

REPUBLICA DEL ECUADOR

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

FACULTAD DE GERENCIA EMPRESARIAL



MAESTRIA EN ALTA GERENCIA

SEGUNDA PROMOCION

“SISTEMA DE GESTION DE LA INTEGRIDAD
MECANICA DEL DUCTO ESMERALDAS-QUITO”

Tesis presentada como requisito para optar al Título

de Magíster en Gerencia Empresarial

Autor: Ing. Luis Jumbo Enríquez

Director: Econ. Vicente Aguilera

Quito, Noviembre del 2005

INDICE

	PAG.
CAPITULO I	
GENERALIDADES	
1.1.- Antecedentes	2
1.2.- Justificación	3
1.3.- Planteamiento del Problema	4
1.4.- Objetivo General	5
1.5.- Objetivos Específicos	6
1.6.- Marco Referencial	6
1.7 Marco Conceptual	9
1.8.- Marco Jurídico	14
1.9.- Hipótesis	15
1.10.- Alcance de la Investigación	15
1.11.- Metodología	15
1.12.- Limitaciones	16
CAPITULO II.-	
DIAGNOSTICO DEL ESTADO ACTUAL DE LA TUBERÍA	
2.1.- Operaciones	18
2.1.1 Condiciones actuales de bombeo	20
2.1.2 Limitantes por corrosión interna	20
2.1.3 Relación con capacidad de diseño	24
2.1.4 Costos por limitantes de operación	24
2.2.- Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo	24
a) Mantenimiento Predictivo.-	24
b) Mantenimiento Preventivo y Correctivo.-	25
2.3.- Inspecciones realizadas, resultados, las que se van a realizar	31
2.4.- Sistema de Información (Telecomunicaciones).	32
2.5.- Factores de riesgo actuales en el ducto Esmeraldas-Quito	32

CAPITULO III

ANALISIS SITUACIONAL, PLANIFICACION Y EVALUCION DE RIESGOS DE PETROCOMERCIAL

3.1.-	Análisis Situacional	35
3.1.1.	Análisis FODA	36
3.1.2	Planteamiento del Problema	39
3.2.-	Plan estratégico de reducción de riesgos de PETROCOMERCIAL	40
3.2.1	Antecedentes	40
3.2.2	Impactos socio-económicos en el sector hidrocarburífero	41
3.2.3	Fundamento del problema	41
3.2.4	Objetivo General	41
3.2.5	Objetivos Específicos	42
3.2.6	Metodología de la investigación	42
3.2.7	Importancia económico-social y aplicación de los resultados	42
3.3	Fundamentos de la política de gestión de riesgos	42
3.4	Sistema de administración del riesgo	43
3.4.1	Planteamiento basado en el riesgo	45
3.4.2	Elementos de un esquema de prioridades	48
3.4.3	Prioridad en las tuberías	48
3.4.4	Evaluación del riesgo	48
3.4.5	Parámetros de categorización de riesgo en tuberías	49
3.4.6	Modelo de evaluación simple de riesgo cuantitativo	50

CAPITULO I V

SISTEMA GERENCIAL DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS

4.1	Antecedentes	52
4.2.	Alcance de la administración de la integridad mecánica de tuberías	53
4.3	Sistema de Administración	55
4.4	Programa de Integridad de tuberías	56
4.5	Requisitos para Plan de la Administración de la Integridad	59
4.5.1	Evaluación de Referencia Preliminar	59
4.5.2	La primera evaluación de Integridad de una Tubería	60
4.5.3	Estándares para la administración de la integridad mecánica	60
4.5.4	Los programas para la administración de la integridad según API 1160	61
4.5.4.1	Mediciones del rendimiento de acuerdo al API 1160	62

4.5.5	Implementación del Plan Gestión de la Integridad del ducto	63
4.5.6	Componentes del Plan de Manejo de la integridad	63
4.5.7.-	Análisis de la estructura funcional del ducto	63
4.6.1	Diseño y pruebas de calidad	65
4.6.2.	Operación de Ductos	80

CAPITULO V

INGENIERIA DE CORROSION

5.1	Introducción	91
5.2	Importancia de la corrosión	92
5.3	Protección Catódica	93
5.4	Recubrimientos	96
5.5	Inhibidores de corrosión	99
5.5.1	Formadores de películas	100
5.5.2	Modificadores del medio	100
5.5.3	Misceláneos	100
5.6	Monitoreo de corrosión	100
5.6.1	Cupones de corrosión	100
5.6.2	Probetas de corrosión	101
5.7	Monitoreo en Línea	102
5.7.1	Inspección directa interior	103
5.7.2	Inspección directa exterior	106

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Conclusiones	107
6.2	Recomendaciones	110

Gráficos

Fotografía No.1:	Vista panorámica del ducto Esmeraldas-Quito	2
Fotografía No.2:	Vista general de los efectos de un derrame de combustible	6
Gráfico No. 3	FUENTE: Mapa de polductos	19
Gráfico No.4:	Vista exterior e interior de una rotura de tubería	22
Gráfico No. 5	Equipo (Pig) de limpieza interior de ductos	22
Gráfico No. 6	Medición de la profundidad de las picaduras	23
Gráfico No.7	Medidor de espesores de tuberías mediante ultrasonido	24

Gráfico No. 8	Bomba dosificadora de químico inhibidor de corrosión	26
Gráfico No. 9:	Prioridad en la tubería	48
Gráfico No. 10:	Parámetros de categorización de riesgo en tuberías	49
Gráfico No. 11:	Plan de gestión de la integridad de ductos	54
Gráfico No. 12:	Rompe-cabezas del sistema de administración de ductos	56
Gráfico No. 13:	Programa de integridad de ductos	57
Gráfico no. 14:	Marco para un programa de la administración	58
Gráfico No. 15:	Organigrama estructural de Petrocomercial	64
Gráfico No. 16:	Criterios de aceptación/rechazo a códigos de diseño	71
Gráfico No. 17:	Clasificación por localización según código ASME	73
	Corrosión exterior tipo picaduras	92
Gráfico No. 18:	Fundamentos de Protección Catódica	94
Gráfico No. 19:	Aplicación de revestimiento	96
Gráfico No. 20:	Revestimiento deteriorado	99
GráficoNo. 21:	Herramienta de Inspección de tuberías	104

INDICE DE CUADROS.-

Cuadro No.1	Características generales de poliductos de Petrocomercial	18
Cuadro No. 2	Condiciones de Operación del Ducto Esmeraldas-Quito	20
Cuadro No. 3	Reporte de reparaciones programadas de tubería	27
Cuadro No. 4	Registro de Perforaciones Clandestinas	28
Cuadro No. 5	Registro de Roturas de Tubería	28
Cuadro No. 6	Costos por reparaciones por efecto de corrosión	29
Cuadro No. 7	Tasa de fallas en la industria petrolera mundial	30
Cuadro No. 8.a	Calificar cada parámetro con un puntaje máximo de 100	50
Cuadro No. 8.b	Ejemplo de evaluación simple de riesgo cuantitativo	50
Cuadro No. 8.c	Evaluación simple de riesgo cuantitativo	51
Cuadro No.9	Clasificación por localización para ductos	72
Cuadro No. 10	Clases de Localización	72
Cuadro No. 11	Clasificación por localización durante la operación	74
Cuadro No. 12:	Modelo de reporte de inspección con tecnología de flujo Magnético	105

GLOSARIO	113
----------	-----

BIBLIOGRAFÍA	114
--------------	-----

ANEXOS	115
--------	-----

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1.- Antecedentes

PETROCOMERCIAL, filial del sistema PETROECUADOR es la empresa estatal del Ecuador responsable del transporte, almacenamiento y comercialización de derivados de hidrocarburos para el consumo interno en el país.

Para cumplir oportunamente con esta actividad fundamental para el desarrollo del país, se dispone de una red de ductos, conformada por los siguientes tramos; Esmeraldas-Quito, Quito-Ambato, Santo Domingo-Pascuales (Guayaquil), Libertad-Guayaquil, Libertad-Manta y Shushufindi-Quito. Esta infraestructura debe estar en óptimas condiciones a fin de brindar la máxima seguridad en las labores de abastecimiento.



Gráfico No. 1: Vista panorámica del ducto Esmeraldas-Quito

De una red de 1275,40 Km. de ductos a cargo de PETROCOMERCIAL, el tramo Esmeraldas-Quito, de 252 Km. de longitud, en sus 24 años de operación, es el que mayor número de derrames registra, debido principalmente al deterioro acelerado de la tubería.

1.2- Justificación

En la industria petrolera mundial se considera que las infraestructuras de la tubería se deterioran, debido a múltiples riesgos, entre ellos se pueden mencionar; riesgos volcánicos, hidrológicos, corrosión, consecuentemente los programas de la inspección y de mantenimiento deben ser rigurosos a fin de mantener la integridad y promover su longevidad; sin embargo, la selección apropiada del sistema y los métodos de gestión deben ser analizados detalladamente. Las continuas roturas en el ducto Esmeraldas-Quito, causan derrames de combustibles, produciendo grandes contaminaciones que afectan el medio ambiente, a la economía de PETROCOMERCIAL, por las indemnizaciones que debe reconocer a terceros, que en definitiva afectan la imagen institucional.

Un sistema de manejo racional de la integridad del ducto, permitirá minimizar los derrames de los hidrocarburos y evitar las consecuencias descritas anteriormente.

La administración de la integridad del ducto, es una herramienta gerencial fundamental que se pretende implementar en el ducto Esmeraldas-Quito, la misma que permitirá identificar oportunamente los puntos críticos, con un adecuado análisis de riesgos se logrará determinar las condiciones inseguras.

La identificación de los tramos críticos permitirá actuar oportunamente, a fin de evitar interrupciones en el proceso de transporte de hidrocarburos y la afectación directa al medio ambiente.

Es importante señalar adicionalmente, que al encontrarse la empresa comprometida e interesada en implementar las normas ISSO 14001 en la operación de todas sus actividades, es necesario previamente, verificar que la infraestructura a cargo de PETROCOMERCIAL, no presente riesgos inminentes y que sus actividades son ejecutadas cumpliendo los estándares de seguridad.

La interrupción de la operación continua del ducto afecta directamente el programa de cumplimiento de objetivos de la empresa; igualmente, disminuye el flujo de ingresos del estado, por concepto de venta de hidrocarburos, adicionalmente interrumpe o disminuye y altera el proceso productivo nacional.

En definitiva el presente estudio se justifica por:

- Existencia de problemas de desabastecimiento
- Roturas de línea por deterioro de tubería (corrosión) y perforaciones clandestinas de tubería (robo).
- Por la necesidad de tomar acciones a fin de evitar:
 - Contaminación ambiental
 - Garantizar el abastecimiento oportuno de combustibles, y
 - Cumplir la misión de PETROCOMERCIAL

1.3.- Planteamiento del Problema

PETROCOMERCIAL, filial del sistema PETROECUADOR tiene como misión transportar, almacenar y comercializar productos terminados de los hidrocarburos para el consumo interno en el país.

A fin de cumplir oportunamente con esta actividad fundamental para el desarrollo del país, la empresa administra la red de ductos y terminales de almacenamiento descritos anteriormente. Esta infraestructura debe estar en óptimas condiciones a efecto de brindar la máxima seguridad en las labores de abastecimiento de combustibles.

En el tramo Esmeraldas-Quito; durante los 24 años de operación, se ha presentado el mayor número de derrames de hidrocarburo, debido principalmente al deterioro acelerado de la tubería y en los últimos cuatro años por acción de terceros (perforaciones clandestinas) realizadas para la sustracción de combustibles.

Investigar las causas del deterioro acelerado permitirá diseñar un plan de mejoramiento de la gestión de este sistema de transporte, a fin de obtener seguridad y eficiencia en el transporte de los hidrocarburos.

1.4.- Objetivo General

Establecer un Sistema de Gestión de la Integridad Mecánica de la tubería del ducto Esmeraldas-Quito, que defina los requisitos mínimos que debe ejecutar una Operadora de Ductos; que además permita identificar y controlar oportunamente los factores de riesgo que podría acarrear la falla de material, las roturas y perforaciones de tubería y los derrames de hidrocarburos, que a su vez puedan interferir en el desarrollo normal de las actividades de la empresa, con afectación a los trabajadores, contratistas, comunidad y medio ambiente, implementando las medidas necesarias para mejorar los niveles de eficiencia en la administración del ducto.

Es compromiso de toda empresa, llevar a cabo sus operaciones en forma segura, protegiendo sus recursos humanos, físicos y financieros, así como evitando afectar a las comunidades vecinas, al medio ambiente y a la propiedad.



Fotografía No. 2: Vista general de los efectos de un derrame de combustible

1.5.- Objetivos Específicos

- Diagnosticar las condiciones estructurales de las tuberías del sistema de transporte (ducto) en estudio.
- Identificar las principales causas del deterioro de la tubería del ducto analizado.
- Identificar el cumplimiento de las normas de uso obligatorio en la industria petrolera, respecto al transporte de hidrocarburos líquidos.
- Analizar el registro de derrames de hidrocarburos en el ducto Esmeraldas-Quito
- Mejorar la gestión de la integridad del ducto Esmeraldas-Quito, mediante la implementación de técnicas modernas y procedimientos actualizados en el mantenimiento y operación del sistema de transporte.

1.6.- Marco Referencial

Marco Teórico

La gestión gerencial de la integridad mecánica de los ductos para el transporte de hidrocarburos requiere una amplia gama de conocimientos, aptitudes y destrezas en diseño, construcción, mantenimiento, inspección, supervisión, etc. en infraestructura de

transporte de combustibles de manera integral, para que con su aplicación pueda obtener la eficiencia del ducto, minimizando los derrames con afectación al medio ambiente, a las finanzas de la organización e inclusive a la población cercana.

En la industria petrolera mundial, considerando el alto riesgo que implica el manejo de instalaciones petroleras, se fomenta y prioriza durante el diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección, supervisión, etc, de estas instalaciones petroleras la implementación de rigurosos estándares que garanticen seguridad absoluta.

Dentro de las normas o estándares mas utilizados por las operadoras de ductos, se pueden mencionar; API 1103, API 1160, ASME B31.4, ASME B31.8, ASME B31G DNV-RP-F101, NACE, ISO 13623, son algunas de las normas que definen las condiciones mínimas requeridas para el servicio seguro de los ductos utilizados en las actividades petroleras y que se convierten en normalización que ayuda a realizar un seguimiento de la calidad de los materiales, la calidad del trabajo (soldadura principalmente), evaluación de defectos, así como las actividades de supervisión de las condiciones de seguridad y estabilidad de la línea (Mantenimiento de Línea).

El objetivo principal del presente trabajo es determinar un procedimiento sistemático de actividades que permitan ejecutar adecuadamente los procesos de gestión a implementarse, encaminados a disminuir las condiciones inseguras, principalmente analizar el proceso de corrosión de las instalaciones y los métodos de control para evitar la ocurrencia de derrames con los consecuentes efectos sobre la economía de la empresa.

La gestión gerencial de la integridad de tuberías en las compañías operadoras de ductos y oleoductos cubre una amplia gama de conocimientos: administrativos, técnicos y operativos, cuyo objetivo principal es el cumplimiento de procedimientos para una operación segura de todas las actividades de transporte de hidrocarburos que la empresa realice. Cuando la entidad presenta niveles de seguridad óptimos en el servicio que presta, se puede inferir que la organización está comprometida en adelantar operaciones seguras, así como con el compromiso de respeto al Medio Ambiente tan prioritario como otros objetivos principales de los negocios.

La gestión gerencial de la integridad de tuberías pretende minimizar los derrames de hidrocarburos, estableciendo normas y procedimientos en todas las fases, para identificar oportunamente los riesgos y amenazas que afectan a los sistemas de transporte.

Uno de los limitantes que el mantenimiento preventivo enfrenta al interior de las organizaciones, es que generalmente se lo considerada en muchos casos, como un gasto innecesario, en lugar de ser considerado como una inversión que realmente representa, puesto que evita la ocurrencia de un incidente (pérdida); se lo interpreta adecuadamente cuando las instancias gerenciales se percatan de los altos costos que un hecho no deseado puede ocasionar en las finanzas empresariales.

Es compromiso de toda empresa, llevar a cabo todas sus operaciones en forma segura, protegiendo sus recursos humanos, físicos y financieros, así como evitando afectar a las comunidades vecinas, al medio ambiente y a la propiedad.

1.7 Marco Conceptual

Administración de la Integridad de tuberías. -Es una herramienta de gestión moderna de ductos, que integra adecuadamente los procesos de diseño, construcción, operación (producción), mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo), supervisión, inspección y monitoreo sujeto a los estándares y normas internacionales de la industria petrolera mundial, logrando obtener información oportuna del estado estructural de las tuberías, a fin de conseguir la operación continua, segura y confiable del sistema. La legislación de control ambiental está exigiendo la aplicación estricta de esta herramienta de gestión a fin de evitar “altas áreas de afectación” denominadas también “áreas de impacto”.

La administración de la integridad de tuberías nos ayuda a:

- Identificar y analizar los acontecimientos reales y potenciales del precursor que pueden dar lugar a incidentes de la tubería.
- Proporciona medios comprensivos e integrados para examinar y comparar el espectro de los riesgos y de las actividades de la reducción del riesgo disponibles.
- Proporciona medios estructurados y comprensivos para seleccionar y poner en funcionamiento actividades en la reducción del riesgo.
- Asegura la utilización de la compañía apropiadamente entrenada y calificada y del personal para la gerencia de riesgo y el aseguramiento de la integridad de la tubería.
- Establece y pone en funcionamiento el sistema de la pista con las metas de la mejora y el establecimiento continuado de las mejores prácticas en integridad de la tubería.
- Entrega a la Alta Dirección de la empresa información oportuna que le permita orientar y priorizar adecuadamente los programas de inversión.

Amenaza: Peligro latente asociado con un fenómeno físico de origen natural, de origen tecnológico o provocado por el hombre que puede manifestarse en un sitio específico y en un tiempo determinado produciendo efectos adversos en las personas, los bienes, servicios y el medio ambiente.

Altas Áreas de Afectación.- Define a las áreas con alta densidad poblacional.

Áreas de Impacto.- son esas localizaciones en donde una rotura de tubería y derramamiento de hidrocarburo puede generar impactos adversos significativos a las áreas de la población, del ambiente, y/o de la transportación comercial.

Desastre: Situación o proceso social que se desencadena como resultado de la ocurrencia de un fenómeno de origen natural, tecnológico o provocado por el hombre que, al encontrar condiciones propicias de vulnerabilidad en una comunidad, causa alteraciones intensas en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad, representadas por la pérdida de vida y salud de la población, la destrucción o pérdida de bienes de la colectividad y daños severos sobre el medio ambiente, requiriendo de una respuesta inmediata de las autoridades y de la población para atender los afectados y restablecer la normalidad.

Ductos.- Los ductos son los sistemas de transporte más económicos y seguros para transportar fluidos. Al definir los sistemas de transporte más adecuados de un producto, se debe considerar factores económicos, ambientales y de seguridad.

Emergencia: Estado caracterizado por la alteración o interrupción intensa de las condiciones normales de funcionamiento u operación de la sociedad, causada por un evento o por la inminencia del mismo, que

requiere de una reacción inmediata del personal de mayor nivel de decisión y que genera la atención o preocupación de las instituciones del Estado, los medios de comunicación y de la comunidad en general.

Evaluación de la Amenaza: Es el proceso mediante el cual se determina la probabilidad de ocurrencia y la severidad de un evento en un tiempo específico y en un área determinada.

Evaluación del Riesgo: Es el resultado de relacionar la amenaza y la vulnerabilidad de los elementos expuestos, con el fin de determinar las posibles consecuencias sociales, económicas y ambientales asociadas a uno o varios eventos.

Evento ó Suceso: Descripción de un fenómeno natural, tecnológico o provocado por el hombre, en términos de sus características, su severidad, ubicación y área de influencia. Es el registro en el tiempo y el espacio de un fenómeno que caracteriza una amenaza.

Gestión de Riesgos: Planeamiento y aplicación de medidas orientadas a impedir o reducir los efectos adversos de eventos peligrosos sobre la población, los bienes, servicios y el medio ambiente. Acciones integradas de prevención-mitigación de desastres y preparación para la atención y recuperación de la población potencialmente afectable.

Impacto Ambiental. Es la alteración desfavorable que experimenta un elemento del ambiente como resultado de efectos positivos o negativos derivados de la actividad humana o de la naturaleza en sí.

Integración: Unificación, en terminología organizacional se habla de integración como la optimización de procesos que busquen la eficiencia y la eficacia.

La Protección: Las personas que se encuentran en el territorio nacional deben ser protegidas en su vida e integridad física, su estructura productiva, sus bienes y su medio ambiente frente a los posibles desastres o eventos peligrosos que pueden ocurrir.

La Prevención: La acción anticipada de reducción de la vulnerabilidad y las medidas tomadas para evitar o mitigar los impactos de eventos peligrosos o desastres son de interés público y de obligatorio cumplimiento.

Líneas Vitales: Infraestructura básica o esencial de los servicios básicos. De la Energía: presas, subestaciones, líneas de fluido eléctrico, plantas de almacenamiento de combustibles, oleoductos, gasoductos. Transporte: redes viales, puentes, terminales de transporte, aeropuertos, puertos fluviales y marítimos. Del Agua: plantas de tratamiento, acueductos, alcantarillados, canales de irrigación y conducción. De las Comunicaciones: redes y plantas telefónicas, estaciones de radio y televisión, oficinas de correo e información pública.

Mitigación: Planificación y ejecución de medidas de intervención dirigidas a reducir o disminuir el riesgo.

Oleoductos.- Son los sistemas de transporte de petróleo crudo sin refinar

Poliductos.- Sistema de transporte de diferentes derivados de hidrocarburos (gasolinas, diesel, gas licuado de petróleo, jet fuel, etc.), desde un punto de producción (refinería) a un centro de distribución (terminal) o centro de consumo.

Plan de Contingencia: Procedimientos específicos preestablecidos de coordinación, alerta, movilización y respuesta ante la ocurrencia o inminencia de un evento particular para el cual se tienen escenarios de consecuencias definidos.

Plan de Emergencias: Definición de funciones, responsabilidades y procedimientos generales de reacción y alerta institucional, inventario de recursos, coordinación de actividades operativas y simulación para la capacitación y revisión, con el fin de salvaguardar la vida, proteger los bienes y recobrar la normalidad de la sociedad tan pronto como sea posible después de ocurrido un desastre.

Plan de Gestión de Riesgos: Conjunto coherente y ordenado de estrategias, políticas, programas y proyectos, que se formula para orientar las actividades de prevención-mitigación de riesgos, los preparativos para la atención de emergencias y la rehabilitación y reconstrucción en caso de desastre; para garantizar condiciones apropiadas de seguridad frente a los diversos riesgos existentes y disminuir las pérdidas

Poliductos.- Sistema de transporte de diferentes derivados de hidrocarburos (gasolinas, diesel, gas licuado de petróleo, jet fuel, etc.), desde un punto de producción (refinería) a un centro de distribución (Terminal) o centro de consumo.

Prevención: Medidas y acciones dispuestas con anticipación con el fin de evitar o impedir la ocurrencia de un evento adverso o de reducir sus efectos sobre la población, los bienes, servicios y el medio ambiente.

Pronóstico: Determinación de la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno con base en: el estudio de su mecanismo generador, el monitoreo del sistema perturbador y/o el registro de eventos en el tiempo.

Rehabilitación: Proceso de restablecimiento o recuperación de las condiciones normales de vida mediante la reparación de los servicios vitales indispensables interrumpidos o deteriorados por el desastre.

Resiliencia: Capacidad de un ecosistema o de una comunidad de absorber un impacto negativo o de recuperarse una vez ha sido afectada por un evento.

Respuesta: Etapa de la atención que corresponde a la ejecución de las acciones previstas en la etapa de preparación y que, en algunos casos, ya han sido anteceditas por actividades de alistamiento y movilización, motivadas por la declaración de diferentes estados de alerta. Corresponde a la reacción inmediata para la atención oportuna de la población.

Riesgo: Es la probabilidad de que ocurra un desastre con potencial afectación a su: población, infraestructura, servicios, sistemas productivos, medio ambiente, etc., con fines de evaluación cuantificada, el riesgo se presenta como el producto de la coexistencia en un mismo conglomerado humano de la acción de la amenaza y vulnerabilidad, lo cual se puede expresar mediante la siguiente relación matemática.

$$R = A * V$$

R= Riesgo

A= Amenaza

V= Vulnerabilidad

Sistema de Gestión (Administración): estructura de la organización, corresponde al como se va a desarrollar la actividad de la organización.

1.7.- Marco Jurídico

El plan de manejo de la integridad de la tubería del ducto Esmeraldas-Quito, será establecido en concordancia con la Ley de Petroecuador y sus Filiales, la Ley de Hidrocarburos, Ley de Protección del Medio Ambiente, Reglamento para la Construcción y Operación de Ductos, Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Ordenanzas Municipales y demás leyes, reglamentos y

estándares nacionales e internacionales relacionados con la actividad, principalmente la norma API-1160.

1.8.- Hipótesis

- PETROCOMERCIAL, requiere un Sistema de Gestión Gerencial de la Integridad de ductos para el manejo adecuado de su infraestructura y de esta manera garantizar el abastecimiento de combustible al país en cumplimiento de su misión específica.
- Se identificará la normatividad técnica actual para la operación segura del ducto, a fin de no afectar al entorno.
- Se aplicará el Sistema de gestión Gerencial y la normatividad técnica para conseguir un servicio seguro y confiable de la infraestructura de transporte de combustibles.

1.9.- Alcance de la Investigación

- El Plan de Manejo de la Integridad de la tubería de ductos, se establecerá como una herramienta de gestión empresarial que ayude a establecer mejoras en la operación segura y confiable del sistema de transporte.
- La investigación se la realizará en el ducto Esmeraldas-Quito de PETROCOMERCIAL, para luego implementarse en todos los ductos a cargo de la empresa.

1.10.- Metodología

- Se iniciará con la recolección de información en varias fuentes bibliográficas; normas internacionales, libros, revistas especializadas, así como en Internet, organizaciones internacionales que rigen la temática de la integridad de tuberías.

- Luego, se investigarán las actividades que las empresas operadoras privadas han implementado, respecto a la gestión de la integridad y que ofrezcan lineamientos a seguir en la elaboración del Sistema de Manejo de la Integridad de Ductos.
- Una vez seleccionada la información, se procederá a la elaboración del sistema; partiendo de lo general a lo particular, empleando la metodología deductiva.

1.11.- Limitaciones

- PETROCOMERCIAL, en su calidad de empresa estatal, tiene cierta ingerencia del sector político, que en muchas ocasiones no permiten la implementación de herramientas de gestión técnica y moderna como el Sistema de Integridad de ductos.

CAPITULO II.-

DIAGNOSTICO DEL ESTADO ACTUAL DE LA TUBERIA

Para determinar el estado actual de la tubería, se ha procedido a revisar la información histórica de los poliductos respecto a:

- Tiempo de operación,
- Capacidad de diseño,
- Condiciones actuales de operación,
- Análisis de las roturas, perforaciones clandestinas
- Mantenimiento,
- Inspección

La información analizada, existe en los archivos de la Superintendencia del poliducto y los departamentos de Operaciones, e Inspección Técnica, responsable de realizar el monitoreo de las condiciones estructurales de la infraestructura de transporte (tuberías) y almacenamiento (tanques) y de Mantenimiento de Línea que se encarga de ejecutar el mantenimiento preventivo y correctivo, a lo largo de todo el derecho de vía, principalmente ejecutar las recomendaciones emitidas por Inspección Técnica, a fin de mantener y preservar la integridad de la tubería.

El ducto Esmeraldas-Quito, tiene un recorrido de 252 Km. desde la Refinería Esmeraldas hasta el Terminal de almacenamiento y despacho “El Beaterio” (Quito); para efectos del presente estudio, se analiza independientemente los tramos Esmeraldas-Santo Domingo y Santo Domingo-Beaterio (Quito), en virtud del tiempo de uso de cada tramo y de los diferentes trabajos de mantenimiento ejecutados en cada tramo.

2.1.- Operaciones

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS POLIDUCTOS DE PETROCOMERCIAL

Cuadro No. 1

Poliducto	Longitud (Km.)	Diámetro Tubería (Pulg.)	Capacidad Bombeo (Bls./Día)	Volumen Empaq. Línea (Bls.)	Caudal Máximo (Bls./Hora)
Esmeraldas-Sto. Domingo	164,60	16	60.000	121.800	2.500
Sto. Domingo-Beaterio	88,00	12	48.000	42.800	2.000
Shushufindi-Beaterio	304,80	6-4	10.800	37.000	450
Sto. Domingo-Pascuales	275,00	10	38.400	91.800	1600
Libertad-Pascuales	128,00	10	21.600	42.300	900
Libertad-Manta	170,00	6	8.400	21.500	350
Tres Bocas-Pascuales	21,00	12	75.000	10.000	3.000
Tres Bocas-Fuell Oil	5,50	14	48.000	2.700	2.000
Tres Bocas-Salitral	5,50	8-6	36.000	900	1.500
Beaterio-Ambato	113,00	6	12.000	13.572	500
TOTAL POLIDUCTOS	1275,40		185.400		

Fuente: Unidad de Programación de Petrocomercial

Características Operacionales del ducto Esmeraldas-Quito

- a) Tipo de operación: Continua
- b) Capacidad de bombeo: 2500 BH (tramo Esmeraldas-Santo Domingo)
2000 BH (Tramo Santo Domingo-Quito)
- c) Presión de Operación Mínima: 200 PSI
- d) Presión de Operación Máxima: 1500 PSI
- e) Presión de Diseño Máxima: en PSI
- f) Temperatura de Operación Mínima: 67° F
- g) Temperatura de Operación Máxima: 80° F
- h) Temperatura de operación promedio: 74 °
- i) Cálculos de volúmenes estándar por tramos:
- j) Cálculo de volumen de empaquetamiento a la presión de empaquetamiento previsto en el diseño
 - Esmeraldas-Santo Domingo: 121.800 bls
 - Santo Domingo-Faisanes: 13.927 bls.
 - Faisanes-Corazón: 17.171 bls.
 - Corazón-Beaterio: 11.637 bls.

k) Análisis físico químico del producto (anexo No. 1)

l) Fecha de inicio de operación: 1980

Mapa de Poliductos e instalaciones de almacenamiento y distribución de derivados de hidrocarburos de PETROCOMERCIAL

Gráfico No. 3



FUENTE: Tomado de la revista "PETROSUCESOS" de Petroecuador

2.1.1 Condiciones actuales de bombeo

Condiciones de Operación del Ducto Esmeraldas-Quito

Cuadro No. 2

Estación	Presión Succión (psi)	Presión Descarga (psi)
Esmeraldas	130	1350
Santo Domingo	60	1100
Faisanes	70	1600
Corazón	60-80	1500
Beaterio	620	40

2.1.2 Limitantes por corrosión interna

El ducto Esmeraldas-Quito, desde su construcción (año 1980) registra la existencia de un problema de corrosión interior, causado principalmente por contaminantes corrosivos presentes en los derivados de los hidrocarburos líquidos procesados en la refinería Esmeraldas, tales como agua en forma emulsionada, CO₂ (Oxido de carbono) S₂H (gas sulfhídrico), estos últimos, mezclados con el agua generan ácidos sumamente corrosivos; además se ha detectado la presencia de bacterias sulfo-reductoras que generan el tipo de corrosión denominado bacterial.

Cabe destacar que el proceso corrosivo, se ha desarrollado fundamentalmente en el cuadrante inferior del ducto, en donde, durante las paradas de operación, se separa y acumula el agua que en forma de trazas (pequeñas partículas) se encuentra presente en los hidrocarburos. La presencia del óxido de hierro (producto del proceso de corrosión interna) dentro del ducto ratifica el deterioro progresivo de la estructura, esto queda demostrado al evaluar el informe de resultados al análisis químico de los sedimentos recuperados en una corrida de limpieza interior realizada (anexo 2).

La corrosión del metal desgasta y debilita la pared de la tubería, lo que obliga a disminuir las máximas presiones de operación de la tubería (MAOP), reduciendo significativamente el caudal de bombeo en relación a la capacidad de diseño.

a) Tramo Esmeraldas-Santo Domingo

Desde su construcción (reemplazo en 1992 por problemas de corrosión interior de tubería de 12" a 16"), no se ha realizado ninguna inspección interna con sonda instrumentada; sin embargo en el año 2000, se realizó una inspección ultrasónica externa por muestreo, en toda su longitud, en donde se determinó que esta tubería **nuevamente presenta un proceso de corrosión interior en el cuadrante inferior de la misma, en los tramos ascendentes, similar al proceso de corrosión interior** que afectó a este mismo tramo anteriormente (cuando fue de 12").

El proceso de corrosión detectado es claramente identificado desde el Km. 58 al Km. 146, en donde se detecta pérdida de espesor de pared muy significativo, en algunos casos alcanza la pérdida de espesor llega al 45%, principalmente en el cuadrante inferior (anexo No. 3).

Adicionalmente, de acuerdo a la información procesada, se encontró que en este tramo, en el Km. 95+800, se produjo una fuga de combustible como consecuencia de un problema de corrosión exterior.

b) Tramo Santo Domingo-Quito (Beaterio)

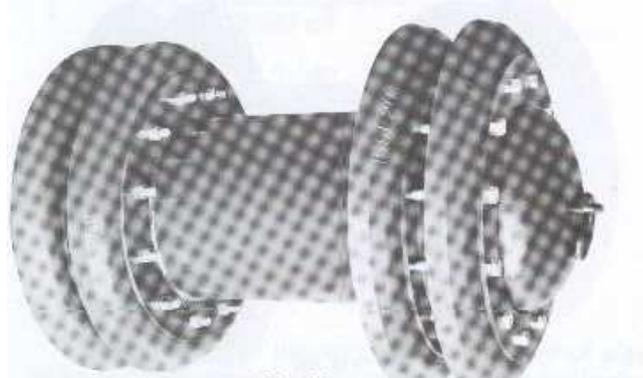
La tubería de este tramo viene sufriendo continuas roturas como consecuencia del proceso de corrosión interior que fue descrito anteriormente, el proceso de corrosión interior en este tramo es similar al registrado en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo

Gráfico No.4: Vista exterior e interior de una rotura de tubería por corrosión interior



c) Limpieza Interior

Gráfico No. 5 Equipo (Pig) de limpieza interior de ductos



Fuente: Manual de "pigs" de limpieza TDW

En el gráfico No. 4 se observa claramente la presencia de depósitos e incrustaciones fuertemente adheridos a la pared interior del ducto, en donde se ha generado el proceso de corrosión interior, que finalmente produjo la rotura del mismo. La implementación de un adecuado programa de limpieza interior de una tubería es a menudo la mejor técnica de mantenimiento de una tubería, ayuda a mejorar la producción del sistema de transporte, eliminando a tiempo los depósitos de sólidos que incrementan la turbulencia.

Una tubería limpia permite que una herramienta de inspección pueda recoger la mayor cantidad de información sobre el estado de la tubería. Nunca se debe inspeccionar una tubería sino se tiene la certeza de que la tubería se encuentra totalmente limpia.

Gráfico No. 6 Medición de la profundidad de las picaduras en el interior de una tubería averiada



El riesgo de no aplicar oportunamente un buen programa de limpieza radica en que una gran acumulación de depósitos no permite obtener información durante el proceso de inspección y hasta puede llegar a obstruir una tubería.

En el caso de este poliducto, se ha verificado que a más de las dificultades que han sido descritas anteriormente, la acumulación de sedimentos y agua, contribuyen directamente en el desarrollo y aceleración del proceso de corrosión interior, que desde hace algunos años se viene tratando de controlar.

La buena practica en la industria petrolera mundial recomienda enviar equipos de limpieza al menos cada 30 días, esta buena practica se viene cumpliendo en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo; en el tramo Santo Domingo-Beaterio, no se envían equipos de limpieza desde del año 2001.

2.1.3 Relación con capacidad de diseño

De acuerdo a la información registrada en el cuadro No. 1, el tramo Santo Domingo-Beaterio, fue diseñado para un caudal de 2000 BH (barriles/hora), en la actualidad se trabaja a un caudal máximo de 1300 BH.

Capacidad de diseño: 2000 BH

Capacidad de bombeo actual: 1300 BH

Reducción por corrosión: 35 %

En el tramo Esmeraldas-Santo Domingo, la capacidad de bombeo actual, corresponde a la capacidad de diseño original.

2.1.4 Costos por limitantes de operación

En el tramo Santo Domingo-Beaterio, el Área de Operaciones se ha visto en la necesidad de reducir las presiones de trabajo y consecuentemente los caudales y volúmenes transportados.

Volumen no bombeado al año: $700 \text{ BH} \times 24 \times 360 = 6.048.000$ Barriles

PERDIDA AL AÑO: $6.084.480 \times \$ 0.51 = \$ 3.084.480$.

2.2.- Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo realizado (civil y mecánico), reemplazo de tubería realizada.

a) Mantenimiento Predictivo.- Consiste en evaluar el medio en que se



encuentra inmerso el ducto (características físico-químicas de los hidrocarburos, tipo de suelo, humedad, etc.) a fin de tomar las medidas que permitan mitigar los efectos sobre la estructura.

Gráfico No.7,

Medidor de espesores de tuberías mediante ultrasonido

La práctica más recomendada para esta fase del mantenimiento es la inspección interna de la tubería mediante sondas, equipadas con tecnología ultrasónica o magnética.

También se logra evaluar las tuberías externamente utilizando técnicas de ensayos no destructivos como radiografía industrial y con equipos de ultrasonido similar al del gráfico No.5. Este monitoreo se realiza permanentemente y se encuentra a cargo de la Unidad de Inspección Técnica, como se observa en el reporte de medición de espesores en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo (anexo No. 3).

b) Mantenimiento Preventivo y Correctivo.- Se refiere a las técnicas aplicadas y medidas encaminadas a corregir condiciones inseguras que se detectan durante las inspecciones de rutina, o que ayudan a minimizar los efectos negativos sobre el ducto, las principales actividades son:

- Cambio de tubería fuera de especificación (con disminución de espesores), generalmente a tramos de tubería que son afectadas por el proceso de corrosión interior.
- Mantenimiento del derecho de vía; desbroce de maleza y control de asentamientos humanos o uso indebido del suelo por parte de terceros.
- Construcción de drenajes en el derecho de vía, esta medida ayuda a evitar los deslaves.
- Obras de estabilización de taludes, la deforestación de los terrenos aledaños al derecho de vía, desestabilizan taludes.
- Señalización horizontal y vertical; esta medida es prioritaria principalmente en la zona suburbana de las ciudades de Esmeraldas, Quinindé, La Unión, La Concordia, Santo Domingo y principalmente Quito, en donde al momento se desarrolla obras de alcantarillado y construcción de vías para los nuevos programas habitacionales en construcción.

- Aplicación y mantenimiento de revestimientos (cintas, pintura) que protegen al ducto de la corrosión exterior.
- Protección catódica (control de la corrosión, exterior); complementariamente a la medida anterior, en este ducto se dispone de un sistema de protección catódica integrado por 6 equipos rectificadores instalados en Esmeraldas, Quinindé, La Concordia, Santo Domingo, Faisanes y Beaterio, en el anexo No. 4 se registra el funcionamiento del sistema.
- Inyección de inhibidores de corrosión, para el efecto se dispone de tres bombas dosificadoras, una instalada en la estación de Esmeraldas y dos en la estación Santo Domingo, que cubren los tramos Santo Domingo-Quito y Santo Domingo – Pascuales, respectivamente.



Gráfico No. 8: Bomba dosificadora (color amarillo) de químico inhibidor de corrosión

CUADRO No.3

REPORTE DE REPARACIONES PROGRAMADAS DE TUBERIA EN TRAMO ESMERALDAS-QUITO						
ITEM	ABSCISA	TRAMO	TIPO TRABAJO EJECUTADO	CAUSA	% DESGASTE	OBSERVACIONES
1	0-164	Esm.-Sto. Dgo.	Reemplazo integral de 164 Km.	C. Interior		Deslave de rocas
2	174+638	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 60 m.	C. Interior	37	
3	176+667	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 60 m. tubería	C. Interior	37	
4	176+868	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 60 m. tubería	C. Interior	42	
5	184+540	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 60 m. tubería	C. Interior	39	
6	181+400	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 60 m. tubería	C. Interior	30	
7	182+100	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	35	
8	182+900	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	37	
9	192+017	Sto. Dgo.-Fais.	Reemplazo de 70 m. tubería	C. Interior	60	
10	199+561	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	56	
11	200+200	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	25	
12	203+00	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 12 m. tubería	C. Interior	25	
13	206+030	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 28 m. tubería	C. Interior	35	
14	206+120	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 150 m. tubería	C. Interior	37	
15	207+000	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 800 m. tubería	C. Interior	35	
16	211+097	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 24 m. tubería	C. Exter.	45	
17	213+955	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 52 m. tubería	C. Interior	34	
18	215+970	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 48 m. tubería	C. Interior	37	
19	216+589	Faisanes-Corz.	Refuerzo con full rap	C. Exter.	40	
20	216+800	Faisanes-Corz.	Refuerzo con full rap	C. Exter.	40	
21	221+478	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 36 m. tubería	C. Interior	46	
22	224+486	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 80 m. tubería	C. Interior	39	
23	225+656	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 36 m. tubería	C. Interior	45	
24	225+825	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 415 m. tubería	C. Interior	69	
25	226+200	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 12 m. tubería	Hendidura	13	
26	228+655	Faisanes-Corz.	Reemplazo de 12 m. tubería	Reduc. D.	35 mm	
27	233+723	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	45	
28	237+050	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	37	
29	237+500	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 80 m. tubería	C. Interior	30	
30	246+300	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 200 m. tubería	C. Interior	30	
31	246+800	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 120 m. tubería	C. Interior	35	
32	248+200	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 70 m. tubería	C. Interior	20	
33	248+003	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	45	
34	248+222	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	35	
35	249+116	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 84 m. tubería	C. Interior	35	
36	249+200	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	35	
37	251+223	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	35	
38	251+260	Corz.-Beaterio	Reemplazo de 127 m. tubería	C. Exter.	35	
39	251+640	Corz.-Beaterio	Refuerzo con full rap	C. Exter.	45	

Fuente: Superintendencia Ducto Esmeraldas-Quito

Se han reemplazado 3,25 Km. en el tramo Santo Domingo-Beaterio y 164.00 Km. En el tramo Esmeraldas-Santo – Domingo.

Registro de Perforaciones Clandestinas Período 2000-2005

CUADRO No. 4

No.	Ubicación	Fecha siniestro	Costo reparación (\$)	Observaciones
1	119+300	04-Ene-2000	12.915,95	*
2	122+000	15-Jul-2001	12.915,95	*
3	134+850	07-Nov-2001	12.915,95	*
4	11+700	20-Dic-2001	12.915,95	*
5	71+800	19-May-2002	12.915,95	*
6	105+100	29-May-2002	12.915,95	*
7	156+000	29-Sept-2002	5.642,60	
8	108+950	08-Oct-2002	12.915,95	*
9	134+850	16-Oct-2002	10.469,38	
10	153+400	18-Oct-2002	12.915,95	*
11	44+200	02-Dic-2002	12.747,12	
12	169+500	06-Dic-2002	17.314,35	
13	108+300	10-Dic-2002	12.915,95	*
14	122+030	02-Ene-2003	12.915,95	*
15	244+300	17-Abr-2003	10.821,06	
16	34+150	04-Jun-2003	13.726,10	
17	246+400	11-Jun-2003	11.082,10	
18	105+500	19-Jun-2003	20.144,93	
19	142+000	19-Dic-2003	14.992,57	
20	116+100	14-Ene-2004	12.219,28	

TOTAL: \$ 258.318,99

Nota: (*) Al no existir datos completos de costos de reparación; para estas reparaciones se ha estimado el valor promedio de este tipo de reparaciones.

Registro de Roturas de Tubería

Cuadro No. 5

No.	Ubicación	Fecha5	Causa	Costo Reparación(\$)
1	3+800	26-Feb-1998	Deslave	ND
2	206+144	08-Jul-1998	Corrosión Int.	ND
3	189+700	16-Oct-1998	Deslave	ND
4	95+800	22-Ene-200	Corrosión Ext.	ND
5	172+200	12-Feb-2000	Corrosión Int.	ND
6	178+000	20-Feb-2002	Corrosión Int.	ND
7	217+500	01-Mar-2003	Corrosión Int.	32.292,61
8	216+100	10-Abr-2003	Corrosión Int.	26.039,94

ND: No se dispone de información

El costo de reparación de los ítems 7 y 8 sólo corresponde al costo directo de los materiales y mano de obra, no incluye el costo de combustible derramado, remediación ambiental ni lucro cesante.

**Costos totales de reemplazo de tubería del ducto Esmeraldas-Quito:
Costos por reparaciones y reemplazos de tubería por efecto de
corrosión**

Cuadro No.6

TRAMO	LONGITUD (Km.)	PRECIO UNITARIO (Km.)	TOTAL (US \$)
Esmeraldas-Santo Domingo (16")	164	326.000	53.464.000
Santo Domingo-Beaterio (de acuerdo a cuadro No. 3)	3.5	310000	1.085.000
Santo Domingo-Beaterio (reemplazo integral programado)	89	271.000	24.119.000
Reparación de 8 roturas, incluye el costo de los hidrocarburos derramados. (cuadro No. 5)		400.000	3.200.000
Costos por efecto directo de la corrosión:		US \$	81.868.000

Los costos registrados, han sido investigados en el departamento de Costos de la Unidad de Proyectos de Petrocomercial; para el ítem "Reparación de roturas", se ha considerado el costo promedio de este tipo de fallas en la industria petrolera mundial. Es importante señalar que un ducto con el adecuado mantenimiento, puede tener una vida útil mayor a los 50 años, en los Estados Unidos existen ductos con una edad mayor a los 60 años.

A fin de establecer la eficiencia de los programas de inspección y mantenimiento, se ha analizado las tasas de fallas en ductos, en los países con mayor actividad petrolera y en el Ecuador.

TASAS DE FALLAS MAS COMUNES EN LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL Vs. TASAS DE FALLA EN ECUADOR

Cuadro No. 7

PAIS	CAUSA PRINCIPAL DE LA FALLA	TASA DE FALLA (por 1000 Km. año)
EEUU (Gas- Terrestre)	Interferencia externa	0.16
EEUU (Gas-Marino)	Corrosión	0.70
EEUU (Petróleo marino y terrestre)	Interferencia externa	0.56
Europa Occidental (gas-terrestre)	Interferencia externa	0.60
Europa Occid. (Petróleo- terrestre)	Corrosión	0.80
Hungría (Gas-terrestre)	Defectos en soldadura	0.10
Polonia (Gas-terrestre)	Corrosión	0.08
Fed. Rusa (Gas- terrestre)	Defectos de construcción.	0.13
Ecuador (hidrocarburos-líquidos)	Corrosión	3.40
Ecuador (hidrocarburos-líquidos)	Interferencia externa	1.13

Fuente: Penspen Grup Ltd y archivos de Petrocomercial

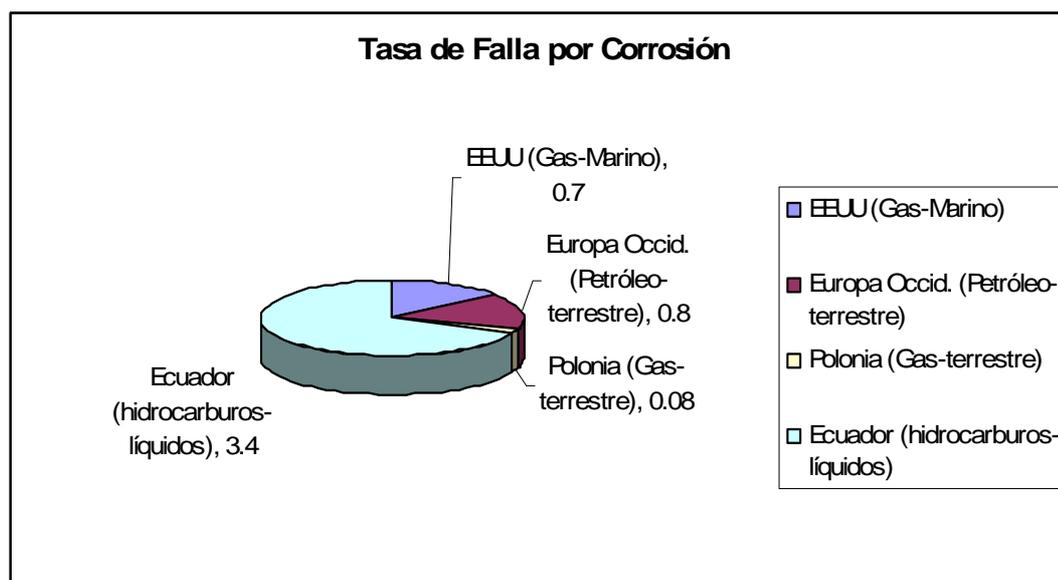


Gráfico No. 8

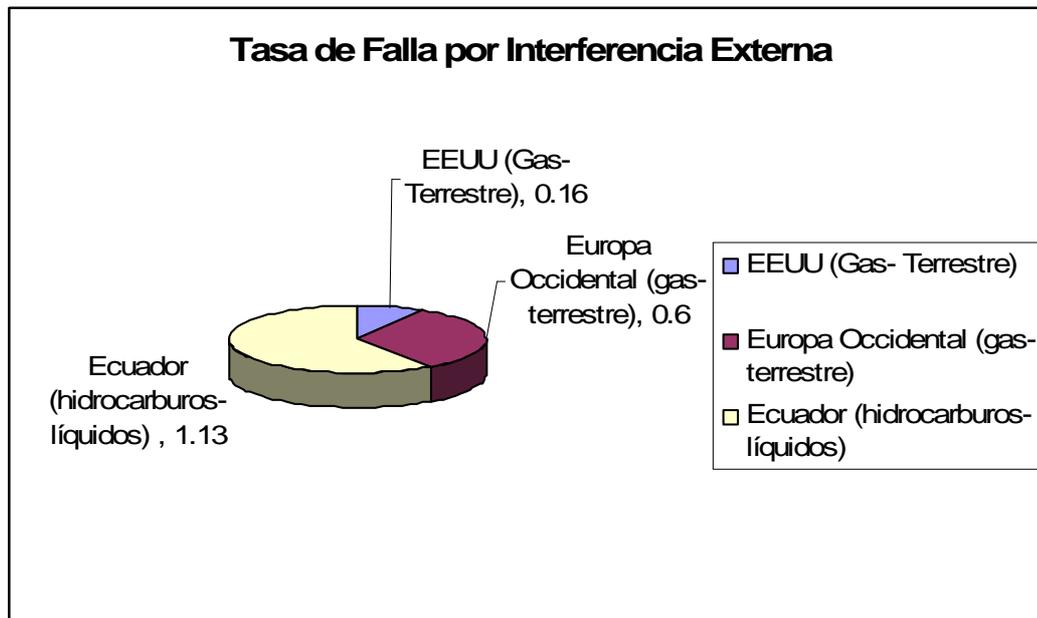


Gráfico No. 9

2.3.- Inspecciones realizadas, resultados, las que se van a realizar

- En 1985 se realizó la inspección interior con equipo instrumentado (sonda inteligente) equipado con tecnología de flujo magnético en el tramo Esmeraldas - Santo Domingo.
- En 1996 se realizó la inspección interna en el tramo Santo Domingo- Beaterio, mediante sonda inteligente equipada con tecnología ultrasónica (anexo No. 5).

El tramo Esmeraldas-Santo Domingo fue reemplazado íntegramente en el año 1991(164 Km.)

En el tramo Sto. Domingo – Beaterio. Durante el periodo 1980- 2005 se han detectado las siguientes fallas:

15 Fugas de combustible por deterioros puntuales de tubería (PITTINGS)

18 Roturas de tubería con derrames de combustible.

39 Reparaciones de tubería (aproximadamente 22.156 m. tubería afectada).

A partir del año 1997 se viene realizando monitoreos del estado de la tubería mediante inspecciones externas puntuales, con la ayuda de equipos ultrasónicos (anexo No. 3), en los mismos, se observa claramente que existe un desgaste significativo en el cuadrante inferior de la tubería.

2.4.- Sistema de Información (Telecomunicaciones).

PETROCOMERCIAL dispone de un sistema de información integrado, cuyos elementos principales son los siguientes:

- Sistema VHF.- Es un sistema de comunicación de radio, por rebote, utiliza repetidoras.
- Sistema de telefonía móvil, se realiza en banda UHF, en la unidad repetidora se inserta una línea telefónica y con otro teléfono móvil se puede recibir y emitir comunicación al rededor de unos 30 Km. a la redonda; requiere línea de vista, es decir con pocos obstáculos físicos.
- Sistema de transmisión por vía de micro-onda, es utilizado en la transmisión de datos y voz entre los diferentes terminales y estaciones.

No existe un sistema de información a lo largo de la tubería, a fin de detectar en tiempo real la ocurrencia de derrames por acción de la corrosión, deslaves o causados por terceros (Robo).

2.5.- Factores de riesgo actuales en el ducto Esmeraldas-Quito

- a) Actualización de la clase de localización y confirmación o establecimiento de la presión máxima de operación, de acuerdo con la clase de localización actual.**

En la zona sur de la ciudad de Quito, en los últimos diez años, se ha registrado un elevado incremento en la densidad poblacional en la zona

aledaña al derecho de vía de la tubería, principalmente entre el Km. 244 al Km. 251 del ducto Esmeraldas-Quito; aspecto que altera las estimaciones originales de índices de población para definir la “clase de localización”; consecuentemente, es prioritario realizar el estudio que incluya:

- Clase de localización actual,
- Condiciones estructurales de la tubería,
- Evaluar la historia de la operación y el mantenimiento de la tubería,
- La presión máxima de operación actual y el correspondiente esfuerzo tangencial que produce, tomando en cuenta la gradiente de presión en la sección de la tubería directamente afectada por el cambio de la clase de localización.

b) Confirmación o modificación de la presión máxima de operación por cambio de localización.

Si el estudio descrito en el numeral 1 así lo establece, se debe modificar o confirmar la presión máxima de operación para esa sección del ducto.

c) Sistema de detección y localización de fallas, fugas, cambios importantes en la protección catódica u otras condiciones de operación y mantenimiento que afecten al sistema.

No se dispone de un sistema automático que permita identificar, localizar y tomar las acciones oportunamente ante la presencia de derrames por falla de material, corrosión, etc., que afecten la operación del sistema. En la actualidad, la localización del sitio de un derrame por falla de material, corrosión u otra causa, se realiza mediante recorridos a lo largo de todo el tramo en que se sospecha se localiza la falla.

d) Señalización

La señalización horizontal y vertical en este ducto es incompleta, principalmente en los cruces con calles nuevas, carreteros, en donde por falta de señalización adecuada, se ha registrado en algunas ocasiones golpes a la tubería con hundimientos y/o arrancadura de material de la tubería, que han puesto en alto riesgo la integridad de la tubería.

e) Investigación de fallas

Existe un gran número de fallas que no han sido plenamente investigadas, a fin de identificar las causas e implementar correctivos con el propósito de evitar su repetición.

En las pocas fallas que se ha investigado las causas, generalmente se lo ha realizado en la Escuela Politécnica Nacional y en todas se ha determinado como causa principal **“Corrosión interna por picaduras, asociada con corrosión bacterial”** conforme se puede apreciar en el anexo No. 6.

CAPITULO III

ANALISIS SITUACIONAL, PLANIFICACION Y EVALUCION DE RIESGOS DE PETROCOMERCIAL

3.1.- Análisis Situacional

Petrocomercial, como miembro del holding de Petroecuador, se rige por las políticas establecidas en el Directorio Político de la empresa, aspecto que en muchos de los casos obliga a las autoridades a tomar decisiones que obedecen a la coyuntura política del momento, sin considerar el Plan Estratégico desarrollado a mediano y largo plazo.

MISION

“Transportar, almacenar y comercializar derivados del petróleo con calidad, cantidad, seguridad y oportunidad”, con un alto compromiso de respeto y protección del medio ambiente.

VISION 2010

“Empresa líder en el transporte y comercialización de derivados de hidrocarburos”

FACTORES CRITICOS DE ÉXITO EN EL TRANSPORTE

Diseñar un Sistema de Administración de la Integridad de ductos que garanticen el transporte de los hidrocarburos.

Actividades

- Elaborar un plan adecuado de operación y movimiento de productos
- Mantener un plan adecuado de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de la infraestructura.

- Implementar herramientas de gestión modernas que garanticen el control y monitoreo de los planes y programas establecidos.

3.1.1.- Análisis FODA

OPORTUNIDADES

- Manejo de recursos inalienables e imprescriptibles
- Principal fuente de ingreso fiscal
- Existencia de tecnología que favorece el desarrollo institucional
- Líderes en infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos

FORTALEZAS

- Infraestructura con amplia cobertura geográfica
- Sistemas propios de telecomunicaciones e informática
- Personal capacitado y con mística de trabajo
- Empresa líder en abastecimiento a nivel nacional
- Gran generadora de ingresos al estado

DEBILIDADES

- Estructura organizacional funcional y no por procesos
- Presupuestos elaborados por áreas, sin integración adecuada
- No existen indicadores de gestión
- Ausencia de un sistema de gestión de calidad total

AMENAZAS

- Ingerencia política en el sector
- Dependencia financiera del Ministerio de Economía

- Inseguridad jurídica
- Criterio negativo de la sociedad sobre el rol de Petrocomercial
- Existencia de procesos privatizadores como política de algunos gobiernos.

AFECTACION DE LOS ESCENARIOS EXTERNOS

Afectación política

Aspecto Positivo

- Existencia del marco legal Institucional
- La Constitución del Estado, determina que el recurso petrolero es un patrimonio inalienable e imprescriptible.

Aspecto Negativo

- Al sector petrolero se lo considera de interés político
- Ausencia de Políticas de Estado para el sector petrolero.

AFECTACION ECONOMICA

Aspecto Positivo

- El presupuesto del estado se nutre significativamente de los ingresos petroleros y de la comercialización de sus derivados.
- Participación en el mercado incrementa los ingresos estatales
- Generación de empleo directo.

Aspecto Negativo

- Retorno de los recursos a la Institución, no es equitativo.
- Dependencia financiera del Ministerio de Economía y Finanzas.
- Retrazo gubernamental en la aprobación del presupuesto de Petroecuador y sus empresas filiales.

AFECTACION TECNOLOGICA

Aspecto Positivo

- Infraestructura de transporte y almacenamiento

- Existencia de tecnología petrolera que permite el desarrollo institucional
- Comercio electrónico permite facilitar contactos y promoción institucional
- Se está implementando las normas de gestión de la calidad (ISSO – 9000 y 14000).
- Existencia de bibliografía e información petrolera suficiente y actualizada

Aspecto Negativo

- Los procedimientos de entrega de producto final son deficientes.
- Tecnología moderna es costosa
- Inexistencia de políticas que fomenten la investigación.
- Falta de un sistema de información en tiempo real, facilita el incremento del robo de combustibles.

AFECTACION EN LA ADMINISTRACION

Aspecto Positivo

- Personal calificado y con amplia experiencia
- Compromiso con la empresa y mística de trabajo
- Capacidad de compensar la falta de procedimientos con su propia iniciativa.

Aspecto Negativo

- Provisión de repuestos y materiales inoportuna
- Falta de un plan de carrera profesional
- Ingerencia política en la toma de decisiones administrativas
- Estructura organizacional por funciones y no por procesos
- Inexistencia de Sistema Integrado de Gestión de Calidad Total
- Inexistencia de Sistema de Gestión de la Integridad de ductos.

AFECTACION EN LAS FINANZAS

Aspecto Positivo

- Determinación de costos y contabilidad: los costos de transporte y comercialización son administrados eficientemente.
- Cartera: garantías bancarias, convenios de cobro.

Aspecto Negativo

- Elaboración inadecuada del presupuesto
- Baja ejecución presupuestaria
- Mala calidad del gasto, orientado a lo correctivo y no a lo preventivo.
- Falta de un sistema de información en tiempo real, permite el incremento del robo de combustibles, consecuentemente se incrementan las pérdidas.

3.1.2 Planteamiento del Problema

No se dispone de un Sistema de administración de Integridad de ductos en la empresa objeto de análisis.

Aplicación de herramientas de planeación

El planteamiento del problema origina una serie de interrogantes que son:

1) ¿Cómo debe el Sistema Administración de la Integridad de Ductos determinar los lineamientos generales en el diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento del ducto que debe implementar PETROCOMERCIAL?

- Definir normas y políticas de diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento del ducto
- Establecer objetivos y metas.
- Establecer la organización, funciones y responsabilidades del sistema

2) ¿Cómo se viabilizarán los lineamientos generales?

Al definir los programas integridad del ducto se debe considerar a cada área que participa en la operación de los ductos, así se tienen: Programas de Operación, Mantenimiento e Inspección.

3) ¿Cómo se deberá realizar la gestión del talento humano al interior de la empresa?

- Mediante entrenamiento, concientización y competencia
- Estructurando un adecuado sistema de comunicación

4) ¿Cómo se realizará el control de gestión del sistema?

Mediante: inspección y mediciones, auditorias del sistema, control de documentos, manejo de no conformidades (acciones correctivas y preventivas), revisión de la gestión, registros

5) ¿Cómo se definirá la normativa técnica referente a las actividades que la organización va a ejecutar?

Con la implementación en la estructura funcional de Petrocomercial de la **Unidad de Integridad de ductos**, que evaluará la información respecto a diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de todos los ductos a cargo de Petrocomercial.

3.2.- PLAN ESTATEGICO DE REDUCCION RIESGOS

3.2.1 Antecedentes

El Ecuador presenta alta vulnerabilidad frente a diversas amenazas y riesgos de origen hidro-metereológico, oceanográficos, geológicos, antrópico-contaminantes y tecnológicos, en este último tipo de riesgo se encuentra la falla de los materiales en la infraestructura (red de ductos, terminales de almacenamiento, etc.) de Petrocomecial.

De acuerdo a información proporcionada por la CEPAL, se estima un promedio de 1.500 millones de dólares y 6.000 pérdidas humanas anuales, que generan ingentes pérdidas directas e indirectas con alta repercusión social, económica y ambiental, para la región andina, de

manera particular para el Ecuador y de manera muy significativa al sector hidrocarburífero.

3.2.2 Impactos socio-económicos en el sector hidrocarburífero

El desastre ocurrido como consecuencia del terremoto del 5 de marzo de 1987, que ocasionó la ruptura del oleoducto y del poliducto Shushufindi-Quito, produciéndose el derrame de 57.161 barriles de petróleo, provocó pérdidas económicas y graves impactos ambientales y sociales.

La rotura de los poliductos y cambios de grandes tramos de tubería por desgaste acelerado, causado por la corrosión, le ha significado a Petrocomercial desembolsar grandes sumas de dinero no programadas.

3.2.3 Fundamento del problema

Existe carencia de políticas permanentes de prevención y reducción de riesgos tecnológicos, a pesar de la alta recurrencia de riesgos de rupturas y perforaciones clandestinas en los ductos, hasta el momento no se ha logrado la incorporación de la prevención y reducción de riesgos en la planificación del sector de transporte de hidrocarburos.

3.2.4 Objetivo General

Impulsar y apoyar la formulación de políticas sectoriales e institucionales de prevención y reducción de riesgos en las diversas fases del transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, orientadas a incorporar la prevención de los riesgos tecnológicos en la planificación del desarrollo de Petrocomercial.

3.2.5 Objetivos Específicos

- Promover e impulsar la incorporación de herramientas de gestión de prevención y reducción de riesgos.
- Viabilizar la evaluación de amenazas, vulnerabilidad y riesgo con mayor grado de detalle de la información disponible.
- Propiciar el establecimiento de políticas permanentes de prevención y mitigación de riesgos en Petrocomercial e impulsar el fortalecimiento institucional en materia de gestión del riesgo.

3.2.6 Metodología de la investigación

- Análisis, recopilación, sistematización de información sobre diagnóstico de estado actual del ducto, análisis de fallas, vulnerabilidad, categorización de riesgos.
- Aspectos legales y normativos disponibles en el país y en Petroecuator, aplicados a la prevención y reducción de riesgos.

3.2.7 Importancia económico-social y aplicación de los resultados

Contribuir a la reducción del riesgo de las roturas en el ducto Esmeraldas-Quito, protegiendo a la población aledaña a las zonas de riesgo de los efectos directos de un desastre de esta naturaleza.

3.3 Fundamentos de la política de gestión de riesgos

Principios generales que orientan la política de gestión de riesgos: Los principios generales que orientan la acción de las entidades nacionales y locales, en relación con la gestión de riesgos son:

Gestión de Riesgos: La política de gestión de riesgos consiste en evitar o reducir las pérdidas de vidas y los daños que pueden ocurrir

sobre los bienes públicos o privados, materiales y ambientales y de los ciudadanos, como consecuencia de los riesgos existentes y desastres de origen natural o causados por el hombre que se pueden presentar en el territorio nacional.

Instrumentos de la política de gestión de riesgos.

Los instrumentos de la política de gestión de riesgos en una Operadora de Ductos deben estar en concordancia con:

- Sistema Nacional de Prevención, Mitigación y Respuesta ante Desastres;
- Plan Nacional de Gestión de Riesgos;
- Plan Nacional de Emergencia;
- Sistema Integrado Nacional de Información;
- Fondo Nacional de Prevención, Mitigación y Respuesta ante Desastres.

3.4 Sistema de administración del riesgo

Introducción.- Debe contener

- Propósito, objetivos, metas, misión de la compañía, Administración Corporativa
- Descripción de los sistemas del ducto y deberes legales y estatutarios:
 - Relación e Interfaces con instalaciones de otras líneas u otras operaciones, descripción del diseño, construcción, etc. Estándares y establecimiento formal del cumplimiento con la ley y los estándares.
- Organización y control:
 - Estructura, responsabilidades, organización, relaciones con otras operadoras/entidades. Integración con los sistemas de administración de la compañía y del ducto.

- Personal clave:
 - Funciones, responsabilidades, formación y calificaciones, capacitación y actualización de conocimientos, desarrollo de habilidades y destrezas.
- Alta Dirección:
 - Toda la información que se entregará a la Alta Dirección de la empresa (detalles sobre la operación del ducto, sobre el sistema, naturaleza de los riesgos principales, amenazas, procedimientos (incluyendo comunicaciones) en caso de accidentes, e información sobre planes y procedimientos de emergencia.
- Sistemas de documentación y comunicación:
 - Tipo, métodos, localización, retroalimentación de y para todo el personal y los propietarios del ducto.
- Administración del Cambio:
 - Cambios de administración y detalles de ingeniería.
- Análisis de riesgos, evaluación y control durante la vida útil del ducto:
 - Metodología (con limitaciones y supuestos), tipos de amenaza/riesgo, situaciones adversas, probabilidad, frecuencia, consecuencias, cuantificación, análisis de sensibilidad e incertidumbre, criterios y niveles de aceptación y rechazo.
- Identificación de los principales riesgos, control de riesgos, evaluación de las opciones de control, métodos de prevención y mitigación, criterios y niveles de aceptación. Énfasis en la identificación de los principales escenarios de accidentes y su probabilidad de ocurrencia, los eventos desencadenantes, el alcance, la severidad y las consecuencias de éstos accidentes.

- Lo más importante es concienciar a los involucrados que todas las amenazas deben eliminarse o reducirse tanto como sea razonablemente posible.
- Cuando no sea posible eliminar las amenazas, se deben aplicar las medidas de protección más adecuadas.
- Administración de la integridad:
 - Control, mantenimiento, políticas de inspección y supervisión, procedimientos y especificaciones.
- Planeamiento para emergencias:
 - Responsabilidades, definir funciones de coordinación, comunicación, interfase; acciones para controlar y reducir las consecuencias de un accidente, sistemas de alerta temprana, información/comunicaciones, capacitación en conjunto con los servicios locales de emergencia.
- Procedimientos de emergencia:
 - Procedimientos detallados, funciones y responsabilidades de los involucrados, pruebas, actualización, enlaces y compatibilidad con servicios y procedimientos locales.
- Medidas de rendimiento:
 - Medidas establecidas de rendimiento, evaluación de las medidas, Proceso de mejoramiento continuo.
- Revisión del sistema de administración: Responsabilidades y frecuencia
- Revisión de la administración: Responsabilidades y frecuencia
- Auditoria de todos los elementos y los procesos: - Retroalimentación e implementación de cambios.

3.4.1 Planteamiento basado en el riesgo

El plan basado en el riesgo debe contener al menos:

- Identificación de las tuberías y los segmentos que cubre el plan.

- Una categorización por prioridad de las tuberías o segmentos de cada sistema, basada en un análisis de riesgos.
- Evaluación de la integridad de la tubería por medio de al menos uno de los siguientes métodos adecuados para cada sección:
 - inspección en línea,
 - prueba de presión,
 - reevaluación directa" (ej. Inspección del revestimiento), u
 - otras nuevas tecnologías.

Métodos de administración para las secciones de la tubería que podrían incluir corrección o inspecciones más frecuentes según se requiera, y

Revisión periódica de la valoración de la integridad y del plan para la administración de la integridad de la tubería cada 3 años o con mayor frecuencia si es necesario.

Debemos estar concientes que la administración del riesgo no va reducir el riesgo a cero, eso es una utopía.

Los ductos o tuberías siempre presentarán algún nivel de riesgo, nuestro reto es controlar ese riesgo hasta un nivel razonable. Las fallas ocurrirán, incluso bajo el más estricto y exhaustivo programa para la administración del riesgo.

Una evaluación del riesgo en una tubería, posiblemente hubiera revelado que ese incidente y sus consecuencias tenían muy poca probabilidad de suceder.

Lo ideal es producir un sistema de administración del riesgo documentado, pero en general, el planteamiento sería:

Compromiso desde los Altos Niveles.- Obtener un acuerdo corporativo y un compromiso ejecutivo para introducir sistemas para la administración del riesgo y la integridad de los ductos en la empresa.

- El enfoque debe ser la seguridad, y todos los riesgos y las ganancias de los accionistas en el proceso deben considerarse y documentarse.

Equipo de trabajo.- Es necesario formar y capacitar un grupo de expertos o contratarlo para que defina y administre su sistema de administración de riesgos. Para que establezcan los parámetros de medición, las responsabilidades, etc.

Manejo, Control y Actualización de toda la Información.- Toda la información que se obtenga sobre la tubería tiene valor en el manejo del riesgo, y forma una "plataforma" en la construcción de sus perfiles de riesgo.

Análisis del Riesgo.- Debemos recordar que nunca podemos reducir el riesgo a "cero"; por lo tanto estamos usando el análisis de riesgo como una herramienta para identificar los riesgos altos que necesitan más atención. El análisis de riesgo puede usar herramientas de software (usualmente llamadas "aplicaciones") que usarán nuestra base de datos, pero este análisis es solamente una parte de nuestro manejo del riesgo.

Sistema de Administración.- El plan de gestión del riesgo se incorpora a un sistema de administración para generar un modelo sistemático y sujeto a ser medido por el rendimiento.

El riesgo es una sociedad en una compañía:

- La administración corporativa facilita hacer las cosas, ya que controla los objetivos financieros y establece objetivos y asigna responsabilidades.
- Los diseñadores conciben ideas y las convierten en diseños detallados y especificaciones.
- Los ingenieros convierten los diseños detallados y especificaciones en plantas y equipo.
- Los operadores y usuarios hacen uso de la las plantas y equipos.

Por lo tanto, la administración del riesgo comienza con la administración corporativa.

- Sin embargo el riesgo se puede manejar solamente si es reconocido como una amenaza y hay temor frente a sus consecuencias.
- Muchas mesas directivas y gerentes carecen de la imaginación y la experiencia para reconocer el riesgo.

- Ingenieros y operadores están más cerca de estos riesgos, y tienen que aprender a concienciar a la gerencia con respecto a ellos.

3.4.2 Elementos de un esquema de prioridades

Es importante identificar todas las fallas potenciales, procediendo a realizar:

- Una estimación de la probabilidad de falla para cada caso.
- Determinar las consecuencias de la falla para cada caso.
- Combinar la probabilidad y las consecuencias de falla para calcular el riesgo.
- Categorizar las tuberías en un grupo por orden de riesgo.

3.4.3 Prioridad en las tuberías

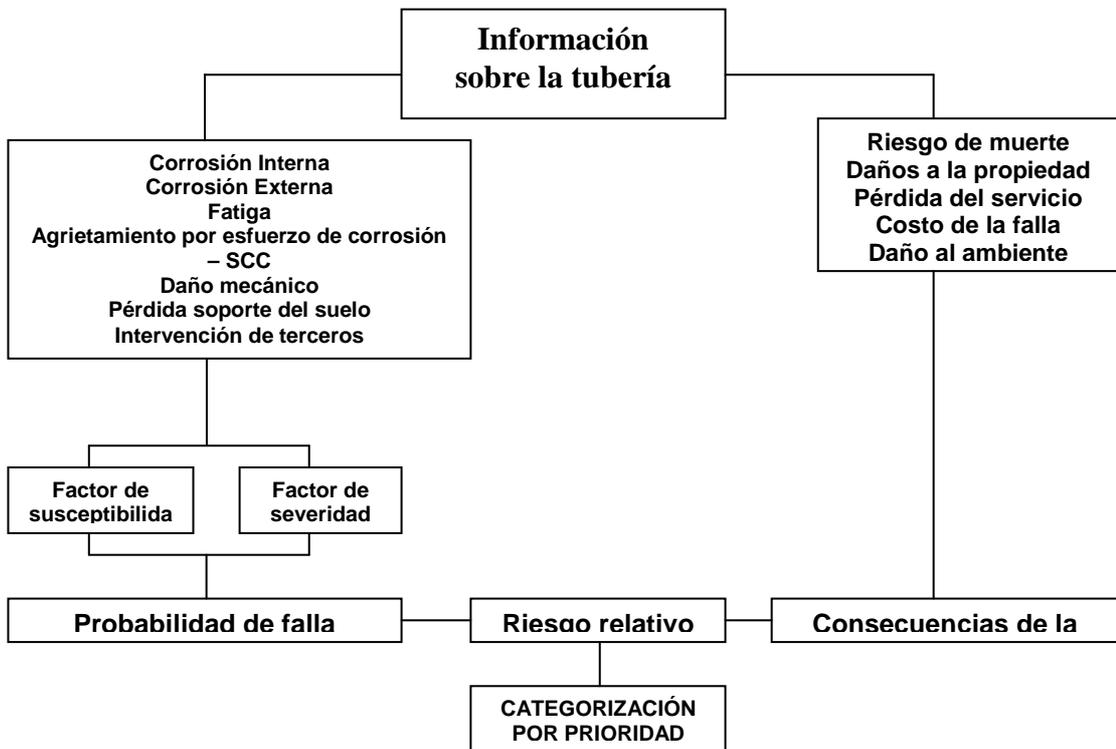


Gráfico No. 9: Prioridad en la tubería
Fuente: PENSPEN GROUP Ltd.

3.4.4 Evaluación del riesgo

- La probabilidad de falla depende de la susceptibilidad y la severidad (o gravedad).
- Por ejemplo, una tubería que pasa por un área altamente poblada, es susceptible de sufrir daños por parte de terceros.

- Una tubería con muchos defectos de soldadura longitudinal (ej. una tubería que ha fallado varias veces en la prueba hidrostática).
Riesgo relativo = Probabilidad de falla x Consecuencia de la falla.
 - Probabilidad de falla = Suma de todas las probabilidades de falla, P_s
 - Probabilidades individuales = Factor de susceptibilidad (S_u) x Factor de severidad (S_v)

Consecuencias de la falla = Suma de todas (5) las consecuencias

Riesgo relativo = $(1/7) (S_u.S_v) \times (1/5) (C_f)$

Factores Cuantificadores

- Categorizar la corrosión externa en una escala de 0 a 100
- Considerar parámetros como tipo de revestimiento, calidad, eficiencia y tipo de protección catódica, tipo de suelo.
- Categorizar desde los antecedentes de falla hasta la probabilidad de falla en el futuro
- Registrar desde la ausencia de falla hasta varias/año y en aumento
- Categorizar el riesgo de daño mecánico.

3.4.5 Parámetros de categorización de riesgo en tuberías

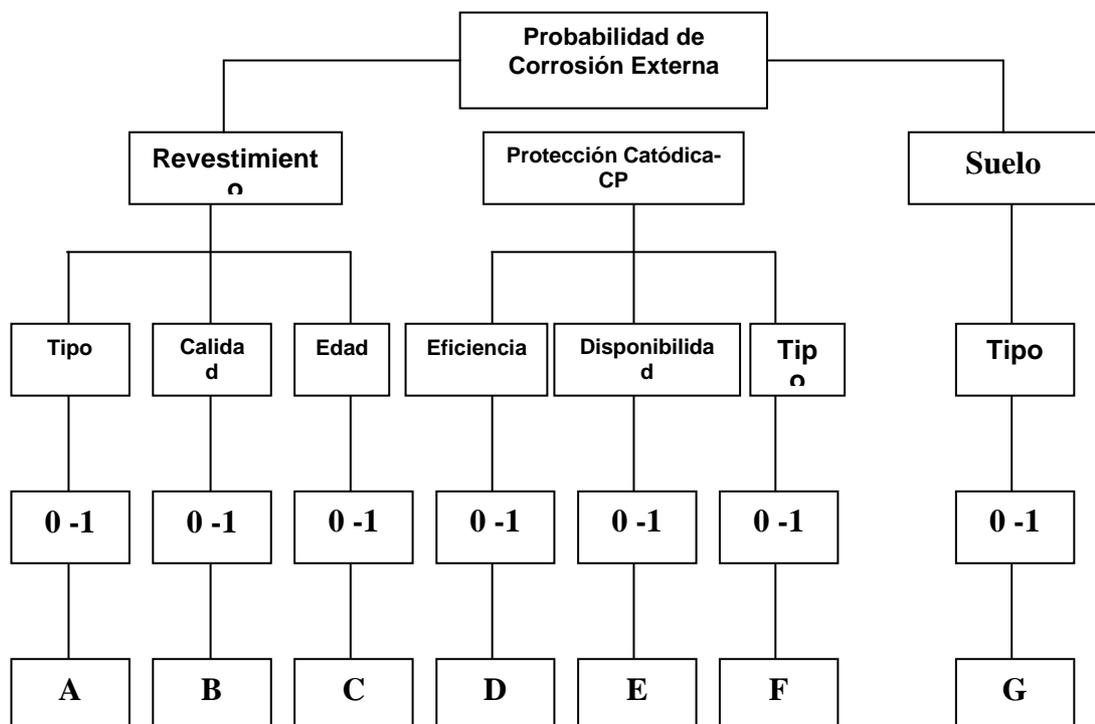


Gráfico No. 10: Parámetros de categorización de riesgo en tuberías
Fuente: PENSPEN GROUP Ltd.

Probabilidad = A (Revestimiento) + B (CP) + C
(Suelo) = 100 Max

Puntaje revestimiento = a (Tipo) + b (Calidad) + c (Edad)

3.4.6 Modelo de evaluación simple de riesgo cuantitativo

Calificar cada parámetro con un puntaje máximo de 100:

Cuadro No. 8. (ejemplo)

PROBABILIDAD	Corrosión Interna	Corrosión Externa	Fatiga	SCC	Daño Mecánico	Pérdida de soporte del suelo	Intervención de terceros	Total
Susceptibilidad	10	50	10	0	60	25	0	
Severidad	10	55	10	0	30	25	0	
TOTAL	100	2750	100	0	1800	625	0	5375

Riesgo Relativo = 5375 x 185 = 994, 375

Ejemplo de evaluación simple de riesgo cuantitativo

Cuadro No. 8.b

	DUCTO 1	DUCTO 2	DUCTO 3
Tubería	20", 0.375" 35 años, marina	36", 0.75" 1 año, terrestre	36", 0.5" 10 años, terrestre
Esfuerzo	50% SMYS	30% SMYS, carga cíclica	72% SMYS
Producto	Crudo	Gas N	Gas Natural
Recubrimiento & CP	Coal tar, In situ CP adecuado	FB Epoxy + P/propylene CP adecuado	Tape wrapped (envuelta en cinta) CP adecuado
Medio Ambiente	Alto impacto ambiental	Densamente Poblado	Alejado, pero propenso a inundaciones
Seguridad de suministro	Líneas paralelas, Importancia baja	Indispensable en invierno	Facilidades de almacenamiento, permite 20 días de reserva.
Seguridad	No hay problemas de seguridad	Grupo terrorista local activo	No hay problemas de seguridad
Inspección & Vigilancia	Estándar, pero nunca se ha llevado a cabo una inspección instrumentada con "pigs" inteligentes	Estándar	Inspección instrumentada con "pig" inteligente el año pasado – no se detectaron problemas
Historia de Mantenimiento	Varias secciones se han recubierto en los últimos 10 años	Ninguna	Reparaciones de recubrimiento menores.
Historia de Fallas	8 fallas debidas a corrosión interna, 4 debidas a corrosión externa en el "riser"	Varias fallas en hidropueba previa a puesta en marcha	Una falla, atribuida probablemente a SCC
Operación Futura	Se pretende operar al esfuerzo original de diseño, 72% SMYS	Estará sometida a carga cíclica entre 5 y 30% SMYS cada día	El máximo esfuerzo se mantendrá, pero se espera algo de carga cíclica
Inhibidores	Han sido usados por los últimos 10 años	NO	NO

Evaluación simple de riesgo cuantitativo

Cuadro No. 8.c

PROBABILIDAD	Corrosión Interna	Corrosión Externa	Fatiga	SCC	Daño Mecánico	Pérdida de soporte del suelo	Intervención de terceros	Total
Susceptibilidad								
Severidad								
TOTAL								

	Riesgo de Muerte	Daños a la propiedad	Pérdida de Servicio	Costos de la Falla	Impacto Ambiental	Total
CONSECUENCIAS	10	50	80	40	5	185

SMYS: Esfuerzo circunferencial

SCC: Corrosion por fatiga

CP: Protección Catódica

CAPITULO I V

SISTEMA GERENCIAL DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS

4.1 Antecedentes

Los economistas clásicos hablaban de la especialización del trabajo como la herramienta para alcanzar alta productividad, sin embargo, en el entorno moderno se ha establecido que la mejor forma de obtener la eficiencia y eficacia en la productividad, ya no radica en la especialización, se encuentra en la integración de procesos, en la integralidad de las personas y en las soluciones integrales.

Este nuevo término "integral" es parte activa de las economías modernas. Es decir, hacer que todo funcione de una forma en la que se minimicen los recursos y se maximicen las utilidades.

Los sistemas de Gestión se encontraban divididos según el área de acción dentro de la organización, es decir, S.G. financiera, S.G. de la producción, S.G. de la Calidad; etc. sin embargo, a la luz de la realidad que se vive, que se encuentra en permanente cambio y cuya tendencia es la optimización, sólo es viable para una organización hablar del sistema de gestión, donde se asegure un mismo sistema para todos los procesos, donde se aseguren unos objetivos y metas organizacionales, y el cuál se mueva en busca de objetivos comunes por caminos comunes (Sistema de Gestión Integral) y no como ruedas sueltas dentro de la misma organización.

Ideas fundamentales:

Integración: Unificación, en terminología organizacional se habla de integración como la optimización de procesos que busquen la eficiencia y la eficacia.

Sistema de Gestión: estructura de la organización, corresponde al como se va a desarrollar una actividad de la organización.

Un sistema de gerenciamiento es un plan de administración documentado. Explica al personal de la empresa, a las autoridades reguladoras, entre otros, como se administra la empresa y sus activos por medio de lo siguiente:

- Quien es responsable de cada aspecto del activo y de su administración,
- Con cuales políticas y procesos se cuenta para alcanzar los objetivos y las metas,
- Cómo se ejecutan esas políticas y esas metas,
- Cómo se mide el rendimiento,
- Cómo se revisa y audita regularmente el sistema,
- Este documento se aprueba en la junta directiva de la empresa, se revisa, se actualiza constantemente,
- La creación de un documento único y detallado abarca todos los aspectos anteriores que conforman el “sistema”.

4.2.- Alcance de la administración de la integridad mecánica de tuberías

El sistema para la administración de la tubería del ducto Esmeraldas-Quito debe establecerse en base principalmente al estándar API 1160 (Hidrocarburos líquidos) el mismo que debe integrar adecuadamente la información que provean las áreas involucradas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y monitoreo del ducto; debe empezar por realizar un adecuado análisis de riesgos del ducto en estudio. Identifica las amenazas de la Integridad de la tubería

- Identificación, colección e integración de datos,
- Desarrolla el Plan de la Gerencia de la Integridad de ductos,

- Evalúa la gravedad del riesgo (número de defectos en soldadura, corrosión interior, densidad poblacional),
- Define la estrategia de la mitigación,
- Evalúa la gravedad de la contaminación,

Plan de la administración de la integridad de ductos

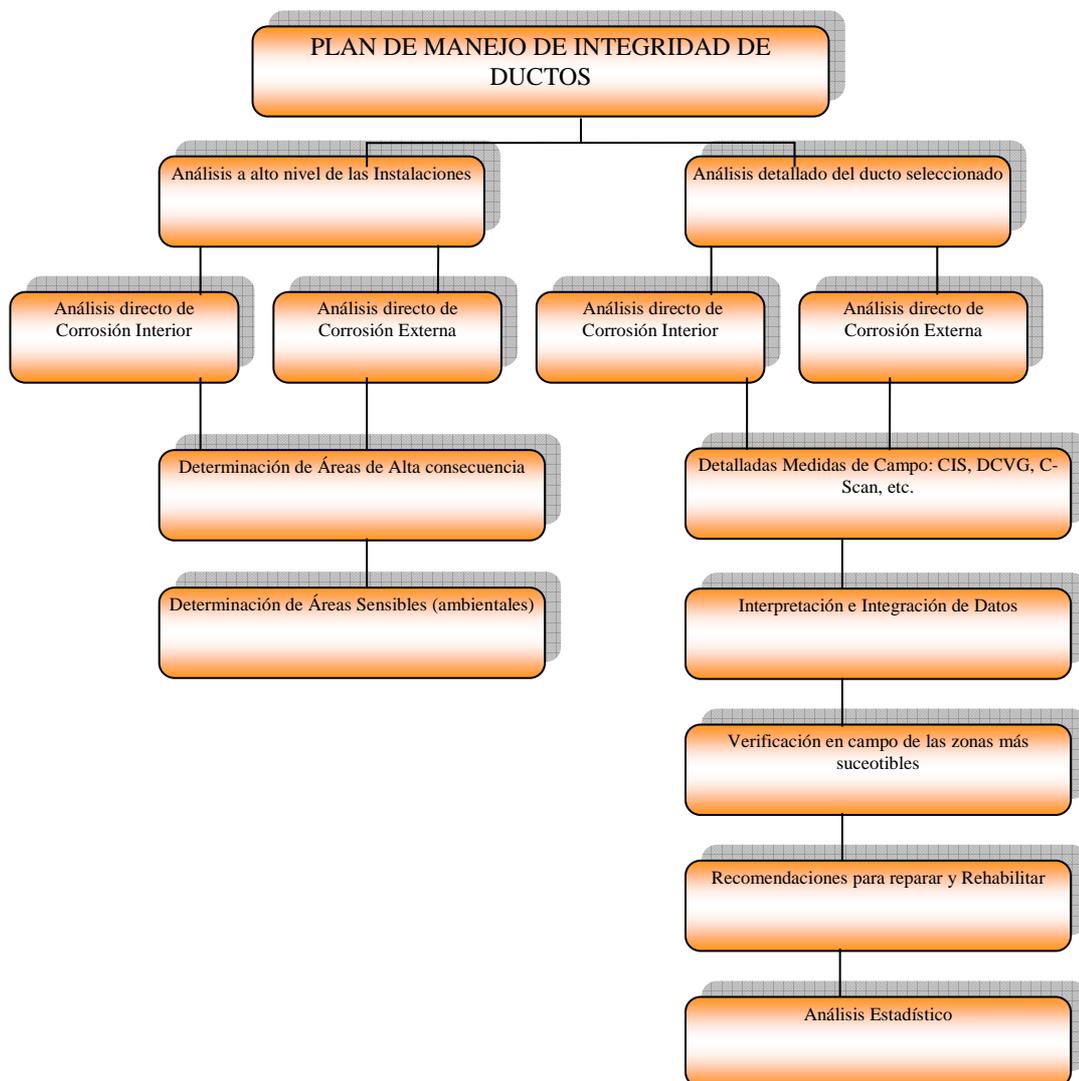


Gráfico No. 11: Plan de gestión de la integridad de ductos

4.3 Sistema de Administración

Un Sistema de Administración es un plan de administración documentado. Debe explicar al personal de la empresa, a los clientes y a las autoridades reguladoras, entre otros, cómo se administra la empresa y sus activos por medio de lo siguiente:

- Quién es responsable de cada aspecto del activo y de su administración,
- Con cuáles políticas y procesos se cuenta para alcanzar los objetivos y las metas,
- Cómo se ejecutan esas políticas y esos procesos, a Cómo se mide el rendimiento,
- Cómo se revisa y audita regularmente el sistema.

Este documento se aprueba en la junta directiva, para el caso de PETROCOMERCIAL, la aprobación se dará en el Consejo de Administración (CAD) de Petroecuador, este documento se debe diseñar de tal manera que se revisa y se actualiza en forma constante y sistemática y su contenido debe cumplirse en todos los niveles de gestión de la empresa.

Muchas empresas operan este sistema en forma fragmentada o no estructurada, debido generalmente a la forma en que se diseñó su estructura orgánica; en Petroecuador se encuentra en la etapa inicial, participando con delegados de las diferentes filiales en la elaboración de la estructura de un Comité Técnico de Gestión del Riesgo, que creemos debe considerar las condiciones operativas del poliducto Esmeraldas-Quito, que es motivo de este estudio.

El establecimiento de un documento único y detallado es la que abarca todos los aspectos anteriores que conforman el 'sistema'.

Rompe-cabezas del Sistema de administración de ductos

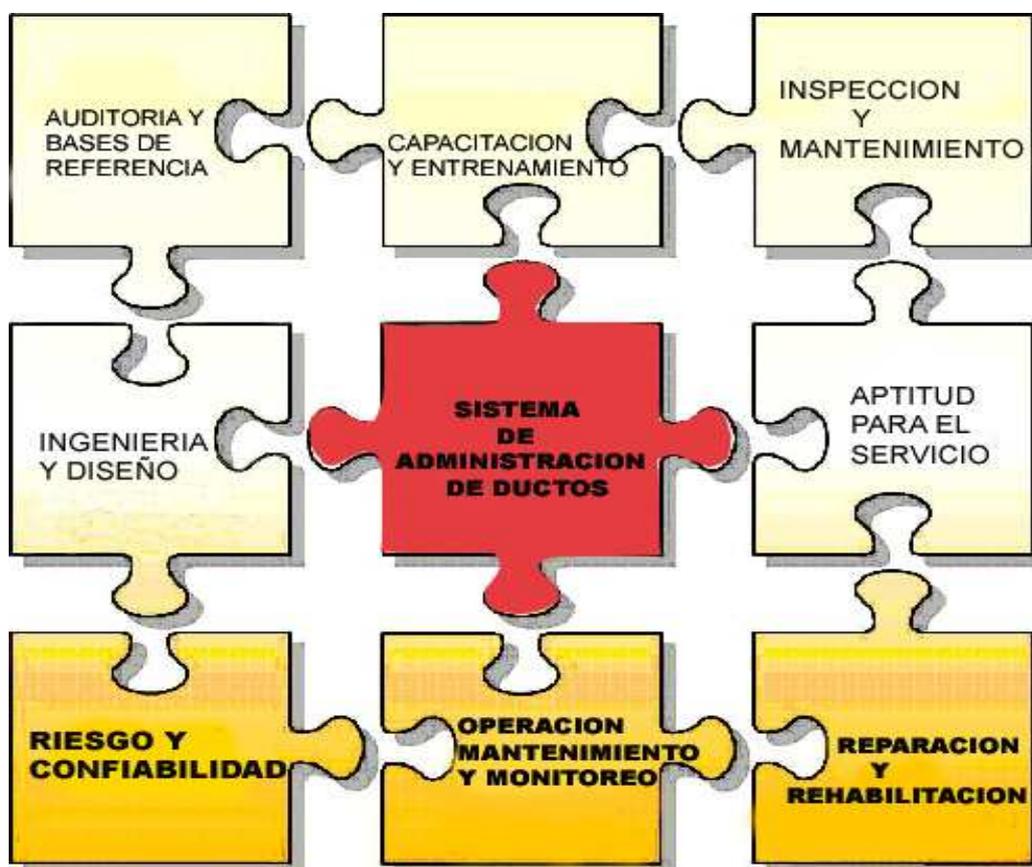


Gráfico No. 12: Rompe-cabezas del sistema de administración de ductos

Fuente: PENSPEN, "Sistema de Administración de Integridad/Riesgo de la tubería".

4.4 Programa de Integridad de tuberías

Todas las líneas de flujo o tuberías que transporten hidrocarburos a cargo de PETROCOMERCIAL, necesitan un sistema de manejo de la integridad del ducto, debidamente aprobado por la DINAPA (Dirección Nacional de Protección Ambiental), como requisito previo a que la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos) conceda o renueve el permiso de operación de los ductos.

La creación de un documento único y detallado es el que abarca todos los aspectos descritos anteriormente que conforman el 'sistema'.

Se considera que el desarrollo del programa de la gerencia de la integridad producirá las ventajas para nuestra empresa de cuatro maneras.

- Gerencia mejorada del activo fijo
- Compartir costos de trabajo
- Costos de la movilización y reducción de pérdidas del volumen
- Riesgo reducido de conflictos.

Un programa integridad de tuberías se puede resumir y graficar de la siguiente manera

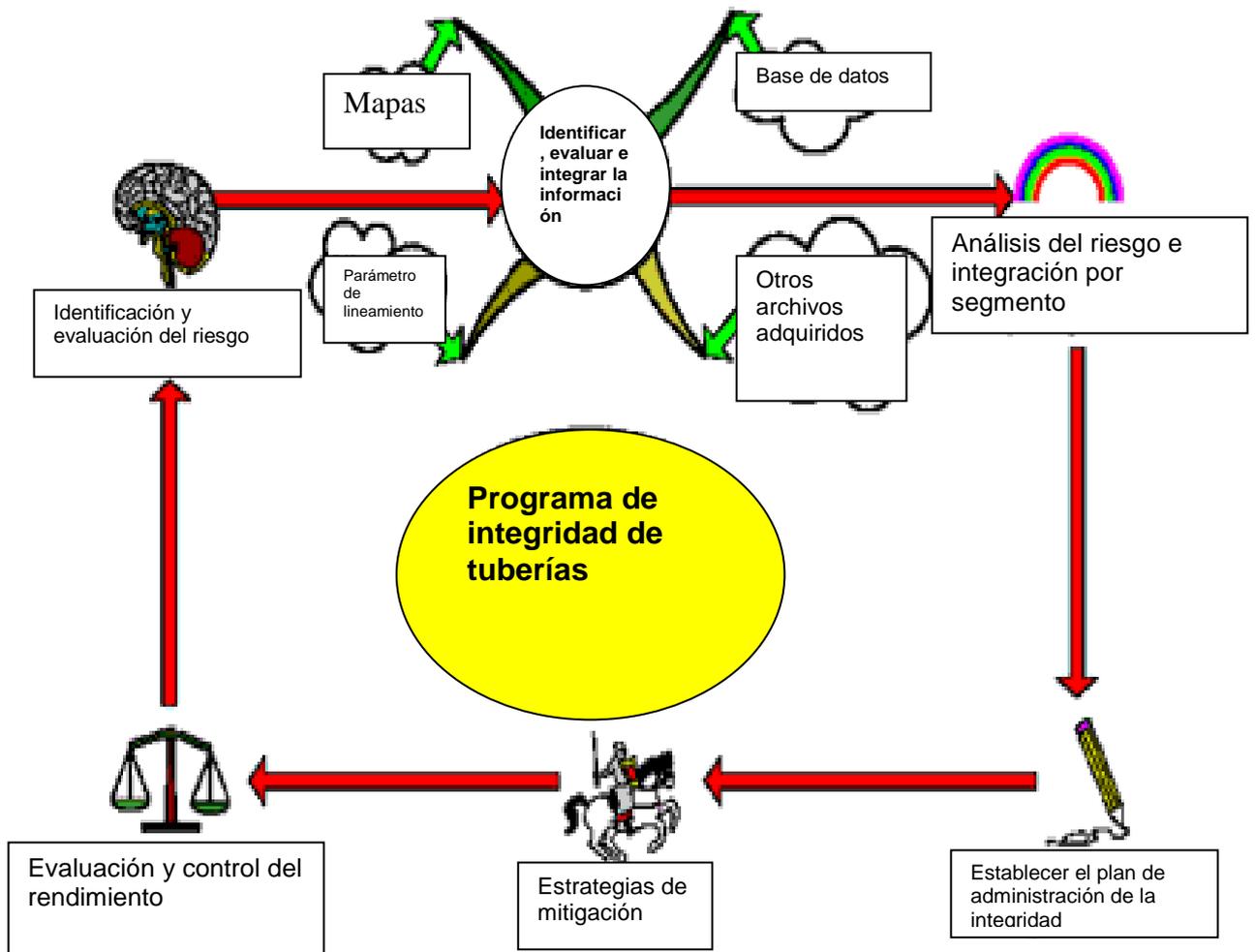


Gráfico No. 13: Programa de integridad de ductos

Fuente: PESPEN GROUP Ltd.

Marco para un Programa de Administración de Integridad (API-1160)

Aunque todos los sistemas de la tubería tienen diseñados planes y características de operación que son únicos a cada sistema individual, un efectivo sistema de administración integral de tuberías debe tener un fundamento sólido que comprende elementos importantes. El gráfico siguiente describe un programa que considera los elementos importantes según la norma API 1160.

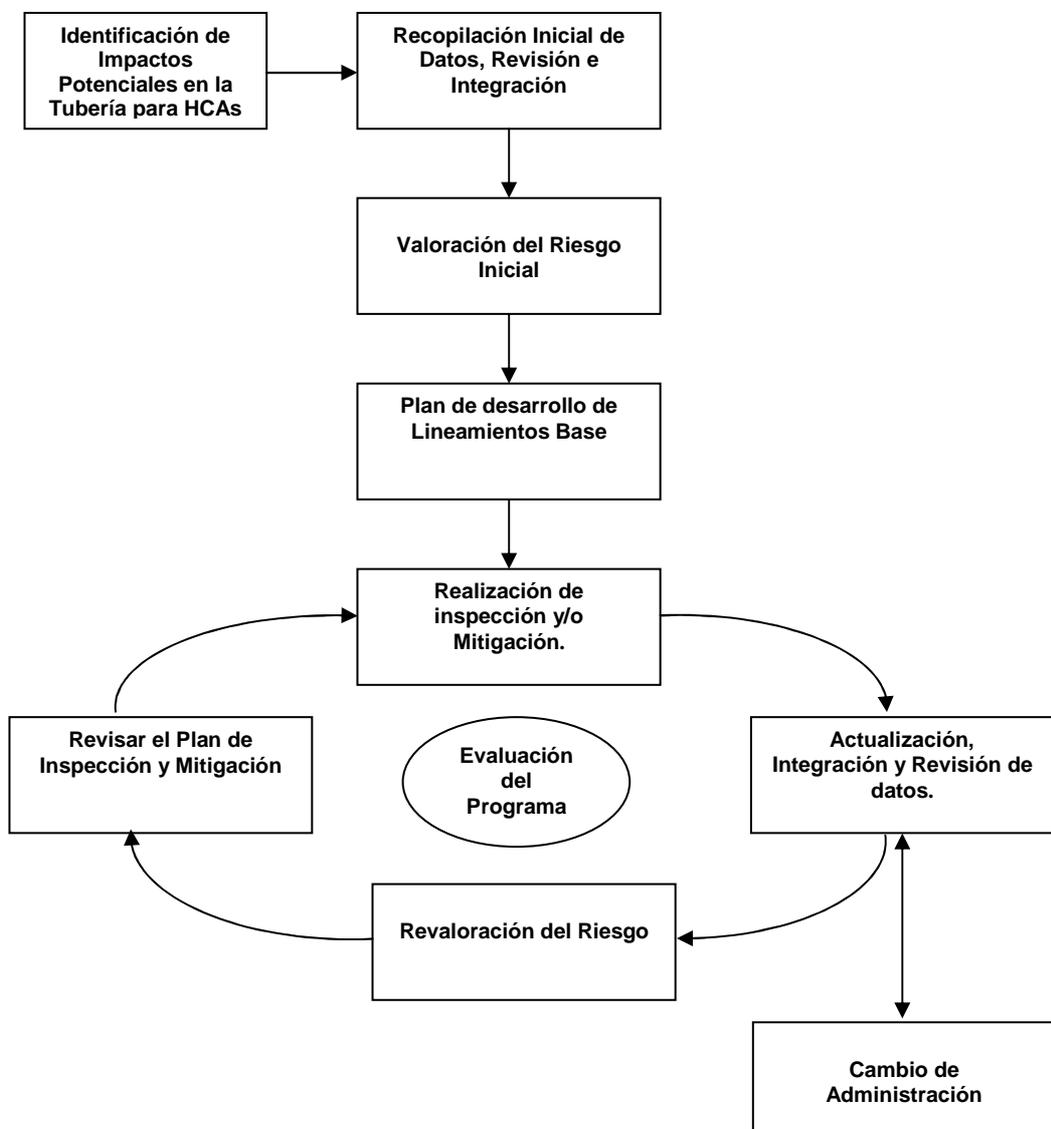


Gráfico No. 14: Marco para un programa de la administración de la integridad de ductos

4.5 Requisitos para el Plan de la Administración de la Integridad

El plan debe contener:

- Un proceso para identificar los segmentos de la tubería que podrían afectar áreas de alta consecuencia (HCA).
- Un plan de evaluación de referencia preliminar ('línea base')
- Un análisis que integre toda la información disponible acerca de la integridad de toda la tubería y las consecuencias de una falla.
- Criterios para definir reparaciones para enfrentar problemas de integridad que surjan de los métodos de evaluación y del análisis de la información.
- Un continuo proceso de valoración y evaluación para mantener la integridad de la tubería.
- La identificación de medidas preventivas y de mitigación para proteger las áreas de alta consecuencia.

Métodos para medir la efectividad del programa

Un proceso de revisión de los resultados de la evaluación de la integridad y del análisis de la información realizado por una persona calificada.

4.5.1 Evaluación de Referencia Preliminar

La evaluación de referencia preliminar debe incluir la identificación de todos los segmentos de la tubería que puedan afectar una HCA, métodos para evaluar la integridad, un programa de evaluaciones de la integridad, y una explicación de todos los factores de riesgo.

Luego de esta valoración, se requiere un análisis de riesgo para cualquier segmento que afecte un área de alta consecuencia.

Nótese que los "pigs" inteligentes no se consideran adecuados para tuberías ERW o para tubos tipo 'lap welded' (con soldadura tipo traslape) con antecedentes de falla.

4.5.2 La primera evaluación de Integridad de una Tubería

LA EVALUACIÓN

Incluye a todas las acciones que deben llevarse a cabo para determinar la condición de la tubería y para hacer reparaciones si las condiciones lo ameritan. Esto incluye inspecciones internas y pruebas hidrostáticas o la utilización de otra tecnología que ofrezca una noción equivalente sobre la condición de la línea y de la evaluación, la excavación y la reparación resultante.

Un plan documentado para realizar las evaluaciones de referencia preliminar, necesarias para asegurar la integridad de cada tramo de la tubería que podría afectar un área de alta consecuencia; debe incluir:

- Identificación de todos los tramos de la tubería que puedan afectar un área de alta consecuencia.
- El método o métodos de evaluación de la integridad que se planea usar en cada segmento identificado de la tubería.
- Un programa para la evaluación de cada segmento identificado
- Una explicación de las bases técnicas del método (s) de evaluación de la integridad seleccionado (s) y los factores de riesgo utilizados en la programación de las evaluaciones.'

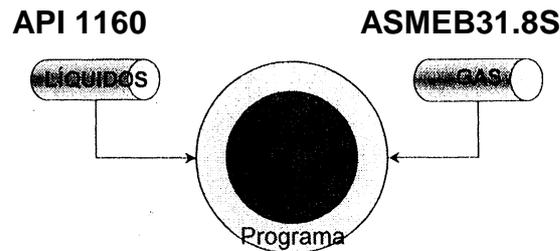
4.5.3 Estándares para la administración de la integridad mecánica de ductos

Existen dos documentos publicados que proporcionan guías sobre la Administración de la Integridad de Tuberías:

- Líquidos: API 1160
- Gases Suplemento S de ASME B31.8

Los dos requieren un "programa" detallado para la administración de la integridad que incluya un "plan" para la administración de la integridad

Normas referenciales para Programas de integridad de Tuberías



4.5.4 Los programas para la administración de la integridad de acuerdo a la norma API 1160

La entidad que controla la seguridad de las tuberías requiere que los operadores de tuberías en área de mayor importancia cuenten con un programa para la administración de la integridad que valore y evalúe continuamente la integridad de esas tuberías.

El API (American Petroleum Institute) produjo un estándar sobre la administración de la integridad de tuberías basado en la experiencia y las buenas prácticas en la industria.

Este estándar intenta ofrecer una base para que los planteamientos de una compañía satisfagan la nueva reglamentación (CFR 195.452) del Departamento de transporte de los EE UU. Esta iniciativa se denomina "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Lines" (Administración de la integridad en líneas de transporte de líquidos peligrosos), 1st Ed., ANSI/ASME Standard 1160-2001.

Un programa para la administración de la Integridad:

- Identifica y analiza los eventos que podrían provocar una falla.

- Examina la probabilidad y las consecuencias de incidentes potenciales en tuberías.
- Examina y compara todos los riesgos.
- Provee un marco que permita seleccionar e implementar medidas para la mitigación del riesgo.
- Establece el rendimiento y le da seguimiento con el objetivo de mejorar.

4.5.4.1 Mediciones del rendimiento de acuerdo al API 1160

Es necesario evaluar qué tan efectivo es el sistema para la administración de la integridad:

- ¿Se hizo lo que se dijo que se iba a hacer?
- ¿Fue efectivo lo que se dijo que se haría para enfrentar asuntos relacionados con la integridad en la tubería?

La norma API 1160 solicita realizar por lo menos 10 medidas de rendimiento.

Estas deben incluir:

- Una meta para reducir el volumen de derrames no planeados, con una meta de “0” derrames.
- Una medida de las actividades para la administración de la integridad llevadas a cabo en un año.
- Efectividad de las actividades de proyección externa de la compañía hacia la comunidad.
- Una descripción escrita del sistema y un registro de sus mejoras.
- Una demostración de que se redujeron las áreas de alto riesgo
- Una auditoria interna que muestre mejoramiento
- Una auditoria externa que muestre mejoramiento
- Una demostración de que han mejorado los incidentes operacionales (ej. Caídas del sistema SCADA)

- Una demostración de que el riesgo asociado con las instalaciones y las terminales está disminuyendo con el tiempo.

4.5.5 Implementación del Plan Gestión de la Integridad del ducto

Para la implementación del Plan de Gestión de la integridad se tomará como base los instructivos y regulaciones establecidos por la norma API 1160 (para hidrocarburos líquidos) y regularmente lo establecido en la norma USA 49<CFR, Part. 195 (Departamento de Transporte de los Estados Unidos de Norteamérica Código regulatorio Federal 49, part. 195). Pipeline Safety: Pipeline Integrity Management in high Consequence Areas (Hazardous Liquid Operators With less Than 500 miles of pipeline) Seguridad del ducto Gerencia o manejo de integridad del ducto en áreas de alto impacto (para operadores de líquidos peligrosos por ductos con recorridos menores a 500 millas)

4.5.6 Componentes indispensables del Plan de Manejo de la integridad del ducto Esmeraldas-Quito

A la descripción de los elementos indispensables para definir el plan de manejo de la integridad de un ducto, añadiremos los requisitos mínimos de seguridad a tomar en cuenta para una operación segura.

Componentes

- Requisitos Mínimos de Seguridad para Operación de ductos
 - Diseño
 - Requisitos Mínimos para Mantenimiento de ductos
 - Requisitos Mínimos para Inspección de ductos

4.5.7.- ANALISIS DE LA ESTRUCTURA FUNCIONAL DEL DUCTO

El organigrama de PETROCOMERCIAL, corresponde a una estructura y funcional, con departamentos desintegrados, no interrelacionados entre si, no existe en la estructura orgánica de

Petrocomercial un departamento de la gestión de la integridad del sistema de ductos.

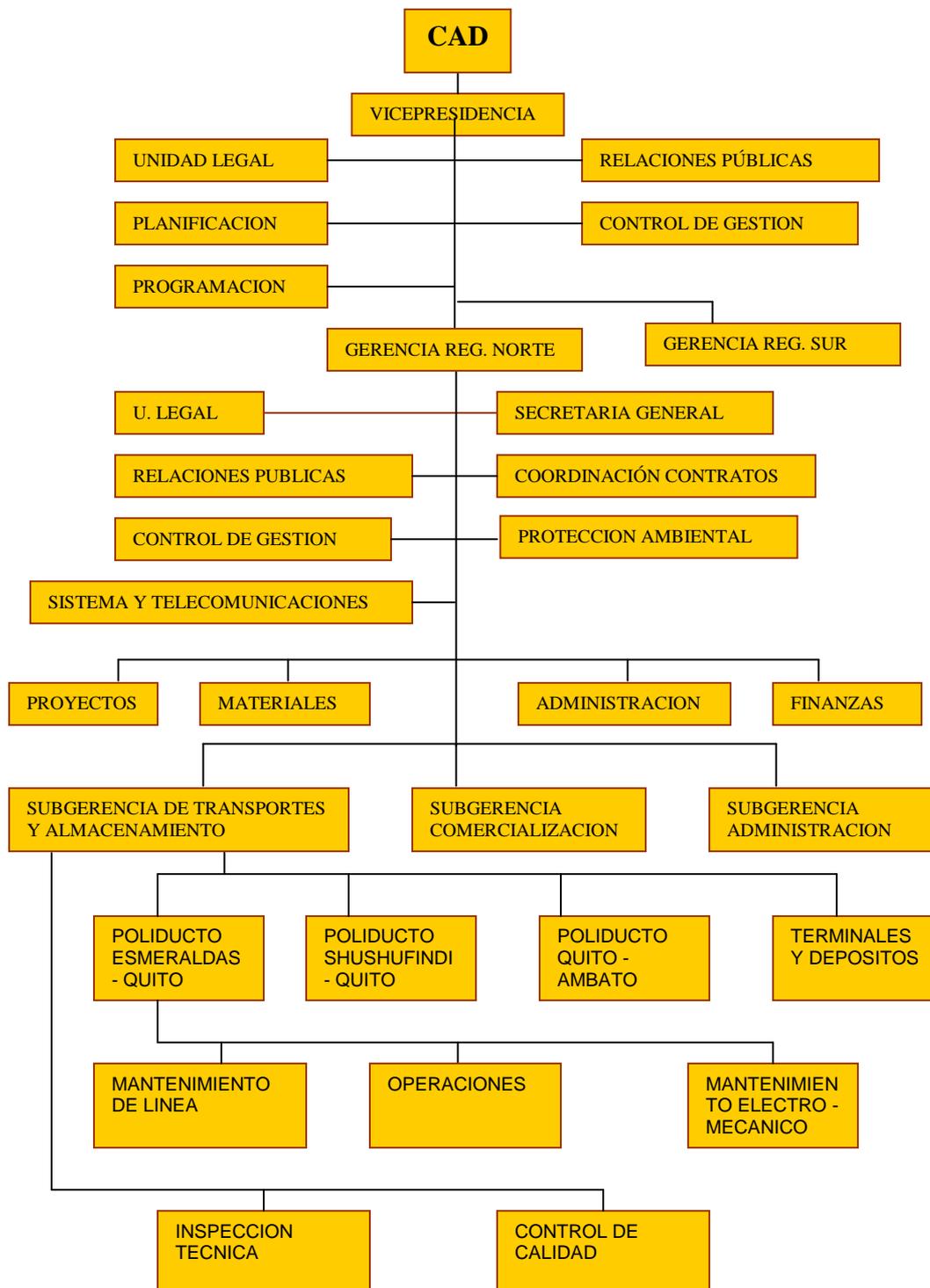


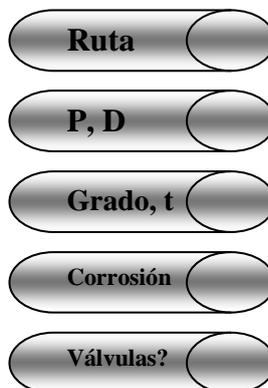
Gráfico No. 15: Organigrama estructural de Petrocomercial

4.6.1 Diseño y pruebas de calidad

Todo diseño de una tubería (ducto) debe realizarse de acuerdo con el ASME/ANSI B31 y adicionalmente debe satisfacer esas normas. En el Ecuador también se ha generalizado el uso de la referida norma.

Un buen diseño de una tubería requiere el cumplimiento de las siguientes etapas:

- Seleccionar una ruta para la tubería, que sea factible de construir, aceptable ambientalmente y que ofrezca la longitud más corta al costo más bajo, además de ofrecer el mínimo del retraso causado por aprobación gubernamental o problemas de acuerdos con propietarios de tierras;
- Seleccionar una presión de diseño y un diámetro de tubería que transporten el máximo flujo requerido en forma económica;
- Determinar la demanda presente y futura de los derivados de hidrocarburos que se transportarán;
- Seleccionar una combinación económica de grado de tubería y espesor de pared para que cumpla con el código escogido;
- Use criterio y experiencia para seleccionar el grado de corrosión permitida apropiadamente y las medidas de protección contra la corrosión.
- Seleccione ubicaciones apropiadas para válvulas de cierre de línea.



El propietario u operador de una tubería esperará que el diseño se lleve a cabo de acuerdo con un estándar reconocido.

Usualmente habrá un estándar reconocido (para el propietario y la entidad reguladora) que se use en el país en el que va a utilizar la tubería. Cualquier estándar que se use tiene que considerar cuatro aspectos claves:

Seguridad.- Un sistema de transporte debe presentar un riesgo aceptablemente bajo a la población y al medio ambiente que le rodea.

Seguridad de Suministro.- El sistema de transporte debe entregar el producto de manera continua a fin de satisfacer a los propietarios del producto y a sus clientes (los usuarios finales), y debe tener un bajo riesgo de falla en el suministro.

Conformidad con Aspectos Legales y con las regulaciones locales.- Generalmente los sistemas de transporte por tuberías están regulados, y todas las tuberías deben satisfacer todos los requerimientos legales.

Costo.- El sistema de transporte debe entregar el producto a un precio del mercado atractivo, y minimizar el riesgo de perder el negocio

Códigos

Originalmente, los códigos de diseño de tuberías de acero se desarrollaron en los EEUU.

- **Primeros códigos para tuberías de petróleo y gas:**

ANSI B31.4 Transporte de Petróleo Líquido

ANSI B31.8 Transmisión de Gas y Sistemas de Tuberías de Distribución

A medida que el gas, el petróleo y sus derivados se descubrieron alrededor del mundo, compañías y países desarrollaron sus propios estándares, pero usaron ASME como buena práctica (“good practice”).

Estos dos estándares fueron extensamente basados en ASA B31.4 y B31.8.

- **Existen disponibles nuevos estándares internacionales:**

ISO 13623 – es un estándar internacional para tuberías, que cubre líneas de petróleo y gas.

CEN – hay varios estándares europeos en espera de ser publicados (como CEN 1594 para líneas de gas) que incluyen muchos de los elementos de los estándares y recomendaciones anteriores.

DNV OS F101 se está convirtiendo en un código muy popular de diseño para tuberías costa – afuera.

La necesidad de la industria de tuberías de los EEUU de contar con un código nacional para tuberías a presión se hizo más evidente entre 1915 y 1925.

En marzo de 1926, el comité de estándares de los EEUU (American Standards Comité), que luego pasó a ser Asociaciones de Estándares de los EEUU (American Standards Associations) y que ahora es el Instituto de Estándares Nacionales de los EEUU (American National Standards Institute), inició el proyecto B31 por solicitud de la Sociedad de Ingenieros Mecánicos de los EEUU (American Society of Mechanical Engineers – ASME).

El objetivo de la industria era hacer una contribución importante al mejoramiento de la seguridad pública mediante la comprensión de las causas de las fallas, y el establecimiento de guías, procedimientos y

métodos para reducir las fallas en las tuberías, pero en 1926 no existían regulaciones.

LÍQUIDOS: La primera edición de B31.4 fue publicada en 1955, el principal propósito del código era establecer los requerimientos para el diseño seguro, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de sistemas de tuberías de líquidos.

En la primera edición (década de 1960) de las normas para la seguridad de tuberías en los EEUU (USA Pipeline Safety Regulations) se hace referencia al ASME B31.

CÓDIGOS DE DISEÑO DE TUBERÍAS - Reconocimiento

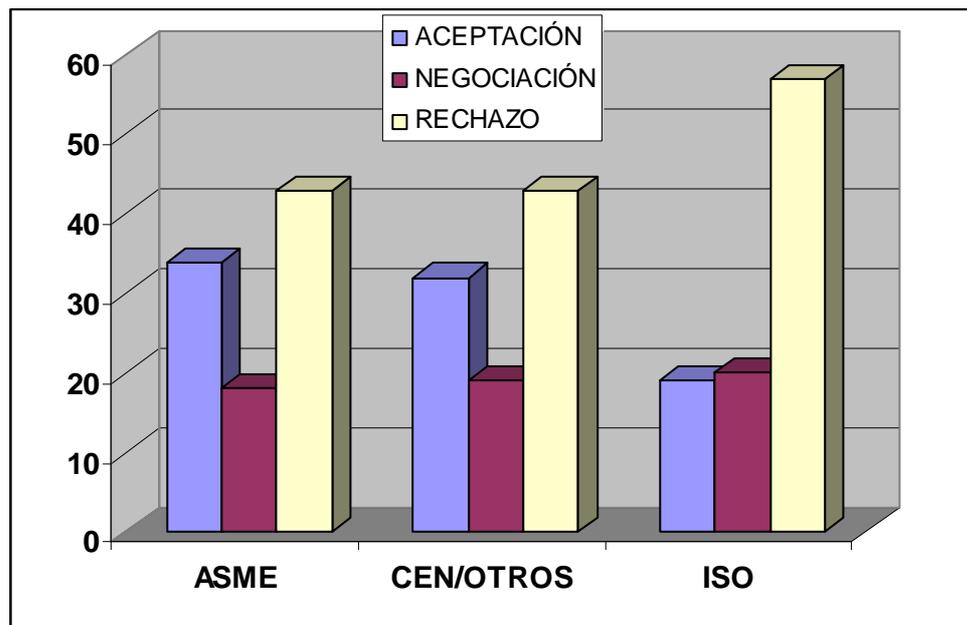


Gráfico No. 16: Criterios de aceptación/rechazo a códigos de diseño de ductos

Presión, Esfuerzo, factor de Diseño

La presión (P) en una tubería causa un esfuerzo circunferencial en la pared del tubo. Entre mayor sea la presión, mayor será el esfuerzo circunferencial.

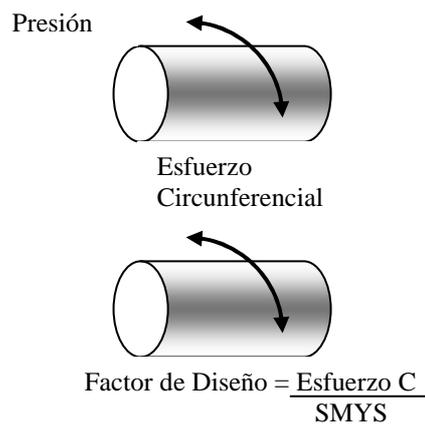
$$\text{Esfuerzo Circunferencial} = P.D/2.t$$

Donde D = diámetro del tubo, y t = espesor de pared

Los códigos para el diseño de tuberías limitan el nivel del esfuerzo circunferencial en una tubería usando los factores de diseño. Esto afectará D y t

El factor de diseño es esfuerzo circunferencial / SMYS

Por lo tanto, entre mayor sea el factor de diseño, mayor será el esfuerzo en la tubería.

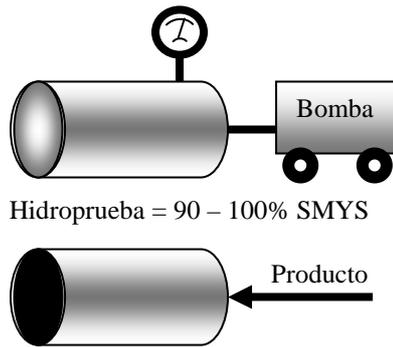


PRUEBA HIDROSTATICA

Antes de poner la tubería en servicio, los códigos de diseño exigen que se lleve a cabo una prueba hidrostática, es decir, se llena la tubería con agua y se presuriza el agua para dar un esfuerzo circunferencial en la tubería de aproximadamente 90 – 100% SMYS ó 1.1 – 1.5 x presión de diseño.

Después se llena del producto y entra en servicio.





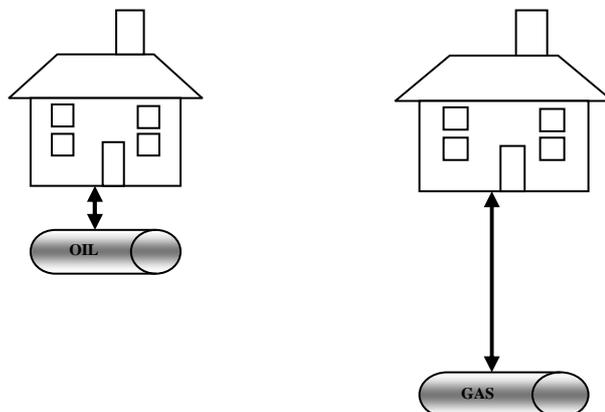
Los Códigos de tubería dan tratamiento diferente a las tuberías de petróleo y a las de gas.

Para oleoductos / líneas líquidas:

- No se considera la densidad de población en el lugar donde se ubica la tubería.
- No se especifica distanciamiento de los edificios ocupados.
- Generalmente se puede construir un oleoducto con un alto factor de diseño (factor de diseño es esfuerzo circunferencial/resistencia del material a la fluencia) de 0.72 en las localizaciones.

Para gasoductos:

- Se considera la densidad de población.
- Se especifica la distancia mínima entre la tubería y los edificios ocupados.
- El factor de diseño se reduce en áreas pobladas (0.3 en Europa, 0,4 en EEUU).



DERECHOS DE VIA PARA LOS DUCTOS

Son los acuerdos escritos o “servidumbres” entre los propietarios de terrenos y las compañías operadoras de tuberías, permiten a éstos últimos construir y mantener los derechos de vía (ROW) a través de propiedades privadas.

- El derecho de vía (ROW) varía dependiendo de las servidumbres, el sistema de tuberías, etc.
- El espacio de trabajo requerido durante la construcción inicial puede ser temporalmente más ancho.

La mayoría de las tuberías están enterradas bajo tierra en un derecho de vía.

El derecho de vía (ROW) se mantiene libre para permitir la operación segura, la inspección aérea y su mantenimiento.

Las compañías de tuberías son responsables por el mantenimiento de los derechos de vía para proteger el público y el ambiente.

El derecho de vía es usualmente de 8 a 50m de ancho incluyendo la tubería, para el caso del ducto Esmeraldas- Quito se ha establecido en 30 m. El derecho de vía permite:

- A los trabajadores el acceso para inspección, mantenimiento, pruebas o emergencias.
- Mantiene una vista clara (sin obstrucciones) para vigilancia aérea frecuente.
- Identifica un área que restringe ciertas actividades para proteger al propietario de la tierra, la comunidad, y la tubería en sí.

Clasificación por localización para ductos que transporten líquidos

Cuadro No.9

Ubicación	RELLENO	
	Excavación normal en (mm)	Excavación en roca
Industrial, comercial y áreas residenciales	914	762
Cruces de agua	1219	457
Diques de drenaje	914	914
Zona de puerto de seguridad de aguas profundas	1219	610
Golfo de México, y costa-afuera (menos de 3.7m de profundidad)	914	457
Cualquier otra área	762	457

- La tubería tiene que estar alejada al menos 12" de otras estructuras enterradas.
- Los componentes de la tubería pueden ser superficiales (ej.):
 - Áreas bajo el control directo del operador.
 - Áreas inaccesibles para el público.

Clases de Localización

Cuadro No. 10

CLASIFICACIÓN	ÁREA	Factor de diseño Esfuerzo Circunferencial/SMYS
Clase 1 (Div 1)		0,80
Clase 1 (Div 2)	0-10 edificios (rural)	0,72
Clase 2	11-45 edificios (áreas alrededor de poblaciones)	0,60
Clase 3	+46 (ej. Área sub-urbana)	0,50
Clase 4	Edificios de varios pisos	0,40

Esta clasificación por localización se origina en 1955 cuando se analizaron las fotografías aéreas de las tuberías existentes y de los edificios alrededor de éstas y se establecieron 4 clasificaciones por ubicación o localización que son muy similares a las prácticas actuales en el diseño de tuberías.

Actualmente se ha establecido 0,25 millas (0,4 Km.) como distancia más apropiada (pues no afecta la seguridad de la población ni pone en riesgo la tubería); por lo tanto, la clase de localización se define por medio de un área que se extiende 220 yardas (201m) a cada lado del eje longitudinal de cualquier tubería continua por 1 milla de longitud.

Clasificación por localización según ASME por unidades de vivienda

Clase 1: 10 o menos unidades de vivienda.

Clase 2: >10 y <46.

Clase 3: >46

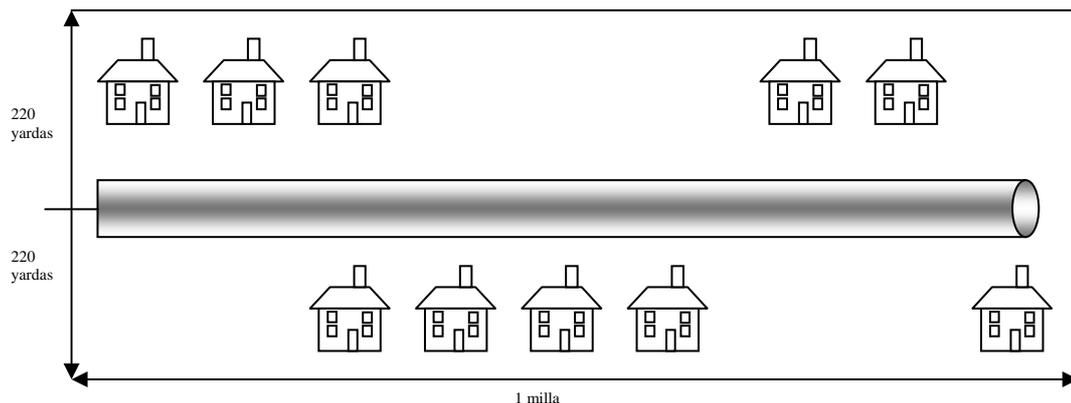


Gráfico No.17: Clasificación por localización según código ASME

Clasificación por localización durante la operación

Cuadro No. 11

CLASIFICACIÓN	No. edificaciones Construcción nueva	De –	No. edificaciones Operación	de –	Máxima Presión de Operación Permisible MAOP
Clase 1 (Div 1)			11-25		MAOP anterior pero no mayor a 80% SMYS
Clase 1 (Div 2)	0-10		11-25		MAOP anterior pero no mayor a 72% SMYS
			26-45		0.8 x Presión de prueba pero no mayor a 72% SMYS
			46-65		0.67 x Presión de prueba pero no mayor a 60% SMYS
			66+		0.67 x Presión de prueba pero no mayor a 60% SMYS
			Edificaciones de varios pisos		0.55 x Presión de prueba pero no mayor a 50% SMYS
Clase 2	11-45		45-65		MAOP anterior pero no 60% SMYS
			66+		0.67 x Presión de prueba pero no mayor a 60% SMYS
			Edificaciones de varios pisos		0.56 x Presión de prueba pero no mayor a 50% SMYS
Clase 3 & 4	46+		Edificaciones de varios pisos		0.56 x Presión de prueba pero no mayor a 50% SMYS

La clasificación por localización o ubicación nos ayuda en:

Seguridad: La intención de un código de diseño de una tubería es la seguridad.

Un esquema de clasificación por ubicación nos ayuda a diseñar una tubería más segura.

Previene daños en la tubería: Generalmente la mayor causa de fallas en las tuberías es daño a las tuberías por ej. Por parte de contratistas excavando para construir la cimentación de construcciones, o campesinos excavando zanjas de drenaje.

Estas actividades son necesarias, inevitables y regulares.

Por lo tanto, podemos lograr la seguridad en una línea de transporte de derivados de hidrocarburos de dos formas:

- Podemos asegurar que hay pocas actividades alrededor de nuestra tubería que van a dañar nuestra tubería, y van a causar su falla (disminuir la probabilidad de falla).
- Podemos asegurar que si nuestra tubería falla, hay pocas personas cerca de ésta, y por lo tanto reducir el número de accidentes fatales

Un efecto incidental de tener menos edificaciones alrededor de tuberías sometidas a altos esfuerzos es que (en caso de que falle) las consecuencias van a ser limitadas.

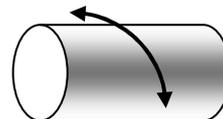
Cálculo del Esfuerzo Circunferencial de “Diseño”

El esfuerzo circunferencial se calcula por medio de:

Factor de Diseño Φ
$$\sigma_{\theta} = \frac{pD}{2t}$$

$$\text{Esfuerzo} = \sigma_h = \frac{pD_{\text{código}}}{2t_{\text{código}}} \leq \phi\sigma_y \leq \phi SMYS$$

σ = esfuerzo
 ϕ = factor de diseño
 h = circunferencial
 y = resistencia a la fluencia
 t = espesor de la pared
 D = diámetro
 p = presión



$$\text{Factor de Diseño} = \frac{\text{Esfuerzo Circunferencial}}{SMYS}$$

Usualmente los códigos usan el diámetro externo, pero pueden usar el espesor nominal de la pared o el mínimo.

El espesor mínimo es comúnmente -8% del espesor nominal para tubos soldados.

La mayoría de las tuberías alrededor del mundo tienen un factor de diseño máximo de 0.72, aunque algunas líneas operan con factores mayores.

El factor de diseño 0.72 se origina en Norte América del Estándar para Tuberías (American Pipeline Standard) ASME B31

El esfuerzo de diseño de 72% SMYS se basa además en supuestos conservadores, ej. Espesor mínimo de la pared.

El límite de 72% SMYS nace en la década de 1930 en EEUU, y se basa en las pruebas de fábrica de las tuberías.

La prueba de fábrica era normalmente 90% SMYS.

Los operadores acordaron que un factor de seguridad de 1.25 era razonable, por lo que se creó el límite de 72% SMYS, que apareció en el código ASME B31.8 en los años 60.

LA PRUEBA HIDROSTÁTICA

Para la prueba hidrostática se tiene que sellar la tubería en ambos extremos y proveer un punto de entrada de agua y varios respiraderos dependiendo de la longitud y el tamaño de la tubería.

Según se requiera, se pueden soldar lanzadores y receptores de "pigs" en los extremos de la sección de la tubería a la que se está aplicando la prueba hidrostática.

Los “pigs” pueden corroerse antes de la prueba para eliminar condensaciones de gas natural, aceite lubricante y capas de óxido.

Una vez completa la corrida de “pig” previa, se utiliza un sistema de bombeo de alto volumen (ej. bombas filtro) para llenar el tubo con agua.

Normalmente, el agua de relleno se obtiene de una vertiente de agua superficial como un río, un lago o un pozo subterráneo.

Luego de que la línea está llena, el sistema de bombeo incrementa la presión hasta el nivel deseado.

La presión se mantiene, por cierto tiempo (ej. 8 horas) para revisar la integridad de la tubería.

Es importante realizar la prueba hidrostática a la tubería para:

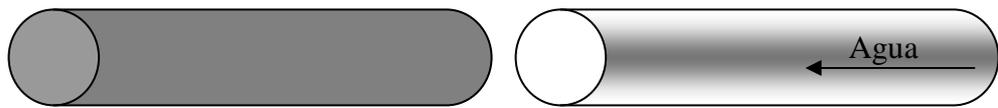
- Verificar la resistencia y capacidad de no fuga previa a la puesta en servicio,
- Establecer la existencia de un margen de seguridad contra la falla de condiciones de presión de operación (de BSI PD8010),
- Establecer la resistencia y capacidad de no fuga de una sección de prueba,
- Resistencia a la presión de una tubería con el propósito de determinar o confirmar la máxima presión de operación permisible (de AS/NSZ 2885.5).

La prueba hidrostática es:

- Una prueba de fugas, y
- Una prueba de resistencia para la tubería

PRUEBA DE RESISTENCIA

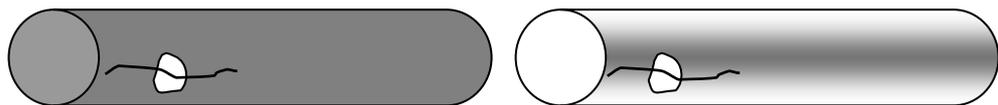
- Una tubería opera a una presión de “diseño” o una “ presión máxima permisible”
- La prueba hidrostática previa a la puesta en servicio se lleva a cabo a una presión más alta que ésta presión permisible.



Presión de diseño

Presión de la prueba

- Esta presión de prueba más alta hace fallar o encuentra los defectos en la tubería.
- Este defecto fallado no presentará problemas durante el servicio de la tubería.
- El mismo principio aplica a las pruebas hidrostáticas en servicio, la prueba encuentra los defectos que pueden fallar la tubería durante la vida en servicio posterior.



Presión de diseño

Presión de la prueba

Históricamente, las tuberías de transmisión y tuberías para sistemas a presión se han probado entre 1.1 y 1.5 veces la presión de diseño.

- El nivel mínimo debe ser $1.1 \times \text{presión de diseño} > (\text{presión de diseño} + \text{presión de sobre presiones})$
- La presión debe mantenerse por un tiempo suficiente, que permita que las temperaturas se estabilicen.
- Generalmente, la presión se ha sostenido por 24 horas:

- Para permitir la detección de fugas en tuberías largas.
- Porque durante este período se observaban las fallas.
- El concepto de una prueba de “alto nivel” o “prueba a la cedencia” (100% SMYS) se introdujo en el Reino Unido y en EEUU en 1967.
- Cuando se reconoció que hacer pruebas al 80% O 90% SMYS no revelaba (hacía fallar) los defectos que podrían causar fallas durante la operación.
- Estas pruebas de alto nivel son populares en códigos para gasoductos, por ejemplo, el IGE/TD/1 requiere que la tubería soldada longitudinalmente se pruebe a un factor de diseño de 1.05 (105% SMYS)

La máxima presión de operación (MOP) es la presión de operación más alta durante la operación normal.

La máxima presión de operación permitida es la máxima presión permitida por ASME B31.8

La presión de diseño es la máxima presión permitida por ASME B31.8 basada en materiales y ubicación.

Existe un aspecto “dañino” en la prueba hidrostática

- **Cambios de presión.-** Un defecto puede crecer durante la prueba hidrostática, ya sea en la carga o en la descarga. Consecuentemente, la línea puede fallar a una presión menor.
- **Crecimiento por el paso del tiempo.-** Una prueba podría favorecer un agrietamiento por el paso del tiempo (ej. fatiga)

Usualmente estos no son problemas graves a menos de que el tubo ya esté defectuoso.

La prueba hidrostática en servicio es un problema pues hay que sacar la tubería de servicio, se puede contaminar el agua, etc.

En promedio, una prueba hidrostática en tuberías en servicio toma cerca de 18 días, y finalmente resulta muy costosa

Si se tiene que aplicar una prueba hidrostática (ej. previa al servicio), se debe probar siempre la tubería al mayor esfuerzo posible:

- Con esfuerzo biaxial, una tubería enterrada cede a ~ 1.09 SMYS; por lo tanto, la cadencia es poco probable a 100% SMYS,
- No realice la prueba a más del 110% SMYS,
- La cedencia no daña la tubería,
- La cadencia no daña el revestimiento.

La prueba hidrostática durante el servicio no es siempre la mejor opción:

1. El agua es difícil de conseguir, cara y se contamina.
2. Puede ser mejor usar “Pigs” inteligentes.
3. La mayoría de los tubos en una línea se encuentran en buen estado, por lo que tiene sentido usar una técnica que encuentre los defectos críticos y permita repararlos en lugar de probar innecesariamente toda la tubería.

4.6.2. Operación de Ductos

Las tuberías modernas de larga distancia son operadas principalmente en forma automática computarizada desde las oficinas centrales de la empresa encargada.

La computadora controla la presión, los caudales y otros parámetros en varios puntos a lo largo de la tubería, realiza muchos otros cálculos en línea y envía órdenes al campo para controlar la operación de válvulas y bombas.

Con frecuencia se requiere la intervención manual para modificar la operación automática, como cuando diferentes lotes de

combustible se envían a tanques diferentes de almacenamiento temporal, o cuando el sistema debe apagarse o reiniciarse.

Bombas y compresores

Una bomba es un aparato que usa energía para elevar, transportar o comprimir fluidos.

Usamos bombas para ayudar a transportar nuestros líquidos a través de la tubería.

Un compresor es un aparato para incrementar la presión del gas por medio de la reducción de volumen en forma mecánica.

Usamos compresores para ayudar a transportar gases a través de la tubería.

Sistema Scada (Supervisión y control de información).- Este sistema nos permite realizar:

- Transmisión continua de información operacional de la tubería a la central de control.
- La comunicación puede ser por cable, satélite, microondas, etc.
- Permite la detección rápida de incidentes principales sin requerir inspección regular.
- Se puede usar para control remoto de válvulas, etc.

Recorrido del derecho de vía

La dependencia que dé mantenimiento a una tubería, deberá establecer y cumplir programas para vigilar, a intervalos no mayores de 30 días, las condiciones de la superficie y áreas adyacentes al derecho de vía. Lo anterior con el fin de obtener indicaciones de fugas, actividad en construcción de edificaciones u otras instalaciones; así como otros factores que puedan afectar la seguridad y la operación de la tubería.

- Los cruzamientos de carreteras y vías de ferrocarril, deberán inspeccionarse con mayor frecuencia y minuciosidad que los tramos instalados a campo traviesa.
- Los tramos de tubería instalados bajo aguas navegables, deberán inspeccionarse completa y rigurosamente por lo menos cada 5 años con el fin de conocer y registrar sus condiciones; así como programar su adecuado mantenimiento.
- Todas las tuberías de acero, deberán protegerse contra la corrosión exterior con un recubrimiento adecuado, complementado con protección catódica.
- Deberán mantenerse en buenas condiciones los señalamientos existentes y reponer los faltantes, a lo largo de todo el trazado, para identificar la localización de la tubería y reducir al mínimo las posibilidades de daño o interferencia.
- La dependencia que opere la tubería, deberá llevar un registro minucioso de cada fuga localizada, tipo de reparación efectuada, origen de la fuga, estado de la tubería y su recubrimiento en ese lugar, así como del potencial tubo-suelo de protección catódica y demás observaciones que se consideren necesarias.

Requisitos generales para efectuar reparaciones.

- La dependencia encargada de la operación de una tubería, deberá tomar inmediatamente las medidas necesarias para proteger al público, siempre que se encuentre una fuga, imperfección o daño en la misma, mientras se repara definitivamente.
- No se deberán usar parches soldados como medio de reparación.

Reparaciones permanentes de la tubería

- Los daños o imperfecciones que afecten las condiciones de servicio de una tubería, deberán ser reparados inmediatamente. Cuando dicha tubería opere a una presión que produzca un esfuerzo tangencial de 40% o más de la resistencia mínima especificada a la cedencia, se le deberá dar un trato preferente.
- Para la reparación permanente de una tubería que presenta fuga, si es posible ponerla fuera de operación, la reparación se efectuará cortando una porción cilíndrica de tubo y reemplazándola con tubo de similar o mayor espesor y resistencia mecánica, de acuerdo con el diseño original.
- Si la tubería no es puesta fuera de operación durante la reparación, deberá reducirse la presión de operación a un nivel seguro, que produzca como máximo un esfuerzo del 20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia.
- Si no es posible poner fuera de servicio la tubería, deberá soldarse un aditamento de diseño y material adecuado con las dimensiones necesarias alrededor de todo el tubo, cubriendo el daño o imperfección.
- Si una soldadura no es aceptable, deberá eliminarse o repararse de acuerdo con lo especificado en el API 1104, considerando entre otros los siguientes puntos:
- La soldadura deberá ser eliminada cuando tenga una grieta de cualquier longitud o dirección.
- Cuando una soldadura pueda ser reparada, el defecto deberá removerse hasta que quede el metal limpio y el segmento por reparar deberá precalentarse.
- La soldadura reparada deberá inspeccionarse para verificar su aceptabilidad; en caso contrario deberá eliminarse.

- De no ser posible poner la tubería fuera de operación, la reparación se deberá efectuar también de acuerdo con el párrafo anterior, siempre que:
- No exista fuga por la soldadura.
- La presión de operación sea reducida a un valor que produzca un esfuerzo inferior o igual al 20% de la resistencia especificada a la cedencia.
- Esmerilando el área defectuosa, se pueda asegurar que por lo menos queda en el tubo soldadura sana con espesor de 3.17 mm ($\frac{1}{8}$ pulgada).
- Una soldadura defectuosa que no pueda ser reparada en las formas citadas anteriormente, deberá repararse soldando un aditamento completo de material y dimensiones adecuadas.
- Si la fuga es debida a corrosión localizada en un punto, se puede reparar la fuga con una abrazadera diseñada especialmente para este caso, soldándola después de controlar la fuga. Si la fuga se debe a corrosión localizada en un punto en una tubería de 2.815 Kg. /cm. (40000 lb. /pulg²) o menos de resistencia mínima especificada a la cedencia, la reparación podrá efectuarse soldando sobre el área afectada una placa de acero, con esquinas redondeadas del mismo espesor que el del tubo y de un tamaño no mayor que la mitad del diámetro del tubo.

Prueba de las reparaciones efectuadas a las tuberías

- Si el tramo de tubería se reparó cortando y sustituyendo la porción dañada con un tramo de tubería, el tubo reemplazado debe ser probado en igual forma que un tubo nuevo instalado en esa localización.
- La prueba citada en el párrafo anterior podrá efectuarse al tramo de tubo antes de instalarse, pero todas las soldaduras

circunferenciales a tope efectuadas en el campo que no hayan sido probadas, deberán aprobarse por algún método no destructivo.

- Las reparaciones efectuadas con soldadura, deberán examinarse por métodos no destructivos.

Pruebas requeridas para reiniciar el servicio

Toda línea de conducción que haya sido aislada totalmente deberá probarse siguiendo los mismos procedimientos que establece esta Norma.

Precauciones para poner fuera de servicio temporal o permanente una tubería

Para poner definitivamente fuera de servicio una tubería deberán tomarse las siguientes precauciones:

- Despresurizarla, posteriormente desconectarla de cualquier posible suministro y finalmente purgarla o drenarla

Dispositivos de seguridad

- Los períodos de inspección para los dispositivos de alivio de presión y la reglamentación para la instalación de válvulas de bloqueo para dichos dispositivos, deberán estar de acuerdo con lo establecido en la norma ASME B31G.
- Exceptuando los discos de ruptura, siempre que sea posible deberán probarse periódicamente todos los dispositivos de seguridad para verificar su correcto funcionamiento.
- Cualquier equipo defectuoso localizado, deberá repararse o remplazarse a la brevedad posible

Mantenimiento de válvulas de bloqueo

- Todas las válvulas del sistema de tubería que puedan requerirse durante una emergencia o para la operación segura de los sistemas, deberán ser revisadas y parcialmente operadas a intervalos que no excedan de un año.
- Todos los programas, registros, reportes, etc., sobre la construcción, operación y mantenimiento de la tubería, deberán estar de acuerdo con la Norma de Nomenclatura y Simbología establecido en la empresa.

Requisitos Mínimos para Inspección de ductos

Objetivo

La finalidad de la inspección de las tuberías de transporte, es comprobar periódicamente que operan con seguridad, de acuerdo con los estándares y ordenamientos estipulados en las normas.

- Los resultados obtenidos en la inspección deberán reportarse a todas las dependencias involucradas, las cuales corregirán las anomalías existentes para asegurar la operación de los sistemas o tuberías de transporte.

Programas de inspección

Las dependencias relacionadas con la operación o el mantenimiento de los sistemas o tuberías de transporte, deberán establecer y vigilar que se cumplan. Los programas de inspección deben cumplir los aspectos siguientes:

Protección catódica:

- Mediciones de potencial tubo-suelo cada tres meses para comprobar el estado del recubrimiento. Con estos datos deberá elaborarse el perfil correspondiente.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los rectificadores y camas de ánodos cada tres meses.
- Cuando se detecten anomalías en la protección catódica, deberá hacerse un muestreo en las partes más críticas del sistema de tubería, con el fin de determinar el estado del recubrimiento.
- Comprobación del buen estado de las juntas de aislamiento en los lugares requeridos.
- Dispositivos de seguridad.
- Vigilancia de los sistemas y dispositivos de seguridad para asegurar su funcionamiento eficiente.
- Mantenimiento y calibración de las válvulas de alivio, de acuerdo con las normas establecidas para el efecto.
- Revisión de los sistemas y equipo contra-incendio en terminales, estaciones de compresión y bombeo, etc., para asegurar su correcto funcionamiento en caso de incendio o emergencia.

Calibración de espesores.

- Determinación de espesores de la tubería en lugares accesibles, como lo son entradas y salidas de estaciones de compresión o bombeo, válvulas, pasos aéreos, etc., con el fin de controlar el desgaste por corrosión.

- Estas mediciones deberán efectuarse cada año en principio. Después de que se tengan suficientes datos para estimar las velocidades de desgaste, se establecerá el programa de calibración.

Equipo y conexiones.

- Revisión del equipo instalado en terminales, estaciones, etc. con el propósito de localizar y reportar fallas o anomalías. Tal equipo lo constituyen: bombas, compresores, recipientes, trampas de diablos, instrumentos, etc.
- Revisión de válvulas, bridas, injertos y demás conexiones o accesorios. Deberá comprobarse que la niplería cumple con lo establecido en las normas.

Inhibidores de corrosión.

- Comprobación de que el inhibidor de corrosión usado sea adecuado y se dosifique correctamente.
- Comprobación de la efectividad del inhibidor de corrosión mediante probetas, cupones, etc.

Sistemas de Información

- Comprobación de la existencia y eficacia de sistemas de telecomunicación, necesarios en casos de incendio o emergencia.
- Instalación del SISTEMA SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)
- Transmisión continua de información operacional de la tubería a las instalaciones de control central.

- La comunicación puede ser cableado, vía satélite, o vía microondas, etc.,
- Permite la detección rápida de accidentes principales sin requerir inspección regular,
- Dirigido a válvula de control remoto, etc.
- A través del uso del equipo SCADA, el control del producto monitorea volúmenes, presiones y temperaturas, así como el estado operacional de las instalaciones de tuberías.
- Usando microondas, teléfono o satélites de comunicación, SCADA proporciona al operador de control de producto la información sobre volumen que está fluyendo en el sistema, el volumen de producto entregado a los clientes, además le proporciona la habilidad de identificar rápidamente y reaccionar ante las fallas en el funcionamiento de los equipos.
- El equipo SCADA también proporciona al Control de Producto la capacidad de prender o apagar en forma remota ciertos compresores/bombas, y de esta forma cambiar los volúmenes de flujo para manejar cambios en la demanda de volúmenes de flujo de gas/petróleo de los clientes.

Simulacros contra-incendio.

- Control del cumplimiento del programa de simulacros contra-incendio.
- Equipo de protección personal y primeros auxilios.
- Revisión del equipo de protección personal y de primeros auxilios, requerido según el Análisis de Riesgos, para asegurar su buen estado.

NECESIDADES

- Con el fin de tener bases suficientes para efectuar la inspección de un tramo o sistema de tubería se deberá disponer de la información siguiente:
- Características de la tubería: servicio, diámetro, longitud, condiciones de operación, especificaciones del material, etc.
- Planos topográficos que indiquen trazo, kilometraje, estaciones, válvulas, cruzamientos, injertos, etc.
- Datos acerca del recubrimiento exterior aplicado.
- Diseño de la protección catódica aplicada y registro de las Mediciones.
- Historiograma de fugas, registro de accidentes y de reparaciones en el tiempo de operación del sistema.
- Datos sobre otras tuberías o estructuras metálicas próximas que crucen, sigan trayectorias paralelas o se deriven del sistema de tubería que se inspeccionará.
- Reportes de calibración, reparación, fallas, accidentes, simulacros y actividades de seguridad.
- Reportes de inspecciones anteriores y solicitudes de trabajo para corregir anomalías.

Talento humano

- La dependencia encargada de la inspección de un sistema de tubería, deberá contar con un programa que le permita evaluar las necesidades, con el fin de solicitar el talento humano requerido y materiales adecuados para lograr su objetivo.

CAPITULO V

INGENIERIA DE CORROSION

6.1 Introducción

El estudio de la corrosión se concentra en el análisis del deterioro de los materiales causado por el medio al que se encuentran expuestos. La mayoría de los metales en contacto con un medio ambiente forman un sistema termodinámicamente inestable.

Exceptuando pocos metales llamados nobles (oro, platino, etc.) todos los demás metales, bajo ciertas condiciones de servicio, tienen la tendencia a corroerse.

La corrosión de un metal es generalmente una reacción electroquímica que involucra la disolución de un metal en forma de iones hacia áreas anódicas y la generación de hidrógeno del electrolito hacia áreas anódicas.

La disciplina que se encarga del estudio de los materiales y su comportamiento con el medio ambiente, a fin de diseñar el control de la corrosión se denomina Ingeniería de Corrosión. El deterioro de las tuberías por esta causa, provoca importantes pérdidas materiales derivadas de la reposición parcial o integral de las tuberías o retrasos en la producción por reparaciones.

Las medidas preventivas para controlar y mitigar los efectos de este tipo de deterioro consisten, fundamentalmente, en:

- Sistemas a base de Protección Catódica: Es el método más eficaz para controlar la corrosión en estructuras metálicas enterradas o sumergidas en un electrolito, pueden a base de corriente impresa y por ánodos de sacrificio

- Sistemas protectores con recubrimientos anticorrosivos: Forman una barrera física entre el ambiente corrosivo y la estructura a proteger.
- Inhibidores de corrosión: Son sustancias que, adicionadas en pequeñas concentraciones al medio corrosivo, disminuyen eficazmente la velocidad de este deterioro.



Corrosión exterior tipo picaduras en tubería enterrada del Terminal Beaterio (Petrocomercial)

6.2 Importancia de la corrosión

Países industrializados han efectuado estudios encaminados a evaluar los costos que causan los daños por corrosión, llegando a establecer que tales costos representan cada año entre el 1.5 y 4.2% del PIB de una nación. Considerando que los países industrializados cuentan con programas agresivos para atacar la corrosión, ellos tendrían que aportar

el 1.5% del PIB para reponer los daños causados por la corrosión. En países en vías de desarrollo, esta cifra será mucho más alta y probablemente estará muy cercana al 4.2% del PIB; en Colombia en el año 2001, los costos por corrosión ascendieron a la suma de 120 millones de dólares.

Estos datos son reveladores y determinan claramente la importancia de trabajar en la solución de los problemas de corrosión.

6.3 Protección Catódica

Introducción

La protección catódica es un sistema de protección de la corrosión que está enfocado a controlar el paso de la corriente en un material metálico.

La protección catódica puede ser aplicada mediante ánodos de sacrificio y por corriente impresa.

A menos que la corrosión se controle o mitigue, todos los aceros, si están enterrados en el suelo, se van a corroer:

La corrosión generalmente es un proceso electroquímico:

- Una corriente deja una estructura en el sitio del ánodo,
- Pasa a través de un electrolito y
- Vuelve a entrar en la estructura en el sitio del cátodo.

Por lo tanto si la superficie de un objeto de metal se puede convertir en el cátodo a lo largo de toda su superficie, la corrosión puede ser prevenida en toda su estructura metálica.

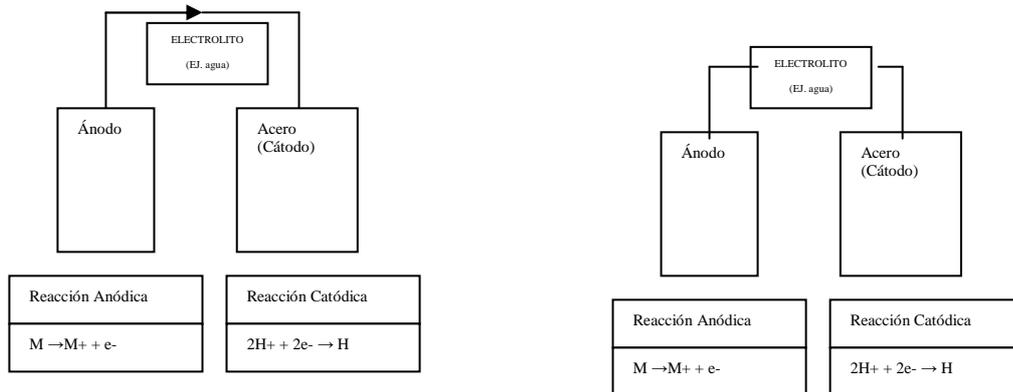


Gráfico No. 18: Fundamentos de Protección Catódica

La corrosión es un fenómeno de corriente directa (DC) relacionado con la cantidad de energía almacenada en el metal.

Una vez que el metal se encuentra en contacto con el electrolito, suelo o agua, empieza a liberar energía de regreso a la tierra e intenta volver a óxido de hierro (su estado natural).

Para evitar que la energía acumulada durante el proceso de fabricación (metal) regrese al suelo, otra forma de energía debe aplicarse a esas superficies enterradas que sea igual o mayor que la energía que está tratando de ser liberada.

Esta es la función de los sistemas de protección catódica; **el sustituir un metal sacrificable para que se corra en lugar de la estructura.**

Esto mantiene el nivel de energía de la estructura.

Para asegurar el funcionamiento de un sistema de Protección Catódica de una estructura de acero, es necesario llevar el acero a cierto potencial negativo con relación al ambiente en el cual está inmerso o enterrado.

Para el caso de los aceros al carbono utilizados en la construcción de ductos, se acepta una medida de -0.850 voltios en relación a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.

A medida que se aplica la corriente de protección catódica, el potencial de la tubería se vuelve más negativo y la velocidad de corrosión se hace más lenta.

Cuando se aplica suficiente corriente de protección y se alcanza el criterio especificado, la corrosión se detiene.

La corriente excesiva es desperdicio de energía y causa sobreprotección. La sobreprotección puede causar desprendimiento de revestimientos y fragilidad de aceros de alta resistencia.

Evaluación de la agresividad del terreno

- Criterios para la selección del sistema de corriente directa de Protección Catódica.

Un buen sistema de protección catódica se fundamenta generalmente en los siguientes pasos:

- Evaluar la agresividad del terreno a partir de datos de resistividad, nivel de agua en el medio, PH, potencial requerido para protección, contenido de contaminantes del terreno especialmente cloruros y sulfatos solubles. Estos parámetros permitirán definir los criterios de protección requeridos.
- Agregar en lo posible a la estructura metálica, un recubrimiento para aislarlo lo más eficientemente posible del medio ambiente. El uso de recubrimientos hace disminuir los requerimientos de corriente y hace eficiente desde el punto de vista económico, el sistema de protección catódica.

- A partir de las limitaciones que presente el terreno y de las ventajas que puede ofrecer un recubrimiento, se puede seleccionar un sistema de protección catódica utilizando un sistema galvánico (ánodos de sacrificio) o un sistema impreso (corriente impresa). Cualquiera de estos métodos sirve para modificar la corriente a la estructura metálica, disminuir su potencial y terminar de protegerla.

6.4 Recubrimientos

- Introducción

Los recubrimientos constituyen el primer elemento de defensa en un programa de control de corrosión. Estos son usados a fin de prolongar la vida útil de las estructuras de las superficies metálicas, protegiendo de la agresividad del medio circundante.



Gráfico No.19: Aplicación de revestimiento tipo cinta en tubería enterrada de Petrocomercial

- Justificación de los recubrimientos

Un revestimiento aplicado de manera adecuada permitirá reducir costos en el control de la corrosión. Un programa de control de corrosión que combine adecuadamente la protección catódica con el revestimiento resulta razonable desde el punto de vista técnico y económico.

- Función

La función principal de los recubrimientos radica en separar dos materiales altamente reactivos, una imperfección en esa delgada barrera, es con seguridad un foco de corrosión.

- Normas de preparación de superficies

Los ductos de acero al carbono, son preparados eficazmente mediante el chorro abrasivo, logrando eliminar las impurezas, herrumbre y otros depósitos. Las normas vigentes en los Estados Unidos y aplicadas en el Ecuador son:

SP-1: Limpieza con solvente

SP-2: Limpieza mediante utensilios manuales

SP-3: Limpieza con utensilios motorizados

SP-5: Terminado abrasivo de metal blanco

SP-6: Terminado comercial por abrasión

SP-7: Terminado abrasivo por cepillado

SP-10: Terminado metálico casi blanco, limpieza con utensilios motorizados.

- Normas para evaluación de adherencia

La evaluación de la adherencia del revestimiento se la puede realizar siguiendo las siguientes categorías:

Ensayos por tensión

Pruebas de pelado

Pruebas de corte

Las normas más usadas son: ASTM 4541 "Estándar Test Method for Pull-Of Strength on coatings, Using portable adhesion Testers",

describe los métodos de adherencia por tensión más usados; ASTM C633, "Test meted for adhesive/ cohesive strength of coating, using portable adhesión tester" describe los métodos de prueba de adherencia por tensión usados en recubrimientos aplicados con spray térmico.

- Tipos de revestimientos de ductos

De acuerdo al material con el que son elaborados, se tiene los siguientes tipos de revestimientos;

1. Esmaltes bituminosos, elaborados a partir del asfalto de alquitrán.
2. Poliolfino de extracción, elaborados a base de resina de polietileno
3. Mangas termo-contráiles a base de polietileno y son usadas para cubrir las uniones soldadas.
4. Resinas termoestables de polvo epóxico
5. Sistemas de cinta aplicada en obra
6. Revestimiento de resina líquida en dos componentes

- Reparación y rehabilitación de revestimientos

Con el transcurrir del tiempo, aún los revestimientos de mejor desempeño sufren daños, los mismos que deben ser reparados adecuadamente a fin de evitar que se formen celdas de corrosión afectando la integridad de tubería.

El cambio del revestimiento es la opción tomada en la mayoría de los casos.



Gráfico No. 20: Revestimiento deteriorado en una tubería enterrada de Petrocomercial

- Inspección de recubrimiento de tuberías enterradas (DCVG) y(CIS)

6.5 Inhibidores de corrosión

Un inhibidor se define como aquel producto químico que, agregado en pequeñas cantidades a un fluido circulante, contribuye a evitar o a disminuir las pérdidas de metal en la tubería que lo contiene y con su uso, se puede minimizar fallas en equipos, asociadas a problemas de corrosión.

Los inhibidores se clasifican, de acuerdo a la naturaleza química y su efecto en la cinética de la corrosión, en:

- Formadores de película: anódicos, catódicos y mixtos
- Modificadores del medio: neutralizantes y secuestradores de oxígeno.
- Misceláneos: Combinados, anti-incrustantes, formadores de óxidos estables.

6.5.1 Formadores de películas

El proceso de formación de película, se fundamenta en la adsorción de partículas en el sustrato metálico. La existencia de esta película en la interfase metal/electrolito, involucra una carga en la superficie metálica.

6.5.2 Modificadores del medio

Alteran el pH del agente corrosivo, reduciendo su agresividad al cambiar la acidez o alcalinidad del mismo, reduciendo la interacción metal/fluido y fundamentalmente, disminuyendo la concentración de oxígeno disuelto.

6.5.3 Misceláneos

Estos inhibidores se caracterizan por presentar, a parte de su efecto inhibidor propiedades biocidas y anti-incrustantes, forman productos estables que protegen la superficie metálica

6.6 Monitoreo de corrosión

Las velocidades de corrosión interior pueden ser medidas por dos métodos: cupones de corrosión o probetas de corrosión

6.6.1 Cupones de corrosión

El método de pérdida de peso utilizando cupones de corrosión, es el más antiguo y se usa para medir velocidades de corrosión indirecta utilizando láminas de metal de las mismas características del diseño de las tuberías. Los cupones sirven también para evaluar los cordones de soldadura y el ensuciamiento del sistema.

La especificación ASTM G-1, anexo C31, tiene el procedimiento apropiado para obtener la preparación adecuada de las superficies de los cupones.

Las dos caras superficiales del cupón de corrosión deben estar previamente preparadas con la especificación SSPC-SP-10 (Metal blanco).

Luego de realizar la limpieza química de los cupones se procede a realizar el pesaje de los mismos. La balanza química debe tener una aproximación de cuatro (4) cifras decimales. Se procesan los datos, para efectuar los cálculos de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Vel. Corrosión} = \frac{22300 * (W1-W2)}{(Mpy) \quad D * A * T}$$

W1 = Peso inicial en gramos

W2 = Peso final en gramos

D = densidad del metal (grs. /cm³)

A = Área del cupón (pulg. Cuadrada)

T = Tiempo en días

Nota: Sustituyendo el valor 22300 por 566 se obtiene mm⁷año.

6.6.2 Probetas de corrosión

El uso de probetas de corrosión permite obtener una respuesta más rápida y se obtienen velocidades de corrosión en 5 minutos

Básicamente existen dos técnicas: Resistencia a la polarización lineal (fluidos conductores = agua) y Resistencia eléctrica (fluidos no conductores = crudo). Existen probetas de hidrogeno para medir la penetración del hidrógeno atómico a través de un material.

Las probetas son instaladas en sitios estratégicos en donde se recoja la información más representativa. Los puntos bajos y sitios de cambio de dirección del flujo son los más indicados. Los estándares utilizados son el ASTM G-96 para el monitoreo en línea y el ASTM G-102 para efectuar los cálculos de velocidades de corrosión

La rata de corrosión para la técnica de resistencia eléctrica, es calculada de acuerdo con la secuencia de lecturas de la resistencia al paso eléctrico. La formula para efectuar los cálculos es la siguiente:

$$\text{Vel. Corrosión} = \frac{0,3650 * (R_f - R_i) * \text{Span}}{T} \text{ (Mpy)}$$

Rf = Lectura final dada por el equipo

Ri = Lectura inicial dada por el equipo

Span = Constante de la probeta

T = Tiempo en días

Nota: Sustituya el valor de 0.3650 por 0.00927 para obtener mm/año

Las probetas de polarización lineal se componen de dos o tres electrodos; el uno es de trabajo y el otro es de referencia. La técnica de polarización lineal tiene equipos para la toma de datos en campo y entrega lecturas directas.

6.7 Monitoreo en Línea

Las probetas de corrosión pueden entregar las señales a un sistema experto, el cual puede llevar los reportes directamente a la sala de control sea por vía satélite, teléfono o fibra óptica.

Las señales eléctricas recibidas son pasadas a electrónicas a través de equipos interfase que se instalan cerca de la tubería. Estas se conectan por un cable coaxial especial y llevan las señales a un sistema computarizado que a través de un software permite hacer un diagnóstico de las velocidades de corrosión.

6.7.1 Inspección directa interior

La valoración o inspección directa interior es una metodología que permite conocer el estado de las tuberías de ductos a partir de la información que entregan diferentes tecnologías. Podemos hacer con herramientas inteligentes, las cuales han tenido una importante evolución en la medida en que ha evolucionado el computador. Podemos detectar con precisión los defectos presentados a lo largo de toda la tubería, así podemos disponer de la información real de defectos en la superficie interior y en la cara externa.

➤ Herramientas inteligentes

El marrano inteligente es una herramienta que proporciona un panorama de la pérdida de metal y otras anomalías en todo el recorrido de la tubería. Las características de pérdida de metal son procesadas y analizadas en detalle en un post proceso efectuado con la ayuda del software.

Para la evaluación directa interior existe herramientas con tecnología de flujo magnético y de ultrasonido, estos equipos son operados por empresas especializadas, son las empresas que han desarrollado la tecnología, generalmente presentan el servicio de inspección, pero en ningún caso venden la herramienta.

➤ Herramientas de Flujo Magnético

Flujo magnético, llamado también Magescan, MFL o de alta resolución. Estas herramientas que utilizan flujo magnético generalmente presentan dos sectores de anillos con sensores. La figura muestra un esquema del Magescan. En la parte delantera, contiene dos ruedas cada una con imanes calibrados para desarrollar un campo magnético y en el centro de las dos ruedas se instalan los sensores que detectan las pérdidas de magnetismo producidas en la superficie externa.

Este sector es el encargado de detectar defectos externos en la tubería. En el centro de la herramienta, se encuentran otras dos ruedas con imanes calibrados para generar un campo magnético en el interior de la tubería. También existe en el centro una cantidad importante de sensores que permiten detectar los defectos internos en la tubería.

En la parte posterior del equipo existe una herramienta de posicionamiento con GPS sub-métrico con la cual se puede referenciar el paso de la herramienta. Complementariamente, externamente se deben instalar marcadores que permiten referenciar los defectos.

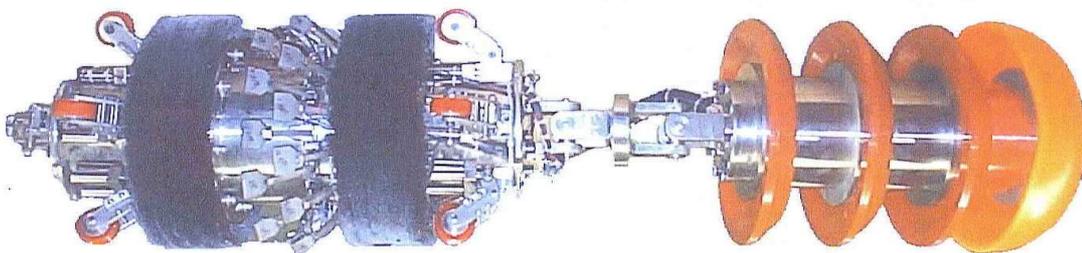


Gráfico No. 21: Herramienta de Inspección con tecnología de flujo magnético

Modelo de reporte de inspección de ductos con tecnología de flujo magnética

Joint No.	Pipe (In)	Feet	Length (In)	Classification	Defects Encountered	Check 17 Monitor	Check 27 Monitor	Date - 17 CIP in (CTI Monitor)	Date - 27 CIP in (CTI Monitor)	Comments
1	88.0	5.3	5.26	07		00	00	7641.95		Foot traveling too slow
2	5.3	5.2	5.20	07		00	00	7638.69		
3	48.8	10.3	9.30	07		00	00	7635.10		Foot traveling too slow
4	109.2	11.2	5.04	07		00	00	7631.72		
5	11.2	73.3	57.30	07		00	00	7630.70		Foot traveling too slow
6	20.3	44.2	55.64	0		00	00	7613.40		
7	44.2	61.3	17.06	0		00	00	7597.75		
8	61.3	73.3	17.09	0		00	00	7590.69		
9	73.3	93.4	5.30	0		00	00	7563.62		
10	93.4	107.3	2.66	0		00	00	7558.32		
11	107.3	109.4	17.03	0		00	00	7555.64		
12	109.4	108.7	5.31	0		00	00	7538.59		
13	108.7	113.6	6.99	0		00	00	7533.28		
14	113.6	131.4	13.81	08		00	00	7524.31		
15	131.4	148.4	17.00	0		00	00	7510.30		
16	148.4	165.6	17.14	0		00	00	7493.50		
17	165.6	182.6	17.00	0		00	00	7476.37		
18	182.6	199.8	17.18	0		00	00	7459.37		
19	199.8	216.8	17.00	0		00	00	7442.18		
20	216.8	233.9	17.14	0		00	00	7425.18		
21	233.9	251.0	17.14	0		00	00	7408.04		
22	251.0	268.2	17.14	0		00	00	7391.90		
23	268.2	285.2	17.03	0		00	00	7374.77		
24	285.2	301.9	16.73	0		00	00	7358.74		
25	301.9	318.6	16.70	0		00	00	7343.01		
26	318.6	335.7	17.04	0		00	00	7327.21		
27	335.7	352.8	17.14	0		00	00	7310.28		
28	352.8	368.9	16.13	0		00	00	7292.14		
29	368.9	385.0	17.07	0		00	00	7273.01		
30	385.0	401.1	17.14	0		00	00	7253.94		
31	401.1	400.3	17.12	0		00	00	7238.80		

Cuadro No. 12: Modelo de reporte de inspección con tecnología de flujo Magnético

Fuente: In-Line Inspection Services

- **Herramientas Ultrasonicas**

Los pigs inteligentes que utilizan ultrasonido, contienen un solo sector palpadores emisor-receptor de baja frecuencia. Estos sensores ayudan a detectar el perfil de defectos en todo el espesor de la tubería. Esta tecnología es de alta resolución. La forma de reportar los defectos es similar a la utilizada en las herramientas Magescan (flujo magnético).

- **Inspección NO Pig**

Este método de inspección de tuberías enterradas se utiliza en donde no se puede lanzar marranos inteligentes. Trabaja con ultrasonido de alta y baja frecuencia. Se requiere hacer dos excavaciones a 500

metros, en donde se instalan dos equipos transductores no estándar de frecuencia. Esta tecnología usa el efecto de piel, basada en un flujo de corriente de alta y baja frecuencia que se hace pasar a través del espesor de la pared.

Un sistema inteligente es llevado al campo para recibir las señales de ultrasonido que son tomadas por un equipo portátil que contiene un sistema GPS sub-métrico.

Un reporte diario que contiene los defectos encontrados se entrega conforme el avance de la inspección. Se puede inspeccionar hasta 3 Km. por día, dependiendo principalmente del estado del derecho de vía.

Una comparación con el estándar ANSI B. 31G es entregado a fin de definir el reporte de reparaciones.

- **Inspección Robótica**

Se encuentra en proceso de desarrollo una herramienta robótica equipada con tecnología ultrasónica y equipada con sistema de video cámara y software de interpretación de imágenes

6.7.2 Inspección directa exterior

La inspección directa exterior se la puede realizar mediante técnicas de ensayos no-destructivos como: medición de espesores mediante ultrasonido, radiografía industrial, tintas penetrantes, partículas magnéticas, complementada con la inspección visual.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

A fin de conseguir el objetivo principal del presente trabajo se tuvo necesario recopilar y organizar toda la información disponible respecto a los derrames producidos en el ducto Esmeraldas-Quito, identificando causas, analizando la aplicación de las normas y recopilando la información existente para la administración de ductos, haciendo énfasis en los requerimientos mínimos exigidos en otras operadoras, públicas o privadas. Por lo anotado anteriormente se concluye que el presente trabajo servirá como instructivo o guía para la administración de la red de ductos a cargo de PETROCOMERCIAL, principalmente del poliducto Esmeraldas-Quito, que de acuerdo a nuestro criterio es el que mayor nivel de riesgo presenta.

Es importante señalar que los Sistemas de Gestión Integrados, fundamentados en normas internacionales universalmente reconocidas y aceptadas, proporcionan una verdadera posibilidad de instrumentar un excelente control de todas esas actividades e inclusive la posibilidad de ejecutar las correcciones necesarias, para encauzar cualquier desviación que pudiera ocurrir. La transformación hacia una cultura organizacional eminentemente predictiva y preventiva si es posible y los Sistemas de Gestión integrada son el factor clave del éxito.

La ejecución de cualquier proyecto debe ser con apego a la normatividad de calidad, seguridad, salud y ambiente aplicable desde las etapas de diseño, construcción, mantenimiento y administración.

El Sistema de Administración de la Integridad mecánica del ducto Esmeraldas-Quito, que debe ser levantado en base a la información y esquema planteado, se convertirá en la línea base para que PETROCOMERCIAL inicie la implementación el sistema en todas sus instalaciones, a fin de operar con seguridad sus instalaciones y minimizar la ocurrencia de derrames de hidrocarburos.

Del análisis realizado a la información de campo y comparando con los estándares internacionales utilizados en la industria petrolera mundial, adicionalmente se concluye que:

- El deterioro progresivo del ducto, de acuerdo al cuadro No. 2, se debe principalmente al proceso de corrosión interior desarrollado debido principalmente a las características físico-químicas de los combustibles, que se transportan, que no son corregidas oportunamente en la fuente (Refinería Esmeraldas y Estación Cabecera del ducto). El inadecuado proceso de limpieza de este ducto contribuye al deterioro descrito.
- La tasa de roturas por corrosión es muy elevada en comparación con la tasa que existe en otros países con actividad petrolera, conforme se observa en el gráfico No. 3; es 486% mas elevada que en los EE. UU. y 425% mas elevada que los países de Europa Occidental. Este es un indicador, de que si se puede mejorar la gestión del ducto en estudio, si se aplica los estándares de seguridad utilizados en la industria petrolera mundial.
- La norma API 1160, de reciente publicación, está encaminada a guiar e implementar un sistema de administración de la integridad mecánica de la tubería (ducto); esta norma aún **No es aplicada**, ni difundida en Petrocomercial.

- El número de las perforaciones clandestinas se sigue incrementando a pesar de contar con el patrullaje permanente de miembros del Cuerpo de Ingenieros del Ejército.
- No existen estudios actualizados sobre las condiciones mínimas de seguridad que debe tener el ducto materia de estudio.
- La estructura orgánica de la empresa, de tipo funcional, en muchos casos no permite la aplicación coordinada de políticas de prevención, mantenimiento predictivo y preventivo e incluso correctivo oportuno.
- Los cambios de tubería realizados hasta el momento, se han ejecutado antes de que el ducto cumpla el período de vida útil, generalmente aceptado en la industria petrolera mundial.
- La responsabilidad de la administración de la integridad mecánica del ducto se encuentra dispersa en diferentes departamentos.
- Finalmente se puede concluir que el ducto materia de análisis es administrado, priorizando los requerimientos de abastecimiento, sin considerar las herramientas de gestión moderna que permitan minimizar los riesgos, que en su gran mayoría causan desastres con altos costos para la institución.

6.2 Recomendaciones

En base a las conclusiones descritas se considera conveniente emitir las siguientes recomendaciones;

- Mejorar la gestión de la integridad del ducto, mediante la aplicación de herramientas modernas de administración gerencial como administración de procesos, gestión del riesgo, gestión del medio ambiente, incluyendo la implementación de un software de administración de la integridad del ducto.
- Conformar inicialmente un Equipo Asesor de la Gerencia, conformado por Inspección Técnica, Superintendentes de

poliductos, Seguridad Industrial, Mantenimiento de Línea, Operaciones y Programación.

- Que las Autoridades del sistema Petroecuador considere la necesidad de estructurar la Unidad de Gestión de la Integridad de ductos, como una Unidad que trabaje corporativamente para todas las Filiales que tienen a cargo la administración de los ductos.
- Proponer que PETROCOMERCIAL replantee la estructura de Inspección Técnica dando paso a la creación de la Unidad de Inspección Técnica e Integridad de ductos, considerando su afinidad, ésta Unidad será responsable de la implementación de las medidas necesarias para reducir riesgos en la operación y mantenimiento de los ductos; la Unidad propuesta deberá contar con al menos los siguientes profesionales:

- Ingeniero en Petróleos, Administración y/o Gestión de Procesos
- Ingeniero Mecánico
- Ingeniero Químico
- 3 Especialistas en Técnicas de Control de Corrosión
- 3 Especialistas en Ensayos No Destructivos

La Unidad de Inspección Técnica e Integridad de ductos, a nuestro criterio, debe depender de la Gerencia de Petrocomercial, como un ente asesor en la administración de ductos, como ejecutor de técnicas en el control de la corrosión, con énfasis en el análisis de riesgo.

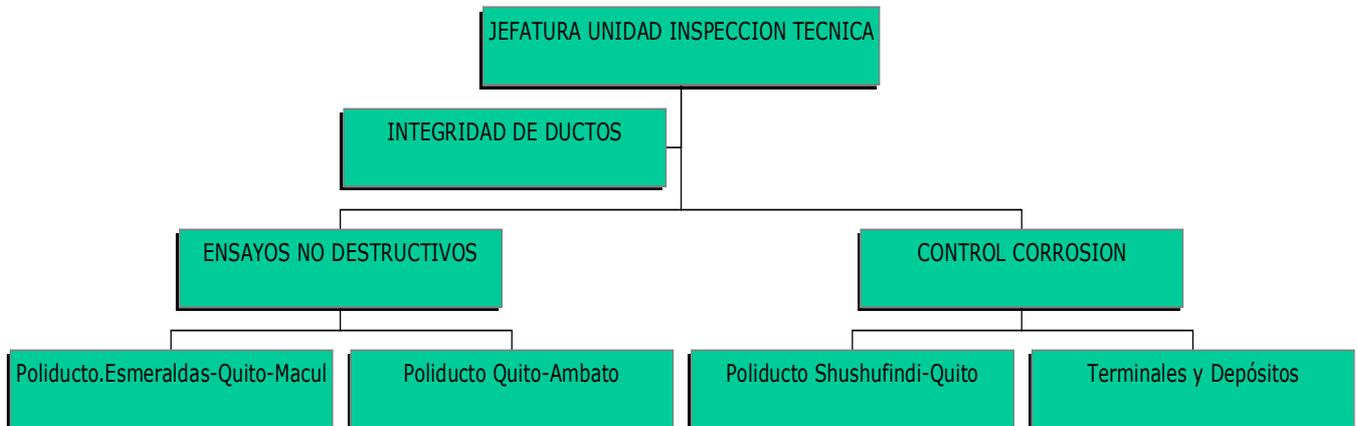
PROPUESTA DE MEJORA

DENOMINACION: UNIDAD DE INSPECCION TECNICA E INTEGRIDAD DE DUCTOS

RELACION DE DEPENDENCIA: GERENCIA DE PETROCOMERCIAL

AREAS DEPENDIENTES: Administración de la Integridad, Control de Corrosión y Ensayos No destructivos.

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE LA UNIDAD DE INSPECCION TECNICA E INTEGRIDAD DE DUCTOS (PROPUESTA)



COSTO DE LA PROPUESTAS:

Para el análisis de costos de la propuesta se ha tomado en cuenta Las siguientes consideraciones:

- Tabla de salarios vigente en Petrocomercial
- Plan de Carrera Institucional
- Otros beneficios que constan en el Contrato Colectivo
- Adicionalmente se ha considerando, que todo el personal tendrá dependencia directa de Petrocomercial, con la alternativa de la tercerización de servicios, se podría bajar los costos.

Denominación	Costo Mensual (Salarios)	Gastos Mov. y alimentación Mensual	Costo Anual
Ingeniero Jefe	\$ 3.500,00	\$ 500,00	\$ 48.000,00
4 Ingenieros Esp.	12.800,00	2.000,00	177.600,00
6 Técnicos	16.800,00	3.000,00	<u>237.600,00</u>
			463.200,00
TOTAL / AÑO: \$			463.200,00

Costo por efecto directo de la corrosión (cuadro No.6)	40.934.000,00
(-)COSTOS Y GASTOS EN 25 AÑOS	(10.500.000,00)
(-) Costos operacionales para 25 años	(7.500.000,00)

AHORRO PARA LA EMPRESA: \$ 22.934.000,00

Nota: Se ha considerado el 50% del monto total de los costos por corrosión (cuadro No. 6), tomando en cuenta que en la industria mundial del petróleo, un ducto bien administrado tiene una vida útil de al menos 50 años.

Glosario

ANSI :	American National Standards Institute
API:	American Petroleum Institute
API 5TI	<i>Terminologías de Imperfección</i>
API 1110	<i>Pruebas de Presión en Tuberías para Líquidos</i>
API 1156	<i>Efectos de Sierra y Rocas Dentadas en Tuberías de</i>
API 579	<i>Aptitudes para el Servicio</i>
API 570:	<i>Código de inspección de tuberías: Inspección, Reparación, Alteración y Reaprobación de Servicios Internos de Sistemas de Tuberías.</i>
API 653	<i>Inspección de Tanques, Reparación, Alteración y Reconstrucción</i>
ASME B31.4	<i>Sistema de Tuberías de Transporte para Líquidos Hidrocarburos y Otros Líquidos</i>
ASME B31G	<i>Manual para Determinación de Fuerzas Remanentes de Tuberías Corroídas</i>
DINAPA:	Dirección Nacional de Protección Ambiental
DNH:	Dirección Nacional de Hidrocarburos
DOT	
49 CFR Parte 195	<i>Transporte de Líquidos Peligrosos por Tubería</i>
MOP:	Máxima presión de operación
NACE:	National American Corrosion Ingeniery
NACE 35100	<i>Reporte de Comité Técnico "Inspección en Línea No Destructiva de Tuberías"</i>
NACE RP0169	<i>Control de Corrosión Externa en Sistemas de Tubería Metálica Bajo Tierra o Sumergidas</i>
OPERADOR:	Una persona u organización que posee u opera los medios de la tubería. Definición basada en 49 CFR Parte 195.
PLC:	Controlador Lógico Programable
SCADA:	Control Supervisado de Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition).
SHALL:	El término "debe (imperativo)" se usa en esta norma al indicar prácticas que son obligatorias.
SHOULD:	El término "debe" se usa en esta norma al indicar esas prácticas que se prefieren, pero para que los operadores puedan determinar las alternativas que son iguales o más eficaces, o esas prácticas para las que se requiere un criterio de ingeniería.
TPD:	El daño tercerista (de y hacia terceros).
UL:	Underwrite Laboratories

Bibliografía

- Adaptación: TOR, Damaso, **SISTEMAS INTEGRADOS DE GESTIÓN**. Trabajo no publicado. 2001. damaso@chasque.apc.org
- Adopetrol Cía Ltda., Curso de Integridad y flexibilidad de ductos, 2005
- Apuntes de los módulos de la maestría en Alta Gerencia del IAEN
- Corpro Tecna Ltda., Evaluación integral de la Integridad de Tuberías Enterradas.
- Evaluación del Programa Regional Andino de Prevención y Mitigación de Riesgos, Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, Marzo 2004.
- Inonik/PetroEnergy, Presentación a OCP, Agosto 2003.
- Integridad de la Tubería, Gis Development www.gisdevelopment.net/proce.10/07/05
- Ley de hidrocarburos. (decreto no. 2967)
- Ley forestal y de conservación de áreas naturales y vida silvestre
- Pespén Integrity, Curso de Integridad en evaluación de defectos en Líneas de transporte de hidrocarburos, 2005.
- Petroecuador, Sistema de administración Integral de Riesgos de Petroecuador (SIRPE), 2004.
- Pipeline Integrity Management and Corrosion Control, Junio 2002
- Pipeline Integrity Management, Revista, 2004
- Plan Estratégico de Petrocomercial, 2005
- Plan Estratégico de Reducción de Riesgos de Petroecuador, 2005
- Requisitos Mínimos de Seguridad para diseño, construcción, operación, mantenimiento e Inspección de tuberías, Petróleos Mexicanos, noviembre 1979
- Cumbre de la Gerencia de la Tubería, www.iqpc.com, 10/07/2005
- Dirección nacional de hidrocarburos. Normas, procedimientos y límites Permisibles
- Sistema de Gerencia de Integridad de la tubería www.pipelineintegrity.com, 10/07/05.