Empernado: 80% de la temperatura del fluido.
- 9) Si la temperatura mínima de diseño de la tubería es menor a 0°C (32°F) se considera la posibilidad de condensación de humedad y acumulación de hielo, por lo tanto se deberán establecer disposiciones en el diseño para evitar su mal funcionamiento.
- 10) Los esfuerzos nominales de presión no deberán superar el límite de elasticidad a una temperatura dada.
- 11) Los esfuerzos longitudinales no deberán superar los límites de esfuerzos generados por cargas ocasionales.

2.3 REQUISITOS TÉCNICOS PARA DUCTOS TERRESTRES.

A continuación se establecen los requisitos técnicos para el diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres, de acuerdo a la NRF-030-PEMEX-2009.

Esta norma considera los siguientes aspectos:

- Características físicas y químicas del fluido.
- Clases de localización en el derecho de vía.
- Especificaciones del material y componentes.
- Presión y temperatura en condiciones normales y máximas de operación.
- Cargas sobre el ducto durante su fabricación, instalación operación y mantenimiento.
- Espesor adicional por desgaste a corrosión.
- Procesos de operación y mantenimiento.
- Protección contra la corrosión interna y externa.

1. Tubería.

El material considerado debe ser de acero y su fabricación debe cumplir con la siguiente norma de referencia NRF-001-PEMEX-2013 "Tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos"

2. Presión.

Todos los ductos deben diseñarse para soportar una presión interna de diseño la cual no debe ser menor que la presión de operación máxima. En caso de ductos sumergidos, debe considerarse en el diseño la diferencia positiva máxima posible entre la presión externa y la presión interna.

Presión interna de diseño. La tubería y componentes deben diseñarse con una presión interna (P_i) igual a 1.1 veces la presión de operación máxima (POM) a régimen constante tanto para hidrocarburos líquidos como gaseosos, la cual no debe ser mayor a la presión de carga hidrostática en cualquier punto del ducto en una condición estática.

La capacidad por presión interna para tubería que transporta líquido o gas está dada en la siguiente expresión:

$$P_i = \frac{2t(SMYS)f_{CP}}{D}$$

Donde:

P_i : Presión interna en (N/mm^2) (Psi)

D : Diámetro exterior nominal del tubo en mm (in)

t : Espesor de pared de acero del tubo en mm (in)

$SMYS$: Esfuerzo de fluencia mínimo especificado del tubo (Specified Minimum Yielding Strength) en (N/mm^2) (Psi)

f_{CP} : Factor de capacidad permisible por presión interna.

El factor de capacidad permisible f_{CP} se determina como sigue:

$$f_{CP} = f_{DIS}f_{TEMP}f_{JL}$$

Donde:

f_{DIS} : Factor de diseño por presión interna que depende del tipo de fluido transportado (gas o líquido).

f_{TEMP} : Factor de diseño por temperatura.

f_{JL} : Factor de junta longitudinal.

Para gases: la clasificación por clases de localización se presenta en la tabla 2.2:

Clasificación por clase de localización	Factor de diseño f_{DIS}
Clase 1	0.72
Clase 2	0.6
Clase 3	0.5
Clase 4	0.4

Tabla 2.2 Clasificación por clases de localización. Fuente: NRF-030- PEMEX-2009

Clasificación por clase de localización: el área unitaria que será la base para determinar la clase de localización en ductos que transportan gas comprende a una zona de 1600 m (1 milla) de longitud en la tubería con un ancho de 400 m (1/4 milla), 200 m a cada lado del eje de la tubería. En esta norma cada vivienda o sección de construcción para fines de ocupación humana, se considera por separado:

Clase de localización 1: corresponde con la tubería que en su área unitaria se tiene 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.

Clase de localización 2: corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10, pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.

Clase de localización 3: es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:

- Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
- Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 metros del eje de la tubería.
- Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 metros del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.
- Cuando se tenga la existencia de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, en donde se pretende instalar una tubería a menos de 100 metros, aun cuando al momento de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.
- Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 metros o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, etc.).

Clase de localización 4: corresponde a la tubería que en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo (tabla 2.3), donde el tráfico sea pesado o bien, donde existan numerosas instalaciones subterráneas.

TIPO DE INSTALACIÓN	Clasificación por clase de localización			
	1	2	3	4
Ductos, troncales y de servicio	0.72	0.6	0.5	0.4
Cruces de caminos:				
a) caminos privados	0.72	0.6	0.5	0.4
b) caminos sin pavimentar	0.6	0.6	0.5	0.4
c) caminos, autopistas o calles públicas	0.6	0.5	0.5	0.4
Cruces de caminos con encamisados:				
a) caminos privados	0.72	0.6	0.5	0.4
b) caminos sin pavimentar	0.72	0.6	0.5	0.4
c) caminos, autopistas o calles públicas.	0.72	0.6	0.5	0.4
Ductos paralelos a caminos:				
a) caminos privados	0.72	0.6	0.5	0.4
b) caminos sin pavimentar	0.72	0.6	0.5	0.4
c) caminos, autopistas o calles públicas	0.6	0.6	0.5	0.4
Ductos sobre puentes	0.6	0.6	0.5	0.4

Tabla 2.3 Factores de diseño f_{DIS} para construcción de ductos de acero que transportan gas de acuerdo al tipo de instalación por donde atraviesa.

Fuente: NRF-030- PEMEX-2009

Para líquidos:

El factor de diseño a utilizarse en el cálculo de la capacidad permisible por presión interna para ductos que transportan líquidos es de 0.72.

f_{TEMP} : El factor de diseño por temperatura se presenta en la tabla 2.4.

Temperatura		Factor de Diseño f_{TEMP}
°C	°F	
121 o menos	250 o menos	1
149	300	0.967
177	350	0.933
204	400	0.9
232	450	0.867

Tabla 2.4 Factor de diseño por temperatura. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009

f_{JL} : El factor de junta longitudinal se presenta en tabla 2.5.

TIPO DE TUBERIA	Factor de junta longitudinal
Soldadura longitudinal por arco sumergido (SAWL)	1
Soldadura por resistencia eléctrica (ERW)	1
Soldadura helicoidal por arco sumergido (SAWH)	1

Tabla 2.5 Factor de junta longitudinal. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009.

3. Cargas.

La carga para un ducto incluye los siguientes tipos:

- Cargas vivas: incluyen el peso del fluido transportado y cualquier otro material externo que se encuentre adherido al ducto.
- Cargas muertas: incluyen el peso propio del tubo, componentes o accesorios recubrimientos y rellenos de la zanja.
- Cargas dinámicas: incluye: sismo, viento, oleaje, corriente e impacto.

4. Efectos de incremento de expansión del fluido.

En el diseño incluye medidas para proveer la resistencia suficiente o aliviar el incremento de presión ocasionado por el calentamiento del fluido transportado.

5. Interacción suelo-tubería.

Determina los tipos de desplazamiento longitudinales en suelos no homogéneos.

6. Consideraciones para el cálculo de esfuerzos.

Los esfuerzos en la tubería deben considerar fricciones en los soportes y las conexiones con otros ramales, a su vez considera dimensiones del tubo, esfuerzos en curvas y dobleces, radio mínimo de codos.

7. Espesor mínimo requerido.

La tubería de acero al carbono debe tener un espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna. Este espesor se determina mediante la siguiente expresión:

$$t_r = t + t_c$$

Donde:

t_r = Espesor mínimo requerido por presión interna (mm) (in).

t = Espesor de diseño por presión interna (mm) (in).

t_c = Espesor de pared adicional por corrosión (mm) (in).

El espesor comercial (t_{com}) debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido (t_r), a este espesor comercial, se le debe restar el porcentaje por tolerancia de fabricación, esta diferencia debe ser mayor o igual al espesor mínimo requerido. En caso contrario se debe seleccionar el espesor inmediato superior que se fabrique.

$$t_r \leq t_{com} - t_{fab}$$

Donde:

t_{comb} = Espesor comercial para presión (mm) (in).

t_{fab} = Espesor por tolerancia por fabricación (mm) (in).

a) Espesor de tolerancia por fabricación.

Se debe obtener en función de los valores de porcentaje de tolerancia que se muestran en la tabla 2.6.

Diámetro ext. (mm)(in) y tipo de tubería	Porcentaje de tolerancia (%)	
	Grado B o menor	Grado X42 o mayor
73.0 (2.875) y menores con y sin costura	12.5	12.5
Mayores que 73.0 (2.875) pero menores que 508.0 (20) con y sin costura.	12.5	12.5
508.0 (20) y mayores con costura	12.5	8
508.0 (20) y mayores sin costura	12.5	10

Tabla 2.6. Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de pared. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009

b) Espesor adicional por corrosión.

Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar, de no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año.

8. Estabilidad.

Todos los ductos sumergidos o aquellos tramos localizados en zonas pantanosas, áreas inundadas, cruces de ríos, etc., deben ser estables bajo la acción combinada de cargas hidrostáticas e hidrodinámicas.

La estabilidad del ducto puede lograrse con la colocación de lastre de concreto, con un espesor mínimo de 25 mm, anclajes puntualmente espaciados o enterrado del tramo, para cualquier diámetro y espesor de tubería.

9. Conexiones a ramal.

Todas las conexiones a ramal deben hacerse por medios de tes y cruces soldadas a topes, así mismo deben cumplir con la norma ASME B16.9. Las tes y cruces soldadas a tope pueden usarse para todas las relaciones entre el diámetro del ramal y el diámetro del cabezal, y para todas las relaciones entre el esfuerzo circunferencial de diseño y el esfuerzo de fluencia mínimo especificado del cabezal y el tubo de ramal.

10. Corrosión.

Se deben implementar medidas de control de corrosión interna y externa en líneas enterradas y aéreas, así como la relocalización, reemplazo y otro tipo de cambios en los sistemas de tuberías existentes; debe realizarse mediante la aplicación de un recubrimiento anticorrosivo, complementado con un sistema de protección catódica y con conexiones adecuadas para la descarga de corriente en zonas de corrientes parásitas.

11. Derecho de vía.

El ancho mínimo del derecho de vía debe ser de 10 a 25 m, de acuerdo a la tabla 2.7.

Diámetro (in)	Ancho del derecho de vía (m)		
	A	B	C
De 4 a 8	10	3	7
De 10 a 18	13	4	9
De 20 a 36	15	5	10
Mayores de 36	25	10	15

Tabla 2.7 Ancho mínimo del derecho de vía. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009

A: Ancho total del derecho de vía.

B: Ancho de la zona de alojamiento del material producto de la excavación, medido desde el centro de la zanja.

C: Ancho de la zona de alojamiento de la tubería durante el tendido, medido desde el centro de la zanja.

El material producto de la excavación, en ningún caso debe estar a menos de 1 m de distancia de la orilla de la zanja, y la inclinación del material de la excavación no debe ser mayor a 45 grados con respecto a la superficie horizontal.

La separación entre ductos que se cruzan debe ser de 1 m como mínimo a paño inferior del ducto existente, tanto para excavación a cielo abierto como para perforación direccional. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento dieléctrico de la tubería donde sea necesario y por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 m respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica. La figura 2.1 considera la amplitud del derecho de vía.

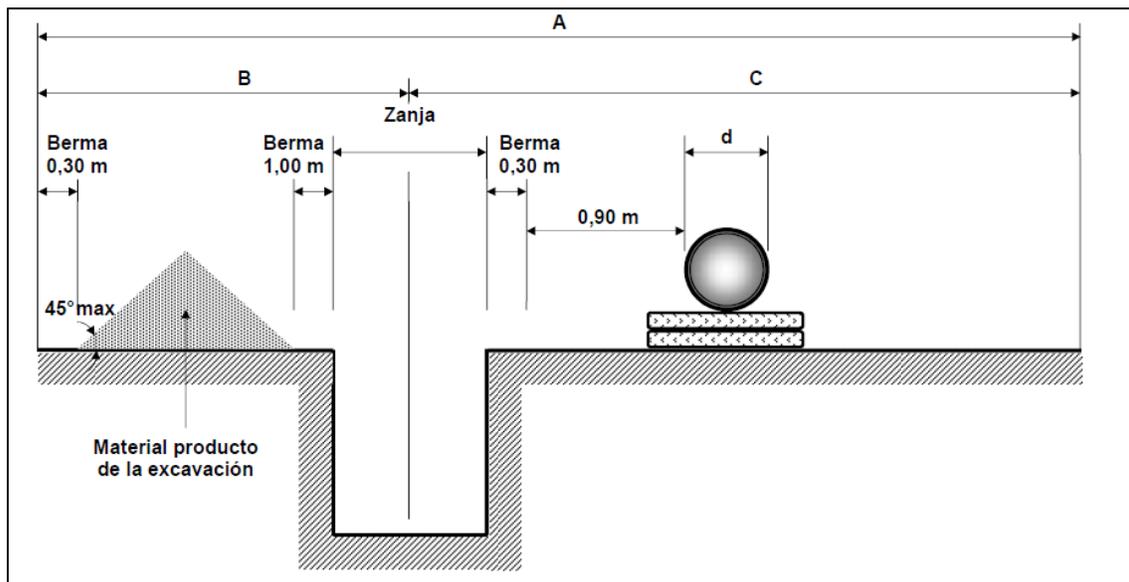


Figura 2.1. Amplitud del derecho de vía para ductos nuevos. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009.

12. Enterrado para ducto.

El ancho mínimo de suelo que debe tener el ducto para gas se muestra en las tablas 2.8 y 2.9, tanto para transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos:

Localización	Excavación normal (m)	Excavación en roca (m)
Clase 1	1.00	0.6
Clase 2, 3 y 4	1.20	0.6
Cruces de ríos y arroyos (vías fluviales)	1.80	0.6

Tabla 2.8 Ancho mínimo para ductos que transportan gas. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009.

Localización	Excavación normal (m)	Excavación en roca (m)
Área industrial, comercial y residencial	0.9	0.6
Cruces de ríos y arroyos (vía fluvial)	1.2	0.45
Cualquier otra área	0.75	0.45

Tabla 2.9 Ancho mínimo para ductos que transportan líquidos. Fuente: NRF-030-PEMEX-2009.

El tubo enterrado directamente sin el uso de camisas de protección, debe instalarse a una profundidad con un espesor mínimo de capa de tierra sobre el lomo de la tubería de 3 m, en todo el ancho del derecho de vía que se cruce.

13. Válvulas de seccionamiento.

Las válvulas de seccionamiento limitan el riesgo y daño en el ducto, así como facilitar el manejo del sistema. La localización de las válvulas es de acuerdo al siguiente orden:

- En cada conexión ramal al ducto principal, de manera que sea lo más cercano este.
- Antes y después de cruces (ríos, lagos o lagunas de más de 30 m de ancho).
- Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- Las válvulas de relevo que se instalen en ductos de gas, deben localizarse donde el gas pueda salir a la atmósfera sin provocar riesgo.
- En el caso de ductos que transporten líquido en áreas industriales, comerciales o residenciales, la máxima separación debe ser 12 Kilómetros.

14. Cruzamientos en ríos y cuerpos de agua.

Los cruzamientos de los ductos con ríos o cuerpos de agua, requieren de un análisis y diseño para disminuir el riesgo de contaminación en caso de fuga del hidrocarburo. Estos cruzamientos pueden realizarse de dos formas: aéreos y subfluviales. Para el primer caso se debe construir un sistema de soportería para la tubería por medio de pilas, armaduras y cables (similar a un puente). Debe evitarse la colocación de curvas verticales en la zona del cauce, procurando que el tramo de tubería sea recto y sus extremos estén bien empotrados en los taludes de las orillas.

Mientras que para el segundo caso, la tubería debe instalarse bajo el fondo del río, a una profundidad mínima, para garantizar que el ducto quede fuera de una posible erosión del agua a todo lo ancho del cauce.

Para efectuar los cruzamientos subfluviales deben usarse tubos lastrados o anclajes con el fin de garantizar la estabilidad del ducto. El diseñador debe evaluar la necesidad de instalar derivaciones en este tipo de cruces (By pass).

2.4 CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS TERRESTRES.

2.4.1 Programa de construcción de ductos.

Es importante considerar un programa de construcción para determinar con precisión los tiempos convenientes en cada etapa (cronograma), esto permite contar con los recursos (humanos, equipos, materiales, contratos) en tiempo y forma, lo que asegura continuidad evitando tiempos muertos que pueden ocasionar perturbaciones.

La construcción del sistema de transporte para hidrocarburos requiere la previa adquisición de derecho de vía de los terrenos sobre los cuales se construirán las variantes y la obtención de los permisos necesarios que permitan ejecutar el proyecto.

Para la preparación del derecho de vía se utiliza un equipo de prospección, el cual marcará cuidadosamente con estacas los límites externos, la localización central de los ductos, las elevaciones, cruces de caminos, arroyos, ríos y espacios de trabajo, comprende los pasos siguientes:

- Remoción de la capa vegetal en pendientes pronunciadas, en caso de que no se retire, se deberá trabajar sobre ella para mejorar la vegetación.
- Talado de árboles; se deberá tener cuidado con ejemplares de gran tamaño o en peligro de extinción.

2.4.2 Proceso de construcción.

1. Apertura del derecho de vía.

Consiste en trazar una ruta de 25 metros de ancho aproximadamente, en ambos lados del trazo del ducto, después intervienen los tractores para nivelar el terreno y así preparar el camino para la construcción del ducto.

- Trazo preliminar del derecho de vía. Retraso y verificación de su caso.
- Documentación legalizada de la franja que constituye el derecho de vía.
- Dimensionar el derecho de vía conforme a la normatividad establecida.

2. Nivelación del terreno.

Permite obtener una línea lisa y pareja con cambios de dirección suaves. Para lograr estas características es necesario devastar áreas y llenar otras para obtener un suelo uniforme para el ducto.

3. Excavación.

Es necesario seleccionar el equipo necesario para la excavación (pala, retroexcavadora, zanja de rueda etc.). La profundidad de la excavación dependerá de la clase de localización donde se encuentra el ducto y conforme a normatividad de referencia (NRF-030-PEMEX-2009).

4. Transporte, manejo y tendido de tubería.

En esta etapa la tubería se descarga cuidadosamente de los camiones y es colocada extremo con extremo de forma lineal a lo largo de la zanja. En caso de que el ducto sea con recubrimiento se debe tomar precauciones adecuadas para evitar posibles daños al ser colocados sobre la zanja.

5. Alineación de la tubería.

Esta operación es una etapa previa a la soldadura, se efectúa juntando el tubo extremo con extremo de forma lineal. El ducto que se va construyendo debe ser colocado en apoyos (polines de madera), dejando un espacio de 40 cm entre la parte interior del ducto y el terreno, con el propósito de tener espacio para finalizar la soldadura, así como para ejecutar después las fases de prueba y las operaciones de protección mecánica.

Se debe verificar que al ir alineando las costuras longitudinales, se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 30° a cada lado del eje vertical. El espacio entre biseles debe ser conforme al procedimiento de soldadura.

6. Soldadura.

La soldadura es un proceso de unir metales que se produce al calentar a una temperatura dada que permita unirlos con o sin la ayuda de un metal de relleno.

Es el núcleo de cualquier trabajo de construcción de ductos. El soldador debe ser muy cuidadoso porque si las uniones de las tuberías son sólidas, todo lo demás que se añada posteriormente será en vano.

El procedimiento puede ser manual o automático, la mayoría de las soldaduras se hacen de forma manual, se presentan los distintos tipos para soldar ductos:

- Soldadura de arco eléctrico protegido con electrodo recubierto.
- Soldadura de arco sumergido.
- Soldadura de arco de metal protegido con atmosfera de gas (MIG).

Arco eléctrico. Consta de un arco eléctrico que genera calor, el material de aporte (electrodos) y la pieza a soldar. A cada valor de la intensidad de corriente, corresponde una tensión en función de la longitud del arco.

Soldadura de arco sumergido. Las técnicas que se aplican a este proceso pueden ser manuales, semiautomáticas, automáticas o la combinación de ellos y son aplicables en soldaduras de posición y rolado. Es el método comúnmente empleado en soldadura de campo y en el cual usan generadores de corriente continua, impulsados por motores eléctricos, de gasolina o transformadores para suministrar la corriente para soldar. Entre las principales ventajas de esta técnica son:

- Alta velocidad y rendimiento.
- Soldaduras homogéneas.
- No requieren protecciones especiales.

Proceso de soldadura "MIG". Es una soldadura de arco y metal protegido con atmosfera de gas inerte en el que se usa alambres de pequeño diámetros alimentados continuamente al arco. Este proceso de soldadura tiene la ventaja de usarse en todas las posiciones con metal ferroso y no ferroso.

Una variante de este método es la soldadura por arco metálico con gas (emplea dióxido de carbono mezclado con gases inertes) también es conocida como proceso MAG, donde la fusión es producida por un arco que se establece en el extremo del alambre aportado continuamente y la pieza a soldar. La protección se obtiene íntegramente de los gases suministrados simultáneamente con el metal de aporte.

7. Recubrimiento y relleno.

Antes de colocar el tubo dentro de la zanja debe limpiarse externamente y aplicar una capa protectora para después envolverlo y preservarlo de la corrosión. La limpieza y aplicación de una capa anticorrosiva se

hace con una máquina dotada con cepillos rotatorios de alambre y pistolas de aire, por ella avanza la máquina, la cual le aplica el esmalte protector y la máquina envolvente. Esta máquina aplica una capa uniforme de esmalte caliente y cubre el ducto con capas (fibra de vidrio, filtro de esbelto, papel kraft).

8. Prueba hidrostática.

Ya efectuada la operación de bajado y tapado, se prueba el ducto a presión interior utilizando agua neutra y libre de partículas en suspensión, la prueba hidrostática se hace para comprobar su hermeticidad.

La duración de la prueba será de 8 horas mínimo (tramo largo) y 4 horas en tubería (tramo corto). El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.25 la presión de diseño.

Después de hacer la prueba hidrostática, los ductos, válvulas y accesorios serán drenados completamente para evitar daños por congelamiento o por corrosión. El equipo de un sistema de tubería que no se sujete a la prueba debe desconectarse.

9. Limpieza interior.

Después de realizarse la prueba hidrostática, se deben correr los diablos de limpieza para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

Los procedimientos para envío y recepción de diablos se describen en el capítulo 3.

10. Inspección con diablo geómetra.

Se debe realizar la inspección interior del ducto completo, mediante una corrida de diablo geómetra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS), previa a la entrega al área operativa. Lo anterior con el fin de tener un punto de referencia de las condiciones reales de la tubería al inicio de sus operaciones y de comprobar si durante la construcción no hubo problemas de aplastamiento por circulación de tractores, equipo pesado y vehículos de carga sobre la tubería enterrada. En caso de detectarse alguna anomalía, se debe proceder a efectuar las reparaciones, llevando los registros correspondientes.

11. Descenso de la tubería y relleno de la zanja.

Una vez terminada la tubería será levantada de sus soportes temporales por tractores grúa y se coloca dentro de la zanja. Antes de bajar la tubería se inspecciona la zanja para asegurarla que esté libre de rocas u otros desechos que puedan dañar el ducto, una vez inspeccionada se sitúa tubería y se rellena la zanja.

12. Reacondicionamiento del derecho de vía.

Se debe recolectar toda la tierra removida y ser devuelta a la zanja, de manera que después del asentamiento la superficie no tenga depresiones, el ducto debe protegerse antes de rellenar la zanja.

Una vez efectuado los rellenos se limpia el derecho de vía y los desperdicios transportarlos a un lugar adecuado para su almacenamiento.

Los diques, terrazas y drenajes que fueron desviados o cortados durante la construcción y que quedaron sujetos a derrumbes, se deben reponer con sacos de arena o apisonado, dando la densidad necesaria para contener la presión y la resistencia a la erosión.

13. Señalización.

Se deben colocar las señales necesarias para la localización e identificación de las instalaciones (señales Informativas), así como para limitar actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones (señales Restrictivas) y aquellas para alertar al público acerca de las condiciones de riesgo en la

ejecución de trabajos de construcción y mantenimiento (señales Preventivas). El anexo A del presente trabajo presenta los tipos de señalamiento para ductos de transporte de hidrocarburos.

2.5 OPERACIÓN EN DUCTOS TERRESTRES.

La operación de un sistema de ductos, tiene como fin mantener el flujo normal de hidrocarburos en condiciones óptimas de volumen y presión para su transporte hacia los centros de distribución, también se encarga de detectar y prever cualquier situación anormal que esté presente, y así llevar a cabo los procedimientos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

La operación de ductos radica en la práctica de llevar a cabo registros y reportes, que se realizan en diferentes periodos de tiempo para su buen funcionamiento. La medición de flujo de los hidrocarburos es un procedimiento indispensable, sobre todo en cada tramo de tubería ya que se somete a condiciones más exigentes respecto a las habituales, pues permite medir niveles de presión permitido en cada caso, previniendo fallas en el flujo esperado del hidrocarburo, así como desperfectos por exceso de presión.

2.5.1 Seguridad en la línea.

Para un buen funcionamiento en los ductos terrestres, es necesario instalar elementos de inspección y control para detectar fallas, tales fallas pueden ser mecánicas (corrosión, desgaste, vibración del ducto) y fallas químicas del producto transportado.

2.5.2 Cierre de emergencia.

Para asegurar el cierre de emergencia en ductos terrestres se debe instalar en puntos extremos (inicio y final) del ducto, una válvula de seccionamiento y corte que permita cerrar el flujo a través del ducto, esta debe estar calibrada de acuerdo a las condiciones de operación de la línea, de preferencia estas válvulas deben ser automatizadas y manuales en caso de que haya fallas en el sistema automático.

2.5.3 Controles de medición en ductos terrestres.

Es necesario controlar las variables para mantener el proceso dentro de los límites de seguridad, estos instrumentos registran la presión, temperatura y flujo dentro del ducto, cuando se presenta una variación dentro de los rangos establecidos se activará una alarma la cual permita conocer donde se encuentra el riesgo.

Medidores de flujo.

Los medidores de flujo más comunes son: la placa de orificio, la boquilla de flujo y el tubo Venturi.

La placa de orificio consiste en una placa perforada instalada en el ducto, el orificio de la placa puede ser concéntrico, excéntrico o segmentado. Algunas de las consideraciones de la placa de orificio son:

- No son recomendables para fluidos en suspensión, en donde los sólidos pueden ser acumulados en las partes cercanas a la placa de orificio.
- Tienen una alta caída de presión.
- Son de mantenimiento fácil y tienen buena exactitud.

El medidor de tubo Venturi, se basa en disminuir la presión del fluido al pasar por una sección reducida, por lo tanto aumenta la velocidad del flujo. Consiste en un tubo con un cono de entrada (25°, 30°), una garganta y un cono de salida (7°). Algunas de las consideraciones del tubo Venturi son:

- Se utiliza para fluidos con suspensiones.
- Tiene un costo mayor a la placa de orificio.
- Son difíciles de construir.

El medidor de boquillas consiste en un dispositivo elíptico que se insertan en una línea de flujo incrementan la velocidad del flujo, tienen las siguientes consideraciones:

- Son utilizados en flujo de vapor y con flujos a altas velocidades.
- Es más costoso que la placa de orificio pero menos costoso que el tubo Venturi.

Medidores manométricos.

Para mediciones de presión en ductos se utilizan manómetros analógicos que es un dispositivo con partes mecánicas con carátula de escala graduada, que indica mediante un puntero, el valor de una presión.

Los manómetros digitales son dispositivos que dan una medida de presión rápida en un punto, un sensor de presión y un visualizador de pantalla principal a diferencia de los manómetros analógicos no tienen error de lectura por parte del lector.

Medidores de temperatura.

Para realizar mediciones de temperatura en ductos se utilizan los termopares, básicamente es un sensor que mide la temperatura, está formado por dos uniones de metales diferentes unidos en sus extremos que da una diferencia de temperatura.

2.5.4 Sistemas de alivio.

Para asegurar que las condiciones de operación no excedan los límites establecidos, se incrementan los sistemas de alivio (válvulas de alivio y discos de ruptura). Una válvula de alivio de presión es un dispositivo automático de relevo de presión, abre de forma gradual e proporción con el incremento de presión. El disco de ruptura es un dispositivo de seguridad que se encuentra incorporado a equipos de proceso (tanques de almacenamiento) que se rompe para aliviar una sobrepresión.

2.5.5 Cierre de líneas.

El cierre de las líneas se debe principalmente a mantenimiento, emergencias y cierre de la producción. Cuando hay una emergencia, se activa el sistema de cierre automático de emergencia las cuales pueden ser por bajas presiones ocasionado por fugas, temperaturas altas y riesgos externos. Existen válvulas de cierre que pueden ser activadas manualmente.

2.5.6 Despresurización de la línea.

La despresurización consiste en reducir la presión de la línea desde su valor de operación hasta la presión atmosférica, esto depende de diversos factores (flujo, tamaño del ducto).

2.6 CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS TERRESTRES.

Todos los ductos pueden tener defectos ya sea por su diseño, fabricación, acción de terceros, por el tiempo de vida útil o incluso la interacción con productos corrosivos en su entorno. Estas fallas deben ser evaluadas y controladas, las principales causas a fallas son:

- Error de proyecto.
- Defecto de construcción.
- Falla de material.
- Corrosión interna y externa.
- Fenómenos naturales

2.7 CONTROL DE CALIDAD.

De acuerdo a la norma ISO 9000 define a la calidad como: “el grado en el que un conjunto de características inherentes a un objeto (producto, servicio, persona u organización) cumple con los requisitos establecidos”. El control de calidad realiza inspecciones y pruebas para una materia prima o producto terminado para que cumpla con las especificaciones establecidas previamente.

La construcción de ductos involucra un control de calidad en el proyecto (cumplimiento del programa requerido y cumplimiento a normas aplicables), y materiales solicitando los certificados de fabricación de la tubería y accesorios.

CAPÍTULO 3

TIPOS DE MANTENIMIENTO INTEGRAL EN DUCTOS TERRESTRES.

CAPÍTULO 3.

3. TIPOS DE MANTENIMIENTO INTEGRAL EN DUCTOS TERRESTRES.

3.1 MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS TERRESTRES.

La finalidad de proporcionar mantenimiento a un sistema de ductos terrestres que transportan hidrocarburos es mantener la integridad mecánica o estructural del sistema, disminuyendo los riesgos que pudiera generar y ocasionar daños a los habitantes, operadores, instalaciones y al medio ambiente.

La función del mantenimiento es administrar y conservar las instalaciones, ductos y equipos de la industria petrolera, tomando en consideración los planes y programas operativos, con la finalidad de satisfacer las necesidades de una manera eficiente y eficaz, aplicando las acciones preventivas que resulten necesarias para mantener la operación continua de instalaciones ductos y equipos.

Debe establecerse un mantenimiento integral de ductos terrestres para mantener las condiciones óptimas de operación de ductos, esto se debe hacer de acuerdo al tamaño de línea, tipo de fluido, accesorios y válvulas.

El mantenimiento de ductos terrestres garantiza que estos sean seguros, incluye el diseño, inspección y administración de ductos.

El mantenimiento de ductos puede clasificarse en tres tipos:

- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

3.2 OBJETIVOS Y ERAS DEL MANTENIMIENTO.

El mantenimiento de ductos consiste en mantener y conservar en condiciones físicas convenientes a los ductos e instalaciones y equipos destinados para el transporte de hidrocarburos derivados de la exploración, explotación y refinación de productos petrolíferos.

Para dar un panorama de cómo ha evolucionado el mantenimiento se presenta las eras de transformación de mantenimiento en la tabla 3.1.

Pretecnología.	Revolución industrial.	Preventiva.	Integración.
Termina en el año de 1700. Poca tecnología aplicada y construcciones realizadas en forma manual. Experiencia transmitida de artesano a artesano. Pocas bases científicas y aun no existen conceptos de mantenimiento.	Inicia alrededor de 1700 con la revolución industrial. Desarrollo de la tecnología con principios científicos y máquinas con mayor complejidad. Aparece el mantenimiento como una tarea secundaria poco importante (limpieza, calibración).	Aparece en los años 30 con la aviación comercial. Se observa que el mantenimiento regular previene fallas. Se conocen algunas técnicas de mantenimiento predictivo. Aparece la especialidad de planeación de mantenimiento. Se empieza a manejar la estadística del mantenimiento en forma manual y con computadora.	Se da en los años 60 y se encuentra en periodo de transición debido a la globalización de la economía y reingeniería. Aparecen sistemas de información con equipos de trabajo multidisciplinario.

Tabla.3.1. Eras del mantenimiento. Fuente: manual PEMEX.

3.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.

Este tipo de mantenimiento recaba información del estado físico del ducto, se realiza por ensayos no destructivos y asegura la falla del ducto, de tal forma que pueda reemplazarse, con base en un plan justo antes de que falle, las actividades que comprende son las siguientes:

- Mantenimiento predictivo por inspección.
- Mantenimiento predictivo al celaje terrestre en los derechos de vía.

3.3.1 MANTENIMIENTO POR INSPECCIÓN.

1. Inspección directa externa.

La inspección directa externa es la verificación de las características geométricas, mecánicas, metalúrgicas y físicas de un ducto mediante la aplicación de ensayos no destructivos, realizadas directamente sobre la superficie externa de un tramo de ducto que previamente ha sido descubierto. La inspección directa externa se opera en cuatro niveles, sin intervenir en ninguna de ellas las áreas y espacios internos del ducto. Estos niveles de inspección se basan fundamentalmente en observaciones visuales, en la identificación de riesgos, en la medición de espesores de pared, en el monitoreo de protección catódica y la inspección controlada del estado mecánico de los tubos y accesorios que constituyen el ducto. La frecuencia para esta inspección externa inicial debe efectuarse una vez en un plazo de seis a doce meses después de iniciada la operación del ducto, siempre y cuando no se ha iniciado la construcción.

Inspección nivel 1.

Comprende la inspección visual a lo largo del ducto con el fin de determinar defectos, anomalías y problemas que pueda tener la tubería y que puedan ser detectados a simple vista. Este nivel de inspección se debe realizar a tuberías superficiales, trampas de diablos, válvulas, cruces de vías, ríos y derechos de vía, existen dos metodologías:

- Recorrido terrestre.
- Recorrido aéreo.

El recorrido terrestre se realiza mediante el uso de un vehículo y en sus casos recorridos a pie para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas. Este recorrido debe hacerse a todo lo largo del ducto (incluyendo accesorios). Los recorridos deben efectuarse en zonas urbanas cada 15 días y en zonas rurales una vez al mes.

Los recorridos aéreos se deben efectuar cada 60 días y cuando este se realice no se efectuará el recorrido terrestre. Se debe obtener un registro en video del recorrido cada seis meses. Los trabajos a efectuar en la inspección nivel 1 son:

- Verificar la protección anticorrosiva conforme a la normatividad de PEMEX.
- Golpes y abolladuras en el ducto.
- Estabilidad del ducto.
- Vibración del ducto.
- Corrosión de apoyos y anclajes.
- Condición de señalamientos.
- Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- Tomas clandestinas.

Se debe aplicar una inspección nivel 1 para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte, aquellos equipos que lo constituyen son: trampas de diablos, válvulas, bridas etc...

La frecuencia con la que se deben inspeccionar equipos, válvulas accesorios y conexiones debe ser cuando menos una vez al año para asegurar las condiciones apropiadas de operación.

Inspección nivel 2.

Corresponde a la inspección en sitios o zonas específicas donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería. Este nivel de inspección comprende: línea regular e instalaciones superficiales, sistemas y dispositivos de seguridad.

La línea regular e instalaciones superficiales se debe inspeccionar para evaluar la protección anticorrosiva y las discontinuidades producidas por fenómenos de corrosión de cualquier configuración geométrica o de otro tipo que causen la disminución del espesor más allá de los límites permisibles en el diseño.

Durante la inspección se deben ejecutar las siguientes actividades:

1. Excavación mínima de tres metros y máxima de seis metros en la zona de inspección cuando aplique.
2. Limpieza de los puntos de medición.
3. Medición de espesores y de longitudes de defectos.
4. Reposición del recubrimiento de la zona.

Los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores de presión, instrumentos de control y válvulas de alivio entre otras; deberán ser evaluadas mediante una inspección nivel 2.

La periodicidad con la que se debe inspeccionar los sistemas y dispositivos de seguridad debe ser por lo menos una vez al año. Las válvulas de seguridad adicionalmente se deben ajustar a una prueba de funcionamiento.

Niveles de inspección 3 y 4.

La aplicación de inspección interna con equipo instrumentado constituye la práctica más frecuente efectiva para la inspección de ductos y se refiere a los niveles 3 y 4. Este tipo de inspecciones para ductos implica el uso de la NRF-060-PEMEX-2012, la cual considera inspecciones con equipo instrumentado, de acuerdo a los resultados de inspección deben programarse los trabajos correspondientes.

Se deben inspeccionar mediante un diablo instrumentado los ductos que a juicio del usuario lo requieran y reúnan las condiciones para inspección como son las dimensiones de las trampas y las condiciones de operación para obtener las velocidades de desplazamiento requeridas por el diablo.

El nivel 4 corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas del ducto, a su vez depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, por lo cual se elaborará un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas, fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

La información recabada en cualquier nivel de inspección debe llevar un formato de registro de datos, reporte de resultados, fotografías, recomendaciones aplicables a la línea, sistemas, dispositivos de seguridad, equipos, válvulas, accesorios y conexiones.

Adicionalmente se deben incluir en el programa de inspección los siguientes casos:

Inspección especial ocasional: esta inspección se realiza después de la presencia de un evento extraordinario que pueda afectar la integridad del ducto por lo que el tipo de inspección, trabajos a efectuar y equipo mínimo requerido dependen de dicho evento pudiéndose efectuar las siguientes inspecciones:

- Inspección visual.
- Líquidos penetrantes.
- Partículas magnéticas.
- Inspección con equipo ultrasonido.
- Inspección con ondas guiadas.

Inspección Visual. Este método detecta y dimensiona los defectos en la superficie exterior de la pared del ducto, siempre que se encuentre al descubierto, ya sea por ser instalación aérea o por la práctica de excavación o inspección submarina.

Los defectos 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 ajenas al ducto.

Líquidos Penetrantes. Este método permite detectar, ubicar y dimensionar discontinuidades superficiales en las conexiones y juntas soldadas en las tuberías (poros, picaduras). Las superficies a inspeccionar y las áreas adyacentes, deben limpiarse a metal blanco con chorro de arena y posteriormente lavarse con agua para eliminar contaminantes (aceites, grasas, polvos, oxidación) ya que estos contaminantes obstruyen o bloquean las grietas.

Cuando la superficie del área a inspeccionar se encuentra seca se aplica en forma homogénea un líquido penetrante quedando 5 minutos, la aplicación se efectúa en aerosol de acuerdo al código ASME.

Una vez transcurrido el tiempo de penetración indicado se limpia con solvente y/o agua los excedentes para proceder a la aplicación del líquido revelador; el líquido revelador es un polvo en suspensión que se aplica con aerosol en forma de rocío formando una capa delgada y uniforme que permite un contraste de fondo o sangrado con el líquido penetrante.

Partículas Magnéticas. Este método permite detectar discontinuidades subsuperficiales. Aplica a todos los materiales ferrosos, excepto los aceros austeníticos (acero comercial). Antes del examen es necesario una buena limpieza del área que va a examinarse, por lo menos dentro de una distancia de 25 milímetros (mm). El área mencionada debe estar libre de polvo, grasa, aceite, u otra materia extraña y tener una superficie regular, es común esmerilar o maquinar según se requiera. Primeramente, el área a examinarse es magnetizada, a continuación se aplican partículas ferromagnéticas finamente divididas. Durante el desarrollo normal del examen, estas partículas se acercan a las discontinuidades de la pieza examinada, debido a las fugas del campo magnético en esa zona.

Inspección con equipo de 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 medir el espesor de pared en el componente.

Las ondas ultrasónicas pasan a través de los sólidos y son reflejados al llegar a los límites de estos. En los puntos donde existe una discontinuidad, las ondas no pueden pasar y son reflejadas produciendo un eco, este eco se muestra en un tubo de rayos catódicos revelando la presencia de los defectos. Se envían ondas ultrasónicas de muy baja longitud de onda a muy alta frecuencia la cual puede detectar vacancias, impurezas, cambios de densidad, interfaces de material.

Inspección con ondas guiadas. 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 (ondas acústicas) en el material, las cuales son detectadas por un transductor piezoeléctrico. La señal captada es procesada y clasificada por sus atributos de amplitud, frecuencia, duración, energía y tiempo de llegada.

Esta técnica es útil para determinar si un defecto está creciendo y si degrada la resistencia estructural, además de permitir la localización del defecto. Es una técnica muy sensible y que puede cubrir áreas muy grandes en una sola prueba, en comparación con otra técnica de ensayo no destructivo.

2. DIABLOS INSTRUMENTADOS.

Un diablo instrumentado es un dispositivo mecánico electrónico que permite la colecta de datos en todo un perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, inspecciona con procedimientos no destructivos la pared de la tubería para determinar el estado físico del mismo. Es el dispositivo de inspección por excelencia.

Los diablos instrumentados o también conocidos como diablos “inteligentes” constituyen una eficaz respuesta para obtener información de un ducto, estos equipos brindan una mejor resolución en la localización, ya sea empleando tecnologías de fuga o dispersión de flujo magnético de primera generación hasta las de alta resolución.

Las metas de la inspección realizadas a intervalos regulares en un ducto de operación, son las de mantener la seguridad operativa del mismo. Dicha inspección permite obtener datos que redundan en la confiabilidad, integridad, seguridad operativa, conocimiento y control de velocidad de corrosión.

Características de los diablos instrumentados.

Los diablos instrumentados más simples son los calibradores, los cuales constan de un cuerpo compacto, de cerca del 60% del diámetro del tubo, con copas flexibles que permiten restricciones de hasta un 15%. Tienen un conjunto de niveles en una de las copas conectados a una grabadora, instalada en el cuerpo del diablo; mientras este viaja por el interior de la tubería, son grabadas las variaciones de diámetro interno, de manera que detecta las inspecciones de la soldadura, ovalamientos y abolladuras.

Los diablos instrumentados en esencia son diseñados y construidos para la detección de fallas internas y externas en la pared de la tubería, incluidas las soldaduras y además registran una ubicación de las indicaciones detectadas en la tubería.

Dependiendo de la tecnología, los diablos instrumentados son capaces de detectar una variedad de defectos, pero hasta ahora no existe un equipo universal; sin embargo los diablos instrumentados modernos deben contar con las siguientes capacidades mínimas:

- Registro de la geometría interior del ducto.
- Registro de la distancia recorrida y de la velocidad de herramienta.
- Medición de espesores.
- Sistema de visualización de resultados en forma de tabla y diagrama unifilar.

En general los diablos instrumentados, de un tipo u otro, de forma simple o combinada, deben ser capaces de detectar los siguientes tipos de daño:

- Diferenciar entre diámetro interno y externo.
- Variación de espesores de pared.
- Pérdida localizada del metal.
- Perforaciones en la tubería.

- Aplastamientos y abolladuras.
- Laminaciones, inclusiones y efectos metalúrgicos.
- Grietas.
- Pandeos y corvaturas.
- Pérdida de recubrimiento.

La figura 3.1 muestra un ejemplo de un diablo instrumentado, conformado por las siguientes partes:

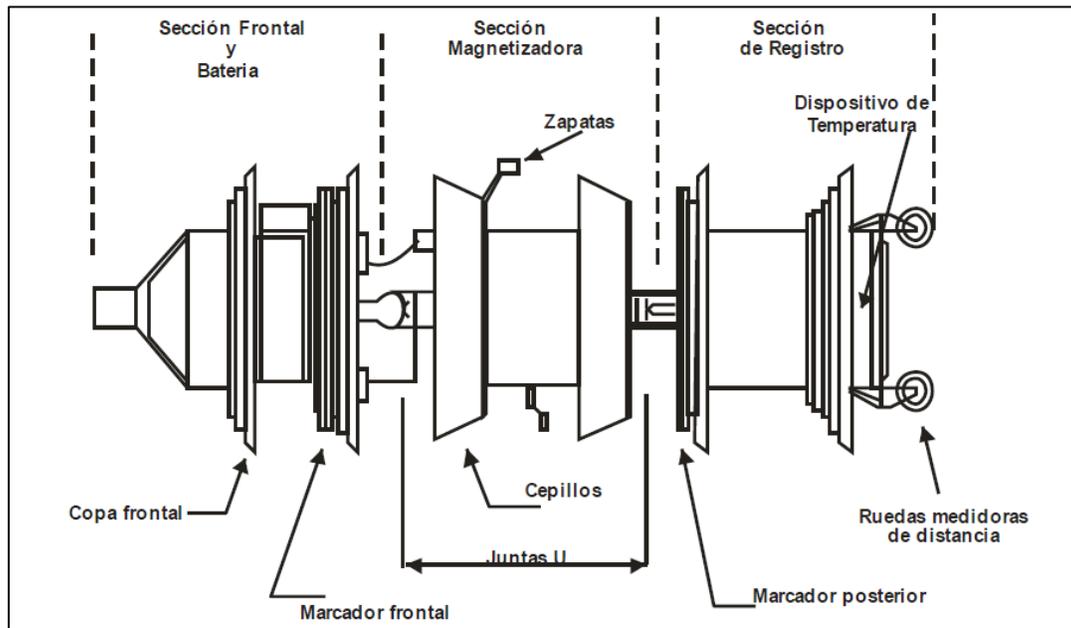


Figura. 3.1 Configuración de un diablo instrumentado. Fuente: manual PEMEX.

Corridas de inspección.

Corridas de limpieza antes de la inspección.

Con el propósito de optimizar la calidad de los resultados y de conocer la factibilidad de una inspección interior de los ductos en operación con equipos instrumentados, se debe realizar una o varias corridas de limpieza mecánica. Los diablos a utilizar para llevar a cabo limpieza interna de los ductos como preparativo de inspección se deben seleccionar de acuerdo al tipo de producto que manejen.

Corridas de inspección con diablos instrumentados.

Las corridas de inspección se efectuarán tan pronto como sea posible, después de la terminación de la corrida de limpieza. Existen dos operaciones mediante el empleo de diablos de limpieza y equipo instrumentado en la etapa de inspección interna del ducto: corridas de diablos de limpieza y corridas de diablos instrumentados con fines de localización y calibración de daños y medición de espesores de pared a través de trampas de envío y recibo. Tales etapas plantean igualmente condiciones típicas de incertidumbre, en un primer paso se cuestiona si las líneas cumplen con los requerimientos mínimos para correr diablos de limpieza o equipo instrumentado, en el segundo caso se establecen las condiciones de operación para la corrida de diablos y se cuestiona si las trampas tanto de envío como de recibo cumplen con requisitos mínimos para admitir una corrida de diablo, por último previo a la operación de un diablo instrumentado se determina si tuvieron u observaron daños en todas las corridas.

En las figuras 3.2 y 3.3 presentan los diagramas de logística de las corridas de limpieza y corridas de inspección de los diablos instrumentados, cabe destacar que estos diagramas son una opción para hacer las corridas de diablos de limpieza e instrumentados. La NRF-060-PEMEX-2012, establece los requisitos técnicos y documentales para la contratación del servicio de inspección de ductos, mediante la utilización de equipos instrumentados.

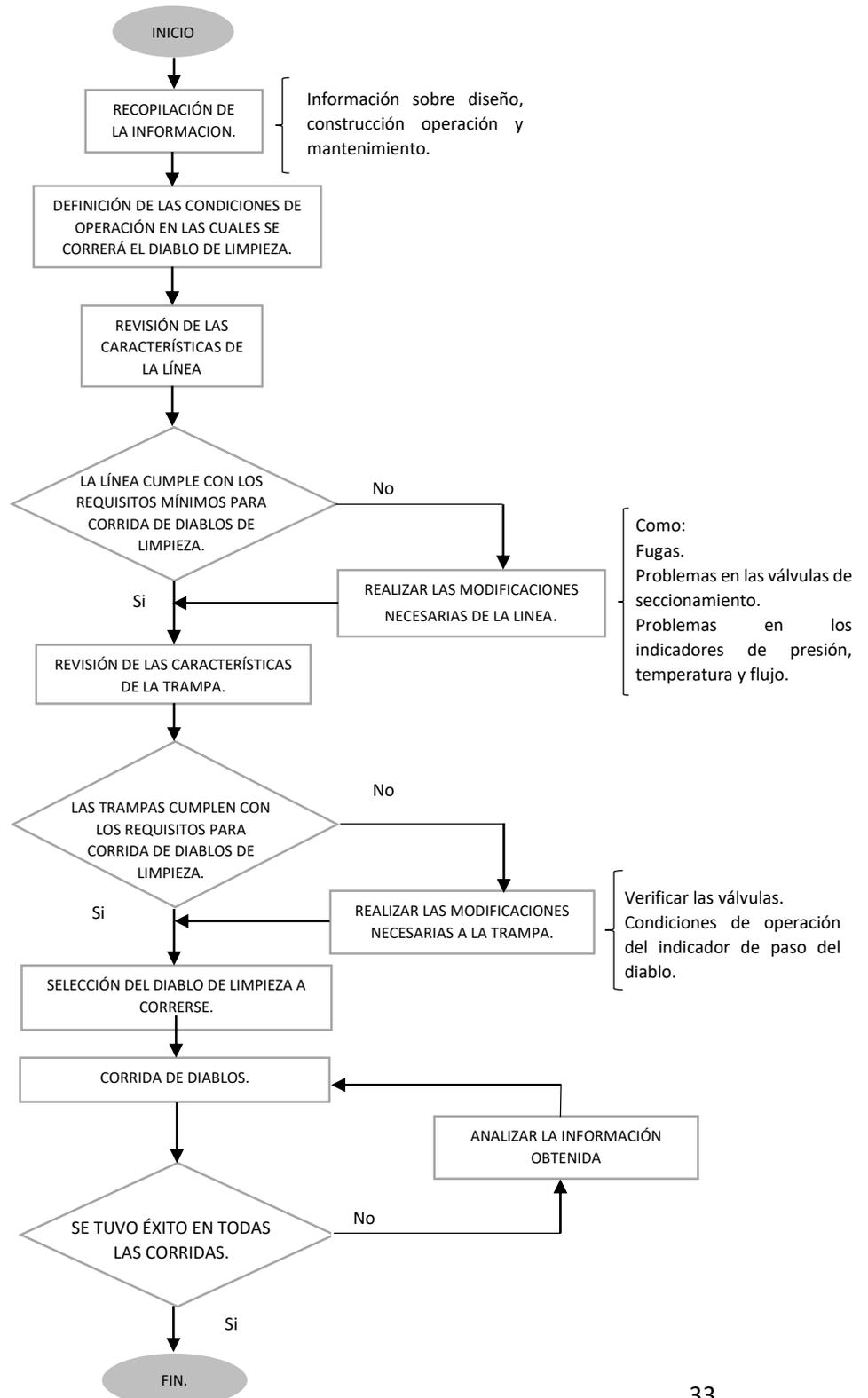


Figura.3.2 Diagrama de flujo para la corrida de un diablo de limpieza. Fuente: manual PEMEX.

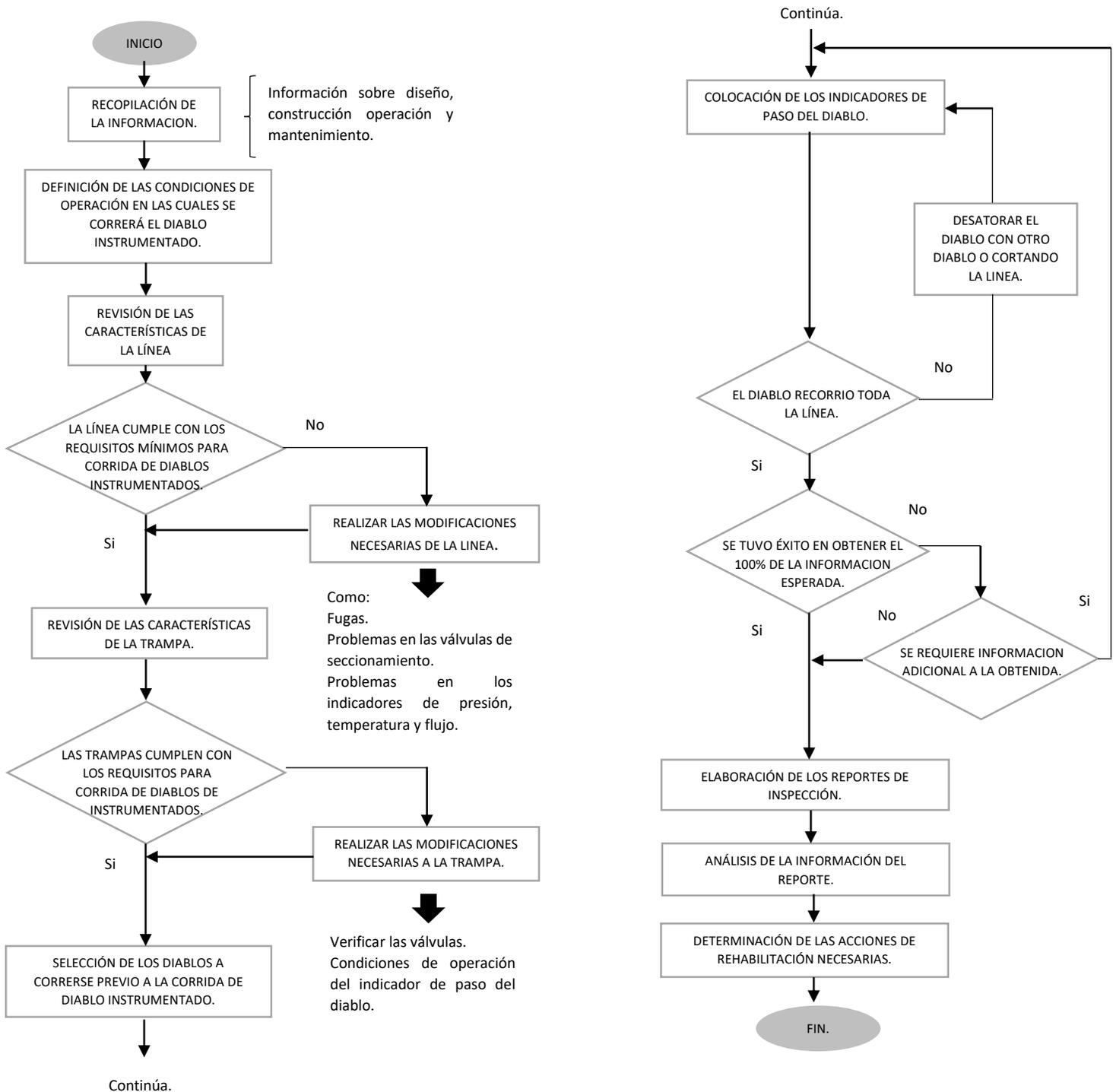


Figura.3.3 Diagrama de flujo para la corrida de un diablo instrumentado. Fuente: manual PEMEX.

3.3.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO AL CELAJE TERRESTRE EN DERECHOS DE VÍA DE DUCTOS TERRESTRES.

Esta actividad consiste en vigilar los derechos de vía de los sistemas de ductos terrestres de transporte de hidrocarburos a fin de detectar y reportar los hallazgos y anomalías que pongan en riesgo la operación segura y confiable de los ductos, de acuerdo a las siguientes actividades:

1. Revisar y aprobar el programa anual de celaje terrestre. Los programas en el celaje terrestre de los derechos de vía están en función de los patrullajes y se determinan en base a la longitud, topografía acceso y problemática de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno y clima entre otros.
2. Programar los recursos necesarios para la corrección de las anomalías.
3. Reportar el avance mensual de corrección de anomalías atendidas y las observaciones que se consideren pertinentes.
4. Efectuar recorridos aleatorios a los derechos de vía para verificar la veracidad de los reportes de campo y corregir variaciones.
5. Llevar un control estadístico del cumplimiento de los programas de celaje y seguimiento de los avances de la corrección de anomalías y conservar la documentación.
6. Realizar corridos de verificación e informar cualquier irregularidad.
7. Elaborar un informe mensual de las anomalías detectadas.
8. Efectuar recorridos de celaje transportándose en un vehículo terrestre o a pie de acuerdo al programa de trabajo.

3.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.

Como su nombre lo indica este tipo de mantenimiento se encarga de prevenir que el ducto sufra algún accidente o falle, en los trabajos de mantenimiento preventivo debe ser considerado los derechos de vía, los sistemas y dispositivos de seguridad, las señalizaciones y las instalaciones superficiales.

El mantenimiento preventivo puede clasificarse en los siguientes tipos:

- Mantenimiento a sistemas de protección catódica.
- Mantenimiento a sistemas de inyección de inhibidores.
- Mantenimiento por corridas de diablos de limpieza.

3.4.1 MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

1. Corrosión en ductos terrestres enterrados.

En los ductos enterrados o sumergidos, existen muchas formas de corrosión producidas por diferentes causas que inciden en el deterioro del metal. Son diversos los factores que afectan sustancialmente, el tipo y velocidad de corrosión en un ducto en contacto con el suelo o con los ambientes que los rodea. Existen métodos para prevenir y controlar la corrosión como las barreras físicas y los sistemas de protección catódica.

Los sistemas de protección catódica consisten en obligar a la estructura a funcionar como cátodo en una celda de corrosión, mediante la modificación de factores electroquímicos. Debido a que la protección catódica es uno de los métodos más efectivos para el control de la corrosión de estructuras enterradas o sumergidas, es necesario fijar los parámetros normativos de estos sistemas.

La corrosión es la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. Las características fundamentales de este fenómeno, es que solo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones liberados se dirigen a

otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal. Existen diferentes tipos de corrosión como los son:

Corrosión general o uniforme: este tipo de corrosión produce un adelgazamiento uniforme en la superficie del ducto, es la más común pero la menos importante en términos de costo y seguridad, a consecuencia de esta corrosión el material disminuye de espesor de forma uniforme, a su vez esta corrosión se subdivide en otras:

- **Corrosión atmosférica:** la mayoría de los ductos están expuestos a este tipo de corrosión, ya que se ven atacados por oxígeno y agua. La severidad de esta corrosión incrementa cuando la sal, los sulfuros y otros contaminantes atmosféricos están presentes.
- **Corrosión galvánica:** es una de las corrosiones más comunes que se pueden encontrar, es de forma acelerada que puede ocurrir cuando metales distintos (par redox) se unen eléctricamente en presencia de una solución conductiva. El ataque galvánico puede ser uniforme o localizado en la unión entre aleaciones, dependiendo de las condiciones. Esta corrosión puede ser severa cuando las películas protectoras de corrosión no se forman o son eliminadas por la erosión.

Corrosión localizada: es aquella corrosión no homogénea que se presenta en la superficie con la formación de películas no uniformes, al igual que la corrosión general se subdivide en las siguientes:

- **Corrosión en hendidura:** es aquella que se produce en pequeñas cavidades o huecos formados por el contacto de una pieza de metal igual o diferente de la primera. En las hendiduras de ambos metales, se deposita la solución que facilita la corrosión de la pieza. Algunas formas de remover la corrosión son: rediseñar la pieza afectada para eliminar hendiduras, cerrar las hendiduras con materiales no-absorbentes o incorporar una barrera para prevenir la entrada de la humedad y prevenir o remover la formación de sólidos en la superficie del metal.
- **Corrosión por picadura:** se produce en zonas de baja corrosión generalizada, donde la reacción anódica produce unas pequeñas pérdidas de metal, a lo que se le conoce como "picaduras".
- **Corrosión por cavitación:** se produce por la formación de burbujas en la superficie del metal (en contacto con líquido).
- **Corrosión microbiológica:** es aquella en la que los organismos biológicos actúan como aceleradores de corrosión, se produce en medios acuosos y generalmente ocurre en ductos marinos, estos organismos biológicos en presencia con agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte de oxígeno a la superficie del metal y produciendo la corrosión.

2. Tipos de sistemas de protección catódica.

Existen 2 tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se utilizan individuales o combinados, estos son:

- Por medio de corriente impresa.
- Por medio de ánodos galvánicos o ánodos de sacrificio.

Sistema de protección catódica por corriente impresa.

Este tipo de protección requiere de una fuente de corriente directa y un electrodo auxiliar o un grupo de ánodos inertes que integran la cama anódica, la cual está situada a cierta distancia de la estructura a proteger. La terminal positiva de la corriente directa se conecta a la cama anódica y la negativa a la estructura a proteger, de este modo la corriente fluye del ánodo a través de la estructura. La fuente de corriente directa es un rectificador, que es un dispositivo que convierte la corriente alterna a corriente directa.

Instalación y conexión de ánodos para corriente impresa.

Para un sistema de protección mediante corriente impresa, la colocación de los ánodos debe hacerse de acuerdo a lo indicado en el proyecto, en cuanto a la localización de la instalación y separación de los ánodos entre sí. Esto aplica para ánodos de fierro-silicio, ánodos sólidos y ánodos de grafito.

Sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio.

Este sistema utiliza como fuente de corriente la producida por la diferencia de potencial entre el material del ánodo y la estructura a proteger. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume dependiendo la demanda de corriente de protección de la estructura a proteger, la resistividad del electrolito y del material usado como ánodo, durante el proceso de descarga del mismo.

Instalación y conexión de ánodos galvánicos.

Los ánodos galvánicos deben alojarse en los agujeros de dimensiones suficientes para que el ánodo quede cubierto por una capa de material de relleno, con espesor mínimo de cinco centímetros en su periferia.

3. Protección mecánica: aislamiento eléctrico y recubrimiento anticorrosivo.

Clasificación y tipos de protección. Las estructuras metálicas enterradas o sumergidas por proteger, deben contar con un recubrimiento anticorrosivo con propiedades dieléctricas. Las estructuras metálicas con recubrimiento anticorrosivo, deben contar con un recubrimiento con propiedades dieléctricas, los cuales pueden ser los siguientes:

- Poliuretanos.
- Vinil acrílico.
- Fibra de vidrio reforzada.
- Elastómero de poliuretano.

Aislamiento eléctrico. La estructura metálica que se desea proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura que no esté considerada en la protección catódica. Los aislamientos además de impedir fugas de corriente de protección, separan eléctricamente a la tubería en secciones o tramos, lo que facilita el mantenimiento y control de los sistemas de protección catódica. Los casos en que es necesario colocar un aislamiento eléctrico entre distintas partes de la tubería son: para reparación de dos tramos, si van a llevar protección catódica distinta o no.

Prueba de defectos de recubrimientos en tuberías enterradas. Una vez construido el sistema de protección catódica, debe obtenerse un perfil de potenciales a intervalos de encendido-apagado a todo lo largo de la tubería para verificar la condición del recubrimiento.

Posteriormente se elabora un programa de mantenimiento a sistemas de protección catódica, los periodos de inspección y mantenimiento a sistemas de protección catódica se establecen a continuación:

- 1) En los sistemas por corriente impresa, las fuentes de energía no controladoras en forma remota se deben inspeccionar al menos cada 30 días, realizando las siguientes mediciones:
 - El voltaje y amperaje de corriente alterna de alimentación.
 - El voltaje y amperaje de corriente directa aplicado a la estructura protegida.
- 2) Los sistemas supervisados a control remoto, deben inspeccionarse al menos seis veces al año. Si el sistema de transmisión de datos llegará a interrumpirse por un tiempo mayor a un mes, la frecuencia de inspección será la indicada para los no controlados, se deben llevar en ambos casos registros mensuales de las condiciones de operación, ajuste de las variables que intervienen y la resistencia del circuito.

- 3) Las camas de ánodos inertes, se deben revisar una vez al año por medio de métodos indirectos para verificar el funcionamiento del ánodo.
- 4) Las conexiones eléctricas tanto internas del rectificador como las de alimentación de corriente alterna o de cualquier fuente de energía de corriente directa, se deben limpiar, ajustar y proteger una vez al año para mantener bajas resistencias de contacto y evitar sobrecalentamiento.
- 5) Cada dos años se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo en la cubierta de las fuentes de corriente y a todas las partes de la instalación.
- 6) Se debe de levantar un perfil de potenciales con equipos de medición, para ductos terrestres cada seis meses en clase de localización 1 y 2, y cada tres meses en clases de localización 3 y 4.
- 7) Se debe realizar un levantamiento de potenciales a intervalos cercanos encendido-apagado cada 10 años o cuando se modifique el sistema de protección catódica.

3.4.2 MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES.

Para controlar la corrosión interior en ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos que contengan agentes corrosivos, se establecen programas preventivos y han hecho uso de diversas metodologías, los inhibidores de corrosión sirven para disminuir la intensidad de la corrosión interior de ductos terrestres.

1. Inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión volátiles son sustancias químicas vaporizantes que combaten la corrosión mediante la formación de barreras iónicas sobre las superficies metálicas. Dichas barreras obstaculizan que la humedad y los agentes corrosivos disueltos en ella, reaccionen con los átomos metálicos e inicien la corrosión.

2. Clasificación de inhibidores.

Existen varias formas de clasificar los inhibidores de corrosión, de las cuales la más aceptada es debido a su mecanismo de acción:

- Pasivadores.
- Convertidores de película.
- Inhibidores de absorción.
- Neutralizantes.
- Misceláneos.

Los primeros tres son los más numerosos y corresponden a compuestos que pueden formar barreras entre el metal y el medio agresivo, mientras que los neutralizantes actúan sobre el medio, eliminando agentes agresivos como el oxígeno.

Para la protección interior en ductos, la familia de inhibidores más utilizada son aquellos que actúan por adsorción. Este tipo de compuestos se adsorben en la superficie del metal formando partículas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal.

El nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

Estos a su vez se clasifican en:

- Anódicos.
- Catódicos.
- Mixtos.

Dentro de los inhibidores misceláneos se encuentran las biácidas, los cuales son aquellos compuestos químicos que se utilizan para disminuir y controlar la población de bacterias.

Los inhibidores que se seleccionen para el control de la corrosión interior en ductos para transporte de hidrocarburos amargos y no amargos pueden ser:

- Formadores de películas.
- Solubles en aceite y dispensables en agua.
- Solubles en agua y dispensables en aceite.
- Parcialmente solubles en agua y dispensables en aceite.
- Parcialmente dispensables en agua y aceite.

Es de suma importancia conocer las condiciones operativas imperantes en un ducto o sistemas de ductos, para implementar un programa de evaluación de corrosión e inyección de inhibidores. Es necesario conocer el tipo de flujo del ducto (laminar, continuo, turbulento), conocer la temperatura, presión, volumen, pH, topografía del terreno y perfil del ducto.

Se debe conocer el historial de servicio prestado por el ducto que se va a proteger con inhibidores de corrosión, esta información servirá de base para determinar el comportamiento del ducto y el programa de monitoreo adecuado.

Para que un inhibidor de corrosión sea efectivo, se requiere que los ductos tengan un nivel de limpieza interior, cambios de dirección, espesores de pared y las condiciones de operación. Esta información permitirá establecer un programa con las herramientas adecuadas.

3. Selección del inhibidor.

Algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta para seleccionar un inhibidor de corrosión son:

- Conocer la composición del fluido: ya que el flujo transportado puede contener compuestos corrosivos como el ácido sulfúrico, bióxido de carbono, parafinas, asfáltenos, cloruros y bacterias, dichas sustancias dificultarán el mecanismo de formación de película del inhibidor.
- La relación flujo-volumen: es determinante para calcular la dosificación del inhibidor necesario para proteger adecuadamente de la corrosión interior.
- La relación agua-aceite: el tiempo de contacto de un punto dado del sistema con el agua se incrementa, al igual que la velocidad de corrosión, por lo que, si el contenido del agua o la fase acuosa predomina, el criterio de selección debe ser orientado a un producto soluble en agua.
- La temperatura: es el factor de importancia en la selección de un inhibidor puede tornarse inefectivo, puede cambiar su solubilidad o degradarse.

Se deben realizar pruebas de laboratorio para evaluar y obtener resultados confiables, reproducibles y comparables con las condiciones de campo.

4. Inyección del inhibidor a los ductos.

Una vez realizadas las pruebas de laboratorio y de campo, se selecciona el mejor inhibidor de acuerdo al caso a estudiar, algunas características importantes en el sistema que influyen en la selección y en la aplicación de un inhibidor son:

- Relación agua-aceite.
- Composición del flujo.
- Flujo-volumen.
- Temperatura.
- Recepción de muestras y actividades de laboratorio para elección.

- Recopilación de información y muestras de inhibidores de corrosión.
- Pruebas de laboratorio.
- Eficiencia de inhibición de corrosión.

3.4.3 MANTENIMIENTO POR CORRIDAS DE DIABLOS DE LIMPIEZA.

1. Limpieza interior.

La limpieza interior de ductos constituye una de las actividades medulares de los programas de mantenimiento de los sistemas de recolección, transportación, distribución de gas e hidrocarburos líquidos.

El procedimiento de limpieza interna con diablos antes de las corridas de inspección tiene el propósito de optimizar la calidad de los resultados y de conocer la factibilidad de una inspección interior de los ductos en operación con equipos instrumentados, ya que debe realizarse una o varias corridas de limpieza con productos químicos.

Los diablos de limpieza utilizan la energía del fluido que transporta el tubo para generar un movimiento en el sentido del flujo y con sus copas remueve y desplaza las impurezas adheridas en el interior del mismo. La velocidad recomendable es de 3.5 a 5 Km/hr. La corrida de diablos de limpieza requiere de la instalación de trampas de envío y recibo, además de una adecuada elección del diablo.

2. Tipos de diablos de limpieza.

Los diablos denominados de limpieza o también llamados diablos convencionales son los siguientes:

Diablos de limpieza con cepillos.

Este tipo de diablos tiene de dos a cuatro copas de poliuretano que aseguran un sello eficiente con la tubería. La parte frontal es un protector de poliuretano. Contiene varias unidades de cepillo de alambre, algunas veces circulares, de tal manera que cubren codos de 360 grados en la tubería. Algunos diámetros atraviesan codos de 3 diámetros de radio y otros de 1 ½ diámetros de radio. Pasan por válvulas de bola de paso completo, de compuerta y retención. Atraviesan ramales cuando estos son menores del 70%, se requiere de la instalación de accesorios de guía. Contienen algunos componentes de acero al carbón y son utilizados para mover óxidos sueltos y escamas de fábrica de tuberías nuevas. También se utilizan para remoción de depósitos de parafinas.

Diablos de limpieza de hojas.

Los diablos de limpieza de hojas, son similares a los diablos de limpieza de cepillo, con la variante de que en vez de cepillos de alambre (los cuales remueven depósitos duros incrustados) contiene hojas tipo cuchillos de acero.

Diablo de limpieza de molde sólido.

Son diablos moldeados de una sola pieza, normalmente de poliuretano. Este tipo de diablos por lo general se encuentran disponibles únicamente en diámetros pequeños.

Diablo de limpieza multidireccional.

Los diablos bidireccionales son aquellos que tienen la capacidad de desplazarse en dos direcciones. Cualquiera de los diablos mencionados anteriormente puede conseguirse en tipo bidireccional, para aplicaciones de construcción de tubería, también se utilizan para separar, bachear y durante la etapa de una prueba hidrostática. Cuentan con jaladera frontal y trasera; pueden equiparse con dos, tres y cuatro discos de

acuerdo a la aplicación. Todos los discos se fabrican de poliuretano de alta resistencia a la abrasión así como productos químicos, lo que los brinda una mayor resistencia al desgaste.

Diablo de limpieza de espuma.

Los diablos de limpieza de espuma son cilindros flexibles con un extremo cónico y con una base plana. Se fabrican en grados medios y duros de espuma. Son muy versátiles ya que pasan por codos de 90°, tees de igual diámetro, y algunos atraviesan reducciones de hasta un 20%. Se encuentran disponibles para casi cualquier trabajo de limpieza, remoción de aire y secado de tuberías. Este tipo de diablos de limpieza se encuentra en varios tipos: descubierto o cubierto con elastómero de poliuretano y con bandas de poliuretano.

Los diablos de este tipo son excepcionalmente robustos y resistentes. La espuma es de material de poliuretano, se encuentran disponibles para cualquier tamaño de tuberías.

3. Corridas de diablos de limpieza.

Actividades previas a una corrida de diablos de limpieza.

La decisión depende completamente del operador de la línea; sin embargo existen recomendaciones para frecuencias de diablo instrumentado, y esto implica que previamente deberá limpiarse el interior del ducto, lo cual normalmente se realiza con un diablo de limpieza. Por lo anterior se recomienda que se limpie la línea por lo menos cada vez que se efectuó la inspección con diablos instrumentados.

Las actividades previas a la corrida de un diablo de limpieza, sean para mantenimiento preventivo o para inspección con equipo instrumentado son:

1. Trámite de trabajos peligrosos por Seguridad Industrial
2. Verificación de las condiciones de seguridad de la estación de envío.
3. Engrasado y revisión del funcionamiento de mecanismos y válvulas de trampa, y de seccionamiento.
4. Instalación y calibración de manómetros en sitios superficiales.
5. Sondeos en lugares accesibles.
6. Verificación de que las fosas se encuentran en condiciones de quemar el producto que no se puede recuperar.
7. Coordinación con Seguridad Industrial para vigilar operaciones riesgosas de drenado de cubeta, quema o recuperación de producto.
8. Tratándose de crudos y destilado, verificación de que en las instalaciones se pueden recibir desfuegos de tanque.
9. Verificación de las condiciones de las fosas y bombas de recuperación de crudo en estaciones.
10. Comprobar las comunicaciones a lo largo del tramo donde se correrá el diablo, principalmente desde el punto de detección. Preparación del personal que intervendrá con instrucciones precisas y claras.
11. Ubicación personal con radio de comunicación en los puntos de detección.
12. Disposición de equipo móvil.
13. Elaboración del programa de corridas de diablos.
14. Informar el programa de la corrida a dependencias involucradas tales como operación y mantenimiento.
15. Para la elaboración del programa se requiere disponer de la siguiente información:
 - Ducto en que correrá el diablo.
 - Nombre del tramo.
 - Longitud del tramo.
 - Gasto en barriles por día (BPD).
 - Tipo de producto.
 - Velocidad de diablo en Km/ hr.

- Tiempo del recorrido.
- Presión de descarga para el pateo.
- Presión de recibo al final del tramo.
- Temperatura de operación.

Procedimiento de envío del diablo.

Los procedimientos de envío se realizan en las trampas de envío, las cuales deben haber sido diseñadas adecuadamente y estar limpias y correctamente mantenidas; además el operador debe cerciorarse que no existan condiciones de riesgo, ya que la actividad de envío y recibo de diablos se considera de alto riesgo.

La NRF-060-PEMEX-2012 “Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados”, describe los procedimientos para el envío y recibo de diablos:

Antes de iniciar la secuencia de operación descrita a continuación se revisará que se cumplan las siguientes condiciones:

La válvula de By-Pass (B) esté abierta, las válvulas de trampa (A), pateadora (C), venteo (D), y drenado (E) estén cerradas como lo indica la figura 3.6.

1. Verificar las condiciones de presión en la trampa (manómetro).
2. En caso de estar presionada, desprendimiento de la trampa a través de las válvulas D y E. En caso de crudo recuperar el aceite.
3. Abrir la tapa abrisagrada (charnela) e introducir el diablo hasta la reducción (X).
4. Engrasar y revisar el empaque (O-Ring) de la tapa abrisagrada, reponiéndolo en caso de ser necesario.
5. Cerrar la tapa abrisagrada (charnela) y la válvula de desfogue (E).
6. Presionar la tampra abriendo lentamente la válvula pateadora (C) y purgar el aire a través de la válvula de venteo (D).
7. Cerrar la válvula de venteo (D) y abrir al 100% la válvula pateadora (C).
8. Abrir la válvula de la trampa (A) al 100%.
9. Cerrar lentamente la válvula del By-Pass (B), obligando al flujo a pasar a través de las válvulas pateadoras (C) y de la trampa (A), desplazándose el diablo en el sentido del flujo.
10. Después de detectar auditivamente el paso del diablo en el punto (F), se procederá a abrir la válvula de By-Pass (B) al 100%, cerrando simultáneamente las válvulas pateadoras (C) y de la trampa (A) al 100%.
11. Depresionar la trampa a través de la válvula del venteo (D).
12. Una vez despresionada la trampa, cerrar la válvula de venteo (D).

Procedimiento de recepción de diablos.

Antes de iniciar la secuencia de operación descrita a continuación, se revisará que se cumplan las siguientes condiciones:

La válvula de By-Pass (B) esté abierta; las válvulas de trampa (A), pateadora (C), venteo (D), y drenado (E) estén cerradas, como se indica en la figura 3.7.

1. Abrir las válvulas de la trampa (A) y pateadora (B) al 100%.
2. Antes de que llegue el diablo, se detectará auditivamente su paso a 500 m y 50 m antes de la trampa.
3. Detectado el diablo a 50 m, se procederá a cerrar parcialmente la válvula de By-Pass, lo cual esforzará al diablo entrar a la trampa.
4. Alojado el diablo en la trampa y verificado su paso auditivamente por la reducción, se abrirá la válvula de By-Pass (B), cerrando simultáneamente las válvulas de la trampa (A) y pateadora (C).

5. Depresionar la trampa abriendo las válvulas de venteo (D) y de drenado (E), en caso de crudo recuperar el aceite.
6. Abrir la tapa abisagrada de la trampa (charnela) y retirar el diablo.
7. Engrasar y revisar el empaque (O-Ring) de la tapa abrisagrada.
8. Cerrar y asegurar la tapa abrisagrada.
9. Revisar la hermeticidad cerrando las válvulas de venteo (D) y de drenado (E), abriendo parcialmente la válvula pateadora (C).
10. Verificar la hermeticidad se depresiona la cubeta abriendo la válvula de venteo (D) y la válvula de drenado (E).
11. Cerrar las válvulas de venteo (D) y drenado (A).

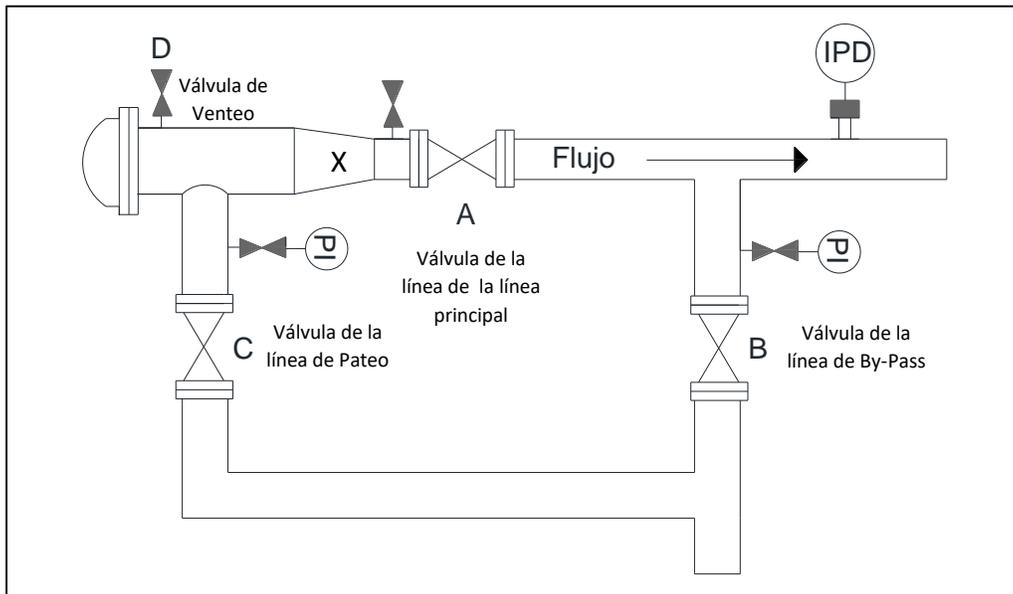


Figura.3.4 Arreglo típico de trampa de diablitos de envío en instalaciones terrestres. Fuente: manual PEMEX.

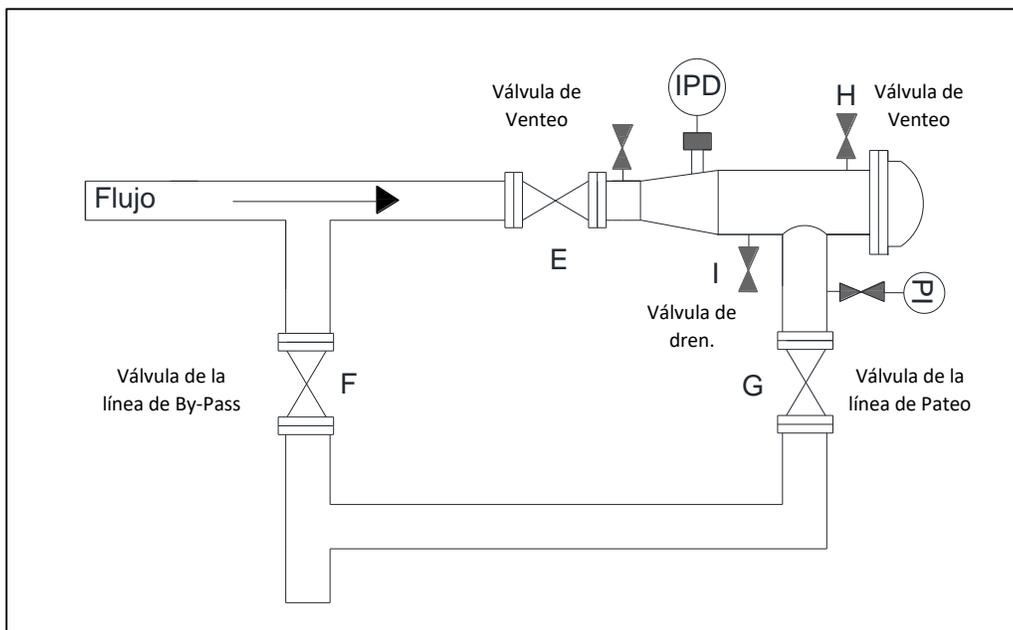


Figura.3.5 Arreglo en planta y elevación de trampa receptora de diablitos. Fuente: manual PEMEX.

3.5 MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE DUCTOS TERRESTRES.

Las actividades que desarrollan este tipo de mantenimiento son la reconstrucción, la reparación y el remplazo.

La reconstrucción es el mantenimiento de rehabilitación total de las propiedades físicas al término de su vida útil, este se debe justificar técnica y económicamente, el cual considera reparaciones, remplazo o cambio y modificaciones.

La reparación es una actividad que consiste en restablecer el adecuado funcionamiento de los bienes físicos, mediante la corrección de fallas.

Un reemplazo o cambio, restablece el adecuado funcionamiento de los bienes físicos al sustituir las partes o componentes que han fallado o están defectuosas y su vida útil ha concluido. En ocasiones es necesario sustituir totalmente el bien físico.

Por otra parte la modificación reduce las fallas repetitivas mediante la alteración de diseño original, dentro de esta actividad se considera el reacondicionamiento que consiste en reestablecer el funcionamiento de un bien físico, alterando su diseño original para adecuarlo a nuevas condiciones de operación.

Este tipo de mantenimiento logra establecer la integridad de los ductos y ampliar su vida útil, corrige los posibles daños que tenga los ductos, por circunstancias ambientales, de terreno o incluso humanas.

3.5.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO POR REPARACIÓN DE TRAMOS DE TUBERÍAS.

1. Requerimientos de información y criterios de reparación.

La información mínima requerida que debe conocerse antes de la reparación de la tubería que constituye un ducto que transporta hidrocarburos es:

- Características físicas y químicas del fluido.
- Presión temperatura de operación en condiciones normales y máximas de operación.
- Espesor adicional debido al desgaste por corrosión.
- Espesor mínimo de diseño.
- Condiciones de seguridad.

Se deben seguir las recomendaciones de seguridad y tener un registro en una base de datos que registre cada defecto encontrado, en donde se indiquen: localización, causa, tipo de reparación etc... Las reparaciones deben seguir técnicas establecidas, las cuales deben considerar la utilización de elementos tales como envoltentes y procedimientos de soldadura apropiados.

Aun cuando se realice una reparación de carácter provisional, como el uso de abrazaderas, se deben programar la reparación permanente o definitiva en el menor tiempo posible, a excepción de las clases de localización 3 y 4 que deben realizarse de inmediato, entendiéndose como reparación provisional, permanente y definitiva.

Todas las reparaciones deben llevar una adecuada protección anticorrosiva, con un recubrimiento de similares características a las que tiene el ducto.

2. Tipos de reparaciones.

Reparación mediante esmerilado.

Los daños mecánicos o imperfecciones superficiales deben ser reparados mediante esmerilado, en el cual el área base debe quedar suavemente perfilada. Este tipo de reparación se aplica para ranuras, cuando existe una profundidad de 12.5% del espesor se hace la sustitución del tramo o se coloca el envoltente

circunferencial completo soldado o de refuerzo metálico. Para grietas o fisuras se realizará un estudio de mecánica de fractura y se repara o sustituye el tramo de la tubería.

Reparación mediante soldadura de relleno.

Las pequeñas áreas corroídas, ralladuras pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura. El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que está siendo reparada, una vez que el área a reparar se ha esmerilado y que se encuentre lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que pueda afectar la soldadura, se procederá a la reparación por medio de soldadura de relleno.

Los cordones de la soldadura se deben colocar paralelos uno respecto al otro, en la dirección circunferencial de la tubería. Se debe depositar un cordón de refuerzo que circunde los cordones de soldadura anteriores y finalmente se colocarán cordones de soldadura en la dirección longitudinal de la tubería de manera que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo.

3. Corte y sustitución en tramos de tubería (máquina para Hot Tapping y Stopple).

La máquina barrenadora o también obturadora de ductos, conocida como “hot-topping” y “Stopple” es la herramienta que permite cortar y sustituir tramos de tubería en los ductos de operación, trabaja sin interrumpir el servicio. El uso de estas herramientas aplica a los sistemas de transporte, manejo y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en los cuales se requiere realizar alguna reparación o modificación sin interrumpir la operación de la línea.

El término “hott tapping” se refiere a la instalación de una interconexión mediante la operación de soldar una silla envolvente o solapa y barrenar el ducto sin interrumpir el servicio. El término “stopple” consiste en la operación de interrumpir el flujo instalando un tapón provisional mientras se reemplaza el tramo dañado.

Los componentes del barrenador de ductos son:

Tapón Lock-O-Ring: accesorio que se instala en las bridas de cierre Lock-O-Ring con la finalidad de recuperar el equipo adyacente a estas bridas como pueden ser válvulas de equipo Stopple, etc.

Válvulas sándwich: son válvulas de compuerta con dimensiones menores a las convencionales, diámetro interior más amplio y previstos en los pernos que aseguran el aislamiento concéntrico y rapidez en las conexiones a las bridas donde se va a instalar. Su uso es útil en las operaciones de perforado y taponamiento.

Adaptador (Housing): es un accesorio que permite unir el equipo de barrenación y taponamiento con la válvula de sándwich.

Cabeza taponadora: es el accesorio que se instala en el ducto para interrumpir el flujo.

Máquina taladradora: es el equipo con el que se realiza la barrenación.

Cilindro hidráulico: es el equipo con el que se instala la cabeza taponadora.

Silleta envolvente: accesorio formado por brida y placas de acero, los cuales se sueldan al ducto para realizar una interconexión, las placas envuelven una sección del ducto.

Silleta solapa: accesorio formado por brida y placas de acero los cuales se sueldan al ducto para realizar una interconexión, las placas que se suelda al ducto solo cubre parcialmente la superficie del ducto.

4. Procedimientos de limpieza en ductos.

Limpieza manual de tuberías.

En los trabajos de mantenimiento se requiere que la limpieza elimine la grasa y/o aceites, los métodos de limpieza utilizados son:

- Limpiezas químicas.
- Limpieza con herramienta manual.
- Limpieza con herramienta mecánica.

Limpiezas químicas y/o solventes: aplica la solución del producto químico seleccionado con brocha o por aspersion, dejándose sobre la superficie el tiempo suficiente para su acción. Se deben eliminar con herramientas manuales como rasqueta, espátula entre otras. Utiliza solventes limpios, en el último lavado para evitar la formación de una película superficial. Se evaluará la limpieza del lavado con papel indicador pH sobre la superficie hasta obtener un valor igual al del agua empleada.

Limpieza con herramienta manual: utiliza cepillos de alambre, martillos, rasquetas o cincelos para remover todo lo suelto, como pintura no adherida, o incrustaciones. Los métodos más comunes son:

- **Rasqueteo y cepillado:** la superficie debe cepillarse con alambre de acero, hasta desaparecer los restos de óxidos y pinturas.
- **Descostrado:** las costras de óxido, escamas y restos de soldadura se eliminan con la ayuda de marro, martillo o cincel.
- **Lijado:** los restos que no se desprendan por medio de los métodos anteriores, deben lijarse para obtener una superficie con un anclaje adecuado.
- **Eliminación de polvo:** la superficie debe limpiarse con brocha de cerdo o cepillo, para eliminar partículas de polvo o sopleteando la superficie con un chorro de aire seco y limpio.

Limpieza con herramienta mecánica.

Efectúa la limpieza con herramienta mecánica como cerdas, cepillos neumáticos esmeriles o cualquier dispositivo de impacto. Este método es satisfactorio para retoques y reparaciones, y es usado en combinación con otros métodos de limpieza.

Limpieza con abrasivos.

Se refiere a aquel tipo de limpieza de superficies metálicas aplicando chorro de abrasivos a presión hasta obtener una limpieza requerida para asegurar la limpieza de la película anticorrosiva. Esta limpieza se realiza con arena sílica libre de humedad, grasa o aceite. Se realiza durante días soleados y en ambiente seco, evitando la humedad relativa. De acuerdo a las especificaciones de las superficies preparadas con un chorro de abrasivos, los acabados siguientes se utilizan:

- Metal blanco (SSPC-SP-5 o NACE No 1). La limpieza ideal remueve completamente toda la herrumbre y la escoria dejando la superficie de color gris ligero, uniforme y sin manchas negras.
- Cercano a metal blanco (SSPC-SP-10 o NACE No 2). Este grado de limpieza remueve completamente toda la herrumbre y la escoria dejando la superficie de color gris ligero, uniforme pero con ligeras sombras o coloraciones.
- Comercial (SSPC-SP-6 o NACE No 3). Este grado de limpieza remueve el óxido, escoria, aceite, pinturas dejando la superficie de color gris oscuro y no se requiere que sea uniforme, con ligeras sombras o coloraciones.

Antes de aplicar la limpieza, se debe verificar que sean cubiertas con cinta adhesiva las zonas como biseles, manómetros, accesorios e instrumentos que pudieran ser dañados.

5. Reparación mediante instalación de envolventes.

Una camisa es un elemento cilíndrico de alta resistencia mecánica y que encierra completamente la zona dañada de una tubería, actuando como refuerzo mecánico para ayudar al ducto a soportar las expansiones causadas por la presión de operación o como un contenedor hermético para el caso de un tubo con fuga.

Reparación con camisa mecánica.

Este procedimiento de reparación, rápido y seguro, lleva a cabo su función sin necesidad de poner fuera de servicio a la línea. Las camisas mecánicas son consideradas reparaciones provisionales que pueden realizarse mientras el ducto continúa en operación, por lo que debe programarse la reparación definitiva en el menor tiempo posible. Las camisas mecánicas también conocidas como “grapas” se utilizan para la reparación de anomalías en tuberías que están trabajando a bajas o altas presiones y temperaturas.

Si una camisa mecánica se suelda al ducto, se considera como reparación permanente y en ese caso se puede efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica.

Camisa de refuerzo.

Si no es posible dejar el ducto fuera de servicio, las reparaciones pueden realizarse mediante la instalación de un envolvente circunferencial metálica completa, soldada longitudinalmente.

Para reparaciones de abolladuras, grietas o fisuras que puedan ser consideradas reparables, debe utilizarse un material de relleno transmisor de esfuerzos entre el envolvente y el tubo. Un tubo con quemaduras o ranuras ocasionadas por realizar trabajos de corte o aplicar soldadura con arco eléctrico, debe ser reparado instalando envolventes soldables.

Camisas no metálicas.

Son fabricadas por una cinta de material compuesto de fibras de alta resistencia contenidas en un polímero. El material compuesto más frecuentemente usado es la fibra de vidrio en resina epóxica o de poliuretano. La cinta se aplica como un vendaje sobre el tubo, con la ayuda de un pegamento, con o sin tensión durante el enrollado.

Cuando la resina y el pegamento endurecen, la camisa prácticamente forma una estructura monolítica sobre el tubo y proporciona reforzamiento muy grande sobre el tubo. Normalmente una camisa no metálica se diseña para que soporte una presión interna en el tubo de al menos 1.5 veces la presión de falla de un tubo sano, además también funciona como un aislamiento que protege contra la corrosión exterior y el desgaste.

Las camisas no metálicas generalmente son fabricadas en el sitio de reparación. La cinta es generalmente provista en forma de rollos que van enrollándose en el tubo, con la aplicación de un adhesivo entre cada capa para constituir al final una estructura monolítica. La superficie del tubo a reparar debe estar seca, limpia de polvo, óxido y desechos y el acabado debe ser terso y uniforme. Al preparar el adhesivo y aplicarlo debe tenerse en cuenta la temperatura del tubo a reparar, ya que el tiempo de endurecimiento del adhesivo depende de la temperatura. Típicamente a 0° C el tiempo para aplicar el pegamento es de unos 45 minutos, mientras que a 40° C se reduce a 20 minutos. Una vez colocado el refuerzo, después de 2 a 4 horas ha alcanzado su resistencia máxima y se puede poner en servicio la línea.

Las camisas no metálicas no son aplicables cuando existen fugas, ni para reparar defectos agudos como grietas y entallas y tampoco se recomiendan para defectos con más de 80% de pérdida de metal de la pared, sin embargo, la principal limitación de las envolventes no metálicas es la temperatura, la cual está limitada a unos 70° C.

Camisas metálicas.

Pueden ser fabricadas de acero grado tubería o tener formas especiales de acuerdo a su marca. Una camisa metálica puede ser diseñada para ajustarse sobre el tubo, soldarse o atornillarse y puede ser conformada de manera especial para seguir la curvatura del tubo o el contorno de las coronas de soldadura del tubo base.

La camisa metálica es fabricada a partir de un tubo de un diámetro un poco mayor al del tubo a reparar, cortándose longitudinalmente a la mitad, o bien fabricadas por rolado de placa, forja o fundición. Una camisa típica es fabricada a partir de dos mitades de cilindro, que se colocan alrededor del tubo dañado, alineándose y uniéndose longitudinalmente.

Los códigos para recipientes a presión y sistemas de tuberías requieren que la camisa sea diseñada para soportar como mínimo la presión de diseño del ducto y deben ser de una longitud axial mínima de 4 pulgadas, no habiendo limitante expresa para la longitud máxima. La unión de las dos mitades de cilindro puede realizarse por soldadura o por birlos.

CAPÍTULO 4

ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD Y RIESGO DE DUCTOS
TERRESTRES.

CAPÍTULO 4

4. ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD Y RIESGOS DE DUCTOS TERRESTRES.

4.1 ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS TERRESTRES.

La operación y mantenimiento de los sistemas de ductos terrestres, están sustentados por la administración de integridad, de tal forma que se puedan anticipar y prevenir los efectos adversos potenciales sobre la población, medio ambiente e instalaciones, por la presencia de un evento no deseado.

De acuerdo a la NOM-027-SESH-2010, define a la integridad como el “conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de los sistemas de transporte por hidrocarburos y sus derivados, cubre desde la fase de diseño, fabricación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento”, a su vez define a la administración de integridad en ductos como el “conjunto de políticas, procesos y procedimientos documentados, que se implementan para que estos operen en condiciones seguras y confiables”.

El proceso consiste en la identificación de los peligros potenciales (la NOM-027-SEHS-2010 considera nueve categorías que se presentan en este capítulo), una vez identificados se hace una recopilación, revisión e integración de datos del ducto (diseño, construcción, inspecciones, operación y mantenimiento), de acuerdo a estos resultados se procede a realizar una evaluación de riesgo con el objetivo de priorizar los riesgos del ducto y establecer acciones de mitigación para mejorar la integridad del ducto. La evaluación de riesgo es la base para continuar con una evaluación de integridad (incluye inspecciones e implementación de actividades para los peligros potenciales identificados), posteriormente se obtiene una respuesta a la evaluación de integridad (acciones de mitigación, actividades de reparación y preventivas), para concluir con una evaluación del proceso. La figura 4.1 presenta los pasos a seguir para el proceso de administración de integridad de ductos.

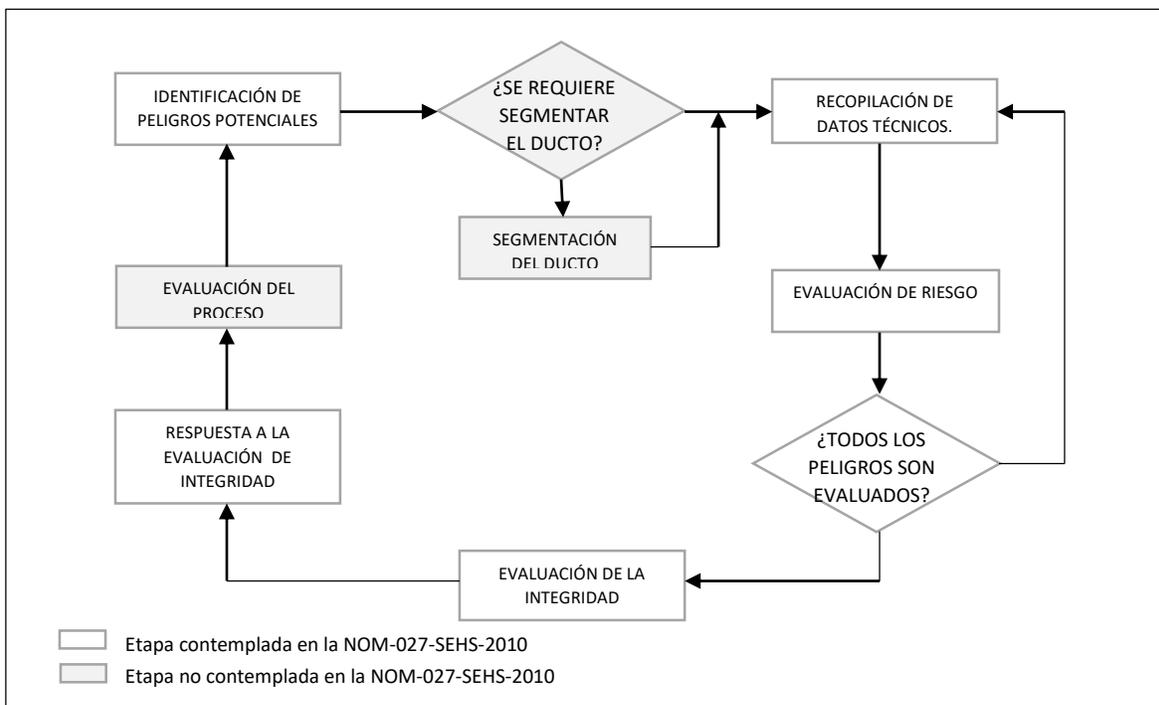


Figura 4.1 Información Proceso de Administración de Integridad de Ductos. Fuente: PAID

En caso de que se requiera se recomienda segmentar el ducto y determinar las zonas de altas consecuencias, para facilitar las actividades de mitigación.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS POTENCIALES.

Se refiere a la identificación de las amenazas potenciales a las que puede estar sujeto un ducto, conforme a las siguientes categorías, que se encuentran en el capítulo 5 de la NOM-027-SEHS-2010.

1. Corrosión externa. Incluye corrosión generada por microorganismos.
2. Corrosión interna. Incluye corrosión generada por microorganismos.
3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.
4. Defectos de fabricación. Se deben considerar los defectos en la costura y el metal base.
5. Construcción. Incluye defectos de soldadura circunferencial, alineamiento y doblez por flexión, daños en el recubrimiento, conexiones, dobleces, abolladuras entre otros.
6. Equipo. Se refiere a dispositivos diferentes a la tubería y a sus componentes (actuadores, válvulas, trampas de diablos).
7. Daños por terceros. Provocado por las actividades de terceras partes sobre el derecho de vía que provocan una falla.
8. Operaciones incorrectas. Se deben considerar las operaciones incorrectas como resultado de operaciones inadecuadas, mal entendimiento de los procedimientos. También se incluyen las operaciones no deseadas referidas a un mal funcionamiento.
9. Clima y fuerzas externas. Se deben incluir tormentas eléctricas, lluvia o inundaciones, huracanes etc...

La información para identificación de peligros potenciales se describe en el anexo B, de este documento. Para realizar la evaluación del riesgo y establecer medidas de mitigación o control correspondientes, se recomienda agrupar las amenazas potenciales de acuerdo al tipo de información asociada:

1. Dependientes del tiempo.
 - Corrosión externa.
 - Corrosión interna.
 - Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).
 - Falla del material.
2. Estables.
 - Defectos de fabricación.
 - Defectos de construcción.
 - Falla de equipos.
3. Independientes del tiempo.
 - Daños por terceros.
 - Operaciones incorrectas.
 - Clima y fuerzas externas.
 - Sabotaje y vandalismo.

4.3 SEGMENTACIÓN (etapa no contemplada en la NOM-027-SESH-2010).

La segmentación tiene como objetivo facilitar la revisión de la evaluación y jerarquización de acciones para la mitigación o control del riesgo, además de la administración de la información en cada una de las etapas del proceso. En caso de requerir segmentar un ducto, éste puede ser dividido conforme a lo siguiente:

- Ubicación de trampas de diablos.
- Ubicación entre válvulas de seccionamiento.
- Cambios en los atributos del ducto.

Un ducto será segmentado para:

- Identificar secciones o tramos, con mayor probabilidad de falla, dentro del mismo ducto.
- Evaluar el riesgo de cada segmento.
- Identificar segmentos con afectación potencial a Zonas de Alta Consecuencia (ZAC).
- Priorizar las evaluaciones de integridad con base al riesgo.
- Implementar medidas preventivas.

4.4 RECOPIACIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS.

Consiste en la recopilación de información de diseño, construcción, operación, mantenimiento, actividades relacionadas con la seguridad y entorno, así como como la documentación de condiciones o acciones que afectan la integridad, tales como deficiencias en la protección catódica, deterioro de las propiedades de la tubería, etc., para integrarlos en un repositorio que proporciona la base de datos para sustentar la evaluación de riesgo. La recopilación de información se presenta en el capítulo 6 de la NOM-027-SEHS-2010, la tabla 4.1 muestra un resumen de la información técnica y datos que podrían llegar a requerirse:

INFORMACIÓN TÉCNICA.	DATO.
Diseño.	<ul style="list-style-type: none"> • Espesor de pared. • Diámetro. • Tipo de costura y factor de junta. • Fabricante. • Fecha de fabricación. • Propiedades mecánicas del material. • Propiedades del equipo. • Servicio de diseño.
Construcción.	<ul style="list-style-type: none"> • Año de instalación. • Cruces. • Método de doblado. • Método de recubrimiento en campo. • Método de unión. • Profundidad de enterrado. • Prueba hidrostática. • Reportes de inspección. • Protección catódica. • Tipo de recubrimiento. • Tipo de suelo, relleno.
Inspección.	<ul style="list-style-type: none"> • Auditorías y revisiones. • Inspecciones con equipos de medición geométrica. • Inspecciones en el recubrimiento. • Inspecciones por equipos instrumentados. • Inspección a la protección catódica. • Pruebas hidrostáticas.
Operación y mantenimiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Condición del recubrimiento. • Fluctuaciones a la presión. • Fuerzas externas. • Funcionamiento del equipo. • Funcionamiento de sistemas de protección catódica. • Historial de fugas. • Monitoreo a la corrosión interna y externa. • Presiones de operación máxima y mínima. • Temperatura de operación máxima y mínima. • Vandalismo. • Volumen transportado.

Tabla 4.1 Información requerida para la evaluación de riesgo. Fuente: NOM-027-SEHS-2010

4.5 INTEGRACIÓN DE DATOS.

La información recopilada, será integrada con previa revisión, en un repositorio de datos que cuente con la capacidad suficiente para almacenar todos los datos disponibles (incluyendo inspecciones internas y externas del ducto). Este repositorio será utilizado durante todo el proceso de administración de integridad de ductos.

Se verificará que sea la información sea correcta, consistente, válida y vigente. Al analizar la información que se está integrando, se verificará que los datos coincidan con las características del ducto, así como con los peligros potenciales y consecuencias que se evaluarán.

La información será válida y vigente cuando ésta cuente con la aprobación de por lo menos un especialista en la materia y que no sea obsoleta.

4.6 ACTUALIZACIÓN DE DATOS.

Una vez que los programas de mantenimiento y acciones de mitigación estén cumplidos, se procederá a que los datos técnicos y la evidencia documental sean actualizados en los sistemas institucionales, reiniciando así el ciclo de administración de integridad de ductos.

4.7 EVALUACIÓN DEL RIESGO.

La evaluación de riesgo está contemplada en el capítulo 7 de la NOM-027-SEHS-2010, que consiste en realizar un cálculo de riesgo, mediante el producto de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla. La fórmula del riesgo se presenta en la siguiente ecuación:

$$Riesgo = \sum_{i=1}^{i=9} (P_i * C_i)$$

Para categorías de peligro del 1 al 9:

$$Riesgo\ total\ del\ segmento = (P_1 * C_1) + (P_2 * C_2) + \dots + (P_9 * C_9)$$

Donde:

P=probabilidad de falla.

C= consecuencia de la falla.

1 al 9= categoría de peligro de falla.

La evaluación de riesgo de ductos debe cumplir con lo siguiente, de acuerdo a la NOM-027-SEHS-2010:

- Jerarquización de ductos o segmentos y elementos críticos de una instalación para programar evaluaciones de integridad y acciones de mitigación.
- Evaluación de los beneficios derivados de acciones de mitigación.
- Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para peligros identificados.
- Evaluación del impacto en la integridad.

El método utilizado para el análisis de riesgo debe considerar las nueve categorías de peligros o individualmente los peligros potenciales.

Como resultado de la evaluación de riesgo se debe generar un perfil de riesgo o una representación conjunta del riesgo total del ducto o segmento y sus instalaciones asociadas. Dicho perfil debe permitir la realización de un análisis para distinguir entre eventos de baja frecuencia/alta severidad y eventos alta frecuencia/baja severidad así como la identificación de riesgos totales.

1. Probabilidad de falla.

La probabilidad de falla se puede estimar en términos cualitativos, cuantitativos o ambos, los modelos utilizados en la NOM-027-SEHS-2010 son:

- Basados en el conocimiento: este modelo utiliza la opinión de expertos para estimar la frecuencia de eventos basada en la experiencia de operadores.
- Basados en estadísticas: utiliza la información histórica sobre datos de falla que se vio afectado el ducto.
- Basados en métodos analíticos: este modelo utiliza herramientas matemáticas para representar la distribución de probabilidades de falla.

El personal a cargo debe documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante el cual se obtuvieron las probabilidades.

2. Consecuencias de falla.

El objetivo del análisis de consecuencia de falla es estimar la severidad del incidente en la seguridad y salud de la población (seguridad), instalaciones y propiedades (financiero) y medio ambiente (ambiental).

La NOM-027-SEHS-2010 considera los siguientes puntos:

- 1) Volumen y tipo de fluido derramado o liberado a la atmósfera.
- 2) Trayectorias físicas y mecanismos de dispersión mediante los cuales el fluido puede alcanzar e impactar a la población o causar daño ambiental.
- 3) Volumen de fluido que puede alcanzar a la población a través de dichas trayectorias físicas.
- 4) El efecto que producirá el fluido derramado.
- 5) Densidad de población.
- 6) Proximidad de la población al ducto (incluyendo la consideración de barreras naturales o construidas que puedan ofrecer un cierto nivel de protección).
- 7) Proximidad de poblaciones con movilidad limitada o inválidos (hospitales, escuelas, guarderías, asilos, prisiones, áreas recreativas), particularmente en áreas sin protección exterior).
- 8) Daños a propiedades.
- 9) Daños ambientales.
- 10) Efectos de nubes de gas no inflamadas.
- 11) Seguridad en el suministro (impactos resultantes de la interrupción de servicios).
- 12) Necesidades y comodidad del público.
- 13) Potencial de fallas secundarias.

3. Métodos de evaluación de riesgos.

Los métodos de evaluación de riesgo (expertos en la materia, evaluación relativa, modelos basados en escenarios, modelos probabilísticos), son referidos en el anexo C del presente trabajo.

Para seleccionar el método de evaluación de riesgo más adecuado se utilizará el cuestionario del anexo D, del presente trabajo.

Los resultados de las evaluaciones de riesgo realizadas con base a la experiencia, serán validados tomando en cuenta el impacto de las posibles consecuencias, los supuestos utilizados durante la evaluación, y la variabilidad del riesgo potencial que se pueda tener por la falta de datos o uso de valores por defecto, lo que se documentará en el plan de administración de integridad del ducto. Este personal revisará periódicamente los datos utilizados para la evaluación de riesgo y el resultado obtenido de cada etapa del proceso.

4. Herramientas de evaluación de riesgos.

Las herramientas para evaluación de riesgo serán acordes al método seleccionado, e invariablemente estimarán el riesgo para todos los peligros identificados para cada ducto o segmento de ducto.

Estas proporcionarán al final del análisis valores numéricos para la probabilidad, expresada en términos de frecuencia (número de eventos en un periodo determinado) y las consecuencias, expresadas en costos por impacto en la población, medio ambiente y negocio; y riesgo de falla, expresado como la combinación de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de un evento.

5. Revisión de resultados.

Una vez obtenidos los resultados, se elaborarán los perfiles de riesgo cuyos objetivos es identificar las secciones del ducto, clasificándolos de la siguiente forma:

- Riesgo alto promedio.
- Riesgo alto por probabilidad de falla.
- Riesgo alto por consecuencia de falla.

La información anterior será revisada por personal con habilidades, conocimientos y experiencia necesarios para asegurar que la metodología empleada para la evaluación de riesgo proporciona resultados consistentes con los objetivos de evaluación y para validar los resultados mediante inspecciones, pruebas y evaluaciones en sitio, que puede ser durante la etapa de evaluación de integridad.

6. Validación y jerarquización de riesgos.

La NOM-027-SEHS-2010 cita que se debe realizar una revisión de datos y resultados, con un conjunto de expertos multidisciplinarios con habilidades, conocimientos y experiencias.

La validación de los resultados del análisis de riesgo se realiza para afirmar que el método utilizado ha producido resultados que pueden ser empleados posteriormente. El proceso de validación de riesgo debe ir documentado dentro del programa de administración de integridad.

La validación de resultados del riesgo puede efectuarse de cualquiera de las siguientes maneras:

- Mediante inspecciones, pruebas y evaluaciones en lugares que están indicados como alto, o bajo riesgo para determinar si los métodos están caracterizando correctamente el riesgo.
- A través de una revisión de datos y resultados de la evaluación de riesgos por un experto conocedor y experimentado en la experiencia de sistemas de ductos.

Una vez que ha sido validado el método de evaluación de riesgo, se prosigue a jerarquizar los riesgos. El primer paso en la jerarquización consiste en establecer un orden de los resultados del riesgo de cada segmento del ducto, en orden descendente. Otro ordenamiento equivalente puede considerar por separado los niveles decrecientes de consecuencias y probabilidades de falla. Aquel segmento con el nivel del riesgo más alto, se le dará prioridad mayor cuando se decide donde implementar la evaluación de integridad o acciones de mitigación. El operador debe evaluar los posibles factores de riesgo que causan los niveles más altos del riesgo en segmentos particulares. Estos factores pueden aplicarse para ayudar a seleccionar, jerarquizar y programar puntos para tomar acciones (inspección en línea regular, prueba hidrostática y evaluación directa).

El operador entregará los resultados del riesgo con una clasificación de prioridad (atención alta, media o baja), o con valores numéricos. Cuando se comparen segmentos cuyos valores del riesgo sean similares, las probabilidades de falla y las consecuencias deben considerarse en forma separada, lo que da como

resultado una mayor prioridad al segmento con las consecuencias más altas. Para la jerarquización se tomará en cuenta la importancia del ducto.

7. Intervalo de evaluación del riesgo.

La evaluación del riesgo se realizará por lo menos una vez cada cinco años, o cuando exista cualquiera de las situaciones siguientes:

- Cuando se realicen cambios que afecten la integridad del ducto.
- Cuando ocurra un accidente mayor en el ducto (climas y fuerzas externas).
- Cuando los expertos en evaluación de riesgo lo consideren.

4.8 EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD.

La evaluación de la integridad se realizará en base a los resultados obtenidos en la evaluación de riesgo, se pueden utilizar los siguientes métodos contemplados en la NOM-27-SEHS-2010, capítulo 8:

- Inspección interna con equipo instrumentado.
- Prueba hidrostática.
- Evaluación directa.

1. Inspección interna con equipo instrumentado.

Esta técnica de evaluación de integridad permite detectar y ubicar defectos o indicaciones en los ductos. Dependiendo de la tecnología utilizada (fuga de flujo magnético, ultrasonido de haz recto o angular, equipo geometra y equipo de geoposicionamiento), estos equipos localizan y caracterizan de forma preliminar en toda la longitud inspeccionada las siguientes indicaciones:

- Pérdida de material base de la tubería, interna o externa, localizada o general.
- Grietas.
- Abolladuras.
- Defectos de fabricación del tubo.
- Instalaciones superficiales y accesorios.

2. Prueba hidrostática.

La prueba hidrostática para la evaluación de la integridad de un ducto se utilizará cuando:

- No se pueda realizar una inspección con equipo instrumentado.
- La información histórica y la experiencia muestren que la inspección interior no es capaz de detectar ciertos defectos o de proporcionar un grado de certidumbre aceptable respecto a la integridad del ducto.

Esta prueba permite localizar las siguientes indicaciones:

- Pérdida total de material base de la tubería.
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.
- Defectos de fabricación.
- Soldadura circunferencial defectuosa.

Los equipos mínimos requeridos y demás requisitos en la realización de la prueba hidrostática, deben cumplir los criterios técnicos establecidos en la NRF-030-PEMEX-2009.

3. Evaluación directa.

El método de evaluación directa se utilizará cuando la inspección interna con equipo instrumentado y la prueba hidrostática no sean factibles y apropiados. La evaluación directa se emplea para evaluar por segmentos de ductos y considera la actividad de los siguientes fenómenos de corrosión:

- Corrosión externa del ducto (ECDA).
- Corrosión interna del ducto (ICDA).
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA)

La evaluación directa es un proceso estructurado que integra los resultados de las mediciones en campo con las características físicas e historial de operación del ducto o segmento y que consiste en las siguientes cuatro etapas:

- Evaluación previa.
- Inspección indirecta.
- Inspección directa.
- Evaluación posterior.

La primera etapa es la evaluación previa (consiste en recopilar información para caracterizar el ducto), una vez obtenida la información se determina si el proceso de evaluación directa es aplicable.

Cuando la evaluación es aplicable, se debe iniciar el trabajo de campo por medio de inspecciones indirectas (segunda etapa), las cuales deben incluir actividades a lo largo del ducto para identificar posibles peligros relacionados con la corrosión en puntos específicos.

La tercera etapa es realizar una inspección directa (consiste en excavar y verificar la condición del ducto en forma visual y por pruebas no destructivas), en ciertos puntos específicos seleccionados a través de las inspecciones indirectas.

Finalmente se realiza una evaluación posterior (cuarta etapa), la cual valida y evalúa el proceso, en la evaluación posterior, se elabora el informe de evaluación de la integridad del ducto.

La Evaluación Directa Confirmatoria (CDA) se debe utilizar para identificar daños debidos únicamente a corrosión externa (ECDA) e interna (ICDA). La evaluación directa de la corrosión externa (ECDA) se debe realizar conforme a los criterios indicados anteriormente, con las siguientes excepciones:

- El método CDA para corrosión externa considera sólo una herramienta de evaluación indirecta.
- En la etapa de la inspección directa se deben realizar excavaciones para todas las indicaciones que requieren respuesta inmediata.
- En la etapa de la inspección directa se debe realizar por lo menos una excavación, en una indicación de alto riesgo que requiere respuesta programada.

4.9 RESPUESTA A LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD.

Una vez que los resultados de la evaluación de integridad son aceptados, se realizarán acciones de respuesta y mitigación. La NOM-027-SEHS-2010 en el capítulo 9, considera que la respuesta de evaluación de integridad debe contener lo siguiente:

- Tiempos de respuesta a las indicaciones obtenidas en la inspección.
- Actividades de reparación para remediar e eliminar una condición insegura.
- Acciones preventivas para eliminar o reducir un peligro.
- Frecuencias de inspección.

Las respuestas a la evaluación de integridad deben clasificarse en los siguientes dos grupos:

- Respuestas inmediatas.
- Respuestas programadas.

1. Respuesta inmediata.

Cuando existan elementos que ocasionen fugas o rupturas inmediatas o en el corto plazo debido a su efecto en la resistencia del material, las consideraciones ante una respuesta inmediata son:

- Pérdida de metal igual o mayor al 80% del espesor nominal.
- Cuando exista algún tipo de corrosión de agrietamiento bajo esfuerzo.

2. Respuesta programada.

Se refiere a las indicaciones significativas que pueden crecer a un punto de falla antes de la siguiente evaluación de integridad. Estas consideran lo siguiente:

- Cuando existe una corrosión generalizada con una pérdida de metal mayor al 50% del espesor del ducto.
- Existencia de grietas potenciales.

3. Estrategias de prevención.

Las estrategias de prevención son las actividades necesarias para prevenir y reducir las consecuencias de un evento para prevenir una falla en el ducto, se deben contemplar las actividades necesarias para prevenir y minimizar las consecuencias de un evento, tales factores son:

- Características del producto transportado.
- Cantidad de producto que puede ser derramado.
- Condición de soportes del segmento de ducto.
- Exposición del ducto a una presión de operación que exceda la presión máxima permisible de operación establecida.

Entre las actividades de prevención pueden considerarse las siguientes:

- Inyección de inhibidores.
- Reforzamiento de la protección catódica.
- Protección anticorrosiva.
- Válvulas de corte de flujo o válvulas a control remoto.

4. Intervalos de evaluación de integridad.

Los intervalos para la evaluación de la integridad de ductos serán determinados de acuerdo a los resultados del análisis del riesgo y considerando lo siguiente:

- La integración de datos de la evaluación de integridad anterior.
- El uso de otros métodos de evaluación indirecta que proporcionen información de la condición del ducto.
- La velocidad de crecimiento de defectos con base en los peligros potenciales que afecten al segmento de ducto.

El periodo de evaluación de integridad por cualquier método, no podrá ser mayor a 10 años.

CAPÍTULO 5

CASO DE ESTUDIO.

CAPÍTULO 5.

5. CASO DE ESTUDIO. PLAN DE ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD DE UN GASOLINODUCTO UBICADO AL NORTE DE MÉXICO.

Para efectos del presente caso de estudio, se describe a continuación, de manera resumida el Plan de Administración de la Integridad de un gasolinoducto ubicado al norte de México, tomando en cuenta la Norma Oficial Mexicana “NOM-027-SEHS-2010” y el Manual de Administración de Integridad del Proceso de Logística de Petróleos Mexicanos.

5.1 Objetivo.

Elaborar la administración de integridad de un gasolinoducto del norte de México, basados en los resultados anteriores del proceso de evaluación de riesgo y el método de evaluación e integridad aplicado, el cual suministre los elementos necesarios para garantizar la seguridad del sistema de ducto, dando prioridad a aquellas zonas que por sus condiciones de riesgo y ubicación requieran de atención inmediata, asignando eficientemente los recursos para actividades de prevención, detección y mitigación apropiadas.

5.2 Alcance.

Como alcance, se contempla la línea regular, válvulas de seccionamiento, trampas de diablos y derecho de vía del gasolinoducto perteneciente a PEMEX-Logística. Quedan excluidos los tanques de almacenamiento, sistemas de bombeo y redes contraincendios.

5.3 Identificación de peligros.

A continuación la tabla 5.1 presenta los peligros potenciales identificados en el gasolinoducto, siendo identificados un total de 17 peligros potenciales para el presente estudio de caso.

No.	Categoría de amenazas consideradas en el análisis de riesgo.	Peligros identificados en el análisis de riesgo.
1	Corrosión Externa (EC)	1. Corrosión Externa. 2. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.
2	Corrosión Interna (IC)	3. Corrosión Interna.
3	Diseño y Materiales (DM)	4. Costura defectuosa 5. Metal Base defectuoso 6. Soldadura circunferencial defectuosa. 7. Alineamiento
4	Movimiento de Suelo (GM)	8. Viento, tormentas o inundaciones 9. Sismos 10. Deslaves 11. Huracanes 12. Erosión 13. Deslizamiento del ducto
5	Terceras Partes (TP)	14. Falla instantánea inmediata 15. Modo de falla retardado 16. Vandalismo
6	Operaciones y procedimientos (SO)	17. Operaciones incorrectos o no aplicados

Tabla 5.1. Categorías y peligros potenciales identificados en el gasolinoducto. Fuente: PAID.

5.4 Datos generales del gasolinoducto.

Por cuestiones de confidencialidad se presentan los aspectos más relevantes, es un gasolinoducto ubicado al norte de México, transporta derivados refinados del petróleo: gasolinas PEMEX.

La longitud total del gasolinoducto es de 83.600 Kilómetros, consta de un solo segmento que inicia en la Refinería Cadereyta y finaliza en una terminal de almacenamiento y despacho (TAD), el gasolinoducto consta con 6 válvulas de seccionamiento, una trampa de envío de diablos y una trampa de recibo de diablos.

La figura 5.1 muestra una simulación del trazo de la línea regular en el estado de Nuevo León.

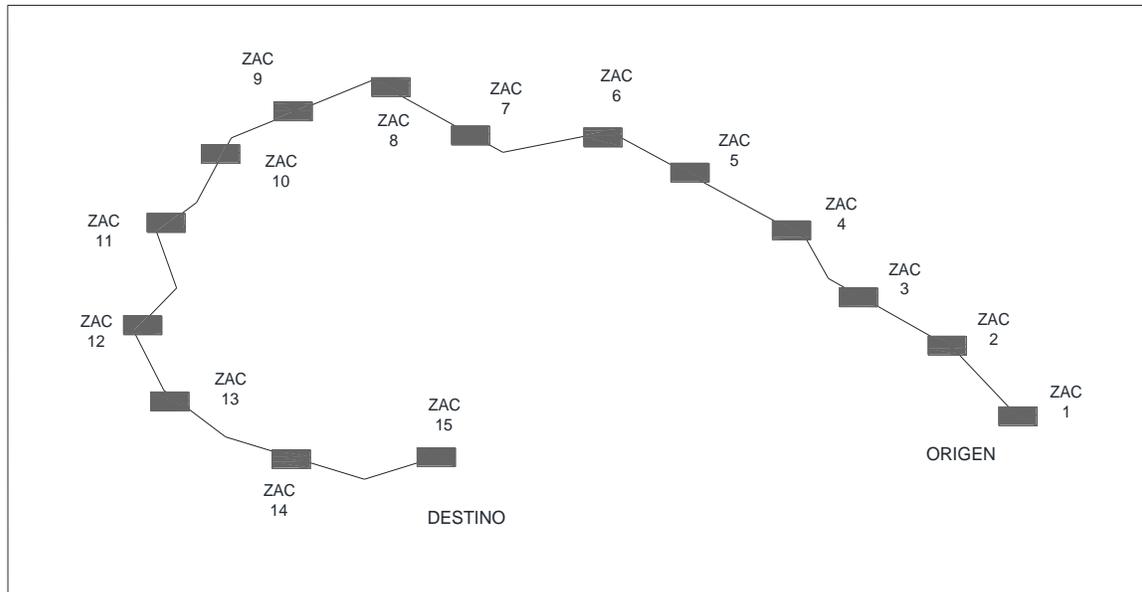


Figura 5.1. Simulación de la ubicación del gasolinoducto. Fuente: elaboración propia.

5.5 Recopilación y análisis de información.

La recopilación de la información del gasolinoducto, inició con la descarga de las plantillas de mantenimiento, operación y seguridad de la herramienta institucional IMP (*Integrity Management Program*), continuando con la obtención de información en el centro de trabajo del Sector Ductos (SD). La información fue revisada, analizada e integrada y posteriormente validada por el personal del SD, a través de reportes. Algunos aspectos a considerar en la recopilación y análisis de información son:

- Ubicación del gasolinoducto.
- Diámetro nominal.
- Longitud.
- Flujo transportado.
- Presión y temperatura de diseño.
- Presiones y temperaturas máximas y mínimas.
- Tipo de recubrimiento y protección catódica.
- Válvulas de seccionamiento.
- Cruces (en cuerpos de agua, caminos pavimentados y no pavimentados).
- Clases de localización.
- Zonas de Altas Consecuencias (ZAC).

5.6 Segmentación.

La segmentación se definió tomando como criterios la ubicación de las trampas de diablo. Es importante mencionar que el software IMP realiza el seccionamiento y análisis de riesgo por kilómetro,

permitiendo identificar la ubicación específica de eventos o condiciones que se puedan traducir en la falla del ducto.

5.7 Zonas de altas consecuencias (ZAC).

La caracterización de las zonas de alta consecuencia se realizó con los siguientes criterios:

Criterio 1. Para ductos que cruzan en forma perpendicular un cuerpo de agua.

Criterio 2. Para ductos que cruzan en forma diagonal un cuerpo de agua.

Criterio 3. Para ductos que están ubicados en paralelo con un cuerpo de agua.

Criterio 4. Para aplicar en ductos que interaccionen con zonas pobladas.

Criterio 5. Zonas Extremadamente Sensibles (ZES).

Para ello se realizaron simulaciones de eventos críticos mediante la herramienta Professional Hazard Analysis Software Tools (PHAST), y el recorrido físico a la longitud total del derecho de vía del gasolinoducto. La tabla 5.2 enlista 15 zonas de alta consecuencia (ZAC's) localizadas en el gasolinoducto.

ZAC No.	Criterio ZAC	TIPO ZAC
1	No.4	Zona poblada industrial
2	No.1	Arroyo
3	No.4	Zona poblada
4	No.4	Zona poblada industrial
5	No.1	Rio
6	No. 4	Zona poblada
7	No.4	Zona poblada
8	No. 4 y 1	Zona poblada y arroyo
9	No.4	Zona poblada industrial
10	No.4	Zona poblada industrial
11	No.4	Zona poblada industrial
12	No.4	Zona poblada industrial
13	No.4	Zona poblada industrial
14	No.4	Zona poblada industrial
15	No.4	Zona poblada industrial

Tabla. 5.2 ZAC's identificadas en el gasolinoducto. Fuente: PAID.

5.8 Evaluación de riesgo.

De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, se seleccionó el método de Evaluación Relativa el cual indica: "Basado en el conocimiento detallado de un ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla modelos del riesgo dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del ducto. Identifican y evalúan los mayores peligros y consecuencias relevantes que el ducto ha tenido en el pasado. Se considera un modelo del riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos del mismo modelo".

Del análisis de los resultados de riesgo del gasolinoducto, determinada mediante la herramienta institucional IMP; se determinó que este ducto presenta un índice de riesgo de falla promedio de 20.10 con una clasificación de riesgo medio.

De la longitud total del segmento (83.600 Km), 0 Km considera un riesgo bajo, 65.254.53 Km presenta un riesgo medio y 18.345.47 Km un riesgo alto. Posteriormente se indica que se deben jerarquizar los segmentos considerados de más alto riesgo, para priorizar las acciones de mantenimiento, el software IMP proporciona los índices de riesgo para todas las secciones, de tal manera que se pueden tener secciones

jerarquizadas como tipo de riesgo alto, medio y bajo. La tabla 5.3 muestra el índice de probabilidad de falla, el índice de consecuencia de falla y el índice de riesgo, para cada sección perteneciente al gasolinoducto el mayor índice de riesgo de falla tiene un valor de 32.16, localizándose en la ZAC, zona poblada:

Sección		Índice de Probabilidad de Falla	Índice de Consecuencias de Falla	Índice de Riesgo de Falla
Km inicial*	Km final*			
00,000	-	4.36	5.92	25.85
-	-	4.38	5.07	22.23
-	-	4.95	4.27	21.17
-	-	3.39	6.33	21.49
-	-	3.39	6.41	21.76
-	-	4.03	4.87	19.63
-	-	4.36	6	26.16
-	-	4.12	5.27	23.00
-	-	4.34	5.63	24.45
-	-	4.18	5.46	22.82
-	-	4.16	6.63	27.60
-	-	4.07	4.89	19.96
-	-	4.28	7.5	32.16
-	-	3.69	5.25	19.43
-	-	3.78	7.64	28.94
-	-	3.68	7.41	27.31
-	-	4.34	6.69	29.05
-	-	4.36	5.05	22.03
-	-	4.34	6.54	28.41
-	-	4.23	4.96	20.99
-	-	4.23	6.27	26.55
-	-	3.20	5.05	16.20
-	-	3.73	7.04	26.29
-	-	3.36	4.85	16.32
-	-	3.86	6.29	24.29
-	-	3.89	4.74	18.43
-	-	3.87	5.88	22.76
-	-	3.91	4.94	19.31
-	83,600	3.83	6.8	26.09

Tabla. 5.3 Secciones del gasolinoducto jerarquizadas por índice de riesgo. Fuente: Software IMP.

Km inicial*: Kilometraje del ducto en donde inicia el tramo con nivel de riesgo alto, medio y bajo.

Km final*: Kilometraje del ducto en donde termina el tramo con nivel de riesgo alto, medio y bajo.

1. Probabilidad de falla.

A continuación la tabla 5.4 muestra los índices de probabilidad de falla promedio para todo el gasolinoducto.

Índice de Probabilidad de falla	
Gr	1.5
EC	4.40
IC	3.57
TP	2.72
MS	3.19
DM	3.88
EQ y OC	5.5
SO	1.52
LOF promedio.	3.94

Tabla. 5.4 Índices de probabilidad de falla por cada amenaza. Fuente: Software IMP

EC = Corrosión externa **IC** = Corrosión interna **TP** = Daños por terceras partes
GM = Movimiento de suelos **DM** = Diseño y materiales **SO** = Operaciones y procedimientos

2. Consecuencias de fallas.

A continuación la tabla 5.5 muestra el resumen de los índices de consecuencias de falla (COF) promedio para cada factor de consecuencia así como el promedio del gasolinoducto.

Índice de Consecuencias de Falla	
Impacto al ambiente.	4.43
Impacto al negocio.	5.88
Impacto a la población.	4.30
COF promedio.	5.15

Tabla. 5.5 Índices de consecuencias de falla por cada amenaza. Fuente: Software IMP.

El índice de riesgo promedio para el gasolinoducto es 20.10, que es producto de la probabilidad de falla promedio y la consecuencia de falla promedio. La clasificación de los niveles de riesgo se describe en la Tabla 5.6.

Tipo de riesgo	Clasificación	Índice de riesgo
Bajo	Región de riesgo tolerable: El riesgo es de bajo impacto y es tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo. Se debe continuar con las medidas preventivas que permiten mantener estos niveles de riesgo en valores tolerables.	< 10.75
Medio	Región de riesgo ALARP (As Low As Reasonable Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico): Los riesgos que se ubiquen en esta región deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.	10.75 – 24.1
Alto	Región de riesgo no tolerable: Los riesgos de este tipo deben provocar acciones inmediatas para implantar las recomendaciones generadas en el análisis de riesgos. El costo no debe ser una limitación y el hacer nada no es una opción aceptable. Estos riesgos representan situaciones de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. Las acciones deben reducirlos a una región de Riesgo ALARP y en el mejor de los casos, hasta riesgo tolerable.	> 24.1

Tabla. 5.6 Descripción de los niveles de riesgo. Fuente: PAID.

5.9 Evaluación de Integridad.

La evaluación de integridad mecánica consistió en un análisis cuantitativo de la resistencia del material, los componentes y estructuras del sistema del gasolinoducto en presencia de daños y bajo condiciones de operación específicas. Para ello, los cálculos que se realizaron son principalmente determinísticos, tales como el cálculo de la Presión de Operación Segura (POS), equivalente a la Presión de Operación Máxima (POM) de la NRF-030-PEMEX-2009, el tamaño máximo tolerable de defectos, cálculo de vida remanente y estimación de periodo de inspección.

La evaluación de integridad se realiza en tres etapas:

- Selección y aplicación de metodología de inspección.
- Caracterización y cuantificación de las indicaciones registradas durante la inspección
- La evaluación determinística de las indicaciones.

1. Método de inspección.

Para el gasolinoducto se realizó inspección interna, utilizando las tecnologías de inspección con los equipos geométrica para el dimensionamiento interno y Pérdida de Flujo Magnético de Alta Resolución (MFL) para la detección de indicaciones de daños.

2. Caracterización de las indicaciones.

Se obtuvieron los siguientes datos de la corrida de los equipos de inspección fueron procesados, identificados y caracterizados como:

- Pérdida de metal-corrosión.
- Agrupamiento.
- Anomalías de manufactura.
- Pérdida de metal-anomalía de manufactura.
- Anomalías en el diámetro interno.
- Pérdida de metal-anomalía de soldadura circunferencial.

5.10 Respuesta a la evaluación de la integridad.

Con base en el análisis de Riesgo, en el cual se jerarquizaron y clasificaron los riesgos presentes en el sistema de ducto y en la evaluación de integridad mecánica realizada por un contratista de PEMEX- Logística, mediante una inspección utilizando un diablo instrumentado, en la cual se registraron, caracterizaron y evaluaron mediante cálculos determinísticos, las anomalías externas e internas en la longitud total inspeccionada, se realizó un plan que contiene tiempos de respuesta a las indicaciones obtenidas de la inspección, acciones preventivas para reducir peligros y frecuencias de inspección. Para cumplir con lo anterior se deben realizar las siguientes acciones de mantenimiento:

1. Respuesta inmediata mediante mantenimiento.

No se requieren atenciones inmediatas de las indicaciones activas registradas durante la evaluación de integridad mecánica realizada por el contratista. En el software IMP, basándose en los 15 criterios de aceptación/rechazo establecidos para asegurar la integridad del ducto.

2. Respuesta programada mediante mantenimiento.

Las indicaciones que requieren respuesta programada son aquellas que pueden crecer a una dimensión crítica antes de la siguiente evaluación de integridad.

A continuación se describen las acciones recomendadas como respuesta a la evaluación de la Integridad considerando también los resultados obtenidos del análisis de riesgo para las indicaciones siguientes:

- Anomalías por corrosión externa e interna.
- Anomalías por pérdida de metal-anomalía de soldadura circunferencial.
- Anomalías de manufactura.
- Anomalía en el diámetro interno.

Se realizarán a cabo las actividades de mantenimiento a ductos con base a los resultados de la evaluación de la integridad.

3. Estrategias de prevención.

El programa de administración de integridad incluye las actividades necesarias para prevenir y minimizar las consecuencias de una fuga. Estas acciones de prevención pueden identificarse durante la operación normal del ducto, la evaluación del riesgo, la implementación del plan de inspección o durante la reparación.

Se consideran las siguientes actividades de prevención:

- Protección interior.
- Protección catódica.
- Análisis de suelos.
- Rehabilitación de recubrimientos mecánico-anticorrosivo.
- Celaje al derecho de vía.
- Mantenimiento al derecho de vía.
- Inspección a instalaciones superficiales.
- Capacitación y procedimientos.

4. Intervalo de evaluación de integridad.

Con base en el resultado del análisis de riesgo, se deberá llevar a cabo al menos una de las siguientes recomendaciones:

- Realizar una inspección directa en los km que resultaron de mayor índice de riesgo.
- Realizar una inspección interna con equipo instrumentado al gasolinoducto.

CONCLUSIONES.

En el presente trabajo se cumplieron con los objetivos planteados, al establecer un caso de estudio para la integridad de un ducto terrestre (gasolinoducto) y establecer los tipos de mantenimiento.

Las actividades de mantenimiento requeridas para el transporte de hidrocarburos siempre serán relevantes, a pesar de tener un buen plan de mantenimiento, los riesgos de que ocurra una falla estarán presentes, lo importante es mitigar los riesgos y establecer las condiciones seguras para la operación de ductos, protección a la población y al medio ambiente.

A pesar de que el sistema de transporte de hidrocarburos por ductos terrestres es el más utilizado, aún es insuficiente, por lo que plantear la construcción de nuevos ductos terrestres es de vital importancia para un mayor crecimiento económico.

La utilización de diablos instrumentados como herramienta para la evaluación de integridad es el medio más factible (aunque en términos económicos resulta de un valor monetario mayor comparado con otro tipo de inspecciones), da mejores resultados respecto al ducto (información, abolladuras, geometría) y establece las estrategias de prevención necesarias para mantener la integridad del ducto.

Al establecer un plan de administración de la integridad de los ductos, puede haber siniestros presentes en el mismo por lo que el personal que lo lleva a cabo deberá efectuar en tiempo y forma evaluaciones periódicas correspondientes y establecer actividades requeridas para instaurar la integridad del ducto.

Si bien este trabajo abordó un caso de estudio general, resultaría interesante conocer el manejo del software IMP (Integrity Management Program), para generar resultados numéricos en base a la evaluación de riesgo y así establecer la respuesta de integridad del ducto.

El Ingeniero de Mantenimiento debe conocer las técnicas de inspección, así como los planes de mantenimiento y administración de la integridad de ductos, basándose en normas nacionales e internacionales, y así asegurar el funcionamiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos.

ANEXOS

ANEXOS.

ANEXO A. SEÑALIZACIÓN.

Para el derecho de vía y las instalaciones de todo ducto de transporte, se deben instalar señalamientos necesarios para localizar e identificar estas instalaciones, así como para delimitar la franja de terreno donde se alojan, con el fin de reducir daños a las mismas estos señalamientos se encuentran en la NRF-030-PEMEX-2009. Los señalamientos se clasifican en tres tipos:

- Informativo.
- Restrictivo.
- Preventivo.

Señalamiento informativo: Indica la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones de PEMEX para fines de identificación y de inspección, estos a su vez se dividen en:

Señalamiento tipo “I”

Se utiliza para ductos a campo, consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y 7,00 m (23 pies) de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos metros de la parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de 40 cm de ancho cada uno. En la cara más visible del poste y a una altura de 2,00 m se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de 15 cm de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de 80 cm por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de 20 cm de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.

Este señalamiento se debe instalar cada cinco kilómetros, comenzando en el kilómetro cero y se debe ubicar en la margen izquierda del derecho de vía, siguiendo el flujo del ducto o el de la mayoría de los ductos instalados sobre el derecho de vía.

Este señalamiento sirve como referencia para la inspección aérea y dependiendo de las condiciones topográficas del terreno podrán hacerse las modificaciones que se estimen necesarias sobre su distribución e identificación.

Señalamiento tipo “II”.

Consiste en una tachuela de fierro fundido, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, de 15 cm (6 pulg aproximadamente) de diámetro y 18 cm (7 pulg aproximadamente) de longitud, que tendrá grabado en alto relieve, en la cabeza, la leyenda “PEMEX” y una flecha que muestre el sentido del flujo.

Este señalamiento se debe colocar ahogado en concreto, de manera que la cabeza de la tachuela quede al nivel del piso, localizada a cada 50 m (164 pies), en bocacalles y cambios de dirección sobre el ducto cuando se trate de uno solo, o bien sobre los dos ductos extremos cuando se trate de un corredor de ductos.

Señalamiento tipo “III”

Consiste en un cartel de 0,61 m (2 pies) por 0,61 m (2 pies), el cual se deberá fabricar en lámina de acero calibre 14, galvanizada, pintada y horneada, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubería galvanizado de 5 cm (2 pulg) de diámetro, cédula 40 y 3.00 m (10 pies aproximadamente) de longitud, mediante un marco soldado o fijada en alguna otra forma equivalente en durabilidad y resistencia, pudiendo ser el soporte de otro material similar, no necesariamente tubería, y de longitud adecuada al tipo de terreno. El soporte de la tubería debe sobresalir del nivel del terreno

cuando menos 2,00 m (6,5 pies aproximadamente) y se empotrará en una base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita desempeñar la misma función. El señalamiento se debe localizar a ambos lados de la carretera, 100 m (328 pies) antes del entronque del camino de acceso. Su leyenda debe incluir el nombre de la planta o instalación que identifique y, en todos los casos además de la palabra "PEMEX", una flecha que indique el sentido de la circulación para llegar a ella y la distancia que hay que recorrer sobre el camino de acceso. La leyenda se escribirá en letras negras sobre fondo amarillo, en dimensiones tales que sea legible a no menos de 5 m (16 pies-6 pulg).

Señalamiento restrictivo.

Indica la restricción de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones de PEMEX, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

Los señalamientos restrictivos pueden ser:

Señalamiento tipos "IV" y tipo "V".

Los tipos "IV" y "V" consisten de un cartel con dimensiones, elementos y mensaje de acuerdo a lo señalado en las figuras, respectivamente. Se deben fabricar con lámina de acero calibre 18, galvanizada, pintada y horneada, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubería galvanizado de 5 cm (2 pulg) de diámetro cédula 40 y 3,00 m (10 pies aproximadamente) de longitud, mediante un marco soldado, pudiendo ser también el soporte de concreto armado de sección cuadrada de 15 cm por 15 cm. El soporte debe sobresalir del nivel del terreno cuando menos 2,00 m (6,5 pies aproximadamente), y se empotrará en base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita cumplir la misma función. Las letras y figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de 5 m (16 pies-6 pulg) de color negro sobre fondo contrastante color amarillo.

El señalamiento tipo "V" se debe colocar en todas las áreas en donde exista la posibilidad de presencia de gases o vapores inflamables, como es el caso de válvulas, trampas de diablos, baterías de separación, estaciones medidoras, reductoras, de compresión o bombeo, terminales, patios de tanques, entre otros.

Los señalamientos tipo "IV-A".

Debe colocarse en el límite del derecho de vía, en todos los cruces con ductos que transportan hidrocarburos, así como en los cruces de calles, carreteras, ferrocarriles, veredas, caminos de herradura y pasos habituales de la población, canales, entre otros, y en general, en todos aquellos lugares en donde el ducto corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes o construcción.

En zonas urbanas, estos señalamientos se deben colocar espaciados en distancias no mayores a 100 m (328 pies) en donde no hay cruces, desde dos kilómetros antes, hasta dos kilómetros después de las construcciones en el perímetro de la población.

En zonas rurales, los señalamientos se colocarán espaciados en distancias no mayores a 500 m (1 640,5 pies) en donde no hay cruces, preferentemente en los linderos o cercas de las propiedades, con el fin de evitar daños a los señalamientos durante las tareas agrícolas.

El poste tipo "IV-A" consistirá de un poste cilíndrico de 8,9 cm (3,5 pulg) de diámetro, de 2,4 m (7,87 pies) de altura y entre 0,318 y 0,381 cm (0,125 y 0,150 pulg) de espesor, fabricado con resina de Polietileno de alta densidad y un capuchón (domo o cúpula) de resina de Policarbonato.

Para el poste tipo IV-A, en la parte inferior del capuchón en ambas caras y a 2 cm de la base inferior del mismo, se debe colocar la inscripción del número de contrato con el cual se adquirieron los postes, en

sentido horizontal con letras color negro de 5 a 20 mm de alto y embebidas en el material (subsuperficiales) de la resina de policarbonato, con la leyenda: CONTRATO – XXXXXXXXXXXXX.

Los gráficos y leyendas deben realizarse con pintura indeleble, por lo cual no requieren de mantenimiento. El material no se debe decolorar por exposición a rayos ultravioleta (UV) y debe ser resistente a la erosión por arena en zonas desérticas.

Señalamiento tipo "VI".

Se debe fabricar con lámina de acero de 6,35 mm (1/4 pulg) de espesor, con dimensiones de 2,44 m (8 pies) por 1,83 m (6 pies) soportada por estructura del mismo material, o bien, fabricadas en lámina de cualquier otro material de resistencia similar, soportada en forma tal que cumpla la misma función. Las letras o las figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de 5 m (16 pies 6 pulg.), y serán de color negro reflejante sobre fondo contrastante de color amarillo. Se deberá colocar en ambas márgenes de las vías fluviales navegables, a una distancia de 10 m (33 pies aproximadamente) de las márgenes definidas por el nivel de aguas máximas ordinarias. En el diseño de este señalamiento, se deben considerar las condiciones del terreno, vientos dominantes, avenidas máximas, entre otros.

Señalamiento tipo preventivo.

Indica acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiendo los daños que éstos pueden ocasionar.

Los señalamientos preventivos pueden ser:

Señalamiento tipo "VII".

El señalamiento tipo "VII", debe ser portátil y consistir en dos carteles de 0,61 m (2 pies) por 0,72 m (2 pies 4 pulg aproximadamente) abatibles con letras de color negro sobre fondo contrastante de color amarillo.

Este señalamiento es temporal y debe llevarse a cabo antes de iniciar trabajos de construcción o de mantenimiento (excavación, soldadura, entre otros) en áreas o vías públicas y estar destinadas específicamente a evitar daños al público.

Señalamiento tipo "VIII".

El señalamiento tipo "VIII", debe ser portátil y consistir en una baliza de 1,20 m (4 pies aproximadamente) de altura, o la que se requiera conforme al tipo de terreno, con un banderín en su extremo de colores contrastantes y reflejantes.

Este señalamiento debe colocarse sobre ductos en operación y sirve para indicar su localización, a fin de evitar que éstos sean dañados cuando se efectúen trabajos de construcción y mantenimiento sobre el derecho de vía.

La frecuencia de este señalamiento depende de las condiciones particulares de cada caso, pero debe hacerse la localización precisa del ducto, ya sea por medio de un sondeo a cada 50 m (164 pies aproximadamente) o empleando el equipo localizador adecuado y confiable en todo el trayecto que abarque el trabajo.

El señalamiento está destinado para evitar daños a los ductos en operación, por lo que no se deben efectuar trabajos con maquinaria de construcción (excavadoras, tractores, entre otros) sobre toda franja de terreno limitado por dicho señalamiento. Estos trabajos se deben efectuar manualmente con la herramienta apropiada para descubrir los ductos en estas condiciones.

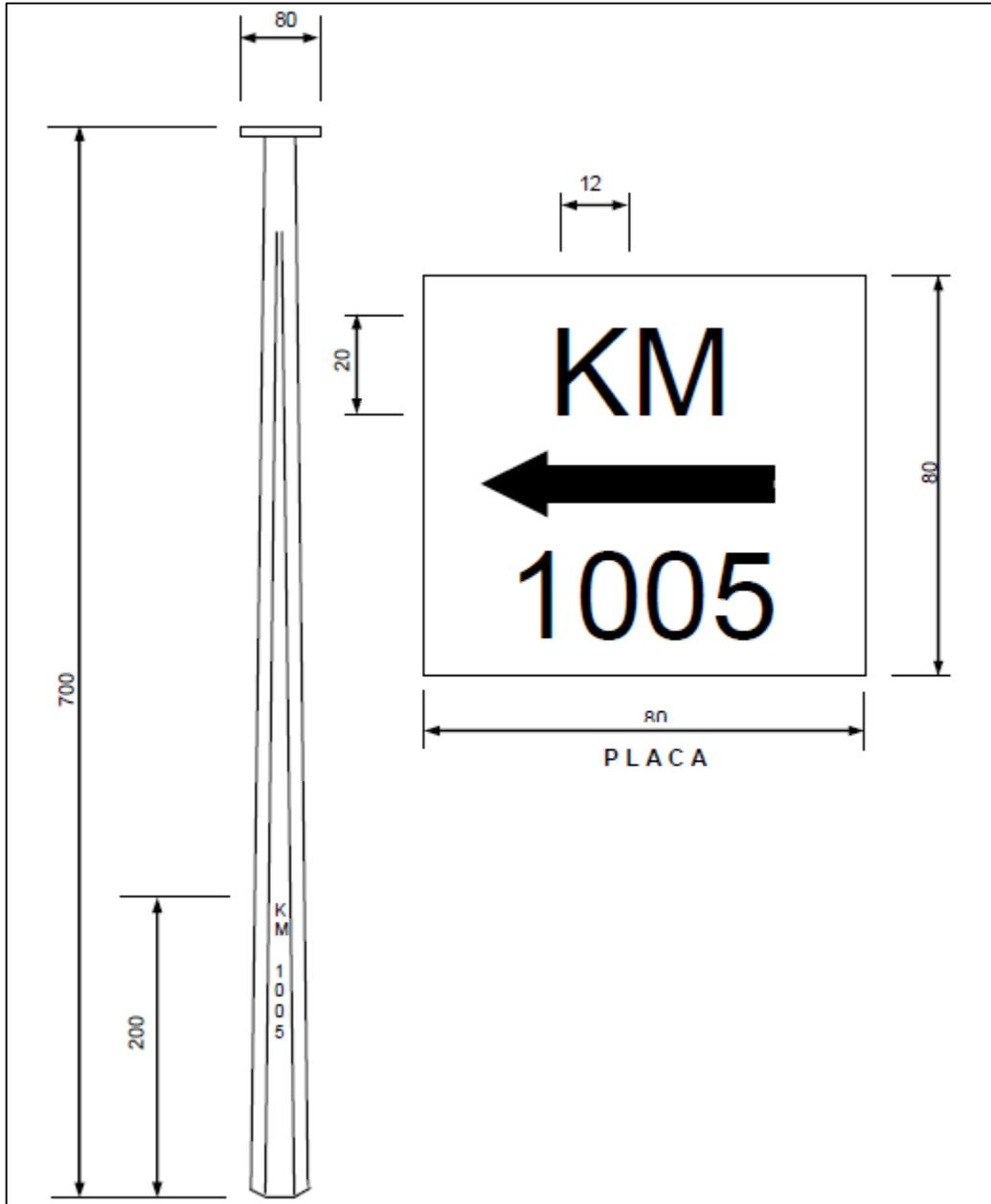


Figura. Señalamiento TIPO "I" (acotaciones en cm)

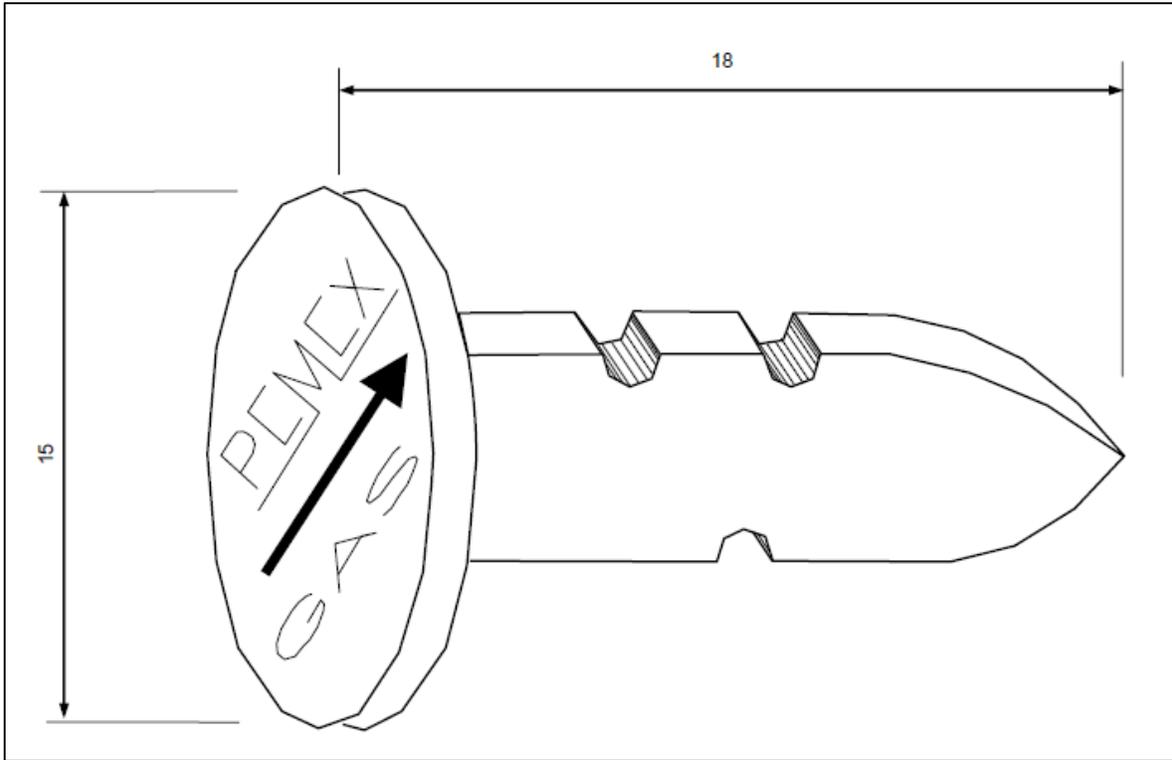


Figura. Señalamiento TIPO "II" (acotaciones en cm)

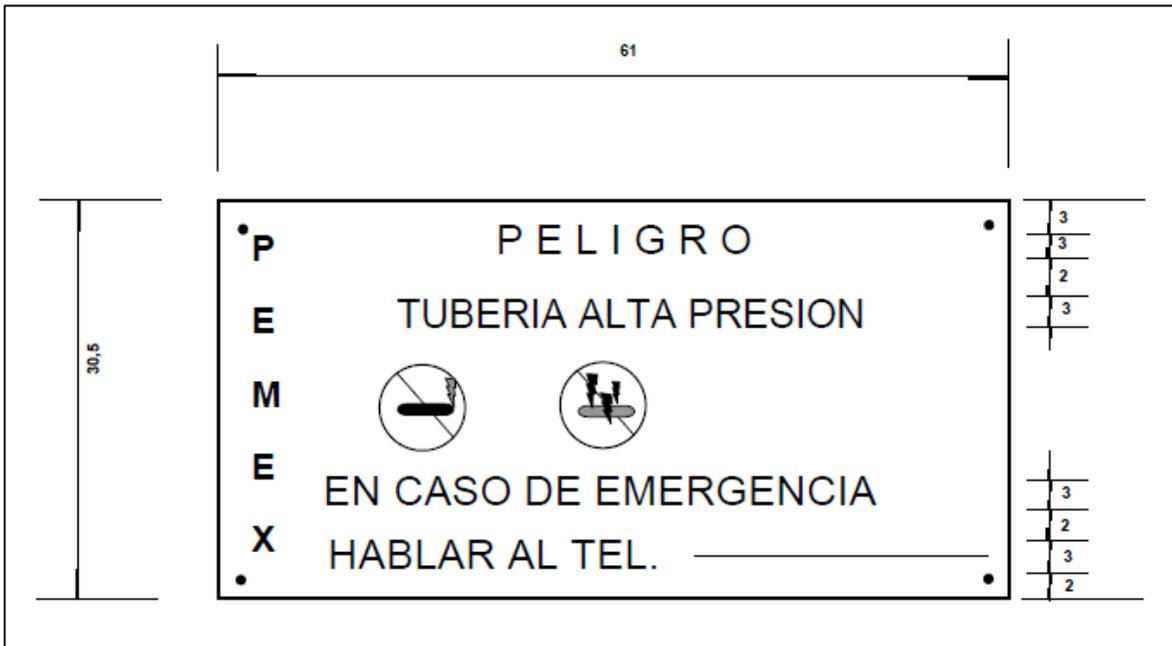


Figura. Señalamiento TIPO "V" (acotaciones en cm)

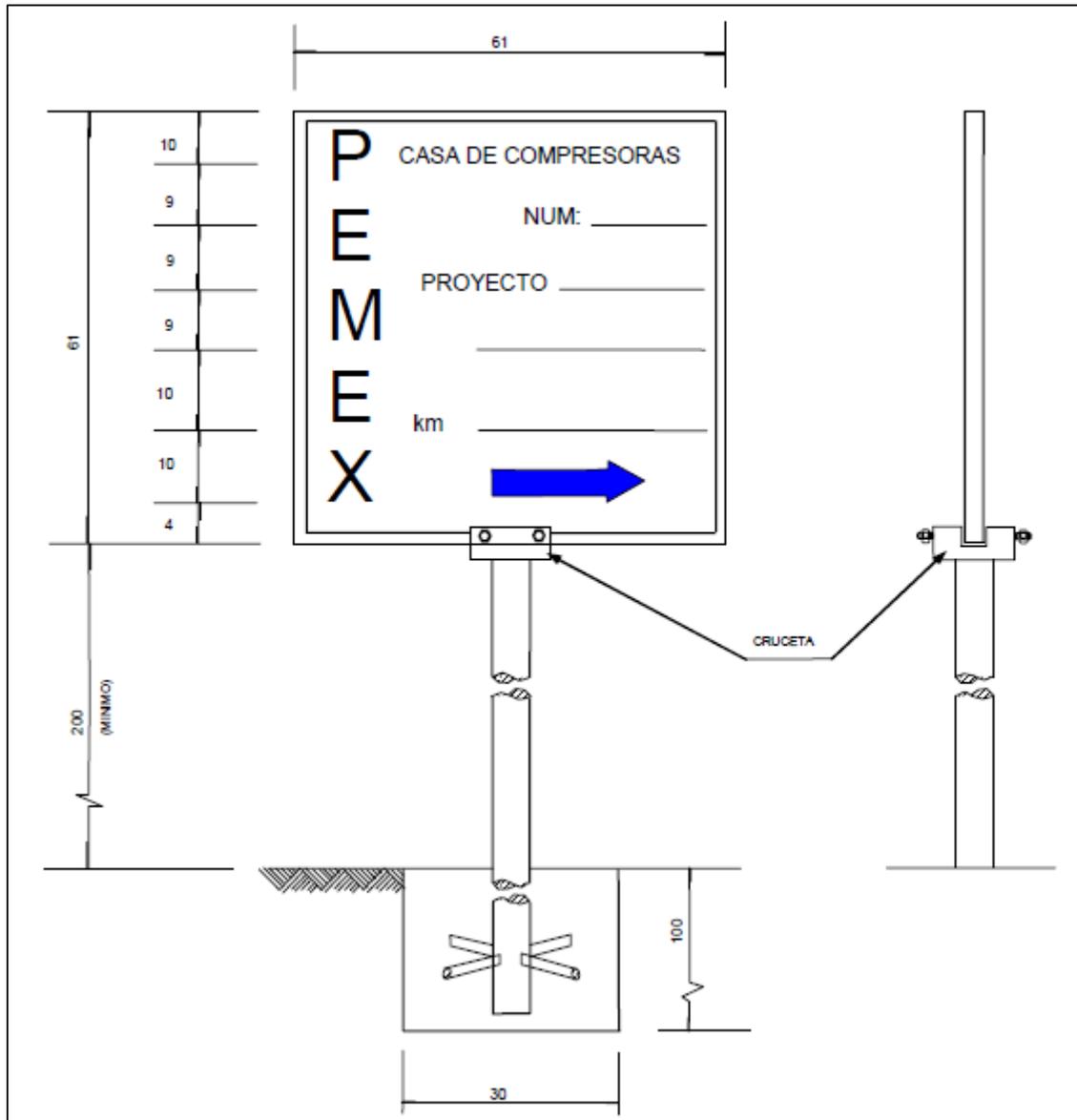
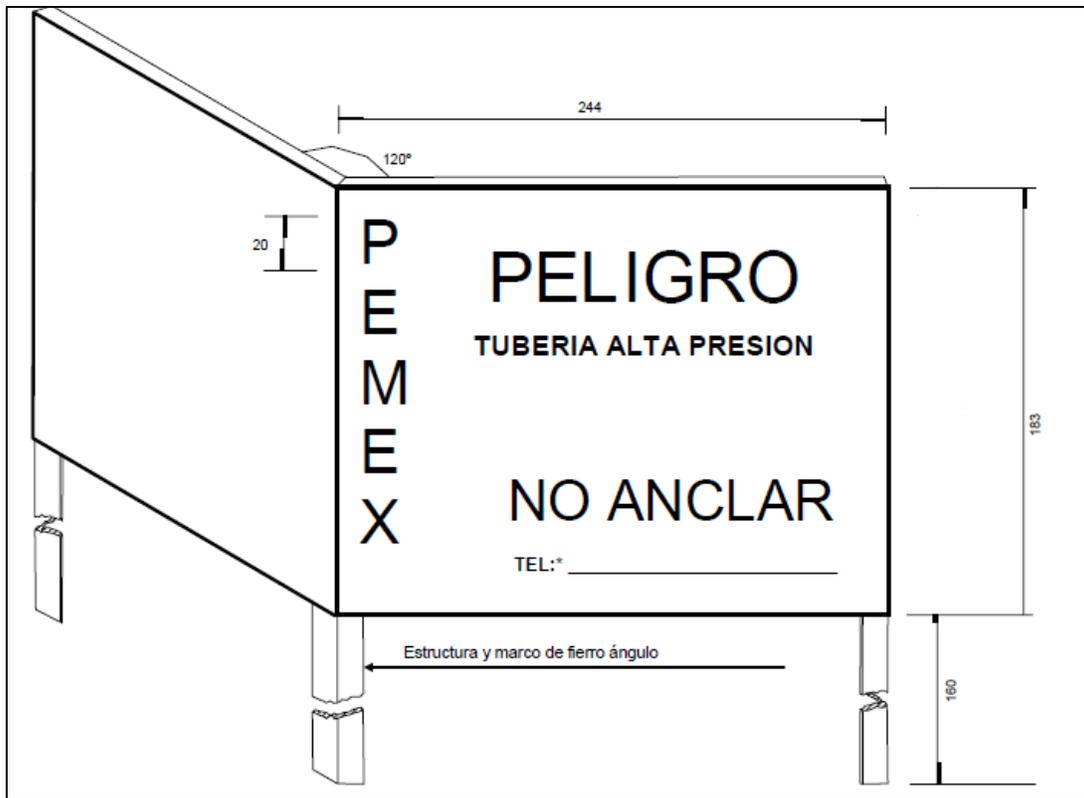


Figura. Señalamiento TIPO "III" (acotaciones en cm)



Figura. Señalamiento TIPO "IV-A"



NOTA: Este señalamiento debe estar iluminado en las noches en las vías pluviales que tengan navegación nocturna.

Figura. Señalamiento TIPO "VI" acotaciones (cm).

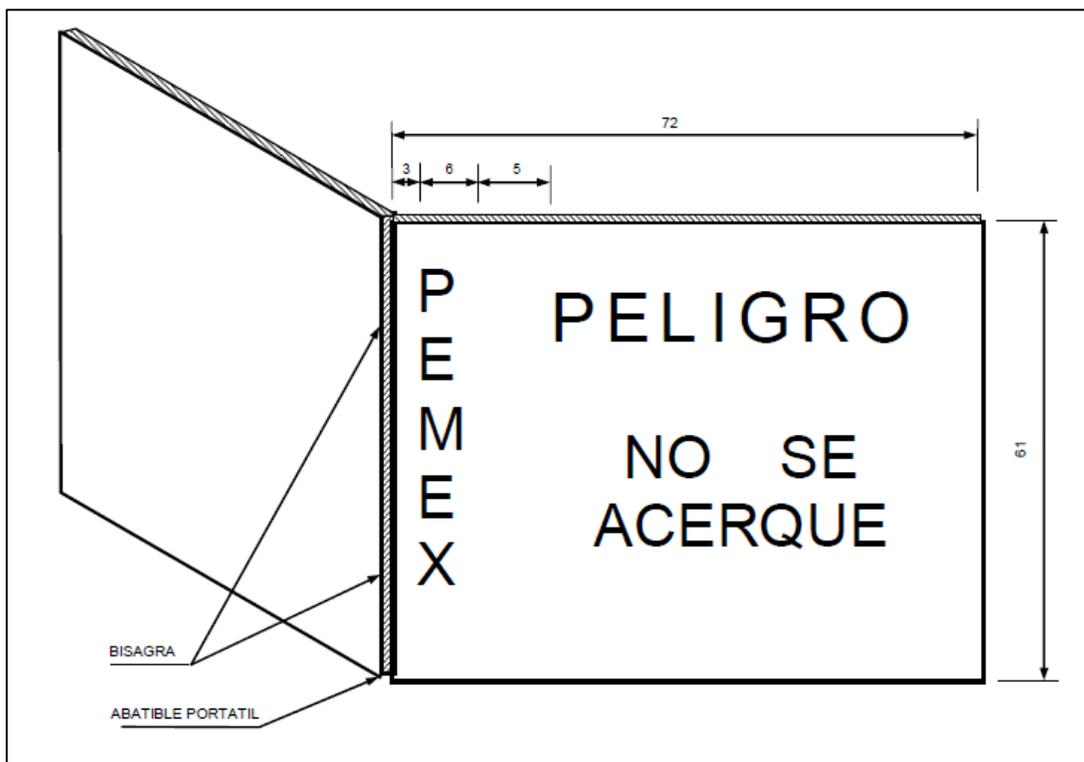


Figura. Señalamiento TIPO "VII" (acotaciones en cm).

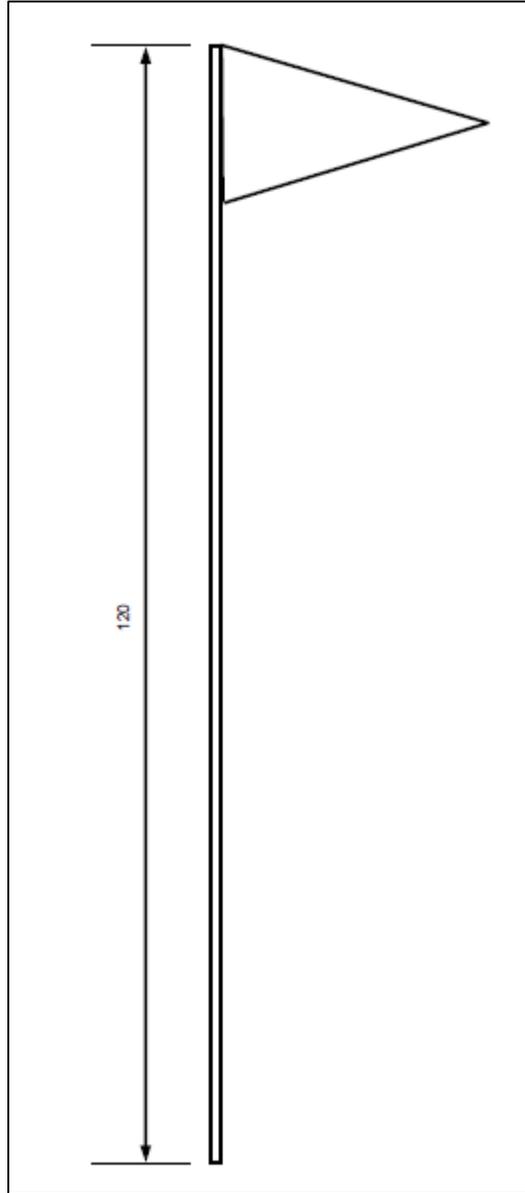


Figura. Señalamiento TIPO "VIII" (acotaciones en cm).

ANEXO B. INFORMACIÓN PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS POTENCIALES.

Para la identificación de peligros potenciales se presenta la siguiente tabla, que se encuentra en la NOM-027-SEHS-2010.

PELIGRO POTENCIAL	INFORMACIÓN
1. Corrosión externa.	<ul style="list-style-type: none"> • Año de instalación. • Tipo de recubrimiento. • Condición del recubrimiento. • Años con protección catódica adecuada. • Años sin protección catódica. • Resistividad del suelo. • Reportes de inspecciones visuales del ducto. • Detección de corrosión microbiológica (MIC). • Historial de fugas. • Espesor de pared. • Diámetro. • Nivel de esfuerzos de operación (%SYMS). • Información de pruebas hidrostáticas anteriores. • Tipo de sistema de protección catódica.
2. Corrosión interna.	<ul style="list-style-type: none"> • Año de instalación. • Reporte de inspecciones puntuales del ducto. • Historial de fugas. • Espesor de pared. • Información de pruebas hidrostáticas anteriores. • Análisis de gas, líquido, y sólido (sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros). • Parámetros de operación (presión, velocidad de flujo).
3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)	<ul style="list-style-type: none"> • Edad del ducto. • Nivel de esfuerzos de operación (% SYMS). • Temperatura de operación. • Distancia del segmento a una estación de compresión. • Tipo de recubrimiento. • Información de pruebas hidrostáticas anteriores. • Análisis de gas, líquido, y sólido (sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros).
4. Defectos de fabricación.	<ul style="list-style-type: none"> • Material del ducto. • Año de instalación. • Tipo de costura. • Factor de junta. • Historial de presión de operación.
5. Construcción.	<ul style="list-style-type: none"> • Material del ducto. • Identificación del dobléz. • Identificación del acoplamiento. • Procedimientos de soldadura. • Reforzamiento a la soldadura circunferencial posterior a la construcción. • Información de pruebas no destructivas en soldaduras. • Información de pruebas hidrostáticas. • Reportes de inspección puntual del ducto. • Fuerzas externas potenciales. • Propiedades del suelo.

PELIGRO POTENCIAL	INFORMACIÓN
6. Equipo.	<ul style="list-style-type: none"> • Año de instalación de equipos que fallaron. • Información de falla de válvulas reguladoras y de alivio. • Información de falla de empaques de brida. • Punto de ajuste de la válvula de alivio y reguladora. • Información del empaque.
7. Daños por terceros.	<ul style="list-style-type: none"> • Incidentes de vandalismo. • Reportes de las inspecciones puntuales del ducto donde la tubería ha sido golpeada. • Reportes de fugas producto de daños inmediatos. • Incidentes relacionados con daños previstos. • Resultados de inspección interna para abolladuras. • Registro de invasiones.
8. Operaciones incorrectas.	<ul style="list-style-type: none"> • Información de la revisión del procedimiento. • Información de las auditorias. • Fallas causadas por operaciones incorrectas.
9. Clima y fuerzas externas.	<ul style="list-style-type: none"> • Topografía y condiciones de suelo. • Falla tectónica. • Año de instalación. • Diámetro, espesor de pared y grado de la tubería. • Información oceanográfica y meteorológica de la presencia de huracanes.

ANEXO C. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE RIESGO.

Los métodos de evaluación del riesgo se describen a continuación (considerando el anexo de la NOM-027-SEHS-2010):

1) Expertos en la Materia: Consiste en realizar reuniones de expertos los cuales, tomando en cuenta información disponible en la literatura técnica, asignan un valor numérico relativo tanto para la probabilidad de falla de cada peligro potencial como para sus consecuencias. Los expertos deben analizar cada segmento del ducto.

2) Evaluación Relativa: Basado en el conocimiento detallado de un ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla modelos del riesgo dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del ducto. Identifican y evalúan los mayores peligros y consecuencias relevantes que el ducto ha tenido en el pasado. Se considera un modelo del riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos del mismo modelo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación de expertos.

3) Modelos Basados en Escenarios: Este método genera la descripción de un evento, o series de eventos, que conduce a la falla y evalúa tanto la probabilidad de falla como sus consecuencias. Incluye la construcción de árboles de eventos, árboles de decisión y/o árboles de falla.

4) Modelos Probabilísticos: Este método es el más complejo y el que requiere de mayor cantidad de datos. Combina matemáticamente las frecuencias de eventos o series de eventos para determinar la frecuencia de un incidente. Los resultados que se obtienen se comparan con las probabilidades del riesgo aceptables establecidas por el operador.

ANEXO D CUESTIONARIO PARA SELECCIÓN DE MÉTODO DE EVALUACIÓN DEL RIESGO

La evaluación del riesgo es un proceso analítico muy importante de un programa de administración de la integridad. Independientemente del método utilizado para evaluar el riesgo, se debe responder las siguientes preguntas básicas, que se encuentran en el anexo de la NOM-027-SEHS-2010.

1. ¿Qué tipo de eventos y/o condiciones pueden llevar a una pérdida de la integridad del ducto?
2. ¿Cuál es la probabilidad de que esos eventos y/o condiciones ocurran?
3. ¿Cuál es la naturaleza o severidad de las consecuencias si ocurren esos eventos y/o condiciones?
4. ¿Qué riesgos están presentes en general para esos eventos y/o condiciones?
5. Se debe responder a las siguientes preguntas clave durante la selección de un método adecuado para la evaluación del riesgo:
6. ¿Qué decisiones de administración se realizarán con base en los resultados de la evaluación del riesgo?
7. ¿Qué resultados específicos se requieren de la evaluación del riesgo para fundamentar el proceso de toma de decisiones?
8. ¿Qué nivel de compromiso y recursos (internos y externos) se requiere para una implementación satisfactoria?
9. ¿Qué tan rápido se requiere que los resultados se encuentren disponibles?

Durante la selección o aplicación de un método de evaluación del riesgo, se deben considerar las siguientes preguntas:

1. ¿El alcance del método abarca causas significativas de falla y riesgos a lo largo del ducto? Si no es así, ¿Cómo pueden evaluarse e integrarse en el futuro los riesgos que no son incluidos en el método?
2. ¿Todos los datos serán evaluados como realmente se presentan a lo largo del ducto? (Los datos deben tener una localización específica para que los efectos adicionales de las diversas variables del riesgo puedan determinarse). ¿Puede alterarse la resolución del análisis (estación por estación, kilómetro por kilómetro) dependiendo de las necesidades de evaluación?
3. ¿Cuál es la estructura lógica de las variables que son evaluadas para proporcionar los resultados cuantitativos? ¿Está asegurada la recolección sencilla de datos y mantenimiento?
4. ¿El método de evaluación del riesgo utiliza ponderaciones numéricas y otros factores empíricos para obtener los valores del riesgo y demás resultados? ¿Dichas ponderaciones se basan en la experiencia operacional del sistema, del operador o de la industria?
5. ¿Las variables básicas de entrada del método requieren datos que se encuentran disponibles? ¿El sistema de datos y los procedimientos de actualización de la información proporcionan un soporte eficaz para aplicar efectivamente el método? ¿Cuál es el proceso para actualizar los datos de la evaluación del riesgo para reflejar cambios en las condiciones del ducto? ¿Cómo se realiza la validación de datos de entrada?
6. ¿El resultado de la evaluación del riesgo proporciona un soporte adecuado para la justificación técnica de decisiones basadas en riesgo? ¿Los resultados de la evaluación son adecuados para justificar técnicamente las decisiones tomadas?
7. ¿El método permite un análisis de los efectos que tendrán las incertidumbres en los datos, la estructura y los valores de los parámetros sobre los resultados y las decisiones tomadas? ¿Qué análisis de sensibilidad o incertidumbre es realizado por el método de evaluación del riesgo?

BIBLIOGRAFÍA.

1. Manual de operación y mantenimiento de ductos de transporte de hidrocarburos de PEMEX (2009).
2. Lluch Urpi, José (2008) "Tecnología y margen de refino del petróleo" Ediciones Díaz de Santos.
3. Manual de Administración de Integridad de Petróleos Mexicanos. Modalidad Ductos. ABRIL 2013. Versión 2.
4. Informe anual 2015 de Petróleos Mexicanos.
5. Plan de Administración de Integridad de Poliductos de la Zona Norte Pacifico de PEMEX.
6. Términos usados en la industria petrolera. PEMEX.
7. Transporte de hidrocarburos por ducto. Seminario de titulación. IPN.

Normas de Referencia.

1. NRF-001-PEMEX-2013. Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos.
2. NRF-004-PEMEX-2011. Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos.
3. NRF-030-PEMEX-2009. Diseño, construcción, inspección, y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.
4. NRF-035-PEMEX-2012. Sistema de tuberías en plantas industriales, instalación y pruebas.
5. NRF-047-PEMEX-2011. Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica.
6. NRF-060-PEMEX-2012. Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados.
7. NRF-105-PEMEX-2012. Sistemas digitales de monitoreo y control.
8. NRF-164-PEMEX-2011. Manómetros.
9. NRF-311-PEMEX-2013. Limpieza interior de los sistemas de transporte y recolección de hidrocarburos por medio de corridas de diablos.

Normas Oficiales Mexicanas.

1. NOM-027-SESH-2010. Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Normas Internacionales.

1. ANSI B31.3. Tuberías de proceso.
2. ANSI B31.8. Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas.

Páginas de referencia.

1. <http://www.pemex.com>
2. <http://www.gob.mx/imp>