



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL AZCAPOTZALCO

Propuesta de inspección a ductos que transportan hidrocarburos con equipo instrumentado, mediante técnicas de ultrasonido y fuga de flujo magnético.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

P R E S E N T A:

JORGE ANTONIO DE LA CRUZ PITALUA

Asesor:
Ing. Dagoberto García Alvarado

Junio de 2011



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD AZCAPOTZALCO

TESIS Y EXAMEN ORAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

DEBERÁ DESARROLLAR

EL C.: DE LA CRUZ PITALUA JORGE ANTONIO

**“PROPUESTA DE INSPECCIÓN A DUCTOS QUE TRANSPORTAN
HIDROCARBUROS CON EQUIPO INSTRUMENTADO, MEDIANTE TÉCNICAS DE
ULTRASONIDO Y FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO”**

En la industria petrolera se requiere del transporte de los hidrocarburos extraídos o procesados los cuales son parte integral de la cadena productiva, siendo los ductos el medio más importante por su bajo costo y alto volumen que se maneja.

Debido a lo anterior, es de gran importancia realizar un mantenimiento programado que cumpla con los requerimientos de normas nacionales e internacionales, garantizando con esto la operación continua, además de la seguridad de las personas y el medio ambiente.

EL TEMA COMPRENDERÁ LOS SIGUIENTES PUNTOS:

1. INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN
2. INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO (UT) Y FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO (MFL) APLICANDO GEOPOSICIONAMIENTO (GPS) PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS
3. ANÁLISIS Y REPARACIÓN DE FALLAS
4. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN
5. APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO A GASODUCTO

México, D.F. a 27 de Abril del 2011.

ASESOR



ING. DAGOBERTO GARCÍA ALVARADO

Vo.Bo.
EL DIRECTOR



IPN

Departamento de Trayectorias
y Servicios Académicos
E.S.I.M.E.

UNIDAD AZCAPOTZALCO



DR. EMMANUEL ALEJANDRO MERCHÁN CRUZ

NOTA: Se deberá utilizar el Sistema Internacional de Unidades.

AF-088/2011

P.S. 97-01

EAMC/AAC/MBB/sor

ÍNDICE

GLOSARIO	<i>xiv</i>
JUSTIFICACIÓN	<i>xviii</i>

ESTADO DEL ARTE:

ANTECEDENTES DE LOS DUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO	(2)
LOS ORÍGENES DE PEMEX	(3)
¿QUÉ ES PEMEX?	(6)
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	(7)
SUBDIRECCIÓN DE DUCTOS	(8)
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE DUCTOS	(9)
DIMENSIONAMIENTO DE DUCTOS EN PEMEX	(10)

CAPITULO I:

INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN

I.1	DEFINICIÓN E IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO	<i>I (2)</i>
I.2	CAUSA DE FALLAS EN DUCTOS	<i>I (2)</i>
I.2.1	CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS	<i>I (3)</i>
I.3	TIPO Y CANTIDAD DE FALLAS EN DUCTOS	<i>I (4)</i>
I.3.1	CAUSAS EXTERNAS	<i>I (6)</i>
I.3.1.1	INVASIONES	<i>I (6)</i>
I.3.1.2	RELACIONADAS CON EL CLIMA	<i>I (7)</i>
I.3.2	CORROSIÓN	<i>I (7)</i>
I.3.2.1	CORROSIÓN EXTERNA	<i>I (7)</i>
I.3.2.2	CORROSIÓN INTERNA	<i>I (11)</i>
I.3.2.3	CORROSIÓN EN FORMA DE RANURAS EN DUCTOS SOLDADOS POR RESISTENCIA ELÉCTRICA	<i>I (14)</i>

I.3.3	DEFECTOS DE FABRICACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	I (16)
I.3.3.1	TUBERÍA Y SOLDADURA DEFECTUOSA	I (16)
I.3.3.2	MALFUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO Y ERROR DEL OPERADOR	I (18)
I.3.4	OTRAS CAUSAS	I (18)
I.4	INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN	I (19)
I.4.1	APLICACIÓN DE LA NORMATIVIDAD EN MÉXICO	I (19)
I.4.2	INSPECCIÓN A DUCTOS	I (20)
I.4.2.1	INSPECCIÓN NIVEL 1	I (21)
I.4.2.2	INSPECCIÓN NIVEL 2	I (23)
I.4.2.3	INSPECCIÓN NIVEL 3	I (31)
I.4.2.4	INSPECCIÓN NIVEL 4	I (32)
I.4.3	MANTENIMIENTO A DUCTOS	I (32)
I.4.3.1	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	I (32)
I.4.3.2	MANTENIMIENTO CORRECTIVO	I (34)
I.4.4	REHABILITACIÓN	I (37)
I.4.5	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	I (40)
I.5	ADMINISTRACIÓN DE RIESGO Y MANTENIMIENTO INTEGRAL	I (41)
I.5.1	INTEGRIDAD MECÁNICA DE LA TUBERÍA	I (41)
I.5.2	SISTEMAS DE APOYO DE ALTA TECNOLOGÍA	I (43)
I.5.3	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO EN DUCTOS	I (44)
I.5.4	MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS	I (45)
I.5.4.1	COMPONENTES DEL MANTENIMIENTO INTEGRAL	I (45)
I.5.4.2	PROGRAMAS Y REGISTROS DEL MANTENIMIENTO INTEGRAL	I (46)

CAPITULO II:

INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO (UT) Y FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO (MFL) APLICANDO GEOPOSICIONAMIENTO (GPS) PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

II.1	INTRODUCCIÓN	II (2)
II.1.1	ANTECEDENTES	II (2)
II.2	GENERALIDADES DE UT, MFL Y GPS	II (3)
II.2.1	LAS PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (PND)	II (3)
II.2.1.1	HISTORIA DE LAS PND	II (3)
II.2.1.2	FALLAS EN LOS MATERIALES	II (3)
II.2.1.3	DISCONTINUIDAD	II (4)
II.2.1.4	DEFECTOS	II (4)
II.2.1.5	INDICACIÓN	II (5)
II.2.1.6	RAZONES PARA EL USO DE PND	II (5)
II.2.1.7	FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE PND	II (5)
II.2.1.8	CALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN	II (5)

II.2.2	PRUEBA NO DESTRUCTIVA DE ULTRASONIDO (UT)	II (7)
II.2.2.1	SONIDO Y ULTRASONIDO	II (7)
II.2.2.2	VENTAJAS	II (8)
II.2.2.3	LIMITACIONES	II (8)
II.2.2.4	ULTRASONIDO INDUSTRIAL	II (8)
II.2.2.5	MÉTODOS Y TÉCNICAS	II (9)
II.2.3	PRUEBA DE FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO (MFL)	II (11)
II.2.3.1	FUNDAMENTOS	II (11)
II.2.3.2	DIFERENCIA ENTRE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS Y FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO	II (11)
II.2.3.4	CAMPO MAGNÉTICO DE FUGA	II (12)
II.2.3.5	VENTAJAS Y LIMITACIONES DE ENSAYOS MAGNÉTICOS DE ACUERDO A LA TÉCNICA EMPLEADA	II (15)
II.2.4	APLICACIÓN DE OTRAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN POR PND	II (16)
II.2.4.1	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES	II (16)
II.2.4.2	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS	II (16)
II.2.4.3	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DE HERMETICIDAD	II (17)
II.2.5	GEOPOSICIONAMIENTO (GPS)	II (17)
II.3	TRAMPA DE DIABLOS	II (18)
II.3.1	DESCRIPCIÓN Y GENERALIDADES	II (18)
II.3.2	DIMENSIONES TÍPICAS PARA TRAMPAS DE ENVÍO Y RECIBO DE DIABLOS	II (19)
II.4	SELECCIÓN DE DIABLOS	II (21)
II.5	TIPOS DE DIABLO	II (21)
II.5.1	DIABLOS DE LIMPIEZA	II (22)
II.5.2	DIABLO SIMULADOR (DUMMY)	II (36)
II.5.3	DIABLO GEOMETRA.....	II (36)
II.5.4	DIABLO GEOPOSICIONADOR	II (38)
II.5.5	DIABLO INSTRUMENTADO	II (39)
II.5.5.1	DIABLO DE ULTRASONIDO	II (39)
II.5.5.1	DIABLO DE FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO (MFL)	II (41)
II.5.5	OTROS DIABLOS	II (42)
II.6	INSPECCIÓN DE DUCTO UTILIZANDO LA CORRIDA DE DIABLO	II (42)
II.6.1	LIMPIEZA ANTES DE LA CORRIDA DE INSPECCIÓN	II (43)
II.6.2	CORRIDAS PARA DETERMINAR LA UBICACIÓN DE DUCTOS	II (44)
II.6.3	CORRIDAS DE INSPECCIÓN	II (44)
II.6.3.1	TECNOLOGÍAS PERMITIDAS	II (44)
II.6.3.2	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS	II (44)
II.6.3.3	REQUISITOS PARA LOS EQUIPOS	II (45)
II.6.3.4	REQUERIMIENTOS EN EL DESARROLLO DE LAS CORRIDAS	II (49)
II.6.3.5	EVALUACIÓN DE RESULTADOS	II (50)
II.6.3.6	INFORMES Y DOCUMENTACIÓN	II (51)
II.6.3.7	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	II (52)

CAPITULO III:**ANÁLISIS Y REPARACIÓN DE FALLAS**

III.1	ANÁLISIS DE FALLAS	III (2)
III.1.1	CLASIFICACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE FALLAS	III (2)
III.1.2	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE LAMINACIONES	III (2)
III.1.2.1	TIPOS DE LAMINACIONES	III (3)
III.1.2.2	COMPORTAMIENTO MECÁNICO DE LAMINACIONES	III (5)
III.1.2.3	EVALUACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LAMINACIONES	III (6)
III.1.2.4	CATEGORÍAS DE SEVERIDAD	III (7)
III.1.2.5	EFFECTO EN LA INTEGRIDAD POR TIPO DE LAMINACIÓN	III (7)
III.1.3	CRITERIOS PARA REPARACIÓN O SUSTITUCIÓN DE TUBERÍAS CORROÍDAS	III (8)
III.1.3.1	EVALUACIÓN DE DEFECTOS POR CORROSIÓN	III (9)
III.1.3.2	EXPLICACIÓN DEL ASME B31G, CORROSIÓN LOCALIZADA	III (9)
III.1.3.3	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MÉTODOS DE ÁREA EFECTIVA	III (12)
III.1.4	CÁLCULO DEL ESFUERZO REMANENTE UTILIZANDO MODELOS DE FALLA	III (12)
III.1.4.1	MODELO B31G	III (14)
III.1.4.2	MODELO RSTRENG-1 (B31G MODIFICADO)	III (15)
III.1.4.3	MODELO PCORRC	III (16)
III.1.4.4	MODELO RSTRENG-2	III (17)
III.1.4.5	MODELO LPC-2	III (19)
III.1.5	COMPARACIÓN DE MODELOS	III (22)
III.2	REPARACIÓN DE FALLAS	III (25)
III.2.1	ANTECEDENTES Y DEFINICIONES	III (25)
III.2.2	REPARACIÓN DE TUBERÍAS CON LAMINACIONES	III (26)
III.2.3	OPCIONES PARA LA REPARACIÓN DE DEFECTOS DE CORROSIÓN	III (26)
III.2.3.1	MÉTODO PARA REPARACIÓN DE DEFECTOS CON FUGA	III (27)
III.2.3.2	MÉTODOS PARA REPARACIÓN DE DEFECTOS QUE NO PRESENTAN FUGA EN LA CORROSIÓN.....	III (28)
III.3	REPARACIÓN CON ENVOLVENTES BIPARTIDAS SOLDABLES	III (28)
III.3.1	IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE DISCONTINUIDADES	III (28)
III.3.2	IDENTIFICACIÓN DE DEFECTOS	III (29)
III.3.3	LÍMITES DE ACEPTACIÓN Y REPARACIONES PERMISIBLES	III (29)
III.3.3.1	ARRANCADURAS Y RANURAS	III (29)
III.3.3.2	ABOLLADURAS	III (29)
III.3.3.3	AÉREAS CORROÍDAS	III (29)
III.3.3.4	GRIETAS LAMINACIONES E INCLUSIONES NO METÁLICAS	III (30)
III.3.4	RECOMENDACIONES GENERALES PARA EFECTUAR REPARACIONES PERMANENTES MEDIANTE ENVOLVENTE COMPLETA	III (30)
III.3.5	RECOMENDACIONES PARA LA HABILITACIÓN Y MONTAJE DE ENVOLVENTES PERMANENTES	III (31)
III.3.6	ANEXOS PARA REPARACIÓN DE FALLAS	III (32)
III.3.6.1	DISCONTINUIDADES EN DUCTOS Y REPARACIONES PERMANENTES O DEFINITIVAS ACEPTADAS (TABLA 8)	III (32)
III.3.6.2	DIAGRAMA PARA ANÁLISIS DE ESFUERZO EN TUBERÍAS CORROÍDAS	III (33)
III.3.6.3	SECUENCIA PARA LA REPARACIÓN DE TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS	III (35)

III.3.6.4 CÁLCULO DEL PORCIENTO DE LA RESISTENCIA MÍNIMA ESPECIFICADA A LA CEDENCIA	<i>III (39)</i>
IV.3.6.5 CROQUIS PARA LA INSTALACIÓN DE ENVOLVENTES PERMANENTES	<i>III (40)</i>

CAPÍTULO IV:

PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

IV.1 GENERALIDADES	<i>IV (2)</i>
IV.1.1 PRINCIPIOS DE LA CORROSIÓN	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.1 MATERIALES DIFERENTES	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.2 SUELOS DIFERENTES	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.3 DIFERENCIA EN CONTENIDO DE OXIGENO	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.4 MATERIAL EXTRAÑO EN EL RELLENO	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.5 BACTERIA ANAERÓBICA	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.6 IMPUREZAS	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.7 TENSIONES	<i>IV (2)</i>
IV.1.1.8 DIFERENCIA DE CONCENTRACIÓN DE pH	<i>IV (2)</i>
IV.1.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA	<i>IV (2)</i>
IV.1.3 APLICACIÓN	<i>IV (3)</i>
IV.1.4 BENEFICIOS	<i>IV (4)</i>
IV.1.5 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA	<i>IV (4)</i>
IV.1.6 ELEMENTOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN	<i>IV (4)</i>
IV.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO	<i>IV (4)</i>
IV.2.1 EL PROCESO DE CORROSIÓN	<i>IV (4)</i>
IV.2.2 CELDA DE CORROSIÓN	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.1 ÁNODO	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.2 CÁTODO	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.3 RELACIÓN ÁNODO-CÁTODO	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.4 ELECTROLITO	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.5 RUTA METÁLICA	<i>IV (5)</i>
IV.2.2.6 REACCIÓN DEL ÁNODO	<i>IV (6)</i>
IV.2.2.7 REACCIÓN DEL CÁTODO	<i>IV (7)</i>
IV.2.2.8 OTRAS REACCIONES CATÓDICAS	<i>IV (7)</i>
IV.2.3 TIPOS DE CORROSIÓN	<i>IV (7)</i>
IV.2.3.1 CORROSIÓN GENERAL	<i>IV (8)</i>
IV.2.3.2 CONCENTRACIÓN DE CELDAS DE CORROSIÓN	<i>IV (8)</i>
IV.2.3.3 CORROSIÓN GALVÁNICA	<i>IV (11)</i>
IV.2.3.4 CORROSIÓN POR CORRIENTES PARÁSITAS	<i>IV (14)</i>
IV.3 TASA DE CORROSIÓN	<i>IV (17)</i>
IV.3.1 EFECTOS ELÉCTRICOS SOBRE LA TASA DE CORROSIÓN	<i>IV (17)</i>
IV.3.1.1 DIFERENCIA DE POTENCIAL (VOLTAJE)	<i>IV (17)</i>
IV.3.1.2 RESISTIVIDAD DEL ELECTROLITO	<i>IV (17)</i>
IV.3.1.3 RESISTENCIA DE CONTACTO	<i>IV (17)</i>
IV.3.1.4 RECUBRIMIENTO DEL DUCTO	<i>IV (18)</i>
IV.3.1.5 POLARIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA	<i>IV (18)</i>
IV.3.1.6 CANTIDAD DEL FLUJO DE CORRIENTE	<i>IV (18)</i>

IV.3.2 EFECTOS QUÍMICOS SOBRE LA TASA DE CORROSIÓN	IV (18)
IV.3.2.1 TEMPERATURA	IV (18)
IV.3.2.2 CONCENTRACIÓN DE ION	IV (18)
IV.3.2.3 CONCENTRACIÓN DE ELECTRONES	IV (18)
IV.3.2.4 pH DEL ELECTROLITO	IV (19)
IV.3.2.5 RECUBRIMIENTOS	IV (19)
IV.3.2.6 POLARIZACIÓN	IV (19)
IV.3.3 RELACIÓN DE ÁREAS	IV (19)
IV.4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA (SPC)	IV (20)
IV.4.1 SERIE GALVÁNICA	IV (20)
IV.4.2 INTRODUCCIÓN DE PROTECCIÓN CATÓDICA	IV (21)
IV.4.3 TIPOS DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA	IV (22)
IV.4.3.1 CORRIENTE IMPRESA	IV (22)
IV.4.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE SISTEMAS DE CORRIENTE IMPRESA	IV (22)
IV.4.3.3 ÁNODOS GALVÁNICOS (DE SACRIFICIO)	IV (23)
IV.4.3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS	IV (23)
IV.4.3 DISEÑO	IV (23)
IV.4.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES	IV (23)
IV.4.3.2 CÁLCULO DE PROTECCIÓN CATÓDICA CON ÁNODOS GALVÁNICOS	IV (25)
IV.4.3.3 CÁLCULO DE PROTECCIÓN CATÓDICA CON CORRIENTE IMPRESA	IV (28)
IV.4.4 MATERIALES	IV (29)
IV.4.4.1 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	IV (29)
IV.4.4.2 MATERIALES PARA SISTEMAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS	IV (30)
IV.4.4.3 MATERIALES PARA SISTEMAS DE CORRIENTE IMPRESA	IV (31)
IV.4.5 INSTALACIÓN Y PRUEBAS	IV (32)
IV.4.5.1 INSTALACIÓN DE SISTEMAS GALVÁNICOS	IV (33)
IV.4.5.2 INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE CORRIENTE IMPRESA	IV (33)
IV.4.5.3 INSTALACIÓN Y PRUEBAS COMUNES PARA AMBOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN	IV (35)
IV.5 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA	IV (42)
IV.5.1 INSPECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA	IV (42)
IV.5.1.1 INSPECCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA NO CONTROLADAS REMOTAMENTE	IV (42)
IV.5.1.2 INSPECCIÓN DE SISTEMAS CON SUPERVISIÓN A CONTROL REMOTO	IV (43)
IV.5.1.3 INSPECCIÓN DE CAMAS DE ÁNODOS INERTES	IV (43)
IV.5.1.4 LEVANTAMIENTO DE POTENCIALES A INTERVALOS CERCANOS	IV (44)
IV.5.1.5 PERFIL DE POTENCIALES TUBO-SUELO	IV (44)
IV.5.1.6 RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO DEL DUCTO	IV (45)
IV.5.1.7 LEVANTAMIENTO DE PERFIL DE RESISTIVIDADES	IV (45)
IV.5.2 REVISIÓN DE LAS INSTALACIONES	IV (46)
IV.5.2.1 RECTIFICADOR, DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONEXIONES ELÉCTRICAS	IV (46)
IV.5.2.2 FUENTE DE ENERGÍA	IV (46)
IV.5.2.3 CASETA	IV (46)
IV.5.2.4 POSTES DE REGISTRO Y CONEXIÓN ELÉCTRICA DUCTO-POSTE	IV (46)
IV.6 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE INSPECCIÓN A LOS SPC	IV (47)
IV.6.1 PRUEBAS AL ARRANQUE	IV (47)
IV.6.1.1 SISTEMAS DE CORRIENTE IMPRESA	IV (47)
IV.6.1.2 PUESTA EN OPERACIÓN DEL RECTIFICADOR	IV (47)
IV.6.1.3 MEDICIÓN DE POTENCIALES A LO LARGO DEL DERECHO DE VÍA	IV (48)
IV.6.1.4 PRUEBAS PARA SISTEMA CON ÁNODOS DE SACRIFICIO	IV (49)
IV.6.1.5 MEDICIÓN FINAL	IV (50)
IV.6.2 DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS A LOS SPC EN OPERACIÓN	IV (50)
IV.6.2.1 LOCALIZACIÓN DE DUCTO CON EQUIPO ELECTRÓNICO	IV (50)
IV.6.2.2 INSPECCIÓN DE JUNTAS AISLANTES	IV (51)

IV.6.2.3 MEDICIÓN DE POTENCIAL RURAL	<i>IV (52)</i>
IV.6.2.4 INSPECCIÓN DE CRUCES ENCAMISADOS	<i>IV (52)</i>
IV.6.2.5 ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	<i>IV (53)</i>
IV.6.2.6 MEDICIÓN DEL pH	<i>IV (54)</i>
IV.6.2.7 ANÁLISIS BACTERIOLÓGICO DEL SUELO	<i>IV (54)</i>
IV.6.2.8 PRUEBA DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE ELÉCTRICA	<i>IV (55)</i>
IV.6.2.9 LOCALIZACIÓN DE PUENTEOS ELÉCTRICOS	<i>IV (56)</i>
IV.6.2.10 LEVANTAMIENTO DE POTENCIALES DE POLARIZACIÓN A INTERVALOS CORTOS (CIS)	<i>IV (56)</i>
IV.6.2.11 INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTO ELÉCTRICO POR DCVG	<i>IV (59)</i>
IV.6.2.12 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EFICIENCIA DE LOS SPC ADYACENTES...	<i>IV (60)</i>

CAPITULO V:

APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO A GASODUCTO

V.1 ANTECEDENTES	<i>V (2)</i>
V.2 REVISIÓN DE LA TUBERÍA ENTERRADA MEDIANTE CIS Y DCVG	<i>V (2)</i>
V.2.1 OBJETIVO	<i>V (2)</i>
V.2.2 ALCANCE	<i>V (2)</i>
V.2.3 NORMAS Y DOCUMENTOS APLICABLES	<i>V (3)</i>
V.2.4 LOCALIZACIÓN DEL EJE DE LA TUBERÍA	<i>V (3)</i>
V.2.5 INSPECCIÓN DE JUNTAS MONOBLOCK	<i>V (4)</i>
V.2.6 MEDICIÓN DE POTENCIAL NATURAL TUBO-SUELO	<i>V (4)</i>
V.2.7 INSPECCIÓN DE CRUCES ENCAMISADOS	<i>V (5)</i>
V.2.8 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	<i>V (5)</i>
V.2.9 MEDICIÓN DEL pH	<i>V (7)</i>
V.2.10 ANÁLISIS BACTERIOLÓGICO DEL SUELO	<i>V (8)</i>
V.2.11 PRUEBA DE CORRIENTE ELÉCTRICA	<i>V (8)</i>
V.2.12 LOCALIZACIÓN DE PUENTEOS ELÉCTRICOS	<i>V (9)</i>
V.2.13 MEDICIÓN DE POTENCIALES CONTINUOS ON/OFF	<i>V (9)</i>
V.2.14 INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTO DIELECTRICO POR DCVG	<i>V (14)</i>
V.2.15 INSPECCIÓN DEL RECTIFICADOR EXISTENTE	<i>V (15)</i>
V.2.16 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SPC	<i>V (15)</i>
V.3 MEDICIÓN DE ESPESORES MEDIANTE PND DE UT	<i>V (16)</i>
V.3.1 OBJETIVO	<i>V (16)</i>
V.3.2 ALCANCE	<i>V (16)</i>
V.3.3 ANTECEDENTES	<i>V (16)</i>
V.3.4 EQUIPO	<i>V (16)</i>
V.3.5 DESARROLLO	<i>V (16)</i>
V.3.6 RESULTADO DE CALIBRACIÓN	<i>V (20)</i>
V.4 CONCLUSIONES DEL EJEMPLO	<i>V (21)</i>
V.5 RECOMENDACIONES PARA GASODUCTO DE 2PLG	<i>V (21)</i>

CONCLUSIONES	<i>VI (1)</i>
---------------------------	----------------------

ANEXOS

A SEÑALIZACIÓN	<i>A.1</i>
B TRAMPA DE DIABLOS	<i>B.1</i>

BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

GRAFICAS

1. CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS GASEOSOS (1985-1994)	I (4)
2. CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (1994-1996)	I (5)
3. CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (1994-2000)	I (5)
4. EFECTO DEL pH EN ELECTROLITOS SOBRE LA TASA DE CORROSIÓN	IV (19)
5. PROFUNDIDAD DEL DUCTO EN TODA SU TRAYECTORIA	V (3)
6. GRAFICA DE POTENCIALES NATURALES	V (5)
7. GRAFICA DE pH	V (7)

TABLAS

1. LONGITUD DE DUCTOS POR EXTENSIÓN	(10)
2. ANTIGÜEDAD DE DUCTOS	(10)
3. CLASIFICACIÓN DE DEFECTOS	I (3)
4. CAUSAS DE CORROSIÓN EN DUCTOS	I (8)
5. OBSERVANCIA DE NORMATIVIDAD EN MÉXICO	I (19)
6. NIVELES DE INSPECCIÓN EN DUCTOS TERRESTRES	I (22)
7. LOCALIZACIÓN DE MEDICIÓN DE ESPESORES (LME) EN TRAMOS RECTOS DE TUBERÍA.....	I (23)
8. DISCONTINUIDADES EN DUCTOS Y REPARACIONES PERMANENTES O DEFINITIVAS ACEPTADAS	I (35)
9. DIABLO DE DISCOS Y COPAS, LIMPIADORES	II (8)
10. LIMPIADORES, SEPARADORES Y CALIBRADORES	II (9)
11. LIMPIADORES CÓNICOS MULTI-USOS	II (9)
12. DIABLOS DE ESPUMA DE ALTA DENSIDAD	II (14)
13. DIABLOS DE ESPUMA DE MEDIA DENSIDAD	II (15)
14. DIABLOS DE ESPUMA DE BAJA DENSIDAD	II (16)
15. PRESIONES Y FLUJOS SUGERIDOS PARA CORRIDAS DE DIABLOS DE ESPUMA	II (16)
16. DIABLOS DE LIMPIEZA “TURBO-PIGS”	II (17)
17. FLUJO MAGNÉTICO DE RESOLUCIÓN ESTÁNDAR	II (31)
18. FLUJO MAGNÉTICO DE ALTA RESOLUCIÓN.....	II (32)
19. FLUJO MAGNÉTICO TRANSVERSAL	II (32)
20. ULTRASONIDO CON HAZ RECTO	II (33)
21. ULTRASONIDO CON HAZ ANGULAR	II (33)
22. EQUIPO GEÓMETRA	II (33)
23. EQUIPO DE GEOPOSICIONAMIENTO	II (34)
24. CLASIFICACIÓN DE LAMINACIONES	III (3)
25. TIPOS DE LAMINACIONES COMUNES EN DUCTOS DE TRANSPORTE	III (5)
26. CRITERIOS DE SEVERIDAD DE LAMINACIONES PROPUESTOS POR EL GAID	III (8)
27. PÉRDIDA DE PESO EN METALES ESPECÍFICOS PARA UNA CORRIENTE DE UN AMPERIO POR AÑO (1 Amp-Año)	IV (15)
28. POTENCIAL ELÉCTRICO DE METALES CON DIVERSAS CELDAS DE REFERENCIA	IV (20)
29. REQUERIMIENTOS DE CORRIENTE PARA LA PROTECCIÓN CATÓDICA DE ACERO DESNUDO	IV (22)
30. REQUERIMIENTOS DE CORRIENTE PARA LA PROTECCIÓN CATÓDICA DE ACERO RECUBIERTO	IV (22)
31. PROPIEDADES ELECTROQUÍMICAS DE ÁNODOS GALVÁNICOS	IV (26)
32. DENSIDADES DE CORRIENTE DISEÑO EN mA/m ²	IV (26)

33. FACTOR (f) DE DAÑO POR TIPO DE RECUBRIMIENTO	IV (27)
34. CONSUMO DE ÁNODOS	IV (27)
35. CARACTERÍSTICAS DEL MATERIAL DE RELLENO PARA ÁNODOS GALVÁNICOS	IV (30)
36. COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ÁNODOS DE ZINC (VALORES EN PORCENTAJE EN PESO)	IV (30)
37. PROPIEDADES ELECTROQUÍMICAS DE ÁNODOS DE ZINC	IV (30)
38. COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ÁNODOS DE FERRO-SILICIO-CROMO (VALORES DE PESO EN PORCENTAJE)	IV (31)
39. PROPIEDADES DE ÁNODOS DE FERRO-SILICIO-CROMO	IV (31)
40. COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ÁNODOS DE GRAFITO (VALORES EN PORCENTAJE EN PESO)	IV (31)
41. PROPIEDADES DE LOS ÁNODOS DE GRAFITO	IV (32)
42. RELACIÓN ENTRE LA RESISTIVIDAD Y CORROSIVIDAD DEL TERRENO	IV (36)
43. CALIBRE DE CONDUCTOR Y CARGA PARA SOLDADURA POR ALUMINOTERMIA	IV (37)
44. RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA	V (4)
45. MEDICIÓN DE POTENCIALES A AMBOS LADOS DE LAS BRIDAS EN CONDICIÓN DE OPERACIÓN NORMAL	V (4)
46. MEDICIÓN DE POTENCIALES A AMBOS LADOS DE LAS BRIDAS EN CONDICIÓN DE OPERACIÓN DE INYECCIÓN DE CORRIENTE	V (4)
47. POTENCIALES EN DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN (VOLTIOS vs $Cu/CuSO_4$)	V (5)
48. RESISTIVIDAD DEL SUELO EN TERRENO COMPACTADO	V (6)
49. RESISTIVIDAD DEL SUELO EN ZONA PANTANOSA	V (7)
50. LOCALIZACIÓN DE PUENTES ELÉCTRICOS	V (9)
51. POTENCIALES ON/OFF A INTERVALOS CORTOS	V (10)
52. GRADIENTES DE VOLTAJE EN CORRIENTE DIRECTA	V (15)
53. CORROSIÓN PERMISIBLE	V (18)

FIGURAS

1 A 3. ABOLLADURA CON PROTUBERANCIA	I (6)
4. ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DE LAS TRES POSIBLES TIPOS DE DEFECTOS EN EL RECUBRIMIENTO	I (8)
5 A 6. CORROSIÓN EXTERNA	I (9)
7 A 10. AGRIETAMIENTO INTERGRANULAR DEBIDO A CORROSIÓN CON ESFUERZO	I (10)
11. CORROSIÓN INTERNA AGRAVADA POR LA EROSIÓN-CORROSIÓN	I (12)
12. CORROSIÓN INTERNA AGRAVADA POR LA EROSIÓN-CORROSIÓN	I (12)
13. ILUSTRACIÓN DE LOS DEFECTOS PROVOCADOS POR ABSORCIÓN DE HIDROGENO	I (13)
14. ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DE DIFERENTES TIPOS DE DAÑOS CAUSADOS POR H_2S	I (14)
15. SUMARIO DE EFECTOS DE DUREZA Y TENSIÓN EN GRIETAS DE HIDROGENO	I (15)
16 A 17. CORROSIÓN EN RANURAS	I (15)
18 A 21. IMÁGENES DE FRACTURAS OCASIONADAS POR LA COMBINACIÓN DE UNA SOLDADURA DEFECTUOSA Y LA FATIGA OCASIONADA POR EL SERVICIO	I (16)
22. FLUJOGRAMA DE NORMATIVIDAD	I (20)
23. TRANSDUCTOR DE HAZ RECTO Y EQUIPO DE ULTRASONIDO	I (24)
24. DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO REMANENTE EN TUBERÍA CORROÍDA	I (26)
25. PARÁMETROS USADOS EN EL ANÁLISIS DE LA RESISTENCIA DE ÁREAS CORROÍDAS	I (29)
26. MODELO DE RIESGO	I (42)
27. MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.	I (44)
28. IMÁN DE HERRADURA	II (12)
29. IMÁN DE CIRCULAR ABIERTO	II (12)
30. FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO ORIGINADAS POR UNA DISCONTINUIDAD EN UN IMÁN LONGITUDINAL	II (13)
31. FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO ORIGINADAS POR UN CHAVETERO EN UNA PIEZA MAGNETIZADA LONGITUDINALMENTE	II (13)
32. LÍNEAS DE FUERZA EN UN MATERIAL CON CAMBIO DE SECCIÓN	II (13)
33. LÍNEAS DE FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO, PRODUCIDAS	II (14)

POR UNA ENTALLA	
34. FLUJO DE CAMPOS DE FUGA PRODUCIDOS POR DIFERENTES ORIENTACIONES DE UNA DISCONTINUIDAD	II (14)
35. EQUIPO GEOPOSICIONADOR EN DIABLO GEOMETRA	II (17)
36. COMPONENTES DE LA TRAMPA DE DIABLO	II (18)
37. TRAMPA DE DIABLO DE ENVÍO	II (20)
38. TRAMPA DE DIABLO DE RECIBO	II (20)
39. DISEÑO DEL BARRILETE DE LA TRAMPA DE DIABLOS	II (20)
40. PROCESO DE LIMPIEZA, DIABLO DE DISCOS	II (22)
41. DIABLOS DE LIMPIEZA	II (22)
42. DISCOS Y COPAS PARA LIMPIEZA	II (23)
43. POLLY-PIGS	II (25)
44. LIMPIEZA CON FLUJO LAMINAR	II (25)
45. LIMPIEZA CON FLUJO TURBULENTO	II (26)
46. LIMPIEZA CON FLUJO EXTREMADAMENTE TURBULENTO	II (26)
47. LIMPIEZA DE DUCTO CON POLLY-PIG	II (26)
48. LIMPIEZA PROGRESIVA CON POLLY-PIG	II (27)
49. LIMPIEZA PROGRESIVA CON POLLY-PIG DE 8 PULGADAS	II (27)
50. LIMPIEZA PROGRESIVA CON POLLY-PIG DE 6 PULGADAS	II (27)
51. TURBO PIGS	II (32)
52. DIABLO DE LIMPIEZA MAGNÉTICA	II (33)
53. ESFERAS.....	II (34)
54. CORRIDA DE LIMPIEZA CON LÍQUIDOS LIMPIADORES	II (35)
55. INHIBIDOR PARA GAS NATURAL IS-1000	II (35)
56. INHIBIDOR PARA PETRÓLEO CRUDO Y GAS IS-1100	II (35)
57. INHIBIDOR PARA PETRÓLEO CRUDO IS-1500	II (36)
58. DIABLO SIMULADOR (DUMMY)	II (36)
59. GEÓMETRA	II (37)
60. CALIBRADOR MECÁNICO	II (38)
61. DIABLO GEOPOSICIONADOR	II (39)
62. TECNOLOGÍA DE ULTRASONIDO	II (40)
63. ENSAMBLE DE DIABLO ULTRASONICO	II (40)
64. FUNCIONAMIENTO DEL DIABLO DE FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO	II (41)
65. TUBERÍA CON LAMINACIÓN	III (5)
66. FRACTURA POR PRESURIZACIÓN DE TUBO	III (6)
67. LOCALIZACIÓN DE SENSORES PARA LA PRUEBA HIDROSTÁTICA DE UN TUBO CON LAMINACIÓN	III (6)
68. CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR B (B31.G)	III (11)
69. PARÁMETROS DE CORROSIÓN USADOS EN ANÁLISIS	III (13)
70. MODELOS Y ECUACIONES DE FALLAS B31G	III (15)
71. PARÁMETROS RSTRENG-1	III (15)
72. MODELOS Y ECUACIONES DE FALLAS RSTRENG-	III (16)
73. MODELOS Y ECUACIONES DE FALLAS PCORRC	III (17)
74. MODELOS Y ECUACIONES DE FALLAS RSTRENG-2	III (18)
75. MODELOS Y ECUACIONES DE FALLAS LPC-1	III (19)
76. MODELOS “PITS WITHIN THE PATCH”	III (20)
77. REGLAS DE AGRUPAMIENTO PARA LPC-3	III (21)
78. RESULTADOS COMPARATIVOS DE MODELOS	III (22)
79. COMPARACIÓN DE ERRORES EN MODELOS DE FALLAS	III (22)
80. SENSIBILIDAD DE LOS MODELOS A LAS INCERTIDUMBRES	III (23)
81. B31G VS RSTRENG-1	III (24)
82. COMPARATIVO GRÁFICO DE B31G VS RSTRENG-1	III (24)
83. DIAGRAMA DE FLUJO PARA SELECCIÓN DE MÉTODO DE FALLA	III (25)
84. ILUSTRACIÓN DE ENVOLVENTE CIRCUNFERENCIAL COMPLETA SOLDADA	III (27)
85. SECUENCIA PARA LA REPARACIÓN DE TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS	III (33)
86. EXPLICACIÓN DEL DIAGRAMA DE POURBAIX UTILIZANDO FE, MOSTRANDO SÓLIDOS Y FASE ACUOSA ESTABLE EN UN MARGEN DE pH Y POTENCIALES DE OXIDACIÓN	IV (3)
87. CELDA DE CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA	IV (6)

88. CELDA DE CORROSIÓN, BATERÍA DE CELDA SECA	<i>IV (6)</i>
89. CONCENTRACIÓN DE CELDAS DE CORROSIÓN CAUSADAS POR DIFERENTES AMBIENTES	<i>IV (9)</i>
90. CONCENTRACIÓN CELDAS CAUSADA POR DIFERENTES CONCENTRACIONES DE OXÍGENO	<i>IV (9)</i>
91. CONCENTRACIÓN DE CELDAS CAUSADA POR DIFERENTES CONCENTRACIONES DE AGUA	<i>IV (10)</i>
92. CONCENTRACIÓN DE CELDAS CAUSADA POR SUELOS NO HOMOGÉNEOS	<i>IV (10)</i>
93. CONCENTRACIÓN CELDA CAUSADA POR ELECTROLITOS DE CONCRETO Y SUELO	<i>IV (11)</i>
94. CÉLULA DE CORROSIÓN GALVÁNICA CAUSADA POR DIFERENTES METALES	<i>IV (12)</i>
95. CORROSIÓN GALVÁNICA CÉLULA CAUSADA POR LOS ANTIGUOS Y NUEVOS TIPOS DE ACERO	<i>IV (12)</i>
96. CÉLULA DE CORROSIÓN GALVÁNICA CAUSADA POR EMPAÑADO Y/O ARAÑADO DE SUPERFICIES	<i>IV (13)</i>
97. COMBINACIÓN DE DIFERENTES CÉLULAS DE CORROSIÓN EN INSTALACIONES	<i>IV (14)</i>
98. CELDAS DE CORROSIÓN POR CORRIENTES PARASITAS CAUSADAS POR ÁNODO Y CÁTODO EXTERNO	<i>IV (15)</i>
99. CELDAS DE CORROSIÓN POR CORRIENTES PARASITAS CAUSADAS POR UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE C.C.	<i>IV (16)</i>
100. CORROSIÓN POR CORRIENTES PARASITAS CAUSADAS POR LA OPERACIÓN DE UNA MÁQUINA DE SOLDAR A BORDO	<i>IV (16)</i>
101. CORROSIÓN POR CORRIENTES PARASITAS CAUSADAS POR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA	<i>IV (17)</i>
102. ARREGLO TÍPICO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN TERRESTRE A BASE DE ÁNODOS GALVÁNICOS	<i>IV (33)</i>
103. ARREGLO TÍPICO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN A BASE DE CORRIENTE IMPRESA	<i>IV (34)</i>
104. CIRCUITO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CUANDO PROTEGE A MÁS DE UN DUCTO	<i>IV (34)</i>
105. CONEXIÓN DEL VOLTÍMETRO PARA LA MEDICIÓN DEL POTENCIAL ESTRUCTURA-MEDIO (ELECTROLITO)	<i>IV (36)</i>
105. DISPOSITIVO DE MEDICIÓN PARA POSTE DE SEÑALAMIENTO Y REGISTRO TIPO “R” Y “RA”	<i>IV (38)</i>
106. POSTE DE SEÑALAMIENTO Y REGISTRO TIPO “R”, PARA AMOJONAMIENTO Y REGISTRO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA	<i>IV (38)</i>
107 (A Y B). GRABADOS PARA POSTE DE SEÑALAMIENTO Y REGISTRO TIPO “RA”	<i>IV (39)</i>
108. POSTE DE SEÑALAMIENTO Y REGISTRO TIPO “RA” PARA INSPECCIÓN AÉREA Y REGISTRO PARA PROTECCIÓN CATÓDICA	<i>IV (40)</i>
109. ACABADOS Y GRABADOS PARA POSTE DE SEÑALAMIENTO Y REGISTRO TIPO “RA”	<i>IV (41)</i>
110. CONEXIÓN DE CAMA ANÓDICA A BASE DE ÁNODOS INERTES DE GRAFITO	<i>IV (43)</i>
111. INSTALACIÓN DE CAMA ANÓDICA DE POZO PROFUNDO, ÁNODOS INERTES A BASE DE ÓXIDOS METÁLICOS	<i>IV (43)</i>
112. LEVANTAMIENTO DE POTENCIALES A INTERVALOS CERCANOS (CIS)	<i>IV (44)</i>
113. LEVANTAMIENTO DEL PERFIL DE POTENCIALES TUBO-SUELO REFERIDOS A UNA CELDA DE REFERENCIA DE COBRE SULFATO DE COBRE (CU/CUSO4).	<i>IV (44)</i>
114. GRADIENTE DE VOLTAJE DE CORRIENTE DIRECTA (DCVG)	<i>IV (45)</i>
115. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE TERRENO, EN CAMPO	<i>IV (45)</i>
116. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE AGUA DE MAR UTILIZANDO CAJA DE TIERRAS, EN LABORATORIO	<i>IV (46)</i>
117. LOCALIZACIÓN DE DICTO CON EQUIPO ELECTRÓNICO	<i>IV (51)</i>
118. REVISIÓN DE JUNTA MONOBLOCK CON EQUIPO PROBADOR DE CONTINUIDAD	<i>IV (52)</i>
119. MEDICIÓN DE pH UTILIZANDO REFERIDOS A CELDAS DE ANTIMONIO Y DE COBRE/SULFATO DE COBRE	<i>IV (54)</i>
120. PRUEBA DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE	<i>IV (55)</i>
121. EXCAVACIÓN PARA RETIRAR PUENTE ELÉCTRICO	<i>IV (56)</i>

ANEXOS

A. SEÑALIZACIÓN	<i>A.1</i>
B. TRAMPA DE DIABLOS	<i>B.1</i>

GLOSARIO

Abolladura. Depresión en la superficie del tubo.

Accesorios. Válvulas, actuadores, sistemas de inyección de inhibidores, rectificadores, medidores, etc.

Alma del ánodo. Varilla, solera o tubo de acero colocado en el centro del ánodo galvánico, utilizado para la sujeción o fijación del mismo.

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

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

Ánodo inerte. Es aquél que no produce corriente eléctrica y su consumo no es directamente proporcional a la corriente de protección.

Anomalía. Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.

Área efectiva del defecto. Área efectiva de la pérdida por corrosión obtenida mediante el perfil de corrosión.

Arrancadura. Pérdida metálica sobre la pared exterior del ducto causado por el golpe de un objeto agudo.

Caída de voltaje IR. Cambio de potencial debido al paso de una corriente eléctrica "I" en un circuito de resistencia "R". Esta caída debe ser considerada para una interpretación válida en la medición de potenciales en los sistemas de protección catódica.

Cambio de potencial. Diferencia entre el potencial estructura – medio (electrolito), medido después de suspender la corriente de un sistema de protección catódica y el potencial instantáneo en estado apagado.

Camisas mecánicas dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica ó envolventes atornilladas ó soldadas en la sección de la tubería

Campo Magnético. Campo de fuerzas de atracción ferrometálica creado por magnetos o imanes

Cátodo. Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.

Conexiones. Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tes, bridas, reducciones, codos, "tredelets", "weldolets", "socolets", etc.

Constricción. Discontinuidad geométrica que se encuentra bajo un estado traxial de esfuerzo.

Contacto metálico. Material metálico en contacto con la pared del tubo

Corriente de protección. Es la corriente eléctrica directa, necesaria para obtener los valores de potenciales de protección catódica de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.

Corrosión. Es la reacción electroquímica de un metal con su ambiente, resultando en un deterioro gradual y progresivo del metal y sus propiedades. Esta especificación se refiere a la corrosión como una acción electroquímica.

Corrosión generalizada. Es una corrosión de tipo uniforme en toda la superficie de la instalación.

Corrosión localizada. Es aquella corrosión no homogénea que se presenta en la superficie con la formación de películas no uniformes.

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

Cruces. Obra especial en el ducto que atraviesa en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc.

Daño caliente (quemadura). Es una alteración micro estructural del acero, con o sin pérdida de material, debida al arrastre indebido del electrodo sobre el metal base.

Daño mecánico. Es aquel producido por un agente externo, ya sea por impacto, ralladura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.

- Defecto.** Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.
- Densidad de corriente.** Es la corriente eléctrica directa por unidad de área de superficie de un electrodo, expresada en mili ampere por metro cuadrado.
- Derecho de vía.** Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.
- Diablo.** Dispositivo mecánico con libertad de movimiento lineal que es insertado en el ducto en operación para realizar funciones de limpieza e inspección, en forma autónoma a lo largo de su trayectoria.
- Diablo de Limpieza.** Es un dispositivo mecánico que se utiliza para la remoción de sedimentos, depósitos de impurezas semisólidas adheridos a la superficie interior del ducto.
- Diablo Geómetra.** Dispositivo mecánico electrónico que se utiliza para la medición de las variaciones geométricas de la sección transversal a todo lo largo de la trayectoria del ducto.
- Diablo Simulador (Dummy).** Equipo de peso y dimensiones similares a la del diablo instrumentado, su propósito es de verificar que las condiciones físicas y geométricas del ducto a inspeccionar tengan las características de libertad tales que permita el paso del equipo instrumentado en toda la trayectoria del ducto.
- Diablo instrumentado.** Dispositivo mecánico electrónico que permite la colecta de datos en todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, inspecciona con procedimientos no destructivos la pared de la tubería para determinar el estado físico del mismo.
- Diablo geoposicionador.** Dispositivo mecánico electrónico que nos permite conocer la ubicación de la trayectoria del ducto en planta y perfil, mediante coordenadas geográficas, a través de un equipo de navegación inercial.
- Ducto.** Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).
- Ducto ascendente.** Tramo de tubería ascendente que conecta la trampa de diablos o tubería de cubierta con la curva de expansión de la línea regular que se instala en el lecho marino.
- Ducto enterrado.** Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie del suelo.
- Ducto de recolección.** Es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.
- Ducto de transporte.** Es la tubería que conduce hidrocarburos en una fase o multifases, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento.
- Ducto no restringido.** Ducto o tramo de tubería que no tiene restricción axial y por tanto permite las deformaciones axiales.
- Ducto restringido.** Ducto o tramo de tubería que debido a sus condiciones en los extremos tiene restricción o limitación para permitir deformaciones axiales.
- Ducto sumergido.** Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse sobre el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.) o enterrado en él.
- Electrodo de Referencia.** Electrodo con potencial estable y reproducible, el cual se usa en la medición de potenciales estructura – medio (electrolito).
- Electrolito.** Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.
- Equipo Geoposicionador.** Dispositivo electrónico vinculado a satélites, capaz de establecer y ubicar coordenadas geográficas.
- Esfuerzo.** Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa en kPa o lb/pulg².
- Esfuerzo tangencial o circunferencial.** Es el esfuerzo ocasionado en la pared de la tubería por la presión interna de un fluido, se expresa en kPa o lb/pulg².
- Espesor nominal de pared.** Es el espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.

- Factor de daño del recubrimiento.** Es el cociente que resulta de dividir la relación de la densidad de corriente requerida para polarizar una superficie metálica de acero recubierta, entre la densidad de corriente de la superficie metálica del acero desnudo.
- Factor de utilización** - Es la proporción de material anódico considerada en el diseño, que puede ser consumida en un ánodo.
- Fuente de energía (Rectificador)** - Es cualquier dispositivo que permite imprimir gradualmente, la corriente eléctrica necesaria para la protección de una estructura a través de energía eléctrica continua.
- Fuga de Flujo Magnético.** (Dispersión de flujo magnético) Es el principio mediante el cual se determinan las discontinuidades superficiales de un tubo y que permite establecer la presencia de anomalías por pérdidas metálicas internas o externas. Es el campo magnético que se separa o se regresa a determinada área como resultado de una discontinuidad o un cambio de sección.
- Grieta.** Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.
- Imperfección.** Discontinuidad detectada por medio de técnicas no destructivas.
- Inclusión no metálica.** Elementos o compuestos químicos no metálicos que generan una discontinuidad en la masa del material base de la tubería.
- Inhibidor de corrosión.** Compuesto químico orgánico o inorgánico que se adiciona al fluido transportado en concentraciones adecuadas para controlar o disminuir la velocidad de corrosión.
- Instalación superficial.** Tramo de ducto no enterrado utilizado en troncales, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo, pasos aéreos, entre otros.
- Junta de aislamiento.** Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.
- Lingada.** Sección de tubería de longitud variable, formada por tramos soldados a tope de manera circunferencial.
- Mantenimiento correctivo.** Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.
- Mantenimiento preventivo.** Acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.
- Masa neta total.** Es la masa que se requiere para satisfacer la demanda de corriente media, sin considerar la masa adicional del alma o soportes.
- Obras especiales.** Son todas aquellas obras diferentes a la línea regular como son: área de trampas, área de válvulas de seccionamiento, cruces, etc., las cuales requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.
- Pateo.** Maniobra operativa para dar inicio a la corrida del diablo (acción de enviar el diablo a través de la trampa de diablos)
- Penetrómetro o indicador de calidad.** Instrumento utilizado para medir la calidad de la imagen radiográfica.
- Perfil de Corrosión.** Conjunto de lecturas que define el contorno de profundidades de una región con pérdida de espesor por corrosión en la pared de un ducto.
- Picadura.** Corrosión localizada confinada a un punto o a un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.
- Polarización.** Es la magnitud de variación de potencial de circuito abierto de un electrodo, causado por el paso de una corriente eléctrica.
- Poste de señalamiento y registro.** Es aquél que indica la trayectoria y localización de las estructuras metálicas por proteger, sirviendo además para medir el potencial de la estructura al electrolito.
- Potencial de estructura-electrolito.** Es la diferencia de tensión, entre una estructura metálica enterrada o sumergida y un electrodo de referencia, en contacto con el electrolito

- Potencial en estado encendido.** Potencial estructura–medio (electrolito), medido con la corriente de protección catódica circulando.
- Potencial de polarización.** Potencial estructura–medio (electrolito), medido inmediatamente después de interrumpir las fuentes de energía de protección catódica. Es el potencial real de protección de la estructura.
- Presión de diseño.** Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1.1 veces la presión de operación máxima.
- Presión de operación máxima (POM).** Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.
- Presión Máxima de Operación (MAOP).** Es la presión máxima de operación a la que un ducto o segmento puede ser sometido, sin sufrir daños físicos estructurales.
- Presión Interna (Pi).** Es la presión generada en las paredes internas de la tubería por efecto del fluido transportado.
- Protección catódica.** Es el procedimiento electroquímico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidos contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.
- Ranura.** Abertura delgada y poco profunda producida por algún objeto filoso.
- Rayón o tallón.** Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.
- Rayos Gamma.** Radiación electromagnética emitida continuamente por fuentes radioactivas.
- Rayos X.** Radiación de longitud de onda controlable utilizada para obtener radiografías de alta sensibilidad.
- Rehabilitaciones Mayores.** Son las actividades de sustitución o modificación de partes de los sistemas para el transporte y recolección de hidrocarburos y petroquímicos, en estado líquido o gaseoso.
- Reparación Definitiva.** Es el reemplazo de la sección del ducto que esta fuera de norma.
- Reparación Permanente.** Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente no metálica o metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional.
- Reparación Provisional.** Es la acción de colocar envolventes tales como grapas de fábrica o improvisadas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto.
- Resistencia (shunt).** Resistencia de valor conocido, la cual permite determinar la corriente eléctrica, mediante la obtención de diferencias de potenciales fijas, cuando es insertada en un circuito que transporta carga eléctrica.
- Resistividad del terreno.** Es la resistencia eléctrica específica de un terreno, se expresa en Ω -cm.
- Sanidad.** Condición de un ducto cuyo material base y/o soldadura no contiene defectos.
- Soldadura por aluminotermia.** Procedimiento para soldar conductores eléctricos a estructuras metálicas, consiste de una mezcla pulverizada de óxidos de cobre y aluminio con polvo de arranque, que se activa mediante una chispa, dentro de un molde.
- Solicitud.** Carga de tipo estático o dinámico que actúa en el ducto y que debe ser considerada durante el diseño.
- Soporte.** Elemento que soporta tanto cargas estáticas como dinámicas provenientes de la tubería y equipos a los cuales se encuentra asociado.
- Técnica de inspección de pared sencilla.** Es aquella en la que la radiación atraviesa solamente una pared de la soldadura (por lo general, la fuente está centrada en el interior de la tubería), la cual será interpretada para su aceptación en la radiografía.
- Técnica de inspección de doble pared.** Es aquella en la que la radiación atraviesa dos paredes (la fuente se encuentra fuera de la tubería), de las cuales solo será interpretada para su aceptación en la radiografía, la pared de la soldadura del lado de la película.
- Temperatura de Diseño.** Es la temperatura esperada en el ducto, bajo condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

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

Temperatura de Transición Dúctil-Frágil (TTDF). Temperatura a la cual un material presenta cambio de un comportamiento dúctil a frágil.

Tenacidad. Capacidad de un metal para absorber energía durante el proceso de fractura. Se considera una Baja Tenacidad cuando el valor es igual o menor a 20 lbs-pie.

Tramo corto. Sección (spool) o secciones de tubería unidas por una o más soldaduras circunferenciales de campo, con o sin conexiones. Puede ser parte de un ducto que se utiliza en cruces de cuerpos de agua (ríos o lagunas), claros libres, reparaciones de ductos o a la llegada y salida en válvulas de seccionamiento o trampas de diablos. Un tramo corto no debe ser mayor de 500 m.

Trampa de Diablos. Dispositivo utilizado para fines de envío ó recibo de diablo de inspección ó de limpieza, cuyas dimensiones características se especifican en el anexo "D" de la norma NRF-030-PEMEX-2003.

Tubería. Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos.

Ultrasonido. Es el principio de radiación mecánica en forma de pulsos u ondas de baja intensidad y alta frecuencia. Estos pulsos se generan mediante accesorios electromecánicos (tales como cristales piezométricos)

Válvula de alivio. Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

Válvula de seccionamiento. Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto.

Velocidad de corrosión. Es la pérdida metálica por unidad de tiempo, medida en mm/año (pulg/año).

Zona Rural. Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 1 y 2.

Zona Urbana. Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 3 y 4.

JUSTIFICACION

En la industria petrolera, la transportación de hidrocarburos ocupa un lugar muy importante, siendo la transportación por ductos la forma más segura de realizarlo desde los centros de producción y procesamiento a los centros de consumo, contribuyendo a incrementar la seguridad, mejorando la competitividad y protegiendo el medio ambiente.

Cerca de la mitad de los ductos que se encuentran instalados en el territorio nacional a cargo de PEMEX tienen más de 30 años en operación y a pesar del constante mantenimiento ocurren problemas provocados por la corrosión y fallas del material, debido a esto, es necesario no solo para esta empresa nacional, si no para todas aquellas dedicadas a la transportación algún tipo de fluido, contar con personal preparado y calificado para llevar a cabo las tareas de mantenimiento a dichos sistemas.

Existe una gran cantidad de información sobre el mantenimiento, inspección y rehabilitación de ductos que transportan hidrocarburos, pero no existe documento alguno que sirva como referencia de los conocimientos que debe tener, así como técnicas y tecnologías que deba conocer un INGENIERO EN MANTENIMIENTO DE DUCTOS, por lo que este manual capitalizara la información que esta en diferentes fuentes y especialidades, para que sea la guía del ingeniero que tiene como tarea proporcionar el mantenimiento preventivo y correctivo a los ductos que transportan hidrocarburos basándose en el cumplimiento de la normatividad vigente.

Por lo antes mencionado, ha surgido la necesidad de realizar un **Manual integral de Mantenimiento a Ductos** que concentrara los puntos más importantes que se deben tomar en cuenta para llevar a cabo el mantenimiento preventivo y correctivo de los ductos que transportan hidrocarburos, inclusive de los que se ocupan para la distribución de gas L.P. y Natural.

ESTADO DEL ARTE

ANTECEDENTES DE LOS DUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

“El 18 de marzo de 1938, a las ocho de la noche, el presidente Lázaro Cárdenas estaba reunido a puerta cerrada con su gabinete al que le anunció su decisión de expropiar la industria petrolera. Dos horas después, en todas las estaciones de radio de la República, la hizo pública al pueblo de México. El acto produjo una honda impresión en todo el país; la expropiación se llevó a cabo un viernes, y rápidamente se fue advirtiendo el apoyo de la opinión pública. El 23 de marzo hubo en la ciudad de México una enorme manifestación de respaldo que, según citan las crónicas periodísticas, superaba las cien mil personas. De igual forma, el 12 de abril hubo una manifestación muy peculiar frente al Palacio de las Bellas Artes. Millares de mujeres de todas las clases sociales llevaron su cooperación para pagar la deuda petrolera. Las aportaciones iban desde gallinas hasta joyas valiosas. La expropiación era resultado de una cadena de hechos que habían puesto en entredicho la soberanía del país y por ello esta decisión llenó de júbilo al pueblo de México...”

LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la producción en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo en la industria petrolera mexicana se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular para esta época fue el descubrimiento -en 1952- de los primeros campos de la nueva Faja de Oro. Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo "Reforma" en los límites de Chiapas y Tabasco, así como el campo "Arenque" en el Golfo de México. En 1966 se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales. En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación la refinerías de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hidalgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75 por ciento de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de las gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación (PR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y PEMEX Petroquímica (PPQ), bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de

productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450 mil a mil 500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo a resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial¹.

LOS ORÍGENES DE PEMEX. (“EL 18 DE MARZO DE 1938”)

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tulillo", en el municipio de Ebano, San Luis Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la "Mexican Petroleum of California", creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que denominaron "El Ebano" y, en 1901, se descubrió petróleo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de "Doheny I".

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L. Doheny y Weetman D. Pearson.

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente,

¹ PEMEX, Cultura petrolera, Historia, La Industria Petrolera en México

ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio.

Posteriormente, Venustiano Carranza creó -en 1915- la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo debieran registrarse en la Secretaría de Fomento.

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar -en 1921- a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la "Faja de Oro", al norte del Estado de Veracruz, que se extendían hacia el Estado de Tamaulipas.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción -al 31 de diciembre de 1921- de poco más de 57 millones de barriles.²

Expropiación Petrolera

Durante años, los trabajadores buscaron hacer valer sus derechos laborales, en tanto que los propietarios de las compañías extranjeras intentaban por todos los medios mantener sus ganancias.

De esta forma, el abril de 1915, trabajadores de la refinería de El Águila realizaron una huelga, la cual se levantó tres días después al concluir las negociaciones entre la empresa y los huelguistas. Con este movimiento, se inició el sindicalismo petrolero, que marcaría el comienzo de una acción concertada de protesta laboral en contra de las compañías petroleras. Durante 1916 y 1917 hubo otros intentos de emplazamiento a huelga a "El Águila" y la "Huasteca Petroleum"; sin embargo, estos movimientos fueron reprimidos violentamente por el Ejército y guardias blancas, castigando a los incitadores.

En 1919, se registraron nuevos conflictos laborales, esta vez en contra de la "Pierce Oil Corporation", en Tampico, que se extendieron hacia las compañías "Huasteca", "Corona", "El Águila", "Mexican Gulf y Texas". En esa época, el Ejército Mexicano intervino para disolver un movimiento de huelguistas, quienes pretendían incendiar la refinería de la "Pierce Oil Corporation".

Una vez más, en 1924, se levantó una huelga en Tampico contra "El Águila", en la cual los trabajadores resultaron triunfantes al lograr que la empresa reconociese al sindicato y se concertase la firma de un contrato colectivo de trabajo, uno de los primeros en el país. Esto sería significativo para los acontecimientos futuros en el campo sindical petrolero.

De esta manera, uno de las primeras acciones importantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana -constituido el 16 de agosto de 1935- fue la redacción de un proyecto de contrato, el cual se elaboró luego de la experiencia del conflicto generado en 1924 en contra de la compañía "El Águila". Este documento pretendía sustituir los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas.

Este documento, llamado "Contrato Colectivo de Aplicación General", se envió a cada una de las 17 compañías petroleras y navieras, mientras que el sindicato petrolero advertía de un emplazamiento a huelga si no se aceptaban negociaciones sobre las bases de este proyecto, el cual recibió una concertada negativa por parte de los patrones, quienes, por su parte, tenían otra propuesta laboral que no fue aceptada tampoco por los trabajadores. Debido a este desacuerdo, el 28 de mayo de 1937 estalló una huelga en contra de las compañías extranjeras que duró doce días, la cual fue declarada legal por parte de la Junta de Conciliación y Arbitraje, lo que

² PEMEX, Cultura petrolera, Historia

motivó la intervención conciliatoria del gobierno del Presidente Cárdenas ante la gravedad de la paralización en la vida económica del país.

Luego de que los trabajadores reanudaron sus actividades el 9 de junio de ese año, la Junta de Conciliación emitió un Laudo a su favor en el juicio laboral que habían entablado en contra de las compañías extranjeras. En este juicio, las autoridades laborales incluyeron la realización de un peritaje sobre las condiciones financieras y operativas de las empresas para saber realmente si podían o no cumplir las exigencias del sindicato. Ante el incumplimiento del Laudo emitido por la Junta de Conciliación y Arbitraje que condenaba a las compañías extranjeras a cumplir las recomendaciones hechas por dicho peritaje, el 18 de marzo de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decretó la expropiación de la industria petrolera, luego de que los empresarios no sólo incurrieran en un caso de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía nacional, dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

El país enfrentó serias dificultades técnicas y económicas para sacar adelante a la industria petrolera después de la expropiación petrolera. Sin embargo, a partir de ese momento, se dio el impulso para que México diera un salto importante en su proceso de industrialización, en el cual el petróleo tuvo un gran valor estratégico.

El 7 de junio de 1938 se creó Petróleos Mexicanos para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano.

En los primeros días de la expropiación petrolera, algunas refinerías estaban paralizadas y otras laboraban a la mitad de su capacidad, cuyo funcionamiento, por falta de equipo, era realmente precario. Pese a todos estos problemas, PEMEX pudo mantener el nivel de ocupación y concedió buena parte de las mejoras laborales anotadas en el laudo de la junta de trabajo.

La nueva administración, bajo el mando del ingeniero Vicente Cortés Herrera, emprendió la reparación de plantas refinadoras y tuberías, pintó las estaciones de servicio, adquirió unidades de transporte, pagó impuestos y rebajó los precios de los productos para el consumidor nacional³.

En resumen:

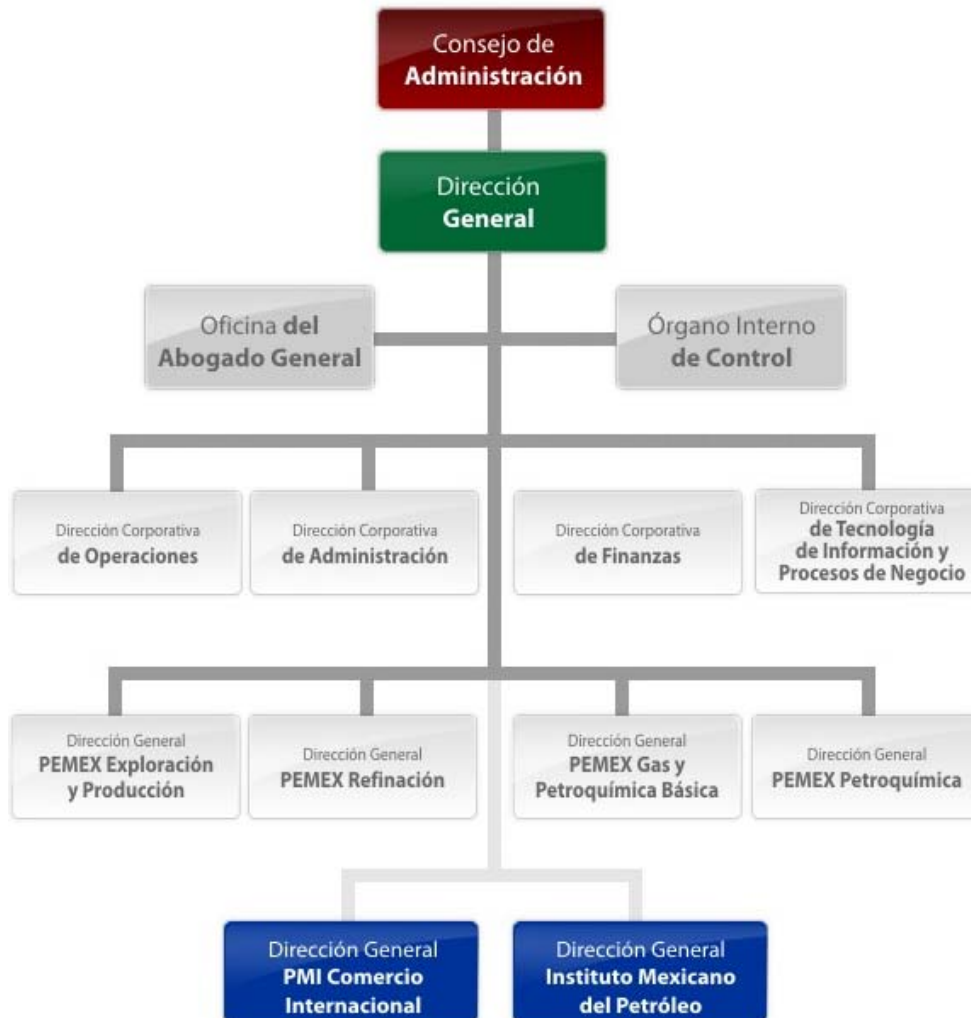
1900	los norteamericanos Edward L. Doheny y Charles A Candfield inician las primeras perforaciones en la hacienda "El Tullillo", descubriendo petróleo en 1901
1902	Se encuentra petróleo cerca de San Cristóbal en el istmo de Tehuantepec, y años después se construye una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un Ducto
1908	Se funda la compañía de petróleo "El Águila" iniciando sus actividades con un capital de cien mil pesos
1921	Uno de los pozos mas espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul N°4", propiedad de la Huasteca Petroleum Company
1935	Se constituye el sindicato Petrolero de la Republica Mexicana
1937	Estalla la huelga en contra de las compañías extranjeras
1938	El Presidente Lázaro Cárdenas del Río decreta la expropiación de la industria petrolera. El 7 de junio se crea Petróleos Mexicanos
2005	Petróleos Mexicanos es la empresa mas grande de México y una de las diez empresas petroleras más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos ⁴

³ PEMEX, Cultura petrolera, Historia, Expropiación petrolera

⁴ PEMEX, Cultura petrolera, Historia, Línea del tiempo

¿QUE ES PEMEX?

Petróleos Mexicanos (PEMEX), es una empresa paraestatal mexicana que es responsable de desarrollar los recursos de hidrocarburos del país. Cuenta con un monopolio constitucional para la explotación de los recursos energéticos (principalmente petróleo y gas) en territorio mexicano, aunque también cuenta con diversas operaciones en el extranjero. Es también una de las mayores productoras de petróleo crudo y gas natural en el mundo. PEMEX es la única empresa que puede explotar el petróleo en México.



PEMEX opera por conducto de *un corporativo y cuatro organismos subsidiarios* que son:

- ✚ **Pemex Exploración y Producción (PEP).**- Se encarga de explorar y desarrollar las reservas de petróleo crudo y gas natural de México.
- ✚ **Pemex Refinación (PR).**- Se ocupa de transformar el petróleo crudo en gasolinas, turbosinas, diesel, combustóleo y gas licuado de petróleo, así como de distribuir y comercializar la mayor parte de dichos productos en el país.
- ✚ **Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).**- Procesa gas natural y líquidos del gas natural; transporta, distribuye y comercializa gas natural y gas licuado en México, así mismo, elabora y comercializa varios productos petroquímicos en México.
- ✚ **PEMEX Petroquímica (PPQ).**- Produce y comercializa materias primas petroquímicas entre las cuales se incluyen, derivados del metano y del etano como el amoníaco, metanol y polietilenos, además de otras olefinas y aromáticos.

Además existe **PMI Comercio Internacional**, empresa subsidiaria de PEMEX que proporciona a los cuatro organismos subsidiarios servicios relacionados con el comercio exterior.

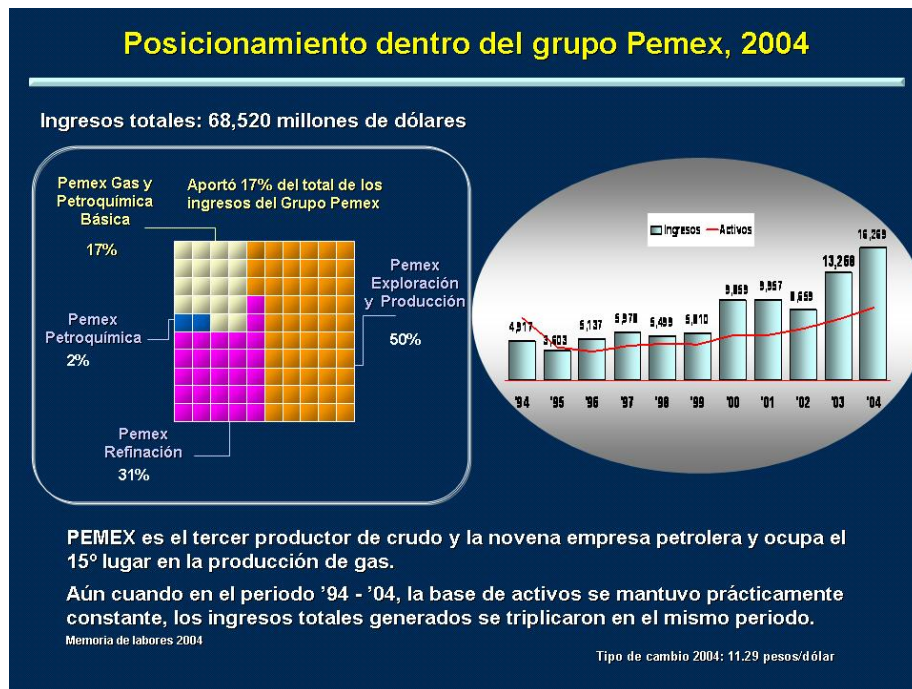
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Dentro de Petróleos Mexicanos, Pemex Gas y Petroquímica Básica ocupa una posición estratégica, al tener la responsabilidad del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, comercialización y almacenamiento de sus productos.

En el ámbito internacional en el año 2003, Pemex Gas se situó como la 9ª empresa procesadora de gas natural, con un volumen procesado cercano a los 4,000 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y como la 2ª empresa productora de líquidos, con una producción de 427 miles de barriles diarios (Mbd). Cuenta con una extensa red de gasoductos, a través de la cual se transportaron poco más de 3,600 MMpcd de gas natural, lo que la ubicó en el 10º lugar entre las principales empresas transportistas de este energético en Norteamérica.

En México durante el año 2003, Pemex Gas se ubica dentro de las 8 empresas más grandes del país, por su nivel de ingresos, cercanos a los 13,000 millones de dólares, con activos del orden de 7,500 millones de dólares. Adicionalmente, Pemex Gas constituye una fuente importante de trabajo, al emplear a poco más de 12,000 trabajadores⁵.

Posicionamiento de PGPB dentro del grupo PEMEX⁶:



PGPB se integra por las siguientes **Subdirecciones**:

- ★ Producción
- ★ Ductos
- ★ Gas Natural
- ★ Gas Licuado y Petroquímicos Básicos
- ★ Planeación
- ★ Administración y Finanzas

⁵ PEMEX, Conozca Pemex Gas

⁶ PEMEX, Conozca Pemex Gas, Posicionamiento dentro del grupo Pemex

- ★ Gerencia de control de Gestión y desempeño
- ★ Desarrollo Social

SUBDIRECCIÓN DE DUCTOS

La Subdirección de Ductos tiene como objetivo fundamental el transporte por ductos de Gas Natural, Gas L.P. y Petroquímicos Básicos, que se distingan por su calidad, seguridad y eficiencia, cumpliendo con los requisitos de los clientes, asimismo garantizar la óptima operación de la red de ductos.

Sus funciones generales, en resumen consisten en lo siguiente:

- Proporcionar, a través de la red de ductos, los servicios de transporte de gas natural, gases licuados y petroquímicos básicos con una operación eficiente, que responda a las condiciones del mercado y a las necesidades reales de sus clientes.
- Vigilar el desarrollo de programas de inversión, que contribuyan a mejorar la eficiencia de la infraestructura actual y responder apropiadamente a la demanda creciente de gas, a fin de posicionar competitivamente a la empresa.
- Diseñar e implementar políticas de precios y tarifas, productos y servicios, que permitan a la empresa desempeñarse eficientemente como prestador de servicios de transporte, en un ambiente de competencia regulada.
- Vigilar que las operaciones en el transporte cumplan con los estándares de seguridad y preservación del medio ambiente.
- Administrar los activos de *Pemex Gas* y *Petroquímica Básica* en compañías distribuidoras de gas natural, en tanto éstos sean desincorporados.
- Recomendar la incorporación de nuevas tecnologías para la optimización del transporte de gas natural, gas LP y petroquímicos básicos que permitan a *Pemex Gas* y *Petroquímica Básica* competir exitosamente con otras empresas.
- Implementar las mejores tecnologías y prácticas de mantenimiento, que garanticen el transporte seguro y la protección al medio ambiente bajo estándares internacionales.
- Establecer políticas de planeación, que optimicen la utilización de la infraestructura existente y recuperen niveles adecuados de costos
- Coordinar y supervisar el mantenimiento del Sistema de Aseguramiento de Calidad en el Ámbito Central y en los Centros de Trabajo Foráneos.
- Vigilar las actividades del mantenimiento y operación del SCADA y automatización de la Red Nacional de transportación de Gas Natural, Gas LP y petroquímicos básicos por ducto, para que éstas se realicen con seguridad y oportunidad y preservando el medio ambiente.
- Recomendar la utilización de nuevas tecnologías de automatización y SCADA en los equipos utilizados para la transportación por ducto y lograr el máximo aprovechamiento de estos sistemas y su operación segura.

A su vez, la subdirección se conforma por las siguientes gerencias:



- ❖ Gerencia de Operación
 - Subgerencia de Control de Flujos
 - Subgerencia de Equipo Dinámico
 - Subgerencia de Medición
- ❖ **Gerencia de Mantenimiento**
 - **Subgerencia de Tecnología**
 - **Subgerencia de Seguridad**
 - **Subgerencia de Operación de Campo**
 - **Sectores**
 - **Unidades de Apoyo Técnico**
- ❖ Gerencia Comercial de Transporte
 - Subgerencia de Servicios de Transporte
 - Subgerencia de Atención a Clientes
 - Subgerencia de Contabilidad de Transporte
- ❖ Gerencia de Planeación y Evaluación
 - Subgerencia de Administración Presupuestal
 - Subgerencia de Evaluación Económica
 - Subgerencia de Planeación
- ❖ *Gerencia de Sistemas de Control y Monitoreo Automatizados*
 - Subgerencia de Sistemas de Control y Monitoreo en Ductos
 - Subgerencia de Automatización, Equipo Dinámico e Integración
 - Subgerencia de Soporte a Centro de Control y Monitoreo

TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

El sistema de Transporte por Ductos representa la columna vertebral en la distribución de estos energéticos. Estos permiten vincular los diversos procesos productivos de distribución y comercialización de los diferentes Organismos Subsidiarios que conforman Petróleos Mexicanos, además, en este sentido, es el medio alternativo de transporte más seguro y rentable.

A lo largo del territorio nacional, Pemex mantiene en operación un sistema de ductos terrestres de alrededor de 54 mil kilómetros por donde transporta petróleo crudo, gas natural, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados. Cuenta, además, con dos mil kilómetros localizados en zonas submarinas.

Cerca de la mitad de los ductos tienen más de 30 años de operación, los cuáles están en constante mantenimiento y a pesar de ello, ocurren problemas provocados por la corrosión del material, daños por terceros, fabricación, etc.,

es por esto que, con la finalidad de operar con eficiencia y mantenerse a la vanguardia tecnológica, se han implementado en forma continua mejoras a los procesos relacionados con esta importante actividad de nuestra industria, sin embargo, aún y cuando se han generado adelantos significativos, existen oportunidades de mejora en el área de ductos⁷.

DIMENSIONAMIENTO DE DUCTOS EN PEMEX

Los Hidrocarburos que el país produce y consume sea como bienes finales o insumos de producción, son transportados actualmente por una extensa red de ductos de Petróleos Mexicanos que se extiende a lo largo y ancho del territorio nacional, cuya longitud es de 39,749 kilómetros sin incluir 14,728 Km de líneas de descarga de pozos.

De esta Red le corresponde el 34.11% operar y mantener a Pemex Exploración y Producción (**PEP**), 32.23% Pemex Refinación (**PR**), 31.40% a Pemex Gas y Petroquímica Básica (**PGPB**) y el 2.26% a Pemex Petroquímica (**PPQ**). Por tipo de servicio actualmente, 15,935 Km. corresponden a Gasoductos, 10,337 Km. a Poliductos, 8,768 Km. a Oleoductos y 1,822 Km. a LPG ductos y 1,084 Km. a Petroquímicos Básicos.

Tabla 1.- Longitud de Ductos por Extensión

Subsidiaria	Long. (Km.)	%
PEP	13,557	34.11
PR	12,812	32.23
PGPB	12,482	31.40
PPQ	898	2.26
Total	39,749	100%

La edad promedio de los ductos en operación es de 21 años, la mayor parte de los mismos, que corresponde a una longitud de 29,344 Km., tienen menos de 30 años y 10,405 Km., tienen más de 30 años de haber sido construidos, lo que indica que la mayor parte de los ductos que es el 73%, se construyeron a partir de la década de los 70's.

Tabla 2.- Antigüedad de Ductos

Subsidiaria	Longitud (Km.)		
	> 30 años	30 – 10 años	< 10 años
PEP	539	12,338	680
PR	5,932	4,627	2,253
PGPB	3,921	8,170	391
PPQ	13	839	46
Total	10,405	25,974	3,370
%	26%	65%	8%

⁷ Revista Ductos, Num. 39, Año 6, Julio-Septiembre 2004

CAPITULO I:

INSPECCION, MANTENIMIENTO Y REHABILITACION

“Diseñar y echar a andar una cultura de la prevención siempre resultara mas rentable frente al costo de su ausencia que se hará evidente en situaciones de riesgo y crisis. Siempre se ha sabido de la importancia de la prevención individual o empresarial pero hasta hace poco tiempo poco se hacia al respecto. Las cosas empiezan a cambiar, no con la velocidad deseada ni con la conciencia que la situación demanda, tal vez solo se hace por satisfacer la norma administrativa...”

Francisco Chulim, 2004
Revista “El mundo del petróleo”



I.1 DEFINICION E IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO

Las empresas, las mujeres y los hombres petroleros no están exentos de contingencias que por diversos factores ocurren, a veces con espectacularidad y en ocasiones con resultados trágicos y de proporciones enormes en cuanto al impacto personal, ecológico o económico que generan.

En la gran mayoría de los casos los hechos no son mas que el producto de una falta de **cultura de calidad** cuyo ingrediente fundamental es la prevención; ya que estamos acostumbrados a reparar las cosas, es decir, atenderlas hasta que se descomponen, procurar atender hasta que ha surgido una falla, o no tomar en cuenta parámetros como la vida útil de las maquinarias o procesos, las condiciones climáticas, los manuales de operación, etc.

Por lo general vivimos desactualizados pensando únicamente en lo correctivo sin recordar que hoy y siempre como dice el dicho “Mas vale Prevenir que Lamentar”.

Por ello en el siglo XXI se cobra relevancia al valor de la conservación y la seguridad, como elementos que deben estar presentes en nuestras actividades personales y profesionales, pero con un nuevo enfoque que implica pensar en el servicio que proporcionamos y no solamente en quien lo proporciona y con que lo proporciona, con enfoque de la conservación dentro de la calidad como toda acción humana que mediante la aplicación de conocimientos científicos y técnicos, contribuye al optimo aprovechamiento de los recursos existentes en su hábitat para proporcionar el desarrollo propio y de la sociedad, y que contiene dos elementos: **La Preservación y el Mantenimiento**.

La *preservación* atiende las necesidades de los recursos físicos y el *mantenimiento* se encarga de conservar en servicio estos recursos. En ambos casos se dividen en acciones preventivas y correctivas.

Mantenimiento correctivo.- Actividad a desarrollar en equipos, instalaciones o construcciones, cuando a consecuencia de una falla han dejado de prestar la calidad del servicio esperado: Contingente o programable.

Mantenimiento Preventivo.- Actividad a desarrollar en equipos, instalaciones o construcciones, con el fin de garantizar que la calidad del servicio que estos proporcionan continúe dentro de los límites establecidos: predictivo, periódico, analítico, progresivo o técnico.

Pensemos entonces en la importancia que tiene en nuestras vidas prevenir para conservarnos en óptimas condiciones y proporcionar un servicio de calidad a nuestros semejantes.

I.2 CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS

Ningún ducto está exento de defectos, ya sea de diseño, fabricación, acción de terceros, por el envejecimiento natural o como resultado de su interacción con productos corrosivos en su entorno o que son transportados. Cabe mencionar que todo ducto posee defectos, imperfecciones que necesariamente deberán ser evaluadas y controladas durante su vida. No existe un ducto sin riesgo porque los defectos están presentes y, por lo tanto, sujetos a alguna falla o incidente anormal⁸.

Principales causas de ocurrencias de fallas en ductos:

- Error de proyecto
- Falla de material
- Defecto de construcción
- Corrosión interna / externa
- Falla operativa
- Defectos provenientes de la acción de terceros
- Movimiento de suelo

⁸ Richard Ward, op. Cit. “Programa de integridad estructural de ductos de PETROBRAS” Revista Ductos, No. 37, Año 5, Enero-Marzo 2004, pp 23 y 24

Las causas de fallas en tuberías de conducción pueden ser clasificadas en unas cuantas categorías como esta determinada por las estadísticas del gobierno de los estados unidos. De esas categorías dos son las más comunes, **causas externas y corrosión**, estas contribuyen con más de la mitad de las fallas de servicio tanto en tuberías que conducen gas como liquido. Las dos mayores causas, inclusive las menos comunes son explicadas y la tecnología actual para prevención es discutida.

I.2.1 Clasificación de defectos

Tabla 3.- Clasificación de Defectos

Clasificación	Forma	Comentario	Principales tipos de daños
Por su Evolución	Defectos progresivos	Son aquellos cuyas dimensiones se incrementan con el tiempo, debido a efectos ambientales, mecánicos y/o de servicio	Corrosión uniforme, corrosión localizada, laminaciones y ampollamiento por hidrogeno
	Defectos estáticos	Son defectos cuyas dimensiones no se alteran con el paso del tiempo	Abolladuras, entallas y rayones, deformación y pliegues
Por su origen	Defectos de manufactura	Ocurren durante la fabricación del tubo	Grietas, desalineamientos, socavaciones, falta de fusión, y falta de penetración de la soldadura; traslapes, picaduras, incrustaciones durante el rolado, endurecimientos localizados, laminaciones e inclusiones
	Defectos causados por el servicio	Se deben a la combinación de un material susceptible con un ambiente agresivo y en ciertos casos con esfuerzos	Corrosión uniforme y localizada, externa e interna, la fragilización por hidrógeno, agrietamiento por corrosión-esfuerzo en soldaduras y agrietamiento inducido por hidrogeno.
	Defectos causados por fuerzas externas	Se deben al contacto físico con otros objetos, así como a las presiones por movimiento de suelos, subsidencia y presiones de viento o marea	Abolladuras, ralladuras, indentaciones, pandeamiento y deformación
	Defectos de construcción	Son introducidos durante la soldadura de campo	Socavación, fusión incompleta, falta de penetración, grietas y desalineamientos
Por su geometría	Puntuales	Son defectos pequeños, cuyas dimensiones (largo y ancho) son del mismo orden de magnitud que el espesor. Normalmente este tipo de defectos no degrada la resistencia del tubo y solo producen riesgo de fugas	
	Axiales	Son defectos cuyo ancho es menor al equivalente de 5 minutos técnicos de la circunferencia y su largo es al menos diez veces el ancho. Son muy sensibles a la presión y pueden producir fugas y explosiones.	
	Circunferenciales	Son defectos cuya dimensión mayor esta en el ancho.	
	Aereales	Son aquellos cuyo largo y ancho son similares y a su vez mucho mayores que el espesor	
Por su Comportamiento mecánico	Defectos controlados por la presión	Su crecimiento y falla es impulsada por el esfuerzo circunferencial inducido por la presión interna, pudiendo suceder que fallen cuando la presión rebasa un determinado valor o bien si su tamaño es lo suficientemente grande como para fallar a la presión normal de operación	Grietas axiales, erosión, corrosión uniforme, picaduras y cazuelas, de laminaciones escalonadas, golpes, entallas agudas, indentaciones y rayas longitudinales, defectos en la costura longitudinal y bandas de inclusiones
	Defectos controlados por el esfuerzo longitudinal	Su comportamiento es el mismo que en el caso anterior, excepto que la fuerza impulsora es el esfuerzo longitudinal en la tubería.	Los defectos susceptibles de falla bajo este esfuerzo son: todo tipo de defectos cuya dimensión máxima este en la dirección circunferencial
	Defectos fugantes	Son defectos que provocan fuga pero no ponen en riesgo de explosión o colapso a la tubería	Picaduras pequeñas y grietas cortas y profundas.

Los ductos transportan una gran variedad de gases y líquidos peligrosos incluyendo gas natural, Gas L.P., Amonio anhidro, petróleo crudo, gasolina y otros productos de petróleo refinados. Como resultado, las fallas en ductos pueden tener varias consecuencias que van desde la contaminación del aire, lagos y ríos hasta daños en propiedades, daños a personas y pérdida de vidas.

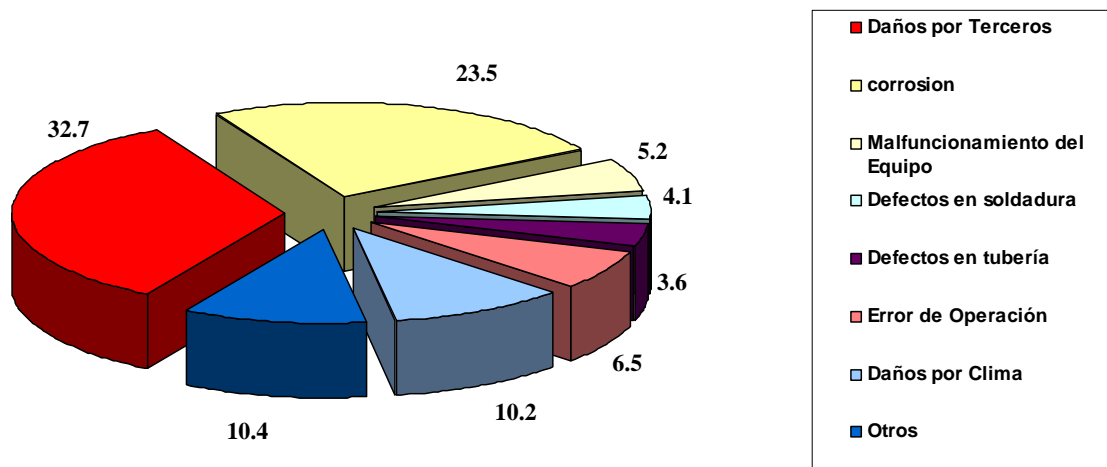
La Oficina de Seguridad de Tuberías (Office of Pipeline Safety) fue establecida en 1968, época en la cual el Congreso de los U.S.A. decreto el Acta de Seguridad en Tuberías de Gas Natural (Natural Gas Pipeline Safety Act) seguida por el Acta de Transportación de Materiales Peligrosos (Hazardous Materials Transportation Act) en 1974 y el Acta de Seguridad de Tuberías con Líquidos Peligrosos (Hazardous Liquid Pipeline Safety Act) en 1979.

Estas leyes requieren del reporte de las fallas en tuberías ("incidentes") al Departamento del Transporte (Department of Transportation DOT, U.S.A.) y los informes proporcionan una base estadística para evaluar las causas de las fallas en tuberías⁹.

I.3 TIPO Y CANTIDAD DE FALLAS EN DUCTOS

El DOT reporta sobre los incidentes en ductos de gas natural para un período de diez años, de 1985 a 1994, han sido revisados bajo auspicios del Comité para la Investigación de la Tubería de la Asociación Americana de Gas (Pipeline Research Committee of the American Gas Association¹⁰). Para la revisión, las fallas fueron clasificadas de acuerdo a la causa. Como es mostrado en las Gráficas 1, 2 y 3, las causas más comunes fueron las externas debido a invasiones, la cual incluye el daño causado por terceros, los operadores residentes y sus contratistas y el vandalismo. Como será discutido, la forma más común de este tipo de daño es la combinación de abolladura con una protuberancia. La segunda causa común de las fallas en tuberías que transportan hidrocarburos es la corrosión, que incluye la corrosión interna y externa. La causa externa del clima, incluye el movimiento de la tierra (deslaves), de las lluvias fuertes y de las inundaciones, rayos y clima frío, es la tercera causa más común. Las causas externas y la corrosión externa contribuyen con más de 66 por ciento de todas las fallas en tubería de gas. Las otras causas son: error del operador, malfuncionamiento del equipo, soldaduras defectuosas, tubería defectuosa y otras.

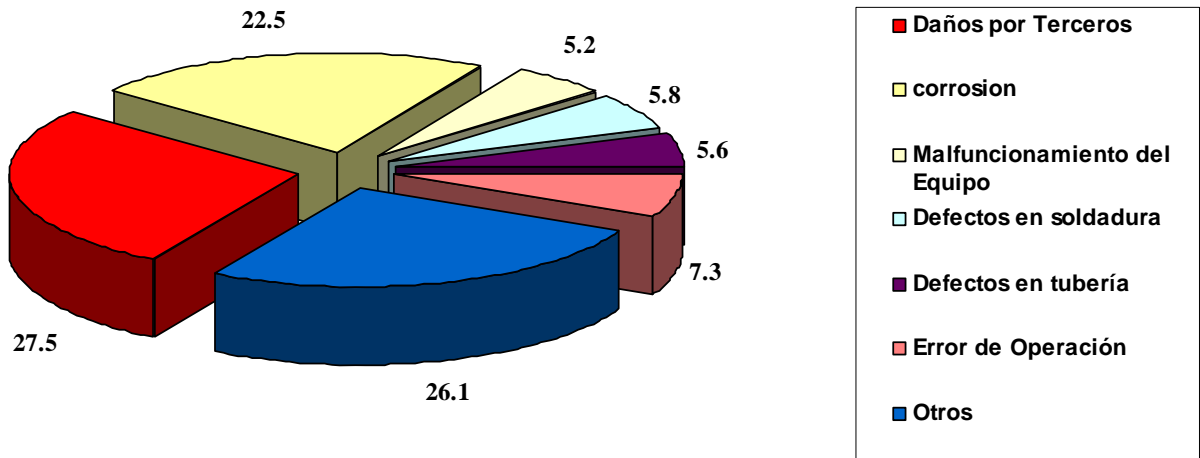
GRAFICA 1.- CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS GASEOSOS (1985-1994)



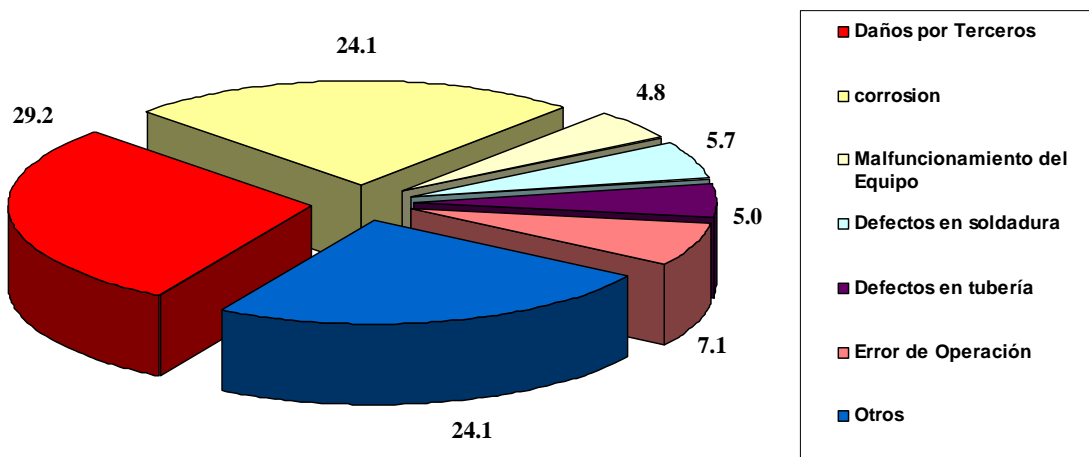
⁹ T.V. Bruno, "The causes and prevention of pipelines failures", Metallurgical Consultants Inc.

¹⁰ Patrick H. Vieth, "Analysis of DOT Reportable Incidents", Ninth Symposium on Line Pipe Research, Paper 2, Houston, Texas, September 30-October 2, 1996

GRAFICA 2.- CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LIQUIDOS (1994-1996)



GRAFICA 3.- CAUSAS DE FALLAS EN DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS LIQUIDOS (1994-2000)



Fuente: Datos estadísticos de fallas emitidos por la OPS (Office of Pipeline Safety)

NOTA: Los datos de las graficas pueden variar dependiendo del administrador. Las gráficas anteriores se toman en cuenta como referencia de otros sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos (instalados en U.S.A.) y no como historial de los ductos de PEMEX.

Como se puede ver en las graficas anteriores, las causas de las fallas pueden ser por diversos factores, mas sin embargo, las principales causas son los daños por terceros y la corrosión.

Desafortunadamente, las causas de fallas en tuberías que transportan líquidos no han sido revisadas tan a fondo como para las tuberías de gas. El comité de ASME B31.4 ha designado a un Grupo de Trabajo para revisar los informes del DOT sobre fallas en tuberías de líquidos, pero el Grupo de Trabajo todavía no ha publicado un informe. Sin embargo, los datos de 1994 y 1995 estaban disponibles en el sitio Web de la OPS y los datos para 1996 fueron publicados en el Houston Chronicle¹¹. Los datos de tuberías de líquidos tienen un porcentaje mucho más grande de "otros" y la categoría causas externa no esta subdivida.

Aunque los números son diferentes, las calificaciones son similares, con las causas externas y la corrosión contabilizando la mayoría de las fallas.

¹¹ Chris Woodgard, "Catastrophe Looms for Old Fuel Pipelines", The Houston Chronicle, February 23, 1967

I.3.1 Causas Externas

I.3.1.1 Combinación de defectos

El tipo más serio de daño de una causa externa es una combinación de una protuberancia y una abolladura. Daños con protuberancias dañan la superficie de la tubería creando capas superficiales duras, frágiles que tienen baja resistencia a la iniciación de la grieta. Un abollamiento cambia el contorno de la tubería, de tal modo que crea áreas locales de alto esfuerzo. Cuando se daña una tubería, puede fallar inmediatamente o puede continuar operando por un cierto tiempo antes de fallar. Las condiciones que determinan el comportamiento de la falla en tubería dañada incluyen el grado y la naturaleza del daño, las características de la tubería y las condiciones de operación al momento del daño. Daño severo, baja resistencia al impacto y alta presión promueven una falla inmediata en comparación con una falla retrasada.

Una falla en la tubería, que sobrevive al daño inicial tiene como resultado un aumento subsecuente en la presión o un crecimiento de grieta con el tiempo. Las grietas pueden crecer por un número de mecanismos, tales como la extensión dúctil de la grieta, fatiga y agrietamiento inducido por el ambiente. La extensión dúctil de la grieta es una forma de crecimiento de grieta que resulta de ejercer presión cerca del defecto pero apenas debajo de su presión de falla, la fatiga es causada por esfuerzos cíclicos y agrietamientos inducidos por el ambiente que resultan de una interacción de los esfuerzos y del ambiente. De la Figura 1 a la 3 se muestra el tipo de daño causado por una abolladura combinada con protuberancia.



Figura 1.- Abolladura con protuberancia

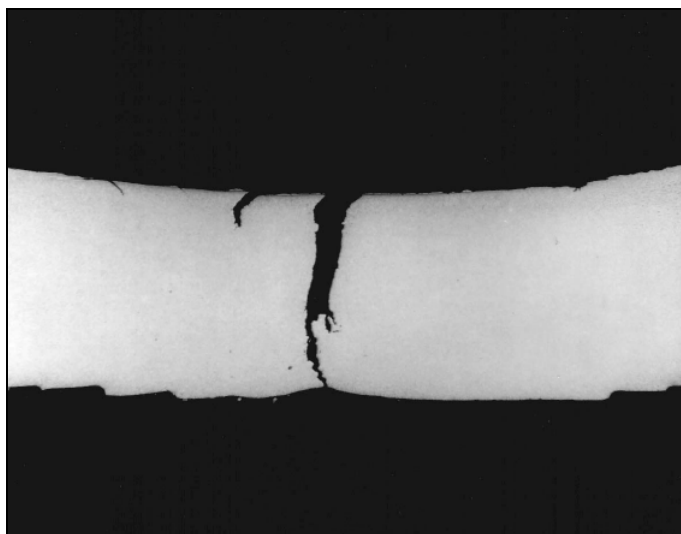


Figura 2.- Abolladura con protuberancia

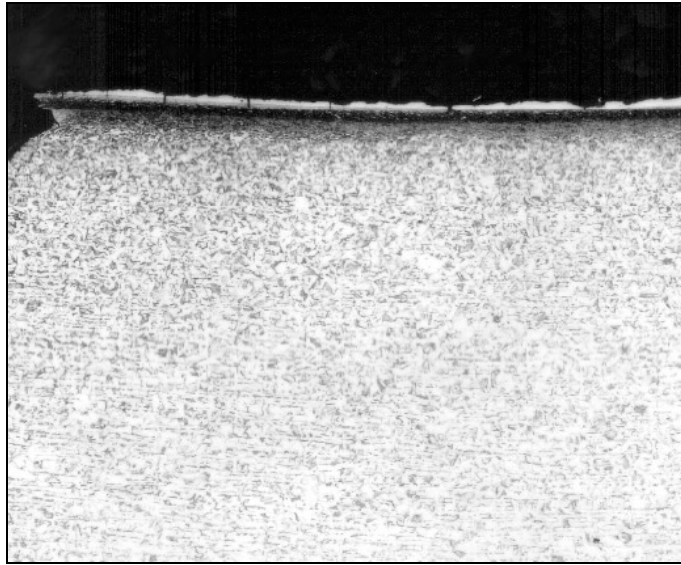


Figura 3.- Abolladura con protuberancia

Una abolladura uniforme no es seria y será redondeada generalmente hacia fuera por la presión interna. Sin embargo, las abolladuras pueden conducir a fallas por fatiga bajo condiciones donde fluctúan las presiones y la abolladura es redondeada solamente parcialmente hacia fuera.

Para la tubería que no se ha roto, la inspección con los diablos instrumentados y, en algunos casos, con diablos con placas calibradoras, pueden detectar abolladuras planas y otros tipos de daños. Las áreas dañadas se pueden reparar a menudo con envoltentes sin tener que detener el flujo en la tubería.

I.3.1.2 Relacionadas con el Clima

Esta categoría (que ha sido estudiada solamente para las tuberías que transportan gas) incluye las fallas relacionadas con el clima frío, movimiento de la tierra, las lluvias, las fuertes inundaciones y descargas eléctricas (rayos o relámpagos). Las fallas por clima frío cubren las causadas por esfuerzos termales, contracciones por congelación y heladas. Los movimientos de tierra (hundimientos y los derrumbes), la contracción por heladas y lluvias fuertes e inundaciones causan esfuerzos y flexiones axiales anormales. Estos esfuerzos fracturarán las soldaduras circunferenciales débiles o defectuosas. Si los esfuerzos son altos, fracturarán la soldadura sana o el metal base adyacente del tubo. También pueden causar dobladuras en el tubo. Un relámpago puede causar pequeños cráteres que penetran la pared de la tubería ocasionando fugas.

I.3.2 Corrosión

I.3.2.1 Corrosión Externa

En la Tabla 1 se resumen las causas de corrosión en tuberías. La corrosión externa en la forma de picaduras y de pérdida general del metal resulta por defectos en el recubrimiento, por la inadecuada protección catódica o de ambas.

La protección catódica inadecuada resulta por la insuficiente corriente para las condiciones particulares y puede resultar de un sistema mal diseñado, "hot spots" que requieren tratamiento especial y otras causas. Interferencias de otras tuberías o estructuras metálicas pueden conducir a una corrosión localizada y el corto circuito en encamisados puede conducir a la corrosión de la tubería en los cruzamientos.

Tabla 4.- Causas de corrosión en ductos

CAUSAS DE CORROSION EN DUCTOS	
EXTERNAS	INTERNAS
<ul style="list-style-type: none"> • Defectos en Recubrimiento Mecánico: <ul style="list-style-type: none"> ○ Agujeros ○ Desprendimientos ○ Permeabilidad • Corrosión Microbiológica Influenciada • Protección Catódica Inadecuada • Corto Circuito • Agrietamientos debido a Corrosión-esfuerzo • Agrietamientos debido a Hidrogeno-esfuerzo 	<ul style="list-style-type: none"> • Agua: <ul style="list-style-type: none"> ○ O₂ ○ H₂S ○ CO₂ ○ Depósitos • Corrosión Microbiológica Influenciada • Agrietamiento por Inducción de Hidrogeno • Agrietamiento inducido por sulfuros

La **Figura 4** ilustra defectos de recubrimiento típicos: "holidays" (fallas de recubrimiento o metal desnudo) en el recubrimiento, áreas desprendidas donde la humedad puede acumularse sobre la tubería bajo el recubrimiento y la permeabilidad por lo cual el recubrimiento absorbe la humedad. Las Figuras 5 y 6 muestran fallas típicas de la tubería causadas por corrosión externa.

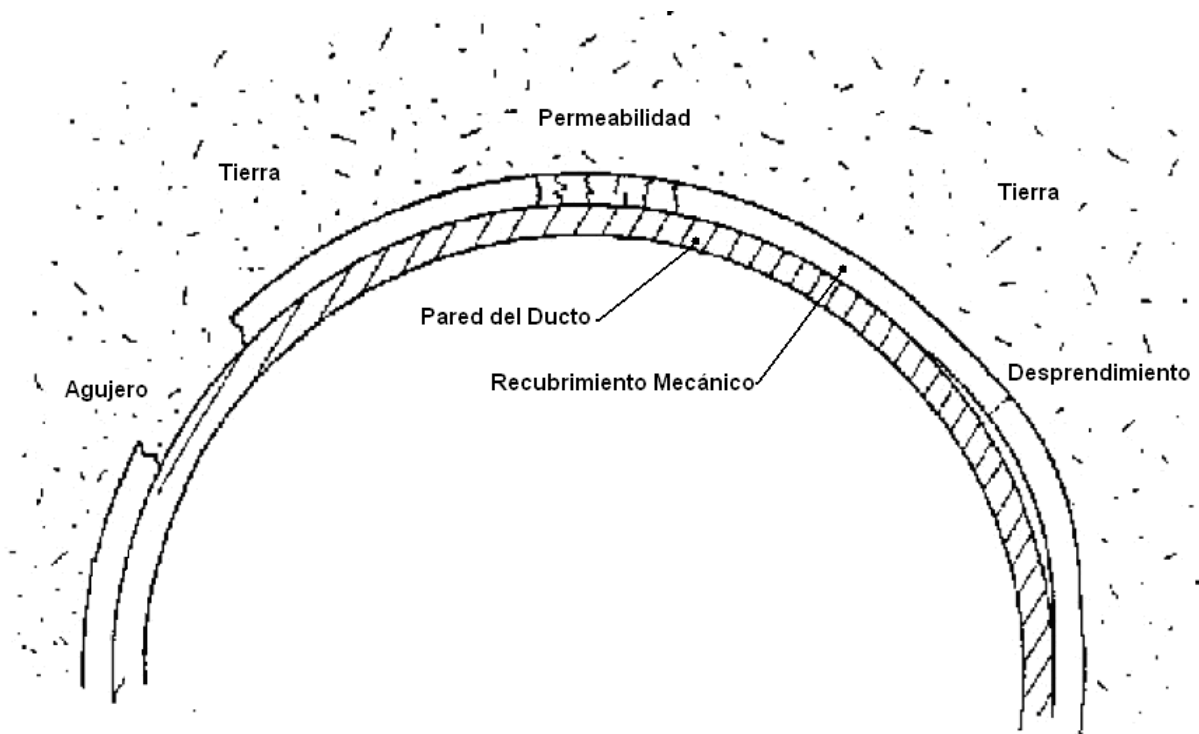


Figura 4.- Ilustración Esquemática de los tres posibles tipos de defectos en el recubrimiento



Figura 5.- Corrosión Externa

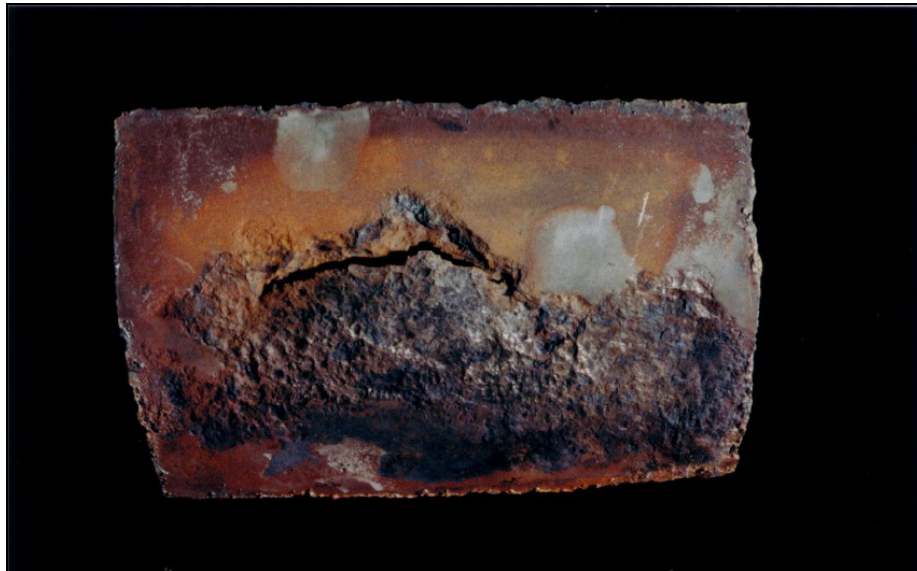


Figura 6.- Corrosión Externa

El agrietamiento debido a corrosión combinada con esfuerzos es un tipo de falla que resulta de la combinación de esfuerzos en la tubería y de la acumulación de humedad en los defectos de recubrimiento conjuntamente con el potencial eléctrico creado por la protección catódica. El tipo más común de Agrietamiento por corrosión con esfuerzos es debido a los carbonatos y a los bicarbonatos que se crean en solución con un pH relativamente alto (p. ej., aproximadamente 9.0) y causa agrietamiento intergranular. El primer caso de este tipo de agrietamiento en tuberías fue divulgado hace más de 30 años. Más recientemente se han reportado casos de agrietamiento transgranular debido a corrosión con esfuerzos causado por soluciones con un pH más bajo (p.ej., aproximadamente 6-8)¹². Ambos tipos resultan en ramificación de grietas que pueden crecer a un tamaño crítico causando fugas y rupturas. De la figura 7 a la 10 muestran ejemplos de agrietamiento intergranular debido a corrosión por esfuerzos.

¹² W. Zheng, R. W. Revie, O. Dinardo, F. A. MacLeod, W. R. Tyson and D. Kiff, "Pipeline SCC in Near-Neutral pH Environments: Effects of Environmental and Metallurgical Variables", Ninth Symposium on Line Pipe Research, Paper 22, Houston, Texas, September 30-October 2, 1996



Figura 7.- Agrietamiento intergranular debido a corrosión con esfuerzo

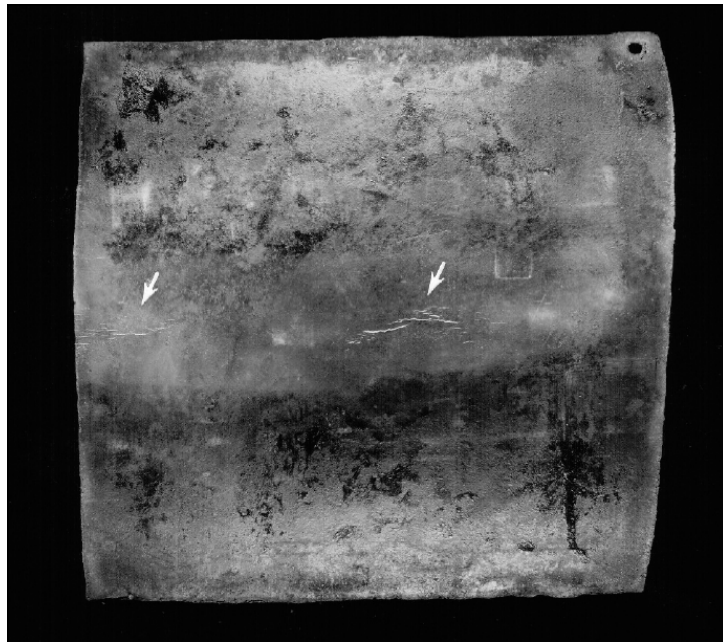


Figura 8.- Agrietamiento intergranular debido a corrosión con esfuerzo



Figura 9.- Agrietamiento intergranular debido a corrosión con esfuerzo

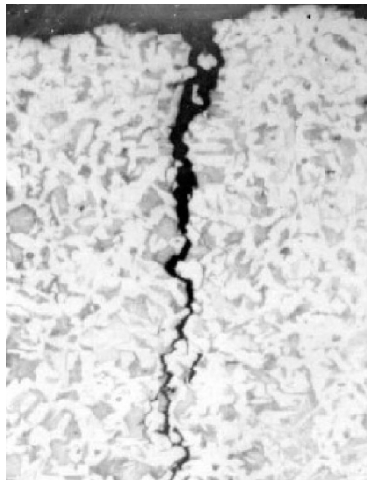


Figura 10.- Agrietamiento intergranular debido a corrosión con esfuerzo

El agrietamiento por inducción de hidrogeno (HIC) se relaciona con la protección catódica y por lo tanto se incluye en los mecanismos de falla relacionados por corrosión. Resulta de la absorción del hidrógeno generado por la protección catódica en lugares donde existen puntos de alta dureza en la tubería. La capacidad del acero de absorber el hidrógeno sin agrietarse es función de la dureza del acero: los aceros duros tienen muy baja tolerancia al hidrógeno. Las fallas de agrietamiento inducidas por hidrogeno han ocurrido generalmente en tuberías viejas, en áreas locales donde la dureza era mayor a 360 Brinell¹³.

I.3.2.2 Corrosión Interna

La causa primaria de la corrosión interna es el agua; el gas seco y los líquidos libres de agua no corroen tuberías. El agua en tuberías absorbe el oxígeno (O₂), Ácido Sulfhídrico (H₂S) y el bióxido de carbono (CO₂). El oxígeno solo generalmente causa corrosión menos severa. El H₂S y CO₂, solo o en combinación, reducen el pH y pueden conducir al ataque localizado severo. Las Fallas en tuberías por corrosión casi siempre resultan de picaduras o de otros tipos de ataque localizado más que la pérdida uniforme del metal.

¹³ T. P. Groeneveld and R. R. Fessler, "Hydrogen Stress Cracking Overview and controls", Sixth Symposium on Line Research, paper 22, Houston, Texas, September 30-October, 1996

La erosión puede también contribuir a la corrosión interna de la tubería erosionando capas protectoras y exponiendo el metal base al ataque. La erosión-corrosión es particularmente un problema de corrosión con CO₂. Las figuras 11 y 12 muestran una falla causada por la corrosión interna que fue agravada por la erosión-corrosión.

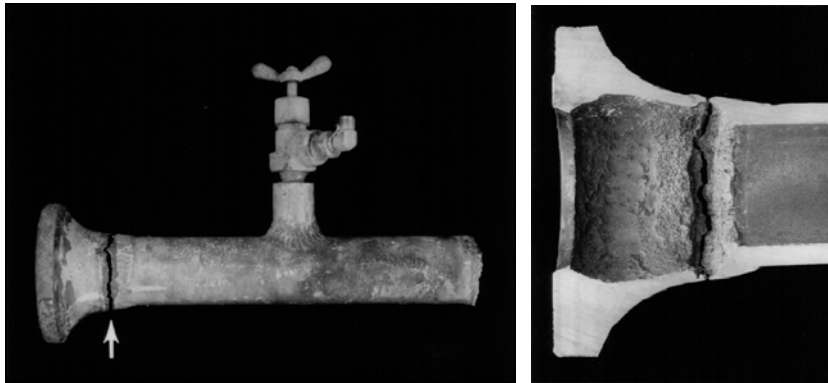


Figura 11 y 12.- Corrosión interna agravada por la erosión-corrosión

La corrosión se concentra a menudo en puntos bajos de una tubería donde el agua y los depósitos se acumulan. La presencia de depósitos crea una celda electroquímica por la que el material debajo del depósito es atacado mayormente. Los depósitos también promueven el crecimiento de las bacterias que pueden conducir a un tipo de corrosión conocido como corrosión microbiológica influenciada (MIC). Uno de los microbios más comunes causantes de esto es la bacteria sulfato reductora, que genera H₂S de la reducción de sulfatos. Las colonias de éstas y otros tipos de bacterias se tienden a formar debajo de depósitos y pueden seguir siendo inactivos por períodos largos y después extenderse rápidamente cuando las condiciones llegan a ser más conducentes al crecimiento.

La corrosión por H₂S puede también conducir a varios tipos relacionados de agrietamiento causados por el hidrógeno. Cuando el acero se corroe en un ambiente acuoso, se generan los iones de hidrógeno. Dependiendo de las circunstancias, los iones se pueden combinar en la superficie del acero para formar el gas de hidrógeno y burbujeo inofensivo. La presencia de H₂S retarda o "envenena" la reacción por la que dos iones se combinan para formar gas hidrogeno y consecuentemente promueve la absorción de los iones de hidrógeno en el acero.

En los ductos el tipo más común de agrietamiento causado por H₂S es el Hidrogeno-Inducido (HIC), también conocido como agrietamiento por etapas (SWC). Resulta de la acumulación de los átomos del hidrógeno en las discontinuidades lineares en el acero, más comúnmente en las inclusiones alargadas del sulfuro del manganeso. Los átomos acumulados reaccionan para formar gas hidrógeno. Puesto que una molécula del hidrógeno es mucho más grande que dos átomos del hidrógeno, la reacción es acompañada por un gran aumento en la presión. Si el hidrógeno se acumula en las discontinuidades cerca de la superficie, puede causar las ampollas. Si se acumula más lejos de la superficie puede causar las grietas paralelas para formarse a lo largo de la dirección de rolado del acero, que puede vincularse a través de la dirección del espesor en una manera por etapas. Este tipo de agrietamiento es independiente del esfuerzo. Sin embargo, bajo condiciones similares donde existen altos esfuerzos, las grietas tienden a formarse perpendicularmente a la dirección del esfuerzo; este tipo de agrietamiento se llama agrietamiento por Esfuerzo Orientado por Inducción de Hidrogeno o SOHIC. La figura 13 ilustra la formación de HIC y de SOHIC en tuberías.

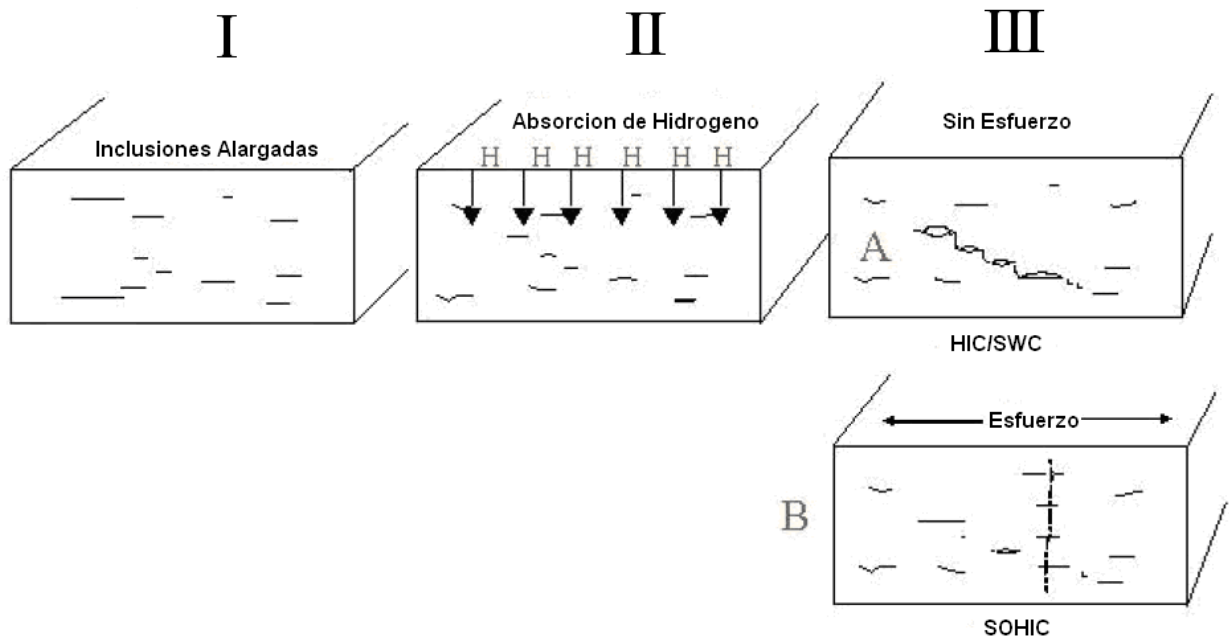


Figura 13.- Ilustración de los defectos provocados por absorción de Hidrogeno

Solamente los aceros libres de impurezas son susceptibles a HIC y a SOHIC; las fundiciones y las soldaduras no son susceptibles.

El Agrietamiento Inducido por Sulfuros (SSC) es otra forma de agrietamiento causada por corrosión de H_2S . Solamente los aceros relativamente duros son susceptibles y el SSC también es influenciado por los niveles de esfuerzo; los altos esfuerzos promueven el agrietamiento. La dureza en mayoría de los aceros de tubería es suficientemente baja para que no sean susceptibles a SSC. Sin embargo, se han dado fallas por SSC en tuberías en las soldaduras duras¹⁴.

Los varios tipos de daños causados por H_2S son a menudo asociados; las condiciones que contribuyen a un tipo de daño pueden contribuir a otros tipos de daño. La figura 14 ilustra los diversos tipos de daño y la 15 resume los efectos de la dureza y de la tensión.

¹⁴ T. V. Bruno, "SSC Resistance of Pipeline Welds", Materials Performance, January 1993, pp 58-64

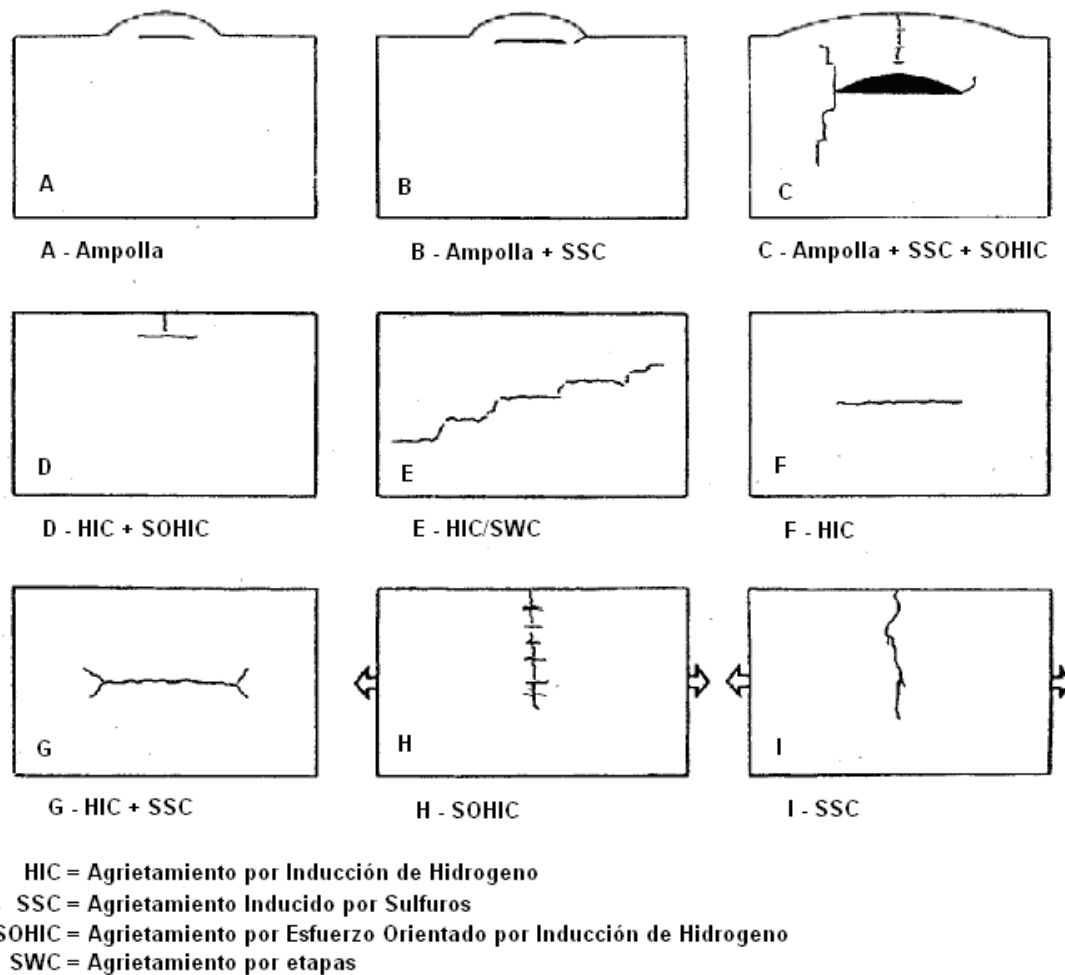


Figura 14.- Ilustración esquemática de diferentes tipos de daños causados por H₂S

I.3.2.3 Corrosión en forma de Ranuras en ductos Soldados por Resistencia Eléctrica

La Corrosión en ranuras es una forma de ataque localizado en la cual la soldadura de la tubería, realizada por resistencia eléctrica (ERW), se corroe, dejando un surco a lo largo en el cual la tubería puede tener fugas o romperse. La Corrosión en ranuras puede ocurrir en la superficie interior o exterior de la tubería o en ambos, dondequiera que las condiciones sean conducentes a la corrosión. La Corrosión en ranuras es importante porque ha sido responsable de un número de fallas serias en tuberías. Las figuras 16 y 17 ilustran la corrosión en ranuras.

Tipo de Daño	Aceros libres de impurezas		Metal soldado		Zonas afectadas por calor	
	Dureza	Esfuerzo	Dureza	Esfuerzo	Dureza	Esfuerzo
Ampollamiento y HIC	Ocurre en aceros suaves	Independiente de Esfuerzos	No susceptible		Ocurre en durezas bajas	Independiente de Esfuerzos
SOHIC	Ocurre en aceros suaves	Depende de esfuerzos	No susceptible		Ocurre en durezas bajas	Depende de esfuerzos
SSC	Ocurre en aceros duros	Depende de esfuerzos	Ocurre en soldaduras de alta dureza	Depende de esfuerzos	Ocurre en durezas altas	Depende de esfuerzos

Figura 15.- Sumario de efectos de dureza y tensión en grietas de hidrogeno

La susceptibilidad a la corrosión en ranuras es una función de las características del metal base y de la soldadura. Un acero bajo en azufre y el control de la forma de inclusión reduce susceptibilidad al igual que un apropiado tratamiento térmico post-soldadura¹⁵. Todas las fallas por corrosión en ranuras incluida en la estadística de la fallas de tubería, ocurre en tubería fabricada antes de 1970.



Figura 16.- Corrosión en ranuras

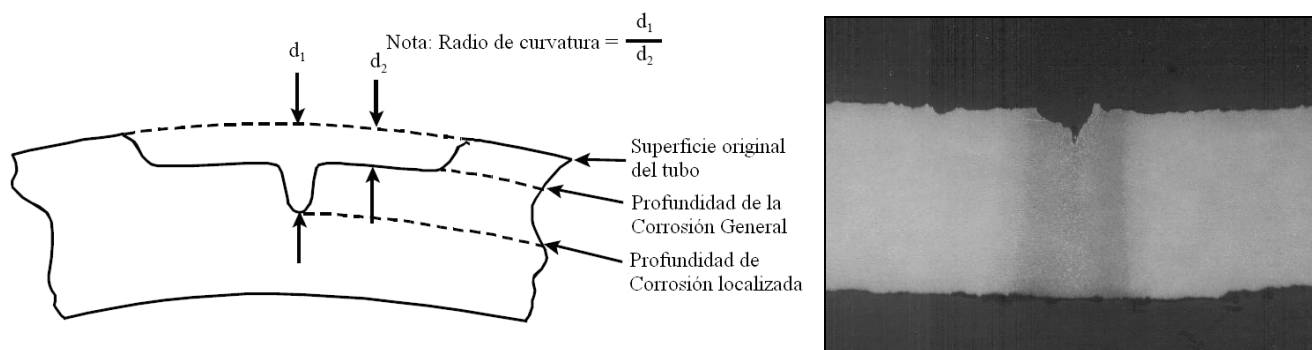


Figura 17.- Corrosión en ranuras

¹⁵ C. Kato, Y. Otaguro, S. Kado and Y. Hiszamatsu, "Grooving Corrosion in Electric-Resistance Welded Steel Pipe in Seawater", Corrosion Science, 1978, Pergamon Press, Printed in Great Britain, Vol. 18, pp 61-74;
 Masamura, Katsumi, Iwao Matsushima, "Grooving Corrosion of Electric-Resistance Welded Steel Pipe in Water Case Histories and Effects of Alloying Elements", Corrosion/81, April 6-10, 1981, Sheraton Centre, Toronto, Ontario, Canada;
 William E. Heitmann, Peter D. Southwick and Frank Pausic, "ERW Line Pipe: The effect of Welding and Annealing Upon the properties, Microstructure and corrosion Resistance" from HSLA Steels, Technology & Applications, ASM, 1984, pp 957-966

I.3.3 Defectos de fabricación y construcción

I.3.3.1 Tubería y soldadura defectuosa

Los defectos en la tubería y soldaduras, contabilizan una proporción relativamente pequeña de las fallas de tubería por dos razones principales, la primera se debe a las mejoras en tecnología de la fabricación, procesos de soldadura y en las capacidades de inspección en años recientes. La otra es la prueba hidrostática pre-servicio, que elimina defectos críticos antes de que una tubería se ponga en servicio. Las fallas de servicio por defectos en tubería y soldadura, resultan generalmente del crecimiento de los defectos en servicio o de un aumento en esfuerzos, tales como puede ocurrir por el hundimiento de tierra o de las causas externas relacionadas con el clima. Los cuadros 18 a 21 ilustran una falla causada por la carencia de la penetración en la raíz de una soldadura circunferencial conjuntamente con “fatiga por servicio”.

La corrosión y fatiga pueden causar también fallas de servicio en los defectos de fabricación (para una descripción de los defectos de fabricación en tubería ver la referencia¹⁶). Por ejemplo, las laminaciones en tubería con servicio de amargos pueden conducir al ampollamiento por hidrógeno HIC. Similarmente, las laminaciones y las costuras grandes pueden conducir a la fatiga por ciclos de presión, particularmente en líneas de líquidos.



Figura 18.- Imágenes de fracturas ocasionadas por la combinación de una Soldadura defectuosa y la fatiga ocasionada por el servicio

¹⁶ “Bulletin on Imperfection Terminology”, API Bulletin ST1, Ninth Edition, May 31, 1988

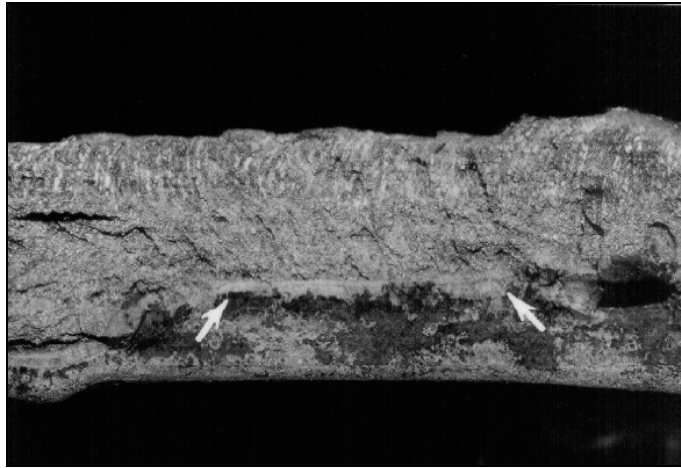


Figura 19.- Fractura ocasionada por combinación de soldadura defectuosa y fatiga

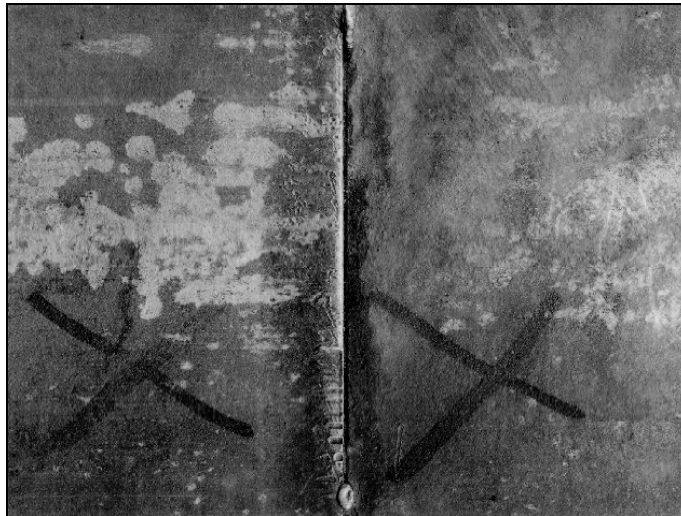


Figura 20.- Fractura ocasionada por combinación de soldadura defectuosa y fatiga

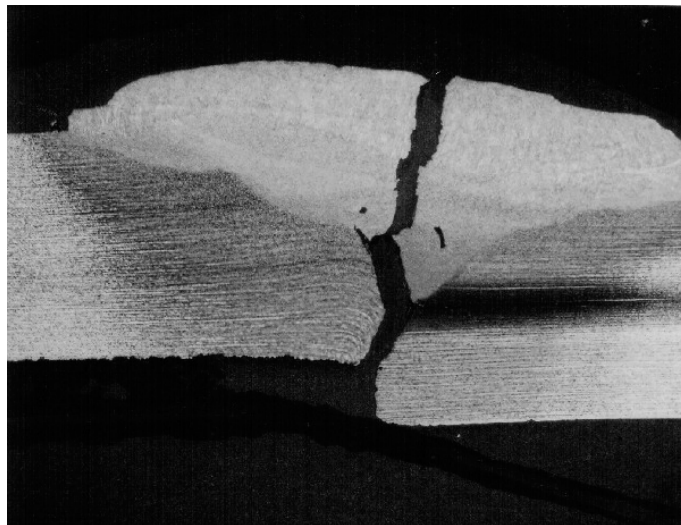


Figura 21.- Fractura ocasionada por combinación de soldadura defectuosa y fatiga

Un gran porcentaje de fallas en tuberías causadas por defectos de fabricación ocurrieron en la soldadura en tuberías viejas (ERW). Estas tuberías eran susceptibles a varios tipos de defectos en la soldadura que podrían crecer durante el servicio a un tamaño crítico causando una fuga o ruptura. Por otra parte, la dureza en la fractura de estas tuberías fue generalmente pobre comparada a los estándares de hoy. Las mejoras en el acero, los procesos de fabricación y de soldadura, así como en las pruebas no destructivas, han mejorado significativamente la confiabilidad de la tubería ERW.

La tubería soldada por arco sumergido (SAW) falla raramente en servicio debido a los defectos en la costura, aunque en las fallas hidrostáticas han ocurrido varios tipos de defectos en la soldadura.

La otra categoría de las fallas en soldadura incluye las circunferenciales y la soldadura de fábrica para conexiones en los ramales, barrenado con tubería en operación, envolventes de reparación y los similares. Las fallas en las soldaduras circunferenciales defectuosas se relacionan generalmente con un esfuerzo anormal.

Las soldaduras circunferenciales defectuosas son las más susceptibles a fallar por esfuerzos axiales pero el esfuerzo de la presión interna es más alto en la dirección circunferencial. Por lo tanto, incluso las soldaduras circunferenciales con serios defectos pueden soportar esfuerzos por presiones internas sin fallar. Sin embargo, las fuerzas que inducen esfuerzos cortantes o de tensión a través de la soldadura pueden conducir a la fractura.

Las soldaduras de fábrica son más susceptibles a falla que las soldaduras circunferenciales en parte porque son más difíciles de examinar. Además, algunos tipos de soldaduras de fabricación particularmente soldaduras de filete en envolventes, son más susceptibles al agrietamiento retrasado por hidrogeno que las soldaduras circunferenciales. El agrietamiento retardado por hidrógeno generado durante la soldadura es una causa común de agrietamiento en las zonas afectadas por calor y, con menos frecuencia, en el metal de aporte de las soldaduras de la tubería.

La prevención de fallas de tubería defectuosa y soldaduras en una construcción nueva es en gran parte una cuestión de control de calidad y de inspección. En años recientes, los estándares y las regulaciones de la industria han llegado a ser más restrictivos con respecto a calidad, inspección y prueba. Además, muchos fabricantes tienen estándares internos más rigurosos y muchos compradores tienen requisitos suplementarios además de los estándares de la industria.

Para tuberías más viejas, los diablos de inspección y pruebas hidrostáticas periódicas son los únicos medios prácticos para detectar los defectos asociados a los defectos de producción que pueden crecer.

I.3.3.2 Malfuncionamiento de equipo y error del operador

El malfuncionamiento del equipo incluye la falla mecánica de los componentes de la tubería, tales como cuerdas barridas, los acopladores fracturados, las juntas y sellos de la bomba con fugas, etc., así como la falla de componentes tales como válvulas, dispositivos de liberación de presión, reguladores, etc., para operar apropiadamente. El error del operador se refiere a las fallas causadas por error humano en la operación del equipo o fallas debido a los incidentes relacionados con seguridad, como la ignición de vapores volátiles durante operaciones de soldadura o corte.

I.3.4 Otras causas

Esta categoría incluye varias causas que no entran bajo de cualesquiera de las causas específicas inclusive las fallas para las cuales la causa no fue determinada. La mayoría de estas causas implican las fallas en estaciones de compresión y otras instalaciones a lo largo de un ducto más que la tubería en sí misma.

En un reporte anterior sobre la causa de los incidentes de 1970 a 1978, las causas externas contabilizaron 55.5 por ciento de las fallas y la corrosión 15.6 por ciento. Mientras que estas dos causas continúan contabilizando una proporción grande de fallas, los daños por causas externas parecen declinar mientras que el porcentaje de fallas por corrosión está aumentando. La tecnología para prevenir fallas por corrosión está fácilmente disponible y las fallas por corrosión deben continuar declinando. El desafío parece ser ¿cómo es la mejor forma posible para prevenir fallas de causas externas?

I.4 INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACION

I.4.1 Aplicación de la Normatividad en México.

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo establece en el segundo párrafo de su artículo 4º., que los sectores social y privado podrán llevar a cabo, previo permiso de la Secretaría de Energía dado por conducto de su órgano desconcentrado Comisión Reguladora de Energía, el transporte, almacenamiento y distribución de gas, para lo cual podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipo en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Para contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios de transporte de gas natural, fomentar una sana competencia entre los permisionarios del ramo, proteger los intereses de los usuarios correspondientes, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro de gas natural y prestación del mencionado servicio, es necesario contar con una norma técnica de observancia obligatoria que establezca las especificaciones y los requisitos mínimos de seguridad que deben de satisfacer los materiales, equipos e instalaciones destinados al transporte de dicho gas, por lo cual, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía (autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en las normas oficiales mexicanas en materia de Gas), hace cumplir la norma **NOM-007-SECRE-1999 Transporte de Gas Natural**, sin embargo, Petróleos Mexicanos ha desarrollado normatividad referente al *Transporte de Hidrocarburos*, por lo que en este manual se utilizarán los lineamientos marcados en la norma de PEMEX **NRF-030-PEMEX-2006 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos** (antes NRF-030-PEMEX-2003, antes CID-NOR-SI-001), considerando que no contravienen los requerimientos de la norma **NOM-007-SECRE-1999 Transporte de Gas Natural**.

Tabla 5.- Observancia de Normatividad en México

	Nombre	Descripción
1	Constitución Política	Es el máximo documento Rector de México y de el emana toda la Legislación
2	Convenios Internacionales	Son los ratificados por el Gobierno Mexicano, por ejemplo: Protocolo de Montreal, SOLAS 74, MARPOL 73/78, etc.
3	Leyes	Leyes Federales, Reglamentarias y Estatales.
4	Reglamentos	Reglamentos de las Leyes Federales, Reglamentarias y Estatales
5	Normas Oficiales Mexicanas (NOM)	Son de observancia Obligatoria, expedidas por las dependencias competentes
6	Normas Mexicanas (NMX)	Son de aplicación voluntaria, para determinar la calidad de los productos o servicios
7	Normas Internacionales	Son de competencia Mundial, solo son de aplicación cuando no se cuente con una NOM o una NMX
8	Normas de Referencia	Art. 67 de la LFMN, cuando no se cuente con las NOM, NMX y NI
9	Especificaciones de PEMEX	Art. 67 de la LFMN, en tanto se tenga informada a la Dirección General de Normas (DGN)
10	Códigos, Estándares y prácticas recomendadas	Cuando no se cuente con la normatividad mexicana, no la ampara la Ley General. Para su aplicación se debe solicitar este o su equivalente, entre otros: API, ASME, etc.

La inspección, mantenimiento y reparación de los ductos deben respetar los requisitos de las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, normas ISO y Normas de Referencia de PEMEX así como cumplir con los requisitos de los códigos y estándares siguientes: ASME/ANSI, ASTM, API, AWS, AWWA, NFPA, NACE y MSS. En caso de discrepancia entre las especificaciones de las normas y los códigos o estándares, debe prevalecer el criterio más estricto. En la Figura 22 se presenta un “Flujograma” que muestra el ejemplo de lo explicado anteriormente¹⁷.

¹⁷ David E. Sánchez Moreno, “Normatividad”, Instituto Mexicano del Petróleo, 2006, p 3 y s

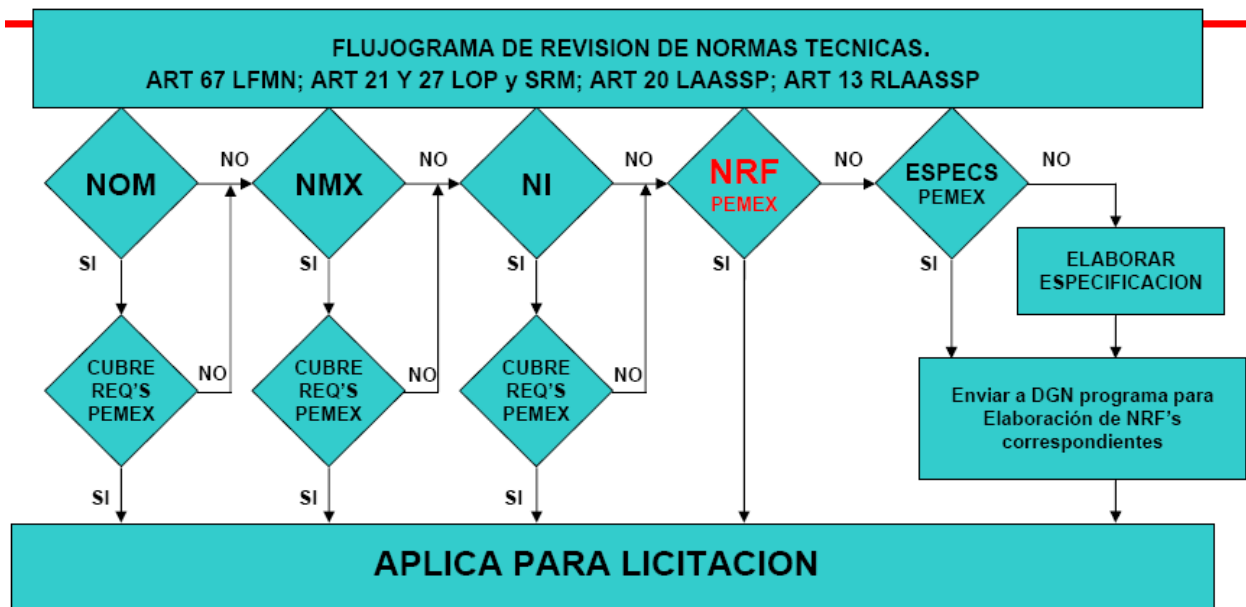


Figura 22.- Flujograma de Normatividad

Basado en:

Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) y su Reglamento

Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOP y SRM) y su Reglamento

Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público (LAASSP) y su Reglamento

I.4.2 Inspección a ductos

Para mantener la integridad de un ducto es necesario conocer el estado físico de éste en todo su trayecto, el cual incluye partes superficiales y subterráneas; esta última es la mayor parte de un sistema y por lo tanto no se puede conocer su estado físico a simple vista como sería en un componente superficial (p. ej. trampas de diablo y válvulas).

La finalidad de la inspección en los sistemas de ductos de transporte es comprobar periódicamente que se mantienen dentro de tolerancias y condiciones de seguridad de acuerdo a los requisitos establecidos en las normas aplicables.

El área encargada de evaluar los hallazgos obtenidos de la inspección, determinará el *mantenimiento requerido* y en su caso, reportará al área responsable para su reparación¹⁸.

La inspección es el primer paso del mantenimiento a ductos ya que de esta se genera el programa de mantenimiento que deberá aplicarse para conservar la integridad del ducto, en otras publicaciones se le llama también "Mantenimiento predictivo".

Niveles de Inspección

La inspección a un ducto y su respectivo derecho de vía se debe realizar de acuerdo a lo establecido en la **Tabla 5**, donde se indican: Localización, equipo, personal y frecuencia de inspección para cada nivel de inspección.

Todas las instalaciones superficiales durante el primer año de operación deberán ser sometidas a: Inspección visual (Nivel 1), medición de dureza de campo y análisis de flexibilidad, con la finalidad de identificar las condiciones externas que ocasionen altos esfuerzos y detectar materiales de alta dureza que pudieran ser frágiles y susceptibles a fractura, generados durante la construcción.

¹⁸ CID-NOR-N-SI-0001 "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte" Rev. 0, Agosto 1998, Cap. 6.5, p. 188 y ss

La inspección es clasificada en 4 niveles:

- La Inspección **Nivel 1** comprende la inspección visual a lo largo del ducto.
- La Inspección **Nivel 2** se realiza en sitios o zonas específicas donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería.
- En la Inspección **Nivel 3** se debe efectuar una inspección en la línea regular con un equipo instrumentado (diablo) y por último.
- La Inspección **Nivel 4** corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de Inspección.

I.4.2.1 Inspección Nivel 1

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

Este nivel de inspección comprende dos metodologías:

- a) **Recorrido terrestre.**
- b) **Recorrido aéreo.**

a) Recorrido terrestre. Este tipo de inspección se debe realizar mediante el uso de vehículo y en su caso, recorridos a pie para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas. Este recorrido debe hacerse a todo lo largo del ducto, donde se incluyen: trampas de diablos, válvulas de seccionamiento y áreas de topografía accidentada o pantanosa.

Personal.- Personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección de ductos terrestres.

Frecuencia.- Los recorridos deben efectuarse en zonas urbanas cada quince días y en zonas rurales una vez al mes.

Trabajos a efectuar.- Los trabajos a efectuar según corresponda deben considerar lo siguiente:

- a) Verificar la protección anticorrosiva
- b) Golpes y abolladuras en el ducto.
- c) Estabilidad del ducto y del Derecho de Vía
- d) Vibración del ducto.
- e) Condición mecánica de los anclajes o soportes.
- f) Condición de cruces (aéreos, con ríos, sobre puentes, etc.).
- g) Corrosión de apoyos y anclajes o soportes.
- h) Condición de los señalamientos existentes e identificación de los faltantes.
- i) Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- j) Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- k) Tomas clandestinas.
- l) Desprendimiento de lastre de concreto.
- m) Colchón de enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos, lagunas, etc.).
- n) Tramos semienterrados.

En el *Derecho de vía* se deben verificar las condiciones de la superficie y sus zonas adyacentes, observando indicaciones de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto, además de construcción de caminos, desazolve de zanjas, cunetas e invasiones al derecho de vía.

En los cruces bajo el agua se debe verificar el colchón de enterrado una vez al año, que no exista acumulación de desechos u otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces como resultado de inundaciones o tempestades.

En la *Tubería superficial* se debe revisar la corrosión en la zona de contacto entre el tubo y el soporte, estado de la pintura anticorrosiva, socavación y asentamientos diferenciales en la base de los soportes, falta de apoyo entre tubería y soporte, presencia de basura, hierba o maleza, etc.

Tabla 6.- Niveles de Inspección en ductos terrestres

Tipos de Inspección ⁽¹⁾		Localización	Actividad	Equipo	Frecuencia de inspección
Nivel 1 ⁽²⁾	Terrestre	Tubería superficial, interfases aire-tierra, cruces, trampas de diablos, accesorios, cruces de vías, derechos de vía, etc.	Observación visual para localizar tramos, zonas o puntos de riesgo a lo largo del ducto.	Mediante el uso de vehículo terrestre y en su caso recorridos a pié para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas.	Zonas Urbanas cada 15 días. Zonas Rurales cada mes
	Aérea			Inspección mediante el empleo de helicóptero	Cada 60 días
Nivel 2	Línea Regular		Medición de espesores de pared	Equipos de pulso-eco de 2,25 MHz de frecuencia y ½ pulg de diámetro con transductor de haz recto	Cada año los primeros dos años y luego se programara de acuerdo a la tasa de corrosión
			Monitoreo de la protección Catódica	Equipos para medición de potenciales estructura-electrolito con al menos 10MΩ de Impedancia y electrodo de referencia	Para ductos terrestres, al menos cada seis meses donde la tubería se encuentre en clases de localización 1 y 2, y cada tres meses para clase de localización 3 y 4.
			Inspección de la protección Anticorrosiva.	Observación visual del estado de la protección.	Misma que la de medición de espesores.
	Sistemas y dispositivos de seguridad	Inspeccionar estado mecánico, capacidad y seguridad de operación, calibración, instalación, protección, etc.	Adecuado dependiendo del sistema o dispositivo.	Cuando menos una vez al año.	
	Equipos, válvulas, accesorios y conexiones	Medición de espesores	Similar al requerido para Línea Regular.	Cuando menos una vez al año.	
Inspección de partes mecánicas ⁽³⁾		Adecuado dependiendo el accesorio			
Nivel 3	Línea Regular	Inspeccionar espesor y geometría interna del ducto.	Cualquiera de los siguientes diablos instrumentados: a) De flujo magnético. b) Ultrasonido. c) Geómetra.	De acuerdo con el programa establecido y en base al estudio de integridad mecánica.	
Nivel 4	Localización particular que requiera de ésta inspección.	Medición de espesores, protección catódica, parte mecánica, recubrimiento anticorrosivo, etc.	Adecuado dependiendo de la zona a inspeccionarse.	Conforme al programa establecido, pero no mayor de 6 meses. Para protección catódica.	

(1) La inspección debe comprender la totalidad del ducto en su eje longitudinal.

(2) La frecuencia de inspección de los dos tipos de inspección indicados en el Nivel 1 no debe exceder de 30 días.

(3) Se debe solicitar permiso a la parte operativa a cargo del ducto.

b) Recorrido aéreo. Se debe utilizar este recorrido para la localización de riesgos potenciales en zonas de difícil acceso tales como: áreas pantanosas o zonas de topografía accidentada, además de localizar o detectar maquinaria pesada trabajando en las cercanías del derecho de vía, labores agrícolas de desmonte y quema; explotación de minas, canteras, etc.

Frecuencia.- Los recorridos aéreos se deben efectuar cada 60 días y cuando este se realice, no se efectuará el recorrido terrestre correspondiente. Se debe obtener un registro en video del recorrido en un periodo de cada seis meses.

Personal.- Personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos similares.

Se debe garantizar que la frecuencia de inspección del ducto completo utilizando las dos metodologías que comprende este nivel de inspección no exceda de 30 días.

I.4.2.2 Inspección Nivel 2

Corresponde a la inspección en sitios o zonas específicas donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería. Este nivel de inspección comprende:

- a) Línea regular e instalaciones superficiales
- b) Sistemas y dispositivos de seguridad
- c) Equipo y conexiones.

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

Medición de espesores de pared. Se debe realizar con el propósito de conocer la condición en que se encuentra el ducto en cuanto al espesor de pared remanente que tiene la tubería y de esta manera determinar si puede o no seguir operando adecuadamente. Se debe efectuar la medición de espesores de la tubería en instalaciones superficiales y enterradas de acuerdo con el programa de inspección.

Localización de Medición de Espesores.- Se debe efectuar la medición de espesores tanto en puntos de la línea regular como en sitios donde el desgaste de pared puede ser importante, tal es el caso de:

- a) Puntos de inyección.
- b) Piernas muertas.
- c) Pasos aéreos.
- d) Interfases aire-tierra.
- e) Accesorios y conexiones.
- f) Tramos de cambio de dirección.
- g) Puntos de apoyo de la tubería.
- h) Sitios requeridos de acuerdo al criterio del diseñador.

Cuando se trate de tramos rectos de línea regular enterrado o superficial, se deben definir las Localizaciones de Medición de Espesores (LME) para el trayecto. Esta selección de las LME debe considerar el potencial de desgaste del espesor en puntos críticos ante cualquier efecto (incluido la corrosión), y la consecuencia de falla de la tubería a inspeccionar. En tramos cuyas características no implique ninguno de los problemas antes mencionados, se debe seleccionar como máximo las LME de acuerdo a lo indicado en la **Tabla 6** (tabla 12 en la norma NRF-030-PEMEX-2006), dependiendo de la longitud del ducto.

Longitud del Ducto	LME	Número de Excavaciones
Hasta 2 Km.	Cada 200 metros.	10
De 2 Km. hasta 10 Km.	Cada 500 metros.	5 - 20
Mayores de 10 Km.	Cada 1000 metros.	> 10

Tabla 7.- Localización de Medición de Espesores (LME) en tramos rectos de tubería

Cuando se trate de tramos enterrados se deben realizar las excavaciones correspondientes y limpiar la zona próxima a la tubería para efectuar la medición, una vez efectuada ésta, se debe rellenar y dejar en las mismas o mejores condiciones el área donde se efectuó.

La medición de espesores se debe realizar en los extremos y en el centro del área descubierta y en los cuatro cuadrantes de la tubería como mínimo, poniendo especial atención al radio interno y externo de codos y tes, donde el desgaste puede incrementar la tasa de corrosión.

Frecuencia.- La medición de espesores debe efectuarse cada año los primeros cinco años de vida del ducto y luego se programará para realizar esta inspección en un tiempo no mayor a una tercera parte de la vida remanente determinada a partir de la tasa de corrosión como se indica a continuación:

$$\text{Vida remanente (años)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}}{\text{tasa de corrosión (mm/año)}}$$

Donde:

t_{actual} = Espesor mínimo actual, en mm (pulg).

$t_{\text{mínimo}}$ = Espesor mínimo por condiciones de operación para la zona o tramo, en mm (pulg).

La tasa o velocidad de corrosión en términos de dos inspecciones extremas se debe calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de corrosión (L.T.)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última e inicial}}$$

La tasa de corrosión en términos de dos inspecciones consecutivas se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de corrosión (S.T.)} = \frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última y previa}}$$

Para fines de determinar la frecuencia de inspección, se debe utilizar la tasa de corrosión que proporcione la menor vida remanente.

Para una vida remanente menor a cinco años se debe programar una inspección con equipo instrumentado (**Nivel 3**) para determinar las condiciones del tramo.

Equipo Principal.- El espesor debe ser medido mediante el uso de equipos de pulso eco de 2.25 MHz de frecuencia y 1/2" de diámetro transductores de haz recto, éstos deben estar de acuerdo con lo indicado en el **ASME Secc. V** o equivalente. La frecuencia y diámetro del palpador se determinarán en función del espesor y diámetro de la tubería.

La evaluación de la profundidad de las áreas superficiales corroídas, se debe realizar con el empleo de un micrómetro barra puente o un accesorio similar que permita la obtención de mediciones confiables.

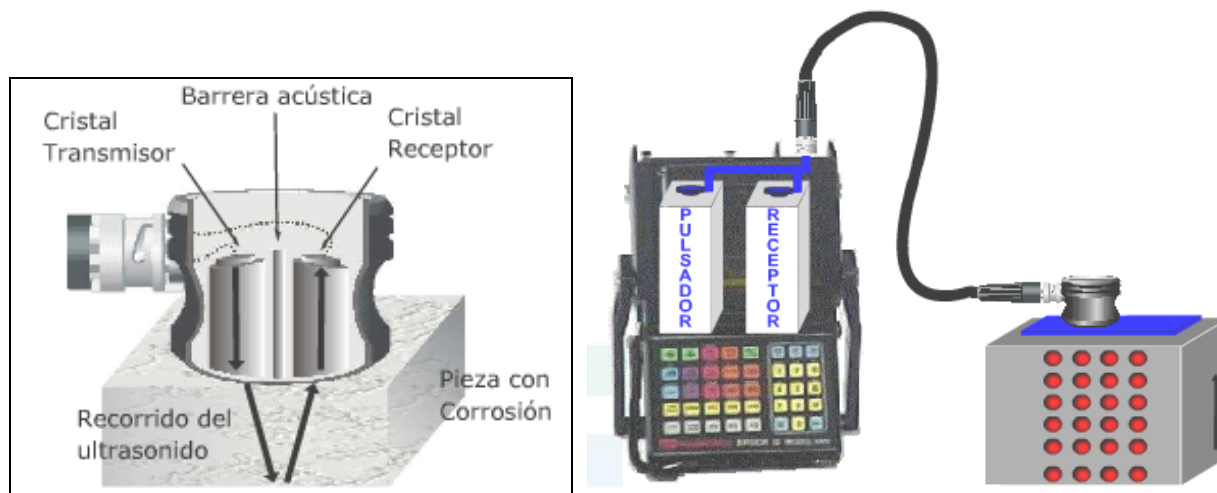


Figura 23.- Transductor de Haz Recto y Equipo de Ultrasonido

Perfil del personal.- La medición de espesores debe estar a cargo de técnicos Nivel I y la medición en las zonas adyacentes a la soldadura deben ser evaluadas por técnicos Nivel II en ultrasonido. Todos ellos calificados de acuerdo con la norma mexicana **NMX-B-482-1991** Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos y/o **ASNT SNT-TC-1A** o equivalente.

Trabajos que se deben ejecutar.- Durante la inspección se deben ejecutar las siguientes actividades:

- a) Excavación mínima de tres metros y máxima de seis metros en la zona de inspección.
- b) Limpieza de puntos de medición.
- c) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- d) Reposición del material de relleno en la zona de excavación y del recubrimiento anticorrosivo en caso de haberse retirado.

Registro.- Previo al registro de resultados se debe dimensionar, en tamaño y profundidad, las cazuelas, picaduras de corrosión o cualquier otro defecto que cause la mayor disminución de espesor del material, así mismo, se debe levantar el isométrico donde se indiquen los lugares inspeccionados, así como una fotografía de los mismos. Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar en un formato de "Reporte de resultados", el cuál debe incluir la siguiente información:

- a) Información General: Descripción de la pieza, tipo de material, fecha de inspección, etc.
- b) Equipo utilizado para la inspección.
- c) Condiciones de la inspección.
- d) Croquis.
- e) Inspección visual.
- f) Resultado de la inspección.

Adicionalmente se deben establecer las recomendaciones, incluyendo las dimensiones de la envolvente o encamisado, cuando aplique.

Se deben calcular los *espesores mínimos requeridos* como se indica a continuación, para establecer una tabla o registro comparando las mediciones con los espesores calculados y emitir las correspondientes recomendaciones.

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

$$tr = t + tc$$

Donde:

tr = Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg.).

t = Espesor de diseño por presión interna, en mm (pulg.).

tc = Espesor de pared adicional por corrosión (Ver *Espesor adicional por corrosión*), en mm (pulg.).

El espesor comercial o nominal (**t_{nom}**) debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido (**t_r**).

Espesor de diseño. El espesor de diseño (**t**) por presión interna de un ducto de acero se calcula utilizando la siguiente expresión:

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

Donde:

P_i = Capacidad permisible por presión interna, en kPa (lb/pulg²).

D = Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)

t = Espesor de pared de acero del tubo, en mm (pulg.).

SMYS = Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado del tubo (Specified Minimum Yielding Strength), en kPa (lb/pulg²).

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

Espesor adicional por corrosión. Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar, información que debe ser proporcionada por PEMEX (Ver norma de Tubería K-101). De no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0,159 mm (6,25 milésimas de pulgada) por cada año de vida útil considerada en el diseño.

El espesor adicional por corrosión es suplementario al espesor de diseño por presión interna (t) e independiente de los sistemas considerados más adelante para la prevención y control de corrosión interior y exterior.

Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída

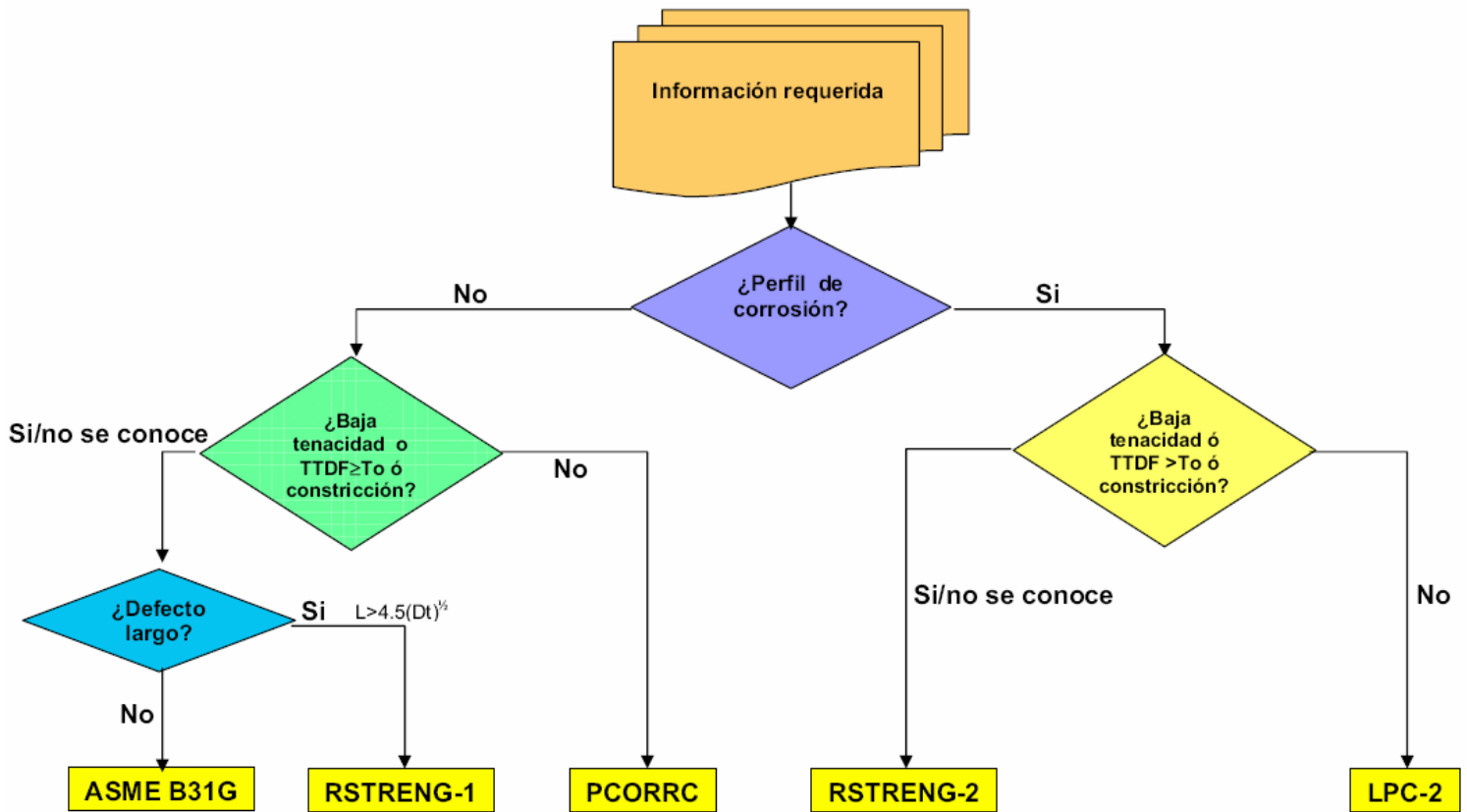


Figura 24.- Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída

METODO	FORMULACIONES
ASME B-31G	$A = 0,893 \frac{L}{\sqrt{Dt}} \quad M = \sqrt{1 + 0,893 \frac{L^2}{Dt}}$ $Pf = 1,11 \frac{2tSMYS}{D} \left(\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t} M^{-1}} \right) \quad \text{para } A < 4$ $Pf = 1,11 \frac{2tSMYS}{D} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad \text{para } A \geq 4$
RSTRENG-1 (B-31G Modificado)	$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2 - 0,003375 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^4} \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} \leq 50$ $M = 3,3 + 0,032 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2 \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} > 50$ $Pf = \frac{2(SMYS + 68,95MPa)t}{D} \left(\frac{1 - 0,85 \frac{d}{t}}{1 - 0,85 \frac{d}{t} M^{-1}} \right)$
PCORRC	$M = 1 - \exp \left(-0,222 \frac{L}{\sqrt{D(t-d)}} \right)$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D} \left(1 - \frac{d}{t} M \right)$
LPC-1	$M = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D-t} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \left(\frac{d}{t} \right) M^{-1}} \right)$

<p>RSTRENG-2 (B-31G Modificado) Área efectiva</p>	$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0,003375 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^4} \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} \leq 50$ $M = 3,3 + 0,032 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} > 50$ $Pf = \frac{2(SMYS + 68,95MPa)t}{D} \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} M^{-1}} \right)$
<p>LPC-2 Área efectiva</p>	$M = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D - t} \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) M^{-1}} \right)$

Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída, **Formulas.**

Terminología:

A = Área exacta de pérdida de material debido a corrosión en la dirección axial en mm² ó pulg².

A₀ = Área original (L*t) en mm² ó pulg².

D = Diámetro exterior nominal del ducto, en mm (pulg.)

d = Profundidad máxima del área corroída, en mm (pulg.)

G = Factor adimensional

L = Longitud axial del defecto por corrosión, en mm (pulg.)

M = Factor de Folias

Pf = Presión interna de falla (deformación plástica del material) prevista para el defecto por corrosión, en kPa (lb/pulg²).

SMTS = Esfuerzo de Tensión Ultimo Mínimo Especificado del tubo (Specified Minimum Ultimate Tensile Strength), en kPa (lb/pulg²).

SMYS = Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado de la tubería (Specified Minimum Yield Strength), en kPa (lb/pulg²).

t = Espesor mínimo de pared medido en campo en zona sana de la tubería aledaña a la indicación, en mm (pulg.).

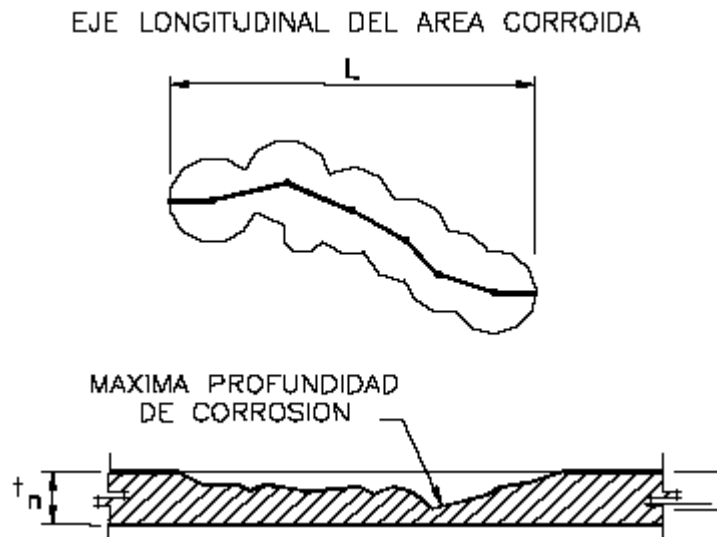


Figura 25.- Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas

Protección catódica. Se deben efectuar un monitoreo y una medición eléctrica en la protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, para determinar que el sistema se encuentre operando adecuadamente.

Trabajos a ejecutar. - Esta inspección debe conducir a:

- a) Evaluar la efectividad de la protección catódica.
 - Fuentes de energía eléctrica.
 - Camas anódicas.
 - Conexiones y aislamientos eléctricos.
 - Recubrimientos dieléctricos.
 - Levantamiento de potenciales.
- b) Proveer una base de datos de la operación del ducto.
- c) Localizar áreas con niveles con una inadecuada protección.
- d) Identificar zonas con probabilidad de ser adversamente afectadas por construcción, corrientes aisladas u otras condiciones ambientales inusuales.
- e) Seleccionar áreas que van a ser monitoreadas periódicamente.

Los criterios y valores utilizados en las mediciones efectuadas durante la inspección de la protección catódica deben estar de acuerdo con lo especificado en la [NRF-047-PEMEX-2007](#), Diseño, Instalación y Mantenimiento de los sistemas de protección catódica.

Fuentes de energía eléctrica. - Cuando el sistema de protección esté basado en corriente impresa y las fuentes de energía estén teledirigidas y/o telecontroladas, su inspección debe ser por lo menos seis veces cada año, pero a intervalos que no excedan dos meses y medio; para el caso de fuentes convencionales o no monitoreadas la inspección se debe realizar semanalmente. Para tal efecto, se deben registrar las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente de salida. En caso de que una fuente falle y esto resulte en una condición insegura, se deben reportar de forma inmediata.

Camas anódicas. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si ésta se encuentra funcionando correctamente.

Conexiones y aislamientos eléctricos. Las conexiones e interruptores de corriente eléctrica, así como los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben revisar como mínimo una vez al año.

Recubrimientos dieléctricos. Se deben realizar inspecciones al momento de la instalación y posteriormente cuando se detecten variaciones en la demanda de corriente suministrada para la protección catódica.

Levantamiento de potenciales. El responsable de la protección catódica de los sistemas de ductos, debe asegurarse de que se efectúen mediciones periódicas de los potenciales ducto-suelo a lo largo de la trayectoria del ducto, la norma oficial mexicana **NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión Externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas**, indica que se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las *medidas correctivas*, mencionadas abajo, aplicadas o en caso que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

Medidas correctivas:

Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, como por ejemplo:

- Previsiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de protección catódica;
- Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo;
- Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;
- Utilización de fuentes de corriente impresa;
- Delimitación con aislamientos eléctricos, y
- Control de corrientes eléctricas parásitas.

Localización de las mediciones. Se debe realizar la inspección y las mediciones necesarias en los puntos de suministro de potencial instalados a lo largo del ducto, para determinar que la protección catódica se encuentre de acuerdo a lo señalado con anterioridad y que cada parte del sistema se encuentre operando adecuadamente.

Equipo principal. Los instrumentos y su equipo deben mantenerse en óptimas condiciones de operación y con certificado de calibración vigente.

Debe utilizarse un registrador de potencial análogo o digital con rango y resistencia de entrada adecuados (con alta impedancia) cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo. Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

En atmósferas peligrosas, el equipo utilizado para mediciones eléctricas debe ser intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera peligrosa. El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección apropiados para el manejo de equipo energizado.

Perfil del Personal. El personal designado para realizar trabajos de inspección Nivel 2 para protección catódica, debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar en esta inspección.

Registros. Los resultados obtenidos de esta inspección se deben registrar en un formato de "Reporte de resultados", en el cual debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Nombre del personal participante.
- b) Localización y datos del sitio de ubicación.
- c) Localización de dispositivos aislantes
- d) Resultados de las pruebas de requerimientos de corriente, donde se hizo y procedimientos utilizados.
- e) Potenciales de ducto-suelo antes de que la corriente sea aplicada.
- f) Condiciones del recubrimiento dieléctrico.
- g) Resultados de la prueba de resistividad del suelo en el sitio.
- h) Número, tipo, tamaño, profundidad y espaciamiento de ánodos.
- i) Especificaciones del rectificador u otra fuente de energía.
- j) Resultados de las pruebas de interferencia.

Adicionalmente el personal encargado de la inspección debe emitir las respectivas recomendaciones para solucionar las posibles fallas detectadas.

Protección anticorrosiva (Recubrimiento mecánico dieléctrico). Se debe inspeccionar el estado en el que se encuentra la protección anticorrosiva tanto en la línea regular como en los sitios o puntos críticos mencionados en el punto “Localización de Medición de Espesores”, y dependiendo de su estado realizar las recomendaciones respectivas para corregir los posibles problemas en la zona afectada.

Esta inspección se debe realizar al mismo tiempo que se efectúa la medición de espesores por lo que su frecuencia de inspección es la misma.

Sistemas y dispositivos de seguridad. Los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores de presión, instrumentos de control y válvulas de alivio entre otras; se deben evaluar mediante una inspección **Nivel 2**.

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

Trabajos que se deben ejecutar. La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Inspeccionar si están debidamente instalados y protegidos de materias extrañas o de otras condiciones que pudieran impedir su operación apropiada.
- b) Comprobar si están ajustadas para funcionar a la presión o temperatura correcta.
- c) Evaluar las condiciones mecánicas, eléctricas y/o electrónicas.
- d) Comprobar si las válvulas de alivio están calibradas de acuerdo con la especificación **PEMEX NO.09.0.03** además de que sus arreglos cumplan con la especificación **PEMEX NO.09.0.04**.

Equipos, válvulas, accesorios y conexiones. Se debe aplicar una inspección **Nivel 1** para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte. Los equipos lo constituyen: trampas de "diablos", válvulas, bridas, injertos, etc.

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

Trabajos que se deben ejecutar. La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- b) Evaluar las condiciones mecánicas en su funcionamiento u operación.

I.4.2.3 Inspección Nivel 3

Cuando se requiera comprobar las condiciones del ducto en toda la longitud, se debe efectuar una inspección de la tubería con un equipo instrumentado (diablo), conforme al proyecto de norma **NRF-060-PEMEX-2006, Inspección de Ductos de Transporte mediante equipos instrumentados** y de acuerdo con los resultados de la inspección deben programarse los trabajos de reparación correspondientes.

Se deben inspeccionar mediante diablo instrumentado los ductos que a juicio del usuario lo requieran y reúnan las condiciones para inspección como son las dimensiones de las trampas y las condiciones de operación para obtener las velocidades de desplazamiento requeridas por el "diablo". Así mismo, la frecuencia de inspección con equipo instrumentado será según el programa establecido **(Ver tabla 6)**. Se debe entregar la documentación, registros e informes derivados de la inspección.

La inspección mediante diablo instrumentado de ductos con tubería helicoidal debe realizarse tomando las precauciones necesarias para la obtención de registros de medición cerca de la costura espiral de la soldadura y de la interpretación de estos registros por parte de personal con experiencia.

I.4.2.4 Inspección Nivel 4

Este nivel corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, para lo cual Pemex debe elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

Perfil del personal. Esta inspección debe ser realizada por técnicos de nivel II como mínimo, especializado en las técnicas de ultrasonido, radiografía industrial, líquidos penetrantes y partículas magnéticas. Todos ellos calificados de acuerdo con la norma mexicana [NMX-B-482-1991](#) y/o [ASNT SNT-TC-1A](#) o equivalente.

Documentación y registros entregables para los cuatro Niveles. Los formatos de registro de datos y los reportes de resultados deben ser entregados junto con fotografías y/o dibujos y recomendaciones aplicables.

I.4.3 Mantenimiento

El ducto, los derechos de vía, los sistemas y dispositivos de seguridad, las señalizaciones y las instalaciones superficiales deben ser considerados en los trabajos de un mantenimiento, definidos bajo previa evaluación de ingeniería.

I.4.3.1 Mantenimiento Preventivo

Ducto. Se debe llevar a cabo la instalación de testigos de tipos gravimétricos ó electroquímicos, debidamente separados, acondicionados, pesados y calibrados de acuerdo a las condiciones de operación y a las características químicas de los productos transportados, para monitorear la velocidad de corrosión interna y determinar los periodos de exposición.

Se debe verificar si el ducto cuenta con un programa de inyección de inhibidores para evaluar su aplicabilidad y comprobar su eficiencia. Considerando que no existen antecedentes de Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas o Normas Internacionales que proporcionen los elementos, para establecer criterios de actuación ante las múltiples variables involucradas en la evaluación, desarrollo e implantación de un programa de *protección interior de ductos con inhibidores* de corrosión en ductos de transporte de fluidos líquidos y gaseosos, se desarrollo la norma [NRF-005-PEMEX-2000, Protección Interior de Ductos con Inhibidores](#), para que sirva como lineamiento general para los Usuarios y Proveedores de este servicio, sobre las innumerables variables que pueden estar involucradas en la protección interior de ductos con inhibidores de la corrosión.

Protección catódica. Se deben tomar acciones inmediatas donde la inspección indique que la protección catódica no es lo suficientemente adecuada. Estas acciones deben incluir lo siguiente:

- a) Reparar, reemplazar o ajustar los componentes del sistema de protección catódica.
- b) Proveer una protección catódica adicional donde sea necesario.
- c) Limpiar y aplicar recubrimiento en estructuras desnudas.
- d) Reparar, reemplazar o ajustar monoblocks o juntas aislantes.
- e) Remover los contactos metálicos accidentales.
- f) Reparar los dispositivos de aislamiento que se encuentren defectuosos.

En los segmentos del ducto donde se hayan medido valores de potenciales tubo-suelo por debajo del mínimo especificado (-0.850 mV), se debe realizar el reforzamiento de la protección catódica, instalando ánodos de sacrificio mediante soldadura de aluminotermia en áreas secas, y soldadura húmeda en aquellos puntos donde el ducto este sumergido.

Se deben mantener aisladas eléctricamente las camisas existentes de protección de los ductos en los cruces con vías de comunicación para evitar continuidad y disminuir los problemas de corrosión en el ducto de transporte.

Se deben instalar postes de registro en ambos extremos de la vía de comunicación con conexiones independientes entre el ducto y la camisa para realizar las pruebas de continuidad entre ambos.

Derechos de vía. El derecho de vía debe conservar en lo posible las condiciones originales y servir de acceso adecuado a las cuadrillas de mantenimiento. Se deben conservar en buen estado los caminos de acceso al derecho de vía y a las instalaciones, con el propósito de garantizar eficiencia en acciones emergentes.

Se deben mantener en buen estado las áreas adyacentes, cunetas, diques y otras obras de drenaje para proteger contra deslaves y erosión el derecho de vía.

Todos los trabajos de mantenimiento que se realicen en el derecho de vía, deben ser supervisados por personal calificado y con pleno conocimiento de los riesgos inherentes a los productos, materiales y equipo que se manejan, así como de la seguridad pública y del personal.

Sistemas y dispositivos de seguridad. Se debe mantener el apriete (torque) recomendado por el fabricante en los espárragos de las conexiones mecánicas de los sistemas de ductos para prevenir fugas. Se debe efectuar un mantenimiento periódico al equipo, válvulas, reguladores, etc. La periodicidad mínima será la indicada por el fabricante o de acuerdo a lo especificado en el código **ASME B31.8, Capítulo V, párrafo 851.2** o equivalente.

Señalización. Se debe conservar en buen estado la **señalización**¹⁹ (**Ver Anexo A**) y mantener actualizada la *Clase de localización* del derecho de vía.

Clase de Localización. Es el Área Unitaria clasificada de acuerdo con la densidad de población para el diseño y la presión de prueba de los ductos localizados en esa área. El Área Unitaria es una porción de terreno que, teniendo como eje longitudinal la tubería que transporta el Hidrocarburo, mide 1600 metros (1 milla) de largo por 200 metros (1/4 milla) en ambos lados del centro de la línea de transporte. La clasificación se debe determinar de acuerdo con el número de construcciones localizadas en esta Área Unitaria. Para propósito de clasificación conforme a la norma **NRF-030-PEMEX-2006**, cada vivienda o sección de una construcción destinada para fines de ocupación humana o habitacional se considera como una construcción por separado.

Clase de Localización 1. Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tienen 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.

Clase de Localización 2. Corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana. Los ductos que cumplan con las Clases 1 o 2, pero que dentro de su área unitaria se encuentren al menos un sitio de reunión o concentración pública de más de 20 personas, tales como iglesias, escuelas, salas de espectáculos, cuarteles, hospitales o áreas de recreación, se deben considerar dentro de los requerimientos de la Clase de Localización 3.

Clase de Localización 3. Es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:

- a) Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 metros del eje de la tubería y se encuentre(n) ocupada(s) por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas al año.
- c) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 metros del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.
- d) Cuando se tenga la existencia de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, en donde se pretende instalar una tubería a menos de 100 metros, aún cuando al momento de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.
- e) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 metros o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, etc.), en el entendido de que se considera tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.

Clase de Localización 4. Corresponde a la tubería que en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo, donde el tráfico sea pesado o denso; o bien, donde existan numerosas instalaciones subterráneas.

¹⁹ Anexo C, NRF-030-PEMEX-2006 "Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos" Rev. 0, Febrero 2007, p 80-95

Cuando exista un grupo de casas o edificaciones cercanas a la frontera que divide dos Clases, las áreas unitarias se deben ajustar considerando el nivel de seguridad más crítico (Clases) extendiéndose 200 metros desde el último edificio del grupo más próximo a la siguiente área unitaria de menor nivel de seguridad, siguiendo el eje de la tubería, y que cumpla con los requerimientos del correspondiente nivel de seguridad.

Para ductos cuya longitud sea menor que 1600 metros (1 milla), la clasificación será asignada de acuerdo a la que corresponda a un ducto de 1600 metros (1 milla) de longitud que atraviesa la misma área.

Instalaciones superficiales. Se debe tener en buen estado la protección mecánica anticorrosiva (recubrimientos) en las instalaciones superficiales, tal como lo establece la norma [NRF-004-PEMEX-2000, Protección con Recubrimientos Anticorrosivos a Instalaciones Superficiales de ductos](#). Se deben conservar libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, etc. Las cercas perimetrales, escaleras y andadores.

I.4.3.2 Mantenimiento correctivo.

Requisitos generales. Se debe contar con una base de datos que registre cada defecto o fuga, en donde se indiquen: localización, causa, tipo de reparación, etc. Esta información servirá de base para tomar las medidas correctivas necesarias.

Las reparaciones deben realizarse mediante un procedimiento calificado y aprobado, este será efectuado por personal con experiencia en el trabajo de mantenimiento y con conocimientos de los riesgos a que se puede estar expuesto, utilizando maquinaria, equipos y materiales específicos para cada trabajo o actividad de reparación. Se deben seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en la especificación [PEMEX IN.10.1.02](#).

En caso de que el mantenimiento correctivo requiera de trabajos de biselado y contra biselado de la tubería, éstos deben realizarse con máquina biseladora en frío o torno. No se permite la utilización de equipo de corte oxiacetileno.

Todos los soldadores que lleven a cabo trabajos de reparación deben estar familiarizados con los requisitos de seguridad y con los problemas asociados con el corte y la soldadura de ductos que contengan o hayan contenido hidrocarburos además, deben tener certificado vigente o en su defecto ser calificados en conformidad con lo siguiente:

Calificación y certificación de soldadores. Para llevar a cabo las operaciones de soldadura, los soldadores se deben calificar y certificar de acuerdo a lo establecido en la norma de referencia [NRF-020-PEMEX-2005](#) complementándose con lo indicado en [API Std. 1104](#), [Sección IX del Código ASME](#) y a la sección 7.3.3, Parte 2 de la [NACE-MR-0175/ISO-15156-2](#) o equivalentes.

Calificación y certificación de los procedimientos de soldadura. El procedimiento que se utilice para la operación de soldadura en el ducto debe ser calificado y certificado, mediante pruebas destructivas y no destructivas, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas para la tubería y accesorios, conforme a lo establecido en la norma de referencia [NRF-020-PEMEX-2005](#). Para servicio no amargo, la calificación de los procedimientos de soldadura debe realizarse de acuerdo a lo establecido en el [API 1104](#) o equivalente. Para el caso de servicio amargo y trampas de diablos, la calificación de los procedimientos de soldadura debe realizarse de acuerdo a lo establecido en el Código [ASME Sección IX](#) y a la sección 7.3.3, Parte 2 de la [NACE-MR-0175/ISO-15156-2](#) o equivalentes.

Se deben seguir las técnicas establecidas en el procedimiento de reparación, las cuales deben considerar la utilización de elementos tales como envolventes completas, selección de electrodos y procedimientos de soldadura apropiados. Aún cuando se realice una reparación con carácter provisional, como el uso de abrazaderas, se debe programar la reparación permanente o definitiva en el menor tiempo posible, a excepción de las situadas dentro de las clases de localización 3 y 4 que deben realizarse de inmediato, entendiéndose como reparación provisional, permanente y definitiva lo señalado en las definiciones de esta norma.

Para las reparaciones donde se requiera realizar una excavación mayor a 2 metros, se deben utilizar ademes y ataguías de acuerdo a lo establecido en la especificación [PEMEX P.3.0135.13-2001](#). Para excavaciones menores a dos metros en terrenos inestables, también se deben colocar ademes y ataguías.

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

En todo trabajo de empaque y puesta en operación posterior a modificaciones o cambios efectuados por rehabilitación, operación o mantenimiento, se debe purgar el aire e inertizar el ducto, de acuerdo a procedimientos de Pemex, para evitar la formación de mezclas explosivas.

Después de una rehabilitación mayor, todas las instalaciones superficiales deben ser sometidas a: Inspección visual (Nivel 1), medición de dureza de campo y análisis de flexibilidad.

Límites de imperfecciones (Daños mecánicos). Las imperfecciones deben estar limitadas y como mínimo deben de cumplir lo indicado en la **Tabla 8.**

TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA
Ranuras	Profundidad mayor de 10% del espesor nominal	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
Abolladuras	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial.		
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como arrancadura o ranura. Las que excedan una profundidad de 0,25pulg en un tubo de 12pulg y menores o 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12pulg.		
Quemaduras por arco	Los daños calientes que rebasen el 10% del espesor nominal de la tubería deben ser evaluados con estudios de ingeniería.	Sustituir tramo* o reparar	1, 2 o 3
Grietas	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura.	Sustituir tramo* o reparar	1, 2 o 3
Imperfecciones en soldaduras			
-Penetración inadecuada y fusión incompleta	25,4 mm (1pulg) de longitud	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
-Área quemada	6,4 mm (1/4pulg) de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	1 o 2
-Inclusiones de escoria	50,8 mm (2pulg) de longitud o 1,6 mm (1/16pulg) de ancho	Idem	1 o 2
-Porosidad o burbujas de gas	1,6 mm (1/16pulg) de dimensión máxima	Idem	1 o 2
-Socavación	Profundidad de 0,8 mm (1/32pulg) o 12,5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50,8 mm (2pulg) o 1/8 de la longitud de soldadura	Idem	1 o 2
Corrosión externa generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2 o 5
Corrosión interna generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada interna	De acuerdo al Anexo F de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada externa	De acuerdo al Anexo F de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2, 3, 4 y 5
<p>NOTA: En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, esta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.</p> <p>REPARACIONES:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sustitución de tramo. 2. Envoltente circunferencial completa soldada. 3. Esmerilado hasta un 10% del espesor de pared nominal. 4. Relleno con material de aporte 5. Refuerzo no metálico <p>* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete. Ver más detalle en párrafo 8.4.2.4.</p>			

Tabla 8.- Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas

Una soldadura sólo podrá ser reparada dos veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando el carrete donde se localiza el defecto.

Las recomendaciones indicadas en la **Tabla 8** no son limitativas y se permite la utilización de otros criterios cuando se demuestre con estudios de ingeniería basados en modelos de mecánica de fractura, elemento finito, pruebas de laboratorio, etc., que el efecto real de las anomalías no ponen en riesgo estructural la integridad de los ductos y por lo tanto la seguridad y confiabilidad de las instalaciones.

Corrosión generalizada y localizada. Para el caso de corrosión generalizada (exterior o interior), si el espesor de pared se ha reducido a un valor menor que el espesor mínimo requerido de acuerdo al inciso 8.1.6.3, el contratista debe proponer las acciones necesarias para confirmar y en su caso corregir este defecto.

Tratándose de corrosión localizada (exterior o interior), se debe tomar en cuenta la geometría del defecto y propiedades mecánicas del ducto para determinar la presión de operación máxima segura (P') la cuál esta determinada por:

$$P' = P_f \times f_{CP}$$

Donde:

P_f = Presión de falla obtenida de acuerdo con la **Figura 24**.

f_{CP} = Factor de capacidad permisible por presión interna. Los factores de diseño a utilizarse en el cálculo de la capacidad permisible por presión interna para ductos que transportan **gas** se muestran en las tablas 9 y 10, van de acuerdo a la clase de Localización. El valor para ductos que transportan **líquido** siempre será de 0.72.

Clasificación por Clase de Localización	Factor de Diseño (f_{DIS})
Clase 1	0,72
Clase 2	0,60
Clase 3	0,50
Clase 4	0,40

Factor de diseño por presión interna (f_{DIS}) para ductos que transportan gas

Tipo de instalación	Clasificación por Clase de Localización			
	1	2	3	4
Ductos, troncales y de servicio	0,72	0,60	0,50	0,40
Cruces de caminos y vías de FF.CC.:				
a) Caminos privados.	0,72	0,60	0,50	0,40
b) Caminos sin pavimentar	0,60	0,60	0,50	0,40
c) Caminos, autopistas o calles públicas, vías de FF.CC	0,60	0,50	0,50	0,40
Ductos paralelos a caminos y vías de FF.CC				
a) Caminos privados.	0,72	0,60	0,50	0,40
b) Caminos sin pavimentar	0,72	0,60	0,50	0,40
c) Caminos, autopistas o calles públicas, vías de FF.CC	0,60	0,60	0,50	0,40
Ductos sobre puentes	0,60	0,60	0,50	0,40

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

Si P' es menor que presión máxima de operación se deben tomar las acciones de corrección del defecto de acuerdo a la **Tabla 8**.

Para el caso de requerirse determinar la resistencia remanente del ducto, ésta se debe obtener conforme a la **Figura 24** de este manual.

En caso de reparación se debe realizar un análisis de integridad mecánica para determinar el uso de *camisas de refuerzo* con o sin relleno Epóxico o **refuerzo no metálico**.

I.4.4 Rehabilitación

Reparaciones permisibles en ductos

El método de reparación a utilizar en un ducto con disminución de espesor de pared por corrosión o con algún tipo de daño mecánico con o sin fuga, dependerá del tipo de anomalía, de acuerdo a lo indicado en la **Tabla 8**. Si el ducto puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva. En el caso de no poder dejar de operar el ducto se podrá optar por una reparación provisional, o por una reparación permanente. Si se opta por la reparación provisional, se debe programar una reparación definitiva o permanente en el menor tiempo posible. Dichas alternativas de reparación deben ser seleccionadas, también con base a un estudio técnico-económico y de costo-beneficio que garantice la seguridad de la instalación durante su vida útil o remanente.

Esmerilado. Los daños mecánicos o imperfecciones superficiales deben ser reparados mediante esmerilado, en el cual el área base debe quedar suavemente contorneada. La **Tabla 8** indica los casos en que se puede aplicar este tipo de reparación.

Se debe esmerilar por capas delgadas, tratando de formar una superficie parabólica. Al final de cada capa se debe medir, por medio de ultrasonido, el espesor de pared remanente, el cual debe cumplir con lo indicado en **Espesor mínimo requerido**. Posteriormente se debe aplicar la prueba de partículas magnéticas, en caso de indicaciones de grietas, se debe esmerilar y medir nuevamente el espesor remanente.

Soldadura de relleno. Las pequeñas áreas corroídas, ranuras, ralladuras pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura.

El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que está siendo reparada.

Una vez que el área a reparar se ha *esmerilado* (como se indica arriba) y que se encuentre lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que puedan afectar la soldadura, se procederá a la reparación por medio de soldadura de relleno. Los cordones de soldadura se deben colocar paralelos uno con respecto al otro, en la dirección circunferencial de la tubería. Se debe depositar un cordón de refuerzo que circunde los cordones de soldadura anteriores y finalmente se colocarán cordones de soldadura en la dirección longitudinal de la tubería, de manera que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo. Se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de la reparación.

Todos los soldadores que realicen trabajos de reparación deben ser calificados conforme a la **NMX-B-482-1991** y de acuerdo con lo que se especifica en **Calificación y certificación de soldadores y de los procedimientos de soldadura (arriba)** referentes a la calificación de los procedimientos de soldadura y soldadores. También deben estar familiarizados con las precauciones de seguridad y otros problemas asociados con la soldadura sobre ductos que contengan hidrocarburos. La soldadura debe comenzar sólo después de comprobarse que no existen atmósferas explosivas en el área de trabajo. La **Tabla 8** indica los casos en que se puede aplicar la soldadura de relleno.

Camisa de refuerzo. Si no es posible dejar el ducto fuera de servicio, las reparaciones pueden realizarse mediante la instalación de una envolvente circunferencial metálica completa, soldada longitudinalmente y con un relleno que sea un buen transmisor de esfuerzos a la envolvente cuando el caso lo requiera.

Para reparaciones de abolladuras, grietas o fisuras que puedan ser consideradas reparables (ver **Tabla 8**), debe usarse un material de relleno transmisor de esfuerzos para llenar el vacío entre la envolvente y el tubo, con el propósito de transferir adecuadamente las cargas por presión del ducto conductor a la camisa de refuerzo. Un tubo con quemaduras o ranuras, ocasionadas normalmente al realizar trabajos de corte o al aplicar soldadura con arco eléctrico, debe ser reparado instalando envolventes soldables.

La soldadura circunferencial en las envolventes es opcional cuando éstas se instalen únicamente para refuerzo y no para contener la presión interna o cuando no se tenga fuga en el ducto. Se debe efectuar una inspección no destructiva por radiografiado o ultrasonido para garantizar la no existencia de defectos y se debe efectuar relevado de esfuerzos en aquellos casos que se cumpla con lo siguiente:

Los aceros al carbono y microaleados se deben relevar de esfuerzos cuando el espesor nominal de pared sea igual o mayor a 32 mm (1.25 pulg) de acuerdo a la temperatura indicada en el procedimiento de soldadura. Dicha temperatura debe ser igual o mayor a 593 °C (1100 °F) pero sin rebasar la temperatura de transición (AC_3).

Las envolventes circunferenciales completas, instaladas para eliminar fugas, o para contener la presión interna, deben estar diseñadas para contener ó soportar la presión de diseño ó la máxima de operación del ducto que se va a reparar. Dicha envolvente será soldada en su totalidad, tanto circunferencial como longitudinalmente. La camisa debe extenderse por lo menos 100 mm (4 pulg.) a cada lado del defecto o la mitad del diámetro, la dimensión mayor, siempre y cuando exista sanidad del tramo, con el propósito de asegurar que la camisa cumpla satisfactoriamente su función. Esta dimensión puede reducirse siempre y cuando se realice un estudio de integridad mecánica del daño. Como mínimo deben tener el mismo espesor y especificación del ducto o su equivalente, además de ser habilitadas y colocadas previa limpieza a metal blanco. Si el espesor de la envolvente es mayor que el espesor del tubo que se va a reparar, los extremos circunferenciales de dicha envolvente deben ser biselados hasta alcanzar un espesor igual al de la tubería.

Si el ducto no se deja de operar durante una reparación que involucre trabajos de soldadura, se debe realizar un análisis en el que participen las dependencias de Operación, Mantenimiento y Seguridad del área responsable del ducto, para garantizar que durante la reparación, éste se encuentre operando a un nivel seguro. Dicho análisis debe basarse como mínimo en los resultados de las inspecciones radiográfica o ultrasónica, pruebas no destructivas, cálculos para determinar la presión máxima y otras medidas de seguridad como las indicadas en los códigos ASME B31.8 inciso 851.4 , B31.4 inciso 451.6 ó equivalentes, con relación a los requerimientos de seguridad del personal que haga estos trabajos.

La Tabla 8 indica los casos en los que se puede utilizar camisa de refuerzo.

Camisa mecánica. Las camisas mecánicas son consideradas reparaciones provisionales que pueden realizarse mientras el ducto continúa en operación, por lo que debe programarse la reparación definitiva en el menor tiempo posible. Si una camisa mecánica se suelda al ducto, se considera como reparación permanente, y en este caso se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de la reparación.

La reducción de la presión del ducto mientras se efectúa la reparación permanente o definitiva, dependerá de las condiciones de operación y del diseño de la camisa mecánica.

Sustitución de carrete. Si es factible que el ducto sea sacado de servicio, éste se debe reparar cortando una pieza cilíndrica (carrete) conteniendo la anomalía y reemplazándolo con otro carrete de espesor de pared y grado similar o mayor que reúna los requerimientos del *Espesor mínimo requerido*, con una longitud no menor de un diámetro del tubo para diámetros mayores de 168 mm (6 pulg.) o 200 mm para diámetros menores.

En la reparación de una sección del ducto mediante el corte y sustitución de la porción dañada, el carrete debe someterse a una *prueba hidrostática* como si se tratara de una tubería nueva (Ver Prueba Hidrostática). Esta prueba puede ser realizada antes de su instalación, aceptándose que se realice en fábrica siempre y cuando se cuente con la documentación correspondiente y se efectúe el radiografiado u otras pruebas no destructivas (excepto la inspección visual) a todas las soldaduras a tope del empate después de su instalación.

Las soldaduras realizadas durante la sustitución de carretes deben ser examinadas al 100% por métodos no destructivos.

Prueba hidrostática. Todos los ductos nuevos deben someterse a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad. La prueba se debe hacer después de la corrida con el equipo medidor de la geometría y con el equipo de limpieza interior. El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática debe incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el ducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

El agua que se utilice debe ser neutra y libre de partículas en suspensión, que no pasen en una malla de 100 hilos por pulgada.

La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto) o secciones prefabricadas que sean parte y se integren al sistema del ducto sin prueba posterior. El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.25 la presión de diseño.

Deben recabarse dos ejemplares de la constancia de las pruebas certificadas por los representantes de la residencia de construcción y de la rama operativa, y el permiso de uso expedidos por la Secretaría de Energía, la cual supervisará la ejecución de las mismas a través de un inspector autorizado, conjuntamente con las áreas de inspección y seguridad industrial de las ramas operativas y de construcción.

Cuando alguno de los elementos del sistema sea de menor resistencia, éste debe ser aislado para no ser probado con el resto. Después de hacer la prueba hidrostática, los ductos, válvulas y accesorios serán drenados completamente para evitar daños por congelamiento o por corrosión. El equipo de un sistema de tubería que no se sujete a la prueba debe desconectarse.

La prueba hidrostática de preferencia se debe efectuar al sistema completo, en caso de que por las características del sistema no fuera posible, se puede efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo.

Las pruebas de presión hidrostática deben realizarse tanto en el sistema completo de ductos como en tramos y componentes terminados del sistema. Las trampas de diablos, múltiples y accesorios, deben someterse a la prueba hidrostática hasta los límites similares que se requieren en el sistema.

Todos los dispositivos de seguridad como limitadores de presión, válvulas de relevo, reguladores de presión y equipo de control, deben ser calibrados para corroborar que están en buenas condiciones mecánicas, capacidad adecuada, efectividad, confiabilidad de operación para el servicio a que se destinan, funcionamiento a la presión correcta. En caso de que algún dispositivo no cumpla, se debe reemplazar por otro que satisfaga todos estos requerimientos.

Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se deben hacer todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de diablos o esferas corridas con aire. La fuente de abastecimiento de agua y las áreas para desalojarla después de la prueba, deben cumplir con los requisitos de la Comisión Nacional del Agua (C.N.A.) y también de las normas oficiales correspondientes; asimismo se ordenará los análisis de laboratorio necesarios para verificar la calidad especificada.

Durante la vida útil del sistema o parte del sistema de tubería, se deben conservar registros de las pruebas realizadas. El área operativa debe recibir del área responsable de las pruebas, copia de esta información, que por lo menos será la siguiente:

- Área responsable de las pruebas y técnicos que las realizaron y aceptaron.
- Procedimiento de realización de la prueba.
- Tipo, medio y temperatura de la prueba
- Presiones de diseño, operación y prueba.
- Duración de la prueba, gráficas y otros registros.
- Fugas y otras fallas con sus características y localización.
- Variaciones en cada prueba y sus causas.
- Reparaciones realizadas como resultado de la prueba efectuada.

Como alternativa se puede realizar una prueba neumática, en cuyo caso el fluido de prueba será algún gas inerte. La presión de prueba debe ser 125% de la presión de diseño y el tiempo mínimo de prueba de 8 horas. Dicha prueba implica riesgo de que se libere la energía almacenada en el gas comprimido, por lo que se deben tomar medidas precautorias para minimizar el riesgo del personal por la posibilidad de una falla frágil, la temperatura de la prueba debe considerarse en función de los resultados de las pruebas de tenacidad del material del ducto.

Se debe presentar un procedimiento de prueba neumática, el cual será autorizado por el responsable del ducto. Asimismo debe contar con el permiso de trabajos con riesgo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Organismo Subsidiario correspondiente.

El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba neumática incluye: dispositivo de alivio de presión, termómetro de registro gráfico y radios de intercomunicación.

Refuerzo no metálico. En el caso de que no exista fuga, una opción para reparación en lugar de utilizar la envolvente metálica soldada, puede ser la colocación de envolventes no metálicas (Resina epóxica reforzada con fibra de vidrio), para dar reforzamiento al ducto debilitado por la corrosión o por daños mecánicos.

La utilización de envoltentes no metálicas para la reparación de ductos con disminución de espesor por corrosión o con daños mecánicos, está sujeta a que se demuestre que el producto soportará como mínimo la misma presión que soporta la tubería metálica así como, que el producto este diseñado para trabajar en los rangos de temperatura y condiciones en los que opera el ducto.

El material no metálico utilizado como refuerzo debe estar soportado documentalmente con pruebas de laboratorio y pruebas de campo, además de comprobarse su uso en instalaciones similares de operación.

Los refuerzos no metálicos se consideran reparaciones permanentes, por lo que no se requiere programar otro tipo de reparación.

Inspección de soldaduras reparadas. Las soldaduras realizadas durante la reparación del ducto deben ser inspeccionadas por radiografía al 100%; si el procedimiento de reparación lo considera, adicionalmente, se pueden utilizar otras técnicas como ultrasonido, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, dureza y réplicas metalográficas.

Documentación y registros entregables.

Para efectos de mantenimiento preventivo se debe llevar un registro estadístico de todas las intervenciones, modificaciones, ajustes y cambios que se realicen a todas las instalaciones involucradas en esta actividad.

Para el mantenimiento correctivo se debe entregar al responsable del sistema de ductos la documentación y registros generados durante el inicio, en el desarrollo y al finalizar el trabajo de reparación, como se indica enseguida:

- a) Procedimientos de reparación mediante:
 - Esmerilado.
 - Soldadura de relleno.
 - Camisa de refuerzo.
 - Camisa metálica.
 - Refuerzo no metálico.
 - Inspección de soldadura mediante PND (Prueba no destructiva).
 - Reparación de soldadura.
 - Otros.
- b) Certificados de calificación del personal soldador.
- c) Documentación que compruebe la experiencia del personal técnico que efectuará la reparación.
- d) Certificados de calibración de equipo y maquinaria utilizada para la reparación de que se trate.
- e) Registros de cada tipo de reparación.
- f) Planos o dibujos a escala de la reparación incluyendo la localización mediante coordenadas.
- g) Registro de pruebas hidrostáticas cuando aplique.
- h) Informe o reporte ejecutivo que incluya la memoria de los trabajos realizados, observaciones y recomendaciones.
- i) Radiografías y reportes radiográficos de las soldaduras, que incluyan las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta de campo.

I.4.5 Seguridad Industrial y protección ambiental.

Durante las actividades de construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos, se deben cumplir las disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA) y sus Reglamentos que apliquen. Asimismo, se deben cumplir los requisitos de la norma oficial mexicana [NOM-117-ECOL-1998](#).

El contratista se debe apegar al Reglamento de higiene y seguridad de PEMEX mientras trabaje dentro de las instalaciones.

Se deben cumplir con las disposiciones establecidas por el organismo subsidiario correspondiente y lo relacionado a las "Obligaciones de Seguridad, Salud Ocupacional y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios", indicadas en el capítulo de Bibliografía de la Norma de Referencia [NRF-030-PEMEX-2006](#).

Las áreas encargadas de la operación y mantenimiento de ductos, deben tomar inmediatamente las medidas necesarias para proteger al público y a las instalaciones, siempre que se tenga conocimiento de una fuga, discontinuidad o daño en el ducto mientras se reparan definitivamente.

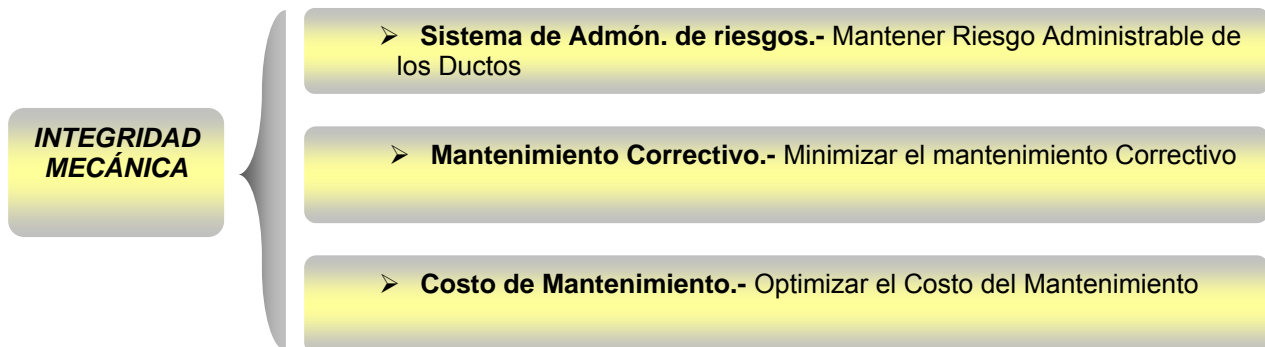
I.5 ADMINISTRACIÓN DE RIESGO Y MANTENIMIENTO INTEGRAL

I.5.1 Integridad Mecánica de la Tubería

Se entiende como integridad mecánica o estructural al estado físico que guarda un objeto (metálico) y que esta caracterizado por un conjunto de propiedades (mecánicas) que determinan su entereza.

La última evolución en los programas de integridad consiste en acciones y en la gestión de integridad específicas para cada ducto, o sea, diferentes niveles de exigencias y criterios para ductos con diferentes historiales de operación y de circunstancias.

Para Garantizar la Integridad Mecánica de los ductos, en PEMEX Gas y Petroquímica Básica se llevan a cabo acciones estratégicas, las cuales se describen a continuación:



Evaluación del Riesgo²⁰

Es un proceso continuo para identificar los riesgos potenciales en un ducto, asociados a su integridad mecánica, operación y seguridad y las consecuencias de los efectos adversos provocados por estos riesgos.

Los resultados de la Evaluación de riesgo, permiten sustentar la programación de inversión en actividades de mantenimiento, al corregir o eliminar las fuentes de riesgo o defectos relacionados con la integridad de un ducto.

Con la Evaluación del Riesgo es posible identificar y determinar el índice de riesgo de falla (ROF) aplicando el *Modelo cuantitativo de Riesgo* ([Figura 27](#)) que se basa en los resultados obtenidos de una evaluación de índices de riesgo.

Esta metodología proporciona valores medibles, que se pueden comparar en un criterio, que permite determinar los niveles de riesgo en términos del número de eventos no deseados que se pueden presentar durante un año de operación. Además las consecuencias se pueden expresar como función de los costos de estos eventos, para representar el riesgo como pérdidas probables por año.

²⁰ En PEMEX se emplea el IAP Integrity Assessment Program, software de American Innovations, utilizado para la evaluación del riesgo.

Modelo de Riesgo. Este se basa en valores de *probabilidad de Falla* sustentados por 7 Factores de Riesgo (Corrosión Exterior EC, Corrosión Interior IC, Terceras Partes TP, Movimiento del suelo GM, Diseño y Materiales DM, Operación del Sistema SO y Sistema de Control de la Corrosión SCC) y en la *Consecuencia de Fallas* calculados de 3 tipos de Impactos (Impacto en Población, Impacto Ambiental e Impacto en Instalaciones).

Índice de Riesgo de Falla ROF. El Riesgo de Falla se calcula para cada tramo de ducto de 1 km de longitud. El criterio de riesgo para ductos se considera clasifica de la siguiente manera:

Riesgo Intolerable o preventivo (mayor o igual a 21).- Nivel de riesgo que requiere de acciones de mantenimiento en el corto plazo.

Riesgo administrable (Mayor de 2.1 y menor a 20.99).- Nivel de riesgo que requiere acciones de mantenimiento en el mediano plazo.

Riesgo tolerable (menor o igual a 2.1).- Nivel de riesgo que no requiere de acciones de mantenimiento inmediatas, sino únicamente acciones relacionadas con el monitoreo del riesgo.

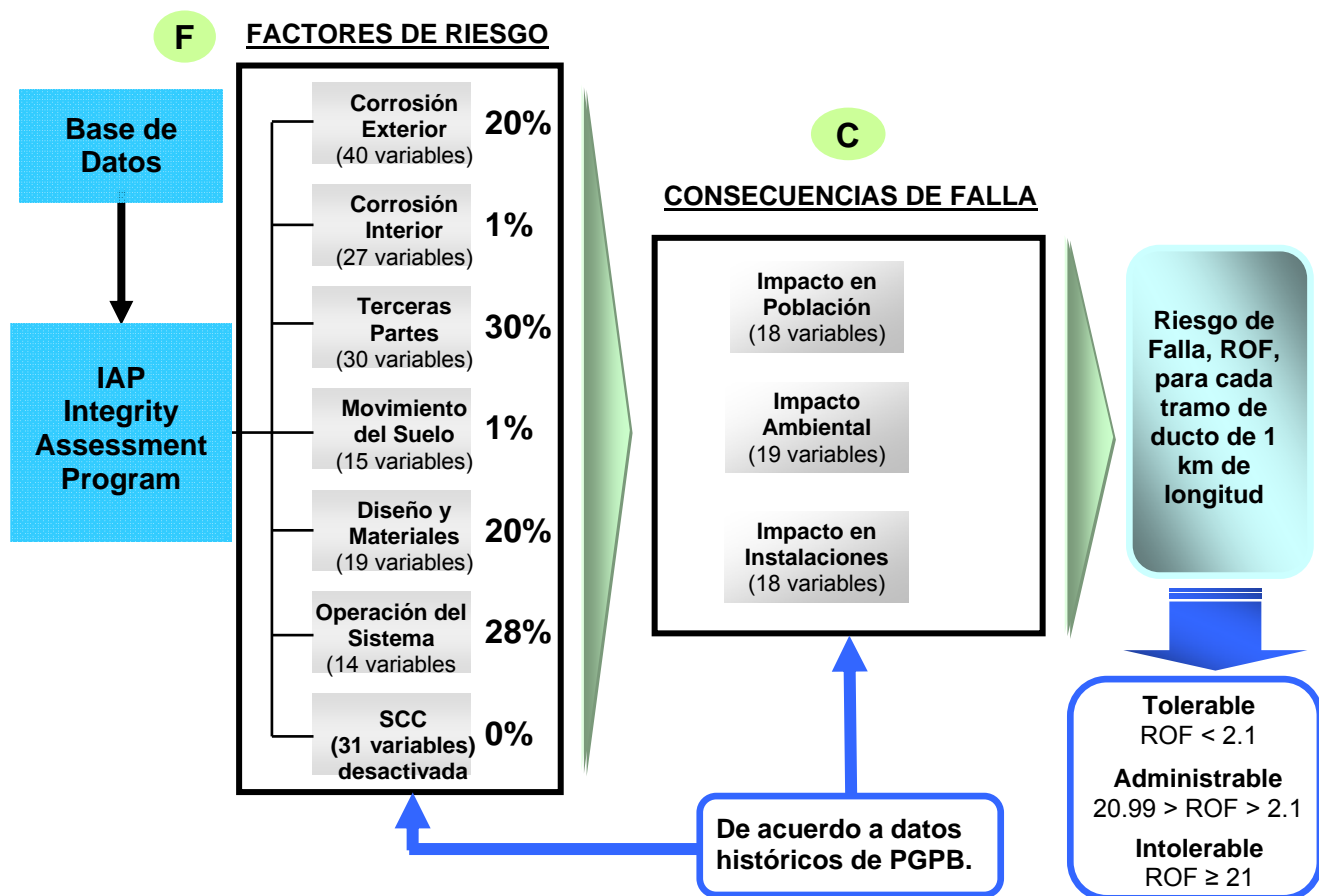


Figura 26.- Modelo de Riesgo

El desarrollo de nuevas tecnologías ha colaborado para el aumento de calidad en los programas de Administración y evaluación de integridad de ductos, tecnologías como los equipos de inspección de alta resolución GIS, sistemas de integración de datos para confiabilidad, diábolos instrumentados, sistemas de monitoreo a distancia integrado al SCADA, por mencionar algunos²¹.

²¹ Richard Ward, op. Cit. Revista Ductos, p 23

I.5.2 Sistemas de apoyo de alta tecnología

Sistemas de Información Geográfica²². Con esta poderosa herramienta se apoya a la toma de decisiones en los diferentes niveles organizacionales de la empresa, proporciona de forma oportuna y eficaz información técnica precisa sobre las instalaciones que conforman el sistema de transporte por ductos de Hidrocarburos.

Los datos contenidos en este sistema permiten consultar información de importancia como son las especificaciones de los ductos e instalaciones superficiales que se encuentran a lo largo de su trazo; fallas reportadas por equipo de inspección interior (diablos instrumentados); edificaciones a lo largo del Derecho de Vía; máxima presión permisible de operación; y crecimiento de manchas urbanas.

Un Sistema de Información Geográfica contiene información alfanumérica y espacial. Entre la información alfanumérica podemos mencionar las especificaciones técnicas de los ductos, válvulas principales de instalaciones superficiales, longitudes, kilometrajes, trayectorias, capacidades garantizadas, derechos de vía y rectificadores. De la misma manera, la información espacial contenida en el sistema, esta basada en cartografía escala 1:200,000 la cual esta conformada por las siguientes capas: hidrología, cuerpos de agua, vías de comunicación, ciudades, poblaciones, uso general del suelo, curvas de nivel (a cada 50 metros), punto de referencia topográfico, infraestructura y modelos digitales de elevación.

Toda la información espacial tiene asociada una base de datos, lo que permite a los técnicos llevar a cabo actividades de análisis espacial, sin necesidad de ser expertos en Sistemas de Información Geográfica, Además de esta cartografía, se cuenta con cartas a escalas mayores (1:400,000, 1:20,000, 1:1:10,000 y 1:1,500) de las ciudades en donde existen instalaciones de transporte por ducto.

Atlas de Riesgo²³. Un atlas de riesgo es la representación geográfica de las instalaciones y activos de ductos, en donde se identifican los riesgos asociados y sus consecuencias al entorno, con el fin de desarrollar planes de prevención, mitigación y de contingencia, el cual incluye:

El atlas de riesgo es realizado a partir de la información obtenida de un Software de Evaluación de Riesgo (Niveles de riesgo) los cuales son capturados en Sistema de Información Geográfica.

Beneficios:

- Identifica los tramos con niveles de riesgo intolerable
- Mantiene el "histórico" de las tendencias de riesgo de falla
- Identifica los factores de riesgo críticos de acuerdo a estadísticas de incidentes
- Focaliza la atención en tramos de riesgo por terceras partes para celaje intensivo
- Delimita las áreas de población y ambientales altamente vulnerables
- Brinda información técnica, espacial y geográfica en tiempo real.

Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos²⁴. Es un sistema computarizado de monitoreo y control remoto que permite manejar simultáneamente instalaciones dispersas. Este sistema colecta y procesa en tiempo real información sobre flujos, presiones, temperatura y calidad del gas. Asimismo, permite operar a control estaciones de medición, de compresión, de bombeo y válvulas de seccionamiento, además de controlar el empaque del sistema de gasoductos.

Alcance de Monitoreo y Control:

- 99% de las inyecciones de Gas Natural
- 98% de las extracciones de Gas Natural
- 100% de las inyecciones y extracciones de Gas Licuado
- 128 estaciones de medición
- 17 estaciones de compresión
- 5 estaciones de bombeo
- 9,301 Km de Gas Natural
- 1,778 Km de Gas Licuado

²² En PEMEX se emplea el SIIA Sistema de Identificación de Instalaciones y Activos, como sistema de Información Geográfica, basado en los software Arcview y/o Arcmap

²³ PEMEX, Atlas de Riesgo

²⁴ En PEMEX se emplea el SCADA Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos

I.5.3 Sistema de Administración de Riesgo en Ductos

La *evaluación de riesgo* es un proceso de análisis para identificar todos los riesgos potenciales en un ducto y las consecuencias de cualquier efecto adverso provocado por estos riesgos. Constituye una herramienta sumamente útil para la toma de decisiones.

Por su parte, la *administración de riesgo* es un programa general que incluye la evaluación de riesgo, además de medidas de mitigación, métodos de evaluación de desempeño, estructura de mecanismos de control de riesgo, planeación de Recursos e Inversiones, etc.

Mediante el proceso de evaluación y administración de riesgo se pueden ubicar los puntos más críticos en un ducto, planear la asignación de recursos en caso de emergencia y establecer prioridades, según los riesgos identificados, pero no pronosticar el sitio o ubicación de un evento o accidente, la fecha en que se presentará ó la cantidad de accidentes que se tendrán por año.

La aplicación de la metodología de la Administración de Riesgo²⁵ esta vigente desde 1996 y ha contado con mejoras que permiten incrementar la confiabilidad de resultados.

Actualmente se cuenta con la vinculación de los resultados de este Sistema con el SIIA (Sistema de Identificación de Instalaciones y Activos), lo que permite mantener el historial de evaluación riesgo del sistema y la distribución de riesgo en cada segmento de ducto, tomando en cuenta las condiciones circunstanciales.

La inclusión de más información en las bases de datos, ha permitido reducir los valores de riesgo de falla (ROF) promedio hasta en un 30%, con respecto a los resultados obtenidos de las primeras evaluaciones.

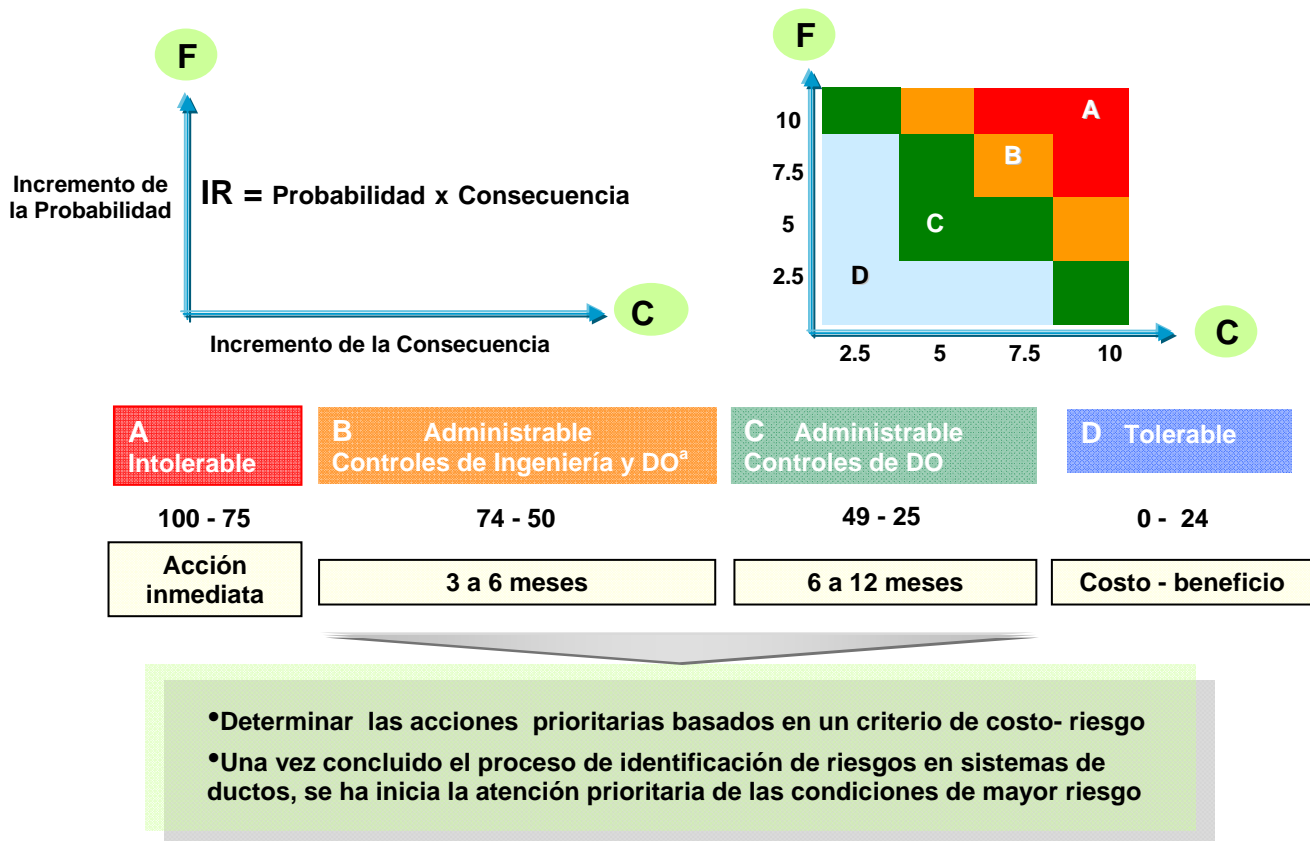


Figura 27.- Matriz de evaluación de Riesgos

Niveles de Riesgo Calculados. De las condiciones de riesgo obtenidas de la evaluación de riesgo, se plantean escenarios o estrategias que permiten controlar o mitigar los niveles de riesgo.

²⁵ "Sistema de Administración de Riesgo en Ductos" Revista Tecnología 2003-2006, Subdirección de ductos PGPB, 2003, p. 8 y s

Para identificar los segmentos de ducto que requieren atención inmediata o programada por los niveles de riesgo, se aplica un criterio de riesgo llamado “*Matriz de evaluación de Riesgos*” (Figura 26) que permite sustentar y ponderar las inversiones, según la cantidad reducida de riesgo o relación costo-beneficio calculada en cada escenario de mantenimiento.

La región de *Riesgo Intolerable* implica la atención inmediata del segmento afectado, y para este caso no rige la relación costo-beneficio.

Para los ductos con *Riesgo administrable*, se evalúan varios escenarios, de acuerdo al origen de riesgo y se selecciona el escenario o combinación de escenarios que proporcionan las mejores ventajas en términos de la inversión requerida y cantidad reducida de riesgo.

La región de *Riesgo tolerable*, por lo general requiere únicamente de actividades de monitoreo, sin participación de terceros.

I.5.4 MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS

La finalidad de proporcionar mantenimiento a un sistema de ductos que transportan hidrocarburos es mantener la integridad mecánica o estructural del sistema, disminuyendo con esto los riesgos de una fuga que pudieran causar daños a los habitantes, los operadores y al medio ambiente así como pérdidas monetarias a la empresa.

Para reducir la exposición al riesgo, Pemex Gas y Petroquímica Básica, desarrollo un concepto conocido como “**Mantenimiento Integral de Ductos**”, el cual permite reducir tiempos muertos y optimizar costos entre las etapas de inspección y rehabilitación de ductos, garantizando la *integridad mecánica* y operación segura de los mismos. Con este concepto, se establecen programas racionales de rehabilitación que incluyen la reparación de los defectos que realmente ponen en peligro la integridad del ducto (Riesgos Intolerables ROF>21), sin descuidar el monitoreo del comportamiento y desarrollo de los riesgos clasificados como administrables y tolerables²⁶.

El Mantenimiento Integral reduce 5 Factores de Riesgo: Corrosión Exterior EC, Corrosión Interior IC, Terceras partes TP, Movimientos de Tierra GM y por último, Diseño y materiales DM.

I.5.4.1 Componentes del mantenimiento integral²⁷

El concepto de mantenimiento integral incluye todos los aspectos que van desde la inspección interior con equipo instrumentado, hasta la actualización o revalidación del diseño y condiciones operativas.

Inspección:

- Diablos de limpieza y placa calibradora
- Equipo geometra
- Simulador (dummy)
- Equipo de inspección interior de última generación (MFL y U.S. con GPS)
- Muestreo y análisis del acero
- Evaluación de integridad y riesgo

Análisis de fallas:

- Base de datos de defectos IAP
- Diagnostico de análisis de riesgo (recomendaciones)
- Ponderación de anomalías

Rehabilitación:

- Envolvente metálica con relleno epóxico
- Envolvente pre-esforzada con relleno Epóxico
- Aplicación de materiales sintéticos compuestos
- Sustitución de tramo

²⁶ “*Mantenimiento Integral a Ductos*” Revista Tecnología 2000-2002, Subdirección de ductos PGPB, Noviembre 2001, p. 4

²⁷ “*Componentes del Mantenimiento Integral a Ductos*” Revista Tecnología 2000-2002, p. 5

Protección Catódica:

- Inspección de la Protección Catódica mediante levantamiento de potenciales a intervalos cortos ON-OFF (CIS)
- Inspección del recubrimiento dieléctrico (DCVG)
- Mantenimiento a los sistemas de protección catódica (Rectificadores y camas anódicas)

Certificación de integridad mecánica

- Preauditoría
- Evaluación de programas de mantenimiento
- Evaluación de la Integridad Mecánica de instalaciones superficiales
- Cumplimiento de la normatividad
- Revisión de procedimientos
- Certificación de las reparaciones

I.5.4.2 Programas y registros del mantenimiento Integral

Los programas de inspección y mantenimiento de la red de ductos incluyen las siguientes actividades:

- Levantamiento de perfiles de potencial a ductos terrestres y marinos
- Refuerzos de protección catódica a ductos cuando se detectan deficiencias en la protección y bajos índices de potencial
- Instalación de sistemas de protección catódica nuevos o adicionales
- Protección anticorrosiva interior a base de inyección de inhibidores
- Monitoreo de velocidades de corrosión en líneas con tratamiento de inhibidores y en líneas sin tratamiento
- Mantenimiento de recubrimientos anticorrosivos en instalaciones superficiales y ductos descubiertos
- Sustitución de tubería metálica y no metálica en ductos o tramos de ductos con anomalías detectadas
- Mantenimiento de vías de acceso y derechos de vía, así como instalación o reposición de los señalamientos correspondientes
- Inspección de ductos principales con equipo instrumentado, para la localización precisa de defectos y anomalías, con dispositivos denominados "Diablos Instrumentados"
- Estudios de integridad mecánica y trabajos específicos de mantenimiento para conservar las certificaciones en esta materia, y
- Celaje de ductos principales.

El mantenimiento aplicado permite administrar riesgos y sostener condiciones favorables para la seguridad de los trabajadores y de las comunidades vecinas, minimizando la ocurrencia de incidentes graves.

Como resultado del mantenimiento integral, se han presentado reducciones importantes en tiempos y costos de reparación para la rehabilitación de ductos.

“NO HACER EL MINIMO”, Lo establecido en Normas, códigos, especificaciones, etc., son los requerimientos mínimos, hay que esforzarse por hacer más que eso.

CAPITULO II:

INSPECCIÓN CON ULTRASONIDO (UT) Y FUGA DE FLUJO MAGNETICO (MFL) APLICANDO GEOPOSICIONAMIENTO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

“Cada tubería es única y cada sistema de diablos tiene que ser diseñado cuidadosamente para asegurar eficacia y funcionamiento máximos, por lo que la ingeniería de Ductos debe proporcionar la mejor corrida de diablo y la más rentable”

Willy Watson
Managing Director of Pipeline Engineering



II.1 INTRODUCCIÓN

El transporte de hidrocarburos a través de ductos plantea un reto para su mantenimiento, las herramientas de inspección en línea comúnmente conocidas como diablos inteligentes, constituyen una eficaz respuesta para obtener la información pormenorizada del estado físico del ducto, y que precisamente, integra la información básica para elaborar los programas de rehabilitación.

Conforme la tecnología electrónica avanza los diablos de inspección han evolucionado para brindar una mejor resolución en la localización y en las características de los daños y defectos. Ya sea empleando las tecnologías de fuga o dispersión de flujo magnético de primera generación hasta las de alta resolución, así como las de ultrasonido, **estas herramientas constituyen el único método disponible para la inspección simultánea de las superficies internas y externas de un ducto en toda su extensión y toda su circunferencia.**

Para entender mejor el lenguaje técnico definamos los siguientes conceptos:

- *Diablo.-* Es el término utilizado en la industria petrolera mexicana para identificar la herramienta o Dispositivo mecánico con libertad de movimiento lineal que es insertado en el ducto en operación para realizar funciones de limpieza e inspección, en forma autónoma a lo largo de su trayectoria.
- *Corrida con Diablo.-* Es un término muy general usado para describir la multiplicidad de herramientas que se insertan en tuberías. Sirven para separar el producto, limpiar y/o examinar el tubo. Los diablos son propulsados presurizando la tubería detrás de ellos o, en la mayoría de los casos, insertándolos en el flujo del producto existente a través de una Trampa de diablo.

II.1.1 Antecedentes

La técnica del “Diablo” (Pigging) fue desarrollada en los años 50 en los E.U.A., en sus inicios servía para realizar limpieza en las tuberías que transportaban petróleo crudo. Actualmente se utilizan alrededor del mundo en tuberías que llevan cualquier material desde chocolate hasta shampoo, aunque su principal aplicación sigue siendo en la industria petrolera en tuberías que transportan petróleo crudo, gas natural, gas licuado de petróleo, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados.

En general, se puede decir que la Industria del Diablo se desarrollo a partir del uso de bolas simples de paja envueltas en alambre de púas previsto para limpiar la cera de tuberías del petróleo crudo, esto comenzó a finales del siglo pasado en Texas y Oklahoma. La mejor explicación de porqué a este equipo se le llamó “Pig” (cerdo), viene del sonido como chillido hecho por la herramienta mientras que pasa a través de la tubería.

Mientras que los usos potenciales para los diablos son limitados solamente por la imaginación del cliente y del fabricante, la mayoría de las tareas ahora se han definido y las características aceptadas del diseño son utilizadas por todos los proveedores principales. En el caso de México se cuenta con la norma de referencia **NRF-060-PEMEX-2006 Inspección de Ductos de Transporte Mediante Equipos Instrumentado**, que sirve como guía para establecer los requisitos a cumplir en la utilización de equipos instrumentados en la inspección de ductos que transportan hidrocarburos en estado líquido o gaseoso.

Un Diablo actúa como un pistón móvil libre dentro de la tubería. Este puede realizar diferentes tareas, según sea el tipo, incluyendo la limpieza de desechos en la línea, el retiro del producto residual adentro, la ubicación en tres dimensiones de radios de curvaturas, abolladuras y otras obstrucciones, así como, la detección de Fallas o defectos que pudieran ocasionar una fractura y por consiguiente un accidente con costos humanos, materiales y naturales severos.

Los diablos deben ser equipados convenientemente para realizar una función o una tarea (limpieza, geoposicionamiento, calibración, inspección, separación, secado, etc.) pero las demandas de cualquier tarea individual pueden requerir calidades muy diversas del diablo dependiendo de la etapa en el desarrollo de la tubería en la cual el diablo debe ser utilizado (construcción u operación).

Actualmente los diablos se clasifican básicamente en dos segmentos, los Diablos para uso general (limpieza, posicionamiento, etc.) y los Diablos de Inspección de Tuberías (Inspección por Ultrasonido y MFL), también conocidos como Diablos Instrumentados. Cada segmento tiene aplicaciones distintas y diversas.

“El Diablo es una herramienta esencial de la industria del transporte de Hidrocarburos. Se utiliza en todas las etapas desde la construcción hasta la operación y el mantenimiento.”

II.1 GENERALIDADES DE UT, MFL Y GPS

II.2.1 Las Pruebas No Destructivas (PND)²⁸

Las Pruebas no Destructivas son herramientas fundamentales y esenciales para el control de calidad de materiales de ingeniería, procesos de manufactura, contabilidad de productos en servicio y mantenimiento de sistemas cuya prematura puede ser costosa o desastrosa.

Así como la mayoría de procedimientos complejos, no pueden ser definidas en palabras: "Son el empleo de propiedades físicas o químicas de materiales, para la evaluación indirecta de materiales sin dañar su utilidad futura".

Se identifican con las siglas **P.N.D.** y se consideran sinónimos de Ensayos no destructivos (E.N.D.), inspecciones no destructivas y exámenes no destructivos.

II.2.1.1 Historia de las PND

El método de prueba no destructiva original, y más antiguo, es la Inspección visual, una extensión de prueba son los líquidos penetrantes, el inicio de estos es considerado con la técnica del aceite y el talco, A continuación se proporciona una lista de acontecimientos históricos relacionados con descubrimientos y aplicaciones de las Pruebas no destructivas.

- 1868 Primer intento de trabajar los campos magnéticos
- 1879 Hughes establece un campo de prueba
- 1879 Hughes estudia las Corrientes Eddy
- 1895 Roentgen estudia el tubo de rayos catódicos
- 1895 Roentgen descubre los rayos "X"
- 1896 Becquerel descubre los rayos "Gamma"
- 1900 Inicio de los líquidos penetrantes en FFCC
- 1911 ASTM establece el comité de la técnica de MT
- 1928 Uso industrial de los campos magnéticos
- 1930 Theodore Zuschlag patenta las Corrientes Eddy
- 1931 Primer sistema industrial de Corrientes Eddy Instalado
- 1941 Aparecen los líquidos fluorescentes
- 1945 Dr. Floy Firestone trabaja con Ultrasonido
- 1947 Dr. Elmer Sperry aplica el UT en la industria

II.2.1.2 Fallas de materiales

Debemos aclarar la diferencia entre productos, de acuerdo con sus aplicaciones:

Algunos productos son usados únicamente como decorativos, o tienen requisitos de resistencia a los esfuerzos tan bajos que son normalmente sobre diseñados, estos materiales pueden requerir la inspección solamente para asegurar que mantienen su calidad de fabricación, tal como el color y acabado.

Los productos o materiales que necesitan pruebas y evaluación cuidadosa son aquellos utilizados para aplicaciones en las cuales deben soportar cargas, bajo estas condiciones la falla puede involucrar: sacar de operación y desechar el producto, reparaciones costosas, dañar otros productos y la pérdida de la vida humana.

Se define como "Falla" al hecho que un artículo de interés no pueda ser utilizado.

²⁸ Lloyd, S.A. DE C.V. "Introducción a las PND" Ultraman Interactive, entrenamiento interactivo de Ultrasonido

Aunque un artículo fabricado es un producto, el material de ese producto puede fallar, así que los tipos de falla del material y sus causas son de gran interés.

Existen dos tipos generales de falla: una es fácil de reconocer y corresponde a la fractura o separación en dos o más partes; la segunda es menos fácil de reconocer y corresponde a la deformación permanente o cambio de forma y/o posición.

Es de gran importancia conocer el tipo de falla que pueda esperarse, para saber:

- ¿Para qué se realiza la inspección?
- ¿Qué método de inspección se debe utilizar?
- ¿Cómo se inspeccionará?
- ¿Cómo eliminar la falla?, y
- ¿Cómo reducir el riesgo de falla?

Si esperamos prevenir la falla por medio del uso de pruebas no destructivas, estas deben ser seleccionadas, aplicadas e interpretadas con cuidado y basándose en el conocimiento válido de los mecanismos de falla y sus causas. El propósito del diseño y aplicación de las pruebas debe ser el control efectivo de los materiales y productos, con el fin de satisfacer un servicio sin que se presente la falla prematura o un daño.

El conocimiento de materiales y sus propiedades es muy importante para cualquier persona involucrada con las pruebas no destructivas. La mayoría de las pruebas están diseñadas para permitir la detección de algún tipo de falla interior o exterior, o la medición de algunas características, de un solo material o grupos de materiales.

La fuente de la falla puede ser:

- Una discontinuidad,
- Un material químicamente incorrecto, o
- Un material tratado de tal forma que sus propiedades no son adecuadas

II.2.1.3 Discontinuidad

Cualquier interrupción o variación focal de la continuidad o configuración física normal de un material.

Se considera discontinuidad a: cualquier cambio en la geometría, huecos, grietas, composición, estructura o propiedades.

Algunas discontinuidades, como barrenos o formas de superficies, son consideradas como intencionales en el diseño, normalmente estas no requieren ser inspeccionadas. Otras discontinuidades son inherentes en el material por su composición química o su estructura. Estas discontinuidades pueden variar ampliamente en tamaño, distribución e intensidad, dependiendo del material, el tratamiento térmico, proceso de fabricación y el medio ambiente al que están expuestos los materiales.

Las discontinuidades se pueden clasificar como sigue:

- **Relevantes:** Son aquellas que por alguna de sus características (dimensiones, forma, etc.) deben ser interpretadas, evaluadas y reportadas
- **No relevantes:** Son aquellas que por alguna de sus características se interpretan pero no se evalúan y que deberían ser registradas
- **Lineales:** Son aquellas con una longitud mayor que tres veces su ancho
- **Redondas:** Son aquellas de forma elíptica o circular que tienen una longitud igual o menor que tres veces su ancho.

II.2.1.4 Defectos

Es una discontinuidad que excede los criterios de aceptación establecidos, o que podría generar que el material o equipo falle cuando sea puesto en servicio o durante su funcionamiento.

II.2.1.5 Indicación

Es la respuesta que se obtiene al aplicar algún método de pruebas no destructivas, que requiere ser interpretada para determinar su significado.

Se clasifican en tres tipos:

- **Indicaciones falsas:** Se presentan debido a una aplicación incorrecta de la prueba.
- **Indicaciones no relevantes:** Producidas por el acabado superficial o la configuración del material.
- **Indicaciones:** Producidas por discontinuidades.

Al aplicar una prueba no destructiva los técnicos observan en el medio de registro indicaciones, por lo que deben determinar cuáles son producidas por discontinuidades.

II.2.1.6 Razones para el uso de PND

A continuación se mencionan algunas razones para el uso de las pruebas no destructivas:

- Asegurar la funcionalidad y prevenir falla prematura de materiales durante su servicio.
- Identificación o separación de materiales.
- Identificación de propiedades de materiales y la confiabilidad asociada con su existencia.
- Uniformidad en la producción.
- Ahorro en los costos de producción.
- Eliminar materia prima defectuosa.
- Mejoras en los sistemas de producción.
- Asegurar la calidad funcional de los sistemas en servicio, en plantas o diversos tipos de instalaciones.
- Diagnóstico después de la falla para determinar las razones de la misma.

II.2.1.7 Factores para la selección de PND

Es necesario considerar una serie de factores básicos en la selección de las P.N.D.:

- Tipos de discontinuidades a detectar
- Tamaño y orientación de las discontinuidades a detectar
- Tamaño y forma del objeto a inspeccionar
- Características del material a ser inspeccionado

II.2.1.8 Calificación y certificación en PND

Las P.N.D. deben llevarse a cabo de acuerdo a procedimientos escritos, que deberían ser previamente calificados, por la empresa usuaria de las mismas.

La calificación del personal que realiza la inspección. Se considera que el éxito de cualquier prueba no destructiva es afectado principalmente por el personal que realiza, interpreta y/o evalúa los resultados de la inspección. Los técnicos que ejecutan las P.N.D. deben estar calificados y certificados.

La administración del proceso de calificación y del personal para asegurar resultados consistentes. Actualmente existen dos programas aceptados a escala internacional para la calificación y certificación del personal que realiza P.N.D., además de uno nacional. Estos programas son:

- La Práctica Recomendada SNT-TC-1A, editada por A.S.N.T.,
- La Norma DP-ISO-9712, editada por ISO, y
- La Norma Mexicana NOM-B-482.

SNT-TC-1A.- Es una Práctica Recomendada que proporciona los lineamientos para el programa de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de una empresa. Es emitida por la A.S.N.T.

ASNT.- American Society For Nondestructive Testing (Sociedad Americana de Ensayos No Destructivos).

ISO 9712.- Es una Norma Internacional que establece un sistema para la calificación y certificación, por una agencia central nacional con reconocimiento internacional, del personal que realiza pruebas no destructivas en la industria.

ISO.- International Organization for Standardization (Organización Internacional para Normalización).

Calificación.- Es el cumplimiento documentado de requisitos de: escolaridad, entrenamiento, experiencia y exámenes (teóricos, prácticos y físicos); establecidos en un programa escrito (procedimiento interno de la empresa, de acuerdo a SNT-TC-1A; o norma nacional, de acuerdo con ISO-9712).

Niveles de Calificación.- Existen tres niveles básicos de calificación, los cuales pueden ser subdivididos por la empresa o el país para situaciones en las que se necesiten niveles adicionales para trabajos y responsabilidades específicas.

Nivel I.- Es el individuo calificado para efectuar calibraciones específicas, para efectuar P.N.D. específicas, para realizar evaluaciones específicas para la aceptación o rechazo de materiales de acuerdo a instrucciones escritas, y para realizar el registro de resultados. Debe recibir la instrucción o supervisión necesaria de un nivel III o su designado.

Nivel II.- Es el individuo calificado para ajustar y calibrar el equipo y para interpretar y evaluar los resultados de prueba con respecto a códigos, normas y especificaciones. Está familiarizado con los alcances y limitaciones del método y puede tener la responsabilidad asignada del entrenamiento en el lugar de trabajo de los niveles I y aprendices. Es capaz de preparar instrucciones escritas y organizar y reportar los resultados de prueba.

Nivel III.- Es el individuo calificado para ser el responsable de establecer técnicas y procedimientos; interpretar códigos, normas y especificaciones para establecer el método de prueba y técnica a utilizarse para satisfacer los requisitos; debe tener respaldo práctico en tecnología de materiales y procesos de manufactura y estar familiarizado con métodos de P.N.D. comúnmente empleados; es responsable del entrenamiento y exámenes de niveles I y II para su calificación.

Introducción.

Capacitación.- Es el programa estructurado para proporcionar conocimientos teóricos y desarrollar habilidades prácticas en un individuo a fin de que realice una actividad definida de inspección.

Experiencia Práctica.- No se puede certificar personal que no tenga experiencia práctica en la aplicación de P.N.D., por lo que:

- El técnico Nivel I: Debe adquirir experiencia como aprendiz.
- El técnico Nivel II: Debe trabajar durante un tiempo como nivel I.
- El técnico Nivel III: Debió ser aprendiz, nivel I y haber trabajado al menos uno o dos años como nivel II.

Esta experiencia debe demostrarse con documentos, que deben ser mantenidos en archivos para su verificación.

Exámenes Físicos.- Tienen la finalidad de demostrar que el personal que realiza las P.N.D. es apto para observar adecuada y correctamente las indicaciones obtenidas.

Los exámenes que se requieren son:

- Agudeza visual lejana.
- Agudeza visual cercana.
- Discriminación cromática.

Para los exámenes de agudeza visual el técnico debe ser capaz de leer un tipo y tamaño de letra específico a una cierta distancia; En el caso del examen de diferenciación de colores, debe ser capaz de distinguir y diferenciar los colores usados en el método en el cual será certificado.

Exámenes.- Los exámenes administrados para calificación de personal nivel I y II consisten de: un examen general, un específico y un práctico. De acuerdo con SNT-TC-1A, la calificación mínima aprobatoria, de cada examen, es de 70% y, además, el promedio simple mínimo de la calificación de los tres exámenes es de 80%.

Certificación.- La certificación es el testimonio escrito de la calificación. La certificación del personal de pruebas no destructivas de todos los niveles es responsabilidad de la empresa contratante (de acuerdo con SNT-TC-1A) o de la agencia central (de acuerdo con ISO-9712), y debe estar basada en la demostración satisfactoria de los requisitos de calificación.

La certificación tiene validez temporal únicamente. ISO y ASNT establecen un periodo de vigencia de la certificación de:

- Tres años para los niveles I y II.
- Cinco años para los niveles III.

Todo el personal de P.N.D. debe ser certificado continuamente, de acuerdo a SNT-TC-1A con uno de los siguientes criterios:

- Evidencia de continuidad laboral satisfactoria en Pruebas no Destructivas.
- Re-exanimación.

II.2.2 PRUEBA NO DESTRUCTIVA DE ULTRASONIDO (UT)

II.2.2.1 Sonido y Ultrasonido

El Sonido es la propagación de energía mecánica (vibraciones) a través de sólidos, líquidos y gases.

El principio en el que se basa la inspección por ultrasonido es el hecho que materiales diferentes presentan diferentes "Impedancias Acústicas". Con frecuencias mayores al rango audible (16 a 20,000 ciclos/segundo) se conoce con el nombre de "ultrasonido", el cual se propaga a través de medios sólidos y líquidos, considerados como medios elásticos.

A frecuencias mayores a 100,000 ciclos/segundo, y gracias a su energía, el sonido forma un haz similar a la luz, por lo que es utilizado para rastrear el volumen de materiales.

Un haz ultrasónico cumple con algunas de las reglas físicas de óptica por lo que ser reflejado, refractado, difractado y absorbido.

Inspección Ultrasónica.- La Inspección por ultrasonido se realiza básicamente por el método en el cual la onda ultrasónica se transmite y se propaga dentro de una pieza que es reflejada y regresa al transmisor proporcionando información de su recorrido.

Cuando se lleva a cabo una inspección por el método de ultrasonido industrial se requiere del uso de un Sistema de Inspección Ultrasónica.

Aspectos Históricos.- La Investigación en ondas sonoras de alta frecuencia comienza en el siglo XIX. En el siglo XX la posibilidad de utilizar ondas ultrasónicas para realizar pruebas no destructivas fue reconocida en 1910 en Alemania por Muihauser, Trost y Pohtman, y en Rusia por Sokoloff, quienes investigaron varias técnicas empleando ondas continuas.

Posteriormente, Firestone en E.U.A, descubre un método práctico de inspección al inventar un aparato empleando ondas ultrasónicas pulsadas, y en el mismo periodo Sproule en Inglaterra desarrolla equipos de inspección ultrasónica.

A continuación se presenta una breve historia de las PND de UT:

- 1929 Sokolov propone el uso del ultrasonido para la detección de fallas
- 1937 Sokolov inventa el tubo de imágenes ultrasónicas.
- 1937 Los hermanos Dusslk intentan obtener una imagen médica con ultrasonido
- 1940 Firestone en U.S.A. y Sproule en Inglaterra descubren la prueba por medio de ultrasonido por la técnica pulso-eco
- 1945 Se descubren los cerámicos piezoeléctricos
- 1948 Se inicia, el estudio extensivo de imágenes ultrasónicas en medicina en U.S.A.

Aplicaciones.- Ya que la Inspección por ultrasonido es básicamente un fenómeno mecánico, es adaptable para determinar la integridad estructural de materiales de ingeniería.

Se utiliza en el control de calidad e inspección de materiales en diferentes ramas de la industria, como: metalmecánica, aérea, naval, etc.

Las principales aplicaciones consisten en:

- Detección y caracterización de discontinuidades
- Medición de espesores, extensión y grado de corrosión
- Determinar características físicas como: tamaño de grano, constantes elásticas y estructura metalúrgica
- Determinar características de enlace de los materiales

II.2.2.2 Ventajas

Las principales ventajas del método de Inspección por ultrasonido son:

- Proporciona gran poder de penetración, lo que permite la inspección de grandes espesores
- Se tiene gran sensibilidad, ya que se pueden detectar discontinuidades extremadamente pequeñas
- Gran exactitud para determinar la posición, estimar el tamaño, orientación y forma de discontinuidades
- Se necesita una sola superficie de acceso
- La interpretación de los resultados es inmediata
- No existe peligro o riesgo en su aplicación
- Los equipos son portátiles
- Los equipos actuales tienen la capacidad de almacenar información en memoria

II.2.2.3 Limitaciones

Las limitaciones del método de Inspección por ultrasonido son las siguientes:

- La operación del equipo y la interpretación de los resultados requieren técnicos experimentados
- Se requiere gran conocimiento técnico para el desarrollo de los procedimientos de inspección
- La inspección se torna difícil en superficies rugosas
- La inspección se torna difícil en partes de forma irregular
- La inspección se torna difícil en piezas pequeñas o delgadas
- Discontinuidades subsuperficiales pueden no ser detectadas
- Durante la es necesario el uso de un material acoplante
- Se necesitan patrones de referencia en la calibración del equipo y caracterización de discontinuidades

II.2.2.4 Ultrasonido industrial

Acoplantes.- Para realizar una inspección por ultrasonido en forma satisfactoria es necesario que exista la transmisión de las ondas ultrasónicas desde el transductor a la pieza de prueba, para lograrlo se recurre al uso de un medio líquido o semilíquido que sirve como puente, este medio es conocido como "acoplante".

Como sabemos, el aire es un transmisor muy pobre de las ondas ultrasónicas. Ya que la diferencia de impedancias acústicas entre él y la mayoría de sólidos es muy grande, una capa muy delgada de aire evita severamente la transmisión de las ondas ultrasónicas. Basándose en lo anterior, el objetivo principal del uso de acoplante es eliminar el aire atrapado en el espacio entre las superficies del transductor y de la pieza inspeccionada; además, sirve como lubricante para reducir la fricción entre las superficies de ambos con lo que se reduce el desgaste del transductor y se facilita su desplazamiento sobre la superficie de la pieza.

Los materiales utilizados como acoplantes podrían contar con una serie de características deseables, dentro de las que se incluyen a:

- Humectabilidad, que ayuda al acoplante a "mojar" las superficies del transductor y de la pieza
- Viscosidad, apropiada para que el acoplante permanezca sobre la superficie de la pieza y no se escurra fácilmente
- Costo, lo más bajo para que sea de fácil adquisición
- Remoción, que sea fácilmente aplicado y principalmente para eliminar a un grado adecuado los residuos
- No corrosivos, que no reaccione con el material inspeccionado y evitar con esto que ciertos materiales que son susceptibles a corrosión o agrietamiento, sean afectados por la presencia de contaminantes
- No tóxico, para evitar que el personal técnico sufra de intoxicación por su manejo
- Atenuación, lo más baja posible para reducir pérdidas de la energía de la onda ultrasónica dentro de él
- Impedancia acústica, que sea similar a la de los diferentes materiales, para que sea transmitida la mayor energía posible de la onda ultrasónica

Para realizar la inspección por el método de contacto, los materiales comúnmente usados como acoplantes, incluyen: Aceites con varios grados de viscosidad, glicerina, pastas especiales, goma de celulosa, agua, grasa, y en algunas aplicaciones especializadas se ha llegado a utilizar laminas de elastómeros.

Para la inspección por el método de inmersión, el agua es el acoplante ampliamente utilizado, es económica, abundante y relativamente inerte. En algunos casos es necesario agregar agentes humectantes, aditivos anticorrosivos (para prevenir la corrosión) y agentes antiespumantes (asegurar la ausencia de burbujas y evitar el crecimiento de bacterias y algas).

El acoplante debe ser dispersado sobre la superficie de la pieza inspeccionada para formar una capa uniforme y delgada.

En la selección del acoplante, el técnico debe considerar todos o casi todos los factores siguientes:

- El acabado o condición de la superficie de la pieza,
- El tipo de material,
- La temperatura de la pieza,
- La orientación de la superficie,
- La disponibilidad del acoplante, y
- La posibilidad de reacciones químicas con la superficie

II.2.2.5 Métodos y técnicas

Existen básicamente **dos métodos de acoplamiento**:

Contacto.- El transductor se coloca directamente sobre la superficie de la pieza y se utiliza una película ligera de acoplante.

Método práctico para la inspección de artículos de grandes dimensiones como: Placas, estructuras y recipientes a presión.

Inmersión.- Cuando el transductor está separado de la superficie de la pieza inspeccionada por una columna de acoplante, generalmente agua.

Existen dos situaciones prácticas, tanto el transductor como la pieza de prueba se sumergen en el acoplante o solamente transductor se encuentra sumergido en el acoplante utilizando algún accesorio.

Técnicas de Inspección.- Las inspecciones por ultrasonido se realizan, en general con la Técnica **pulso-eco**.

La técnica consiste en enviar un "Pulso" que viaja a través del medio hasta que un cambio en la Impedancia acústica (por ejemplo la presencia de una discontinuidad, o cualquier interface acústica) provoca que sea "Reflejado" para que posteriormente sea recibido. Dicho reflejo tiene información sobre: La distancia recorrida por el pulso y la Intensidad de la presión acústica en ese punto reflector.

Existen tres modos de inspección:

- **Pulso-Eco:** Se utiliza un solo transductor que envía y recibe el pulso (transmisor-receptor), por lo que requiere acceso a una sola superficie.
- **Picha y catch (Pitch-Catch):** Se utilizan dos transductores, uno envía el pulso y el otro lo recibe (un transmisor y un receptor), ambos transductores se localizan en una superficie.
- **Transmisión a través (Through Transmission):** También se utiliza un transmisor y un receptor, solo que en este caso se encuentran localizados en superficies opuestas.

Barrido Tipo "A" (A SCAN).- Este barrido está basado en una relación tiempo-amplitud, esto significa que la condición de los materiales (la presencia de discontinuidades) es representada por medio de "ecos, picos o reflexiones".

Con esta presentación o barrido se puede determinar:

- La profundidad o posición en la que se encuentra una discontinuidad, o el espesor de un material
- La magnitud de una discontinuidad

La presentación tipo "A" está compuesta por dos escalas:

Escala Horizontal de la pantalla (EHP).- En la E.H.P. se mide el tiempo de recorrido de la onda ultrasónica dentro del material, desde la superficie frontal de una pieza y hasta alguna discontinuidad y/o a la superficie posterior. En situaciones prácticas de inspección se emplea como escala de distancia por lo que se usa para:

- Determinar la profundidad a la cual se encuentra localizada una discontinuidad
- Determinar la distancia recorrida por el sonido
- Medir espesores de pared

Escala Vertical de la pantalla (EVP).- Para situaciones prácticas de inspección se utiliza para estimar y evaluar la magnitud de las discontinuidades. Se utiliza para determinar la amplitud o altura de las indicaciones (ecos) de:

- Reflectores de referencia
- Discontinuidades
- Reflexiones de pared posterior

Barrido Tipo "B" (B-SCAN).- Este barrido muestra una sección transversal del material inspeccionado. En la pantalla se tiene como referencia la superficie frontal y posterior del material así como la longitud y profundidad de las discontinuidades.

El tiempo de arribo de un pulso (en dirección vertical) se representa por una línea punteada en función de la posición del transductor (en dirección horizontal). Generalmente la Inspección se realiza por inmersión y el movimiento del transductor es automático.

Barrido Tipo "C" (C-SCAN).-Este tipo de barrido es una vista de planta (vista superior en forma de mapa), similar a una imagen radiográfica. En la pantalla se muestra la proyección de los detalles internos, si existe una discontinuidad se obtiene el contorno de la misma.

En este barrido no se utilizan las reflexiones frontal y posterior solo la reflexión de las discontinuidades. La Inspección se realiza por medio de un sistema de barrido automático y proporciona un registro permanente.

II.2.3 PRUEBA DE FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO

II.2.3.1 Fundamentos

- **Ensayo de fuga de flujo magnético.** Se sabe que, al acercarse el extremo de un imán al de otro, dichos extremos se atraen unas veces y se repelen otras. Ello es consecuencia de que existen unas líneas de fuerzas magnéticas, asociadas a cada imán, que interactúan entre sí. Estas líneas de fuerza magnéticas son cerradas, por lo que existen tanto en los extremos (polos) del imán como en su interior. Cuando una línea de fuerza magnética ubicada en el interior de un imán interactúa con una discontinuidad superficial o subsuperficial, se verá obligada a salir del interior del imán originándose, en la superficie donde se encuentra la discontinuidad, una fuga magnética.
- **Ensayo visual.** La fuga magnética citada puede asociarse a la existencia de un nuevo imán con dos nuevos polos, por lo que sí se espolvorean limaduras de hierro donde existe la fuga magnética, las limaduras quedarán retenidas encima de la discontinuidad, formando una indicación.

Con estos dos ensayos se realiza la PND de Partículas magnéticas MT.

Teoría del magnetismo.- Existe en la naturaleza un mineral, la magnetita, de fórmula Fe_2O_3 que tiene la propiedad de crear a su alrededor un campo magnético. Si esta "piedra imán", se pone en contacto con un trozo de hierro dulce, éste crea también, mientras dura el contacto, un campo magnético a su alrededor.

Se dice que el hierro se ha convertido, por influencia, en un imán temporal. Si se ponen en contacto la magnetita y el acero, éste continúa poseyendo propiedades magnéticas después de separarlo de ella. Se ha convertido por influencia, en un imán permanente.

Las mismas propiedades que adquiere el hierro dulce al ponerlo en contacto con la magnetita, las alcanzan al ser dispuestos en el interior de un solenoide recorrido por una corriente. Así, si se introduce una barra de hierro dulce dentro de una bobina o solenoide por la cual se hace pasar la corriente eléctrica, la barra de hierro se convierte en imán mientras pasa la corriente, pero, tan pronto deja de pasar, el hierro pierde sus propiedades magnéticas. Al conjunto barra de hierro dulce y bobina se le llama electroimán.

Principios fundamentales.- Este método de ensayo está basado en el principio de que las líneas de fuerza existentes en un objeto magnetizado (por ejemplo un imán) es localmente distorsionado por la presencia de una discontinuidad. Esta distorsión obliga a que parte de las líneas de fuerza magnéticas salgan y vuelvan a entrar en el objeto que se ensaya, allí donde se encuentra la discontinuidad. Este fenómeno se llama **fuga de flujo magnético**.

Esta fuga de flujo es capaz de atraer partículas de material ferro magnético finamente dividido, el cual forma una línea exterior o indicación de la discontinuidad en las pruebas de Partículas magnéticas.

II.2.3.2 Diferencia entre Partículas magnéticas y Fuga de Flujo magnético

Existen dos métodos de ensayo que se basan en el principio de flujo magnético Las Partículas Magnéticas (Por sus siglas en inglés **Magnetic Testing, MT**) y el llamado método de fuga de flujo Magnético (por sus siglas en inglés **Magnetic Flux Leakage, MFL**).

Desde el punto de vista teórico sólo existe una diferencia entre el examen por fuga de flujo y el examen por partículas magnéticas: el uso de partículas de hierro como sensor. En el examen por fuga de flujo se emplean en lugar de partículas de hierro, sensores en aparatos tales como: elementos Hall, magnetodiodos, sensores de bobina, etc.

La situación ideal a conseguir en el examen por pruebas magnéticas es aquella que nos da la mayor sensibilidad para las discontinuidades más pequeñas. Ello se consigue combinando adecuadamente aspectos tales como: fuerza del campo magnético aplicado, densidad de flujo en el objeto a ensayar, tamaño de las partículas magnéticas y su método de aplicación, sensibilidad en los aparatos electrónicos de lectura, etc.

II.2.3.3 Campo magnético de fuga

Campo de fuga

Origen.- Tal como se indicó en anteriormente, todos los imanes tienen las líneas de fuerza magnéticas que fluyen por su interior desde el polo sur hacia el polo norte. La fuerza con que un imán atrae a otros materiales magnetizables hacia los polos magnéticos, es conocida como **flujo magnético**. El flujo magnético está formado por todas las líneas de fuerza.

Consideremos la naturaleza de las líneas de fuerza en imanes, de formas diferentes.

El imán más común es el imán de herradura. En el imán de herradura, el flujo magnético o las líneas de fuerza entrarán o abandonarán el imán por los polos (Figura 28). El imán de herradura atraerá otros materiales magnetizables solamente donde las líneas de fuerza salgan o entren al imán.

Si el imán de herradura lo cerramos, formando casi un círculo, (Figura 29), éste se comporta de manera idéntica al imán de herradura.

Si, en vez de tener un imán circular abierto, tenemos un imán circular cerrado, las líneas de fuerza o flujo están contenidas completamente dentro del círculo, ya que no existen polos, y por lo tanto este imán no atrae a otros materiales ferromagnéticos.

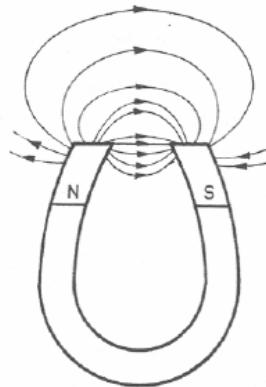


Figura 28.- Imán de herradura



Figura 29.- Imán circular abierto

Supongamos que el imán circular completo tiene una grieta en la superficie exterior. Una grieta en el imán interrumpe el flujo uniforme de las líneas de fuerza, algunas de las cuales se verán forzadas a salir del imán. Éstas crean un campo magnético, con un polo norte y un polo sur. Las líneas de fuerza, que se ven forzadas a salir del imán como resultado de una grieta, se conocen como fugas de flujo.

Por lo tanto, si se espolvorean partículas magnéticas sobre el citado imán, éstas serían atraídas por los polos creados por la grieta, dándonos una indicación, por el amontonamiento de partículas en la zona del defecto.

Si ahora enderezamos el imán de herradura, tendríamos un imán de barra.

El imán de barra tiene las mismas características que el imán de herradura. Las líneas de fuerza o flujo fluyen del polo sur hacia el polo norte. Las partículas magnéticas serán atraídas hacia los polos, únicamente donde las líneas de fuerza o flujo abandonan o entran al imán.

Una grieta en el imán de barra causaría, también, fugas de flujo.

Las líneas de fuerza en el fondo de la grieta tienden a seguir la línea de menor resistencia y permanecen en el imán.

Las líneas de fuerza que pasan a través de área de la grieta tienden a ser forzadas hacia la superficie. Algunas de estas líneas de fuerza saltan por encima de la grieta. Aquellas líneas de fuerza que saltan por encima y a través de la grieta, causan fugas de flujo y forman sus polos norte y sur donde se ha originado la grieta (Figura 30).

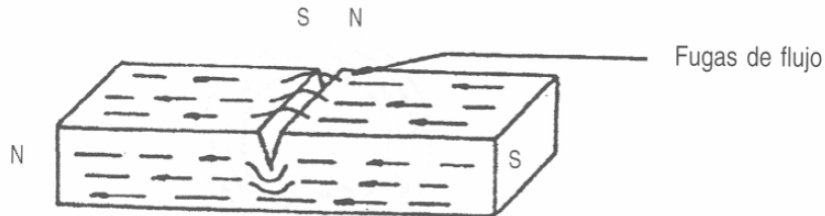


Figura 30.- Fugas de flujo magnético originadas por una discontinuidad en un imán longitudinal

Si ahora consideramos un imán de barra, con un corte en el centro (Figura 31), también tendríamos fugas de flujo.

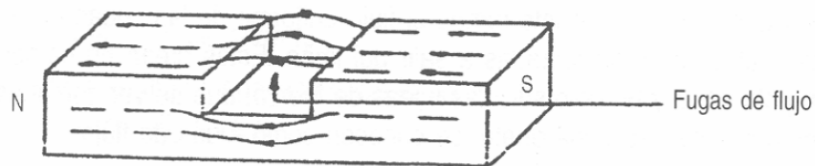


Figura 31.- Fugas de flujo magnético originadas por un chavetero en una pieza magnetizada longitudinalmente

El imán con el corte en el centro se comporta de la misma forma que el imán de barra con la grieta. En cualquier imán, los materiales como el hierro y el acero serán atraídos hacia los polos.

Si ahora observamos un imán con una irregularidad superficial, tal como una superficie ondulada, en la zona de la superficie irregular ondulada las líneas de fuerza permanecen dentro del imán. Las líneas de fuerza tienden a seguir la trayectoria de menor resistencia, las cuales permanecen dentro del imán. Como resultado, no se crean polos magnéticos, ni fugas de flujo (Figura 32).



Figura 32.- Líneas de fuerza en un material con cambio de sección

Supongamos que tenemos otro imán, al que le hemos practicado una entalla inferior. Dicha entalla crea nuevos polos que distorsionan las líneas de flujo magnético internas.

Si la entalla está lo suficientemente próxima a la superficie opuesta del imán, las líneas de flujo magnético que circulan por la entalla y por encima de ella se pueden ver distorsionadas por la misma, obligando a que las líneas de flujo salgan al exterior por la cara opuesta a la entalla (Figura 33).

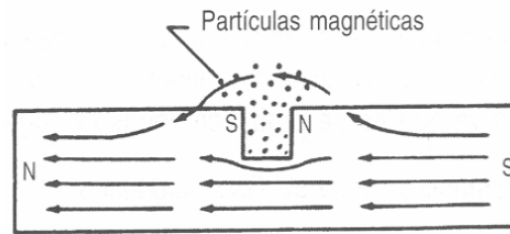


Figura 33.- Líneas de fuga de flujo magnético, producidas por una entalla

Lo anterior es extrapolable a discontinuidades subsuperficiales. Por ello, el método de ensayo por partículas magnéticas también permite detectar discontinuidades que, aun no siendo superficiales, están próximas a la superficie.

Aspectos técnicos del campo de fuga en las discontinuidades

Tal como ya se ha indicado anteriormente las líneas de flujo magnético que se ven obligadas a salir y a entrar en un material magnetizado, como consecuencia de la existencia de discontinuidades, son capaces de atraer partículas magnéticas y evidenciar así la existencia de dichas discontinuidades.

Distorsión de las líneas de flujo

La distorsión que producen las discontinuidades en las líneas de flujo y que a su vez originan o pueden originar un flujo magnético de fuga y por lo tanto indicaciones, depende de factores tales como:

- El número de líneas de flujo magnético que se ven afectados por la discontinuidad.
- La densidad de flujo magnético del material.
- La profundidad de la discontinuidad.
- La anchura de la discontinuidad (separación de polos).
- Que la discontinuidad sea superficial o subsuperficial.
- La profundidad a la que se halle la discontinuidad (para discontinuidades subsuperficiales).
- La orientación de la discontinuidad (**Figura 34**).

La discontinuidad con orientación "a" producirá una acumulación mayor de partículas magnéticas que la que tiene la orientación "b", mientras que la orientación "c" no producirá ninguna indicación ya que no se producen líneas de fugas.

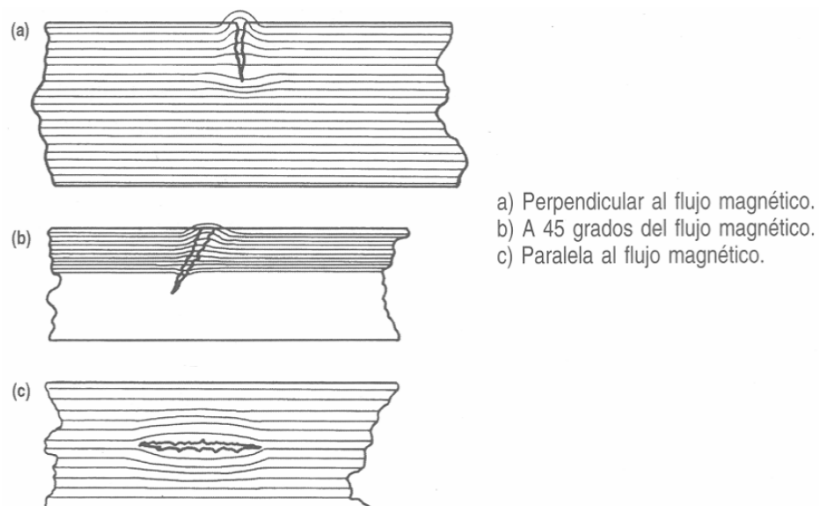


Figura 34.- Flujo de campos de fuga producidos por diferentes orientaciones de una discontinuidad

II.2.3.5 Ventajas y limitaciones de ensayos magnéticos, de acuerdo a la técnica empleada

A continuación se describen algunas de las ventajas y limitaciones de las distintas técnicas de magnetización empleadas en el método de inspección por partículas magnéticas.

Imanes permanentes. Generan una magnetización longitudinal.

- a) **Ventajas:** No requieren suministro eléctrico, no existe riesgo de producción de chispas y son fáciles de transportar.
- b) **Inconvenientes.** Generan campos magnéticos de baja intensidad.

Yugos. Generan una magnetización longitudinal.

- a) **Ventajas:** No producen chispazos, son fáciles de transportar, si se orientan en la dirección adecuada pueden detectarse discontinuidades con cualquier orientación, tienen buena sensibilidad para localizar defectos superficiales y pueden emplearse partículas magnéticas secas o húmedas. Así mismo, si el yugo trabaja con corriente alterna y permite regular su intensidad de corriente, se puede emplear para desmagnetizar.
- b) **Desventajas:** Cuando la superficie a examinar es grande, se consume mucho tiempo durante el ensayo, debe orientarse adecuadamente con relación a la dirección de la discontinuidad, debe existir un buen contacto entre los polos del yugo y la superficie de la pieza, las piezas con geometría compleja pueden ser difíciles de inspeccionar y tienen poca sensibilidad en la detección de defectos subsuperficiales.

Electrodos. Generan una magnetización circular.

- a) **Ventajas:** El campo magnético puede concentrarse en áreas específicas donde se espera que existan discontinuidades, la inspección puede llevarse a cabo en pequeñas zonas con lo que no sería necesario disponer de intensidades de corriente elevadas, los equipos son relativamente fáciles de transportar, y el empleo de esta técnica de magnetización con corriente alterna rectificadas de media onda, con partículas magnéticas secas, da una sensibilidad más elevada en la detección de discontinuidades subsuperficiales.
- b) **Inconvenientes:** Existe posibilidad de ocasionar cebados de arco en la pieza, en cada magnetización solamente se puede examinar una zona pequeña, con lo cual se invierte mucho tiempo en el ensayo, y la separación entre los electros debe estar de acuerdo con la intensidad de corriente eléctrica empleada.

Bobina y conductores enrollados. Se emplean para generar una magnetización longitudinal.

- a) **Ventajas:** Se magnetiza toda la superficie de la pieza a examinar, detecta las discontinuidades transversales, no existe contacto entre el equipo y la pieza, las piezas con geometría compleja pueden tratarse con la misma facilidad que aquellas con secciones simples, es una técnica fácil y sencilla cuando se aplica el método residual a piezas pequeñas.
- b) **Desventajas:** En función de la longitud y geometría de la pieza a examinar pueden requerirse varias magnetizaciones. Se deberá utilizar una bobina menor para obtener intensidades de campo mayores, la relación longitud/diámetro de la pieza afecta a la idoneidad de los amperios-vuelta, la sensibilidad disminuye en los extremos de la bobina y es deseable que en piezas pequeñas cuya relación entre longitud y diámetro sea pequeña el sistema disponga de un contacto de cierre ultrarrápido.

Magnetización entre cabezales. Se produce una magnetización circular.

- a) **Ventajas:** Es una técnica rápida y sencilla, tiene una buena sensibilidad para detectar discontinuidades superficiales y próximas a la superficie, cuando la geometría de la pieza es ligeramente compleja puede ser examinada magnetizándola varias veces, dado que toda la corriente de magnetización circula por la pieza, se aprovecha mejor el carácter residual de la misma, y la intensidad de corriente eléctrica es independiente de la longitud de la pieza.
- b) **Inconvenientes:** Posibilidad de producir cebados de arco en la pieza, si las piezas a inspeccionar son muy largas es conveniente magnetizar varias veces la pieza mientras se aplican partículas magnéticas, en vez de magnetizar una sola vez la pieza durante mayor tiempo, pueden requerir intensidades de corriente muy elevadas (20 KA), no puede emplearse esta técnica para detectar discontinuidades internas en productos tubulares, las zonas de la pieza que están en contacto con los cabezales deben ser capaces de soportar el paso de intensidades de corriente elevadas sin que se produzca un elevado calentamiento, y cuando las piezas son muy largas se requieren voltajes elevados.

Conductor central. Se genera una magnetización circular.

- a) **Ventajas:** No existe contacto eléctrico, se produce un campo circular en el interior y exterior de las piezas así como en sus caras, es ideal cuando se aplica el método residual, pueden emplearse vueltas múltiples para reducir la corriente eléctrica y obtiene una gran sensibilidad en la detección de discontinuidades situadas en superficies internas.
- b) **Inconvenientes:** Se requieren conductores capaces de soportar el paso de grandes intensidades de corriente, la mayor sensibilidad se obtiene con el conductor centrado en el hueco interno de la pieza, puede requerirse rotar la pieza, y si el espesor de la pieza es elevado la sensibilidad en la superficie exterior de la pieza disminuye.

Inductores de corriente. Cuando se inspeccionan piezas en forma de anillo para detectar discontinuidades circunferenciales.

- a) **Ventajas:** No existe contacto eléctrico, todas superficies de la pieza se magnetizan, se inspecciona la totalidad de la pieza de una sola vez y la inspección puede realizarse de forma automática.
- b) **Inconvenientes:** Requieren un núcleo situado en el centro de anillo y un conductor que rodee la pieza, y las piezas de gran diámetro requieren consideraciones especiales.

II.2.4 APLICACIÓN DE OTRAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN POR PND

Para seleccionar otro tipo de PND, se requiere saber cuál es el objetivo de aplicación de dicha prueba. A continuación se presenta una clasificación de PND, considerando la ubicación de las discontinuidades que pueden ser detectadas.

1. Pruebas no destructivas superficiales
2. Pruebas no destructivas volumétricas
3. Pruebas no destructivas de hermeticidad

II.2.4.1 Pruebas no destructivas superficiales

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad superficial de los materiales inspeccionados. Los métodos de P.N.D. superficiales son:

- VT Inspección visual
- PT Líquidos Penetrantes
- MT Partículas Magnéticas
- ET Electromagnetismo

En el caso de utilizar VT y PT se tiene el alcance de detectar solamente discontinuidades superficiales (abiertas a la superficie); por otro lado, con MT y ET se detectan tanto discontinuidades superficiales como subsuperficiales (debajo de la superficie pero muy cercanas a ella).

II.2.4.2 Pruebas no destructivas volumétricas

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad interna de los materiales inspeccionados. Los métodos de P.N.D. volumétricos son:

- RT Radiografía Industrial
- UT Ultrasonido Industrial
- AET Emisión Acústica

Estos métodos permiten la detección de discontinuidades internas y subsuperficiales, así como bajo ciertas condiciones, la detección de discontinuidades superficiales.

II.2.4.3 Pruebas no destructivas de hermeticidad

Proporcionan información del grado que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmósfera o queden fuera de control. Los métodos de P.N.D. de hermeticidad son:

- LT Pruebas de fuga
- Pruebas de Cambio de Presión (Neumática o hidrostática)
- Pruebas de Burbuja
- Pruebas por Espectrómetro de masas
- Pruebas de Fuga con Rastreadores de Halógeno

II.2.5 GEOPOSICIONAMIENTO (GPS)

Definición.- El **GPS (Global Positioning System: sistema de posicionamiento global)** o **NAVSTAR-GPS** es un sistema global de navegación por satélite (GNSS) que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto, una persona o un vehículo con una precisión hasta de centímetros (si se utiliza GPS diferencial), aunque lo habitual son unos pocos metros de precisión. El sistema fue desarrollado, instalado y actualmente operado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos.

El GPS funciona mediante una red de 24 satélites en órbita sobre el globo, a 20.200 km, con trayectorias sincronizadas para cubrir toda la superficie de la Tierra. Cuando se desea determinar la posición, el receptor que se utiliza para ello localiza automáticamente como mínimo tres satélites de la red, de los que recibe unas señales indicando la identificación y la hora del reloj de cada uno de ellos. Con base en estas señales, el aparato sincroniza el reloj del GPS y calcula el tiempo que tardan en llegar las señales al equipo, y de tal modo mide la distancia al satélite mediante "triangulación" (método de trilateración inversa), la cual se basa en determinar la distancia de cada satélite respecto al punto de medición. Conocidas las distancias, se determina fácilmente la propia posición relativa respecto a los tres satélites. Conociendo además las coordenadas o posición de cada uno de ellos por la señal que emiten, se obtiene la posición absoluta o las coordenadas reales del punto de medición. También se consigue una exactitud extrema en el reloj del GPS, similar a la de los relojes atómicos que llevan a bordo cada uno de los satélites.

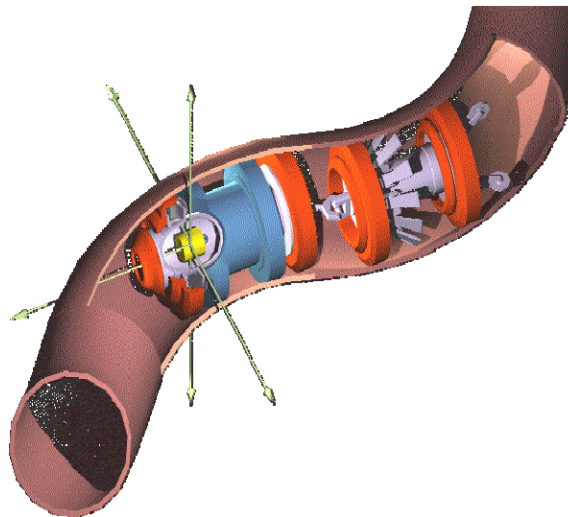


Figura 35.- Equipo geoposicionador en diablo geometra

Ver el numeral **II.5.4 Diablos geoposicionadores**.

II.3 TRAMPA DE DIABLOS

Los Diablos necesitan de entradas y salidas especiales mejor conocidas como **Trampas de Diablos**²⁹ estas trampas son unos Dispositivos utilizados para fines de envío ó recibo de diablos de inspección ó de limpieza.

Estas trampas deberán ser diseñadas siguiendo los siguientes criterios:

II.3.1 Descripción y Generalidades.

El lanzador/receptor para trampa de envío y/o recibo de diablos, debe ser completamente fabricado, inspeccionado y probado hidrostáticamente en taller, con la opción de montarse desde el sitio de su fabricación sobre un patín estructural ó en mochetas de soporte de concreto en el sitio de instalación definitiva, conforme se solicite, así mismo debe ser seccionable para facilitar en taller su embarque y traslado al sitio de localización definitiva. En la **Figura 36** se indican las partes o componentes de que constará el paquete.

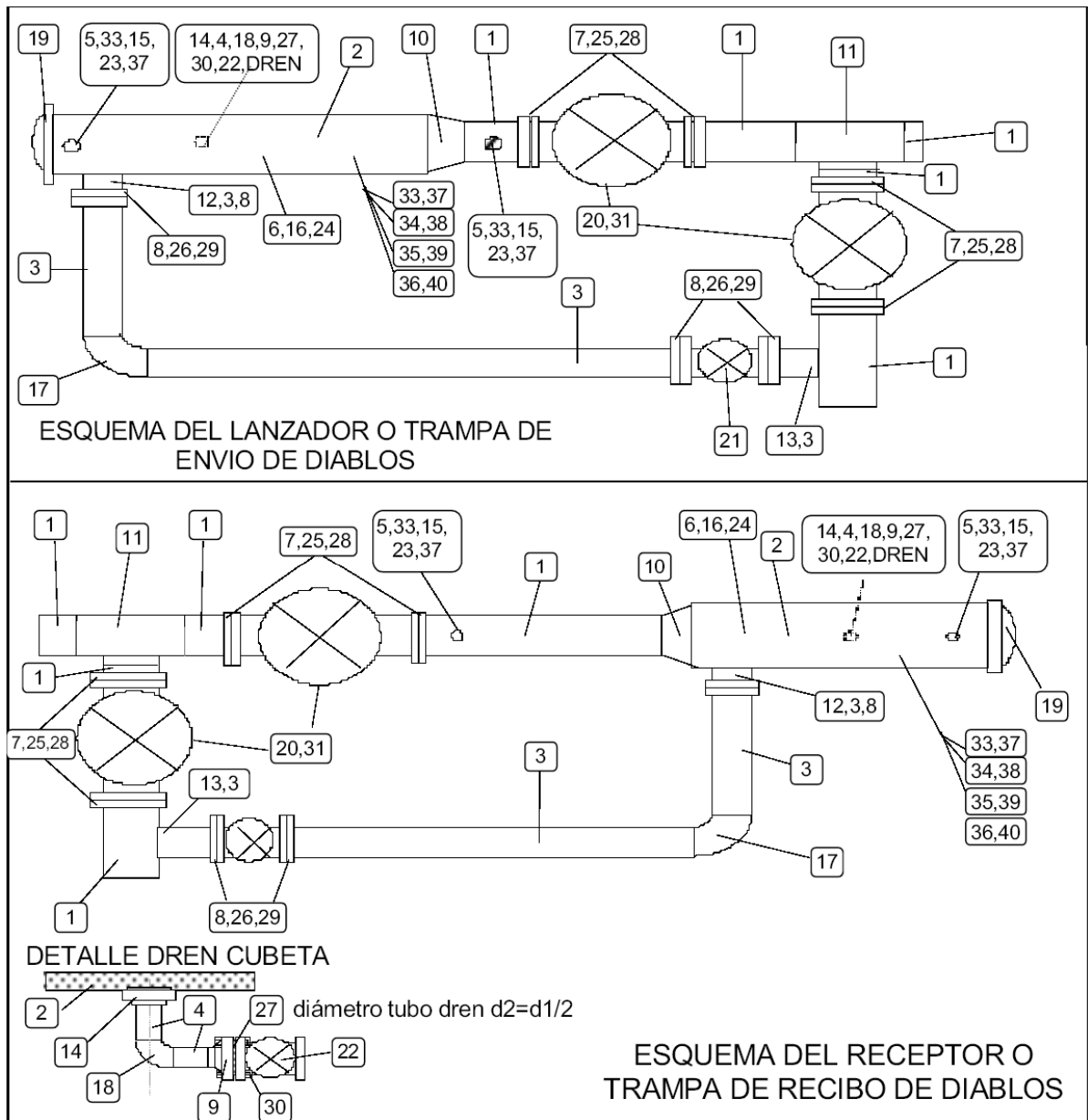


Figura 36.- Componentes de la trampa de diablo

²⁹ Anexo D, NRF-030-PEMEX-2006 "Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos" Rev. 0, Febrero 2007, p 96-105

No	DESCRIPCIÓN
1	TUBERIA PRINCIPAL d
2	TUBERIA CUBETA O BARRIL D * SE PUEDE FABR. CON ESPESOR EQUIVALENTE, RADIOGRAFIADO AL 100% Y ULTRASONIDO
3	TUBERIA DE IGUALADOR DE PRESION d1
4	TUBERIA PARA EL DREN d2 NIPLE 6pulg LONG.
5	TUBERIA PARA VENITEO d3 NIPLE 6pulg LONG.
6	TUBERIA PARA INSTRUMENTOS d4 NIPLE 6pulg LONG.
7	BRIDA (d) W. N. (RF O RTJ) 600# ASME
8	BRIDA (d1) W. N. (RF O RTJ) 600# ASME
9	BRIDA (d2) W. N. (RF O RTJ) 600# ASME
10	REDUCCION EXCENTRICA O CONCENTRICA
11	TEE RECTA CON RANURAS O SLOTS d
12	WELDOLET P/LOMO TUBO D/SALIDA d1
13	WELDOLET P/LOMO TUBO D/SALIDA d2
14	WELDOLET P/LOMO TUBO D/SALIDA d2
15	SOCKOLET P/LOMO TUBO D/SALIDA d3
16	SOCKOLET P/LOMO TUBO D/SALIDA d4
17	CODO 90° R.L. DIAMETRO = d1
18	CODO 90° R.L. DIAMETRO = d2
19	TAPA ABISAGRADA APERTURA HORIZONTAL
20	VALVULA PASO COMPLETO Y CONTINUADO RF O RTJ 600# ASME DIAM = d (1)
21	VALVULA RF O RTJ 600# ASME d1 (1)
22	VALVULA RF O RTJ 600# ASME d2 (1)
23	VALVULA S.W. 800# d3 P/VENTEO (1)
24	VALVULA S.W. 800# d4 P/INSTRS (1)
25	EMPAQUE GRAFITO/ANILLO OVAL P/MCA 7
26	EMPAQUE GRAFITO/ANILLO OVAL P/MCA 8
27	EMPAQUE GRAFITO/ANILLO OVAL P/MCA 9
28	JGO. ESPARRAGOS C/2 TUERCAS P/MCA 7
29	JGO. ESPARRAGOS C/2 TUERCAS P/MCA 8
30	JGO. ESPARRAGOS C/2 TUERCAS P/MCA 9
31	ACTUADOR HIDRONEUM. TIPO ROTATORIO
33	INDICADOR PRESION (IP)
34	INDICADOR TEMPERATURA (IT)
35	TRANSMISOR DE PRESION (TP)
36	TRANSMISOR DE TEMPERATURA (TT)
37	ARREGLO TIPICO INSTALACION I.P.
38	ARREGLO TIPICO INSTALACION I.T.
39	ARREGLO TIPICO INSTALACION T.P.
40	ARREGLO TIPICO INSTALACION T.T.
41	ELEMENTOS DEL PATIN ESTRUCTURAL Y SOPORTES (CUANDO SE SOLICITEN)

NOTA (1): Las válvulas pueden ser de compuerta o de bola y el tipo de válvula debe ser definido por el área que se encarga de la operación.

II.3.2 Dimensiones típicas para trampas de envío y recibo de diablos.

En las figuras 37 y 38 se presentan los esquemas de la trampa de diablo de envío y de recibo respectivamente. Las dimensiones típicas mostradas en estas figuras se presentan en las tablas B1 a B4 del ANEXO B TRAMPA DE DIABLOS de este Manual, las cuales están de acuerdo al diámetro del ducto y al tipo de contenido que transporta.

En la Fig. 39 se muestra un croquis para el diseño del barrilete de la trampa de diablos a base de tubería ASTM A-672 CL. 30, GR. 70 o placa A-516 GR. 70 o equivalentes. En la Tabla B5 (Ver Anexo B) se indican las dimensiones correspondientes.

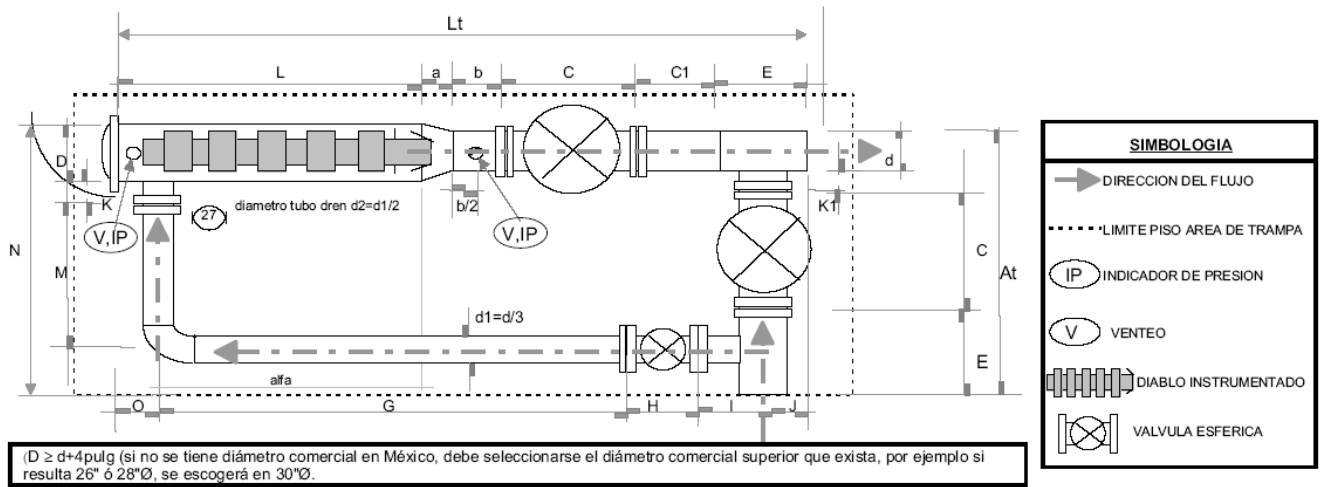


Figura 37.- Trampa de diablo de Envío

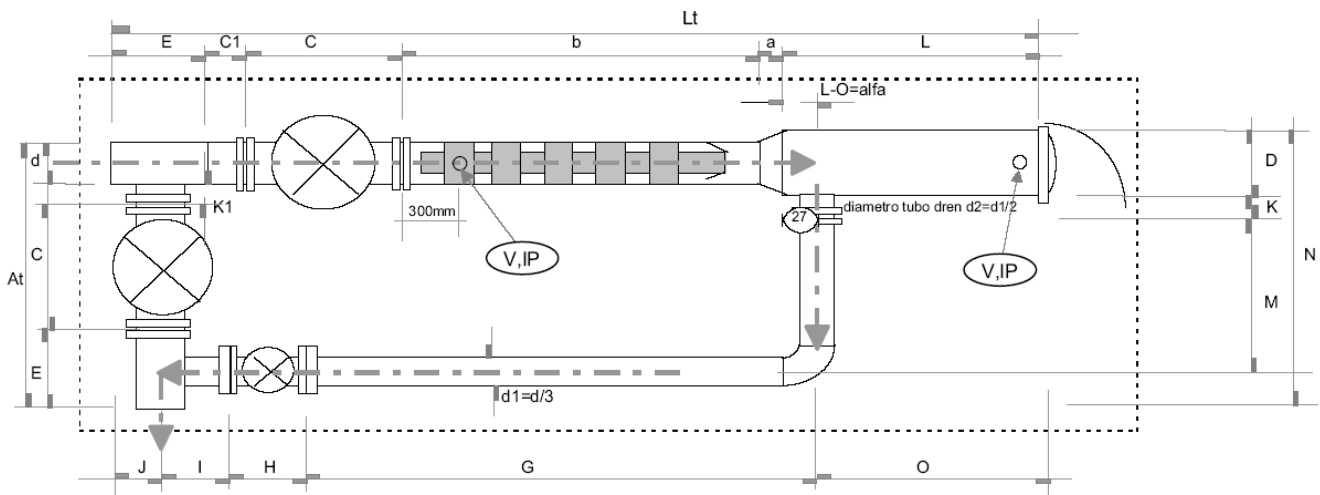


Figura 38.- Trampa de diablo de Recibo

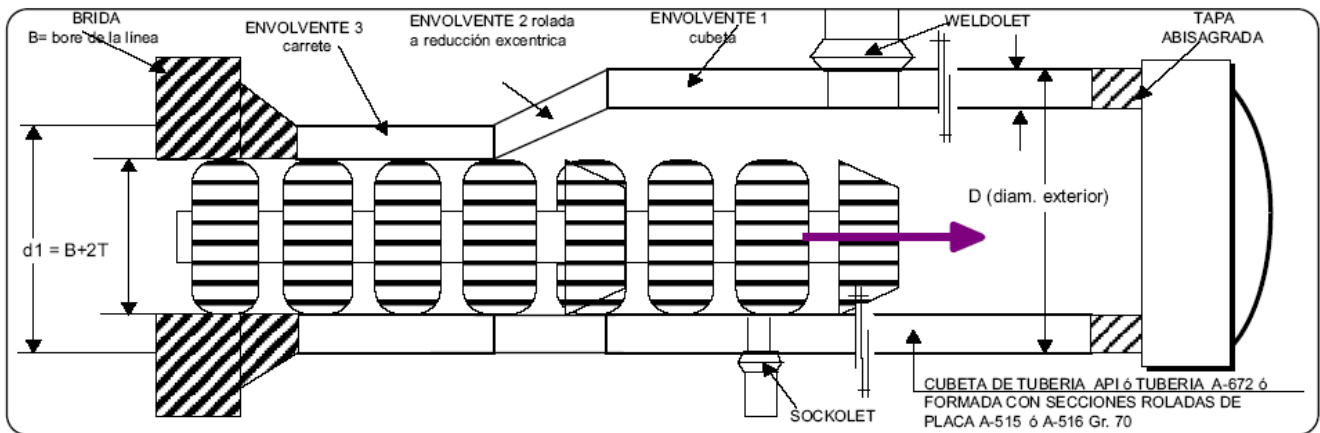


Figura 39.- Diseño del barrilete de la trampa de diablos.

OBSERVACIONES:

Fabricación de acuerdo ASME SECCION VIII Y IX, las uniones tangenciales y circunferenciales entre placas soldadas para formar la cubeta, reducción y el carrete ó ducto de Transición deben radiografiarse al 100%, igual para las uniones soldadas entre tubo y brida principal del Barrilete así como las de acoplamiento de las diversas válvulas y derivaciones del paquete, así como la Tapa abisagrada. Los elementos soldados (weldolets, sockolets, boquillas, medios coples, etc.) para boquillas y derivaciones se deberán inspeccionar por ultrasonido en su totalidad.

MATERIALES:

Envolventes 1, 2 y 3 .- A base de tubería API igual a la de la línea, o como alternativa tubería ASTM-A-672 Grado B70 ó C70 ó placa A-515 ó A-516 en grado 70 ambas, rolada a formar las envolventes necesarias.

Bridas y conexiones para derivación.- forja de acero en ASTM-A694 ó ASTM-A707 en grado f de acuerdo a la resistencia de la tubería conductora, ASTM-a105 ó ASTM-A350 grado LF2 normalizados.

Tubería para niplería o carretes en ramales y/ó boquillas.- ASTM A106 GR. B normalizada.

Tapa abisagrada.- El acero al carbón forjado o tubería que se utilice para la fabricación de cubo y yugos, deberá ser de alto grado en limite elástico (high yield) y de total compatibilidad para soldarse a tubería (Barril ó Cubeta ó By-Pass) API STD 5L para servicio amargo o no, de acuerdo a normas **NRF-001** o **002**; las forjas ASTM-A694 ó a707 son las apropiadas, en segunda instancia se pueden usar los aceros forjados A-105, ó A350 GR. LF2 cuando las envolventes sean de placa A-515 Ó A516.

Reducción.- Tanto para lanzadores como receptores la reducción debe ser excéntrica.

II.4 SELECCIÓN DE DIABLOS.

Los Parámetros más Importantes para seleccionar los Diablos Instrumentados son:

- **Propósito de la inspección**.- Se necesita saber el tipo de información que se desea obtener, estableciendo objetivos y metas para el funcionamiento del diablo (para limpiar el interior del ducto, para determinar su ubicación o para inspeccionar la integridad mecánica).
- **Restricciones debidas al ducto**.- Los puntos a considerar son el contenido de la línea, la presión requerida y la velocidad del diablo (líquido o gas, limpieza, presencia de curvas y/o reducciones de diámetro, etc.).
- **Costos totales de inspección**.- Incluyendo costos de verificación y excavación.
- **Exactitud de medición requerida**.- La precisión del dimensionamiento de los defectos necesita ser alta para líneas que son operadas cerca de la presión máxima de operación, MAOP; pero se puede bajar para líneas que operan por debajo de la MAOP. En la parte de *Corridas de Inspección* se pueden ver las tecnologías que se pueden utilizar.

II.5 TIPOS DE DIABLO

En la actualidad se cuenta comercialmente con diversas marcas que fabrican diablos. Para entendimiento de este manual clasificaremos los diablos de la siguiente manera:

- Limpieza
- Inspección geométrica (Geometra)
- Simulador (dummy)
- Instrumentado (Inspección)
- Geoposicionador

II.5.1 Diablos de Limpieza

El primer paso para una inspección de tubería es la limpieza de la misma, para ello se utiliza el **Diablo de limpieza**. Es un dispositivo mecánico que se utiliza para la remoción de sedimentos, depósitos de impurezas semisólidas adheridos a la superficie interior del ducto. Su objetivo es de asegurarse que no habrá obstrucciones que impidan el paso del diablo calibrador de diámetro interno así como también para remover cualquier formación de cera que pudiera estar presente.

Proceso de Limpiado. En la **Figura 40** se ilustra el proceso de limpiado de paredes interiores en un ducto antes, durante y después de que el diablo limpiador hace su trabajo.

Antes de hacer la limpieza dentro de la línea, existen desechos de material e impurezas incrustadas en el muro interior de esta que obstruyen el flujo libre del hidrocarburo transportado.

Durante la corrida el fluido limpiador junto con el diablo, hacen su trabajo desprendiendo los desechos.

Después de pasar el diablo limpiador los desechos han sido removidos y se desechan los restos que quedan dentro de la tubería.

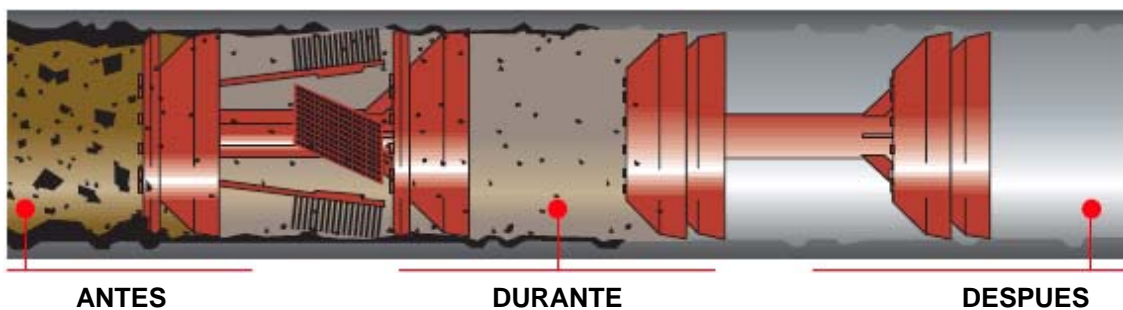


Figura 40.- Proceso de limpieza, diablo de discos

Existen diferentes tipos de diablos limpiadores³⁰ y cada uno tiene una función específica. Los más comerciales son: diablos de *copas* y *Discos*, *Polly pigs*, *Turbo Pigs* y *Esferas*.



Figura 41.- Diablos de Limpieza

³⁰ <http://www.girardind.com/articles/art-of-pigging.htm> Girard Industries, Diablos de limpieza

Copas y Discos o Limpiadores de Mandril (Cups & Discs, Mandrel Pigs³¹). Este tipo de diablos cuenta con placas de aluminio de dos milímetros de espesor y un diámetro externo del 10% al 15% menor del diámetro del ducto. Estas placas de aluminio tienen numerosas ranuras radiales marcadas dentro de ellas y espaciadas aproximadamente cada dos pulgadas alrededor de la circunferencia externa de la placa y se extienden hacia adentro aproximadamente de una a una pulgada y media desde el borde. Las placas están dimensionadas y espaciadas de tal forma que se aproximen al diámetro interno y de curvatura requerida para detectar cualquier obstrucción y permitir que las herramientas de inspección subsecuentes, pasen a través del ducto sin dañarse.



Figura 42.- Discos y copas para limpieza

Los Diablos de Copas y Discos se subdividen para su uso comercial de la siguiente manera: *Limpiadores* (tabla 9), *Limpiadores, Separadores y calibradores* (Tabla 10) y *Limpiadores Cónicos multi-usos* (Tabla 11).

<p>Modelo GWB Tamaños 2" a 8"</p>		<p>Limpiador Estándar con copas de poliuretano.* Estándar con cepillos de alambre de acero en forma de anillo partido. Especificar discos para operación bidireccional.</p>
<p>Modelo GDB Tamaños 6" a 14"</p>		<p>Limpiador Estándar con copas de poliuretano.* Estándar con cepillos de alambre de acero en forma de anillo partido. Disponibles con cepillos inoxidables o protran. Especificar discos para operación bidireccional.</p>
<p>Modelo GBK Tamaños 6" a 14"</p>		<p>Limpiador Estándar con copas de poliuretano.* Estándar con cepillos de acero de resorte. Disponibles con cepillos de acero inoxidable o protran. También disponibles con cuchillas de poliuretano o acero. Hay unidades disponibles con diámetro dual.</p>
<p>Modelo GSB Tamaños 10" a 24"</p>		<p>Limpiador Estándar con copas de poliuretano.* Estándar con cepillos de acero de resorte. Disponibles con cepillos de acero inoxidable o protran. También disponibles con cuchillas de poliuretano o acero. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional.</p>
<p>Modelo GZB Tamaños 16" a 48"</p>		<p>Limpiador Estándar con copas de poliuretano.* Estándar con cepillos de acero de resorte "Z". Disponibles con cepillos de acero inoxidable o protran. También disponibles con cuchillas de poliuretano. Especificar discos para operación bidireccional. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional.</p>

Tabla 9.- Diablo de discos y copas, Limpiadores

³¹ <http://www.girardind.com/articles/art-of-pigging.htm> Girard Industries, Diablos de copas, discos y cepillos




<p>Modelos GBC-2 GBC-3 GBC-4 Tamaños 2" a 48"</p>	 <p>Limpiadores de copa para operación unidireccional Para separación, desplazamiento, prueba hidrostática y eliminación de parafina. Estándar con copas de poliuretano.* Para calibrar, añadir placas calibradoras de aluminio o acero. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional (tamaños de 8" o más).</p>
<p>Modelos GBD-2 GBD-3 GBD-4 Tamaños 2" a 48"</p>	 <p>Limpiadores de disco para operación bidireccional Para separación, desplazamiento, prueba hidrostática y eliminación de parafina. Estándar con copas de poliuretano.* Para calibrar, añadir placas calibradoras de aluminio o acero. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional (tamaños de 8" o más).</p>
<p>Modelo GBDX-6 Tamaños 2" a 48"</p>	 <p>Operación bidireccional Para separación, desplazamiento, prueba hidrostática y eliminación de parafina. Estándar con 6 discos de poliuretano. Cepillos de alambre de acero opcionales. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional (tamaños de 8" o más).</p>

Tabla 10.- Limpiadores, Separadores y Calibradores



<p>Modelos GCC-2 GCC-3 GCC-4 Tamaños 2" a 48"</p>		<p>Limpiadores de copa para operación unidireccional. Limpiadores para separación o desplazamiento de productos. Disponibles con placas calibradoras de aluminio o acero. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional (tamaños de 8" o más).</p>
<p>Modelos GCC-BR-2 GCC-BR-3 GCC-BR-4 Tamaños 2" a 48"</p>		<p>Limpiadores de copa para operación unidireccional. Limpiadores para separación o desplazamiento de productos. Disponibles con placas calibradoras de aluminio o acero. El montaje del transmisor para el limpiador es opcional (tamaños de 8" o más).</p>

Tabla 11.- Limpiadores Cónicos multi-usos

Los limpiadores cónicos multi-uso pueden limpiar, separar y calibrar. Modelos disponibles con dos, tres o cuatro copas cónicas de poliuretano que permiten un máximo de flexibilidad y obturación positiva para atravesar conductos ovalados.

Diablos de espuma (Polly-pigs ó Foam Pigs). Los Polly-pigs (Figura 43) se utilizan para limpiar una amplia variedad de Tuberías, estos tienen forma de bala con una base cóncava sellada, están disponibles para diámetros de tubería desde 2" hasta 144". Estos diablos se hacen de espuma del poliuretano de alta densidad.

Tienen una capa resistente de elastómero con arena abrasiva y están disponibles en una gran variedad de abrasivos para satisfacer cada necesidad.



Figura 43.- Polly-pigs

Características de los Polly-pigs:

- Hecho de espuma de célula-abierta flexible que le permite pasar por codos de 90°, tes, válvulas y en reducciones de tubería
- Diversos modelos para los varios servicios de limpieza ligera y/o secado
- Se puede aplicar en cualquier tamaño de tubería desde 2 hasta 144 pulgadas.
- Pueden viajar en cualquier tipo de tubería que tenga flujo y volumen adecuados para mover el cerdo.

Los Polly-pigs se hacen con un polímero de espuma de poliuretano de baja, media y alta densidad (heavy density). Su forma de bala es diseñada para ayudar en atravesar reducciones y válvulas. Los extremos cóncavos o los double-nose o double-dished sirven para el servicio bidireccional. La longitud del cerdo es aproximadamente dos veces su diámetro para reducir la posibilidad de que el cerdo se atore en la tubería. El diámetro del diablo es más grande que el diámetro interior de la tubería, esto se hace para ejercer una fricción entre el diablo y la pared interior del tubo. Este tipo de diablo puede ser pedido en cualquier tamaño.

Las Diablos de “esponja” o solamente tienen las bases cubiertas y normalmente se utilizan para secado. El doble-nariz especial o los cerdos doble-servidos se usan en servicio bidireccional.

Los Polly-pigs tienen una base cóncava con una capa del poliuretano con dureza 90A, esto proporciona una superficie de lacre posterior para soportar las fuerzas que propulsan al diablo proveniente de los líquidos o de los gases que son utilizados.

Trabajo de los diablos de espuma.

Las capas exteriores en los cuerpos de la espuma del diablo consisten en espirales tipo entrecruzado de poliuretano de dureza 90A. Estos espirales agregan fuerza y dan la mayor acción de limpieza ya que raspan más que la espuma sola. En el mercado se fabrican dos tipos de Polly-pigs con superficie entrecruzada: el patrón original y el patrón que da vuelta. Los cepillos de alambre, el carburo del silicio o las cerdas plásticas se pueden encajar en estas espirales de poliuretano para aumentar al máximo el raspado o cepillado.

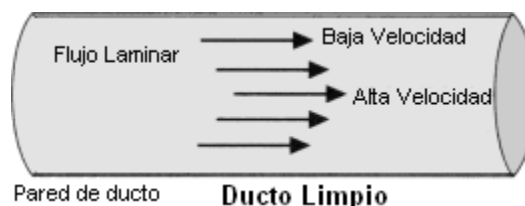


Figura 44.- Limpieza con flujo laminar

El flujo laminar (Figura 44), ocurre cuando las pipas están limpias. El tipo de la tubería (acero al carbón, acero inoxidable, hierro fundido, polietileno, etc.) o el líquido no tiene ningún efecto para que el diablo trabaje normalmente. Las velocidades bajas del flujo permiten que los sólidos caigan de la corriente fluida y comiencen a adherirse a las paredes de la tubería.

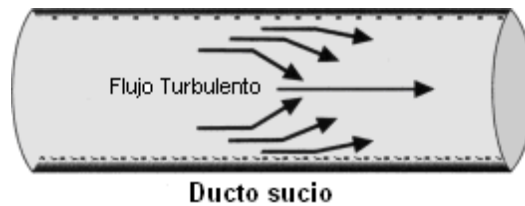


Figura 45.- Limpieza con flujo turbulento

El flujo turbulento (Figura 45), ocurre en tuberías sucias que contienen depósitos desiguales. Depósitos ondulados tan pequeños como el 1/32" (suave o duro) pueden hacer que el flujo sea reducido hasta en un tercio. Las tuberías de PVC, fibra de vidrio, metal no ferroso y desalineado pueden sufrir este problema.

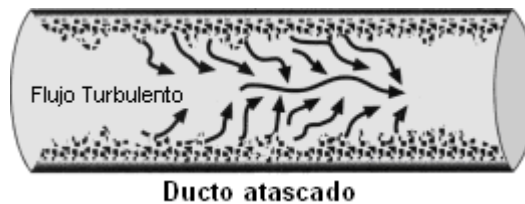


Figura 46.- Limpieza con flujo extremadamente turbulento

El flujo extremadamente turbulento (Figura 46), ocurre en las tuberías que contienen acumulaciones grandes en sus paredes de basura o desechos. Las tuberías de hierro fundido y de acero desarrollan a menudo estos tipos crecimientos con forma de estalactitas/estalagmitas. En este punto el flujo cambia de laminar a turbulento, reduciendo presiones de flujo y el aumento de bombeo.

La acción de la limpieza del Polly-Pig es creada por la fricción proporcionada del diámetro mayor del diablo con respecto al diámetro interior de la tubería, además, la presión creada por el líquido en la parte posterior del cerdo comprime el cerdo longitudinalmente. Esto aumenta la fricción en las paredes de la tubería y por lo tanto la acción de cepillar dentro del ducto (ver Figura 47).



Figura 47.- Limpieza de ducto con Polly-pig

Algunos pasos de líquido alrededor y a través del cuerpo del diablo generan un by-pass de alta velocidad que echa en chorro de bajo volumen. Este by-pass limpia los escombros con un chorro de agua delante del diablo, suspendiendo algo de los desechos en la solución y llevándolos fuera de la tubería.

Los Polly-pigs se pueden utilizar en sistemas y/o fluidos como por ejemplo:

- Recolección de Hidrocarburos
- Agua y Aguas negras
- Transmisión
- Aire y gas
- Sistemas contra incendio
- Distribución
- Combustible
- Tubos de escape
- Licor
- Inyección
- Mezclas
- Refrigeración

Limpieza Progresiva con Polly-pigs. En la **figura 48** se puede observar el paso los diablos de espuma por el ducto hasta que este queda limpio. Los diablos del lado izquierdo fueron los primeros en correr indicándonos que la tubería estaba severamente obstruida. EL diablo del lado derecho fue el último en la corrida de limpieza y nos indica que el ducto está limpio.

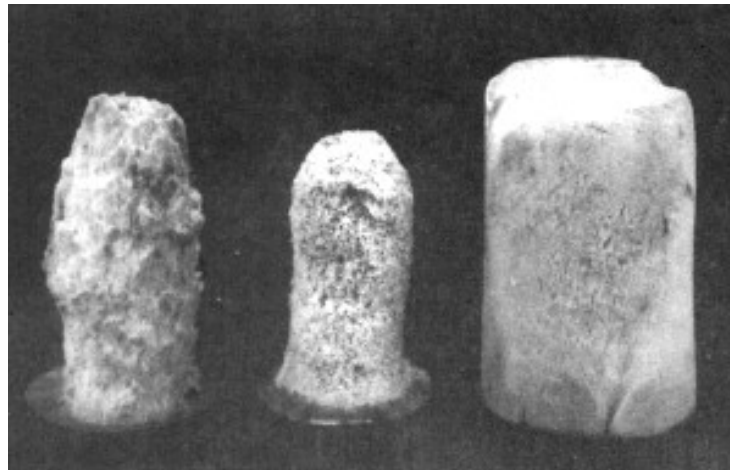


Figura 48.- Limpieza progresiva con Polly-pig de 8 pulgadas

En las **figuras 50** y **51** se observa el mismo caso, el primer diablo que recorre el ducto sale más destruido que el último, el cual no indica que la tubería está limpia. En todos los casos, los diablos fueron de diferentes densidades, los primeros diablos de media densidad y el último con densidad más baja.


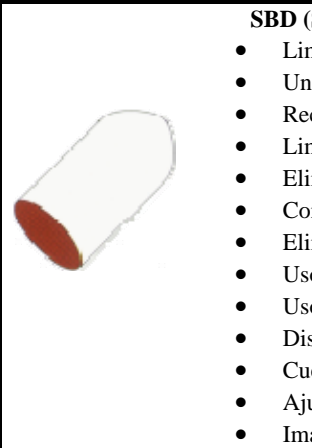
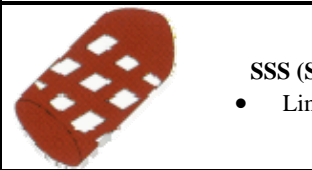
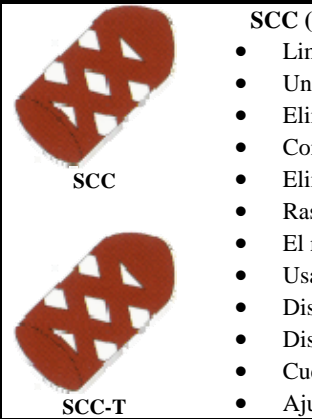



Figura 49.- Limpieza progresiva con Polly-pig de 8 pulgadas



Figura 50.- Limpieza progresiva con Polly-pig de 6 pulgadas

Los Diablos de espuma o Polly-pigs³² se pueden encontrar en el mercado con las siguientes características:

	<p>Polly-Pigs - Serie Escarlata.- <i>Limpiadores de espuma de alta densidad (9-10 lbs/ft³)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Alta densidad (9-10 lbs/pies cúbicos) • Espuma de poliuretano a célula abierta • Revestimiento de poliuretano dureza 90A • Lanzamiento manual (opcional)
	<p>SBD (Scarlet Bare Durafoam)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limpieza y deshidratación de conductos • Una mayor densidad proporciona mayor limpieza • Reconocimiento de líneas • Limpiador de calibración para determinar tipo de conductos • Eliminación de depósitos internos, blandos y gruesos • Condensación y eliminación de líquidos en sistemas de gas líquido • Eliminación de productos • Uso de limpiadores en conductos de varios diámetros • Uso como limpiador de obturación • Disponible en "Doble disco" (SBD-DD), diseñado para operación bidireccional • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional) • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional) • Imanes disponibles para detectores no incluidos
	<p>SSS (Scarlet Single Spiral)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limpieza y deshidratación pesadas de conductos.
	<p>SCC (Scarlet Criss-Cross)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limpieza y deshidratación pesadas de conductos. • Una mayor densidad proporciona mayor limpieza. • Eliminación de depósitos internos blandos y gruesos. • Condensación y eliminación de líquido en sistemas de gas líquido. • Eliminación de parafina en conductos de petróleo crudo • Raspado no abrasivo. • El revestimiento en cruz realza las características de limpieza y uso. • Usado cuando hay riesgo de daño en el interior de la tubería. • Disponible en "Turning Pattern" (SCC-T). • Disponible en "Doble disco" (SCC-DD), diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional).
	<p>SCC-WB (Scarlet Criss-Cross Wire Brush)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Raspado intenso de conductos. • Una mayor densidad proporciona mayor eliminación de depósitos. • Recomendado para una mayoría de conductos tuberculares. • Eliminación de escombros de construcción u otros materiales extraños después de nueva construcción. • Usado para eliminar depósitos duros, parafinas y materiales pesados. • Disponible en "Turning Pattern" (SCC-WB-T) para una limpieza más agresiva. • Disponible en "Doble disco" (SCC-WB-DD), diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos

³² <http://www.girardind.com/articles/art-of-pigging.htm> Girard Industries, Polly-pigs







 <p>SCC-SC</p>	<p>SCC-SC (Scarlet Criss-Cross Silicon Carbide)</p>
 <p>SCC-SC-T</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Raspado intenso de conductos. • "Abrasión pesada". • Una mayor densidad proporciona mayor limpieza. • Disponible en "Doble disco" (SCC-WB-DD), diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.

Tabla 12.- Diablos de espuma de Alta densidad

	<p>Polly-Pigs - Serie Roja.- Limpiadores de espuma de densidad media (5-8 lbs/ft³)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad media (5-8 lbs/pies cúbicos) • Revestimiento de poliuretano dureza 90A • Espuma de poliuretano a célula abierta • Lanzamiento manual (opcional)

	<p>RBS (Red Bare Squeegee)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Fregado y deshidratación regulares de conductos. • Reconocimiento de líneas. • Limpiador de calibración para determinar tipo de conductos • Eliminación de depósitos internos, blandos y gruesos. • Eliminación de condensación y líquidos en sistemas de gas líquido. • Eliminación de productos. • Uso de limpiadores en conductos de varios diámetros. • Uso como limpiador de obturación. • Disponible en "Doble disco" (RBS-DD), diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.

	<p>RSS (Red Single Spiral)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Raspado regular de conductos.

 <p>RCC</p>	<p>RCC (Red Criss-Cross)</p>
 <p>RCC-T</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fregado y deshidratación regulares de conductos. • Eliminación de depósitos internos blandos y gruesos. • Eliminación de condensación y líquido en sistemas de gas líquido. • Eliminación de parafina en conductos de petróleo crudo. • Raspado no abrasivo. • El revestimiento en cruz realza las características de limpieza y uso. • Usado cuando hay riesgo de daño en el interior de la tubería • Disponible en "Turning Pattern" (RCC-T). • Disponible en "Doble disco" (RCC-DD), diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.

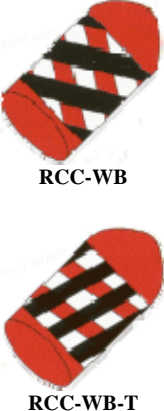




 <p>RCC-WB</p> <p>RCC-WB-T</p>	<p>RCC-WB (Red Criss-Cross Wire Brush)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Raspado regular de conductos. • Recomendado para una mayoría de conductos tuberculares. • Eliminación de escombros de construcción u otros materiales extraños después de nueva construcción. • Usado para eliminar depósitos duros, parafinas y materiales pesados. • Disponible en "Turning Pattern" (RCC-WB-T) para una limpieza más agresiva. • Disponible en "Doble disco" (RCC-WB-DD); diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.
 <p>RCC-SC</p> <p>RCC-SC-T</p>	<p>RCC-SC (Red Criss-Cross Silicon Carbide)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Raspado regular de conductos. • Abrasión regular. • Disponible en "Turning Pattern" (RCC-SC-T) para una limpieza más agresiva. • Disponible en "Doble disco" (RCC-SC-DD); diseñado para operación bidireccional. • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.

Tabla 13.- Diablos de espuma de Media densidad


	<p>Polly-Pigs - serie amarilla</p> <ul style="list-style-type: none"> • Baja densidad (2 lbs/pies cúbicos) • Espuma de poliuretano a célula abierta • Revestimiento de poliuretano dureza 90A • Lanzamiento manual
 <p>YBS</p> <p>YBS-B</p>	<p>YBS (Yellow Bare Swab)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fregado y secado de conductos. • Limpiador de calibración para determinar tipo de conductos. • Uso como limpiador de obturación. • Disponible en forma cilíndrica (YBS) o en forma de bala (YBS-B). • Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional). • Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional). • Imanes disponibles para detectores no incluidos.



YCC

YCC (Yellow Criss-Cross)


- Fregado y limpieza ligera de conductos.
- Limpieza cuando no puede utilizarse un limpiador de mayor densidad.
- Uso de limpiador en conductos de diámetros variados.
- Disponible en "Turning Pattern" (YCC-T) diseñado para operación bidireccional.
- Disponible en "Doble disco" (YCC-DD).
- Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional).
- Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional).
- Imanes disponibles para detectores no incluidos.




YCC-T

YCC-SC (Yellow Criss-Cross Silicon Carbide)

- Raspado ligero en distancias cortas.
- Abrasión suave.
- Disponible en "Turning Pattern" (YCC-SC-T).
- Disponible en "Doble disco" (YCC-SC-DD) diseñado para operación bidireccional.
- Cuerdas para manipulación o cables de acero (opcional).
- Ajustes de transmisor para uso con localizadores de limpiador (opcional).
- Imanes disponibles para detectores no incluidos.



YCC-SC



YCC-SC-T

Tabla 14.- Diablos de espuma de Baja densidad

Presiones y flujos sugeridos para una corrida de Diablos Limpiador tipo Polly-pig.

Diámetro	Presión típica de corrida		Flujo de líquido GPM		Flujo Gaseoso SCFM	
	Lanzamiento	Corriendo	3 FPS	5 FPS	5 FPS	10 FPS
2"	100-200	40-100	30	50	21	98
3"	100-150	35-85	70	100	46	172
4"	75-125	30-80	120	200	70	273
6"	50-100	30-75	250	450	134	498
8"	30-80	25-70	450	800	238	749
10"	30-60	25-50	750	1,250	317	957
12"	30-50	20-45	1,000	1,800	458	1,223
14"	20-50	15-40	1,400	2,500	518	1,665
16"	15-45	10-40	1,800	3,000	540	1,901
18"	15-40	10-30	2,000	4,000	683	2,406
20"	10-25	5-20	2,800	5,000	843	2,542
24"	10-25	5-20	4,000	7,000	1,214	3,661
30"	10-20	5-15	7,000	11,000	1,897	4,757
36"	10-20	5-10	10,000	16,000	2,732	6,850
40"	10-20	5-10	12,000	20,000	3,373	8,457
42"	10-20	5-10	13,000	22,000	3,718	9,324
48"	10-20	5-10	17,000	27,500	4,857	12,178
54"	10-20	5-10	22,000	38,000	6,147	15,413
60"	10-20	5-10	26,000	42,000	7,588	19,029
72"	10-20	5-10	37,000	65,000	10,927	27,402

Tabla 15.- Presiones y flujos sugeridos para corridas de Diablos de espuma

II (31)

Nota: Los volúmenes y las presiones de la tabla anterior son aproximados y solamente sirven de guía. Éstos no deben ser considerados como requisitos absolutos. Los requisitos para correr este tipo de diablo varían según el tipo de tubo, el fluido, material del tubo, viscosidad del fluido, la temperatura de trabajo.

Turbo Pigs. Fabricados con elastómero de poliuretano solidó de una pieza; no es necesario montarlo. Creados para ser más duraderos y resistentes a la abrasión. Versátiles; pueden utilizarse en LPG, líneas de petróleo crudo, gas natural, agua salada y producto. Excelentes para sacar líquido. Variedad de durezas disponibles para aplicaciones específicas, [Figura 51](#).



Figura 51.- Turbo Pigs

En el mercado estos diablos se encuentran de la siguiente manera:





	<p>El limpiador Turbo-Magnum™ está disponible para conductos de 2" a 30". Un diseño de copa único permite la transición suave con obturación total de pared a través de "tes", válvulas de retención y válvulas de orificio entero. Los cepillos de alambre reemplazables "bolt on" están disponibles cuando se requiere una limpieza más agresiva. Es efectivo eliminando líquidos de sistemas de gas líquido y conductos para líquidos. También se usa para controlar la acumulación de parafina en líneas de petróleo crudo, separación de productos refinados, puesta en marcha de tubería y evacuación de producto.</p>
	<p>El limpiador Turbo-Flex™ está disponible para conductos de 2" a 24". Diseñado con cinco discos de obturación y copa trasera, es extremadamente efectivo para eliminar líquidos en sistemas de gas líquido y conductos para líquidos. Su capacidad de obturación superior lo convierte en un producto ideal para separación de líquidos, desplazamiento de línea y evacuación de producto. Se usa para controlar acumulación de parafina en líneas de petróleo crudo.</p>
	<p>El limpiador Turbo-Flow™ está disponible para conductos de 2" a 24". Está diseñado para ser usado con la válvula "Argus Pig". El diseño de disco y copa combina una efectiva acción de limpieza del disco con una superior capacidad de obturación de la copa. Es efectivo para eliminar líquidos de sistemas de gas líquido y conductos para líquidos. También se usa para controlar la acumulación de parafina en las líneas de petróleo crudo, separación de productos refinados y evacuación de producto.</p>
	<p>El limpiador Turbo-Plus™ está disponible para conductos de 3", 4" y 6". Es ideal para aplicaciones en plantas e industrias. El diseño en copa cónica le permite pasar por conductos ovalados con una variación de hasta un 20% del "ID". Es ideal para usar en conductos con un grosor de pared variable. Usado para evacuar producto del proceso de conducción en las industrias de alimentación, cosméticos y otras industrias relacionadas.</p>

Tabla 16.- Diablos de limpieza comerciales "Turbo-pigs"

Diablos de Limpieza Magnética. Los diablos de limpieza magnética se utilizan antes de realizar una corrida de diablo instrumentado.

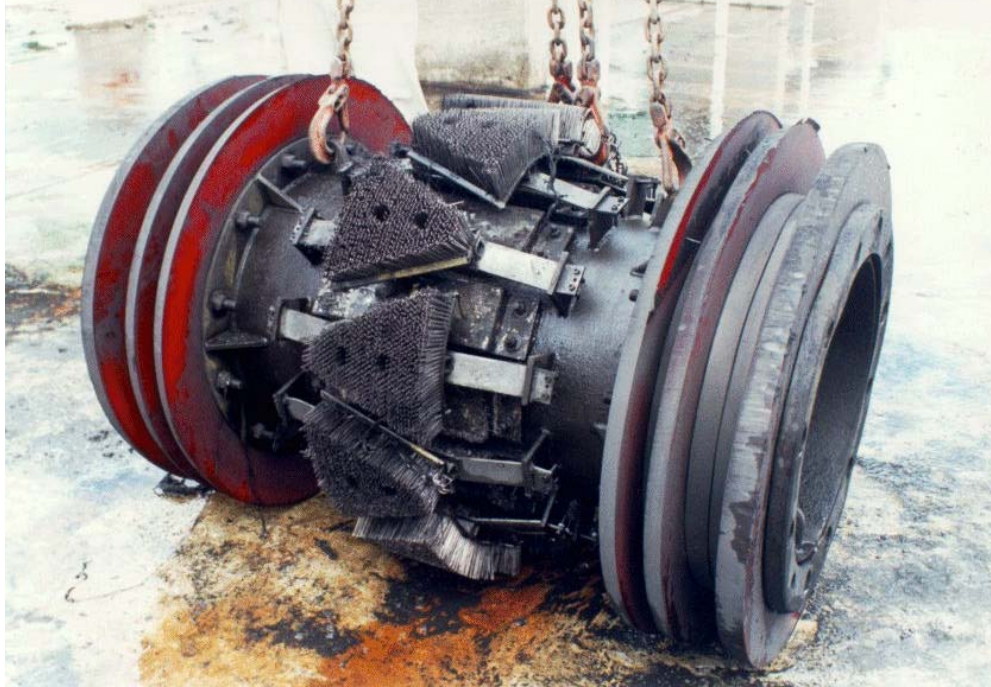


Figura 52.- Diablo de limpieza magnética

Diablos Esféricos o Esferas (Spherical pigs or spheres):

Están hechas de una composición sólida o inflable de Poliuretano, el diseño de estos es de pared gruesa y duradera. Se pueden inflar a su diámetro óptimo (1% mayor que el diámetro Interior del Ducto) con glicol ($C_2H_4(OH)_2$) y/o agua (H_2O) utilizando una bomba. Las Esferas se utilizan en los siguientes casos:

- **Separación de líquidos** - Se usan para separar varios productos, como gasolina, petróleo crudo, combustible para reactores y otros productos derivados del petróleo transportados por ductos. Se mantiene la integridad del producto cuando se navegan "tes" y "codos".
- **Reconocimiento de líneas** - Las esferas purgan el aire de los conductos para garantizar unas pruebas hidrostáticas exactas. Esto se logra insertando una esfera delante de la columna de agua para que desplace el aire. Pueden permanecer en la línea durante todas las fases de la prueba. Una vez finalizada la prueba, se usan las esferas para deshidratar los conductos.
- **Mantenimiento de la línea** - Eliminan la parafina y la condensación. Durante el control de mantenimiento de corrosión, se usan las esferas para separar los inhibidores de corrosión.
- **Verificadores de medición** - Las esferas calibran el desplazamiento de volumen para confirmar la precisión de los medidores de flujo.

En resumen, las esferas tienen las siguientes funciones:

- Minimizan la contaminación del producto cuando se usan para separar fluidos que son transportados por Ductos
- Purgan el aire y deshidratan durante las pruebas hidrostáticas
- Confirman la precisión de los medidores de flujo
- Pasan por conductos ovalados
- Navegan a través de "tes", "codos" y válvulas de orificio completo o esfera
- Son adecuadas para lanzamiento automático
- Eliminan condensación y acumulación de parafinas

Las esferas son fabricadas en gran variedad de durezas para verificación de medición y para aplicación en los conductos. En el mercado (ver [figura 53](#)) se pueden encontrar con las siguientes características:



Figura 53.- Esferas

Las GSY (amarillas) están diseñadas para verificación de medición y las GSG (verdes) y GSR (rojas) están diseñadas para uso en ductos³³.

Las esferas están disponibles en tamaños de 2" a 36". Se obtiene el máximo de beneficios cuando las esferas son rellenas y medidas de forma apropiada. Las aplicaciones específicas determinarán el tamaño más efectivo y el fluido a usar para rellenaslas. Por lo general, las esferas tienen un tamaño de un 1% mayor que el diámetro interior de los ductos.

Fluido limpiador. Los líquidos limpiadores se aplican junto con los diablos de limpieza y tienen las siguientes funciones:

- Permiten la Corrida de diablos Instrumentados obteniendo mejores datos y una corrida del ducto satisfactoria.
- Limpian el ducto mejorando el flujo
- Reducen los rangos de corrosión interna

Los líquidos de limpieza se utilizan previo a una corrida de diablo de Instrumentado, para mejorar el paso de este o para reducir la corrosión. Este proceso nos asegura una corrida de limpieza satisfactoria en el ducto.

Al iniciar los trabajos, se debe analizar el fluido transportado tomando muestras directamente del ducto y analizándolas en laboratorio. Este paso es crítico ya que nos permite determinar con exactitud los agentes necesarios para quitar los depósitos incrustados en las paredes del muro. Después de determinar el líquido limpiador preciso, se inicia el proceso de limpiado (ver [limpieza antes de la corrida](#)).

³³ <http://www.girardind.com/articles/art-of-pigging.htm> Girard Industries, Esferas



Figura 54.- Corrida de Limpieza con Líquidos limpiadores

A continuación se muestran los líquidos limpiadores como se encuentran en el mercado³⁴:

IS-1000. Para ductos que transportan Gas Natural: Remoción de polvo negro (hollín), sales, desechos e hidrocarburos (Soluble en agua/dispersable en aceite).

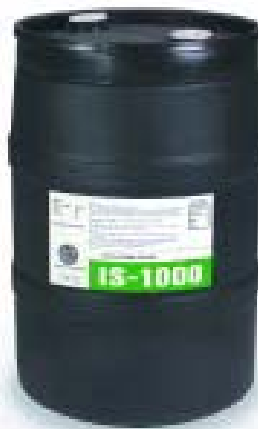


Figura 55.- Inhibidor para Gas Natural IS-1000

IS-1100 Para petróleo crudo o ductos que transportan Gas. Remueve polvo negro (hollín), sales, resinas, parafinas e hidrocarburos. (Soluble en agua/dispersable en aceite).



Figura 56.- Inhibidor para petróleo crudo y Gas IS-1100

³⁴ <http://www.tdwilliamson.com/> TDW Pipe Clean Service brucher

IS-1500. Para petróleo crudo. Remoción de desechos, naftalinas, resinas y parafinas (Soluble en aceite/dispersable en agua).



Figura 57.- Inhibidor para Petróleo crudo IS-1500

II.5.2 Diablo Simulador

Equipo de peso y dimensiones similares a la del diablo instrumentado, su propósito es de verificar que las condiciones físicas y geométricas del ducto a inspeccionar tengan las características de libertad tales que permita el paso del equipo instrumentado en toda la trayectoria del ducto.

El simulador es una réplica exacta de la herramienta de inspección final, excepto que no lleva ningún tipo de instrumento o aditamento electrónico. Si el simulador sale sin ningún daño, entonces se considera seguro el lanzamiento del Diablo Instrumentado o herramienta "inteligente". Los simuladores se pueden también utilizar para quitar los desechos por dentro de la tubería ya que es una herramienta que realiza funciones mecánicas relativamente simples tales como limpieza.



Figura 58.- Diablo simulador (dummy)

II.5.3 Diablo Geómetra (Geopig)

La integridad estructural también es influenciada por factores tales como alta tensión de la tubería y las anomalías geométricas, que pueden acelerar el crecimiento de un defecto o la deformación de una tubería. El diablo llamado "Geómetra" es un dispositivo mecánico electrónico que se utiliza para la medición de las variaciones geométricas de la sección transversal a todo lo largo de la trayectoria del ducto, proporciona datos de alta resolución del tubo inspeccionado permitiendo determinar exactamente los efectos del esfuerzo de flexión de la tubería y las anomalías geométricas en su sistema de la tubería.

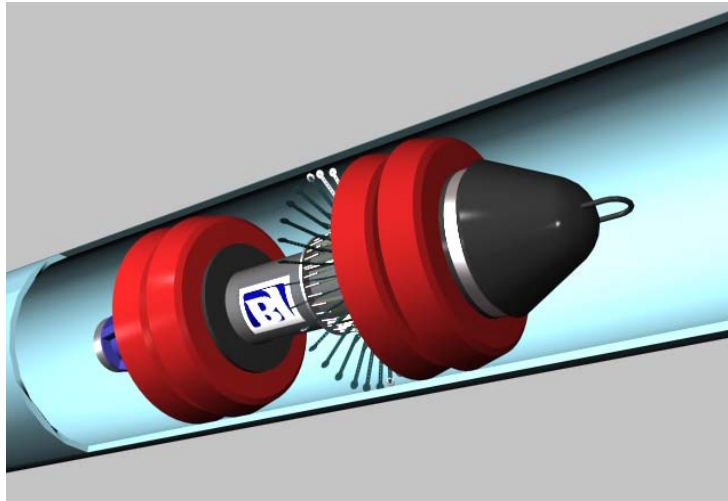


Figura 59.- Geometra³⁵

La herramienta geómetra o calibrador se utiliza para medir y ubicar radios de curvatura, abolladuras y algunas otras obstrucciones que pudieran estar presentes a lo largo del ducto.

En principio, este tipo de diablo cuenta con una herramienta muy simple, compuesta por placas que se encuentran alrededor de este. Las abolladuras, las deformaciones y las curvas pronunciadas deforman la placa tanto como sea el defecto.

Desde la década de los 80 el uso de los sistemas de navegación de inercia avanzada integra tecnología de Global Positioning System (GPS), revolucionando hasta el “mapeo” de ductos en Sistemas de Información Geográfica GIS (Geographic Information Systems). Hoy en día, las herramientas mecánicas de alta resolución calibradoras combinan un sistema de navegación de inercia avanzado, el calibrador mecánico se arma con otros sensores para proveer la información más exacta de la tensión de la curvatura de la tubería, abolladuras, flexiones y otras características de la tubería.

La inspección con una herramienta geómetra también proporciona datos sobre las condiciones de funcionamiento tales como velocidad y temperatura. El diablo Geometra se compone de las siguientes partes:

- Cuerpo Estándar del diablo
- Dispositivo del sensor de la Geometría
- Sistema del Odómetro
- Sistema Mecánico del Dipper
- Sensor de Temperatura
- Transmisor
- Dispositivo para la Computadora (On-Board)
- Unidad de Computadora Portátil Externa

Aunque el diablo con placas medidoras puede determinar el diámetro máximo de paso y el radio mínimo de curva de una tubería, no registra la localización de este. El *calibrador* registra las deformaciones de las placas en el interior de la tubería y tiene un odómetro para registrar la distancia a los defectos. Las herramientas de *inercia* o geoposicionadores, consisten en los sistemas de inercia sofisticados de la dirección, que registran el perfil en tres dimensiones de la tubería (ver figura 61).

Calibradores mecánicos (Mechanical Calipers).- Los sensores de alta resolución del geometra y los brazos mecánicos del calibrador (ver figura 60) proporcionan un cuadro detallado de la forma de la pared interna de la pipa. Este sistema provee datos de la geometría de la tubería. Una corrida con diablo geometra proporciona los siguientes datos:

³⁵ <http://www.bjservices.com/website/pps.nsf/InspectionServicesFrameset?openframeset> BJ Services Company, GEOPIG, Electronic Geometry Inspection

- El Grueso de Pared
- las Autógenas
- la Circunferencia
- Tes
- Válvulas
- Ovulación en el ducto
- Deformaciones
- rugosidad
- Abolladuras
- Cambios en las Características físicas del ducto

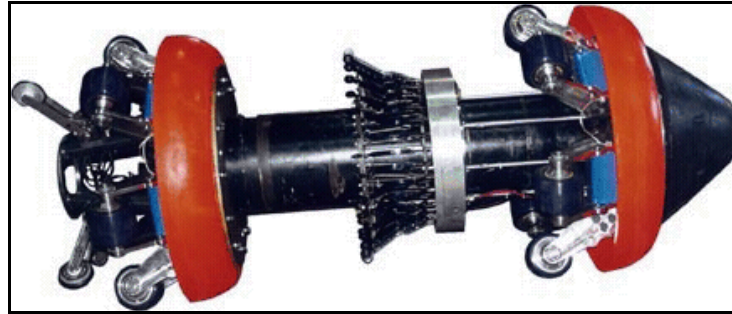


Figura 60.- Calibrador mecánico

II.5.4 Diablo geoposicionador

El diablo geoposicionador es un dispositivo mecánico electrónico que nos permite conocer la ubicación de la trayectoria del ducto en planta y perfil, mediante coordenadas geográficas, a través de un equipo de navegación inercial.

Equipo Geoposicionador. Dispositivo electrónico vinculado a satélites, capaz de establecer y ubicar coordenadas geográficas.

Un sistema de navegación de mapeo inercial avanzado (*Equipo Geoposicionador*), es una parte integral del diseño del diablo geoposicionador. Este sistema provee la información de inercia más exacta posible proporcionando la medida continua de la línea central del tubo en coordenadas, el radio de curva y deformaciones debido a la flexión. La información derivada de nuestro sistema de trazo de la tubería de inercia permite predecir o determinar los efectos de factores tales como establecimiento, inestabilidad del terreno, tirón de helada, hundimiento, variaciones de temperatura-presión, agitación y el impacto de la nueva construcción. Este sistema también le permite:

- Determinar planos en planta y perfil de la tubería
- determinar tubería doblada y/o vencida
- Realiza radios de alta precisión de la tubería en 3D
- Medidas de Radios de curvatura
- Realizar el ajuste para el análisis de los efectos
- Incorporan datos de la inspección en cualquier plataforma del software de los GIS (Geographic Information Systems)

Herramienta de Mapeo XYZ. Este equipo fue diseñado para determinar las coordenadas geográficas en tres dimensiones de los ductos usando una unidad de navegación inercial. La inercia geométrica del ducto puede monitorearse simultáneamente. Los resultados de la inspección incluyen información de la localización de los ductos en planos XYZ, representando elevación y distancia de vistas. Varios factores son medidos exactamente, computarizados y reportados: alineación del ducto, dirección y la orientación de curvas horizontales o verticales con respecto a un ángulo, radios, dirección y localización,

Las fallas como abolladuras, ovulaciones, aumentos y pérdida de metal pueden ser reportadas simultáneamente. Como resultado, las coordenadas exactas están asignadas para estas fallas como también para soldaduras e instalaciones. Deformaciones, curvas con esfuerzos y cálculos de movimientos de ductos pueden interpretarse. Los resultados son fáciles de procesar y representar mediante un software. EL resultado incluye mapas fotos de satélite de diferentes calidades los cuales son incluidos en el resultado.



Figura 61.- Diablo geoposicionador

II.5.5 Diablo Instrumentado

La Industria de Inspección de ductos cuenta con dos métodos de inspección principales³⁶:

- De Ultrasonido
- Fuga de Flujo Magnético

II.5.5.1 Diablo de Ultrasonido

Las herramientas ultrasónicas se basan en el principio de radiación mecánica en forma de pulsos u ondas de baja intensidad y alta frecuencia (Figura 62 y 63). Estos pulsos se pueden generar mediante accesorios electromecánicos llamados transductores (cristales piezoeléctricos) y transmitidos al ducto a través de un acoplante líquido o semisólido, agua, hidrocarburos líquidos, gelatinas, etc.

³⁶ www.roseninspection.net "Inspection Technologies» Julio 2002, p 26



Figura 62.- Tecnología de Ultrasonido

La tecnología de Ultrasonido tiene limitaciones de resolución o el diámetro del sensor es demasiado grande para detectar defectos muy estrechos o pequeños.

Esta tecnología de Ultrasonido puede ser usada en tuberías que transportan productos líquidos. En medios gaseosos se requiere de un acoplante. Para ambos casos el equipo deberá viajar a baja velocidad en el interior del ducto (<1.2 metros por segundo).

Proceso de Ensamble. En la [figura 63](#) se muestra el ensamblaje de un diablo instrumentado ultrasónico así como sus partes principales:

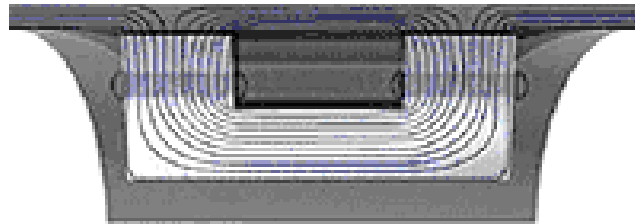


Figura 63.- Ensamblaje de Diablo Ultrasónico

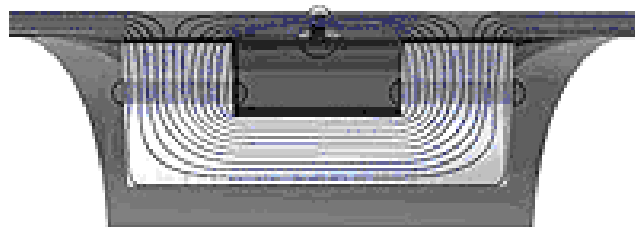
1. **Receptor / Transmisor de marcación.**
2. **Cuerpo de batería hermético.**
3. **Ruedas del odómetro.**
4. **Cuerpo hermético de acondicionamiento de datos.** Los datos ultrasónicos y auxiliares son comprimidos y dispuestos en la unidad microprocesador múltiple para ser almacenados en la cinta digital. La evaluación de los datos se lleva a cabo después de la corrida de prueba.
5. **Capas de poliuretano.**
6. **Cuerpo ultrasónico hermético.** El modulo electrónico de ultrasonido está dividido en 64 canales multiplexados. El flujo de datos es hasta de 400 kByte/seg.
7. **Conductos herméticos** para cada cable de sensor entrando a la cavidad de la herramienta.
8. **Transductores ultrasónicos herméticos**, instalados en el portador de sensores de poliuretano.
9. **Cables y tapones sellados a presión.**

II.5.5.2 Diablo de Fuga de Flujo Magnético (MFL)

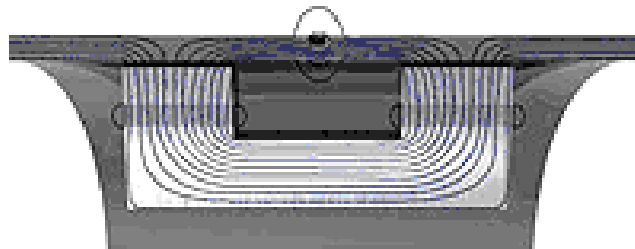
En el mercado existen diablos que se basan en tecnología de Fuga de Flujo Magnético (*MFL, Magnetic Flux Leakage*) y son diseñados para detectar y clasificar irregularidades en la pared del ducto. El Diablo MFL detecta todos los defectos que generan una alteración en el Campo Magnético inducido longitudinalmente (ver [figura 64](#)). Este normalmente es el caso de corrosión o picaduras tan pequeñas desde 1mm de profundidad y 20mm de longitud hasta cualquier corrosión de mayor tamaño y profundidad.



**Lineas de distribución del flujo,
sin defecto**



**Lineas de distribución del flujo,
con defecto interno**



**Lineas de distribución del flujo,
con defecto externo**

Figura 64.- Funcionamiento del diablo de Fuga de Flujo Magnético

Principio de Funcionamiento. La pared del tubo es magnetizada axialmente a un alto nivel de saturación utilizando magnetos permanentes de alto poder. Los niveles altos de magnetización son necesarios para diferenciar corrosión de otros tipos de defectos tales como puntos de endurecimiento, esfuerzos y deformaciones así como para minimizar los efectos de magnetización remanente y velocidad.

En un ducto sin defectos, el flujo magnético viaja sin interferencias a través de la pared. Si existe pérdida de metal interna o externa, se "fuga" el flujo magnético fuera de la pared del ducto y esto es gravado por sensores en su totalidad. El sistema de sensores diseñados electrónicamente y el armado prácticamente a mano de cada equipo, garantizan alta resolución y sensibilidad abarcando toda la circunferencia (360 grados). Los niveles de alta magnetización, mayores a 10kA/m, proporcionan mayor validación de los resultados.

Los sistemas se basan en tecnología magnética de la salida del flujo (MFL) y se diseñan para detectar y para clasificar exactamente irregularidades de la pared de la pipa. Cerdo de la detección de la corrosión (CDP) El CDP es nuestra herramienta de alta resolución de la inspección de MFL que utiliza la magnetización longitudinal de la pipa, y se optimiza para detectar y para medir exactamente anomalías de la tubería tales como corrosión, grietas de la autógena de la circunferencia, defectos del molino y otros. Herramienta axial de la detección del defecto (AFD) La magnetización longitudinal de la pipa tiene dificultades el detectar de características longitudinales estrechas. ROSEN ha desarrollado la tecnología transversal del flujo que induce el campo magnético en la dirección transversal, perpendicular al eje longitudinal de la tubería. Los defectos longitudinales estrechos pueden ahora ser detectados claramente y ser medidos exactamente. La tecnología de AFD, combinada con la tecnología del CDP, proporciona los últimos medios de detectar y de medir todas las características posibles de la tubería. Aquí del bajo EMAT, MFL ALTA RESOLUCIÓN de Insertar

II.5.6 Otros diablos

Cuando decimos otros diablos básicamente se habla de los arreglos que se hacen a los diablos estándares para llevar a cabo otras funciones complementarias que pueden ser sugeridas o solicitadas por los ingenieros especialistas en ductos. Algunas de estas funciones complementarias pueden ser las que se describen a continuación.

Diablo de Inspección con Cámara: Esta herramienta está limitada a la inspección de imperfecciones superficiales internas que se manifiestan mediante algún cambio en la superficie. Aunque las imágenes se pueden obtener solo en lugares con buena visibilidad por lo que la técnica está limitada a gases y líquidos limpios y claros, hay varias situaciones en que esta técnica de inspección visual es útil. El diablo utiliza una cámara de 35 mm con una luz estroboscópica y lentes de ángulos amplios.

II.6 INSPECCION DE DUCTO UTILIZANDO LA CORRIDA DE DIABLO³⁷

Se debe precisar en las bases técnicas, los principales tipos de anomalías que se buscan con el servicio por contratar de conformidad con la lista indicada en los incisos descritos abajo. La tecnología específica y las corridas suplementarias que se requieran para la inspección (de limpieza, de dimensionamiento ó de localización de los ductos).

Se debe verificar que las dimensiones de las trampas de envío y recibo de diablos sean adecuadas para realizar los trabajos con seguridad operativa.

El prestador de servicio de Inspección debe detectar las siguientes anomalías:

- a) **Pérdida de material base de la tubería, interna o externa, localizada**
- b) **Pérdida de material base de la tubería, interna o externa, generalizada**
- c) **Grietas**
- d) **Abolladuras**
- e) **Laminaciones**
- f) **Defectos de fabricación en la placa**
- g) **Instalaciones superficiales y sus accesorios**
- h) **Presencia de contactos metálicos**

El propósito fundamental de la inspección interior con equipo instrumentado en un ducto, consiste en detectar, localizar y cuantificar anomalías en la pared interna y externa por manufactura o servicio, así como las situaciones que presentan un riesgo potencial para la operación segura de la línea y para las personas que viven cerca de los D.D.V. donde están alojados los ductos.

³⁷ NRF-060-PEMEX-2006 "Inspección de ductos de transporte mediante equipos Instrumentados" Rev. 0, Septiembre 2006, Cap. 8, p 7 y ss

II.6.1 Limpieza antes de la corrida de inspección

Con el propósito de optimizar la calidad de los resultados y de conocer la factibilidad de una inspección interior de los ductos en operación con equipos instrumentados, se debe realizar una o varias corridas de limpieza mecánica ó de ser necesario se deben realizar una o varias corridas de limpieza con productos químicos. Estas corridas deben ser efectuadas por el contratista que realice la inspección ó mediante la contratación del servicio para la limpieza.

La limpieza de ductos no solo sirve para correr un Diablo Instrumentado adecuadamente, pues para que los inhibidores de corrosión puedan ser efectivos, se requiere que los ductos mantengan un nivel de limpieza interior aceptable, para lo cual es necesario establecer un programa de limpieza en forma periódica, en función de los productos contaminantes, que debe considerar en primera instancia, el trazo y perfil de los sistemas de ductos, instalaciones existentes superficiales y enterradas a lo largo de su trayectoria, cambios de dirección, espesores de pared de las líneas, condiciones operativas imperantes, trampas de diablos de envío y recibo.

Esta información permitirá programar con las herramientas adecuadas (**diablos de limpieza**), las corridas para realizar con efectividad la limpieza interior, lo cual influirá definitivamente para establecer un programa eficaz de inyección y monitoreo de inhibidores de corrosión.

No obstante que pudiese haber tuberías en buenas condiciones a las que nunca se les haya corrido dispositivos de limpieza desde su construcción, lo más probable es que la mayoría hayan tenido mantenimiento de alguna clase. Entre los objetivos principales de correr diablos de limpieza destacan los siguientes:

- Preparar la superficie interna del ducto para iniciar una corrida con diablo Instrumentado
- Eliminar residuos de sedimento, óxido, parafinas, humedad, contaminantes y bacterias entre otras sustancias.
- Controlar la calidad del fluido transportado
- Preparar la superficie interna del ducto para implementar y/o mejorar un programa de inyección de inhibidores
- Mantener la capacidad del ducto, debido a que los depósitos reducen el área interna de su sección transversal y afectan la eficiencia hidráulica del sistema.

La existencia de sedimentos como óxido o arena, favorecen la proliferación de bacterias y por tanto de la corrosión. La función principal de un diablo de limpieza es, remover los depósitos de la pared interna del ducto, desplazarlos y eliminarlos de su interior.

Se debe tener cuidado de recibir en recipientes adecuados los residuos desplazados por la limpieza interior en ductos con diablos, a fin de que sean analizados en un laboratorio especializado, y se asegure que los resultados obtenidos reflejen con certeza, la situación que priva en el interior de los ductos.

De los análisis de laboratorio, es posible inferir los fenómenos que se suscitan en el interior de los ductos de transporte, como puede ser la presencia de humedad, sulfuro de hierro, óxidos de hierro, crecimiento de bacterias, metales pesados y/o bentonita entre otros materiales, y estar en posibilidad de tomar las medidas correctivas necesarias.

En cualquier caso, cuando sean requeridas en las bases de licitación, las corridas de limpieza deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Los diablos a utilizar para llevar a cabo la limpieza interna de los ductos se deben seleccionar de acuerdo al tipo de producto que manejen éstos.
- b) El prestador de servicio debe proporcionar el equipo de limpieza, incluyendo los elementos necesarios de limpieza e impulso a utilizar (diablo), instrumentación para su localización considerando las condiciones operativas (presión y flujo), longitud del tramo del ducto, mismos que deben tener la aprobación técnica por parte del encargado del sistema de ductos.
- c) Ambas partes tanto el prestador de servicio como el encargado del sistema de ductos, determinaran el número de corridas de limpieza necesarias para lograr un grado de limpieza que garantice las corrida del equipo instrumentado, considerando el volumen de sedimentos, tipo, turbidez, arrojados desde la primera corrida.

II.6.2 Corridas para determinar la ubicación de ductos

Cuando sea especificado en las bases de licitación, el contratista debe realizar corridas para ubicar la trayectoria de los ductos por medio de equipo geoposicionador satelital. Este equipo proporciona datos relacionados con la trayectoria del ducto en tres dimensiones, en planta y perfil, presencia de curvas verticales y horizontales; coordenadas GPS de los puntos de control colocados sobre la trayectoria, coordenadas GPS de las instalaciones superficiales, coordenadas GPS a cada soldadura transversal y coordenadas GPS de las anomalías detectadas por el equipo instrumentado.

II.6.3 Corridas de Inspección

Las corridas de inspección deben efectuarse, tan pronto como sea posible, a la terminación de la corrida de limpieza, de conformidad con los requisitos de los equipos.

II.6.3.1 Tecnologías permitidas

Sólo las tecnologías indicadas a continuación están permitidas para la realización de las inspecciones requeridas por esta Norma.

- a) **Fuga de flujo magnético**, (resolución estándar, alta resolución y flujo transversal)
- b) **Ultrasonido** (haz recto y haz angular)

II.6.3.2 Criterios de selección de equipos.

Fuga de Flujo Magnético

a) Fuga de Flujo Magnético (resolución estándar) MFL (SR). Detección limitada de pérdidas metálicas, no discrimina entre posición interna o externa, detecta envolventes metálicas y solapas, detección limitada en defectos relativos a la fabricación del tubo (laminación o inclusión), detección limitada en defectos tipo abolladura (confiabilidad reducida), detecta la presencia de soldadura transversal, presencia de contactos metálicos, accesorios de instalaciones superficiales.

Se utiliza en ductos que transportan hidrocarburos líquidos o gaseosos

b) Fuga de Flujo Magnético (alta resolución) MFL (HR). Detecta y diferencia entre pérdida metálica interna y externa, detecta y dimensiona fisura circunferencial (probabilidad reducida de detección en grietas delgadas), abolladuras (detecta y dimensiona con reducida confiabilidad), detección de arrugas (no confiable), detecta y dimensiona arrancaduras, detección limitada en defectos de fabricación del tubo (laminación o inclusión), detecta envolventes, solapas, presencia de soldadura transversal, presencia de accesorios de instalaciones superficiales, presencia de contactos metálicos, presencia de encamisados a la línea regular.

Se utiliza en ductos que transportan hidrocarburos líquidos o gaseosos.

c) Fuga de Flujo magnético transversal (MFL-TRANSVERSE). Detecta y diferencia entre pérdida metálica interna y externa, detecta y dimensiona corrosión axial de extensión reducida, detecta y dimensiona; grietas y defectos axiales estrechos, esfuerzo de rotura por corrosión, esfuerzo de fatiga, defectos en soldadura longitudinal, falta de fusión o fusión incompleta, puntos de fractura, grietas asociadas a la corrosión bajo tensión (stress corrosión cracking), detecta envolventes y solapas adosadas al tubo, presencia de soldadura transversal, contactos metálicos, se obtiene información concisa de la anomalías existentes en el flujo transversal pero se pierde precisión en información de la anomalías existentes en el sentido longitudinal.

Se puede usar en ductos que transportan hidrocarburos líquidos o gaseosos.

Ultrasonido

a) Haz recto. Detecta y dimensiona corrosión interna y externa, corrosión axial de extensión reducida, arrancaduras, laminación, inclusiones no metálicas abolladuras, alabeo, torcedura si están en posición circunferencial, envolventes solo las que están directamente soldadas al ducto, defectos relativos a la fabricación del tubo. Medición de espesores en forma directa, defectos adyacentes a soldadura, presencia de soldadura transversal y longitudinal, presencia de accesorios de instalaciones superficiales, detecta cambio de espesores. Tecnología utilizada únicamente en ambiente líquido o en ductos que transportan gas, mediante un acoplante líquido.

b) Haz angular. Detecta y dimensiona corrosión interna y externa, corrosión axial de extensión reducida, grietas y defectos axiales estrechos, esfuerzo de rotura por corrosión, esfuerzos de fatiga, defectos en soldadura longitudinal, fusión incompleta, falta de fusión, fisuras circunferencial, grietas, defectos longitudinales, colonias de agrietamientos asociadas al stress corrosión cracking, (corrosión bajo tensión), detecta abolladuras, alabeo torcedura si están en posición circunferencial, envolventes solo las que están directamente soldadas al ducto, defectos relativos a la fabricación del tubo, medición de espesores, se obtiene información concisa de la anomalías existentes en el flujo transversal pero se pierde precisión en información de la anomalías existentes en el sentido longitudinal.

Tecnología utilizada únicamente en ambiente líquido o en ductos que transportan gas, mediante un acoplante líquido.

II.6.3.3 Requisitos para los equipos

Desplazamiento. Deben tener la capacidad para desplazarse en los ductos con los productos transportados en ellos y las configuraciones existentes (dobles, omegas, codos y deformaciones con una restricción máxima del 10% del diámetro nominal del ducto, por mencionar algunos.)

Localización. Deben disponer de un sistema de localización (emisor/receptor autónomo) con durabilidad mayor al tiempo que se estima para la corrida de diablo.

Capacidad. Tener capacidad para cubrir la circunferencia interna del ducto y de inspeccionar toda la trayectoria del mismo.

Inspección. Los equipos de inspección deben tener la capacidad de detección y grabación de las imperfecciones previstas en las bases de la licitación y operar satisfactoriamente dentro de los parámetros establecidos en el numeral 8.4.3.5., de acuerdo a la capacidad de la tecnología empleada y operar satisfactoriamente en un rango de velocidad, para flujo magnético entre 0.2 m/s. y 5 m/s. y para el ultrasonido entre 0.2 m/s y 2.0 m/s. El prestador de servicios debe contar con reguladores de velocidad cuando los rangos anteriores no puedan ser cumplidos.

Precisión. La precisión mínima requerida para los equipos propuestos por el contratista.

- **Equipo de flujo magnético de resolución estándar, VER TABLA 17**
- **Equipo de flujo magnético de alta resolución, VER TABLA 18**
- **Equipo de flujo magnético transversal, VER TABLA 19**
- **Equipo de ultrasonido con haz recto, VER TABLA 20**
- **Equipo de ultrasonido con haz angular, VER TABLA 21**
- **Equipo Geómetra, VER TABLA 22**
- **Equipo Geoposicionamiento, VER TABLA 23**

Equipos de inspección por fuga de flujo magnético de resolución estándar, utilizados en la obtención de daños provocados por corrosión:

Corrosión puntual tan pequeñas como 3t x 3t		
Tamaño	Profundidad	Precisión
t x t	0.4 t	0.2 t
2t x 2t	0.3 t	0.15 t
3t x 3t	0.2t	0.1 t
Corrosión generalizada tan larga como 3t x 3t		
3t x 3t	0.2t	0.1t
Máxima velocidad de operación; 5 m/seg.		Óptima velocidad de operación: 1-3 m/seg.
Radio mínimo en curvas	3 D	

Tabla 17.- Flujo magnético de resolución estándar

Equipos de inspección por fuga de flujo magnético de alta resolución, utilizados en la obtención de datos para estudios de integridad:

Corrosión puntual área 2tx2t	Tubería ERW (con costura)	sin costura
Profundidad mínima (posibilidad de detección 90%)	0.18t	0.23 t
Profundidad exacta (80% confiable)	+/- 0.15 t	+/-0.15t
Superficie mínima	0.5t + 5 mm	0.5t + 5 mm
Precisión en longitud	+/- 10 mm	+/- 10 mm
Precisión en ancho	+/- 25 mm	+/- 25 mm
Corrosión generalizada, en área de 4tx4t	Tubería ERW (con costura)	sin costura
Profundidad mínima (posibilidad de detección 90%)	0.14 t	0.18 t
Profundidad exacta (80% confiable)	+/-0.15t	+/-0.15 t
Precisión en longitud	+/- 20 mm	+/- 20 mm
Precisión en ancho	+/- 25 mm	+/- 25 mm

Arrancaduras	Tubería con costura		Tubería sin costura	
Ancho > 1t ó 7 mm	Axial	Circunferencial	Axial	Circunferencial
Profundidad mínima (POD 90%)	0.08 t	0.05 t	0.23t	0.18 t
Precisión profundidad (80% Confiable)	+0.1t/-0.15t	-0.1t/+0.15t	+0.15t/-0.2t	-0.15t/+0.02t
Precisión longitudinal	+/- 20 mm	+/- 20 mm	+/- 20 mm	+/- 20 mm
Precisión ancho	+/- 25 mm	+/- 25 mm	+/- 25 mm	+/- 25 mm
Espesor de pared para inspección completa	Superior a 8.4 mm			4.1 mm mín.
Localización de defectos:				
Precisión posición axial	+/- 1 %			
Distancia a soldadura de referencia	0.1 m			
Precisión posición circunferencial	+/- 5°			
Rango de velocidad	0.2 – 5 m/seg.			
Corrosión generalizada, en área de 4tx4t	Tubería ERW (con costura)		sin costura	
Profundidad mínima (posibilidad de detección 90%)	0.05 t		0.09 t	
Profundidad exacta (80% confiable)	+/-0.1 t		+/-0.1 t	
Precisión en longitud	+/- 20 mm		+/- 20 mm	
Precisión en ancho	+/- 20 mm		+/- 20 mm	
Arrancaduras	Tubería con costura		Tubería sin costura	
Ancho > 1t ó 7 mm	Axial	Circunferencial	Axial	Circunferencial

Profundidad mínima (POD 90%)	0.08 t	0.05 t	0.13 t	0.09 t
Precisión Profundidad (80% Confiable)	+0.1t / -0.15t	-0.1t / +0.15t	+0.1t/-0.15t	-0.1t/+0.15t
Precisión longitudinal	+/- 20 mm	+/- 20 mm	+/- 20 mm	+/- 20 mm
Precisión ancho	+/- 25 mm	+/- 25 mm	+/- 25 mm	+/- 25 mm
Espesor de pared para inspección completa (12" DN)	Mayor a 19.2 mm			5 mm mínimo
Espesor de pared para inspección completa (56" DN)	Mayor a 22.6 mm			13mm mínimo
Localización de defectos:				
Precisión posición axial	+/- 1 %			
Distancia a soldadura de referencia	0.1 m			
Precisión posición circunferencial	+/- 5°			
Rango de velocidad	0.2 – 5 m/s.			

Tabla 18.- Flujo magnético de alta resolución

Equipos de inspección por fuga de flujo magnético transversal, utilizados para la detección de agrietamientos por corrosión bajo esfuerzo:

Diámetro nominal de la herramienta	12" – 36"	
Inspección de las juntas soldadas		
Características reportadas	Defectos de fabricación, grietas en la soldadura continua, grietas dentro de 2 pulgadas de la soldadura	
Características de detección, más de 50 mm. de largo	Profundidad mínima 0.25 t	
Características de detección de 25 a 50 mm. de largo	Profundidad mínima 0.5 t	
Precisión de dimensionado	Profundidad + / - 0.2 t	
	Longitud 1 pulgada (25 mm)	
	Ancho de las grietas AE 0.004 pulgadas, (0.1 mm.) mínimo	
Inspección de pérdida de metal en el cuerpo del ducto		
Características reportadas	Pérdida de metal axial	
	Abolladuras	
	Ranuras	
	Daños ocasionados por terceros	
Precisión de dimensionado (de más de 3 t de largo)	Profundidad mínima 0.2 t	
Precisión de dimensionado (de menos de 3 t de largo)	Profundidad mínima 0.4 t	
Dimensionado, características detectadas	Exactitud de la profundidad + / - 0.15 t	
	Largo > 3 t Exactitud del largo + / - 0.8 pulg. (20mm)	
	Largo < 3 t Exactitud del largo + / - 0.4 pulg. (10mm)	
Anchura de pérdida de metal mínima	< 7 mm. (aún no precisa)	
Exactitud de localización:		
	Axial	0.20 m. desde la soldadura de referencia.
	Circunferencial	+ / - 5°
Especificaciones de operación		
Producto	Líquido y gas	
Alcance activo (varía con el tamaño de la herramienta)	150 km.(12" DN) a 100 km.(30" DN)	
Rango de velocidad	0.4 a 11 mph (0.2 a 5 m/s)	
Temperatura de operación	De 0 a 40 °C	
Presión máxima	220 bar	
Radio de curvatura mínimo	3 D	
Espesor de la pared para inspección completa	Hasta 0.5 pulg. / 13 mm para 12" DN	
	Hasta 0.6 pulg. / 15 mm para 30" DN	

Tabla 19.- Flujo magnético transversal

Equipos de inspección por medio de ultrasonido con haz recto, utilizado para la obtención de datos para estudios de integridad y control de la velocidad de corrosión:

Radio de curvatura mínimo	1.5 x D / 90°
Máxima presión permisible	120 bar
Rango de temperatura permisible	0° C hasta + 40° C
Frecuencia del pulso de ultrasonido	De 2 a 5 MHz
Frecuencia de repetición de pulsos (FRP)	Hasta 600 Hz
Resolución en la medición del espesor de pared	0.2 mm
Precisión en la evaluación del espesor remanente	+/- 0.5 mm
Resolución circunferencial	+ / - 5° (0.3 pulg. / 8 mm.)
Resolución longitudinal	2.8 mm (a 0.85 m/s)
Precisión en la ubicación axial de defectos	+/- 0.2 m (desde soldadura de referencia)
Velocidad del equipo	0.2 a 2.0 m/s.

Tabla 20.- Ultrasonido con Haz recto

Equipos de inspección por ultrasonido con haz angular, utilizado para la detección de agrietamientos por corrosión bajo esfuerzo:

Diámetro nominal de la herramienta	22" a 56" D.N.
Cobertura de la pared	100% (soldadura longitudinal y material base)
Alcance activo (varía con el tamaño de la herramienta)	Hasta 155 millas (250 km.)
Longitud mínima del defecto	1.1 pulg. 30 mm a una velocidad de 0.2 m/s
	2.2 pulg. 60 mm a una velocidad de 2 m/s
Profundidad mínima del defecto	1 mm
Precisión de localización Axial	+ / - 7, 8 pulg. + / - 20 cm. Con respecto a la junta soldada de referencia
Precisión de localización Circunferencial	+ / - 5°

Tabla 21.- Ultrasonido con Haz angular

Equipo de dimensionamiento geometra instrumentado. Utilizado para conocer la sección interior del ducto; normalmente se utiliza con antelación al equipo instrumentado para evitar daños a éste y es conveniente utilizarlo además al término de la construcción del mismo.

Claro mínimo detectable	75% del diámetro nominal
Radio de curvatura mínimo	R = 3D
Sensibilidad de medición	Longitud de abolladuras: 0.5% ó 2 mm.
	Soldadura circunferencial: 0.3% ó 2 mm.
	Ovalidad: 0.5% ó 2 mm.
Clasificación de radios de curvatura	1.5D, 3D, 5D, > 5D
Clasificación de grados de curvatura	15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90°
Velocidad recomendable	1 a 2 m/s.
Fluido de operación	Líquidos o gaseosos
Abolladura y rasgo (tamaño y profundidad)	+/- 2.5 mm
Orientación de abolladuras y rasgos	+/- 2 °
Distancia entre soldaduras	+/- 2.0 cm

Tabla 22.- Equipo Geometra

Equipo de localización por geoposicionamiento satelital, utilizado para la localización de la trayectoria del ducto en tres dimensiones, proporciona coordenadas GPS a cada soldadura de la línea y de sus instalaciones superficiales, incluyendo coordenadas GPS en las anomalías detectadas:

Exactitud de la investigación	1: 2,000 (x,y,z)
Distancia de soldadura a soldadura	+/- 2.0 cm
Detección de curvatura	+/- 0.02 % tensión
Abolladura y rasgo (tamaño y profundidad)	+/- 2.5 mm
Orientación de abolladuras y rasgos	+/- 2°
Ovalidad	+/- 2.5 mm
Velocidad del flujo	3 a 5 m/s.
Radio de curvatura mínimo	3 D

Tabla 23.- Equipo de Geoposicionamiento

II.6.3.4 Requerimientos en el desarrollo de las corridas

Procedimientos. Las actividades de corridas de diablos, calibración de equipo y evaluación de resultados obtenidos, deben realizarse con procedimientos escritos, propios del prestador de servicio y acordes a las normas de seguridad y requerimientos aplicables. La calibración de los instrumentos y equipos de detección deben estar certificados por un organismo acreditado por la entidad mexicana de acreditación (EMA) y aprobados por el administrador. La calibración de los equipos debe tener trazabilidad y contar con un informe emitido por un laboratorio certificado y de acuerdo a lo siguiente:

Capacidad. Verificar previo a las actividades que a continuación se describen, que se disponga del *volumen suficiente* de producto para efectuar las diferentes corridas.

Deformaciones en el ducto. Si durante la corrida de limpieza se detectan *condiciones que puedan obstaculizar* la realización de las inspecciones con equipo instrumentado (deformaciones en la geometría del ducto provocado por; derrumbes, inundaciones, explotación de bancos de material cercanos al derecho de vía), el contratista en conjunto con el operador deben analizar la conveniencia de realizar corridas con diablo geómetra.

Transporte del diablo. El contratista debe *transportar los equipos de inspección* hasta la trampa de envío en que se debe iniciar el trabajo, con anticipación de 2 horas al pateo programado. Con equipos de maniobras adecuado y personal calificado realizará las maniobras para colocar el equipo en rampa de lanzamiento. Se debe verificar la instrumentación del equipo y debe realizar las actividades previas al lanzamiento de acuerdo con sus procedimientos. Se debe verificar que las condiciones de seguridad sean adecuadas.

Certificados. Antes de la corridas de inspección, geómetra o de geoposicionamiento, el contratista debe confirmar con el personal que está supervisando, que la calibración de los equipos cumple con las tolerancias requeridas en las tablas de **precisión**. El contratista debe entregar los documentos siguientes como se describe:

1.- Certificado vigente de calificación del personal que realiza la evaluación de los resultados de inspección de equipo:

- a) Si se usa equipo de ultrasonido en la corrida, el certificado debe ser emitido por el contratista que realiza la actividad de inspección con base en la calificación obtenida por el personal de conformidad con la práctica recomendada ASNT-TC-1A- Ed. ó normativa equivalente, como Nivel II, mínimo.
- b) En el caso de equipos de flujo magnético y otros equipos (de localización, limpieza y dimensionamiento), ésta certificación debe emitirse con base en la calificación otorgada por el fabricante de equipo o propietario de la tecnología indicando su nivel de competencia.

2.- Certificado vigente de los patrones de calibración que se usen expedido por el organismo de control de metrología nacional o equivalente.

3.- Registros interno de calibración vigente de los instrumentos y equipos que se usen durante la inspección, limpieza ó localización, que muestre cumplimiento con los parámetros indicados en las Tablas **17** a **21**.

El contratista debe incluir estos certificados en su propuesta técnica.

Introducción del diablo. El personal que supervise la corrida debe realizar las maniobras operativas necesarias para la apertura de la cubeta de lanzamiento de acuerdo a los procedimientos que cada área tiene para este tipo de actividades. Una vez que las condiciones de seguridad sean verificadas, se indicará al contratista que emboquille su equipo.

Pateo y recibo. Las actividades para el pateo y recibo del diablo deben ser realizadas por personal encargado de la operación del ducto, atendiendo las recomendaciones del contratista. En forma mancomunada se debe llevar a cabo el seguimiento a la corrida del equipo, verificando su paso en las instalaciones principales y sondeos previstos para esta actividad.

Monitoreo. Para el caso de ductos terrestres, el contratista debe proporcionar y colocar en puntos conocidos sobre la superficie y trayectoria del ducto, los indicadores superficiales de posición (bobinas, imanes ó cajas marcadoras) que permiten el registro de su presencia durante una corrida de diablo y deben servir para correlacionar su posición con el registro realizado por los equipos instrumentados. En ductos marinos se deben instalar juntas de referencia a cada km, para la ubicación de las anomalías detectadas por el diablo instrumentado y a la vez conocer la ubicación del equipo durante la corrida, este requerimiento debe ser especificado en las Bases de Licitación, en caso de requerirse.

Comprobación de datos. Al término de la corrida y una vez que el equipo esté fuera de la cubeta de la trampa, el contratista debe verificar en campo que la obtención de los datos haya sido adecuada, para considerar que la corrida se hizo con eficiencia; en caso contrario, debe indicar al personal que estas supervisando, la necesidad de realizar otra corrida. Las corridas con equipo instrumentado subsecuentes a la prevista y que se realicen por causas imputables al contratista, se deben hacer a solicitud expresa de éste y los gastos inherentes serán con cargo al mismo.

II.6.3.5 Evaluación de resultados

De las corridas de limpieza. El contratista debe analizar los resultados de la corrida de limpieza con base en los parámetros proporcionados por el administrador del ducto.

De las corridas de inspección. El contratista debe hacer una evaluación de los resultados obtenidos en la corrida de inspección y con lo cual debe confirmar que las tolerancias se cumplen, así mismo representará en forma grafica, tabular ó como mejor convenga, las imperfecciones detectadas en comparación con los niveles de severidad indicados. El administrador del ducto seleccionará tres anomalías, (de preferencia aquellas que representen mayor riesgo a la operación del ducto) para realizar una verificación y calificación de las precisiones encontradas en campo, estas actividades se deben prolongar hasta que los resultados obtenidos en campo se encuentren dentro de las tolerancias permitidas originalmente.

Durante la ejecución de los trabajos de verificación, el contratista deberá tener en forma permanente el personal y el equipo de prueba no destructiva; el equipo debe tener su certificado de calibración vigente expedido por el Sistema Nacional de Calibración de la Dirección General de Normas (DGN), de la Secretaria de Economía (SE), o por alguna organización internacional acreditada (p. ej. ASTM).

El administrador del ducto y el contratista en forma conjunta, deberán efectuar las verificaciones de la información obtenida de la corrida de Inspección. El contratista debe elaborar el reporte de las verificaciones efectuadas y será firmado por el técnico de ambas partes.

Una vez realizada la verificación de las anomalías seleccionadas de acuerdo a la evaluación de resultados *de las corridas de inspección* y habiendo efectuado las correcciones en su caso, y si los resultados cumplen con los parámetros preestablecidos, se debe autorizar la elaboración del reporte final de conformidad con el siguiente punto de este manual.

II.6.3.6 Informes y documentación

Generalidades

El contratista debe presentar informes de los resultados de las corridas conforme a lo siguiente:

- El informe preliminar y el informe final que incluya la memoria descriptiva de los trabajos realizados, deben ser por escrito y en archivo electrónico en idioma español.
- El contratista deberá presentar un listado en formato Excel, que incluya en forma ordenada y sucesiva todos los registros con referencia al odómetro del equipo.
- El contratista deberá entregar un programa (software) el cual deberá incluir los datos recabados en forma de "base de datos" y que contenga todas las anomalías, que permita filtrar ó seleccionar la información para producir gráficas de distribución y la MAOP.
- Los informes del contratista respecto a los resultados de las corridas mencionadas en esta Norma, deben estar avalados por medio de la firma de un técnico analista especialista responsable al servicio de la propia empresa, mismo que debe contar con la certificación correspondiente.

Para las corridas de limpieza.

El contratista debe generar un informe escrito de las condiciones de la línea. Este informe debe incluir los datos siguientes:

1. Los cambios de régimen de bombeo
2. Incrementos o cambios de presión operativa, en coordinación con personal que opera el ducto
3. Paros
4. Velocidad promedio en el recorrido
5. Tiempo real transcurrido de inicio a término
6. Condiciones obtenidas al recibo del diablo a la apertura de la cubeta
7. Cantidad de sedimento
8. Materiales ajenos
9. Turbiedad del producto
10. Estado de las copas y discos
11. Desgaste
12. Daños físicos

Para las corridas de inspección.

El contratista debe generar un informe respecto a la tecnología utilizada, como aplique, y debe considerar los siguientes datos:

Para la imperfección.

1. Número consecutivo del registro.
2. Localización: Distancia relativa a una junta soldada, desde el origen (trampa de lanzamiento) y orientación)
3. Caracterización (Internas, externa, grieta, pérdida de material, daño mecánico, abolladura, por mencionar algunos)
4. Sus 3 dimensiones (largo, ancho y profundidad).

Generalidades.

1. Número consecutivo de cada soldadura.
2. Espesores en cada segmento y los incluya en el reporte final.
3. Tipo de dato (pérdida de metal, válvulas, defectos de fabricación, cambios de espesor, tomas, reparaciones, envoltentes, entre otras.)
4. Máxima presión de operación recomendada, de acuerdo al espesor remanente de la tubería, considerando la falla más crítica, según el anexo "G" "Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída" de la **Norma NRF-030-PEMEX -2003**, vigente. (Ver **figura 24** de este manual).
5. Gráficas de anomalías detectadas

6. Grafica relacionando la distribución de anomalías por pérdida de metal dentro de un carrete seleccionado permitiendo determinar la interacción de daños que incrementen el factor estimado de reparación.
7. Clasificadas por diagnóstico de presión.
8. Resumen de anomalías clasificándolas de acuerdo al siguiente criterio. Dependiendo de la profundidad de cada una de ellas con respecto al espesor de pared del tramo de tubería que la contiene:
 - Defectos con profundidad menor al 20% del espesor de pared
 - Defectos mayores o iguales al 20% pero menores al 40%
 - Defectos mayores o iguales al 40% pero menores al 60%
 - Defectos mayores o iguales al 60% pero menores al 80%, defectos mayores o iguales al 80%.
9. Resumen de la siguiente información:
 - Abolladuras
 - Cambios de espesores en toda la línea
 - Desalineamientos de juntas soldadas
 - Ubicación horaria de la soldadura longitudinal
 - Ubicación horaria del inicio y terminación de soldadura helicoidal
 - Envolvertes soldadas
 - Reporte de objetos metálicos en contacto o cercanos al ducto
 - Parches soldados
 - Puntos de referencia y ubicación
 - Puntos considerados con esfuerzo curvaturas
 - Inclusiones
 - Laminaciones (en plano no inclinado, en plano inclinado, abultada, con conexión a las superficies), entre otras.

II.6.3.7 Seguridad Industrial y Protección Ambiental

El residente de obra del administrador del ducto y el superintendente del contratista responsable de la inspección de ductos mediante equipos instrumentados, deben cumplir con las medidas de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente correspondientes al procedimiento de “trabajos con riesgo” que establece el administrador.

Se debe especificar en las bases de licitación quien realizará (el administrador o el contratista) la disposición final que se le deba dar a los líquidos, sedimentos, depósitos e impurezas y demás residuos removidos durante las corridas de diablos, de acuerdo a los procedimientos operativos del administrador del ducto.

CAPITULO III:

ANALISIS Y REHABILITACION DE FALLAS

El proceso por el cual se toman decisiones sobre en qué sitios se debe excavar, que secciones de la tubería se reparan o reemplazan y que método de rehabilitación es el adecuado, es complejo. Las excavaciones, reparaciones o sustituciones a veces son innecesarias debido al conservadurismo excesivo en los criterios de decisión y el proceso de reparación. Si se logra que los criterios de decisión tengan el mínimo exceso de conservadurismo, se puede tener importantes beneficios económicos positivos para los operadores de los ductos.

Clock Spring
NCF Industries Inc., Houston Texas



III.1 ANÁLISIS DE FALLAS

PEMEX gasta millones de pesos anuales para realizar una inspección en un ducto que transporta hidrocarburo, la excavación de la posible corrosión y la reparación o reemplazo de partes dañadas de la tubería inspeccionada. Nuevos métodos para evaluar la integridad de la tubería corroída y para la reparación de defectos de corrosión se han desarrollado en los últimos años para ayudar en el control de estos costos.

El proceso por el cual se toman decisiones sobre en qué sitios se debe excavar, que secciones de la tubería se reparan o reemplazan y que método de rehabilitación es el adecuado, es complejo. Las excavaciones, reparaciones o sustituciones a veces son innecesarias debido al conservadurismo excesivo en los criterios de decisión y el proceso de reparación. Si se logra que los criterios de decisión tengan el mínimo exceso de conservadurismo, se puede tener importantes beneficios económicos positivos para los operadores de los ductos.

A continuación se presenta una visión general de los métodos tecnológicos recientes en relación con el proceso de decisión para evaluar la integridad de la tubería que contiene defectos de corrosión y la selección de los métodos adecuados para su reparación.

III.1.1 Clasificación e identificación de fallas

Se deben identificar, dimensionar y evaluar los defectos detectados por equipo instrumentado o por cualquier otro medio. Las imperfecciones o defectos más comunes en ductos de transporte de hidrocarburos son enlistados en la **Tabla 8** Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas ubicada en el **Capítulo II** de este manual.

III.1.2 Criterios para la evaluación de laminaciones³⁸

Las laminaciones en ductos de transporte de hidrocarburos son discontinuidades de tipo planar, paralelas a la pared del tubo y que normalmente son consideradas como defectos. La especificación **ASME B31.4** las cataloga como rechazables si sus dimensiones son mayores de 12 pulgadas, sin embargo, la experiencia práctica ha demostrado que los ductos poseen, y de hecho han operado durante años con laminaciones de mayor tamaño, lo que sugiere que los márgenes de tolerancia de este tipo de defectos establecidos en las normas y códigos de referencia usuales pueden ser demasiado conservadores.

Normalmente, las laminaciones son dictaminadas como defectos severos y los tramos de ducto que las contienen se programan para reparación mediante *la instalación de camisas o por reemplazo de la tubería*. Esto se hace aún sin conocer el efecto de este tipo de defectos en la resistencia residual del ducto, porque no existen criterios cuantitativos para su evaluación y ni un análisis del comportamiento mecánico para seleccionar el tipo de envolvente adecuado, cuando la reparación se realiza con esta técnica.

Actualmente, los grandes avances en la calidad y sensibilidad de las inspecciones con diablos instrumentados han llevado a un incremento notable en la cantidad de laminaciones detectadas en ductos inspeccionados en servicio. Esto se debe a que durante la fabricación de las tuberías, solo se inspeccionan al 100% las uniones soldadas, mientras que el cuerpo de tubo es inspeccionado solo parcialmente haciendo que muchos tubos lleguen al campo con laminaciones en su interior. Por otra parte la falta de una especificación de acero para servicio amargo, motivó que en el pasado, muchos ductos se construyeran de aceros susceptibles al agrietamiento inducido por hidrogeno, que produce laminaciones.

Como los diablos instrumentados de alta resolución realizan una inspección al 100% del cuerpo del tubo, las laminaciones, de fabricación o por servicio que antes no eran detectadas, ahora lo son.

Dada la gran cantidad de tramos con laminaciones reportados en duelos de conducción de hidrocarburos que son inspeccionados con herramientas de alta resolución y debido al costo elevado y riesgo que implica la reparación o reemplazo de estos, es necesario establecer criterios cuantitativos para evaluar la severidad de laminaciones y con base en esto, determinar si realmente representan un riesgo que justifique una acción correctiva.

³⁸ J. L. González, J. M. Hallen, R. Ramírez, F. Hernández Lagos, "Criterios de Evaluación de laminaciones en tubería de conducción de hidrocarburos" Revista Ductos 2000, No. 19, Año 3, Mayo-Junio 2000, pág. 9 y ss

III.1.2.1 Tipos de laminaciones

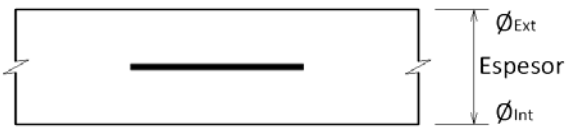
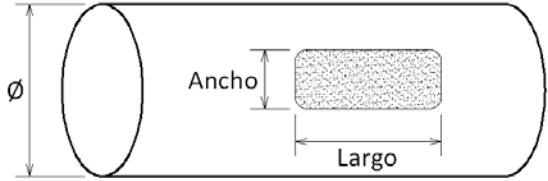
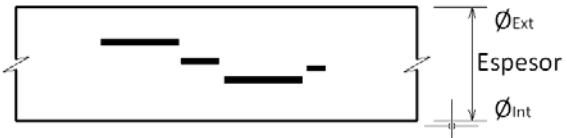
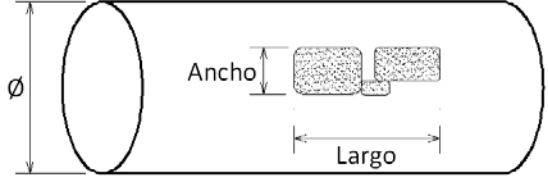
Las laminaciones pueden presentarse de varias formas y tamaños en una tubería y tienen una influencia variada sobre la integridad mecánica, que puede ser desde completamente inocuas, hasta muy severas. La severidad de una laminación depende básicamente de sus características físicas, por lo tanto, es importante clasificarla correctamente como primer paso para hacer una evaluación de su severidad. La identificación de las laminaciones se hace por su forma, localización y origen. La tabla 42 presenta esta clasificación.

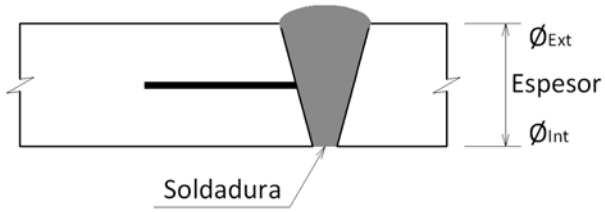
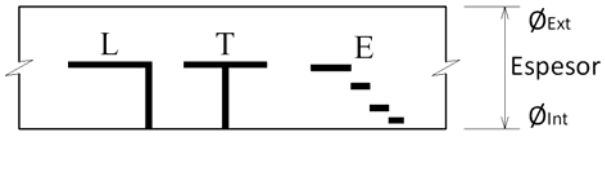
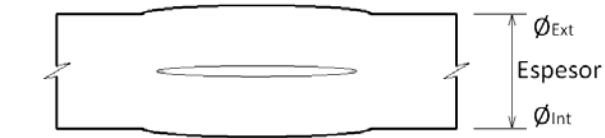
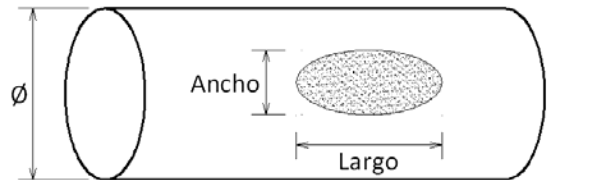
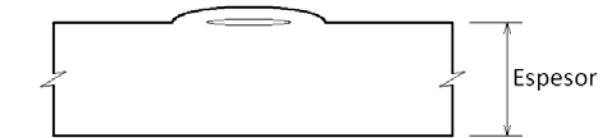
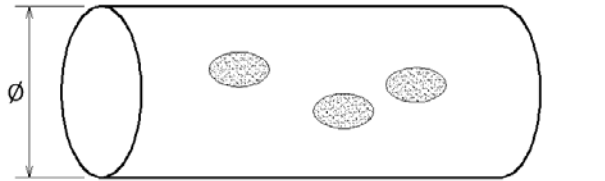
POR FORMA	POR LOCALIZACIÓN	POR ORIGEN
<ul style="list-style-type: none"> • Planas simples • Discontinuas • Escalonadas • Inclínadas • Abultadas o Ampolladas 	<ul style="list-style-type: none"> • Aisladas • Conectadas a soldaduras • Conectadas a la superficie • Combinadas con otros defectos 	<ul style="list-style-type: none"> • De Manufactura, que a su vez son: <ul style="list-style-type: none"> ○ De rolado ○ Bandas de inclusiones ○ Traslapes • De servicio, causada por absorción de hidrogeno

Tabla 24.- Clasificación de laminaciones

La Tabla 43, muestra una representación esquemática de las laminaciones más comúnmente encontradas en ductos, junto con sus características principales. Debe recordarse que las laminaciones son formadas por el servicio o por fabricación, por lo que es muy probable que más de un tramo de tubería esté laminado, si previamente se ha detectado su presencia.

Si la laminación es de manufactura, es posible que un lote completo de tubo presente el defecto, mientras que si son generadas por servicio, la probabilidad de que el daño en la tubería sea general es alta, dado que se tiene el mismo ambiente y la misma especificación de material en todo el ducto.

TIPO	FORMAS	CARACTERÍSTICAS
Simple	<p>VISTA DE PERFIL</p>  <p>VISTA DE PLANTA</p> 	<p>Pueden ser de rolado o inducidas por hidrogeno. Las de rolado son más largas y menos anchas que las de AIH.</p> <p>Las laminaciones por AIH son más rectangulares y pueden ser discontinuas y con escalonamiento.</p> <p>Se pierde el reflejo de pared posterior en una inspección UT</p>
Escalonada	<p>VISTA DE PERFIL</p>  <p>VISTA DE PLANTA</p> 	<p>Es la típica laminación de Agrietamiento Inducido por Hidrogeno.</p> <p>Se presenta como una agrupación de laminaciones en un mismo tramo de tubo. Se pierde el reflejo de pared posterior y en UT con haz recto el pico aparece con ruido. Suele acompañarse de corrosión interior uniforme</p>

<p>Conectada a soldadura</p>	<p>VISTA DE PERFIL</p> 	<p>Se presenta en cualquier tipo de laminación.</p> <p>Generalmente no traspasa la soldadura.</p> <p>A veces, dos laminaciones conectan una soldadura a cada lado y parece que la atraviesan, pero generalmente, esto no ocurre</p>
<p>Conectada a la superficie</p>	<p>VISTA DE PERFIL</p> 	<p>Se puede presentar en cualquier tipo de laminación, pero es más común en las laminaciones por AIH y en las abultadas</p> <p>La conexión puede ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Por el extremo "L" • En la longitud. "T" • Escalonada "E"
<p>Abultada larga</p>	<p>VISTA DE PERFIL</p>  <p>VISTA DE PLANTA</p> 	<p>Se forman cuando una laminación simple muy larga (de más de 300 mm) se llena de gas o cuando el tubo se pandea.</p> <p>El abultamiento puede ser en un solo lado de la pared o en ambos.</p> <p>Superficialmente se observa como una protuberancia de forma ovalada.</p> <p>Puede presentar agrietamientos radiales en los extremos.</p>
<p>Ampolla</p>	<p>VISTA DE PERFIL</p>  <p>VISTA DE PLANTA</p> 	<p>Técnicamente es igual a una abultada larga, excepto por el tamaño. Se forma por la absorción de gas en una laminación cercana a una superficie libre.</p> <p>Su forma es casi circular y casi siempre se presentan en grupos</p> <p>Cuando el ampollamiento es severo, se forman grietas tipo "T" o "L"</p>

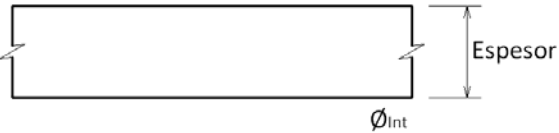
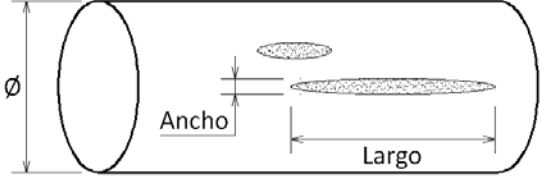
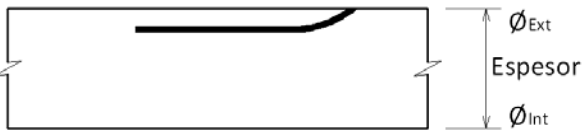
<p>Banda de inclusiones</p>	<p>VISTA DE PERFIL \varnothing_{Ext}</p>  <p>Espesor</p> <p>\varnothing_{Int}</p> <p>VISTA DE PLANTA</p>  <p>Ancho</p> <p>Largo</p>	<p>Son áreas estrechas donde se acumulan gran cantidad de inclusiones no metálicas, por segregación o atrapamiento de escorias.</p> <p>La indicación es discontinua. El proceso de rolado produce bandas alargadas que son caracterizadas como inclusiones.</p> <p>El reflejo de pared posterior en UT con haz recto puede aparecer y desaparecer intermitentemente al hacer un barrido</p>
<p>Traslape</p>	<p>VISTA DE PERFIL</p>  <p>\varnothing_{Ext}</p> <p>Espesor</p> <p>\varnothing_{Int}</p>	<p>Son producidas por un traslape de la placa durante el rolado.</p> <p>Se presentan cercanas a la superficie</p>

Tabla 25.- Tipos de laminaciones comunes en Ductos de Transporte (Continuación)

III.1.2.2 Comportamiento mecánico de laminaciones

En estudios realizados por el GAID (Grupo de Análisis de Integridad de Ductos, del IPN), reportados anteriormente se describen en detalle los resultados de los estudios del comportamiento mecánico de laminaciones en tubos con presión interna.



Figura 65.- Tubería con laminación

Los principales resultados de estos estudios se resumen en lo siguiente:

- Los factores de intensidad de esfuerzos de cuatro configuraciones de grietas combinadas con laminaciones fueron obtenidos, encontrando que el factor de intensidad de esfuerzos es de bajo a moderado y solo es significativo en la grieta radial cuando hay escalonamiento o agrietamiento secundario.
- En las pruebas hidrostáticas hasta la falla, se encontró que las laminaciones simples abultadas, las bandas de inclusiones y la laminación con conexión a una soldadura fallan a una presión cercana a la presión de falla de un tubo sano y la fractura es en forma de un labio de corte longitudinal con un abombamiento hacia el exterior y se localiza justo en el área marcada como defectuosa. La [figura 65](#) muestra la preparación de un tubo para prueba hidrostática.
- La concentración máxima de esfuerzo en la zona del defecto, con respecto al esfuerzo en la zona sin defecto fue del 34%. En cuanto a la emisión acústica, la cual indica la actividad del defecto, ya sea en forma de deformación plástica o agrietamiento, ésta solo se presentó unos segundos antes de la falla final.



Figura 66.- Fractura por presurización de tubo

Todas las características arriba descritas indican que el material comenzó a fracturar a esfuerzos cercanos a su resistencia máxima y que los defectos presentes no indujeron una iniciación de la falla a niveles de esfuerzo menores.

Por otra parte, en pruebas de tensión uniaxial en placas con laminaciones extraídas de tuberías retiradas, se ha observado que este defecto no reduce el límite de cedencia ni la resistencia máxima del material y únicamente afecta la contracción lateral del material, es decir reduce su ductilidad, lo que implica que las laminaciones con escalonamiento menor al 20% del espesor solo son nocivas cuando se ha rebasado la cedencia

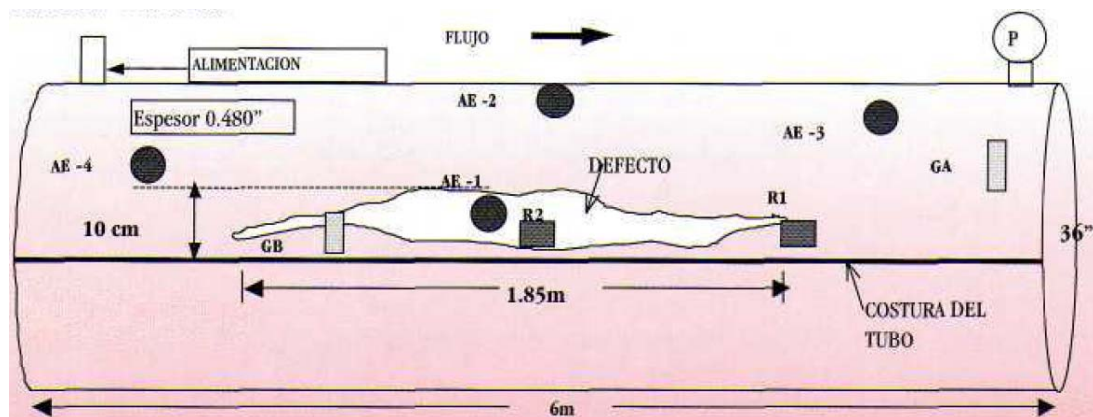


Figura 67.- Localización de sensores para la prueba hidrostática de un tubo con laminación

III.1.2.3 Evaluación de la severidad de laminaciones

Los operadores de ductos de transporte con frecuencia adoptan criterios de evaluación de materiales establecidos en normas de construcción o realizan cálculos de severidad suponiendo la laminación como una pérdida de espesor.

El uso de estos criterios, frecuentemente resulta en una sobreestimación de la severidad de una laminación, lo que lleva a la realización de reparaciones innecesarias o en el peor de los casos el retiro de ductos que todavía podrían dar años de servicio seguro.

El siguiente ejemplo ilustra este caso:

Suponga una laminación simple al 50% del espesor en un ducto de 24" D.N. y 0.400 plg de espesor, que opera a una presión de 50 kgf/cm². Para analizar su severidad se asume que la laminación equivale a una pérdida de espesor de 50%, o sea que el espesor remanente es de 0.200 plg. Para un tubo grado API 51 X52, la presión máxima permisible de operación (PMPO) es:

$$PMPO = \frac{2StFS}{D}$$

Donde:**S** = límite de cedencia (52 ksi)**t** = espesor remanente (0.200plg)**D** = Diámetro nominal (24plg)**FS** = factor de seguridad (0.6 en este caso)

Sustituyendo valores obtenemos una PMPO de 36.54 Kgf/cm², que es menor que la presión de operación y por lo tanto el dictamen sería reducir la presión o reparar el tramo. Esta solución no es realista porque una laminación de este tipo no reduce la resistencia de una tubería, como se verá más adelante.

III.1.2.4 Categorías de severidad

A fin de evaluar la severidad de las laminaciones, definimos tres categorías de severidad, establecida en términos de la resistencia residual del tubo, es decir, de su capacidad de soportar presión interna. Las categorías son las siguientes:

- **Categoría A (Severidad baja).**- No reduce la resistencia residual pero puede significar un riesgo cuando se suelda la tubería y en las operaciones de hot tapping o pueden evolucionar como abultadas o escalonadas. Pertenecen a esta categoría las laminaciones simples completamente contenidas en el espesor y las bandas de inclusiones.
- **Categoría B (Severidad media).**- Reducen la resistencia residual del tubo. Su severidad se establece con base en su forma y dimensiones, siendo las dimensiones significativas: el largo, ancho circunferencial y fracción en el espesor ocupada por la laminación. Son de esta categoría las laminaciones con escalonamiento, con conexión limitada con la superficie, en contacto con soldaduras y con abultamientos moderados.
- **Categoría C (Severidad alta).**- Representan un riesgo inminente de falla o una disminución fuerte de la resistencia residual. Su análisis se realiza caso por caso y llega a requerir simulación por elemento finito o pruebas a escala real para probar su efecto en la integridad del tubo. Se ubican dentro de esta categoría las laminaciones combinadas con otros defectos como la corrosión, las que presentan una rapidez de crecimiento alta y las que evolucionan rápidamente a geometrías más severas. Son de este tipo las que presentan conexión con la superficie mediante grietas radiales y las excesivamente abultadas.

III.1.2.5 Efecto en la integridad por tipo de laminación

A continuación se describe brevemente el efecto de los seis tipos más comunes de laminaciones, en la integridad de duelos de transporte de hidrocarburos.

Laminación simple.- Es la menos severa, pues solo llega a afectar durante la soldadura y en operaciones de hot tapping. Sin embargo su análisis debe hacerse en función de su posible evolución, ya que eventualmente pueden tornarse en abultadas o conectadas a la superficie. Si su tamaño es muy grande se recomienda tratarlas como categoría B o C y repararlas.

Laminación conectada a soldadura.- Es frecuente que una laminación se conecte a la soldadura de campo o a la costura longitudinal del tubo. En el primer caso, existirá una alta sensibilidad a los esfuerzos por flexión y a la expansión longitudinal de la tubería, por lo que la severidad de esta laminación depende directamente de su ancho circunferencial, en especial si éste contiene grietas, poros o discontinuidades circunferenciales. Debido a la dificultad para detectar este tipo de combinaciones, es razonable suponer que existen y en tal caso el análisis se hace como si se tratara de una grieta circunferencial no pasante. De acuerdo a la mecánica de la fractura, la presencia de la grieta resulta en un factor de intensidad de esfuerzos (KI) que cuando su valor es mayor o igual a la tenacidad a la fractura del acero, definida como KIC, el tubo presentará un riesgo de falla y deberá repararse.

Laminación escalonada.- Estas laminaciones en realidad son una serie de laminaciones intermitentes ubicadas a diferentes profundidades en el espesor, que pueden llegar a interconectarse, formando escalones. Su severidad se determina por el porcentaje de escalonamiento, que es la separación máxima entre las profundidades de las indicaciones dividida entre el espesor total, siempre y cuando el escalonamiento este completamente contenido en el espesor.

Conectada a la superficie.- Son laminaciones cuya inclinación, escalonamiento o grietas asociadas hacen una conexión con una de las superficies libres del tubo; generalmente la interna. Su severidad depende de la profundidad y de la longitud de la conexión. El GAID del IPN, ha desarrollado un algoritmo para su evaluación, basado en simulaciones por elementos finitos. Aunque estas laminaciones pueden no reducir de manera importante la resistencia de una tubería, se recomienda considerarlas como rechazables, pues su evolución es incierta al permitir el ingreso del fluido a la cavidad de la laminación. La reparación debe hacerse con una envolvente metálica contenedora de presión (tipo B) con o sin relleno, dependiendo de la severidad.

Laminación abultada y ampollas.- Es una laminación en la que la absorción de gas (hidrogeno) o la deformación del tubo producen un levantamiento de alguna o ambas de sus paredes resultando en un abultamiento o ampolla. La severidad de este tipo de laminación depende de la magnitud del abultamiento. Si el abultamiento es excesivo, la deformación generada puede rebasar el límite de cedencia del acero y generar agrietamientos al centro o en los extremos del abultamiento, por lo que su severidad es directamente proporcional a la altura del abultamiento.

Banda de inclusiones.- La banda de inclusiones puede considerarse un caso particular de las laminaciones intermitentes escalonadas, con la característica de que las discontinuidades son muy pequeñas. Generalmente si las inclusiones están dispersas y completamente contenidas en el espesor, su efecto adverso es mínimo, pero si se encuentran agrupadas continuamente y en un intervalo de espesor relativamente grande pueden llegar a comportarse como laminaciones escalonadas. Si la banda de inclusiones es muy larga, estrecha y presenta indicaciones significativas en un barrido transversal con haz angular deberá tratarse como si fuera una grieta. Por otra parte, si están dispersas pero en gran cantidad, deben evaluarse como laminaciones escalonadas. Este tipo de anomalías es aceptable siempre que cumpla con la norma de limpieza del acero.

La siguiente tabla presenta un resumen de los criterios de evaluación de laminaciones propuesto por el GAID. Es claro que algunos de los factores que intervienen en las ecuaciones de la tabla deben ser calculados caso por caso y algunos de los criterios son presentados solo como ejemplos, por lo que el ingeniero especialista en ductos debe ser cauteloso al intentar aplicar estos criterios a casos reales.

Tipo	Parámetro de evaluación	Efecto en la resistencia residual	Criterios de análisis de seguridad
Simple	largo (L) y ancho circunferencial (C)	No reduce la resistencia residual	Si $L > D$ y/o $C > 3Hrs$, son rechazables
Conectada a soldadura	Área de contacto con la soldadura	Reduce la resistencia si hay defectos en la soldadura. Por precaución se debe asumir que si hay defectos	Análisis por Mecánica de fractura: a) Usar el factor geométrico β y la ecuación del GAID, para conexión tipo "L" b) Si la costura es por resistencia eléctrica, tratarla como grieta axial pasante.
Escalonada	Magnitud de escalonamiento (%e)	La reducción de la resistencia es proporcional a %e	$Pf = 2.2 UTSt / D (1 - \%e / 100)$ Muy severo si se combina con otros defectos. Rechazable si se conecta con la superficie
Conectada a la superficie	Largo (L), ancho (C), tipo de conexión (L,T o E), profundidad en el espesor (d)	Rechazable por forma. Reduce moderadamente la resistencia	$Pf = (r_e^2 - r_i^2) K_{IC} / 2\beta r_i^2 (a)^{3/2}$ Si $a/t = 0.5\beta = 0.2$ K_{IC} debe ser evaluado para el material de fabricación, en el plano de la laminación
Abultada y Ampolla	Largo (L) y ancho (C) y profundidad (d)	Moderada reducción de la resistencia. Rechazable por la alta posibilidad de agrietamiento	$Pf = (2UTS t / D) \times \beta$ β es factor de tamaño y se determina por análisis de esfuerzos
Banda de inclusiones	Largo (L), ancho (C) y diferencia de profundidades de indicaciones	Si están a la misma profundidad (d) no están agrupadas, no son severas. Si $d/t > 0.2$, es similar a las laminaciones escalonadas.	Aceptable siempre que cumpla con la norma PEMEX de limpieza de acero Si $d/t > 0.2$ emplear fórmula para escalonamiento ($d = e$)

Tabla 26.- Criterios de severidad de Laminaciones propuestos por el GAID

III.1.3 Criterios para reparación o sustitución tuberías corroídas

La corrosión excesiva puede reducir la resistencia de las tuberías por debajo de los niveles que sean necesarios para la operación segura y confiable. Cuando se encuentra corrosión, se toman medidas para determinar si la sección de la tubería corroída se encuentra apta para continuar en servicio o si esta debe ser reparada.

Si es necesaria una reparación, lo que sigue es seleccionar un método adecuado de reparación que garantice la integridad de la tubería.

En la actualidad existen múltiples métodos para evaluar la integridad de los defectos de la corrosión y hay diversas opciones para la reparación de estos defectos. Aunque la mayoría de las metodologías son confiables para garantizar la reparación, los criterios de decisión son a menudo excesivamente conservadores, lo que resulta en una innecesaria reparación o seleccionar el método de reparación más costoso, cuando los métodos menos costosos pueden ser plenamente aceptables. Lo que sigue es un resumen de los criterios de decisión para la integridad de los defectos de la corrosión y, más adelante, los criterios para la aceptación de la reparación.

III.1.3.1 Evaluación de defectos por corrosión

La corrosión y otros defectos contundentes deben ser reparados cuando reducen la fuerza y la integridad de una tubería por debajo del nivel necesario para una operación segura y confiable. En la elaboración de directrices para la valoración de los defectos por corrosión, en la industria se ha definido como aceptable un defecto que puede pasar una prueba hidrostática al 100 por ciento de la especificación del límite elástico mínimo (SMYS). La reparación es necesaria cuando es probable que un defecto no pueda sobrevivir a una prueba hidrostática al 100 por ciento del SMYS.

La prueba hidrostática ayuda a definir un factor mínimo de seguridad para las tuberías. Por ejemplo, para una tubería que opera al 72 por ciento de su SMYS, el factor mínimo de seguridad se calcula como sigue:

$$\text{Factor de Seguridad} = \frac{\text{Presión de Prueba}}{\text{Presión de operación}} = \frac{100\% \text{ del SMYS}}{72\% \text{ del SMYS}} = 1.39$$

El factor de seguridad es más alto para las tuberías que operan a niveles de presión más baja. Este enfoque proporciona una definición coherente y sin ambigüedades de la integridad y la seguridad, independientemente de la geometría del tubo, las propiedades del material y las condiciones de funcionamiento.

Realizar pruebas hidrostáticas en las tuberías, para determinar la aceptabilidad de cualquier defecto que pueda contener, no es conveniente ni rentable en forma rutinaria. Si bien es una herramienta a considerar en un programa de rehabilitación, no es una solución universal para la evaluación rutinaria de la integridad de una tubería.

Esfuerzo remanente y la aceptación de los defectos de corrosión.- Como alternativa, se han desarrollado criterios para estimar la fuerza hidrostática en los defectos de corrosión, basado en las dimensiones del defecto y la tubería, así como también las propiedades del material de la tubería.

El método más ampliamente utilizado y adoptado por la industria para determinar la resistencia de los demás defectos de corrosión y pérdida de metal, está contenido en la norma ANSI / ASME B31G Manual para determinar el esfuerzo remanente de tuberías corroídas. Este fue el primero de los criterios fundamentales que se han desarrollado para hacer frente a este problema.

III.1.3.2 Explicación de ASME B31G³⁹

A finales de los años 60's una compañía con líneas de tubería para transporte de gas en conjunto con The Battelle Memorial Institute en Columbus Ohio, empezó una investigación encaminada a examinar el comportamiento de las fracturas en tuberías originadas por defectos debidos a la corrosión. Esto incluía determinar la relación entre el tamaño del defecto y el nivel de presión interna que podría ocasionar que el defecto causara una fuga o ruptura en la tubería.

Las pruebas realizadas por la compañía y Battelle demostraron que existía la posibilidad de desarrollar metodología y procedimientos para analizar los diferentes grados de corrosión que existían en los ductos de transporte. Con esto un operador podría realizar una determinación válida, calculando si una tubería podía permanecer en servicio sin riesgo de ruptura o si debía ser reparada o sustituida. Conforme se fue conociendo más este programa de investigación, cada vez más compañías con ductos empezaron a interesarse en el.

³⁹ "Corrosión Localizada de acuerdo a la norma ANSI B31.G presentación grafica" Llog S.A. de C.V., www.llogsa.com

A principios de los años 70's, el Comité de Desarrollo de los ductos de transporte de la Asociación Americana de Gas (AGA) asumió la responsabilidad de esta actividad y comenzó a desarrollar métodos para calcular la máxima presión permitida en líneas de tubería con diferentes grados de corrosión. El objetivo principal de estos experimentos fue examinar el comportamiento de las fracturas en tuberías originadas por defectos debidos a la corrosión determinando la relación entre el tamaño del defecto y el nivel de presión interna que podría causar que el defecto causara una fuga o ruptura en la tubería.

Metodología y Procedimientos de Investigación. El procedimiento descrito en ANSI B31.G está basado en la presión que puede soportar una tubería corroída sin sufrir daño después de un largo periodo de operación. Varios cientos de ductos con diferentes tipos de defectos fueron trabajados al máximo para poder documentar un comportamiento general de los diferentes tipos de defecto. La expresión matemática para calcular la máxima presión que puede soportar una tubería con ataque de corrosión fue desarrollada en base a estas pruebas. Esta expresión matemática, a pesar de ser semiempírica, fue fundada sobre los bien establecidos principios de mecánica de fracturas. El principio básico de la mecánica de fracturas se refiere a la oposición que presenta un material a sufrir una fractura ocasionada por un defecto y se encuentra vinculada al tamaño del defecto y a una propiedad inherente del material llamada resistencia.

Mientras más resistente sea el material, más grande es la falla que puede ser tolerada sin que ocurra una falla. También, mientras más grande sea el defecto, menor será la presión a la cual puede ocurrir una fisura o ruptura. Estas dos características pueden parecer obvias, pero determinan la base de la mecánica de fracturas cuando se trata de determinar la resistencia real de una tubería corroída.

Durante 1970 y 1971, 47 pruebas de presión fueron llevadas a cabo en tuberías de diferentes medidas con el fin de determinar la efectividad de la expresión matemática al determinar la resistencia real de las áreas corroídas. Los diámetros de tubería examinados fueron desde 16 hasta 30 plg y el espesor de pared vario de 0.312 plg hasta 0.375 plg. El material de las tuberías fue clasificado de acuerdo al valor de cedencia desde 25,000 psi para API 5L Grado A-25 hasta 52,000 psi para 5LX Grado X-52.

La expresión matemática desarrollada con los primeros experimentos ha sido modificada basándose en los nuevos y más confiables resultados estimados para determinar los valores de presión en tuberías con defectos debidos a la corrosión. Los experimentos llevados a cabo en tuberías corroídas indican que las tuberías de acero tienen una adecuada resistencia y que esta no es un factor significativo. El daño debido a defectos ocasionados por corrosión es determinado por el tamaño del defecto y por la tensión de flujo o cedencia del material.

Determinación de la longitud máxima de corrosión permitida. La profundidad del área corroída puede ser expresada como un porcentaje del espesor nominal de pared de la tubería por:

$$\% \text{profundidad} = 100 d/t$$

Donde:

d = Profundidad máxima del área corroída
t = Espesor nominal de pared de la tubería

Un área corroída continua cuya profundidad sea mayor al 10% pero menor al 80% del espesor nominal de pared de la tubería, no debe rebasar (sobre el eje longitudinal de la tubería) la longitud calculada con:

$$L = 1.12B\sqrt{Dt}$$

Donde:

L = Longitud máxima de corrosión permitida, en pulgadas;
D = Diámetro externo de la tubería, en pulgadas;
B = un valor el cual puede ser determinado por la curva de la [Fig. 68](#), o por:

$$B = \sqrt{\left[\frac{\left(\frac{d}{t} \right)}{\left(1.1 \frac{d}{t} - 0.15 \right)} \right]^2 - 1}$$

Excepto que B no debe tener un valor mayor a 4.

Si la profundidad de corrosión está entre 10% y 17.5%, use B = 4.0in

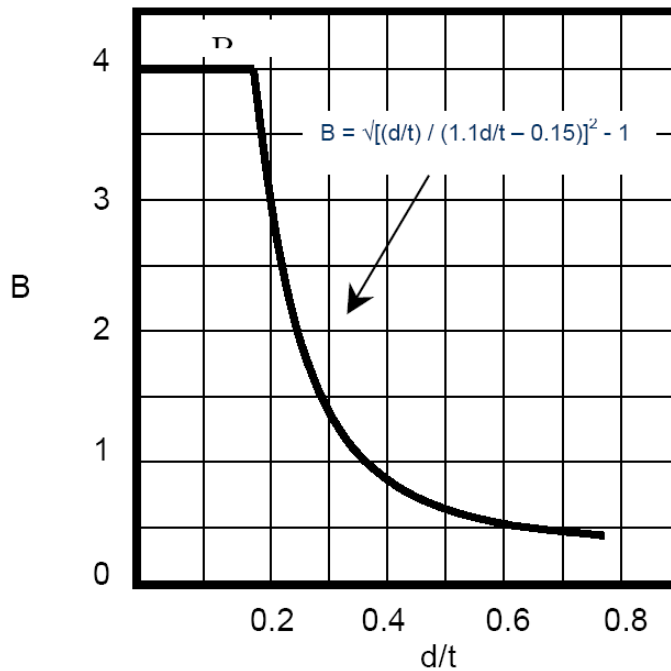


Figura 68.- Curva para determinar el valor B (B31.G)

Evaluación de la Presión Máxima de Operación Permitida (MAOP) en áreas corroídas.

Calculo de A.- Si la profundidad máxima de corrosión del área corroída es mayor al 10% pero menor al 80% del espesor nominal de pared y la longitud del área corroída es mayor que el valor determinado por la ecuación $L = 1.12B\sqrt{Dt}$, calcular

$$A = 0.893 \left(\frac{Lm}{\sqrt{Dt}} \right)$$

Donde:

- Lm = Longitud del área corroída,
- D = Diámetro externo de la tubería,
- t = Espesor nominal de la tubería,

a) Calculo de P', para valores de A menores o iguales a 4.0

- d = Máxima profundidad del área corroída
- P' = La presión máxima aceptable para el área corroída

$$P' = 1.1P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right]$$

Excepto que P' no debe ser mayor a P.

P = el mayor de entre la PMOP establecida o

$$P = \frac{2StFT}{D}$$

Donde:

S = Esfuerzo mínimo de cedencia (SMYS), PSI

F = Factor de diseño tomado de ASME B31.4, ASME B31.8, o ASME B31.11

T = Factor de temperatura tomado del código correspondiente B31 (si no, $T = 1$)

D = Diámetro externo de la tubería

t = Espesor nominal de pared de la tubería

b) Cálculo de P' , para valores de A mayores a 4.0

$$P' = 1.1P \left[1 - \frac{d}{t} \right]$$

Excepto que P' no debe ser mayor a P

MAOP y P' . Si la MAOP establecida es igual o menor a P' , la sección corroída puede ser puesta en servicio a la MAOP. Si es mayor que P' , entonces deberá establecerse una MAOP menor que no exceda el valor de P' , de otra manera la sección corroída deberá ser reparada o reemplazada.

III.1.3.3 Ventajas y desventajas de los métodos de Área efectiva

Las ventajas de estos métodos de evaluación de los defectos de corrosión radican en su simplicidad y su validación experimental extensa. Están probados dentro de los límites de su desarrollo inicial y se han utilizado con éxito en toda la industria de la tubería durante ya varios años. Para el caso de defectos individuales, orientadas a la corrosión irregular en un plano axial y se carga por la presión interna. *El criterio B31G y el análisis RSTRENG son métodos adecuados para evaluar los defectos y la corrosión, son las normas contra las que otros métodos se pueden comparar.*

Estos métodos tienen el inconveniente de que son limitados en su aplicación a los defectos aislados en tuberías bajo presión interna solamente. En los últimos años, las tuberías han sufrido defectos que no se puede evaluar directamente con estos métodos. Estos defectos incluyen defectos orientados en la circunferencia, defectos en espiral y los defectos con hoyos separados e interacciones defecto.

Por otra parte, debido a que estos métodos se centran en la geometría axial del ducto, que no pueden incorporar los efectos de las cargas axiales en geometrías irregulares. Debido a las limitaciones empíricas de los métodos experimentales, la industria está ahora persiguiendo integrar metodologías con base teórica para la evaluación de defectos.

III.1.4 Cálculo del esfuerzo remanente utilizando modelos de falla⁴⁰

Principios de selección de los modelos de falla

La selección del método más apropiado para la evaluación de defectos de corrosión debe estar basada en los siguientes elementos:

- Propiedades mecánicas de la tubería
- Comportamiento esperado durante la falla
- Geometría de los defectos
- Condiciones de carga
- Incertidumbre de los parámetros

⁴⁰ Dr. Francisco Caleyo "Métodos de evaluación de defectos de corrosión" Profesor Titular B. Departamento Ingeniería Metalúrgica. Centro de Investigación y Desarrollo en Integridad Mecánica (CIDIM). ESIQIE. Instituto Politécnico Nacional

Evaluación de daños por corrosión AGA-NG-18

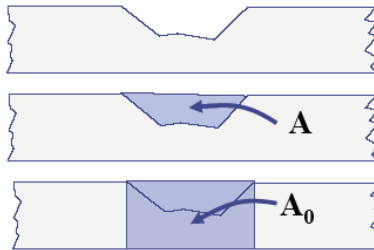
Los métodos B31G y RSTRENG-1 son modificaciones de la ecuación de falla NG-18 desarrollada por Batelle para la American Gas Association en la década de los años 60. Es importante mencionar la ecuación NG-18 pues esta introduce

- El concepto de esfuerzo de flujo σ_f , el cual permite tomar en cuenta el endurecimiento por deformación de un material con esfuerzo de cedencia σ_{SMYS} . Para ductos, se ha encontrado que, como regla, el esfuerzo de flujo es 10 Ksi superior al esfuerzo de cedencia).
- El factor de Folias (MT) el cual describe el abultamiento de la pared de un recipiente presurizado en las zonas donde ocurre un adelgazamiento. Este efecto es más pronunciado en tubería de diámetro pequeño y paredes delgadas.

Ecuación de falla NG-18. La ecuación de falla NG-18 independiente de la tenacidad para un defecto de corrosión aislado en el cuerpo del tubo es:

$$\sigma = \sigma_f \frac{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right) \frac{1}{M_T}}$$

$$M_T = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^4}$$



El tubo falla cuando el esfuerzo debido a la presión interna σ_H supera, en el ligamento remanente, el esfuerzo de flujo σ_f definido como:

$$\sigma_f = \sigma_{SMYS} + 10ksi$$

Eje longitudinal del tubo

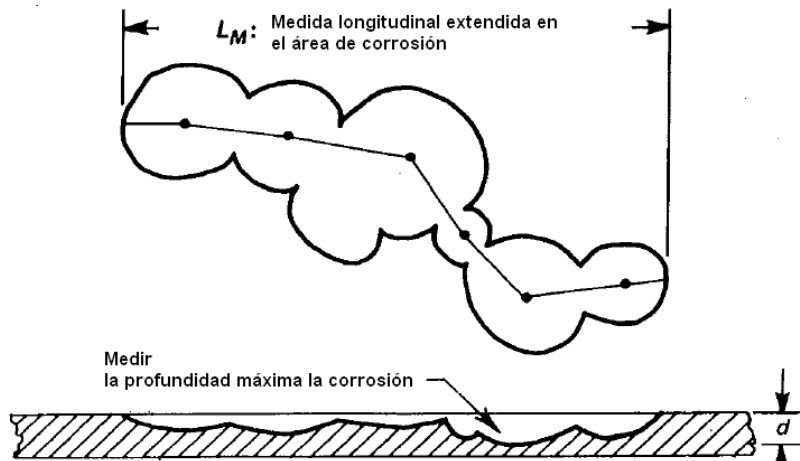
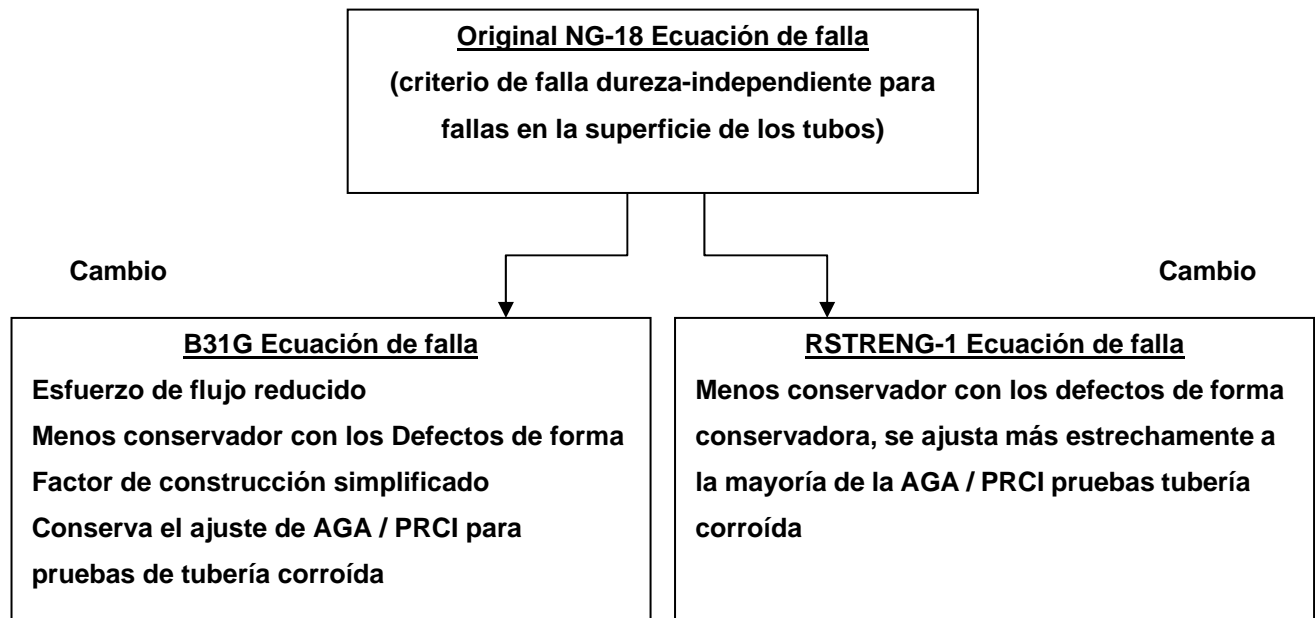


Figura 69.- Parámetros de corrosión usados en análisis

Limitantes de la ecuación de falla NG-18. Considera defectos axiales (± 5 grados de desviación). La longitud de los defectos se proyecta en la dirección axial del tubo.

- Es inexacto y subestima la resistencia remanente de la tubería en presencia del defecto.
- Es también conservador al asumir defectos mucho más agudos que los defectos de corrosión (romos en su mayoría) que se encuentran en la práctica cotidiana.
- No aplica a defectos de longitud normalizada $L2/Dt > 20$.

Evolución de la AGA-NG-18. Los métodos B31G y RSTRENG-1 son modificaciones de la ecuación NG-18.



III.1.4.1 Modelo B31.G

Método ASME B31G: Principios básicos.

El tubo falla cuando el esfuerzo debido a la presión interna σ_H supera, en el ligamento remanente, el esfuerzo de flujo σ_f definido como:

$$\sigma_f = 1.1\sigma_{SMYS}$$

Esto introduce un factor de seguridad intrínseco similar al de las pruebas hidrostáticas. La forma del defecto se aproxima a una parábola definida por la longitud axial "L" del defecto y su profundidad máxima "d".

El factor de Folias (M_T) se simplifica a dos términos en lugar de tres. Se desarrolló buscando que fuera lo más simple posible.

Método ASME B31G: Modelo y ecuaciones de fallas

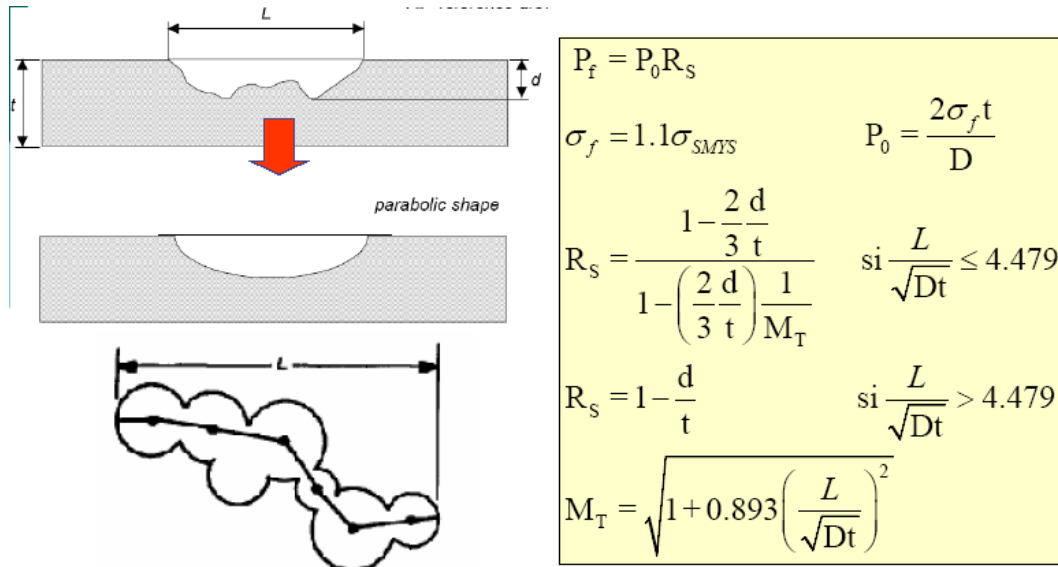


Figura 70.- Modelos y ecuaciones de fallas B31G

Método ASME B31G: Revisión

Produce los valores más conservadores de presión de falla para defectos de longitud considerable.

- La incertidumbre del modelo es la mayor.
- Es relativamente conservador cuando se aplica a tuberías de baja tenacidad o con una TTDF mayor que la temperatura de operación.
- No es apropiado para la determinación de la presión de falla de defectos tipo grieta.
- No es apropiado para materiales con $\sigma_{SMYS}/\sigma_{UTS} \rightarrow 1.0$ como grado X70 y X80.
- No considera la presencia de material intacto entre defectos de corrosión próximos.

III.1.4.2 Modelo RSTRENG-1 (B31G modificado)

Modelo RSTRENG-1: Principios básicos

El tubo falla cuando el esfuerzo debido a la presión interna σ_H supera, en el ligamento remanente, el esfuerzo de flujo σ_f definido como: $\sigma_f = \sigma_{SMYS} + 10 \text{ ksi}$

La forma del defecto se aproxima como intermedia entre fondo plano y parabólica. El área del defecto se aproxima como: $A = 0.85dL$.

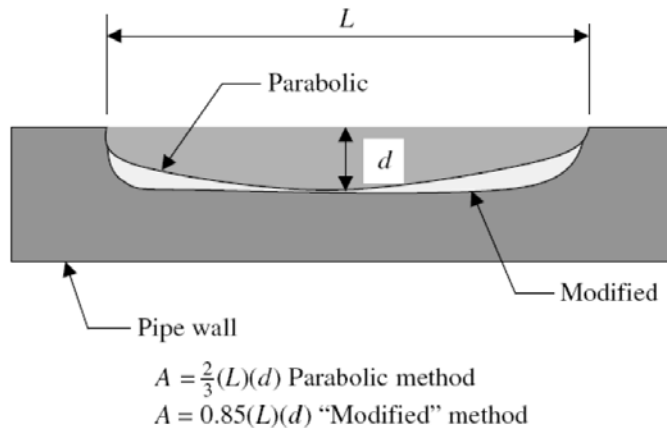


Figura 71.- Parámetros RSTRENG-1

El factor original de Folias de tres términos se reintroduce. Se desarrolló buscando que fuera más exacto que el B31G.

Modelo RSTRENG-1: Modelo y ecuaciones de fallas

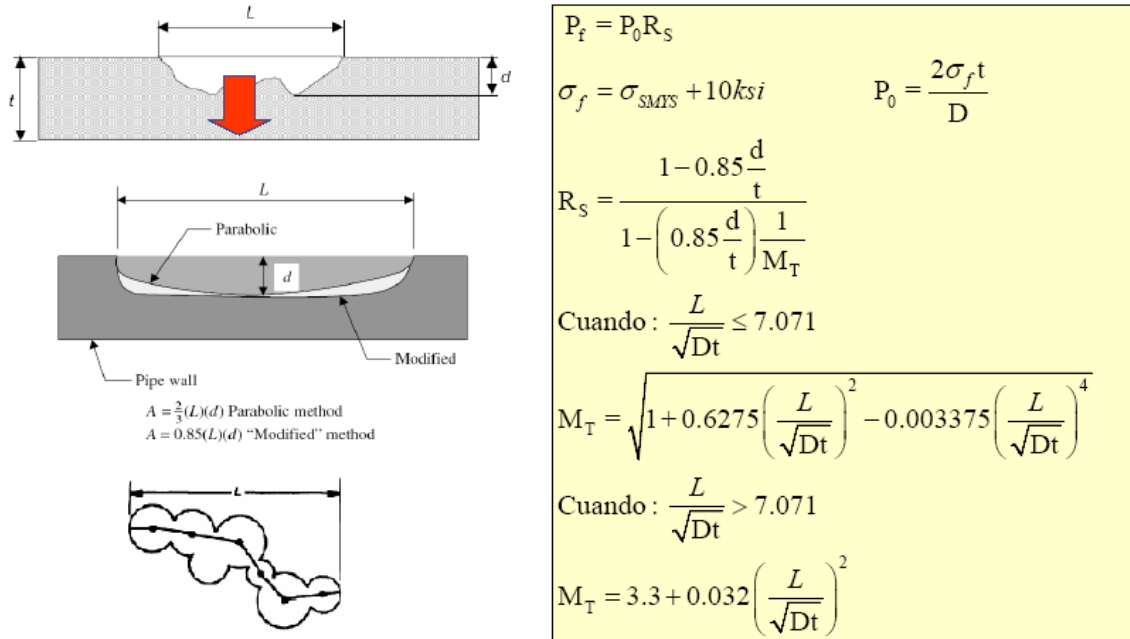


Figura 72.- Modelos y ecuaciones de fallas RSTRENG-1

Método RSTRENG-1: Revisión

- Produce resultados más exacto que el B31G en la predicción de la presión de falla cuando $L^2/Dt > 20$
- Presenta una menor incertidumbre como modelo de predicción
- Es relativamente conservador cuando se aplica a tuberías de baja tenacidad o con una TTDF mayor que la temperatura de operación
- No es apropiado para la determinación de la presión de falla de defectos tipo grieta
- No es apropiado para materiales con $\sigma_{SMYS}/\sigma_{UTS} \rightarrow 1.0$ como grado X70 y X80.

III.1.4.3 Modelo PCORRC

Método PCORRC: Principios básicos

Los límites de la presión de falla se sitúan entre la presión de falla del ducto sin defectos (superior) y la presión de falla para un defecto de longitud infinita (inferior).

La forma del defecto se aproxima a parabólica definida por la longitud axial “L” del defecto y su profundidad máxima “d”.

La presión de falla del ducto libre de defectos está determinada por el límite último a la tensión (UTS, σ_{UTS}).

Con aplicación específica al colapso plástico.

Recomendado cuando la tenacidad superior a 45 lbp (61 J) y temperaturas superiores a la TTDF.

Método PCORRC: Modelo y ecuaciones de fallas

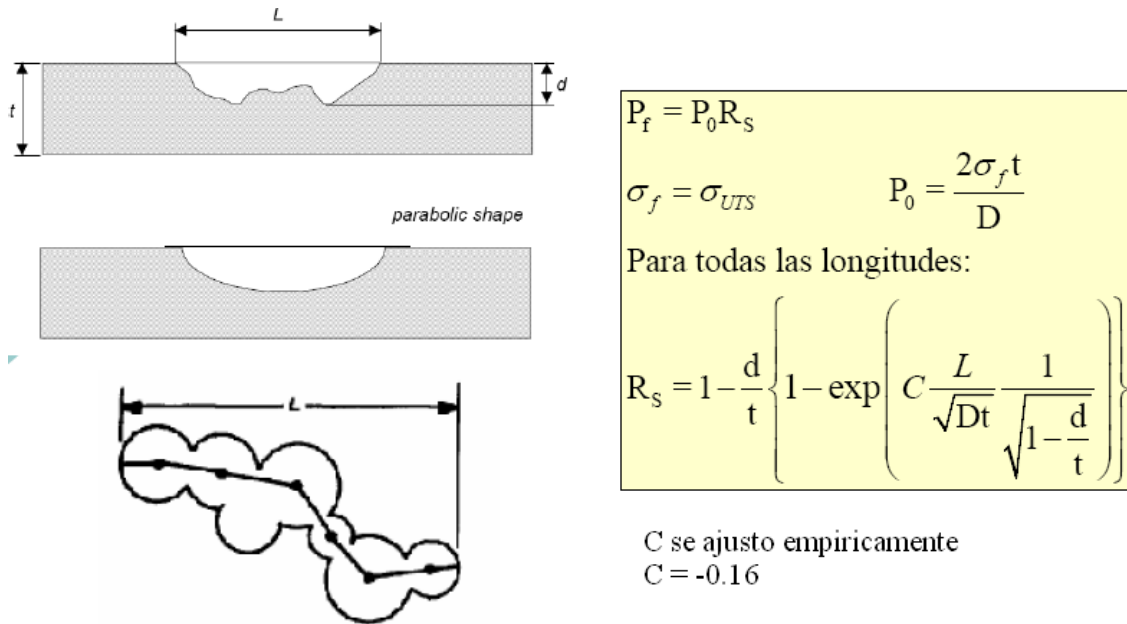


Figura 73.- Modelos y ecuaciones de fallas PCORRC

Método PCORRC: Revisión del modelo

- Produce resultados más exactos que los modelos B31G y RSTRENG-1 para todas las longitudes de defectos
- Presenta una menor dispersión en los resultados de las estimaciones
- Está específicamente orientado al colapso plástico
- Su aplicación requiere conocer con certeza las propiedades del material
- Es más apropiado para materiales con $\sigma_{SMYS}/\sigma_{UTS} \rightarrow 1.0$ como grado X70 y X80
- Su aplicación no está tan extendida.

III.1.4.4 Modelo RSTRENG-2

Método RSTRENG-2: Principios básicos

Se aplica el modelo RSTRENG-1 en secciones de la proyección del perfil del defecto en el plano axial de la tubería. La proyección tipo “fondo de río” se divide en secciones y se determina P_{fi} en cada una de ellas.

La presión de falla del defecto corresponde a la mínima de las presiones así determinadas. Es posible considerar la interacción entre defectos y predecir la presión de falla del defecto combinado con dimensión equivalente. Mantiene las premisas del modelo RSTRENG-1 con respecto al tipo de material y condiciones de fallas.

Método RSTRENG-2: Aplicación a defectos que interactúan

La agrupación de defectos puede reducir la presión de falla del ducto. En el RSTRENG-2, una vez que se ha detectado que los defectos interactúan se procede a combinar los mismos para obtener todas las posibles configuraciones de defectos combinados con diferentes longitud y profundidad.

El número de combinaciones posibles es:

$${}_2 C_n = \frac{n!}{2!(n-2)!} = \frac{n}{2}$$

Método RSTRENG-2: Modelo y ecuaciones de fallas

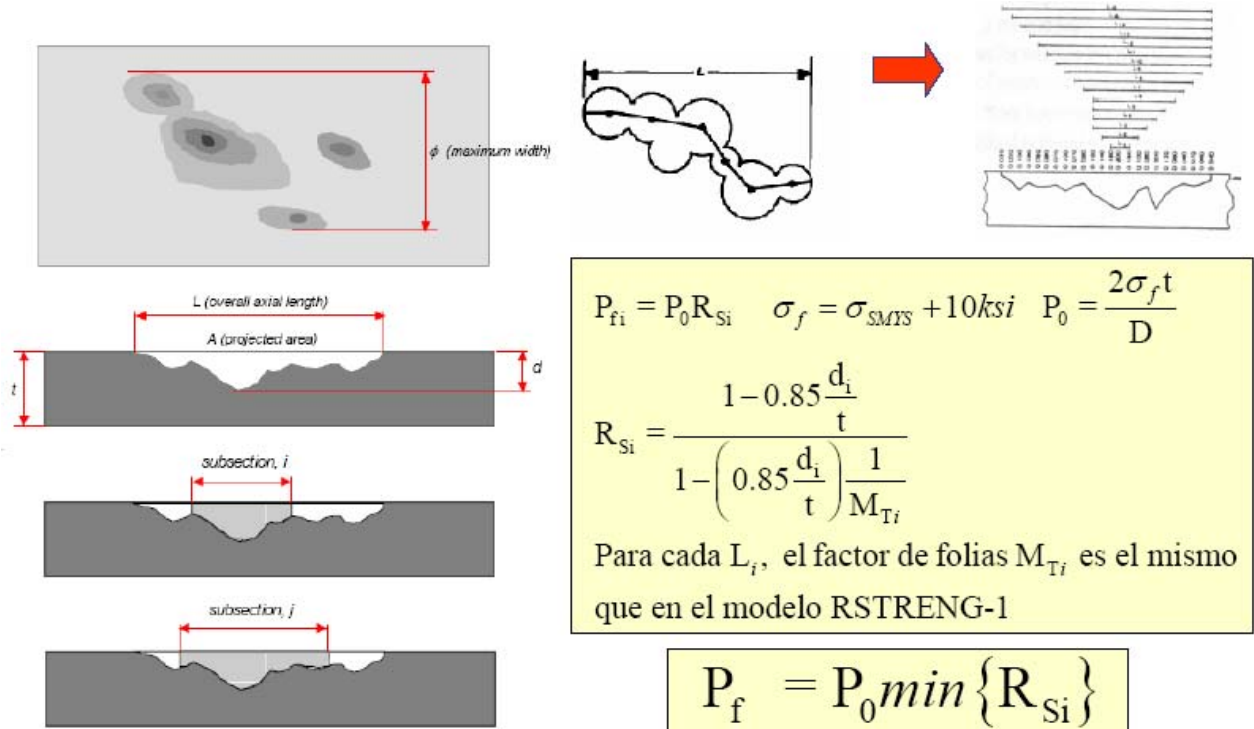
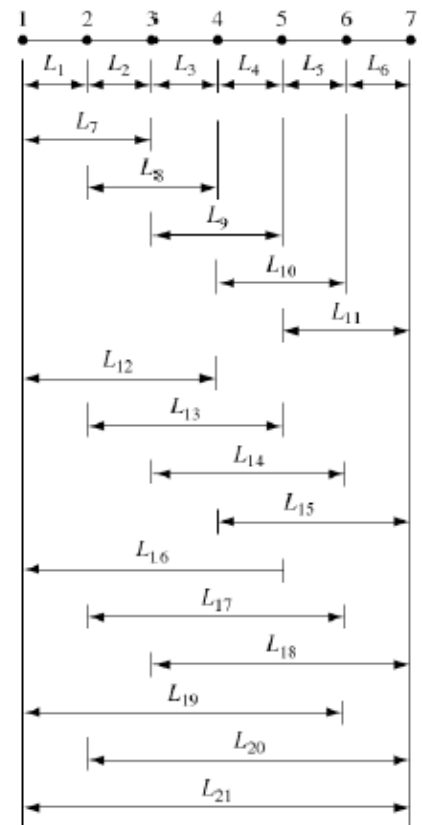


Figura 74.- Modelos y ecuaciones de fallas RSTRENG-2

Es el coeficiente binomial ${}_m C_n$, el cual representa el número de elegir “m” objetos a partir de una colección de “n” objetos.

$$\binom{n}{m}$$

n	${}_2 C_n$
2	1
3	3
5	10
7	21
10	45



Método RSTRENG-2: Revisión del modelo

- En general produce resultados más exactos que los modelos basados en geometría simple del defecto. Se utiliza en niveles de análisis superiores
- Es óptimo en el análisis de defectos largos con geometría compleja, en los cuales es difícil medir la longitud
- Es relativamente conservador cuando se aplica a tuberías de baja tenacidad o con una TTDF mayor que la temperatura de operación
- Se debe aplicar con precaución en ciertas geometrías de defectos. Ej.: en picaduras contenidas en áreas con pérdida de metal generalizada
- No es apropiado para materiales con $\sigma_{SMYS}/\sigma_{UTS} \rightarrow 1.0$ como grado X70 y X80
- Es el menos exacto de los modelos capaces de considerar la geometría compleja de los defectos de corrosión.

III.1.4.5 Modelo LPC-2

Método LPC-2: Principios básicos

Se basa en la aplicación repetida de la ecuación de falla LPC-1 (Advantica, DNV) al perfil de corrosión proyectado (en el plano axial) que resulta de seccionar la pared del tubo a diferentes profundidades. La presión de falla es la mínima entre todas las estimadas en este proceso iterativo.

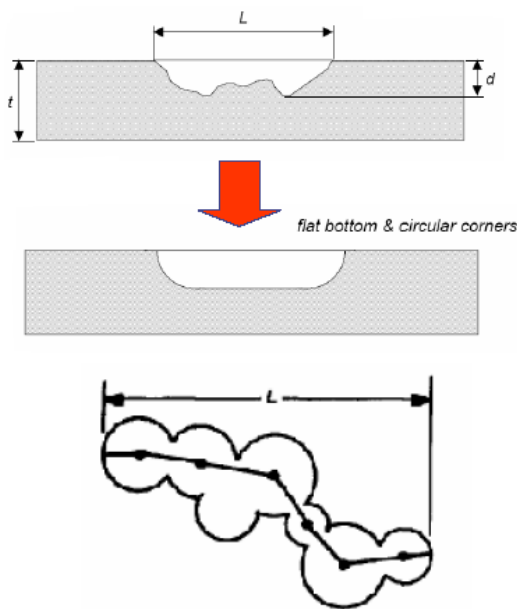
Es un método del tipo “espesor de pared efectivo” Está específicamente orientado a caracterizar la presión de falla dominada por colapso plástico. Permite considerar la interacción entre defectos y predecir la presión de falla debido a la interacción (LPC-3).

El modelo LPC-1 es la base de cálculo de la presión de falla del procedimiento iterativo en el modelo LPC-2. En el modelo LPC-1 se asume que el tubo falla cuando el esfuerzo equivalente (Von Mises) supera, en el ligamento remanente, el esfuerzo último a la tensión transversal:

$$\sigma_f = \sigma_{UTS}$$

Recomendado cuando la tenacidad es superior a 20 lbp (27 J) y temperaturas superiores a la TTDF. Es un modelo orientado específicamente al colapso plástico.

Modelo y ecuaciones de fallas del modelo LPC-1



$$P_f = P_0 R_s$$

$$\sigma_f = \sigma_{UTS} \quad P_0 = \frac{2\sigma_f t}{D-t}$$

$$R_s = \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \left(\frac{d}{t}\right) \frac{1}{Q}} \quad Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$$

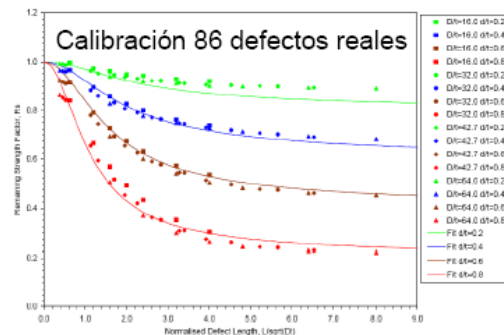
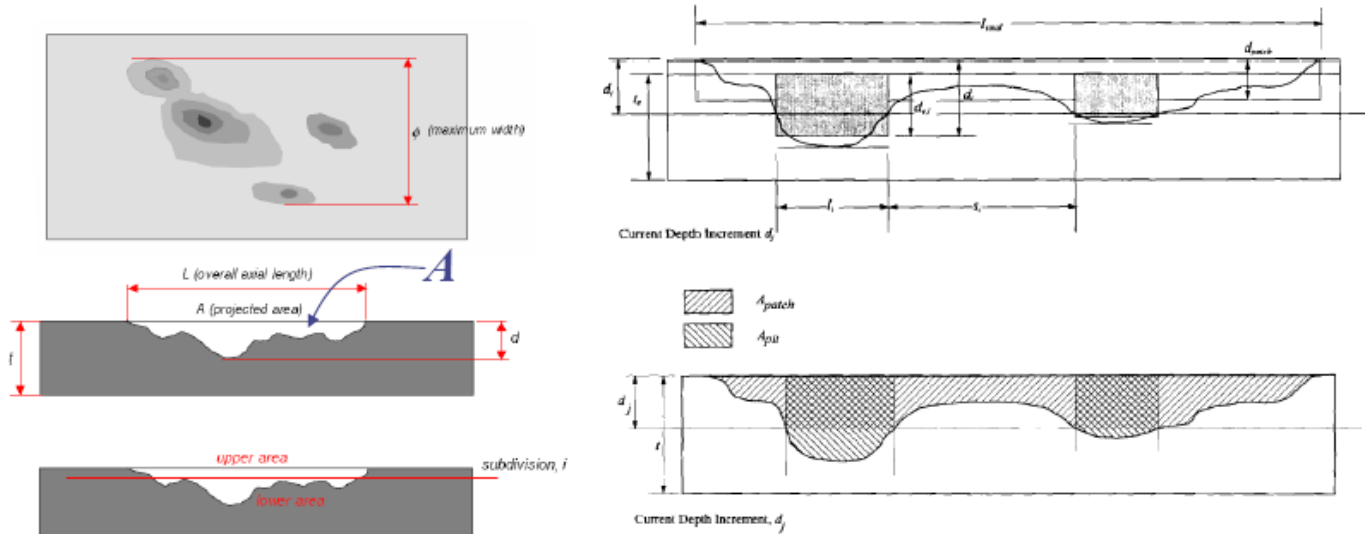


Figura 75.- Modelos y ecuaciones de fallas LPC-1

Seccionamiento del defecto en el modelo LPC-2



Tomado de : DNV-RP-F101, "Corroded Pipelines, Det Norske Veritas, 1999.

Figura 76.- Modelos "pits within the patch".

El defecto se secciona según la profundidad d_j (10 a 50 intervalos). Para cada sección se define la zona del defecto cuya profundidad es menor que d_j (patch) y las zonas cuyas profundidades son mayores que d_j (pits). Se conoce en la literatura como modelo "pits within the patch".

Determinación interactiva de la presión de falla en LPC-2

Se calcula la P_{FT} de todo el defecto utilizando la ecuación de falla LPC-1 con:

$$d = d_{prom} = A/L \text{ y longitud } L$$

Para cada sección con profundidad d_j :

- Se calcula la presión de falla del patch P_{fpj} utilizando la ecuación LPC-1 con:

$$\text{Profundidad: } d = d_{pj} = A_{patch} j/L \text{ y longitud: } L$$

- Se calcula la pérdida de área y la profundidad promedio de la picadura idealizada por un cilindro base l_i :

$$d_{piti} = A_{piti} \div l_i$$

- Se calcula el espesor de pared efectivo de una tubería cuya presión de falla es la presión del patch, P_{fpj}

$$t_e = \frac{P_{fpj} D}{(2\sigma_{UTS} + P_{fpj})}$$

- Se corrige la profundidad promedio de cada picadura con respecto a t_e : $d_{epi} = d_{piti} - (t - t_e)$

- Se calcula la presión de falla de cada una de las N picaduras P_{fpiti} utilizando la ecuación LPC-1 con:

$$\text{profundidad } d = d_{epi} \text{ longitud } L = l_i$$

- Se calcula la presión de falla de todas las posibles combinaciones de las picaduras $P_{f_{mn}}$ utilizando los procedimientos LPC-3 de combinación de defectos (ver más adelante)
- Se determina la presión de falla asociada a la sección que se analiza como:

$$P_{fj} = \min \{P_{fpit1} \dots P_{fpitN}, P_{f_{mn}}, P_{fpj}, P_{FT}\}$$

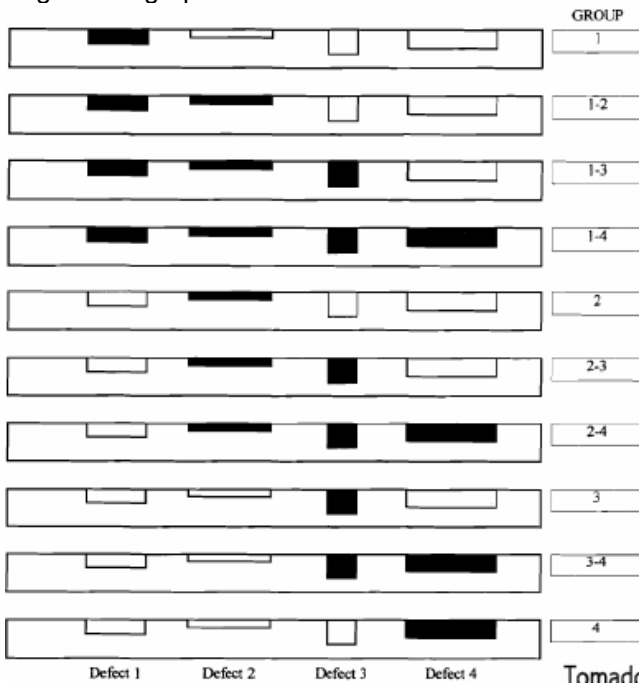
- Se repite el procedimiento para cada una de las k secciones de profundidad hasta cubrir toda la profundidad del defecto. Cada paso produce un valor P_{fj}
- Se determina la presión de falla utilizando la ecuación LPC con la profundidad y longitud máximas (d, L) del defecto: P_{fm}

LA PRESIÓN DE FALLA SERÁ EL VALOR MÍNIMO ENCONTRADO EN TODO EL PROCESO:

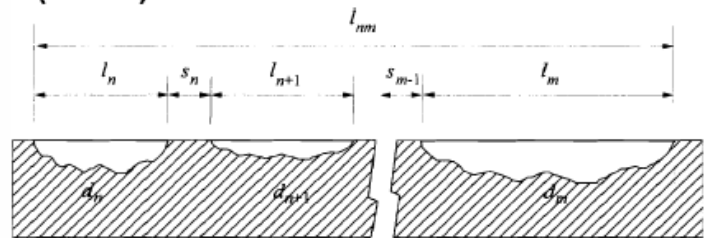
$$P_{fj} = \min \{P_{fj}, P_{fm}\} j = 1 \dots k$$

Interacción de defectos en los modelos LPC (LPC-3)

Reglas de agrupamiento



Longitud y profundidad del defecto equivalente al combinar los defectos (n a m).



$$l_{nm} = l_m + \sum_{i=1}^{i=m-1} (l_i + s_i)$$

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^{i=m} d_i l_i}{l_{nm}}$$

Tomado de : DNV-RP-F101, "Corroded Pipelines, Det Norske Veritas, 1999.

Figura 77.- Reglas de agrupamiento para LPC-3

Método LPC-2: Revisión del modelo

- En general produce resultados más exactos y más precisos que el modelo RSTRENG-2
- Es también óptimo en el análisis de defectos largos con geometría compleja, en los cuales es difícil medir la longitud
- Se recomienda para niveles de evaluación de defectos superiores y requiere programas de cálculo más avanzados
- Es más apropiado para materiales con $\sigma_{SMYS}/\sigma_{UTS} \rightarrow 1.0$ como grado X70 y X80
- Es el más conservador al tratar la interacción entre los defectos
- No se debe utilizar si se desconocen las propiedades del material, debido a su aplicabilidad específica al colapso plástico.

III.1.5 Comparación de los modelos

Comparación: Exactitud y precisión

Resultados comparativos de la exactitud y precisión de las predicción de la presión de falla para 198 defectos (93 reales, 102 maquinados y 3 ductos libres de defectos)⁴¹

Failure Equation	(93) Single Corrosion Defects		(102) Machined Single Defects		(198) All tests		All tests exc. 20 Battelle Grade B Pipe Tests	
	Mean	Std.Dev.	Mean	Std.Dev.	Mean	Std.Dev.	Mean	Std.Dev.
B31G	1.831	0.959	1.405	0.308	1.602	0.727	1.636	0.757
Shell-92	1.767	0.660	1.566	0.258	1.654	0.503	1.711	0.493
RSTRENG-1	1.562	0.488	1.275	0.219	1.408	0.398	1.432	0.408
PCORRC	1.400	0.539	1.274	0.174	1.330	0.397	1.380	0.386
LPC-1	1.389	0.521	1.253	0.180	1.314	0.388	1.363	0.375

Figura 78.- Resultados comparativos de modelos

Comparación: Errores de los modelos

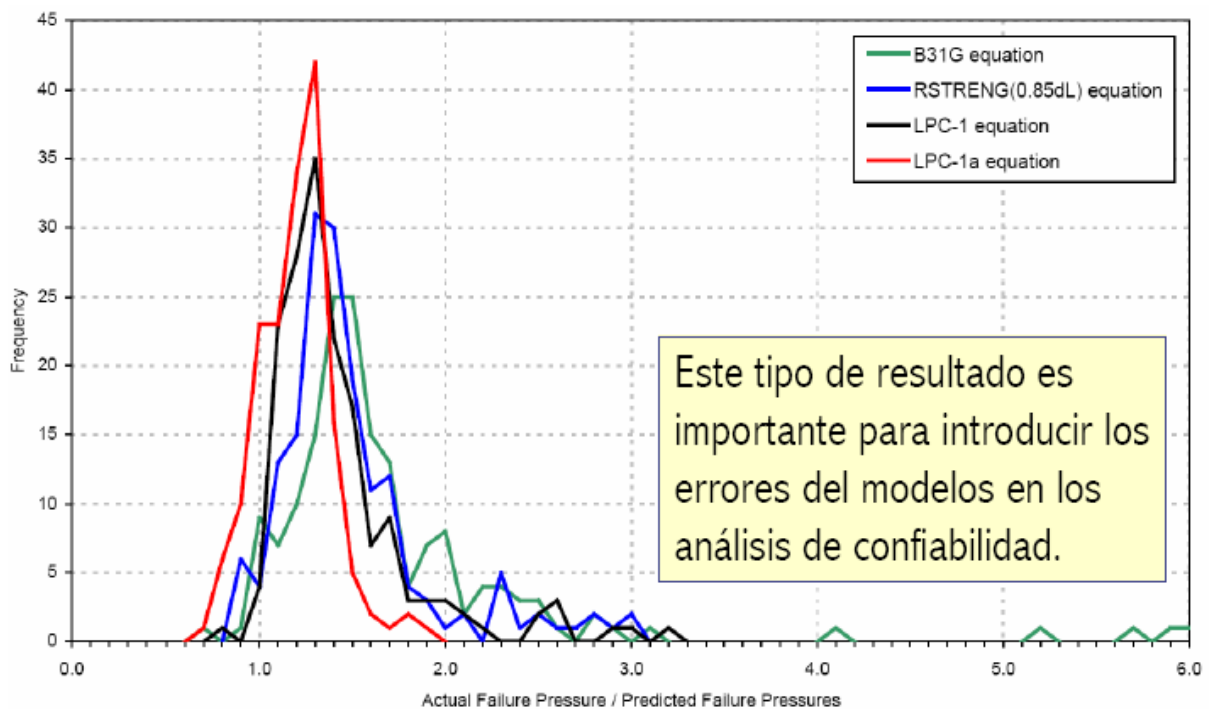


Figura 79.- Comparación de errores en modelos de fallas

⁴¹ "Methods for assesing corroded pipelines" PRCI. PR-273-9803. 2002.

Sensibilidad de los modelos

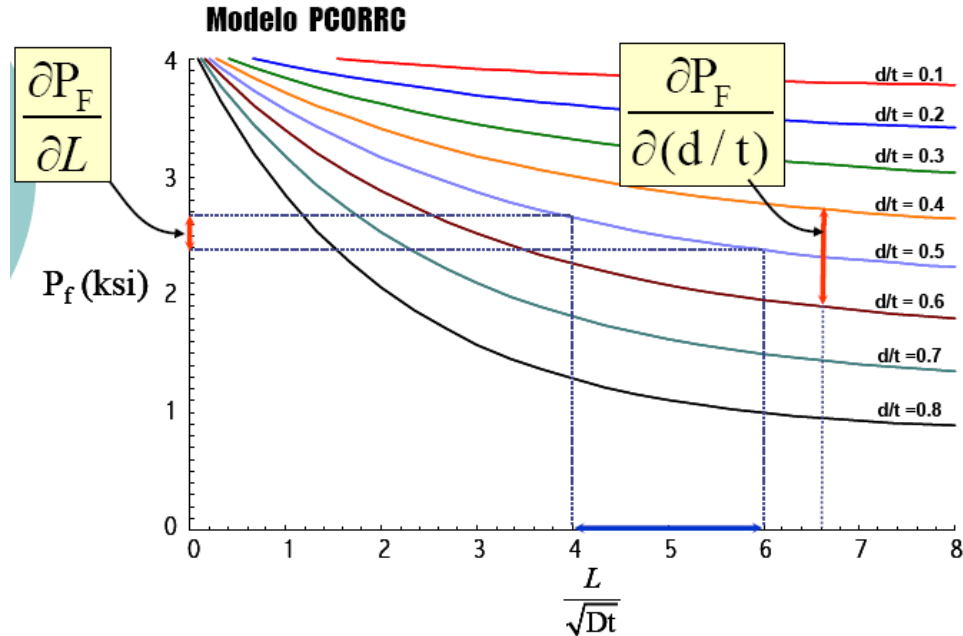


Figura 80.- Sensibilidad de los modelos a las incertidumbres

Las variaciones en la profundidad del defecto se manifiestan más acentuadamente en los resultados de la evaluación de la presión de falla que las variaciones de la longitud del defecto.

Entonces: al medir la geometría del defecto es importante lograr la mayor exactitud posible en la determinación de la profundidad.

En el modelo B31G, este análisis debe realizarse con extremado cuidado en la zona de longitudes $L^2/Dt \sim 20$ donde este modelo presenta una discontinuidad.

Debido a la forma de las superficies de fallas $P_f = f(d/t, L/\sqrt{Dt})$, el modelo PCORRC muestra una mayor sensibilidad a los errores de las variables que lo alimentan.

Con respecto a las dimensiones del tubo y sus propiedades, la variable que más influye en los resultados es el espesor de pared seguida del esfuerzo de flujo y finalmente el diámetro.

Revisión de la comparación

- El modelo B31G produce los resultados más inconsistentes. Es muy conservador para defectos largos y produce las mayores presiones de fallas para defectos cortos y profundos
- El factor de folias de tres términos del RSTRENG-1 tiene la ventaja de producir una función de falla continua y de mayor exactitud que el modelo B31G
- Los errores de modelo de la ecuación RSTRENG-1 son inferiores a los de la ecuación B31G.
- La ecuación de falla PCORRC tiene asociada los menores errores de modelo, tanto en exactitud como en precisión
- Esta ventaja es especialmente útil cuando se conoce que la tenacidad del material es elevada y puede ser aplicado el modelo PCORRC.
- El modelo LPC-2 produce resultados más exactos y precisos que el modelo RSTRENG-2
- Esta ventaja es especialmente útil cuando se conoce que la tenacidad del material es elevada y puede ser aplicado el modelo LPC-2
- El modelo RSTRENG-2 es el más conservador para todo el rango de profundidad de defectos
- Las estrategias de evaluación de la interacción entre defectos son diferentes. La opinión en la literatura es que dichas estrategias son más realistas en el modelo LPC-2
- El modelo RSTRENG-2 es más sencillo de aplicar y se encuentran software comerciales que lo contienen

B31G vs. RSTRENG-1

Variación = 100% (RSTRENG – B31G) / B31G

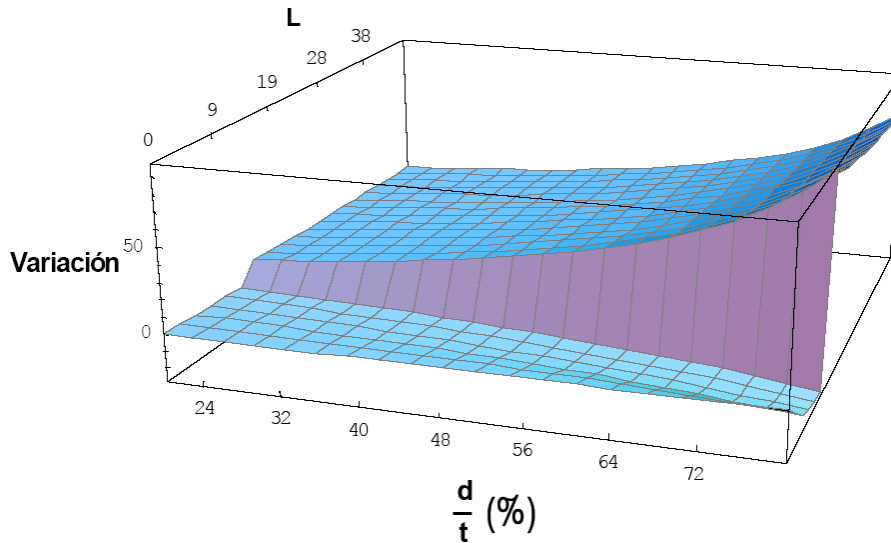


Figura 81.- B31G Vs RSTRENG-1

- Las diferencias entre los códigos ASME B31G y su versión modificada RSTRENG-1 son notablemente apreciables para defectos con $L2/Dt > 20$
- El modelo B31G no siempre es más conservador que el modelo RSTRENG-1
- La mayor exactitud y precisión del modelo RSTRENG-1 es un criterio de peso a la hora de seleccionar uno u otro; Ej. al planificar las reparaciones.

B31G vs. RSTRENG-1: Mito o realidad

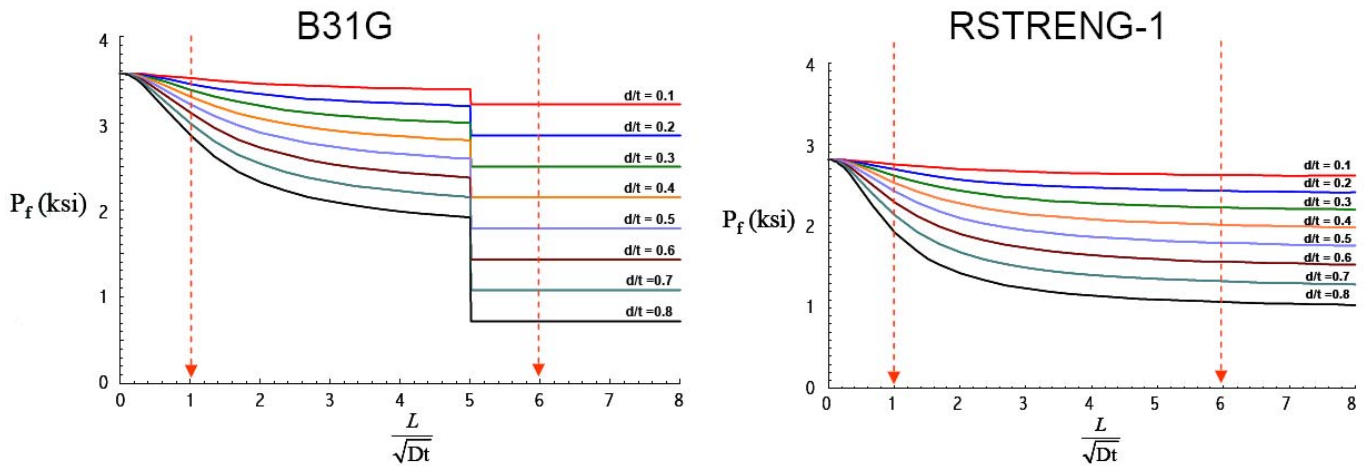


Figura 82.- Comparativo gráfico de B31G Vs RSTRENG-1

Mito: La ecuación de falla del modelo B31G produce siempre los resultados más conservadores.

Realidad: La pregunta ¿Qué método es más conservador? No tiene una respuesta sencilla o única. Depende de factores como las dimensiones del defecto y las propiedades del material.

¿Cuál método resulta más apropiado?

En términos prácticos, el diagrama de flujo propuesto en los talleres de expertos promovidos por la DCO es la respuesta a esta pregunta.

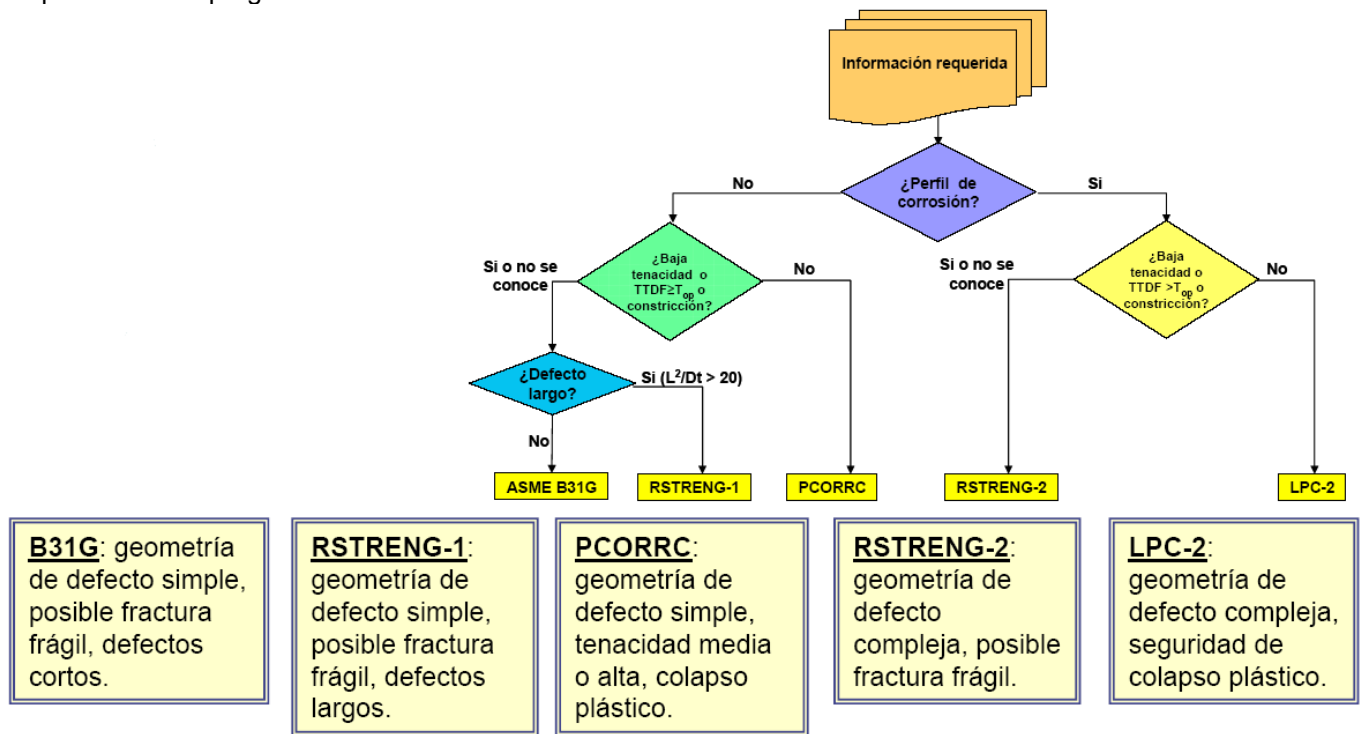


Figura 83.- Diagrama de flujo para selección de método de falla

III.2 REPARACION DE FALLAS

III.2.1 Antecedentes y definiciones⁴²

La norma de referencia NRF-030-PEMEX-2006 establece lo siguiente:

Numeral 8.4.2.1., párrafo 6.- Aún cuando se realice una reparación con carácter provisional, como el uso de abrazaderas, se debe programar la reparación permanente o definitiva en el menor tiempo posible, a excepción de las situadas dentro de las clases de localización 3 y 4 que deben realizarse de inmediato, entendiéndose como reparación provisional, permanente y definitiva lo señalado en las definiciones de esta norma.

La decisión de efectuar reparaciones provisionales o permanentes a ductos de transporte, son situaciones que se ven determinadas por factores como la interrupción inaceptable del servicio a usuarios, la disponibilidad de materiales, la ubicación y acceso al lugar de la anomalía, etc. en general, el paro y reemplazo o el reforzamiento o la contención temporal de la fuga son las respuestas cuando se tiene un daño en la tubería, sin embargo la decisión del tipo de reparación a efectuar debe estar sustentada por una evaluación del riesgo y las posibles consecuencias que represente.

⁴² EN REFERENCIA A CID-NOR-02/96 "Reparaciones definitivas, permanentes y provisionales en ductos" PEMEX, Comité interorganismos de ductos, grupo de normatividad, Nov-1996, Rev. 0

Definición de reparación:

Reparación Definitiva.- Es el reemplazo de la sección del ducto que esta fuera de norma.

Reparación Permanente.- Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente no metálica o metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional.

Reparación Provisional.- Es la acción de colocar envolventes tales como grapas de fábrica o improvisadas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto.

III.2.2 Reparación de tuberías con laminaciones

Si el análisis de integridad indica que una laminación es rechazable, la tubería se puede reparar por corte y reemplazo o mediante la instalación de una envolvente externa. La selección de la técnica de reparación no es simple ya que, para la mayoría de las laminaciones, se desconoce la forma en que evolucionan y fallan y por otra parte, porque varios tipos de envolventes parecen funcionar igualmente. Si la reparación se realiza mediante la colocación de una envolvente externa (camisa), la consideración más importante para la selección de la camisa es si la laminación va a producir una fuga o no, pues como se vio en la sección anterior, la mayoría de las laminaciones degradan muy poco la resistencia de un tubo.

Si no existe riesgo de fuga y el mecanismo de falla es Por expansión radial, la recomendación de reparación es mediante una camisa tipo "A" metálica y soldada circunferencialmente, de una extensión que cubra la totalidad de la zona defectuosa más un excedente por el crecimiento estimado de la laminación en el tiempo proyectado de servicio. La reparación con camisas tipo "A" aplica a laminaciones simples, ligeramente abultadas o escalonadas y bandas de inclusiones.

Si existe el riesgo de fuga, la reparación debe hacerse con una camisa tipo "B" sin relleno para las menos severas, que son las abultadas, conectadas a soldaduras por arco sumergido, hasta camisas tipo "B" con relleno presurizado para las abultadas más severas y las conectadas a la superficie.

Las laminaciones y ampollas por AIH continúan creciendo aún debajo de una camisa, por lo que la recomendación en este caso es usar una camisa tipo B cuya longitud cubra la longitud de la laminación más la longitud estimada de crecimiento. El GAID del IPN ha desarrollado un modelo matemático que predice la rapidez de crecimiento de una laminación en suelos de conducción de gas amargo, que puede emplearse para determinar el tamaño de la reparación.

III.2.3 Reparación en tuberías con corrosión

En el caso de que un defecto por corrosión deba ser reparado, hay una serie de opciones disponibles para los operadores. Para cumplir este propósito, las opciones se dividen en dos clases principales, método de reparación de falla con fuga y método de reparación de falla que no presenta fuga.

Los métodos de reparación para defectos con fuga deben ser capaces de contener la presión, mientras que los métodos de reparación de defectos que no presentan filtración proporcionan un refuerzo estructural, pero no puede contener líquidos o gas. Los métodos de reparación de los defectos con fuga se pueden aplicar a cualquier tipo de defecto. El siguiente resumen de los métodos de reparación proporciona información general solamente y no resuelve todos los problemas que deben ser considerados en la selección e instalación de las reparaciones.

Más adelante se considera la norma de reparación de PEMEX **CID-NOR-03-1996** *Reparaciones permanentes de defectos por medio de envolventes bipartidas soldables en tuberías que transportan hidrocarburos*, aún así, se deben consultar los documentos, especificaciones y alcances para evaluaciones más detalladas.

III.2.3.1 Método para Reparación de defectos con fuga

La reparación utilizada para defectos con fuga debe ser capaz de contener la presión, reforzar la estructura y cumplir con el mismo requisito de integridad que el ducto reparado, como cualquier otro componente de presión de operación en el sistema.

Los métodos de reparación de defectos con fuga incluyen:

- Corte y reposición
- Envolvente circunferencial completa soldada (Camisa tipo B)
- Abrazaderas mecánicas atornilladas
- Relleno con material de aporte

Estos métodos de reparación deben ser utilizados por cualquier defecto que este fugando y, según las directrices de la industria, también se debe utilizar para los defectos cuya profundidad es mayor que 80 por ciento del espesor de pared del ducto con falla.

Recortar y sustituir es el método de reparación preferido de los defectos con fuga, cuando sea posible. Las ventajas de la sustitución de tramos de tuberías son su simplicidad básica para instalar y la garantía de la integridad estructural de la nueva sección en el ducto. En los lugares donde la tubería puede estar sujeta a importantes esfuerzos axiales o cargas por flexión, la sustitución de la tubería es preferible a la reparación con envoltentes, porque se asegura la transferencia de carga axial a través de la sección del ducto reparado. El método evita la complejidad de los procedimientos de soldadura necesaria para soldar medias cañas para contención de la presión. A pesar de que tiene numerosas ventajas, el inconveniente más importante de sustituir las tuberías es la necesidad de cerrar y purgar la sección de la tubería que se sustituye.

Este método es uno de los más caros debido al costo de la pérdida de ingresos durante la reparación. A menudo es más práctico cuando una sección larga se cierra por varias reparaciones. En el caso de la reparación de defectos individuales, menos invasiva, los métodos son a menudo más rentables.

La industria ha desarrollado la **Envolvente circunferencial completa soldada**, envoltente metálica permanente, como un método confiable para la reparación de fugas y otros defectos de baja integridad. Como se ilustra en la **Figura 84**, un envoltente fabricado de tubo se sujeta alrededor del área del defecto, dos mitades se encuentran y se sueldan entre sí en toda la circunferencia a la tubería principal con soldadura de filete. Aunque este tipo de envoltente tiene la ventaja de contener la presión total de operación, plantea problemas de fabricación, si se construye en forma deficiente puede dar lugar a que las costuras laterales mal construidas y las soldaduras de filete final puedan tener problemas. Procedimientos adecuados para la aplicación de soldadura en ductos operando y los informes detallados de la formación del personal son fundamentales para el éxito de este método de reparación.

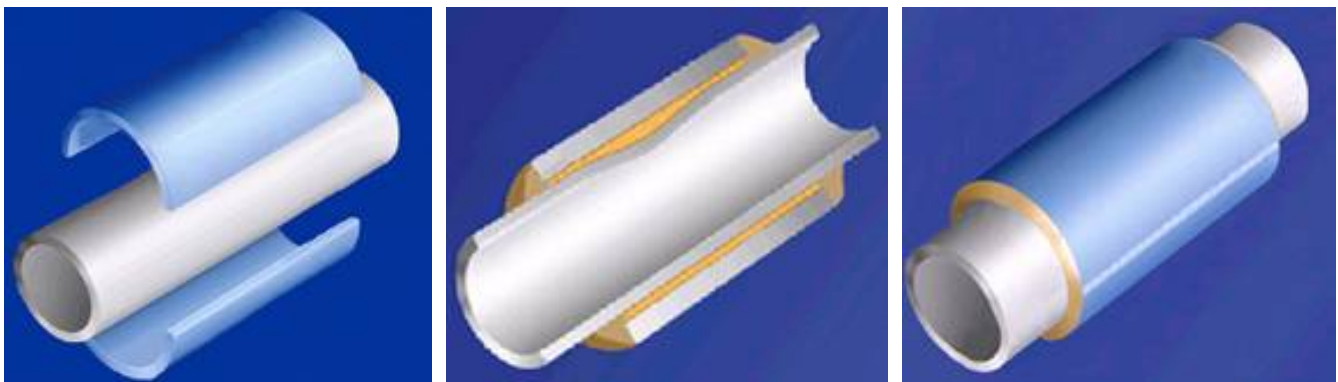


Figura 84.- Ilustración de envoltente circunferencial completa soldada

Existen varios tipos **abrazaderas mecánicas atornilladas** que están disponibles con los vendedores comerciales. Estas abrazaderas son generalmente destinadas a transmitir la presión completa a la tubería y usan juntas de elastómeros en los extremos para contener el fluido del ducto. La mayoría de estas abrazaderas también pueden ser soldadas a la tubería como una envoltente metálica permanente.

Las abrazaderas mecánicas atornilladas son simples en concepto, pero tienen el inconveniente de que por lo general son bastante pesadas, requieren más equipo y personal para instalar que las envolventes convencionales. Algunos operadores también las consideran demasiado caras para su uso en más de una forma ocasional.

La reparación por el método de **Relleno con material de aporte** se puede utilizar para eliminar pequeños defectos en una tubería. El tamaño del defecto a reparar por relleno con material de aporte debe ser de tamaño suficiente para garantizar que el defecto se elimina todo por el corte de la sierra de perforación. Las reparaciones por este método tienen la ventaja de que los equipos y procedimientos están disponibles comercialmente, pero se limita a los defectos relativamente pequeños y puede ser costoso cuando las reparaciones son numerosas.

III.2.3.2 Métodos para reparación de defectos que no presentan fuga en la corrosión

Para un defecto que debe ser reparado, pero que no tiene filtración o fuga y que la profundidad en la zona corroída no es superior al 80 por ciento del espesor del material, las opciones incluyen:

- Camisa mecánica sin soldadura circunferencial (Camisa Tipo A)
- Envolventes no metálicas

Los Métodos para Reparación de defectos con fuga también pueden ser usados en defectos que no presentan filtración o fuga.

Camisa mecánica. Las camisas mecánicas son consideradas reparaciones provisionales que pueden realizarse mientras el ducto continúa en operación, por lo que debe programarse la reparación definitiva en el menor tiempo posible. Si una camisa mecánica se suelda al ducto, se considera como reparación permanente, y en este caso se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de la reparación.

La reducción de la presión del ducto mientras se efectúa la reparación permanente o definitiva, dependerá de las condiciones de operación y del diseño de la camisa mecánica.

Teoría de la reparación de los defectos que no fugan.- Las técnicas de reparación en filtraciones no siempre reducen la presión inducida en el tubo dañado. Más bien, la investigación en la reparación de la tubería corroída ha demostrado que la reparación con envolventes no soldadas previene la falla por el control del crecimiento de la corrosión. Los defectos de corrosión se levantan radialmente hacia fuera de la tubería antes de que fallen. A pesar de reparar con envolventes no siempre se reduce la tensión de la membrana en el tubo, estas refuerzan los defectos y aumentan la presión de ruptura a niveles aceptables mediante el control de cualquier defecto que se pueda a llevar a cabo en el mismo lugar.

III.3 REPARACIÓN CON ENVOLVENTES BIPARTIDAS SOLDABLES

III.3.1 Identificación y evaluación de discontinuidades

Los trabajos de reparación deben realizarse bajo estricta supervisión de personal calificado, conocedor de los riesgos a que puedan estar expuestas las instalaciones y el personal; por lo cual se deben utilizar equipos y materiales previamente probados y localizados estratégicamente para las reparaciones.

Es esencial que todo el personal que trabaje en la reparación de tuberías entienda la necesidad de planear debidamente el trabajo y por lo mismo debe ser instruido y calificado sobre el procedimiento a seguir para lograr una reparación de calidad.

En el numeral **III.3.6.3** se presenta una secuencia recomendable para la reparación de tuberías que transportan hidrocarburos.

III.3.2 Identificación de defectos

Se deben identificar, dimensionar y evaluar los defectos detectados por equipo instrumentado o por cualquier otro medio.

Las imperfecciones o defectos más comunes en tuberías de conducción son los siguientes:

1. Abolladuras
2. Arrancaduras / Ranuras
3. Corrosión Exterior
4. Corrosión Interior
5. Inclusiones no Metálicas
6. Laminaciones

Estos defectos deben ser evaluados y clasificados por un prestador de servicios calificado y/o el personal técnico idóneo a fin de determinar la longitud de la envolvente, o del tramo por sustituir cuando esta sea la recomendación.

III.3.3 Límites de aceptación y reparaciones permisibles

En la **Tabla 13** se muestran los límites de aceptación de defectos en tuberías, así como sus reparaciones definitivas o permanentes aceptadas, haciendo notar que el código ASME B31.4 solo se indica las reparaciones permitidas sin especificar de qué tipo son.

A continuación se anotan las reparaciones permitidas para tubería de acero, que conduce gas natural, operando al 40% o más de la resistencia mínima especificada a la cedencia. (Código ASME. B31.8 Párrafo 851.4). (Ver numeral **III.3.6.4**)

III.3.3.1 Arrancaduras y ranuras

Si no es posible dejar fuera de servicio el ducto u operarlo a menor presión, la reparación puede hacerse:

- Mediante una envolvente completa con soldaduras de filete circunferenciales y longitudinales a tope, previo esmerilado del defecto como lo señala el párrafo 841.242 del código ASME B31.8, que dice:

Las arrancaduras y ranuras pueden ser removidas por esmerilado en forma tal que, el espesor de pared resultante no sea menor que el especificado por la fórmula de Barlow.

- Si después de haber eliminado el defecto como se señala en el párrafo 841.242, no queda suficiente espesor de pared, se debe colocar una envolvente completa.

III.3.3.2 Abolladuras

A excepción de las abolladuras que contengan arañaduras, ranuras o arrancaduras se podrán reparar por medio de envolvente (previo relleno con una resina que endurece).

III.3.3.3 Áreas corroídas

Las áreas corroídas se podrán reparar por medio de envolventes, siempre y cuando dichas áreas se limpien hasta encontrar metal sano y no rebasen lo establecido en la **Tabla 8**. Asimismo en el numeral **III.3.6.2** se muestra un procedimiento para análisis de esfuerzo en tuberías corroídas de acuerdo a la norma ASME B31G-1991.

III.3.3.4 Grietas Laminaciones e Inclusiones no Metálicas

Para la reparación de grietas, laminaciones e Inclusiones no metálicas no se considera a la envolvente como reparación permitida, ya que en este tipo de defectos de fabricación se desconoce su comportamiento metalúrgico y por lo mismo en estos casos lo recomendable es sustituir el carrete dañado y mientras las condiciones operativas lo permitan, se podrá hacer una reparación o refuerzo provisional con envolvente cuya habilitación y colocación es menos rigurosa que para una permanente.

III.3.4 Recomendaciones generales para efectuar reparaciones permanentes mediante envoltente completa

1. Las envoltentes serán habilitadas con tubería probada hidrostáticamente, debiéndose contar con un procedimiento para tal fin y la tubería deberá ser de especificación y espesor igual o mayor a la del tubo que se va a reparar.
2. Una envoltente deberá fabricarse para una presión de diseño como mínimo igual a la presión de operación máxima permisible del tubo sujeto a reparación.
3. La longitud de la envoltente no deberá ser menor de 0.10 m. (4 plg).
4. Inspeccionar por cualquier método no destructivo las soldaduras longitudinales así como las de filete.
5. Si la envoltente es de mayor espesor que el tubo que se va a reparar, los extremos circunferenciales deberán ser biselados (aproximadamente 45°).
6. La soldadura a emplear debe ser de acuerdo a lo estipulado en el **API. 1107**.
7. Todos los soldadores que realicen trabajos de reparación deberán ser calificados de acuerdo con el **API. 1107**, también deben estar familiarizados con las precauciones de seguridad y otros problemas asociados con el corte y soldadura sobre tubos que contengan hidrocarburos.
8. Todos los soldadores que lleven a cabo trabajos de reparación deben ser calificados como se indica en el numeral 8.2.13 de la norma de referencia de PEMEX **NRF-030-PEMEX-2006**.

La calificación del soldador tiene el propósito de determinar su habilidad durante la ejecución de soldaduras sanas empleando un procedimiento previamente calificado para soldadura a tope o de filete. Antes de ejecutar la soldadura, los soldadores deben ser calificados de acuerdo a los requerimientos de la parte 3.1 a la 3.6 del **API. STD. 1104** o de los párrafos 3.1 a 3.4 del **API 1107**.

Antes de iniciar las pruebas de calificación debe permitirse al soldador un tiempo razonable para ajustar el equipo a usar en la prueba. El soldador debe emplear la misma técnica y proceder con la misma velocidad como si ya hubiera pasado la prueba y estuviera realizando un trabajo de soldadura. La calificación de los soldadores debe hacerse en presencia de un representante autorizado de la asociación a la que pertenezcan.

La calificación debe hacerse sobre cupones (especímenes) obtenidos de los niples de tubería empleado para la prueba como se muestra en las figuras 1 a 10 de las prácticas recomendadas para las soldaduras de mantenimiento en tuberías **API-1107** (3ra. Ed. abr. 1991)

9. El ingeniero de mantenimiento será responsable de que la calificación del soldador se actualice cada 3 meses y se sujete a lo que establece el **API 1107**.
10. Cuando se aplique este tipo de envoltentes debe registrarse en un croquis su ubicación precisa para su fácil localización.
11. Para la realización de estos trabajos se deberá contar con un procedimiento de soldadura calificado.

III.3.5 Recomendaciones para la habilitación y montaje de envolventes permanentes (numeral III.3.6.5)

1. Las envolventes o medias cañas serán habilitadas con tubería probada hidrostáticamente, de especificación y espesor igual o mayor a la del tubo que se va a reparar.
2. Las medias cañas deberán ser preparadas con sus biseles longitudinales para soldadura a "Tope", con un ángulo de $37.5^\circ \pm 2.5^\circ$ y hombro de bisel de $1/16$ plg \pm $1/32$ plg. Los cortes transversales serán rectos para soldadura tipo filete. Las medias cañas deberán estar bien conformadas a la superficie circunferencial del tubo por reparar. Todos los extremos de las envolventes serán lisos y uniformes.
3. Cuando la reparación se realice en un tubo con costura longitudinal ésta tendrá que ser esmerilada para el acoplamiento adecuado de la envolvente y las soldaduras longitudinales de ésta deberán quedar a 90° de la costura.
4. Las superficies donde se instale la envolvente deberán estar limpias de esmalte, grasas o cualquier otra materia extraña.
5. Verificar que el espacio anular o entrehierro máximo entre la superficie exterior del tubo y las medias cañas sea de $1/8$ plg.
6. La separación de los biseles longitudinales será de $1/16$ plg máximo.
7. En el entrehierro se colocará una cinta longitudinal de asbesto o metálica pegada al tubo conductor como respaldo para evitar que la soldadura longitudinal haga contacto o su calor afecte al tubo conductor.
8. El ancho de la cinta metálica podrá ser de 2 plg y su espesor no mayor que el del espacio anular.
9. El punteo para fijar las envolventes se podrá hacer en las juntas longitudinales y solamente en una de las transversales de manera tal que se evite la deformación o torcedura de las medias cañas. se debe evitar en lo posible el 'punteo' y utilizar cadenas, gatos, abrazaderas, etc. para sujetar la envolvente y poder aplicar la soldadura.
10. Para envolventes provisionales o de refuerzo se podrá permitir el uso de soleras exteriores para unir las medias cañas sin biselar cuando se trate de reparaciones o refuerzos provisionales con envolvente en cuyo caso de no existir fuga, las soldaduras circunferenciales de filete son opcionales a condición de que en su lugar se aplique una resina para sellar como lo indica el apartado 851.4 del código ASME B31.8.
11. El ingeniero de Seguridad Industrial y Protección Ambiental deberá inspeccionar previamente el ducto, con especial atención en las áreas visiblemente dañadas y/o en las que según reporte del equipo instrumentado se tenga conocimiento de posibles daños internos a la pared del tubo. Estas áreas deberán inspeccionarse con equipo ultrasónico y transductor de haz angular para confirmar la presencia de daños, su naturaleza, magnitud y configuración y de esta manera recomendar el tipo de reparación más conveniente y sus dimensiones, esta misma operación deberá realizarse en las áreas donde se aplicará soldadura en el tubo conductor.
12. Antes de iniciar cualquier trabajo de soldadura debe existir comunicación entre el encargado de la operación del ducto, el ingeniero de mantenimiento y el de seguridad industrial y protección ambiental para verificar las condiciones de trabajo y las operativas.
13. Primero se realizarán las soldaduras longitudinales, de preferencia en forma simultánea y en sentido contrario.
14. Una vez realizadas las juntas longitudinales a tope se podrán hacer las de filete, empezando por la soldadura transversal que fue punteada iniciando de abajo hacia arriba.
15. Los electrodos a usar serán de bajo hidrógeno.
16. Para las juntas de filete, el diámetro de los electrodos no deberá exceder de $5/32$ de pulgada.

III.3.6 ANEXOS PARA REPARACIÓN DE FALLAS⁴³

III.3.6.1 Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas (tabla 8)

TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA
Ranuras	Profundidad mayor de 10% del espesor nominal	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
Abolladuras	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial.		
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como arrancadura o ranura.		
	Las que excedan una profundidad de 0,25pulg en un tubo de 12pulg y menores o 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12pulg.		
Quemaduras por arco	Los daños calientes que rebasen el 10% del espesor nominal de la tubería deben ser evaluados con estudios de ingeniería.	Sustituir tramo* o reparar	1, 2 o 3
Grietas	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura.	Sustituir tramo* o reparar	1, 2 o 3
Imperfecciones en soldaduras			
-Penetración inadecuada y fusión incompleta	25,4 mm (1pulg) de longitud	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
-Área quemada	6,4 mm (1/4pulg) de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	1 o 2
-Inclusiones de escoria	50,8 mm (2pulg) de longitud o 1,6 mm (1/16pulg) de ancho	Idem	1 o 2
-Porosidad o burbujas de gas	1,6 mm (1/16pulg) de dimensión máxima	Idem	1 o 2
-Socavación	Profundidad de 0,8 mm (1/32pulg) o 12,5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50,8 mm (2pulg) o 1/8 de la longitud de soldadura	Idem	1 o 2
Corrosión externa generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2 o 5
Corrosión interna generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada interna	De acuerdo al Anexo F de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada externa	De acuerdo al Anexo F de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2, 3, 4 y 5
<p>NOTA: En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, esta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.</p> <p>REPARACIONES:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sustitución de tramo. 2. Envolvente circunferencial completa soldada. 3. Esmerilado hasta un 10% del espesor de pared nominal. 4. Relleno con material de aporte 5. Refuerzo no metálico <p>* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete. Ver más detalle en párrafo 8.4.2.4.</p>			

Tabla 8.- Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas

⁴³ CID-NOR-03-1996 "Reparaciones permanentes de defectos por medio de envolventes bipartidas soldables en tuberías que transportan hidrocarburos" PEMEX, Comité interorganismos de ductos, grupo de normatividad, Nov-1996, Rev. 0

III.3.6.2 Diagrama para análisis de esfuerzo en tuberías corroídas

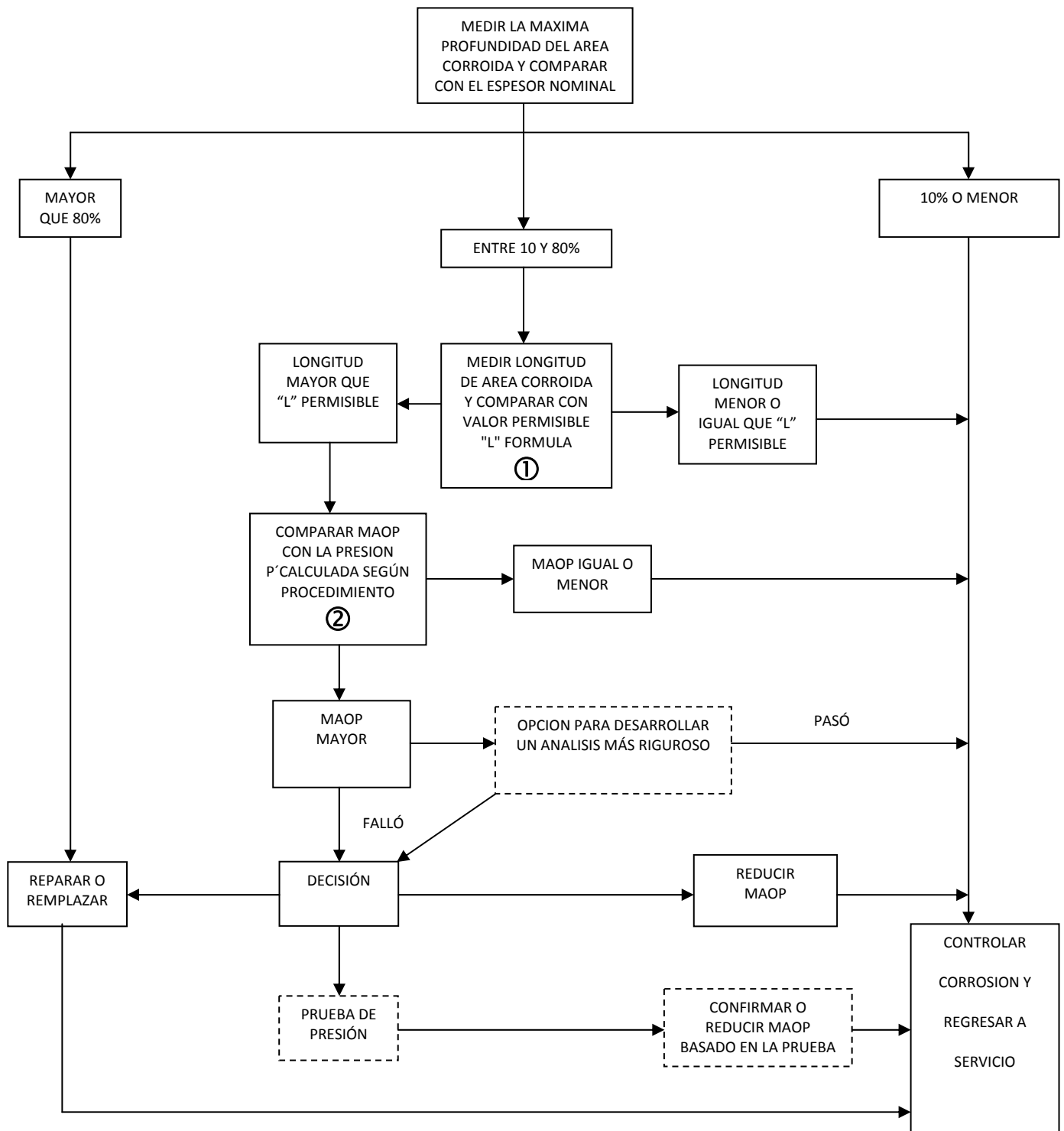


Figura 85.- Secuencia para la reparación de tuberías que transportan hidrocarburos

① CÁLCULO DE “L” PERMISIBLE:

$$L = 1.12B\sqrt{Dt}$$

$$B = \sqrt{\left[\frac{d/t}{1.1d/t - 0.15} \right]^2 - 1}$$

Donde:

L = Máxima longitud permisible (plg)

d = Máxima profundidad en el área corroída (plg)

t = Espesor nominal (plg)

D = Diámetro Exterior (plg)

B = Valor que no debe ser mayor a 4

② CÁLCULO DE LA MÁXIMA PRESIÓN DE SEGURIDAD (P')

1.- Calcule valor de “A”:

$$A = 0.893 \left[\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right]$$

Donde:

L_m = Longitud medida de la corrosión

D = Diámetro Exterior (plg)

t = Espesor nominal (plg)

2.a).- Si “A” es menor o igual a 4:

$$P' = 1.1P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left[\frac{d}{t} \right]}{1 - \frac{2}{3} \frac{d}{t\sqrt{A^2 + 1}}} \right]$$

2.b).- Si “A” es mayor a 4:

$$P' = 1.1P \left[1 - \frac{d}{t} \right]$$

Donde:

P' = Máxima presión de seguridad en áreas corroídas (PSI)

d = Máxima profundidad en el área corroída (plg)

P = La mayor de la MAOP establecida o $P = 2StFT/D$ (PSI)

$$p = \frac{2StFT}{D}$$

Donde:

S = Esfuerzo mínimo especificado a la cedencia (SMYS) (PSI)

F = Factor de diseño apropiado según B31.4, B31.8

T = Factor de temperatura

III.3.6.3 Secuencia para la reparación de tuberías que transportan hidrocarburos

OPERACION	MANTTO	S.I.P.A	ADMON. O TERCEROS	ACTIVIDAD
	<pre> graph TD INICIO([INICIO]) --> 1a[1a] INICIO --> 1b[1b] 1a --> 2[2] 1b --> 2 2 --> 3{3} 3 -- NO --> A((A)) A --> 1a 3 -- SI --> 4[4] 4 --> A 4 --> 5[5] 5 --> 6{6} 6 -- NO --> B((B)) B --> 1a 6 -- SI --> 7[7] 7 --> SI((SI)) </pre>			<p>INICIO DE LOS TRABAJOS</p> <p>1a LOCALIZAR SEGUN REFERENCIAS</p> <p>1b. EXCAVAR, ELIMINAR RECUBRIMIENTO Y LIMPIAR</p> <p>2 VERIFICAR LA LONGITUD DEL TRAMO A CONSIDERANDO LAS SOLDADURAS TRANSVERSALES INSPECCION VISUAL Y UBICACION DEL DAÑO SEGUN</p> <p>3. EL DAÑO ES EXTERIOR?</p> <p>SI-SIGUE ACTMIDAD NO-SIGUE ACTMIDAD</p> <p>4. LIMPIA EL DAÑO Y (LARGO, ANCHO, PROFUNDIDAD Y</p> <p>5. MONITOREA CON EQUIPO DE HAZ RECTO Y ANGULAR (DIMENSIONA: LARGO, ANCHO, PROFUNDIDAD Y HORARIA</p> <p>6. REQUIERE SI-SIGUE ACTMIDAD 7 NO-SIGUE ACTMIDAD 24</p> <p>7. DETERMINA TIPO DE a) ENVOLVENTE b) SUSTITUCION DE TRAMO DE c) REFUERZO CON ENVOLVENTE PROMISIONAL</p>

OPERACION	MANTTO	S.J.P.A	ADMN O TERCEROS	ACTIVIDAD
<pre> graph TD I{{I}} --> 8a[8a] I --> 8b[8b] 8a --> 8b 8b --> 9{9} 9 -- SI --> 10[10] 9 -- NO --> C((C)) 10 --> 11a[11a] 10 --> 11b[11b] 10 --> 11c[11c] 11c --> 12[12] 12 --> 13b[13b] 12 --> 13a[13a] 13a --> 14[14] 14 --> II{{II}} </pre>				
				8a VERIFICA CONDICIONES OPERATIVAS DEL DUCTO
				8b REVISAR EL DUCTO, EL AREA Y RECURSOS DISPONIBLES EN LA MISMA
				9. ES SUSTITUCION DE TUBERIA?
				SI=SIGUE ACTIVIDAD 10
				NO=SIGUE ACTIVIDAD 16
				10. OBTIENE AUTORIZACION SE DESCL PARA VACIAR Y O QUEMAR EL GAS
				11a VERIFICA CONDICIONES OPERATIVAS
				11b EFECTUA VACIADO Y O QUEMA DE GAS
				11c APOYA CON SERVIDO CONTRA INCENDIO
				12 VERIFICA AUSENCIA DE MEZCLAS EXPLOSIVAS, ANTES, DURANTE EL CORTE Y LAS SOLDADURAS, ASI TAMBIEN ASEGURA MEDIANTE ULTRASONIDO EL BUEN ESTADO DE LA TUBERIA EN LA LINEA DE CORTE
				13a REALIZA EL CORTE Y EXTRACCION DEL TUBO DAÑADO
				13b SUPERMISA
				14. COLOCA TAPONES DE BENTONITA

OPERACION	MANTTO	S.I.P.A	ADMON O TERCEROS	ACTIVIDAD
<pre> graph TD II[II] --> 15a[15a] II --> 15b[15b] 15a --> 16{16} 15b --> 16 16 -- NO --> D((D)) 16 -- SI --> 17a[17a] 16 -- SI --> 17b[17b] 17a --> 18a[18a] 17b --> 18b[18b] 18a --> 19a[19a] 18b --> 19b[19b] 18c --> 19c[19c] 19a --> 20a[20a] 19b --> 20a 19c --> 20b[20b] 19c --> 20b 20a --> III[III] 20b --> III </pre>				
				<p>15a VERIFICA CONDICIONES, ESPECIFICACION DIAMETRO Y ESPESOR DE TUBERIA SUSTITUTA Y FECHA DE SU PRUEBA HIDROSTATICA</p> <p>15b HABILITA MATERIAL INCLUYENDO PREPARACION DE BISELES, PASA AL PUNTO 19</p> <p>16 ES ENVOLVENTE PERMANENTE?</p> <p>SI-SIGUE ACTIVIDAD 17</p> <p>NO-SIGUE ACTIVIDAD 19</p> <p>17a) VERIFICAN CALIFICACION DEL SOLDADOR Y DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA</p> <p>18a) b) y c) REVISAN VISUALMENTE Y MEDIANTE ULTRASONIDO EL MATERIAL DE LA ENVOLVENTE Y EL SITIO DONDE SE COLOCARA</p> <p>19a SUPERVISA Y SOLICITA UNIDAD DE INSPECCION DE SOLDADURAS</p> <p>19b APOYA CON SERVICIO CONTRA INCENDIO</p> <p>19c REALIZA SOLDADURAS</p> <p>20a) b) EVALUA RESULTADO DE INSPECCION DE SOLDADURAS</p>

OPERACION	MANTTO	S.I.P.A	ADMN O TERCEROS	ACTIVIDAD
	<pre> graph TD III[III] --> D21{21} D21 -- SI --> E1((E)) D21 -- NO --> B22a[22a] D21 -- NO --> B22b[22b] B22a --> B23[23] B22b --> B23 B23 --> B24[24] E1 --> B24 B24 --> B25[25] B25 --> B26a[26a] B25 --> B26b[26b] B26a --> FIN((FIN)) B26b --> B8((B)) B8 --> B23 </pre>			<p>21. SON ACEPTABLES?</p> <p>SI=SIGUE ACTIVIDAD 24</p> <p>NO=SIGUE ACTIVIDAD 22</p> <p>22a) ORDENAN LA REPARACION O REPOSICION DE SOLDADURAS</p> <p>23. EFECTUA REPARACION O REPOSICION</p> <p>24. APLICA RECOBRIMIENTO ANTICORROSIVO</p> <p>25. INSPECCIONA CONTINUIDAD DEL RECOBRIMIENTO</p> <p>26a) TAPA EXCAVACION</p> <p>26b) REGISTRA UBICACION EN HISTOGRAMA DEL DUCTO</p> <p>TERMINA PROCEDIMIENTO</p>

III.3.6.4 Cálculo del porcentaje de la resistencia mínima especificada a la cedencia

EJEMPLO:

Si un gasoducto con longitud de 300 Km. y diámetro de 36" opera a una presión de 800 lb/pulg², en su desarrollo tiene clases de localización desde 2 hasta 4. La tubería es API-5L-X-42 y un espesor nominal de 0.475 plg. ¿Cuál es el % de "S"? (resistencia mínima especificada a la cedencia).

DATOS:

- Diámetro: 36 plg.
- Espesor nominal: 0.475 plg.
- Especificación: API-5L-X42
- Presión de trabajo: 800 lb / pulg².
- Clase de localización: 2 a 4

Según la fórmula de Barlow:

$$P = \frac{2St}{D}$$

Donde:

P: presión máxima de trabajo (lb/plg²)

S: resistencia mínima especificada a la cedencia (lb/plg²)

t: espesor nominal (plg.)

D: diámetro nominal (plg.)

Por lo que:

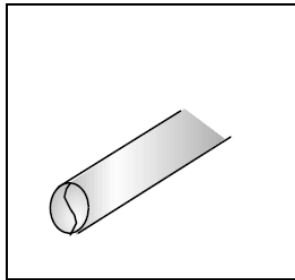
$$S = \frac{PD}{2t} = \frac{800PSI \times 36in}{2 \times 0.475in} = 30,315.78PSI$$

La Resistencia mínima especificada a la cedencia:

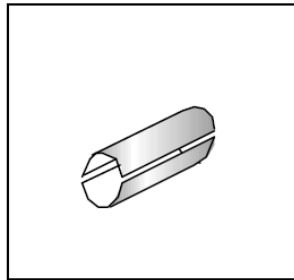
$$\% S = \left(\frac{30,315.78PSI}{42,000} \right) \times 100 = 72\%$$

III.3.6.5 Croquis para la instalación de envolturas permanentes

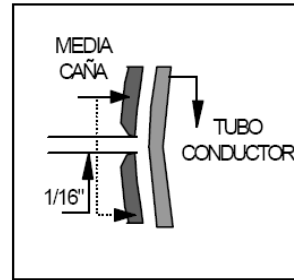
HABILITACION Y COLOCACION DE UNA ENVOLVENTE PERMANENTE



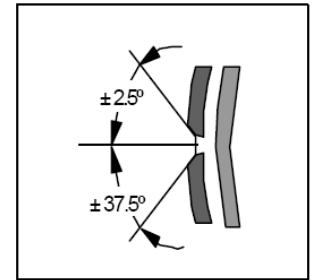
HABILITACION TUBO CONDUCTOR



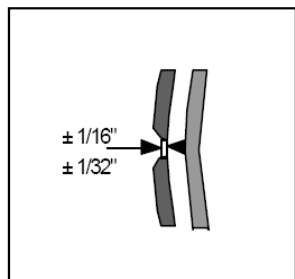
HABILITACION MEDIAS CAÑAS



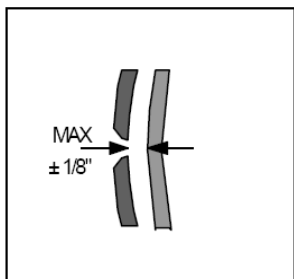
SEPARACION DE BISELES LONGITUDINALES



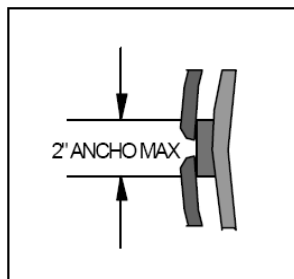
PREPARACION DEL BISEL LONGITUDINAL



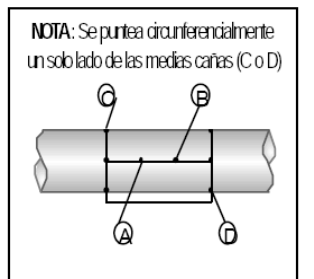
HOMBRO DEL BISEL LONGITUDINAL



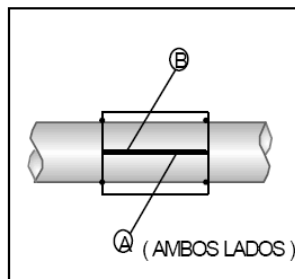
ESPACIO ANULAR O ENTREHIERRO



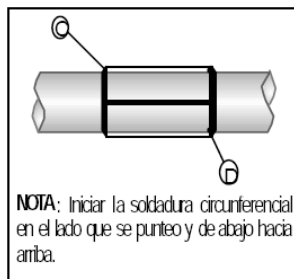
CINTA LONGITUDINAL DE RESPALDO



PUNTEO PARA FIJAR ENVOLVENTE

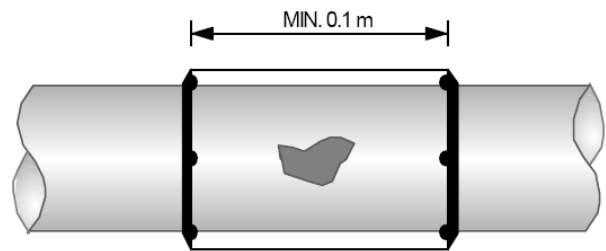


SOLDADURA LONGITUDINAL



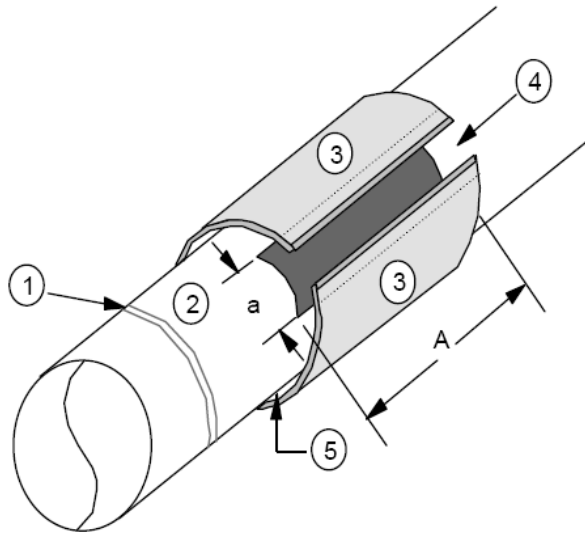
NOTA: Iniciar la soldadura circunferencial en el lado que se puntea y de abajo hacia arriba.

SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL DE FILETE



DIMENSIONES DE LA ENVOLVENTE
(Ubicando el defecto al centro de la envoltura)

ENVOLVENTE PERMANENTE



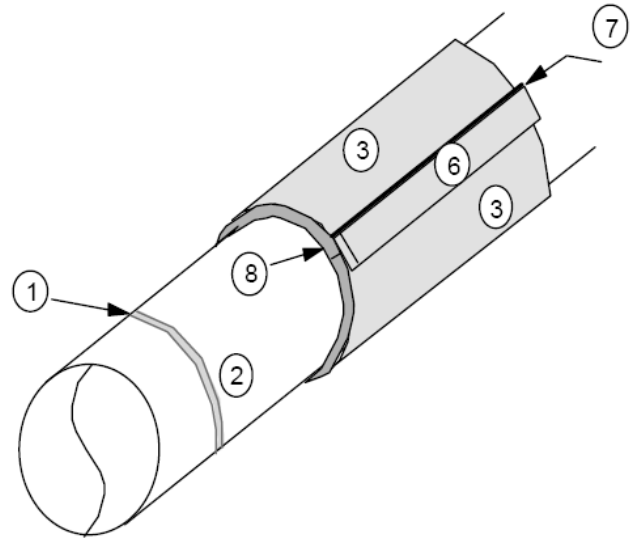
- 1. SOLDADURA DE EMPATE
- 2. TUBO CONDUCTOR
- 3. MEDIAS CANAS DE LA ENVOLVENTE CON BISEL LONGITUDINAL
- 4. CINTA DE RESPALDO (METALICA)
- 5. ESPACIO ANULAR (ENTREHIERRO)

a = ANCHO DE LA CINTA (2" MINIMO)

A = LONGITUD DE LA ENVOLVENTE

- MAXIMO: 1.5 m.
- MINIMO: 0.2 m.

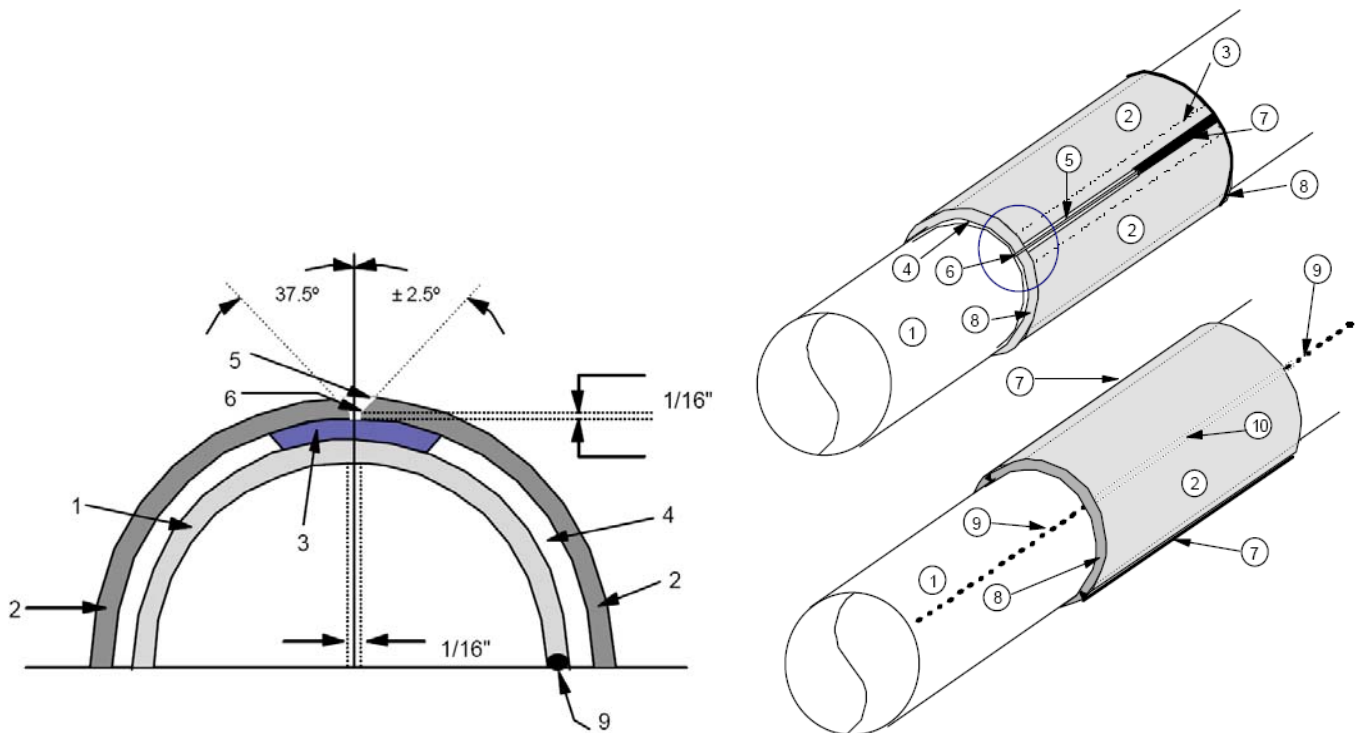
ENVOLVENTE O REFUERZO PROVISIONAL



- 1. SOLDADURA DE EMPATE
- 2. TUBO CONDUCTOR
- 3. MEDIAS CANAS DE LA ENVOLVENTE SIN BISEL LONGITUDINAL
- 6. SOLERA METALICA PARA UNIR CON SOLDADURA DE FILETE LONGITUDINAL DOS MEDIAS CANAS SIN BISEL LONGITUDINAL
- 7. SOLDADURAS DE FILETE LONGITUDINAL
- 8. SOLDADURAS DE FILETE CIRCUNFERENCIALES (APLICACION OPCIONAL)

NOTA: *SELLAR ESPACIO ANULAR CON RESINA EPOXICA

DETALLE DE PREPARACIÓN Y COLOCACIÓN DE ENVOLVENTES PERMANENTES



1. TUBO CONDUCTOR
2. MEDIA CAÑA ENVOLVENTE
3. CINTA LONGITUDINAL DE RESPALDO
4. ENTREHIERRO O ESPACIO ANULAR
5. BISEL LONGITUDINAL DE LAS MEDIAS CAÑAS
6. HOMBRO 1/16" A 1/32"
7. SOLDADURA LONGITUDINAL A TOPE
8. SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL DE FILETE
9. COSTURA LONGITUDINAL DEL TUBO CONDUCTOR
10. ESMERILADO DE LA COSTURA LONGITUDINAL AL RAS DE LA SUPERFICIE DEL TUBO CONDUCTOR EN EL AREA QUE VA A CUBRIR LA ENVOLVENTE

NOTA: Cuando el tubo conductor tenga costura longitudinal de fábrica, las soldaduras a tope de las medias cañas deben quedar a 90° de la costura.

CAPITULO IV:

PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

La prevención de la corrosión exterior juega un papel relevante en la integridad de los ductos, por lo que su mantenimiento debe basarse en los resultados integrales de funcionalidad y efectividad tanto del sistema de recubrimiento anticorrosivo del ducto como de la protección catódica.

Roberto Cruz Salinas, 2005
Diagnostico integral para el mantenimiento exterior de ductos.



IV.1 GENERALIDADES

IV.1.1 Principios de la corrosión⁴⁴

La corrosión es, un proceso electroquímico en donde una estructura metálica está sujeta a una pérdida de metal causada por una descarga de corriente de la estructura al electrólito circundante. Muchas formas de corrosión son el resultado de un par galvánico activo que puede existir debido a diversas causas. Hay varios factores físicos y del medio ambiente que pueden contribuir a crear pares galvánicos activos, por ejemplo:

IV.1.1.1 Materiales Diferentes

Una diferencia de potencial entre dos metales que están en contacto (p. ej. zinc y hierro en agua de mar), tendrá como resultado un paso de corriente del metal menos noble (más activo o anódico) hacia el electrólito, dando como resultado la corrosión de dicho metal.

IV.1.1.2 Suelos Diferentes

Si un oleoducto atraviesa suelos de diferente composición se pueden establecer pares galvánicos entre el metal de un tipo de suelo y el mismo metal en un tipo diferente de suelo.

IV.1.1.3 Diferencia en Contenido de oxígeno

Una superficie metálica enterrada o sumergida parcialmente en un área con alto contenido de oxígeno y con otra parte en un área con poco contenido de oxígeno (suelo/agua), se corroe en el área con bajo contenido de oxígeno.

IV.1.1.4 Material Extraño en el Relleno

Las rocas, escoria, objetos metálicos, etc., pueden ocasionar pares galvánicos entre dicho material y las áreas adyacentes de la estructura metálica.

IV.1.1.5 Bacteria Anaeróbica

Este tipo de bacteria reductora de sulfatos florece y prospera en aguas estancadas. También se le ha encontrado en puertos y bahías, bajo las algas adheridas a las estructuras metálicas de los muelles.

IV.1.1.6 Impurezas

Las impurezas en el grano metálico de las estructuras pueden causar pares galvánicos muy locales.

IV.1.1.7 Tensiones

Si por alguna razón existe un área de tensión en cualquier parte de una tubería enterrada o en cualquier otra estructura subterránea, la sección, o la parte bajo tensión será anódica con respecto a otras secciones o partes que no están bajo tensión.

IV.1.1.8 Diferencia de Concentración de pH

En un electrólito grande, puede haber diferencias de pH entre la interface de electrólito/metal de un lugar con respecto a la interface en un lugar diferente.

IV.1.2 Sistemas de Protección Catódica

La Protección Catódica es un método electroquímico usado para evitar o controlar la corrosión de tuberías metálicas enterradas o sumergidas. Los Sistemas de Protección Catódica (SPC) son sistemas activos y estos dependen de la aplicación de corriente eléctrica. La corrosión electroquímica se evita alterando el potencial natural de la tubería hasta niveles en donde la corrosión no se llevara a cabo (ver Fig. 86, diagrama de Pourbaix).

Se introduce corriente directa a través del electrolito (el terreno) hacia el material a proteger mediante material de sacrificio o rectificadores de corriente, con lo anterior se provoca que la tubería se comporte como un cátodo al fluir la corriente del ánodo.

⁴⁴ PEMEX - Benito Sánchez Martínez, "Curso de especialidad para supervisores de Obra, Protección Catódica en líneas terrestres", Subdirección de proyecto y construcción de obras, Julio de 1984, pp 11

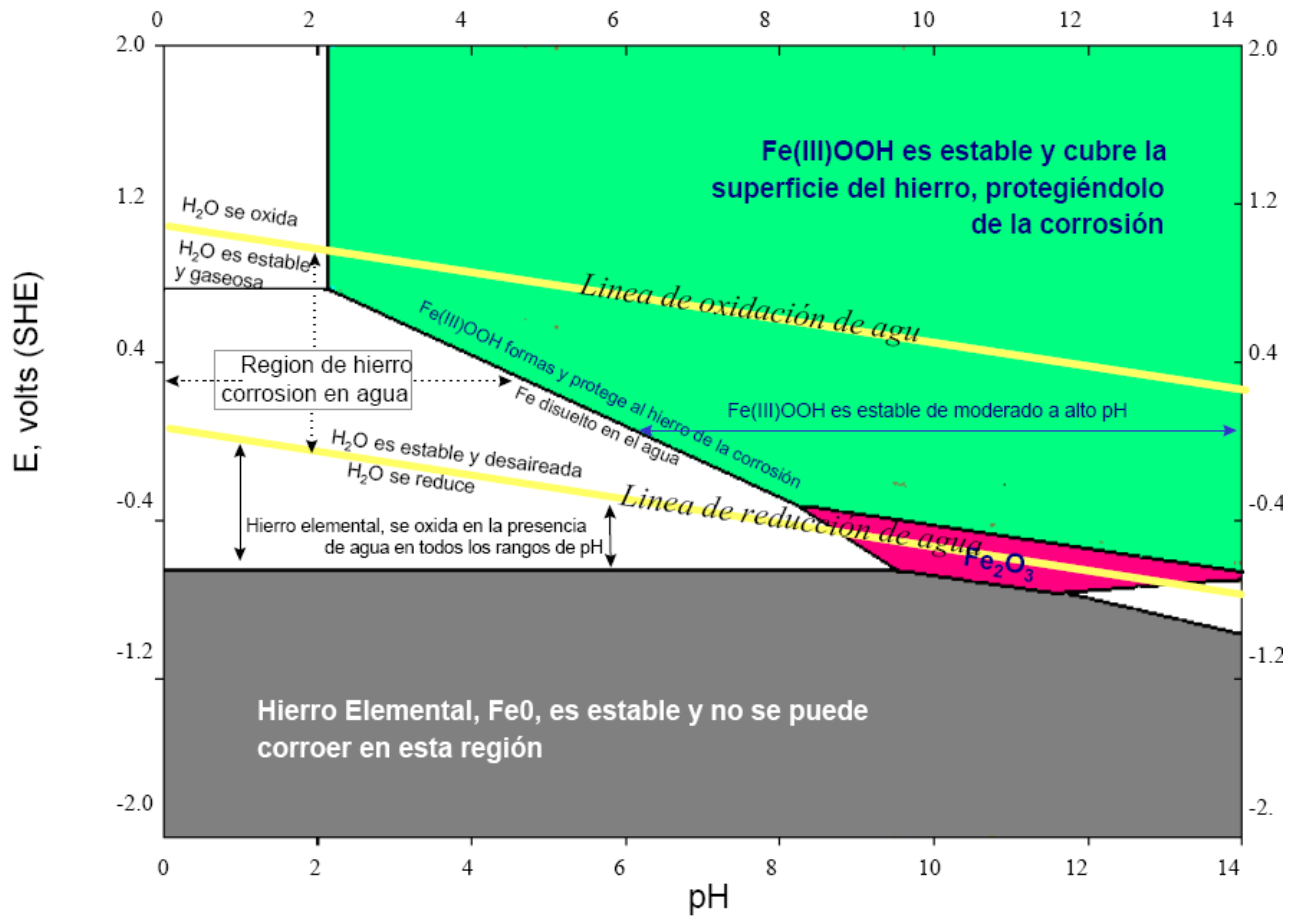


Figura 86.- Explicación del Diagrama de Pourbaix utilizando Fe, mostrando sólidos y fase acuosa estable en un margen de pH y potenciales de oxidación

Si la corriente es interrumpida, la corrosión puede progresar en una velocidad normal dependiendo de la combinación del material y el terreno. Si la corriente suministrada es inadecuada para alcanzar el potencial de protección, la corrosión puede avanzar a velocidad reducida.

Después de que un Sistema de Protección catódica es instalado y adecuado para proveer el correcto potencial de protección, la corriente y los potenciales deben permanecer relativamente estables, si existen cambios en la corriente o los potenciales, esto indica un problema.

IV.1.3 Aplicación

Las instalaciones comúnmente emplean una Protección catódica para programar el control de la corrosión incluye:

- Tanques para almacenamiento de combustible enterrados y fondos de tanque a nivel de tierra
- Sistemas de distribución de combustible
- Interior de tanques de almacenamiento de agua elevados o a nivel de piso
- Sistemas de distribución de agua potable
- Sistemas de distribución de Gas Natural
- Sistemas de distribución de aire comprimido
- Tuberías de fuego
- Estaciones de aguas residuales
- Bollas, bases/soportes de embarcaderos y otras estructuras sumergidas
- Acero reforzado con concreto

IV.1.4 Beneficios

Para utilizar, existen dos opciones:

1. Instalar y mantener la Protección Catódica
2. Periódicamente reemplazar las tuberías cuando las fugas por fallas llegan a ser una carga operacional o económica.

Instalar y mantener un Sistema de Protección catódica reduce significativamente los costos del ciclo de vida por extender indefinidamente el tiempo de vida de las instalaciones. También disminuye las responsabilidades potenciales de fallas prematuras de tuberías, perdidas como explosiones de Gas y fugas considerable de combustible. Limpiar el medioambiente, transportar y depositar los contaminantes sólidos, administrar los trabajos y otras situaciones pueden costar al administrador de los ductos perdidas cuantiosas.

La Protección Catódica es esencial para mantener cualquier estructura metálica en un ambiente corrosivo con bajos costos en el ciclo de vida.

IV.1.5 Mantenimiento de los Sistemas de Protección Catódica

La eficiencia de los sistemas puede ser monitoreada midiendo la corriente suministrada o el potencial de las estructuras, de preferencia, la combinación de ambos. El Mantenimiento programado debe incluir inspección y ajuste del equipo instalado como rectificadores de corriente o camas anódicas; el mantenimiento no programado puede incluir reparaciones del sistema como defectos en la inspección de camas anódicas o conductores eléctricos.

IV.1.6 Elementos para el control de la corrosión

Un programa para el control de la corrosión por protección Catódica incluye:

- Diseño de protección catódica.
- Trabajos para el control de corrosión por contratos, órdenes de trabajo (trabajos internos) y proyectos de mantenimiento.
- El uso de la Protección Catódica para eliminar reacciones electroquímicas (corrosión).
- Uso de revestimientos anticorrosivos en los ductos para reducir los costos de Protección Catódica.
- Análisis de fallas e inicio de las medidas correctivas en problemas de corrosión causados por materiales, diseño, construcción o el medio ambiente
- Registros históricos y la documentación necesaria para la demostración del cumplimiento y la eficacia de las operaciones y el mantenimiento de los SPC.

Este programase aplica tanto a los sistemas de protección catódica por ánodos de sacrificio como a los de corriente impresa.

IV.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

IV.2.1 El proceso de Corrosión

Comprender los principios de los Sistemas de Protección Catódica (SPC) se basa en comprender la naturaleza del proceso de corrosión. La corrosión de metales es un proceso electroquímico. Es decir, es un circuito eléctrico cuando el intercambio de electrones (electricidad) es realizada por las reacciones químicas en parte del circuito. Estas reacciones químicas ocurren en la superficie del metal expuesta a los electrolitos. Reacciones de oxidación (corrosión) ocurren en la superficie del ánodo y las reacciones de reducción ocurren en la superficie del cátodo. Los sistemas para el Control de la corrosión lo que hacen es trasladar estas reacciones de oxidación, haciendo que la estructura protegidas se convierta en un cátodo, por eso se denomina "Sistema de Protección Catódica" a dichos sistemas. Las camas anódicas son instaladas para convertirse en el "ánodo" en esta gran celda de corrosión y proporcionar las reacciones de oxidación en la celda. Para describir los principios de la operación de protección catódica en detalle, la naturaleza exacta de la corrosión proceso debe ser descrito en detalle.

IV.2.2 Celda de corrosión

La corrosión es el deterioro de un material por reacción con su medio ambiente. En el caso de un metal, este deterioro ocurre principalmente mediante un proceso electroquímico.

El proceso electroquímico consta de cuatro partes diferenciadas: ánodo, cátodo, electrolitos y ruta metálica.

Estas cuatro piezas constituyen lo que se denomina "celda de corrosión". La corrosión electroquímica sólo ocurre cuando las cuatro partes de la celda de corrosión están presentes. Para comprender el funcionamiento de un sistema de protección catódica, es extremadamente importante comprender estas cuatro partes de la celda de corrosión electroquímica (también llamada celda galvánica).

IV.2.2.1 Ánodo

La parte más obvia de la celda de corrosión es el ánodo. Este es el lugar donde la ocurre corrosión. El ánodo es el punto de la celda de corrosión donde la electricidad es pasada por medios químicos de la superficie del metal a los electrolitos. Esta reacción química es una reacción de oxidación, que se caracteriza por que el metal pierde un electrón y se combina con otro elemento, generalmente oxígeno. En el caso del acero, el material resultante es óxido de hierro (óxido).

IV.2.2.2 Cátodo

La segunda parte de la celda de corrosión es el cátodo. Este es el lugar donde la protección ocurre. El cátodo es el punto de una celda de corrosión donde la electricidad es pasada por medios químicos del electrolito a la superficie del metal. Esta reacción química es una reacción de reducción, que se caracteriza porque el metal pasa electrones al electrolito.

Ánodo	Cátodo
Es el electrodo donde ocurre la reacción de oxidación (corrosión)	Es el electrodo donde ocurre la reacción de Reducción (protección)
Antonino de cátodo	Antonino de ánodo

IV.2.2.3 Relación ánodo-cátodo

Un electrodo pasa a ser un ánodo o un cátodo en una celda de corrosión electroquímica dependiendo de su potencial eléctrico en comparación con el otro electrodo. Esta diferencia de potencial eléctrico es la fuerza electromotriz de una celda y es la diferencia de voltaje entre el ánodo y el cátodo. El electrodo que es más activo eléctricamente, o más negativo en tensión, sufre la corrosión, por definición es el ánodo.

El electrodo que es más noble (menos negativo en potencial) pasa electrones a los electrolitos (reacciones de reducción) y por definición es el cátodo, no sufre corrosión (o reacciones de oxidación). Como anteriormente se explico, hay cuatro partes distintas en la celda de corrosión electroquímica, las cuatro partes deben estar presentes para que exista un circuito completo y se provoque el flujo de corriente (ocurre la corrosión).

IV.2.2.4 Electrolito

La tercera parte de la celda de corrosión es el electrolito. El electrolito es el lugar donde fluyen los iones.

El electrolito es cualquier material en contacto con el ánodo y el cátodo, este permite que los iones emigren. Es la parte de una celda de corrosión que permite que las reacciones de oxidación y reducción ocurran. El electrolito incluye la fuente de elementos o átomos que son necesarios para transferir iones entre los electrodos metálicos (ánodo y cátodo).

IV.2.2.5 Ruta metálica

La cuarta parte de la celda de corrosión es la ruta metálica. La ruta metálica completa el circuito y permite a los electrones fluir. La ruta metálica es cualquier metal que conecta al ánodo con el cátodo y permite fluir a los electrones.

Este flujo de electrones debe estar presente para que la corrosión electroquímica ocurra. En el caso de un tanque o ducto, este puede ser el tanque o el tubo, o puede ser un enlace metálico a estructuras metálicas diferentes.

Electrolito	Ruta metálica
Cualquier tipo de tierra o líquido adyacente y en contacto con el ánodo y el cátodo que permite emigrar los iones (flujo)	Cualquier conductor que permite el flujo de electrones del ánodo al cátodo

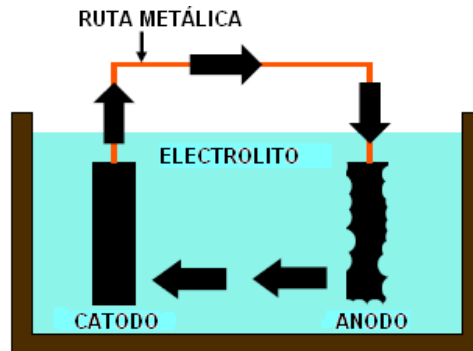


Figura 87.- Celda de corrosión electroquímica

La reacción de la corrosión debe ser considerada como un fenómeno cíclico, donde cada uno de los componentes de la celda debe estar presente y en funcionamiento, a fin de que la reacción general de la corrosión electroquímica suceda. Si alguno de los componentes de la celda galvánica falta o si se eliminan las reacciones individuales en el ánodo o el cátodo, se puede evitar que ocurra todo el proceso de corrosión.

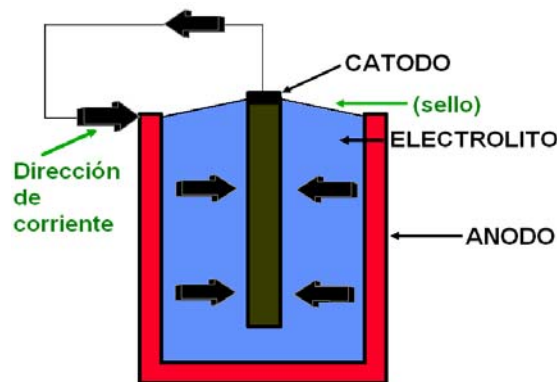
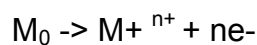


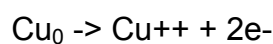
Figura 88.- Celda de Corrosión, Batería de celda Seca

IV.2.2.6 Reacción del ánodo

En el ánodo los átomos del metal renuncian a uno o más electrones y son iones metálicos. En taquigrafía química la fórmula general de esta reacción se escribe:



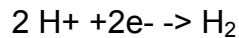
M_0 representa un átomo de metal como el hierro o el cobre en una estructura metálica. La flecha representa la dirección en que la reacción está ocurriendo. El símbolo M^{n+} representa un ion de metal. Los iones Metálicos formados en la reacción de corrosión dejan la estructura del metal y entran al medio ambiente (electrolito). El símbolo e^- representa los electrones cargados negativamente liberados por la formación del metal ion. Los electrones libres que se forman en la reacción de corrosión permanecen en la estructura del metal. Para una reacción anódica específica tal como ocurre en la corrosión del cobre la reacción se escribe:



Esto representa la reacción de un átomo de cobre para formar un ion de cobre con una carga de +2 y dos electrones. Nótese que no hay ningún cambio en el total ($0 = +2 + -2$). Todos los metales pueden reaccionar en forma de iones metálicos y electrones. Es característica de las reacciones anódicas la producción de iones metálicos y electrones.

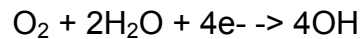
IV.2.2.7 Reacción del Cátodo

En el cátodo hay muchas reacciones posibles. La reacción catódica común más simple es la reacción de iones de hidrógeno, que esta presente en soluciones de agua, con electrones que forman gas de hidrógeno. En taquigrafía química esta reacción se escribe:



Esto representa la reacción de dos iones de hidrógeno (2H^+) con dos electrones (e^-) para formar dos átomos de hidrógeno, que luego se combinan para formar una molécula de gas hidrógeno (H_2). Como en el caso de reacciones anódicas, no hay ningún cambio en la carga neta en esta reacción ($+2 + -2 = 0$).

Otra reacción común en la reacción catódica es la de los electrones con oxígeno disuelto y el desglose de agua en iones de hidroxilo. En taquigrafía química esta reacción se escribe:



Esto representa la reducción de oxígeno (O_2) en electrolitos alcalinos donde el oxígeno y el reparto de dos moléculas de agua ($2\text{H}_2\text{O}$) resultando en la formación de cuatro iones de hidroxilo (4OH^-).

IV.2.2.8 Otras reacciones catódicas

En otras reacciones catódicas, iones diferentes pueden reaccionar con electrones, pero la característica importante de cada reacción catódica es la reunión (ganancia) de electrones, que es la principal característica de una reacción de reducción. La reducción de ion Metal y deposición de metal también puede ocurrir. Nótese que no hay participación directa del metal en la reacción, excepto si el ion metal está presente. Si el metal no se convierte en un ion, no pierde un electrón, y no puede combinarse con otro átomo o elemento (óxido o herrumbre).

Aunque la reacción catódica debe ocurrir para que la reacción de corrosión proceda no ocurre corrosión en el cátodo. Esta reacción de reducción es normalmente llamada protección; desde que el metal está protegido de convertirse en un ion, esta protegido de la corrosión. Este proceso también da resultados en muchos factores los cuales pueden de otro modo alentar la tasa de corrosión: la reducción de iones de hidrógeno (lo que provoca pH cambiando en la dirección alcalina); la formación de iones hidroxilo (que también provoca pH cambiando en la dirección alcalina); el desglose de agua (lo que provoca un aumento de la resistividad del electrolito); y la formación de un recubrimiento de hidrógeno en el cátodo (que provoca un aumento en el cátodo para resistencia del electrolito).

Los electrones formados en el ánodo fluyen a través del camino metálico de electrones y son reunidos en el cátodo. El electrolito proporciona los iones necesarios para la reacción catódica y sirve para disolver los iones metálicos formados en el ánodo. El más electrolito más común es el agua o una base de solución de agua. El electrolito puede ser el agua de la llave, agua de mar, el agua filtrada en los poros de un suelo o el agua precipitada del aire como lluvia o rocío.

IV.2.3 Tipos de corrosión

Básicamente, hay cuatro maneras en que puede ocurrir la corrosión. La corrosión puede producirse mediante una reacción química o tres tipos generales de reacciones electroquímicas. Los tres tipos de reacciones electroquímicas que ocurren dependen de la causa de la diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo. Esta diferencia de potencial puede ser causada por las diferencias en el medio ambiente, las diferencias en el metal o por fuentes eléctricas de corriente directa existentes.

Entender este principio conduce a la comprensión de los principios de operación de los sistemas de protección catódica. Cada uno de estos tres tipos de corrosión se explicará en detalle, con ejemplos de cada uno. Estos tres tipos son:

- Corrosión general
- Concentración de celdas de corrosión (célula electroquímica causados por diferencias en el electrolito)
- Corrosión galvánica (célula electroquímica causados por diferencias en el metal)
- Corrosión por pérdida de corriente (célula electroquímica causada por fuentes eléctricas)

IV.2.3.1 Corrosión General

Este tipo de corrosión es química o electroquímica en la naturaleza. Sin embargo, no hay áreas anódicas o catódicas individuales. Esta forma de corrosión es uniforme en la superficie del metal expuesto al medio ambiente. El metal gradualmente se hace más delgado y eventualmente falla.

El estado de energía del metal es básicamente lo que causa esta reacción. Denominado como proceso "polvo-a-polvo", altos niveles de energía se añaden a la materia prima para producir el metal. Este alto nivel de energía provoca un antinatural potencial eléctrico alto. Una ley de la química es que todos los materiales tienden a volver a su más bajo nivel de energía, o a su estado natural. Tras los altos niveles de energía que se añaden al metal, cuando está expuesto al medio ambiente (un electrolito), tenderá a volver a su estado natural. Este proceso es normalmente muy lento y depende de la concentración de iones de los electrolitos al que está expuesto. Sólo en condiciones extremas (ácido electrolito) puede esta forma de corrosión ser significativa. La tasa de corrosión en acero se eleva drásticamente en un pH inferior a 4, y en un pH de aproximadamente 3, el acero se disuelve.

La corrosión general tiende a disminuir con el tiempo porque el potencial gradualmente se vuelve más bajo. Las fallas por corrosión en ductos o tanques no ocurren rápidamente en este tipo de corrosión, la penetración de la estructura ya no ocurre, sólo una corrosión general en toda la superficie (salvo en circunstancias extremas cuando el metal podría disolverse en un ácido electrolito). Sin embargo, en la naturaleza, el metal no es completamente uniforme y los electrolitos no son totalmente homogéneos, resulta en celdas de corrosión electroquímica que ensombrecen enormemente esta forma de corrosión leve.

IV.2.3.2 Concentración de Celdas de corrosión

Este tipo de corrosión es causada por una celda de corrosión electroquímica. La diferencia de potencial (fuerza electromotriz) es causada por una diferencia en la concentración de potencial en algún componente del electrolito. Cualquier diferencia en el electrolito contactando con el metal forma discretas regiones anódicas y catódicas en el metal. Cualquier metal expuesto a un electrolito exhibe un potencial mensurable o tensión. El mismo metal tiene un potencial eléctrico en diferentes electrolitos, o electrolitos con diferentes concentraciones de cualquier componente. Estas diferencias de potencial en el metal pueden desarrollar regiones anódicas y catódicas. Cuando hay también un electrolito y una ruta metálica, el circuito se completa, entonces el flujo de corriente y la corrosión electroquímica pueden ocurrir.

El suelo es una combinación de diferentes materiales. También hay muchos tipos diferentes de suelo, e incluso, el mismo tipo de suelo varía mucho en la concentración de sus componentes. Por lo tanto, verdaderamente no existe tal cosa como suelos homogéneos.

Estas variaciones de suelo provocan diferencias de potencial (fuerza electromotriz) sobre la superficie metálica resultando en celdas de corrosión electroquímica. Los líquidos tienden a ser más uniformes, pero pueden variar en la concentración de algunos componentes, tales como el oxígeno, según los rangos de profundidad y caudal. Los organismos biológicos están presentes en casi todos los entornos acuosos, estos organismos tienden a atacar y crecer en la superficie de los materiales estructurales, resultando en la formación de una película biológica o biopelícula. Estas películas son diferentes en los electrolitos de alrededor y tienen muchos efectos adversos. Los siguientes son ejemplos de formas comunes de concentración celda corrosión.

Suelos Diferentes. Los oleoductos tienden a pasar por diferentes tipos de suelos. El metal se expone a diferentes potenciales eléctricos en suelos diferentes. El potencial eléctrico en los suelos determina qué áreas se vuelven anódicas y qué áreas se vuelven catódicas. Ya que tanto el ánodo y el cátodo son eléctricamente continuos y los electrolitos está en contacto con ambos, las corrientes naturales, resultan en reacciones de oxidación y reducción (corrosión y protección). Las zonas en los oleoductos o tanques, que son anódicas, se corroen.

El suelo tiende a consistir en capas horizontales de suelos diferentes, los oleoductos que atraviesan varias capas de suelo tienden a ser afectados frecuentemente por este tipo de corrosión. Pozos de agua y aceite son algunos ejemplos de este tipo de celda de corrosión electroquímica. Otros ejemplos son oleoductos que pasan por zonas de diferentes materiales, como roca, grava, arena, barro, arcilla o diferentes combinaciones de estos materiales.

El suelo tiende a consistir en capas horizontales de suelos diferentes, hay más de 50 tipos generales de suelo que se han caracterizado por tener propiedades de corrosión. Cada uno de los diferentes tipos de suelo tienen diferentes valores resistividades. En las zonas donde los valores de las resistividades del suelo varían enormemente en distancias relativamente cortas, en medio ambientes desiguales se forman las células de corrosión. Estos tipos de células de corrosión electroquímica son más graves cuando el ánodo es relativamente pequeño, la resistividad del suelo es la más baja y la diferencia de potencial eléctrico es mayor. Ejemplos de suelos corrosivos son Merced (alcalino) limo barro, Moctezuma (alcalino) arcilla adobe, lodo y fango de arcilla de barro.

Concentración de celdas de corrosión causadas por diferentes tipos de suelo

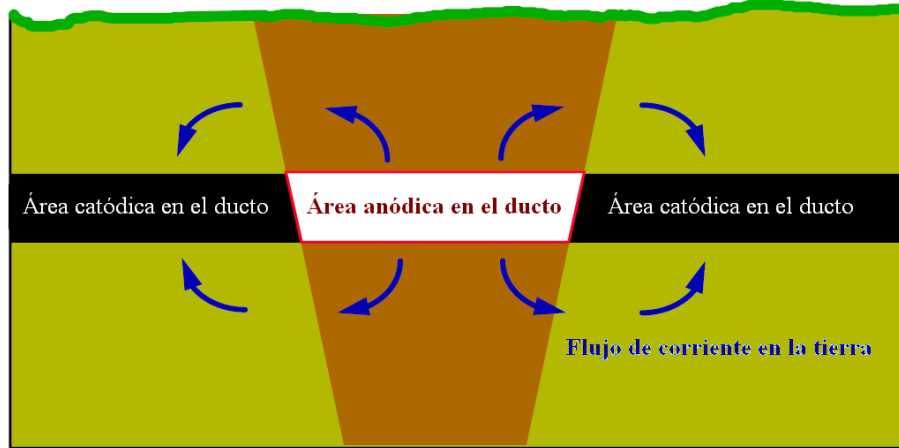


Figura 89.- Concentración de celdas de corrosión causadas por diferentes ambientes

La concentración de oxígeno. Los ductos o tanques que están expuestos a un electrolito con una baja concentración de oxígeno son generalmente anódicos con el mismo material expuesto a un electrolito con un alto contenido de oxígeno. Esto es más grave cuando un ducto o tanque se coloca en la parte inferior de la excavación, entonces el relleno se coloca alrededor de la parte restante de la estructura. El relleno contiene una cantidad relativamente alta de oxígeno durante la operación de excavación y relleno. Esto también puede ocurrir cuando el metal está expuesto a las zonas que tienen diferentes niveles de contenido de oxígeno.

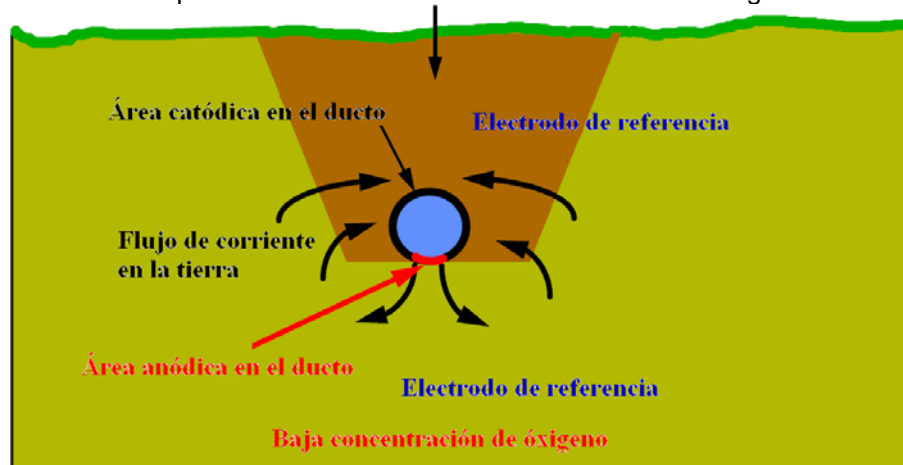


Figura 90.- Concentración Celdas causada por diferentes concentraciones de Oxígeno

Electrolito húmedo y seco. Los ductos o tanques que están expuestos en las zonas de bajo y alto contenido de agua en el electrolito también exhiben diferentes potenciales en estas áreas. En general, la zona con más contenido de agua pasa a ser el ánodo en esta celda de corrosión electroquímica.

Esto es más grave cuando un ducto pasa por una zona pantanosa adyacente a las zonas secas o si el tanque está situado en suelo seco, pero el agua en el suelo satura la parte inferior del depósito.

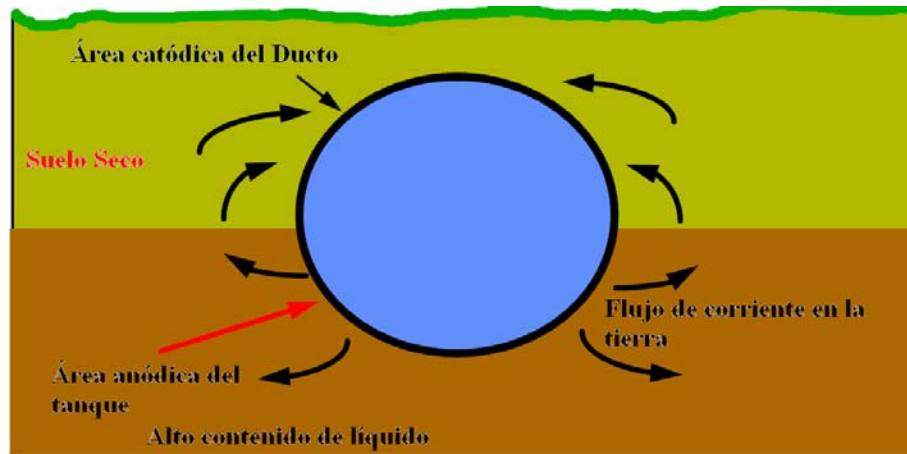


Figura 91.- Concentración Celda causada por diferentes concentraciones de Agua

Suelo no homogéneo. Los ductos o tanques que están expuestos a un electrolito que no es homogéneo, tienen diferentes potenciales eléctricos en los diferentes componentes del suelo. Esto puede ocurrir en cualquier tipo de suelo ya que estos son una mezcla de materiales microscópicos y componentes de tamaño sustancial. La zona(s) con el mayor potencial pasa a ser el ánodo en esta celda de corrosión electroquímica. Este es más grave cuando un ducto o tanque está colocado en un electrolito con componentes que causan grandes diferencias de potencial o cuando hay pequeñas áreas anódica y/o grandes zonas catódicas.

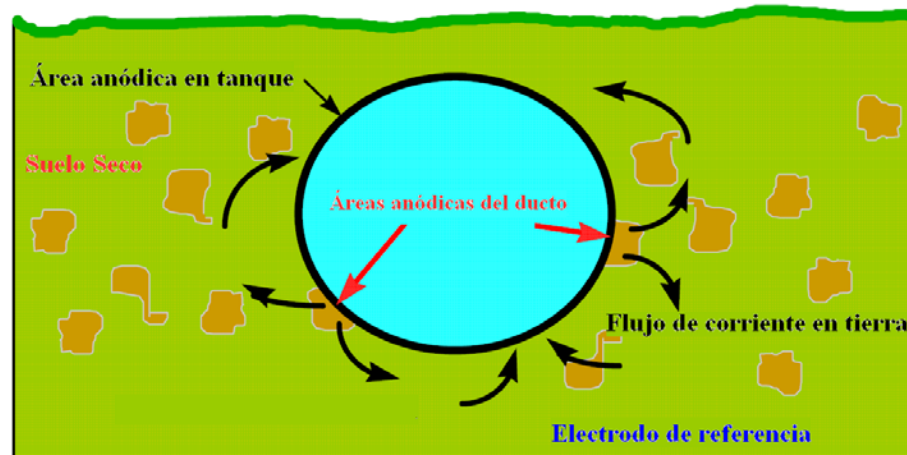


Figura 92.- Concentración de Celdas causada por Suelos No homogéneos

Interfaz Concreto/Suelo. Los ductos o tanques que están en contacto con concreto y expuestos a otro electrolito tienen diferentes potenciales en cada área. La zona que no está en contacto con el concreto pasa a ser el ánodo en esta celda de corrosión electroquímica. Un ducto o tanque que está en contacto con hormigón y el suelo (o agua) puede tener una muy grave celda de corrosión, debido a la gran diferencia de potencial del metal en los dos electrolitos diferentes.

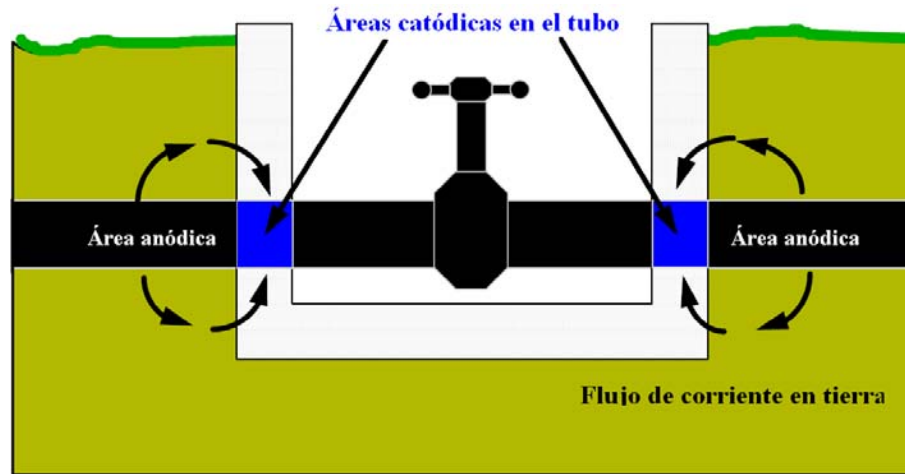


Figura 93.- Concentración Celda causada por Electrolitos de concreto y suelo

Relleno con impurezas. Esto es similar a la concentración de células por suelos no homogéneos, salvo que el "relleno con impurezas" son materiales que no suelen existir en el suelo, pero son materiales extranjeros mezclados en el electrolito durante o entre el proceso de excavación y el relleno. Esto puede ser cualquier material que forma áreas anódicas o catódicas en la estructura. También puede ser un material de aislamiento que forma diferentes condiciones en los electrolitos, o un material metálico que realmente pasa a ser un ánodo o cátodo cuando entra en contacto con la estructura (corrosión galvánica).

Efectos biológicos. Los organismos biológicos pueden atacar y crecer en la superficie de un metal, causando un entorno diferente que en algunos casos puede ser extremadamente corrosivo para el metal. La mayoría de las bacterias que han sido implicadas en corrosión crecen mejor a temperaturas de 15 °C a 45 °C (60 °F a 115 °F). Estas bacterias son generalmente clasificadas por sus requerimientos de oxígeno, que varían ampliamente según la especie, y pueden ser aeróbicas o anaeróbicas. Su metabolismo produce influencia en la reacción electroquímica por formar los materiales o películas (limo) que actúan como una barrera de difusión, o cambio en concentraciones de ion y pH. Algunas bacterias son capaces de participar directamente en la oxidación o la reducción de iones metálicos y puede cambiar el equilibrio químico que influye en la corrosión. Las Bacterias aeróbicas forman oxígeno y concentración de células químicas, y en presencia de bacterias capaces de oxidar iones ferrosos, además aceleran la corrosión. Muchos productos minerales o ácidos orgánicos también pueden descomponer las capas de la estructura. La descomposición de productos es a veces utilizada como alimento, conduciendo a una acelerada corrosión.

IV.2.3.3 Corrosión Galvánica

Este tipo de corrosión es causada por una celda de corrosión electroquímica desarrollada por una diferencia de potencial en el metal que hace una parte de la célula un ánodo y la otra parte de la celda el cátodo. Diferentes metales tienen diferentes potenciales en el mismo electrolito. Esta diferencia de potencial es la fuerza motriz o la tensión de la celda. Como con cualquier celda de corrosión electroquímica, si el electrolito es constante desde el ánodo para el cátodo y existe una ruta metálica presente para el electrón, el circuito está completo y la corriente fluirá y ocurrirá la corrosión electroquímica.

Metales diferentes. La corrosión más evidente de este tipo es cuando dos metales diferentes están en el electrolito conectados metálicamente o en cortocircuito de alguna forma. Todos los metales exhiben un potencial eléctrico; cada metal tiene su potencial distintivo o voltaje (ver Serie Galvánica). Cuando dos metales diferentes están conectados, el metal con el potencial más negativo es el ánodo; los metales menos negativos son el cátodo. Un metal "activo" es un metal con un alto potencial negativo, lo que significa que es anódico comparado con la mayoría otros metales. Un metal "noble" es un metal con un bajo potencial negativo, lo que significa que es catódico en comparación con la mayoría de otros metales. La corrosión de metales disímiles es más grave cuando la diferencia de potencial entre los dos metales, o "conducción de voltaje", es más grande.

Ejemplos de metales activos son los nuevos tipos de acero, aluminio, acero inoxidable (en el estado activo), zinc, y magnesio. Ejemplos de metales nobles son metálicos corroídos, acero inoxidable (en el estado pasivo), cobre, bronce, carbono, oro y platino. Un ejemplo de este tipo de corrosión ocurre cuando el acero recubierto de ductos es conectado metálicamente a una barra de cobre de un sistema de tierras o a otros gasoductos de cobre (generalmente líneas de agua).

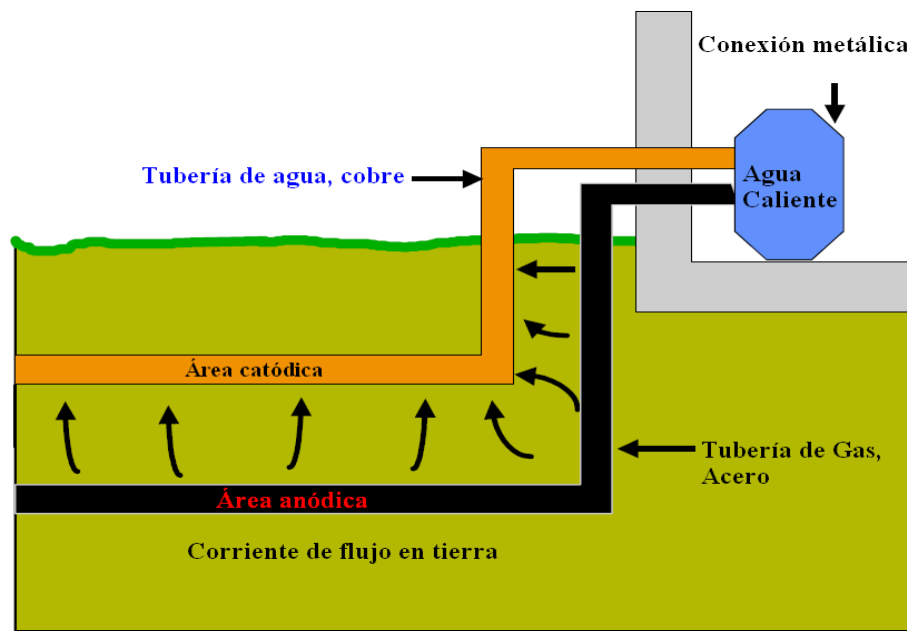


Figura 94.- Célula de Corrosión Galvánica causada por diferentes Metales

Síndrome viejo-a-nuevo. Este tipo de corrosión también puede ser bastante grave. El Acero es el único de los metales que debido a la alta energía puesta en el proceso de producción (ver V.2.3 Tipos de corrosión). Los aceros nuevos son más activos, que los metales ya corroídos. La diferencia de potencial entre el alto potencial negativo del acero nuevo y el bajo potencial negativo del acero viejo es la fuerza motriz, o voltaje, de la celda de corrosión electroquímica. Un ejemplo común y severo de este tipo de corrosión es cuando una parte del ducto desnudo con acero viejo falla, y una pequeña sección del gasoducto se reemplaza con una sección de acero nuevo recubierto. La nueva sección es el ánodo y corroe al proteger el gran cátodo, produciéndose corrosión en la nueva sección.

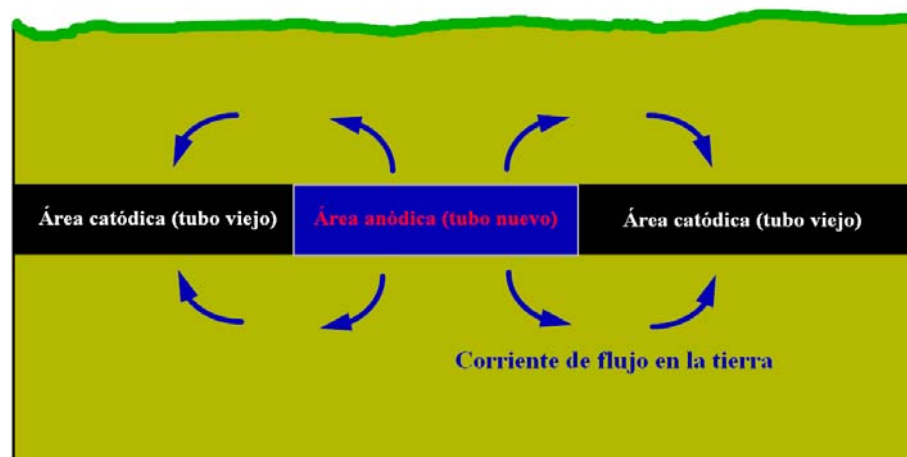


Figura 95.- Corrosión Galvánica Célula causada por los antiguos y nuevos tipos de Acero

Aleaciones desiguales. El ejemplo más evidente de este tipo de corrosión es diferentes aleaciones de metales. Por ejemplo, hay más de 200 aleaciones diferentes de acero inoxidable. También, los metales no son 100% puros. Normalmente contienen pequeños porcentajes de otros tipos de metales. Diferentes lotes de un metal varían en contenido de estos otros metales.

Los fabricantes pueden usar diferentes materias primas e incluso el mismo fabricante podría utilizar materias primas procedentes de diferentes fuentes. Cada lote de metal puede ser ligeramente diferente en potencial eléctrico. Incluso en el mismo lote de metal, la concentración de estos otros materiales puede variar ligeramente durante todo el producto terminado. Todas estas diferencias producen la fuerza electromotriz por esto ocurre este tipo de corrosión.

Impurezas en el Metal. Ningún proceso de fabricación es perfecto. Pequeñas impurezas pueden ser mezcladas en el metal cuando es producido o enfriado. Las impurezas en la superficie del metal pueden convertirse en parte de los electrolitos causando concentración de celdas de corrosión, o si la impureza es metálica, puede ser anódica (corroer y dejar un pozo detrás), o catódica (corroer alrededor del metal).

Superficie dañada o rayada. Un daño o rayón en la superficie convierte en ánodo a los alrededores de la superficie metálica. Esto es similar al síndrome viejo-a-nuevo, donde el acero nuevo es anódico con respecto al acero viejo. Esta celda de corrosión electroquímica es creada por la diferencia en el potencial eléctrico de la superficie rayada frente a las superficies restantes de la estructura. Los tubos roscados, pernos, marcas de llaves en la tubería y otras herramientas, las marcas de palas o azadones son ejemplos comunes de este tipo de celda de corrosión electroquímica. Esta situación se ve agravada porque el espesor del metal es también reducido en estas áreas.

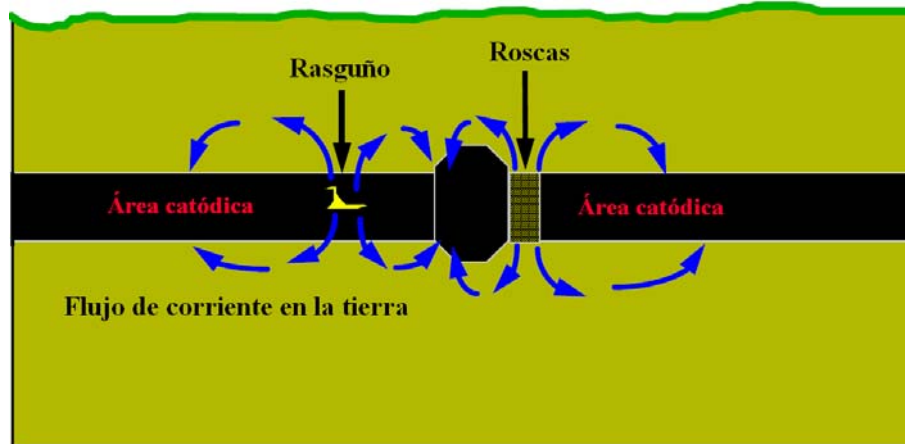


Figura 96.- Célula de Corrosión Galvánica causada por Empañado y/o Arañado de Superficies

Esfuerzo de sección metálica. El metal que está bajo estrés pasa a ser un el área anódica del metal que no está bajo estrés. Pernos, curvas estructurales o mecánicas y el movimiento del suelo son ejemplos comunes. Esta situación resulta en esquilas o grietas del metal en tensión mucho antes que ha penetrado la corrosión en el espesor de la estructura.

Temperatura. El metal que esta a una temperatura elevada convierte al mismo metal en área anódica a una temperatura inferior. Como anteriormente se explicó, un metal más activo es anódico para un metal más noble. Cuando la temperatura es elevada hace al metal más activo, se vuelve en zona anódica al resto de metal. Esta celda de corrosión electroquímica puede causar corrosión acelerada de metales que están a temperaturas elevadas.

Fuentes de corrosión simultánea. Cada uno de estos tipos células de corrosión electroquímica examinados previamente pueden causar corrosión, pero en muchos casos hay una combinación de diferentes celdas de corrosión en el trabajo simultáneamente que hacen las situaciones corrosivas aún peor en la superficie metálica. Comprender la causa real de la corrosión es de suma importancia para el mantenimiento de una estructura metálica enterrada o sumergidos, como un ducto o tanque de almacenamiento.

Cuando se encuentra corrosión o cuando ocurre una fuga por corrosión, es indispensable que la causa de la corrosión sea identificada de manera que las medidas correctivas puedan tomarse. Una vez que el tipo de corrosión es identificada, el método de reparación que la causa podrá determinarse fácilmente pudiendo prevenir futuras fugas. En muchos casos, la ubicación de la zona puede predecir áreas anódicas por entender el proceso de corrosión. Estas áreas anódicas tienden a estar en el peor de los lugares. Ejemplos de esto son cruces de ductos en río o pantano, ductos que entran a pozos o cimentaciones, tuberías bajo tensión y gasoductos a temperaturas elevadas.

En la mayoría de las situaciones de fuga, la principal preocupación es reparar el hoyo en el ducto o el tanque. Sin un entendimiento de corrosión y control de la corrosión, una situación de riesgo puede agravarse, incluso teniendo en cuenta la criticidad de parar una fuga a chorros, es imprescindible para fijar la causa de la fuga. Esto significa tomar acción para identificar y mitigar la causa de la fuga.

En algunas situaciones puede ser una falla aislada o unión rota que efectivamente causan la fuga. Probablemente la causa más común de fugas por corrosión son los procedimientos o materiales utilizados de reparaciones de fugas anteriores, romper o cortocircuitar la continuidad. Un ejemplo de muchos tipos de corrosión simultáneos en el trabajo puede ser mostrado por la siguiente figura, que muestra la mayoría de los diferentes tipos de corrosión.

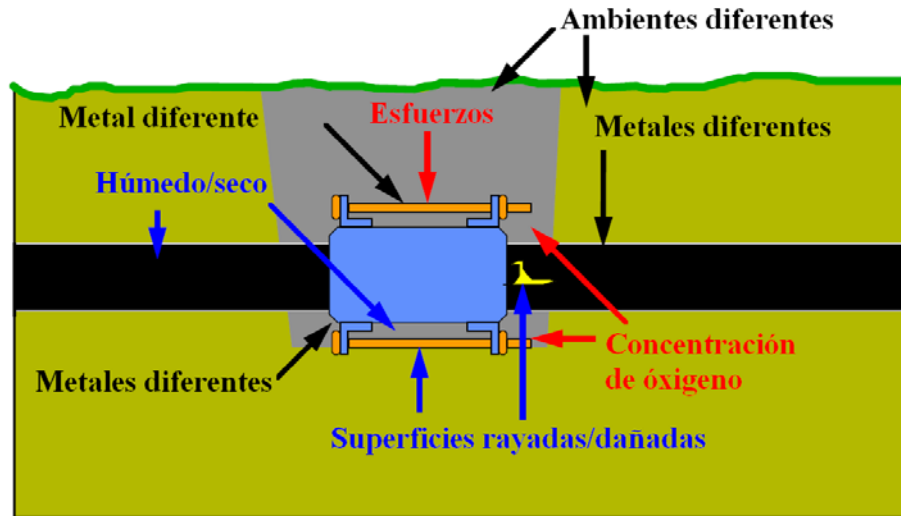


Figura 97.- Combinación de diferentes Células de Corrosión en instalaciones

IV.2.3.4 Corrosión por corrientes parasitas

Este tipo de celda de corrosión electroquímica es causada por una fuerza electromotriz desde una fuente externa que afecta al ducto por desarrollar un gradiente de potencial en el electrolito o por inducir una corriente en el metal, las fuerzas se dividen en la estructura convirtiendo una parte en un ánodo y otra parte un cátodo. Esta recuperación y pérdida de la corriente ocurre cuando una estructura metálica ofrece un camino de menor resistencia en el electrolito. Este tipo de corrosión puede ser sumamente grave porque los voltajes muy altos pueden verse inducidos a la tierra por diversas fuentes. El gradiente de potencial en el electrolito puede forzar a una parte de la estructura para recoger corriente (convirtiéndola en un cátodo) y otra parte de la estructura a perder corriente (convirtiéndola en un ánodo).

La corrosión por corrientes parasitas ocurre cuando la corriente de la fuente externa deja la estructura metálica y entra en el electrolito, normalmente cerca de la fuente catódica de alimentación externa. La fuente de alimentación externa es la fuerza motriz o el voltaje de la celda. La corrosión por corrientes parasitas es diferente de la corrosión natural porque es causada por corrientes eléctricas externamente inducidas y básicamente es independiente de esos factores ambientales como celdas de concentración, resistividad, pH y celdas galvánicas. La cantidad de corriente (corrosión) depende de la fuente de alimentación externa, y la resistencia de la ruta por la estructura metálica frente a la resistencia de la ruta entre la fuente externa, ánodo y cátodo.

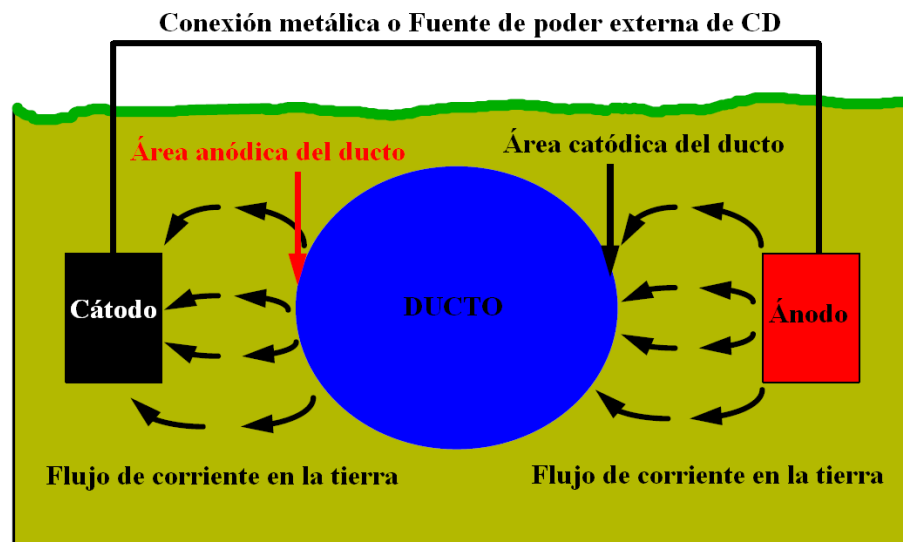


Figura 98.- Celdas de corrosión por corrientes parasitas causadas por ánodo y cátodo externo

Un ejemplo de corrosión por corrientes parasitas es la causada por sistemas de protección catódica de corriente impresa, donde una estructura continua eléctricamente "externa" pasa cerca de los ánodos de la estructura protegida y luego cruza la estructura protegida (cátodo). Esta corrosión generalmente se encuentra después de que ocurre una falla en la estructura externa. La corrosión por corrientes parasitas es la forma más severa de corrosión porque la estructura metálica se ve obligada a convertirse en un ánodo y la cantidad de corriente se traduce directamente en pérdida de metal. Si la cantidad de corriente que deja una estructura para entrar en el electrolito puede medirse, esto puede ser directamente traducido en pérdida de peso metálico. Diferentes metales tienen cantidades específicas de pérdida de peso cuando están expuestos a la entrega de corriente.

Esta pérdida de peso se mide normalmente en libras (o kilogramos) de metal perdido debido a una corriente de un ampere para un período de un año (un amp-año). Por ejemplo, si una corriente de sólo dos amperes estuvieron presentes en un ducto de acero, el resultado sería una pérdida de 18.2 kilogramos (40.2 libras) de acero en un año. Para el recubrimiento de un ducto, esto podría desembocar en una penetración o un defecto en el revestimiento en un periodo muy corto de tiempo, a veces sólo unos pocos días.

Metal (ion)	Pérdida de peso [Kilogramos]	Pérdida de peso [Libras]
Magnesio	4.00	8.8
Aluminio	2.95	6.5
Zinc (Zn++)	10.66	23.6
Cromo	5.65	12.5
Cadmio	18.39	40.5
Fierro (Fe++)	9.13	20.1
Cobalto	9.63	21.2
Níquel	9.58	21.1
Cobre (Cu+)	20.77	45.6
Cobre (Cu++)	10.39	22.8
Estaño	19.39	42.7
Lead (Pb++)	33.87	74.5
Carbón (C+)	1.91	4.2
Carbón (C++++)	1.00	2.2

Tabla 27.- Pérdida de peso en Metales específicos para una corriente de un Amperio por año (1 amp-año)

Sistemas de transporte de CD. Ferrocarriles electrificados, sistemas de tren subterráneo, sistemas de tranvías, sistemas de explotación minera y carros que operan en CD son las principales fuentes de corrosión por corrientes parasitas.

Estos sistemas pueden operar corrientes cargadas con miles de amperios en una operación común de 600 Volts. Los caminos o vías están establecidas a nivel del suelo y no están completamente aisladas de la tierra. Una parte de la corriente puede viajar a través de la tierra. En el caso de vías defectuosas, las corrientes podrían ser extremadamente altas. Las estructuras metálicas enterradas o sumergidas en las cercanías (varios kilómetros) de estas vías podrían estar sujetas a los efectos de corrientes parásitas. Los ductos que corren en paralelo, cruzan, pasan bajo las vías o están situados cerca de la subestación de CD, son especialmente propensas a estas corrientes parásitas. Si hay juntas aislantes en el ducto, la corriente puede brincar la junta, dejando el ducto por un lado de la junta y pasar al otro lado. Desde la fuente de la corriente parásita está en movimiento, puede ser necesario para supervisar la estructura metálica durante un período de 24 horas para ver si estas corrientes afectan.

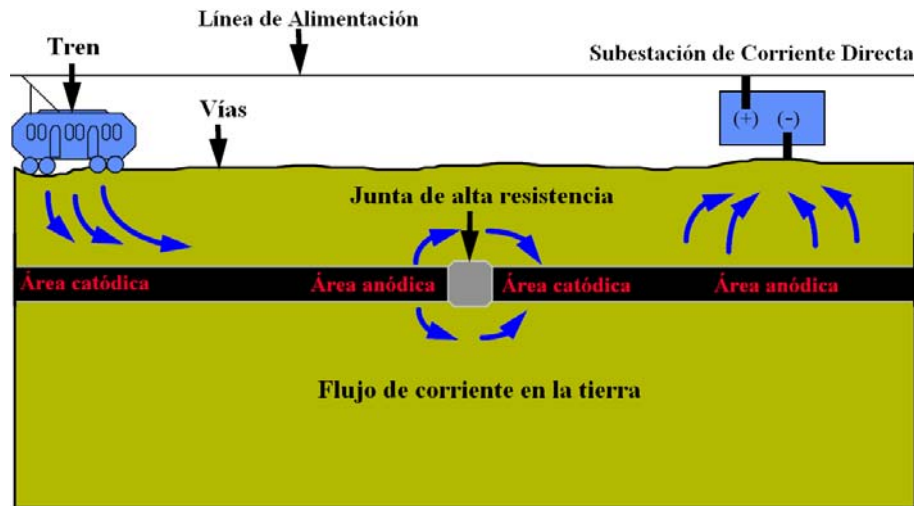


Figura 99.- Celdas de corrosión por corrientes parásitas causadas por un sistema de transporte de C.C.

Operaciones de soldadura. Las máquinas de soldar son una fuente de C.C. Un ejemplo de este tipo de celda de corrosión electroquímica ocurre cuando una máquina de soldar eléctrica a bordo de un bote metálica con una línea de la C.C. puesta a tierra en orilla, fuerza la corriente para dejar el fondo de la nave (ánodo) para volver a tierra (cátodo).

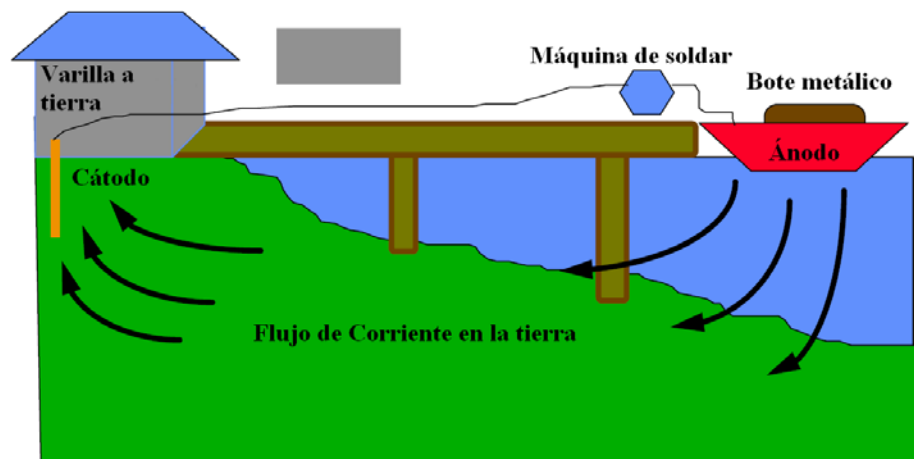


Figura 100.- Corrosión por corrientes parásitas causadas por la operación de una máquina de soldar a bordo

Sistemas de Protección Catódica. Los sistemas de Protección Catódica son una fuente importante de corrientes parásitas en otras estructuras metálicas. Un ejemplo de estas celdas de corrosión electroquímica es cuando un oleoducto extranjero pasa cerca de un ánodo, y luego cruza la estructura protegidas (cátodo).

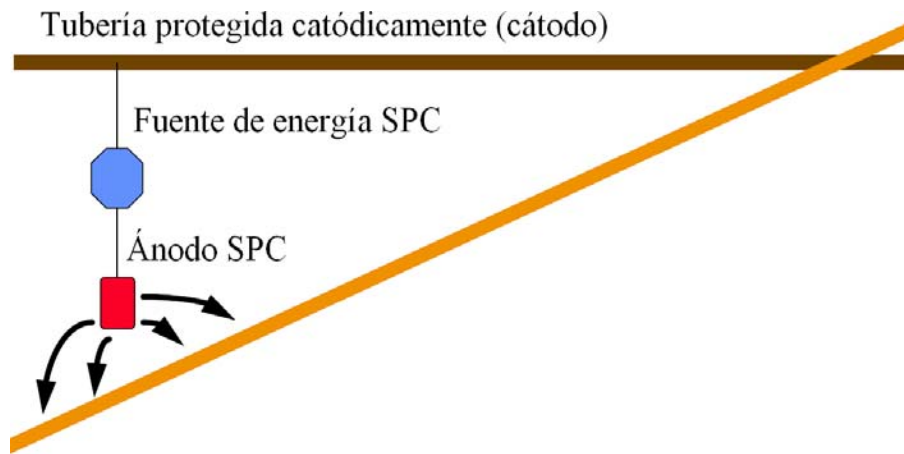


Figura 101.- Corrosión por corrientes parasitas causadas por un sistema de Protección Catódica

IV.3 TASA DE CORROSIÓN

Puesto que casi toda la corrosión es una reacción electroquímica, algo que afecte a la velocidad de la reacción química o la cantidad de flujo de corriente afectará a la tasa de corrosión. La ley de Ohm es aplicable a la parte eléctrica de la celda de corrosión. La tasa de corrosión es directamente proporcional a la cantidad de corriente que fluye en la celda de corrosión electroquímica. Si la corriente puede medirse, un cálculo exacto del metal perdido puede hacerse. Esto significa que una medición en amperios o miliamperios puede ser matemáticamente calculado en kilogramos (libras) por ampere-año. Un amp-año es un ampere que fluye por un período de un año. Diferentes metales tienen diferentes tasas de consumo.

IV.3.1 Efectos eléctricos sobre la tasa de corrosión

Cualquier factor que altera la cantidad de corriente en un circuito afectará un rango de la parte eléctrica de la reacción electroquímica (corrosión). Lo que sigue es una descripción y un ejemplo de los factores que afectan la tasa de porción eléctrica de corrosión.

IV.3.1.1 Diferencia de potencial (voltaje)

La diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo es la fuerza electromotriz y puede ser medida como tensión. Entre mayor sea esta diferencia de potencial, o voltaje, mayores serán las posibilidades de corrosión. El voltaje es directamente proporcional a la corriente, y por lo tanto a la corrosión en una celda electroquímica. Si el voltaje se duplicó y todos los otros factores siguen siendo los mismos, la cantidad de corrosión es al doble.

IV.3.1.2 Resistividad del Electrolito

La resistencia de los electrolitos es normalmente un factor importante para determinar el tipo de corrosión. Este es una característica incontrolable de la tierra o el agua (electrolito). La definición de un electrolito es un material que permitirá emigrar a los iones, y la resistencia es el índice al que permite emigrar a los iones. La Resistividad es la inversa de la conductividad y se mide en ohm-centímetro. La Resistencia es inversamente proporcional a la corriente, y por lo tanto a la corrosión en una celda electroquímica. Si la resistencia es doble, y todos los otros factores siguen siendo los mismos, la tasa de corrosión se reduce a la mitad.

IV.3.1.3 Resistencia de contacto

La resistencia de contacto entre ánodo y electrolito o, cátodo y electrolito tiene el mismo efecto que la resistencia, ya que es una medida de resistencia. A menor resistencia, mayor es la corriente (corrosión). Si la resistencia de contacto del ánodo o el cátodo es doble, y todos los otros factores siguen siendo los mismos, la tasa de corrosión se reduce a la mitad. Nótese que si la resistencia de contacto tanto del ánodo y como del cátodo se duplica, el importe de la corrosión es sólo un cuarto de su valor original.

IV.3.1.4 Recubrimiento del ducto.

El recubrimiento del ducto normalmente garantiza la resistencia de contacto del ánodo y el cátodo ya que la mayoría estos recubrimientos son dieléctricos en naturaleza (no conductores). Véase el numeral V.3.1.3.

IV.3.1.5 Polarización de la estructura

La Polarización es el cambio de potencial del electrodo como resultado del flujo de corriente electroquímica y generalmente se traduce en la formación de una película sobre la superficie del electrodo llamado "película de polarización". La película de Polarización consiste en una fina película de hidrógeno sobre la superficie del cátodo. Esta película de polarización y otros cambios tienen efectos beneficiosos en el cátodo. La capa de hidrógeno actúa como un revestimiento, el agua es expulsada de la superficie del cátodo, la concentración de iones en los electrolitos es reducida, la resistencia de contacto entre electrodo y electrolito es elevada y, esencialmente, la corriente en la celda de corrosión deja de fluir o se reduce a una pequeña parte de su valor anterior.

IV.3.1.6 Cantidad del Flujo de corriente

La cantidad del flujo de corriente influye directamente en la tasa de corrosión. La corrosión puede determinarse a partir de la cantidad del flujo de corriente. Cada metal tiene características definidas en el número de electrones dados para arriba en el proceso de oxidación y el número de átomos en un kilogramo (libra) del metal. Esto se puede, por lo tanto, traducir en kilogramos (libras) por ampere. La unidad normal de medida abarca el período de un año-kilogramo (libra) por amp-año.

IV.3.2 Efectos Químicos sobre la tasa de corrosión

Cualquier factor que afecte la velocidad de una reacción química afectará el índice de la porción química de la reacción electroquímica (corrosión). Lo que sigue es una descripción y un ejemplo de los factores que afectan el índice de la porción química de corrosión.

IV.3.2.1 Temperatura

La Temperatura es una variable externa compleja. Generalmente, con aumentos de temperatura la corrosión aumenta. Sin embargo, esto también depende de la disponibilidad de oxígeno. La tasa de corrosión en el hierro en un sistema cerrado a la atmósfera ha demostrado aumentar casi linealmente con la temperatura en cerca de 40 °C a 160 °C (105 °F a 320 °F). Sin embargo, en un sistema abierto, la tasa de corrosión aumenta hasta 80 °C (175 °F) y luego disminuye. También cabe señalar que el pH de un líquido se convertirá en más ácido como la se planteó en la temperatura, esto afecta a la tasa de corrosión. Por ejemplo, 25 partes-por-millón en el agua la alcalinidad es un pH de 9.4 a 26.7 °C (80 °F), esto mismo tiene un pH de 8.0 a 93.3 °C (200 °F).

IV.3.2.2 Concentración de Ion

La concentración de iones tiene un efecto similar al pH, salvo que la tasa de corrosión de algunos metales es afectada por la presencia de ciertos iones. Por ejemplo, el aluminio corroe no sólo por álcalis, pero muestra un pronunciado ataque con rastros de iones de cobre en medios acuosos y está sujeto a un rápido ataque por el mercurio metálico, los iones de mercurio y solventes tratados con cloro anhidro. Para el hierro, el cloruro y los iones de cloruro pueden aumentar la tasa de corrosión en algunas electrolitos. Sin embargo, el bromuro y iones de yoduro pueden inhibir la corrosión (desacelerar el ritmo de corrosión). El efecto de la concentración de alguno de los componentes de corrosión a menudo depende de otras variables ambientales, como la presencia de sales, disponibilidad y las diferencias de solubilidad del oxígeno, pH y la temperatura.

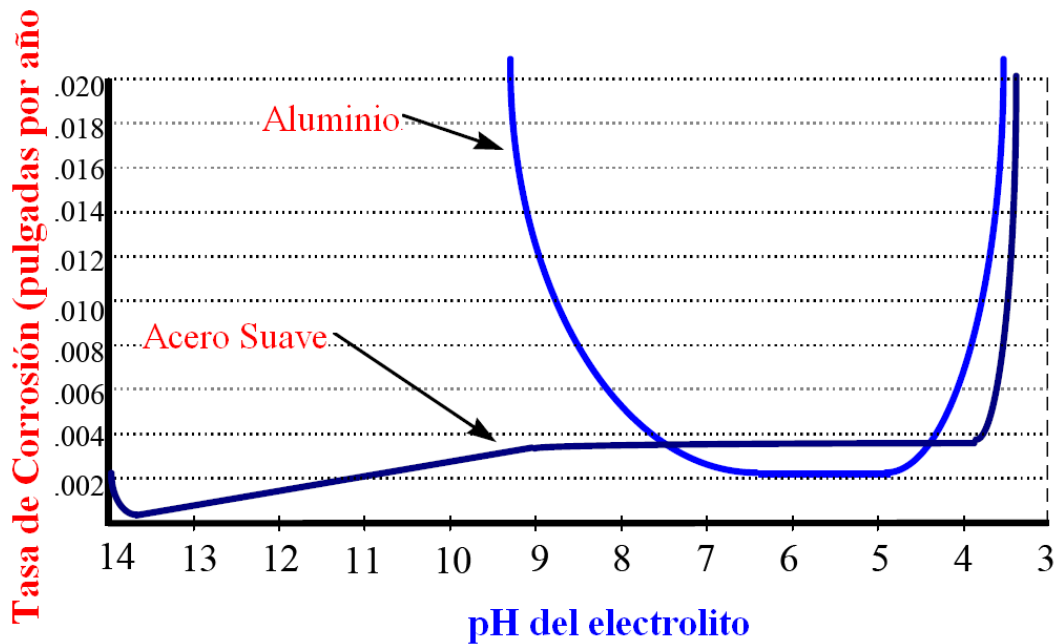
IV.3.2.3 Concentración de electrones

Altas concentraciones de electrones libres en el electrolito alrededor el cátodo puede inhibir la corrosión por que la saturación llega al máximo en el índice de migración de iones en el medio ambiente. Muy bajas concentraciones de electrones libres en el electrolito alrededor el cátodo puede aumentar la tasa de corrosión por la naturaleza química de equilibrio, donde los electrones emigrarían fácilmente al medio ambiente.

IV.3.2.4 pH del Electrolito

El pH del suelo o el agua (electrolito) en una celda de corrosión electroquímica afecta la tasa de corrosión por acelerar o frenar las reacciones químicas en el ánodo y/o el cátodo. El pH de un electrolito es básicamente la concentración de iones de hidrógeno. Un pH inferior a 4 aumenta la velocidad de corrosión del acero dulce. En un pH de 3 la tasa de corrosión aumenta enormemente. Los metales Anfotéricos también muestran un aumento en la tasa de corrosión en entornos alcalinos. El Aluminio y el plomo son ejemplos de metales anfotéricos.

GRAFICA 4.- EFECTO DEL PH EN ELECTROLITOS SOBRE LA TASA DE CORROSIÓN



IV.3.2.5 Recubrimientos

El recubrimiento de un ducto puede afectar la tasa de migración de ion en el ánodo y el cátodo. Desacelerar la tasa de migración corresponde a desacelerar la corrosión. Los recubrimientos en los ductos también pueden afectar otros factores ambientales, como la temperatura, pH y concentración de iones.

IV.3.2.6 Polarización

La polarización actúa como un revestimiento y afecta los niveles de pH y la concentración de iones en el electrolito adyacente al ducto.

IV.3.3 Relación de áreas

El tamaño relativo entre las áreas anódica y catódica puede afectar grandemente la tasa de corrosión, especialmente bajo condiciones de corrientes parásitas. Cuando el área anódica es muy pequeña y el área catódica es grande, la corrosión se concentra y llega a ser generalmente más severa. Bajo condiciones de corrientes parásitas, esta relación del tamaño es extremadamente crítica. La densidad de corriente en el cátodo bajo condiciones de corrientes parásitas puede ser extremadamente alta, dando por resultado la falla en el ducto en un período del tiempo extremadamente corto.

IV.4 PROTECCIÓN CATÓDICA

IV.4.1 Serie galvánica

Los dos principales factores que afectan la tasa de corrosión en una celda de corrosión electroquímica son las características eléctricas de los electrolitos (resistencia) y la diferencia de voltaje entre el ánodo y el cátodo. La resistencia de los electrolitos que normalmente no es una característica controlable, pero es mensurable. El voltaje o potencial del metal anódico y catódico es también una característica mensurable. El voltaje mide la diferencia de tensión entre los dos electrodos. Puesto que este voltaje es dependiente solamente en una diferencia del voltaje, debe haber una referencia con la cual el resto de los electrodos se puedan medir, para dar una tabla de relación, o series, del potencial de cualquier electrodo dado. Los metales tienen diversos potenciales y cualquier metal tiene potenciales diferentes en electrolitos distintos.

Para un electrodo que se utilizará como referencia para medir otros electrodos, el metal y el electrolito en contacto con el metal deben ser especificados. Una vez que se haga esto, el electrodo se convierte en un electrodo de la referencia.

Muchos electrodos referencia han sido utilizados. En el laboratorio el hidrógeno-hidrógeno (electrodo de hidrógeno en un electrolito de hidrógeno) es común. Para utilización de campo, el cobre-sulfato de cobre (electrodo de cobre, totalmente saturado en un electrolito de sulfato de cobre) es de uso común, excepto en agua salada, donde un electrodo de plata-cloruro de plata (electrodo de plata en un electrolito de cloruro de plata) es utilizado y debe ser ajustado por el factor de contacto del cloruro en el electrolito. Estos electrodos de referencia son simplemente electrodos estables con un potencial conocido utilizados para medir el potencial de electrodos desconocidos. El uso de estas referencias, el valor potencial de cualquier metal en cualquier electrolito puede grabarse para futuras referencias y comparación con otros electrodos. Un cuadro de dicha medición se llama **serie galvánica** de mediciones. Cada cuadro debe especificar el electrodo de referencia utilizado para realizar las mediciones y el electrolito donde los electrodos desconocidos se ubicaban, hay que tener en cuenta la interpretación de los expertos en corrosión. Esta serie puede entonces ser utilizada para determinar qué electrodo será el ánodo (se va a corroer) en una celda de corrosión electroquímica.

SERIE GALVÁNICA DE METALES: REFERENCIA DEL METAL O DE LA ALEACIÓN	PLATA - CLORURO DE PLATA	CALOMEL SATURADO	COBRE - SULFATO DE COBRE
ELECTRÓLITO	AGUA DE MAR QUE FLUYE	AGUA DE MAR	SUELOS Y AGUA NETRALES
Magnesio puro		-1.60 a -1.64	-1.75
Magnesio estándar			-1.55
Zinc		-0.98 a -1.04	-1.10
Aleación de Aluminio	-0.79	-0.77 a -1.00	-1.05
Aluminio puro			-0.80
Acero bajo carbón (limpio y brillante)	-0.61	-0.60 a -0.72	-0.50 a -0.80
Acero bajo carbón (oxidado)			-0.20 a -0.50
Hierro colado (no grafito)	-0.61	-0.60 a -0.72	-0.50
Plomo		-0.18 a -0.23	-0.50
Acero bajo carbón (en concreto)			-0.20
Latón			
Cobre, latón, bronce	-0.36		-0.20
Hierro colado de alto silicio			-0.20
Carbón, Grafito, Coque	+0.25		+0.30

Tabla 28.- Potencial eléctrico de Metales con diversas Celdas de Referencia

IV.4.2 Introducción de protección catódica

Protección catódica⁴⁵.- Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente del sistema de protección seleccionado.

La Protección Catódica PC (CP por sus siglas en inglés, Cathodic protection) es la prevención de la corrosión haciendo que un metal, que normalmente se comporta como un ánodo y se corroe, se comporte como un cátodo y este libre del ataque corrosivo. Esencialmente, la PC es predeterminar el ánodo en la celda de corrosión, o hacer una gran celda de corrosión para superar las otras pequeñas celdas de corrosión. En protección catódica esto se logra mediante dos formas básicas.

La primera es utilizando la serie galvánica ([Tabla 28](#)) seleccionando la participación del metal más activo, instalando ese metal en los electrolitos e interconectar con una ruta metálica a la estructura. Este método se llama protección catódica por ánodos de sacrificio, o protección catódica galvánica. El metal más activo (ánodo) está instalado para que se sacrifique y así proteger la estructura (cátodo). El potencial (y la consiguiente corriente) es simplemente la diferencia de potencial de dos diferentes metales.

El segundo método básico de protección catódica es aplicar una fuente de Corriente directa (CC) que obliga a la corriente derivarse de un ánodo(s) instalado a la estructura, causando que toda la estructura se convierta en un cátodo. Este método se llama protección catódica por impresión de corriente. Un rectificador, alimentado por energía solar, batería, generador o alguna otra fuente de alimentación se instala en el circuito. La selección del material de los ánodos está libre de consideraciones de la serie galvánica y los ánodos elegidos son económicos, o tienen una pequeña pérdida de peso por ampere año de corriente ([Tabla 27](#)).

La corriente requerida para la protección catódica depende del metal a proteger y el medio ambiente. Para lograr estos potenciales de protección, la corriente debe fluir desde el ánodo a la estructura a proteger. La cantidad de corriente requerida para proteger una determinada estructura es proporcional a la zona de la estructura que está expuesta a los electrolitos. Por lo tanto, las exigencias de corriente usualmente se dan como densidades de corriente en unidades de amperios o miliamperios (0.001 amperios) por metro cuadrado (pie) de superficie expuesta. Los recubrimientos son dieléctricos en la naturaleza, y hasta cierto grado, aíslan la estructura del electrolito. Con estructuras o ductos bien recubiertos, la cantidad de corriente requerida es mucho menor que la de estructuras desnudas, y sólo aquellas áreas donde el recubrimiento está dañado o se ha deteriorado requieren o recibirán corriente.

Por lo tanto, los requerimientos de corriente usualmente se dan como densidades de corriente en unidades de amperios o mili amperes (0.001 amperios) y la eficiencia del recubrimiento es el porcentaje de la estructura que es efectivamente aislada del electrolito. La eficiencia de los recubrimientos puede variar considerablemente debido al tipo de revestimiento, calidad de preparación de la superficie, calidad de aplicación, la manipulación de la estructura, la instalación del ducto, las técnicas de relleno y los materiales de relleno. La eficiencia del recubrimiento normalmente van desde alrededor del 80 por ciento hasta 99.7 por ciento.

Los requerimientos de corriente para estructuras revestidas se determinan mejor con las pruebas reales después de que se instala la estructura. La densidad de corriente necesaria para la protección catódica dependerá del metal a proteger y el medio ambiente. Los valores típicos de las densidades de corriente necesarios para la protección catódica en estructuras de acero figuran en la [Tabla 29](#). Los valores típicos de las densidades de corriente necesarias para protección catódica de estructuras de acero recubierto figuran en la [Tabla 30](#).

⁴⁵ NRF-047-PEMEX-2007 "Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica" Rev. 0, Septiembre de 2007, Cap. 6 Definiciones, pág. 8

MEDIO AMBIENTE (ELECTROLITO)	MILIAMPERES	
	Por metro cuadrado	Por pie cuadrado
Suelo con resistividad > 30,000 ohm-centímetro	10.7– 21.5	1- 2
Suelo con resistividad 10.000-30.000 ohm-centímetro	21.5– 32.3	2- 3
Suelo con resistividad 1.000-10.000 ohm-centímetro	43.0– 64.6	4- 6
Suelo con resistencia < 1,000 ohm-centímetro	75.3– 269.1	7- 25
Suelo altamente agresivo con bacterias anaerobias	161.5– 430.5	15- 40
Agua dulce	21.5– 43.0	2- 4
Agua dulce móvil	43.0– 64.6	4- 6
Agua dulce turbulenta	53.8– 161.4	5- 15
Agua dulce caliente	53.8– 161.4	5- 15
agua de mar	10.7– 32.3	1- 3
Agua de mar móvil	32.3– 269.1	3- 25
Concreto	5.4– 16.1	0.5– 1.5

Tabla 29.- Requerimientos de corriente para la protección Catódica de Acero desnudo

ESTRUCTURA	MILIAMPERES Por metro cuadrado (Pie)		EFICIENCIA DE RECUBRIMIENTO
	DESNUDO	RECUBIERTO	
Tubería, epóxido u otro de alto rendimiento	10.76 (1)	0.010 – 0.054 (0.001 – 0.005)	99.5 - 99.9
Tubería, alquitrán de carbón reforzado o esmalte de asfalto	10.76 (1)	0.054 – 0.269 (0.005–0.025)	97.5 - 99.5
Tubería, recubrimiento de grasa con envoltura	10.76 (1)	0.538 – 1.615 (0.05 – 0.15)	85.0 - 95.0
Tubería, masilla asfáltica ½” de densidad	10.76 (1)	0.001 – 0.005 (0.001 – 0.005)	99.5 - 99.9
Tubería, asfalto viejo u otro recubrimiento deteriorado	10.76 (1)	0.538 – 3.767 (0.05 – 0.35)	65.0 - 95.0
Tubería, recubrimiento de pintura vieja	10.76 (1)	1.076 – 0.522 (0.10 – 0.30)	70.0 - 90.0
Fondo de tanque	32.29 (3)	0.538 – 21.529 (0.05 – 2.00)	33.3 - 98.3
Tanques para agua potable helada	32.29 (3)	0.538 – 21.529 (0.05 – 2.00)	33.3 - 98.3
Tanques para agua de mar helada	53.82 (5)	0.538 – 43.056 (0.05 – 4.00)	20.0 - 99.0
Tanques para agua potable caliente	53.82 (5)	0.522 – 32.292 (0.30 – 3.00)	40.0 - 94.0
Lado de agua dulce en la hoja de acero	53.82 (5)	1.076 – 16.146 (0.10 – 1.50)	70.0 - 98.0
Lado de agua de mar en la hoja de acero	53.82 (5)	1.076 – 21.529 (0.10 – 2.00)	60.0 - 98.0
Lado del suelo en la hoja de acero	21.5 (2)	0.215 – 4.304 (0.002 - 0.40)	80.0 - 99.0

Tabla 30.- Requerimientos de corriente para la protección Catódica de Acero recubierto

IV.4.3 Tipos de sistemas de protección catódica

Existen dos tipos de sistemas de protección catódica que pueden utilizarse individualmente o combinados, siendo éstos los siguientes:

IV.4.3.1 Corriente impresa

Este sistema consiste de una fuente de energía y un electrodo auxiliar (ánodo) o grupo de ánodos inertes que integran la cama anódica, situados a la distancia determinada por el diseño de la estructura a proteger, en el cual la corriente fluye del ánodo hacia la estructura.

IV.4.3.2 Ventajas y Desventajas de sistemas de corriente impresa

Ventajas:

- Económicamente viable cuando se instala en estructuras existentes
- Gran voltaje disponible (diferencia de potencial limitada únicamente por el tamaño de la alimentación eléctrica)
- Gran disponibilidad de corriente, incluso en electrolitos con muy alta resistividad
- Puede proveer suficientes corriente para proteger estructuras muy grandes, mal recubiertas o sin recubrimiento
- Económicamente viables para sustituir sistemas de ánodos de sacrificio cuando sea necesario

Desventajas:

- Operación y mantenimiento considerables
- Relativamente grandes posibilidades de fallas o interrupción del sistema
- Posibilidad de corrientes parásitas que pueden provocar interferencias o daños a otras estructuras metálicas (adyacentes)

IV.4.3.3 Ánodos galvánicos (de sacrificio)

Este sistema utiliza como fuente de corriente, la diferencia de potencial entre el material del ánodo y la estructura a proteger.

En este sistema, el material de los ánodos se consume dependiendo de la demanda de corriente de protección de la estructura a proteger, la resistividad del electrolito y del material usado como ánodo, durante el proceso de descarga del mismo.

IV.4.3.4 Ventajas y Desventajas de Sistemas de ánodos galvánicos**Ventajas:**

- Económicamente viable cuando es instalado con la estructura
- Muy poco el mantenimiento necesario (La posibilidad es muy pequeña de un fracaso prematuro)
- Posibilidad extremadamente pequeña de sobreprotección (que puede causar la fragilidad en la capa de hidrógeno o dañar el recubrimiento)
- Poca probabilidad de corrientes parásitas que provoquen interferencias o daños a otras estructuras metálicas (adyacentes)

Desventajas:

- Pequeñas conducción voltaje disponible (limitado al potencial de diferencia)
- Muy poca corriente disponible en electrolitos con mayores valores de resistividad
- No es económicamente viable para instalar o sustituir ánodos de estructuras grandes o extensas

IV.4.3 Diseño**IV.4.3.1 Consideraciones generales**

Recubrimiento anticorrosivo.- Las estructuras metálicas enterradas o sumergidas, con excepción de las subestructuras de las plataformas marinas, deben protegerse con un recubrimiento anticorrosivo con propiedades dieléctricas.

Las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben recubrirse externamente y protegerse conforme a lo indicado en la norma [NRF-026-PEMEX-2001](#).

En los ductos ascendentes y ejes de las plataformas marinas en la zona de mareas y oleaje, se les debe aplicar un sistema de recubrimiento anticorrosivo de acuerdo con la [NRF-053-PEMEX-2005](#).

Aislamiento eléctrico.- Los ductos y estructuras metálicas a proteger, deben aislarse eléctricamente a la salida y llegada de las instalaciones de proceso. Cualquier otro tipo de estructuras de metal o de concreto, que formen parte del arreglo de la tubería que transporte el fluido, deben ser consideradas en el diseño del sistema de protección catódica.

Criterios para protección catódica.- Para proteger catódicamente a las estructuras enterradas o sumergidas, se debe cumplir como mínimo con uno de los criterios indicados a continuación.

- a) Un potencial estructura-electrolito (catódico) mínimo de -0.850 V de CD, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄), en contacto con el electrolito en estructuras enterradas. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica aplicada;
- b) Un potencial de protección estructura-electrolito (catódico) de -0.950 V, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄), cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaeróbicas y estén presentes microorganismos asociados al fenómeno de corrosión como las bacterias sulfato-reductoras, para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar, debido a la caída de voltaje originada durante la medición.
- c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -0.100 V, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) en contacto con el electrolito.

El cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección, durante los cuales se puede realizar dicha medición están en el rango de 0.1 a 3.0 segundos.

Potencial permisible estructura/electrolito para evitar daño al recubrimiento anticorrosivo.- Este valor se debe fijar de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo de la tubería, no debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen desprendimiento del recubrimiento.

En caso de no conocerse el valor del potencial permisible, éste no debe ser más negativo de -1.100 V (Cu/CuSO₄) en la condición de apagado instantáneo.

Consideraciones de diseño.- Se debe seleccionar el sistema de protección catódica para cada caso particular, de tal manera que: se proporcione una corriente eléctrica que satisfaga la demanda, se distribuya uniformemente la misma en la estructura por proteger, se eviten interferencias y daños en el recubrimiento anticorrosivo.

El diseño del sistema de protección, debe estar en función de la vida útil de la estructura e incluir todos los accesorios metálicos y líneas que vayan a ser conectados eléctricamente al ducto, tales como curvas de expansión, interconexiones, acometidas, entre otras.

Los sistemas de protección catódica para ductos terrestres que utilicen ánodos galvánicos, deben usar ánodos de magnesio que cumplan con la **NRF-110-PEMEX-2003**.

Los sistemas de protección catódica para ductos en zonas lacustres que utilicen ánodos galvánicos, pueden utilizar ánodos de zinc que cumplan con esta norma; siempre y cuando su desempeño garantice el cumplimiento de los criterios de protección mediante un estudio previo. Las estructuras y ductos marinos, deben contar con un sistema de protección catódica permanente instalado simultáneamente en la fase de construcción. Deben emplearse ánodos base aluminio que cumplan con la **NRF-126-PEMEX-2005** o zinc que cumplan con lo indicado en esta norma de referencia y sus respectivas aleaciones sin contenido de mercurio, según se especifique.

Información mínima para el diseño de los sistemas de protección catódica en ductos enterrados, lacustres y marinos:

- a) Planos de trazo y perfil o planos de alineamiento (con coordenadas geográficas UTM)
- b) Fecha de construcción.
- c) Especificaciones de la tubería, conexiones y otros accesorios.
- d) Tipo y calidad del recubrimiento anticorrosivo dieléctrico.
- e) Instalaciones adyacentes, cruces entre tuberías e interconexiones.
- f) Cruces encamisados.
- g) Aislamientos eléctricos.
- h) Puenteos eléctricos entre ductos.
- i) Requisitos de seguridad.
- j) Cruzamientos con vías terrestres y fluviales.
- k) Temperatura de operación de la tubería.
- l) Sistemas de protección catódica existentes o propuestos.

- m) Posibles fuentes de interferencia.
- n) Condiciones especiales del ambiente.
- o) Vida útil del ducto.
- p) Estructuras metálicas enterradas vecinas.
- q) Accesibilidad a las áreas de trabajo.
- r) Disponibilidad de energía eléctrica.
- s) Factibilidad de aislamiento eléctrico de las estructuras vecinas.
- t) Corrientes de agua.
- u) Uso y ocupación del suelo.
- v) Pruebas de requerimiento de corriente y número total de puntos de drenaje.
- w) Perfil de resistividad del electrolito.
- x) Estadística de fallas de la tubería.
- y) Perfil de potenciales estructura-electrolito.
- z) Análisis físico-químicos y microbiológicos del electrolito.

Juntas aislantes.- Las juntas aislantes que se utilicen para aislar eléctricamente la estructura a proteger, deben cumplir con lo indicado en el numeral 8.6 de la [NRF-096-PEMEX-2004](#).

Planos de diseño.- Los planos aprobados para construcción se deben elaborar mostrando con detalle y precisión, el sistema de protección catódica así como la especificación de los materiales empleados. La relación de los planos se debe incluir lo siguiente:

- a) Datos de la tubería por proteger, como: diámetro, espesor, tipo de acero, servicio, longitud, estructuras vecinas enterradas o sumergidas, aislamiento eléctrico, espesor y tipo recubrimiento.
- b) Ubicación del sistema (casetas, camas anódicas, postes de señalamiento, registro y puenteo), mediante posicionamiento en coordenadas geográficas UTM considerando el DATUM WGS84.
- c) Acceso a las instalaciones.
- d) Cable y soldadura.
- e) Número, tipo, peso, espaciamiento y profundidad de ánodos, si van empacados o no.
- f) Perfil de resistividad del terreno.
- g) Nombre del (los) propietario(s) del terreno donde se localiza la instalación de protección catódica.
- h) Capacidad y tipo del rectificador o de la fuente de energía empleada.
- i) Capacidad de la subestación eléctrica.
- j) Caseta de protección para el rectificador.
- k) Cantidad, tipo y ubicación de postes de señalamiento y registro.
- l) Gráfica para determinar la tierra remota.
- m) Medición de potenciales a todo lo largo de la tubería antes y después de la instalación del sistema de protección catódica.

IV.4.3.2 Cálculo de protección catódica con ánodos galvánicos

Para el diseño de un sistema con ánodos galvánicos se deben considerar los puntos siguientes:

- a) Selección del material de los ánodos
- b) Arreglo para la instalación de los ánodos
- c) Propiedades electroquímicas y rendimiento del ánodo indicadas en la tabla 28
- d) Consumo de ánodos de magnesio y zinc (ver tabla 31)

Vida útil.- La vida útil del ánodo depende tanto del material como de su peso. Los datos del comportamiento del ánodo instalado, deben usarse para calcular el valor probable de consumo. Para un ánodo con tamaño y masa propuestos, la entrega de corriente debe ser calculada por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{E_c - E_a}{R_a}$$

Donde:

I = Entrega de corriente del ánodo, en (A)

E_c = Potencial mínimo de protección, en (V) (de acuerdo a los **Criterios para protección catódica, pág. 24**)

E_a = Potencial del ánodo, a circuito abierto, en (V) (ver [tabla 31](#))

R_a = Resistencia del ánodo, en (Ω)

El tiempo de vida del ánodo galvánico, se determina con la expresión:

$$V = C \times P \times R \times \frac{U}{I}$$

Donde:

C = Capacidad de corriente en (A-año/kg)

P = Peso del ánodo en (kg)

R = Rendimiento en porcentaje (tabla 31 de este documento)

U = Factor de utilización 0.85

I = Entrega de corriente del ánodo en (A)

Metal anódico	Capacidad corriente teórica (A-año/kg)	Rendimiento (en porcentaje)	Potencial a circuito abierto (V)
Zinc (Zn)	0,094	95	-1.100 Vs Cu/CuSO ₄
Aluminio (Al)	0,340	90	-1.030 vs Ag/AgCl
Magnesio (Mg)	0.251	50	-1.780 Vs Cu/CuSO ₄

Tabla 31.- Propiedades electroquímicas de ánodos galvánicos

Corriente de diseño para tuberías enterradas y lacustres

Área por proteger

$$A_B = f\pi DL$$

Donde:

A_B = Área por proteger (m²)

f = Factor de daño del recubrimiento, ver tabla 33

π = 3.1416

D = Diámetro exterior, en (m)

L = Longitud, en (m)

Cálculo de la corriente necesaria

$$I = \frac{A_B \times I_d}{1000}$$

Donde:

I = Demanda de corriente (A)

I_d = Densidad de corriente en (mA/m²), ver tabla 32.

Densidades de corriente y factor de daño del recubrimiento.- Para la selección de la densidad de corriente de diseño indicada en la tabla 32, deben utilizarse los valores reales de resistividad del suelo. Se pueden utilizar otros valores de densidad de corriente cuando éstos sean determinados a partir de estudios de campo.

Resistividad del suelo Ω-cm	Densidad de corriente de diseño mA/m ²
> 10 000	11
1 000 - 10 000	22
< 1 000	35
<p>Notas:</p> <p>1.-Para líneas operando a temperaturas elevadas, los valores de densidad de corriente se deben incrementar en un porcentaje de 25, por cada 10 °C que se incremente la temperatura de operación por arriba de los 30°C.</p> <p>2.-Se deben tomar mediciones de la resistividad del suelo a diferentes profundidades, a fin de localizar la zona de mayor conductividad, en la que deben ser alojados los ánodos.</p>	

Tabla 32.- Densidades de corriente diseño en mA/m²

La selección del factor de daño dado en la tabla 30, debe hacerse de acuerdo a la vida de diseño y tipo de recubrimiento del ducto.

Tipo de recubrimiento	Vida de diseño en años		
	10	20	30
Epóxico adherido por fusión	0.01	0.04	0.09
Epóxico líquido	0.03	0.1	0.3
Tricapa Epóxico-Polietileno	0.001	0.004	0.009
Tricapa Epóxico-Polipropileno	0.001	0.004	0.009
Otros	0.03	0.1	0.3

Tabla 33.- Factor (f) de daño por tipo de recubrimiento

Cálculo de la masa anódica requerida

$$W = I \times D_R \times D_L$$

Donde:

W = Peso total de masa anódica requerida, en (kg)

D_R = Consumo del ánodo, en (kg/A-año)

D_L = Vida de diseño del sistema, en (años)

Consumo de ánodos

Magnesio	8,64 kg/A-año	(19 lb/A-año)
Aluminio	5,45 kg/A-año	(12 lb/A-año)
Zinc	11,3 kg/A-año	(25 lb/A-año)

Tabla 34.- Consumo de ánodos

Cálculo del número de ánodos requeridos

$$N = \frac{W}{W_A}$$

Donde:

N = Número de ánodos requeridos

W_A = Peso de cada ánodo, en (kg)

Espaciamiento entre ánodos

$$S = \frac{L}{N}$$

Donde:

S = Espaciamiento, en (m)

L = Longitud de la tubería por proteger, en (m)

N = Número de ánodos requeridos.

Separación máxima de ánodos

Ductos terrestres y lacustres	0.304 m (12 pulg) D N y menores:	152.4 m
	0.304 m (12 pulg) D N y mayores:	304.8 m

Separación entre la estructura por proteger y los ánodos.- La separación de los ánodos a la estructura por proteger debe ser de al menos 4.5 metros.

Distribución de ánodos.- La cantidad determinada de ánodos de sacrificio, debe tener una distribución uniforme, es decir que la longitud total del ducto se divide entre la cantidad de ánodos calculada, con lo que se obtiene la separación entre ánodos, sin exceder lo indicado en 8.2.2.9 de esta norma.

IV.4.3.3 Cálculo de protección catódica con corriente impresa

Para el diseño de un sistema de corriente impresa, se deben considerar los puntos siguientes:

Selección de la capacidad de la fuente de energía, la intensidad de corriente es un dato conocido, pues se refiere a la corriente de protección que se ha determinado, por lo general, mediante pruebas de requerimiento de corriente o considerando los valores de la [tabla 32](#).

Tensión de salida en el rectificador - El voltaje de salida en el rectificador se calcula con la ecuación:

$$V = R_t \times I$$

Donde:

V = Voltaje (CD) de salida del rectificador, (V)

R_t = Resistencia total del circuito, (Ω)

I = Intensidad de corriente requerida, (A)

La resistencia total del circuito, R_t es igual a:

$$R_t = R_c + R_e + R_g \text{ o } R_h$$

Donde:

R_c = Resistencia de los cables del circuito, se calcula conociendo el calibre y longitud de los cables.

R_e = Resistencia de contacto a tierra de la estructura por proteger. Su valor puede obtenerse directamente en campo y es igual al cambio de potencial en la estructura, obtenido con la corriente de prueba, dividido entre dicha corriente.

R_g = Resistencia del dispositivo de tierra o cama anódica, puede ser R_v o R_h y es la que tiene mayor influencia en el valor de R_t .

Resistencia de un ánodo en posición vertical con relleno

$$R_v = \frac{0.00159\rho}{L} \left(2.3 \log \frac{8L}{d} - 1 \right)$$

Donde:

R_v = Resistencia de un ánodo vertical a tierra, en (Ω)

ρ = Resistividad del suelo o material de relleno, en (Ω -cm)

L = Longitud del ánodo, (m)

d = Diámetro del ánodo, en (m)

Resistencia de varios ánodos en posición vertical

$$R_v = \frac{0.00159\rho}{NL} \left(2.3 \log \frac{8L}{d} - 1 + \frac{2L}{S} 2.3 \log 0.656N \right)$$

Donde:

R_v = Resistencia de la cama anódica en posición vertical, conectados en paralelo, en (Ω)

ρ = Resistividad del suelo o material de relleno, en (Ω -cm)

L = Longitud del ánodo, en (m)

d = Diámetro del ánodo, en (m)

S = Espaciamiento entre ánodos, en (m)

N = Número de ánodos en paralelo

Nota.-Se deben tomar mediciones de la resistividad del suelo a diferentes profundidades, a fin de localizar la zona de mayor conductividad, en la que deben ser alojados los ánodos.

Resistencia de un ánodo en posición horizontal

$$R_h = \frac{0.0015\rho}{L} 2.3 \log \frac{4L^2 + 4L\sqrt{S^2 + L^2}}{dS} + \frac{S}{L} - \frac{\sqrt{S^2 + L^2}}{L} - 1$$

Donde:

R_n = Resistencia de la cama anódica en posición horizontal, conectados en paralelo, en (Ω)

S = Dos veces la profundidad del ánodo, en (m)

ρ = Resistividad del material de relleno o del terreno donde se alojara el ánodo, en (Ω -cm)

L = Longitud del ánodo, en (m)

d = Diámetro del ánodo, en (m)

Nota.-Se deben tomar mediciones de la resistividad del suelo a diferentes profundidades, a fin de localizar la zona de mayor conductividad, en la que deben ser alojados los ánodos.

Separación entre la estructura por proteger y los ánodos.- La separación de los ánodos a la estructura por proteger, debe ser una distancia eléctricamente remota o tierra remota. Esta distancia puede determinarse con una serie de lecturas entre la estructura por proteger y una media celda de Cu/CuSO₄ tomadas a intervalos conocidos alejándose de la estructura. En el punto donde ya no se tengan cambios significativos en el potencial, se considera como tierra remota. A menos de que existan causas de fuerza mayor, esta distancia no debe ser menor de 50m.

Capacidad del transformador.- La capacidad del transformador se calcula con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{V \times I}{1000}$$

Donde:

C = Capacidad del transformador, (kVA)

I = Intensidad de corriente (CD) del rectificador (A)

V = Voltaje (CD) del rectificador (V)

Caseta - La fuente de energía seleccionada para un sistema de protección catódica, por seguridad, debe contar con una caseta de protección y sus características las debe marcar el proyecto.

Subestación eléctrica - Se debe seleccionar, considerando las características de la línea de distribución eléctrica más cercana a la estructura por proteger. El diseño debe cumplir con 8.4.1 y 8.6.1 de la **NRF-048-PEMEX-2003**. El diseño de los sistemas de conexión a tierra debe cumplir con la **NRF-070-PEMEX-2004**

Una subestación eléctrica tipo poste consiste básicamente de:

- a) Transformador
- b) Corta circuitos fusibles de potencia
- c) Apartarrayos
- d) Sistema de tierras
- e) Herrajes y cables
- f) Poste

El sistema en baja tensión debe contar con:

- a) Acometida
- b) Interruptor termo magnético
- c) Apartarrayos
- d) Sistema de tierra del rectificador.
- e) Equipo de monitoreo y registro continuo local, de condiciones de operación.
- f) Rectificador

IV.4.4 Materiales

Los materiales usados en los sistemas de protección catódica, deben cumplir con las especificaciones que aquí se indican y con los establecidos en los documentos normativos referidos o citados en esta norma.

IV.4.4.1 Almacenamiento y transporte

Los materiales usados deben ser almacenados a cubierto. En lugares donde el tránsito de personas y vehículos sea mínimo para reducir la posibilidad de daños y donde no puedan ser contaminados por sustancias, que alteren sus condiciones de aplicación.

IV.4.4.2 Materiales para sistemas de ánodos galvánicos

En sistemas de ánodos galvánicos en tierra, se debe usar un material de relleno (ver [tabla 35](#)) con las características que a continuación se indican:

Material		Peso en porcentaje	
Yeso seco en polvo		75	
Bentonita seca en polvo		20	
Sulfato de sodio anhidro		5	
Agua para saturar la mezcla		-	
Cantidad de relleno por ánodo: Peso del ánodo		Cantidad de relleno	
kg	(lbs)	kg	(lbs)
7.72	(17)	13.62	30
14.53	(32)	15.89	35
21.79	(48)	23.61	52

Tabla 35.- Características del material de relleno para ánodos galvánicos

Ánodos de magnesio - Los ánodos de magnesio usados en sistemas de protección catódica con ánodos galvánicos, deben de cumplir con la [NRF-110-PEMEX-2003](#).

El conductor soldado al ánodo debe ser de cobre electrolítico, sólido (alambre), calibre 12 AWG, con aislamiento de doble forro de polietileno negro de alto peso molecular para 600 V, 75 °C y cubierta negra de PVC.

Ánodos de zinc - La composición química de los ánodos de zinc (ver [tabla 36](#)), usados en sistemas de protección catódica con ánodos galvánicos, debe de cumplir con lo indicado para una aleación tipo II en la tabla 1 de la especificación ASTM B 418-01, o equivalente, con la exactitud para el zinc que aquí se indica.

a) Composición química:

Elemento	Contenido
Aluminio (Al)	0.005 máx.
Cadmio (Cd)	0.003 máx.
Hierro (Fe)	0.0014 máx.
Plomo (Pb)	0.003 máx.
Cobre (Cu)	0.002 máx.
Zinc (Zn)	Mínimo 99.9856

Tabla 36.- Composición química de ánodos de zinc (Valores en porcentaje en peso)

Las propiedades electroquímicas de los ánodos de Zinc deben de cumplir con lo que se indica a continuación, ver [tabla 37](#).

b) Propiedades electroquímicas:

Propiedad	Valor
Eficiencia	95 % Mínimo
Potencial	-1.100 V (Cu/CuSO ₄) (máx.)
Capacidad de drenaje de corriente	780 A-h/kg (mín.)

Tabla 37.- Propiedades electroquímicas de ánodos de zinc

Ánodos de aluminio - Los ánodos de aluminio usados en sistemas de protección catódica con ánodos galvánicos, deben de cumplir con la **NRF-126-PEMEX-2005**.

IV.4.4.3 Materiales para sistemas de corriente impresa

Relleno para ánodos inertes.- En estos casos se usa como material de relleno carbón de coque pulverizado. Siempre que se justifique, se puede utilizar materiales diferentes o nuevas tecnologías que demuestren proporcionar al ánodo mejores condiciones para su operación y seguridad, en los diferentes medios contemplados en esta norma.

Ánodos de ferro-silicio-cromo.- La composición química de los ánodos de ferro-silicio-cromo (ver **tabla 38**), usados en sistemas de protección catódica con corriente impresa, debe de cumplir con lo indicado para una aleación grado 3 en la tabla 1 de la especificación ASTM A518/A 518M-99, o equivalentes. Esta composición química se indica a continuación.

- a) Composición química:
b)

Elemento	Contenido
Carbón (C)	0.70 – 1.10
Manganeso (Mn)	1.50 máx.
Silicio (Si)	14.20 – 14.75
Cromo (Cr)	3.25 – 5.00
Molibdeno (Mo)	0.20 máx.
Cobre (Cu)	0.50 máx.
Hierro (Fe)	76.95 – 81.85

Tabla 38.- Composición química de ánodos de ferro-silicio-cromo (valores de peso en porcentaje)

Las propiedades de los ánodos de ferro-silicio-cromo ver tabla 12, deben cumplir con lo que se indica a continuación.

- b) Propiedades:

Propiedad	Valor	
Peso específico	7000 kg/m ³ ± 0.5%	
Consumo aproximado	0.25 – 1 kg/A-año	
Densidad de corriente máxima recomendada (A/m ²)	Suelo	60

Tabla 39.- Propiedades de ánodos de ferro-silicio-cromo

Ánodos de grafito.- La composición química y propiedades de los ánodos de grafito ver tabla 13, usados en sistemas de protección catódica con corriente impresa, deben de cumplir con lo indicado a continuación.

- a) Composición química:

Elemento	Contenido
Impregnante	6.6 máx.
Ceniza	1.5 máx.
Humedad y volátiles	0.5 máx.
Materia soluble en agua	1.0
Grafito	90.4 Mínimo

Tabla 40.- Composición química de ánodos de grafito (Valores en porcentaje en peso)

b) Propiedades:

Los ánodos de grafito deben ser tratados con ceras o resina fenólica y con conexión al centro.

Propiedad	Valor	
Peso específico	1560 kg/m ³ Mínimo	
Consumo	0.1 – 1 kg/A-año	
Densidad de corriente máxima recomendada (A/m ²)	Suelo	10

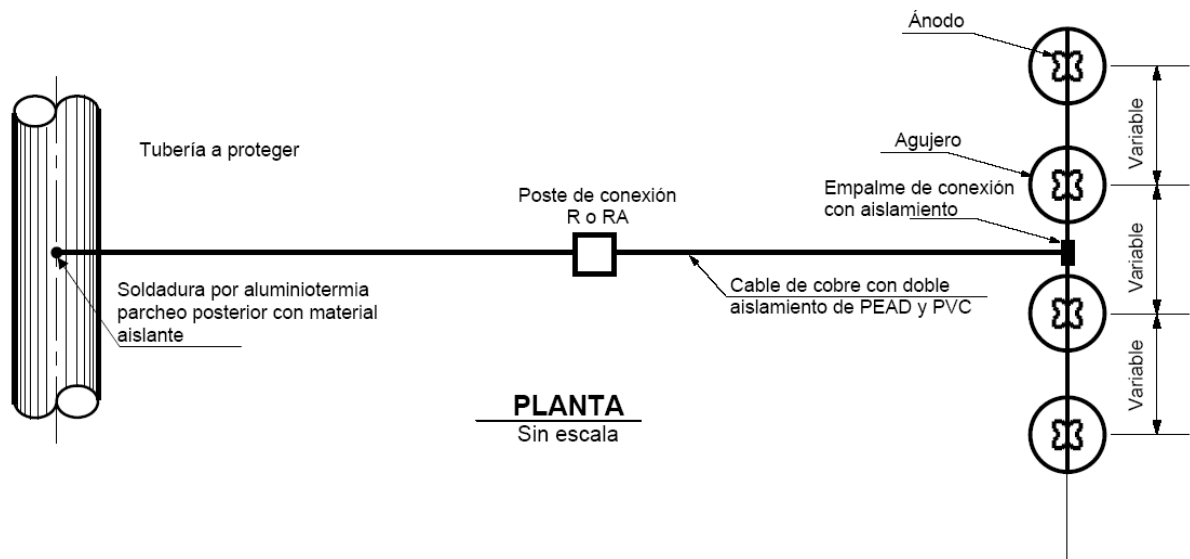
Tabla 41.- Propiedades de los ánodos de grafito

Conductores eléctricos.- Los calibres y tipos de forro de los conductores eléctricos que intervienen en un sistema de protección catódica, deben seleccionarse de acuerdo a la resistencia y capacidad de conducción de corriente, que requieran.

El tipo de aislamiento de los cables anódico y catódico deben ser de doble forro de polietileno negro de alto peso molecular tipo HMWPE con aislamiento mínimo de 600 V y una cubierta de PVC negra.

IV.4.5 Instalación y pruebas

La **figura 102** muestra un arreglo típico de un sistema de protección terrestre a base de ánodos galvánicos.



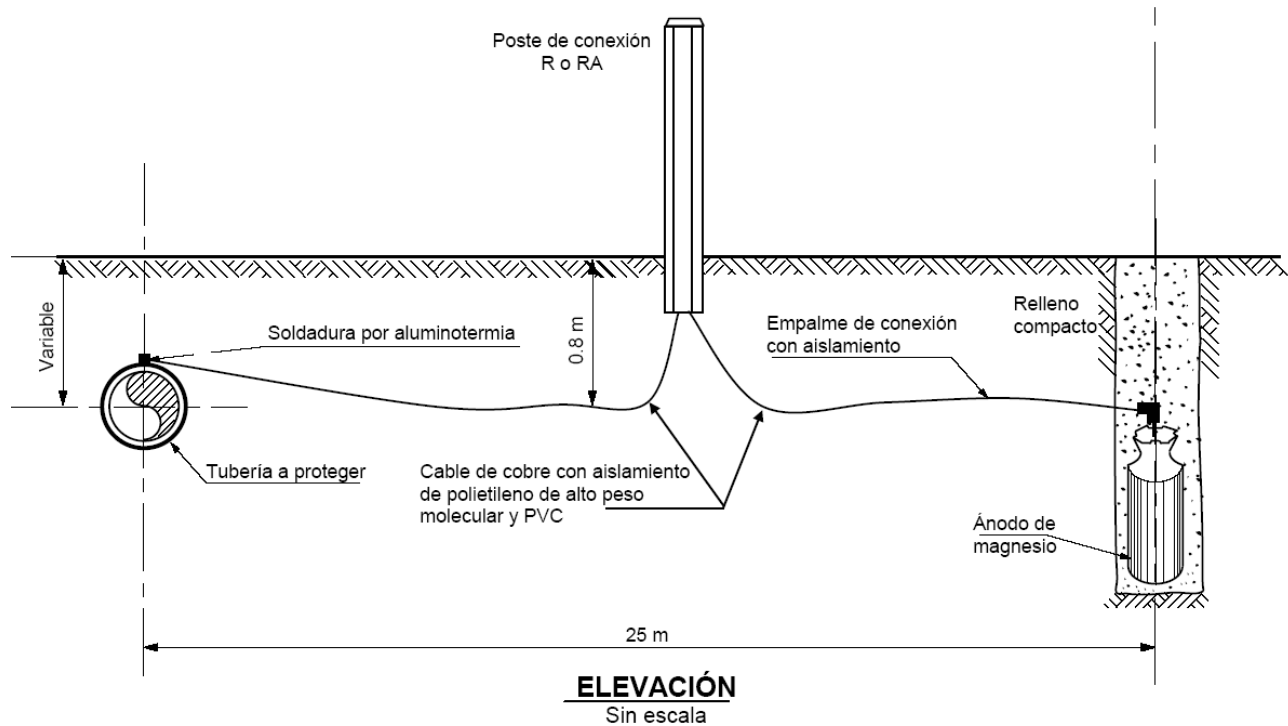


Fig. 102.- Arreglo típico de un sistema de protección terrestre a base de ánodos galvánicos

IV.4.5.1 Instalación de sistemas galvánicos

Instalación y conexión de ánodos galvánicos

- Los ánodos galvánicos deben alojarse en agujeros con dimensiones tales que permitan que el ánodo quede cubierto por una capa de material de relleno, con un espesor mínimo de cinco centímetros en su periferia.
- El cable de los ánodos debe soldarse a la estructura por proteger.
- La colocación de los ánodos de sacrificio tipo brazaletes para protección de tuberías sumergidas (marinas), debe hacerse removiendo el revestimiento de concreto, dejando una cavidad de longitud el recubrimiento anticorrosivo. En caso de que ocurra algún daño, dicha protección debe resanarse o restituirse.
- El brazaletes debe colocarse sobre el recubrimiento anticorrosivo por el procedimiento que el proyecto indique.
- En el caso de líneas submarinas no deben instalarse ánodos de brazaletes en las juntas de campo.
- Para fines de rehabilitación de la protección catódica en líneas submarinas en operación, se deben considerar ánodos tipo trapezoidal para ser instalados en línea regular y tipo brazaletes en ducto ascendente.

IV.4.5.2 Instalación de sistemas de corriente impresa

Fuentes de energía.- La fuente de energía debe contar con los elementos necesarios para medir y controlar voltaje y amperaje, pueden ser accionadas por corriente alterna, celdas solares, generadores de combustión interna, eólicos o por medios térmicos:

- Corriente alterna, (cuando aplique)
- Corriente directa

Camas anódicas - La [figura 103](#) muestra un arreglo típico de un sistema de protección a base de corriente impresa.

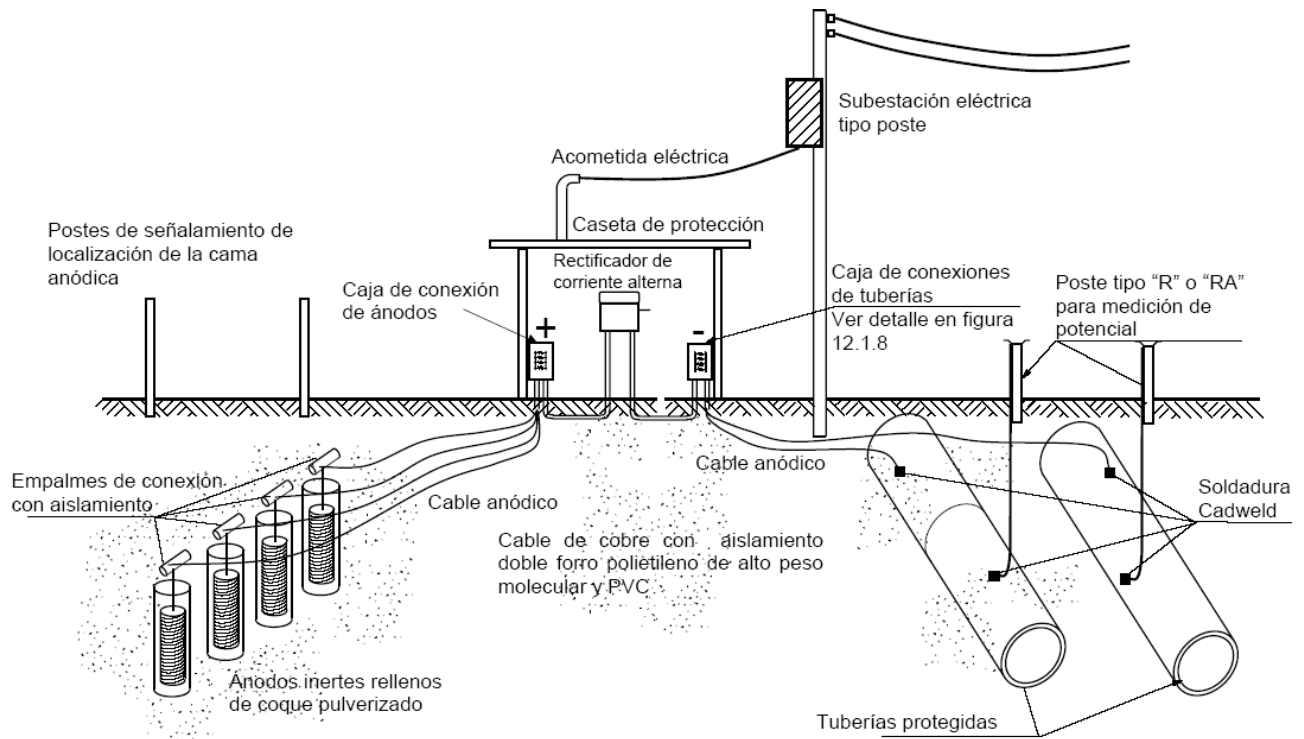


Fig. 103.- Arreglo típico de un sistema de protección a base de corriente impresa

Instalación y conexión de ánodos para corriente impresa - Para un sistema de protección mediante corriente impresa, la colocación de los ánodos debe hacerse de acuerdo a lo indicado en la ingeniería del proyecto, en cuanto a la localización para su instalación y separación entre los ánodos.

El circuito del sistema de protección, sobre todo cuando protege más de un ducto, debe ser capaz de controlar la corriente drenada por ducto, de tal forma que solo se suministre a cada ducto la corriente necesaria para alcanzar alguno de los criterios de protección indicados en Criterios para protección catódica (pág. 24), lo cual puede lograrse colocando resistencias variables como se muestra en las figuras 102 y 103, o mediante alguna otra forma de conexión o dispositivo que cumpla para este fin y se debe instalar entre los ductos a proteger y el rectificador de corriente.

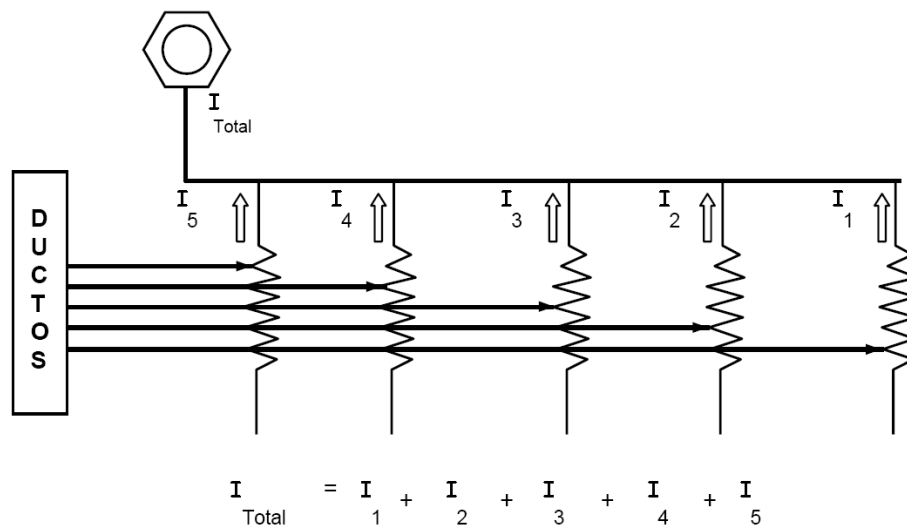


Fig. 104.- Circuito del sistema de protección cuando protege a más de un ducto

Opcionalmente, los ánodos pueden ser conectados individualmente en una caja de conexiones a través de una resistencia variable, como se muestra en las **figuras 102 y 103**. Cuando se opte por usarla, la caja de conexiones con resistencias variables se debe instalar entre el rectificador y la cama de ánodos. La colocación de los ánodos debe hacerse de acuerdo a lo indicado en el proyecto.

IV.4.5.3 Instalación y pruebas comunes para ambos sistemas de protección

Previo a la aplicación de cualquier tipo de soldadura se debe medir el espesor del ducto para confirmar que se encuentre dentro del espesor permisible.

Medición de potenciales.- Estas mediciones deben hacerse con voltímetros o Multímetros digitales con las siguientes características mínimas:

- a) Impedancia de entrada de 10 MΩ
- b) Exactitud de ± 1 porcentaje +1
- c) Sensibilidad de 2 V
- d) Resolución de 0.0001 V

Adicionalmente, los voltímetros o Multímetro, deben ser calibrados por un laboratorio acreditado ante “ema”.

Los electrodos de referencia que deben usarse en trabajos de protección catódica se describen en el numeral 5.8.1 de la **NOM-008-SECRE-1999**, el cual dice:

5.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. *Para la protección catódica de tuberías metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interface tubo/suelo, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia. En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄).*

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Los electrodos de referencia que deben usarse en trabajos de protección catódica están descritos en 5.8.1 de la NOM-008-SECRE-1999, siendo los siguientes:

- a) Cobre / Sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄ saturado).
- b) Plata (Ag) / cloruro de plata (AgCl).
- c) Calomel (Hg₂Cl₂) saturado con cloruro de potasio (KCl).

Se debe verificar cuando menos una vez al año el adecuado funcionamiento de los electrodos de referencia.

Conexión del voltímetro para la medición del potencial estructura–medio (electrolito) ver **figura 105**.

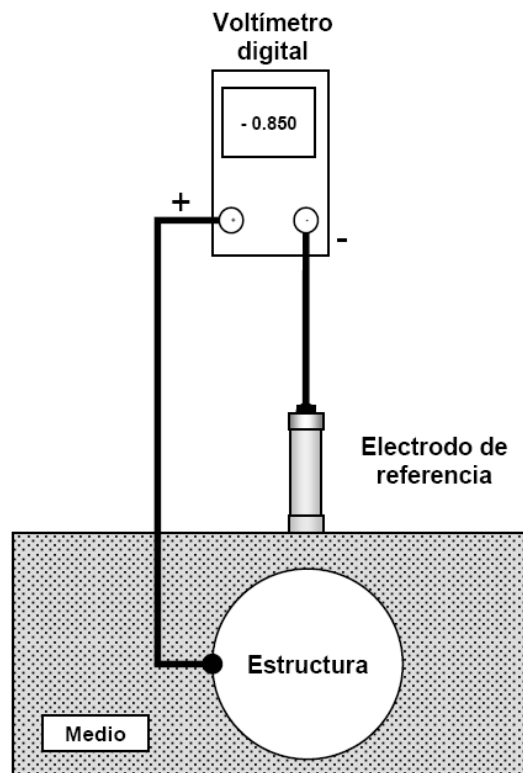


Fig. 105.- Conexión del voltímetro para la medición del potencial estructura–medio (electrolito)

Medición de la resistividad.- Se debe medir la resistividad del electrolito conforme a lo indicado en [ASTM G57-95a-2001](#), o equivalente en donde se localizará el sistema de protección catódica y los valores obtenidos, deben ser usados para el diseño del mismo.

Clasificación de medios corrosivos en función de su resistividad

La corrosividad de un terreno, debe ser clasificada conforme a lo indicado en la [tabla 42](#), como sigue:

Resistividad del suelo (Ω -cm)	Corrosividad del suelo
0 – 1,000	Altamente corrosivo
1,001 – 5,000	Corrosivo
5,001 – 10,000	Poco corrosivo
10,001 – en adelante	Muy poco corrosivo

Tabla 42.- Relación entre la resistividad y Corrosividad del terreno

Aislamiento de las conexiones.- Las conexiones deben ser aisladas con resina epóxica líquida, vertida en un molde desechable.

Conexión por aluminotermia - La soldadura por aluminotermia se debe emplear en las conexiones siguientes:

- a) Entre el elemento de medición del poste de registro y amojonamiento y la estructura por proteger.
- b) Entre el cable catódico y la estructura por proteger.
- c) En puentes.

A las soldaduras efectuadas por el procedimiento de aluminotermia se les debe aplicar una “carga”. La cual debe estar en función del calibre del conductor, según lo indica la [tabla 43](#) de este documento.

Calibre del conductor No.	Tamaño en mm ² (designación o calibre del cable)	Carga No.
14	2.08 (14)	15
12	3.31 (12)	15
10	5.26 (10)	15
8	8.37 (8)	15
6	13.3 (6)	15
4	21.2 (4)	25
2	33.6 (2)	25
1	42.4 (1)	32
1/0	53.5 (1/0)	45
2/0	67.4 2(0)	65

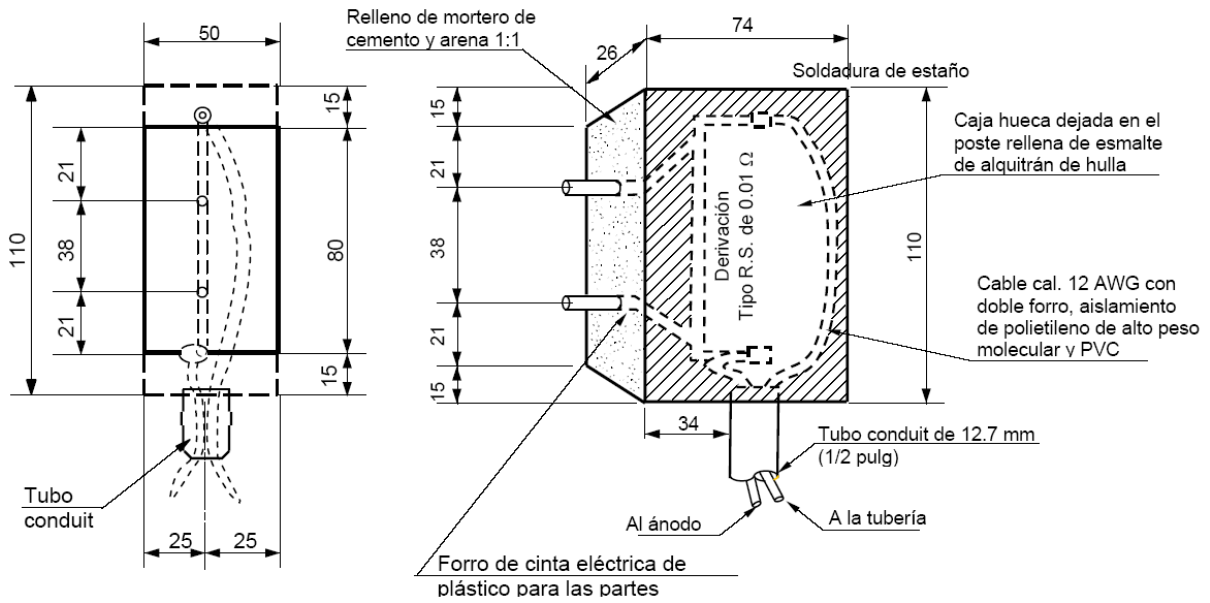
Tabla 43.- Calibre de conductor y carga para soldadura por aluminotermia

Soldadura eléctrica.- Para la fijación de ánodos que cuenten con alma o soportes metálicos, el alma o soporte, debe soldarse a la estructura por proteger, de acuerdo al código AWS D1.1/D1.1M 2004, o equivalente y la calificación de los soldadores conforme a la [NRF-020-PEMEX-2005](#).

Postes de señalamiento y registro.- Los postes deben contener los requerimientos mínimos especificados en las [figuras 106 a 109](#), pero se aceptan postes con diferente configuración y materiales, siempre y cuando cumplan con la función, requerimientos de identificación, resistencia y durabilidad.

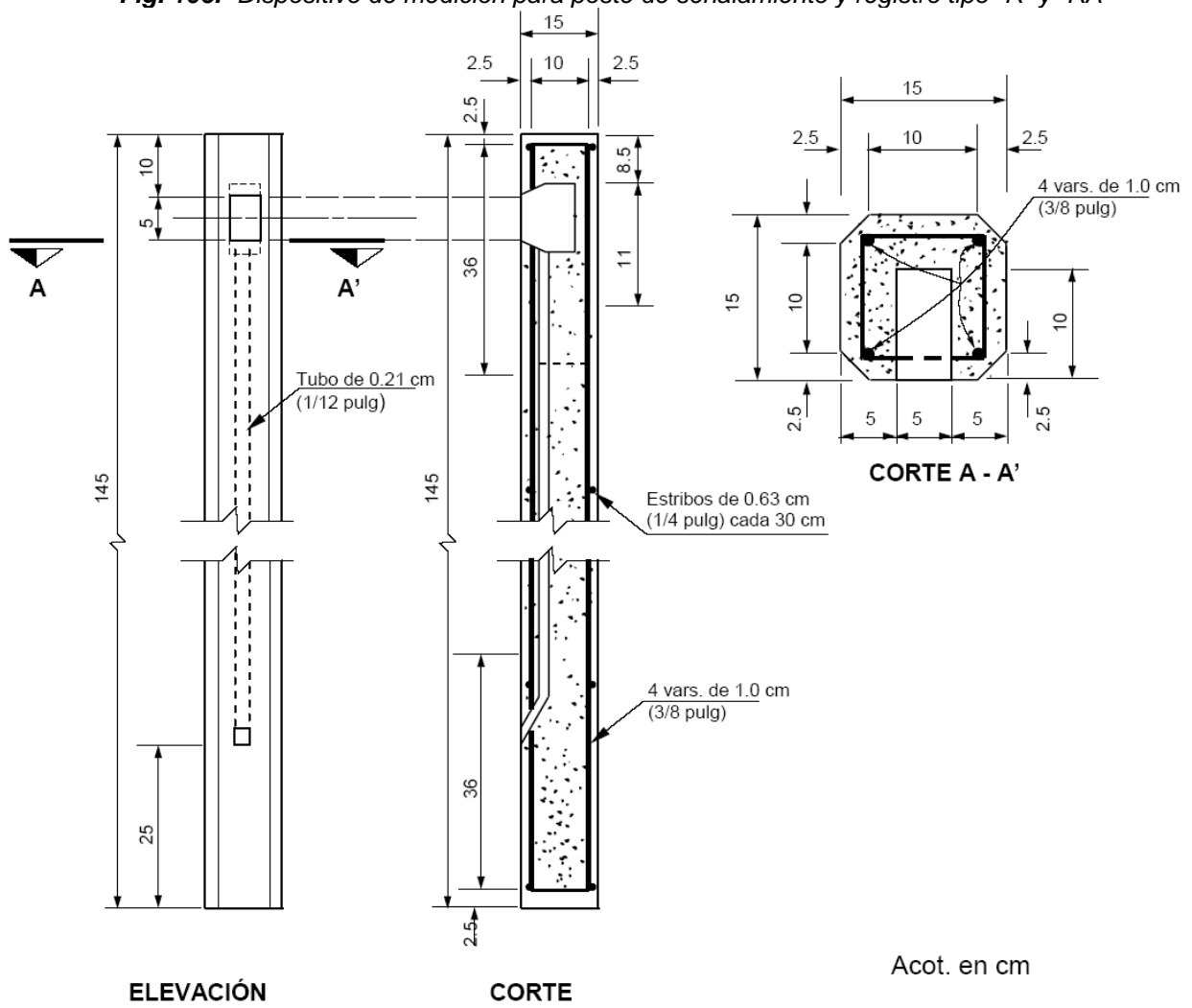
Los postes deben ser instalados estratégicamente donde se registren los valores de potencial mas representativo como: antes y después de cuerpos de agua, vías de comunicación, zonas de interface, cruce con líneas de alta tensión, cruces con vías de tren, cruce con otros ductos o estructuras metálicas, en terrenos con presencia de bacterias sulfato-reductoras, en zonas urbanas a una distancia no mayor a 500 metros y en zonas rurales de acuerdo a lo que se indica en los incisos a, b y c de este numeral.

- a) **Poste tipo "R".-** Se deben instalar con espaciamiento máximo de 1 kilómetro, a lo largo de la(s) tubería(s) por proteger, o donde lo indique el proyecto.
- b) **Poste tipo "RA".-** Se deben instalar con espaciamiento máximo de 5 km, a lo largo de la(s) tubería(s) por proteger, o donde lo indique el proyecto.
- c) **Poste de puenteo eléctrico entre ductos que se cruzan.-** Se debe interconectar mediante una resistencia conocida a dos ductos que se cruzan y poder registrar sus niveles de protección catódica ([ver figuras 106 y 107](#)). Estos postes pueden ser "R" o "RA".



Acot. en mm

Fig. 106.- Dispositivo de medición para poste de señalamiento y registro tipo "R" y "RA"



Acot. en cm

Fig. 107.- Poste de señalamiento y registro tipo "R", Para amojonamiento y registro para protección catódica

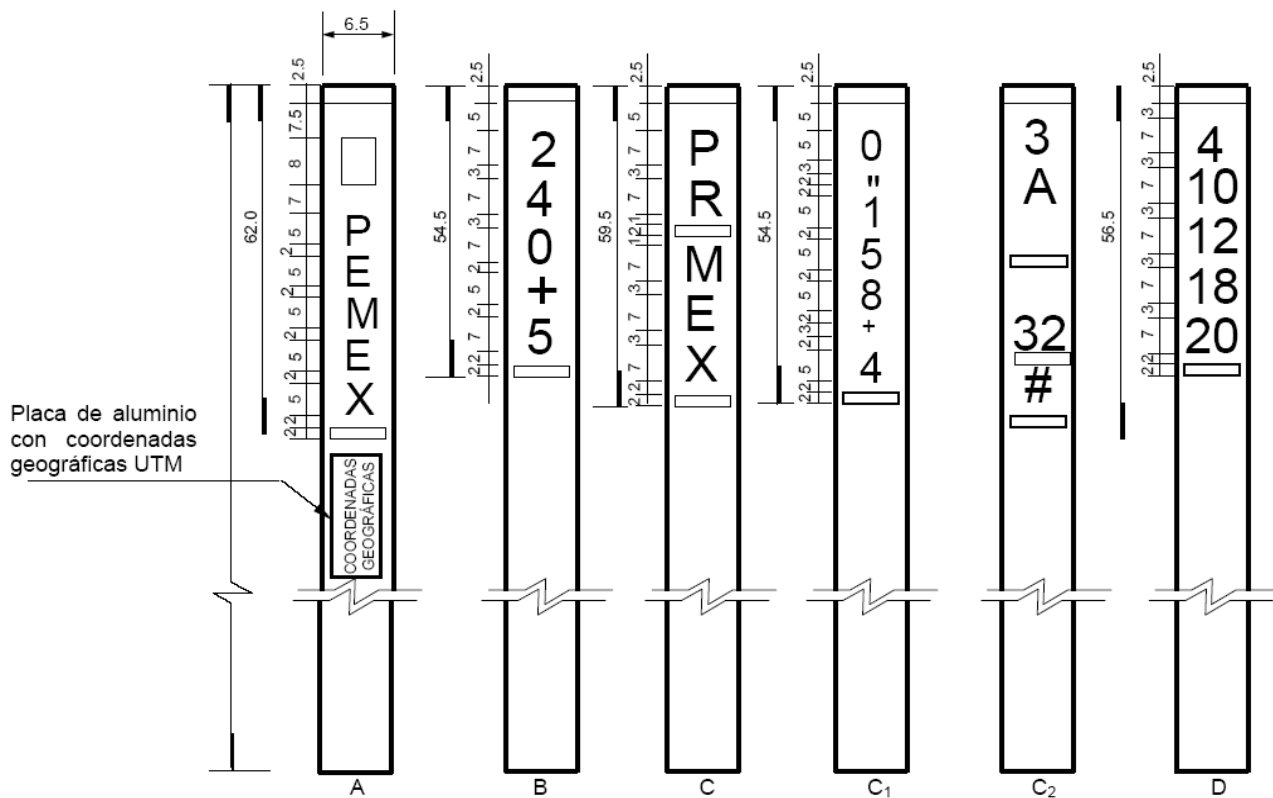


Fig. 107 (a).- Grabados para poste de señalamiento y registro tipo “RA”

- La cara “A” se debe orientar hacia las tuberías para proteger, instalar una placa de aluminio conteniendo bajo relieve las coordenadas geográficas UTM.
- La cara “B” debe indicar el kilometraje del ducto donde se localiza el poste.
- La cara “C” debe indicar el origen y final del ducto por proteger.
- La cara “C1” se debe utilizar en ambas desviaciones.
- La cara “C2” se debe utilizar para localizar camas de ánodos.
- La cara “D” se debe utilizar para indicar los diámetros de las tuberías por proteger.

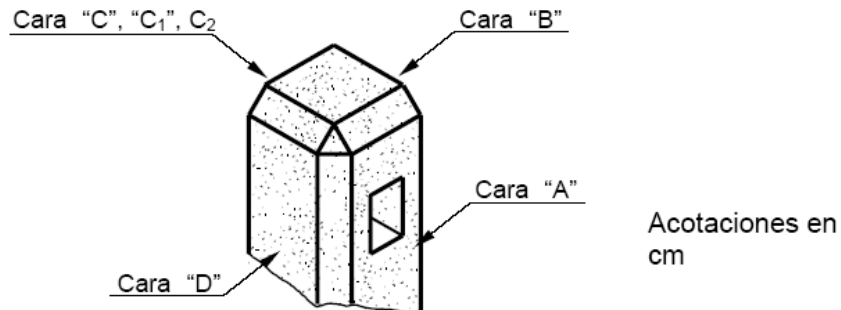


Fig. 107 (b).- Grabados para poste de señalamiento y registro tipo “RA”

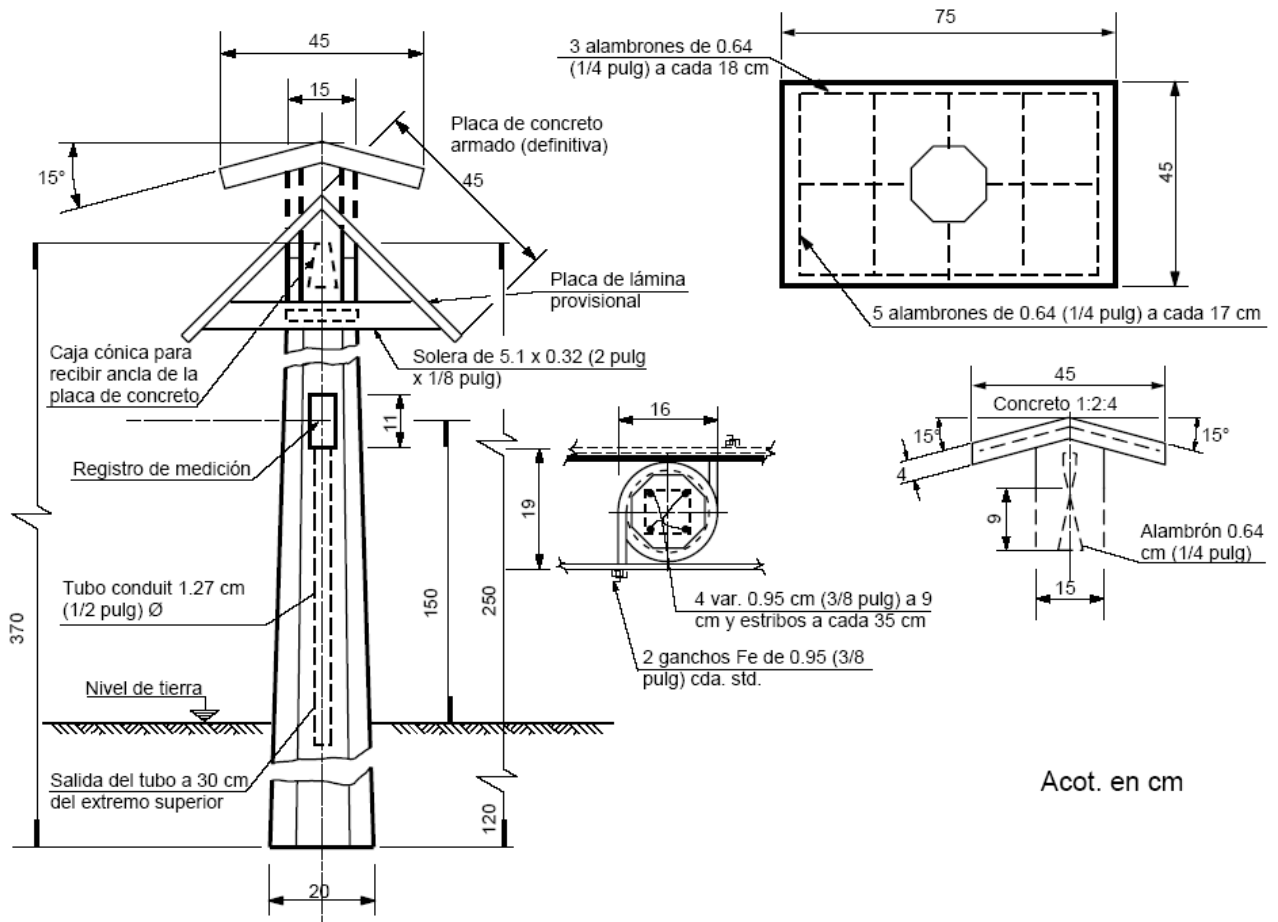


Fig. 108.- Poste de señalamiento y registro tipo "RA" Para inspección aérea y registro para protección catódica

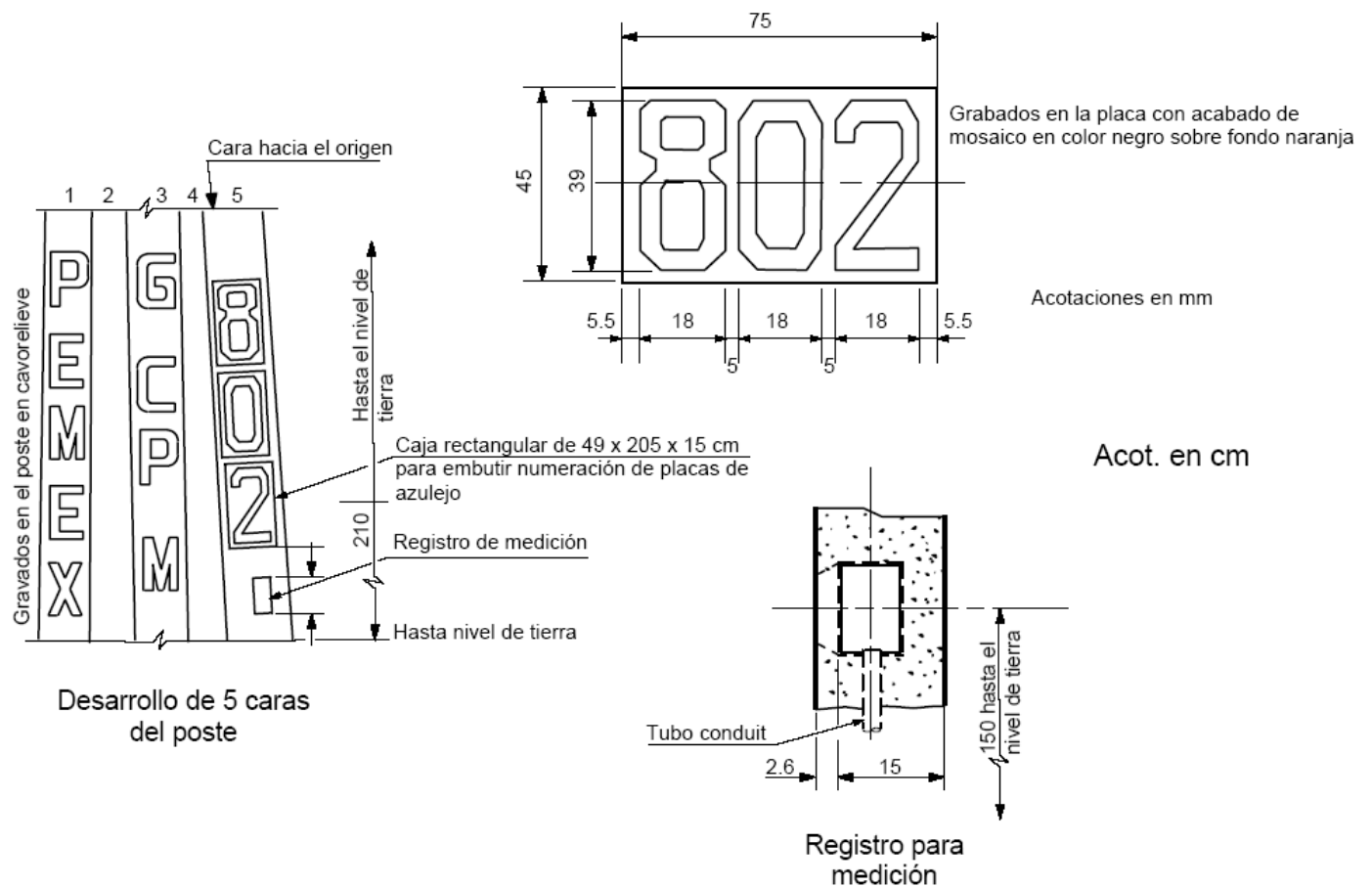


Fig. 109.- Acabados y grabados para poste de señalamiento y registro tipo "RA"

Aislamiento y parchado.- El resane y aislamiento de la conexión a la estructura por proteger, debe hacerse con materiales dieléctricos compatibles con el recubrimiento original de la estructura.

Aislamientos eléctricos.- Los aislamientos eléctricos deben ser instalados durante la construcción de la línea, de acuerdo con el diseño.

Para el suministro e instalación de las juntas aislantes, se debe cumplir con 8.6 de la [NRF-096-PEMEX-2004](#).

Pruebas.- Una vez construido el sistema de protección catódica, debe obtenerse un perfil de potenciales a intervalos cercanos encendido-apagado (on-off) a todo lo largo de la tubería, para verificar que se cumpla con alguno de los criterios de protección establecidos en esta norma.

IV.5 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Con el propósito de proteger adecuadamente las estructuras que cuentan con sistemas de protección catódica, se debe establecer, implementar y cumplir un programa para la inspección y mantenimiento de los componentes del sistema, solicitando los recursos necesarios para éste fin, en los tiempos y formas indicados.

IV.5.1 Inspección de los sistemas de Protección catódica

La prevención de la corrosión exterior⁴⁶ juega un papel relevante en la integridad de los ductos, por lo que su mantenimiento debe basarse en los resultados integrales de funcionalidad y efectividad tanto del sistema de recubrimiento anticorrosivo del ducto como de la protección catódica.

La funcionalidad y efectividad de estos sistemas complementarios de protección se determinan en forma indirecta mediante la aplicación de las técnicas llamadas de potencial a intervalos cortos "CIS" y la de gradiente de voltaje de corriente directa "DCVG" mismas que en las superintendencias de ductos se realizan a través de contratos con terceros.

Es práctica actual que el mantenimiento exterior de ductos se realice en dos fases, la primera para detectar las anomalías de ambos sistemas y la segunda para llevar a cabo las acciones correctivas necesarias.

En la primera se registran potenciales cortos y los trabajos de DCVG, estos últimos en función a los resultados de los potenciales obtenidos, para que el análisis conjunto origine, en un informe final de resultados, las recomendaciones o acciones correctivas ya sean de rehabilitación de recubrimiento o de mejoras al sistema de protección catódica. Con esta información la Superintendencia contemplará mediante un contrato con un tercero, una segunda fase, para la implementación y ejecución de las acciones correctivas.

Con base a lo anterior se hace necesario establecer una metodología que permita proporcionar de manera integral el mantenimiento exterior a los sistemas de protección contra la corrosión, que la compañía contratada sea la responsable de detectar las fallas en los recubrimientos y en la protección catódica realizando ella misma las acciones correctivas que garanticen la funcionalidad y efectividad de los sistemas. De esta forma el alcance incluirá la rehabilitación del recubrimiento, reforzamiento de camas anódicas, optimización del diseño, aislamiento eléctrico, porcentaje de área descubierta, localización de puentes eléctricos, interferencias, etc.

Este mecanismo origina algunos inconvenientes para proporcionar un mantenimiento efectivo, por ejemplo retraso en la rehabilitación, alcance limitado en la funcionalidad y efectividad de los sistemas, participación de diferentes compañías en la problemática (detección-rehabilitación), retraso en ejercicio presupuestal, entre otros.

El contar con una metodología integral para el mantenimiento exterior permitirá eliminar el uso de corrientes de protección que pueden poner en riesgo la integridad mecánica de los ductos ya sea por deterioro del recubrimiento o por otros fenómenos asociados a una sobreprotección, además de unificar criterios entre los especialistas de las superintendencias.

IV.5.1.1 Inspección de fuentes de energía no controladas remotamente

En los sistemas con corriente impresa, las fuentes de energía no controladas en forma remota, se deben inspeccionar cada 30 días máximo o antes si las condiciones lo requieren, para asegurar su operación continua. En las zonas donde se presenten actos vandálicos recurrentes y regiones conflictivas, las inspecciones deben realizarse cada semana.

Durante la inspección se deben realizar las mediciones siguientes:

- a) El voltaje y la corriente alterna de alimentación.
- b) El voltaje y la corriente directa aplicado a la estructura protegida.
- c) El potencial estructura-electrolito en el punto de drenaje.

⁴⁶ Roberto Cruz Salinas, op. Cit. "Diagnostico integral para el mantenimiento exterior de ductos" Pemex Gas y Petroquímica Básica, Departamento de mantenimiento a ductos, México, D.F., 2005

IV.5.1.2 Inspección de sistemas con supervisión a control remoto

Los sistemas con supervisión a control remoto, deben inspeccionarse al menos seis veces al año. Si el sistema de transmisión de datos llegara a interrumpirse por un tiempo mayor a un mes, la frecuencia de inspección es la indicada para los no controlados.

En ambos casos se deben de llevar registros mensuales de las condiciones de operación, de cualquier ajuste de las variables mencionadas, así como el cálculo de la eficiencia de la fuente de energía y de la resistencia de circuito calculada con los parámetros de corriente directa.

IV.5.1.3 Inspección de camas de ánodos inertes

Las camas de ánodos inertes, se deben inspeccionar como mínimo una vez al año. Cuando existan conexiones individuales para cada ánodo la inspección se debe realizar mediante medición directa de corriente. En caso contrario, se usará la medición de potencial sobre cada ánodo.



Fig. 110.- Conexión de cama anódica a base de ánodos inertes de Grafito
(De izquierda a derecha, Foto1: Preparación de agujeros; Foto 2: ánodo conectado)



Fig. 111.- Instalación de cama anódica de pozo profundo, ánodos inertes a base de óxidos metálicos
(De izquierda a derecha de arriba para abajo, Foto1: Taladro para 100m; Foto 2: Camisa de PVC para rellenar con Backfill; Foto 3: conexión de ánodos al centrador; Foto 4: Vista final de cama anódica para conexión a rectificador)

IV.5.1.4 Levantamiento de potenciales a intervalos cercanos

Se debe realizar un levantamiento de potenciales a intervalos cercanos (CIS) encendido-apagado, máximo cada 5 años o cuando se modifique el sistema de protección catódica, para verificar que el nivel de protección cumple con lo establecido en el apartado **IV.4.3.1 Consideraciones Generales, Criterios para protección catódica**, de este documento.

En el **capítulo IV.6** se describen los procedimientos de inspección.



Fig. 112.- Levantamiento de potenciales a intervalos cercanos (CIS)
(De izquierda a derecha, Foto1: Conexión de interruptor de corriente, equipo On/Off;
Foto 2: Medición de potenciales)

IV.5.1.5 Perfil de potenciales tubo-suelo

Se debe levantar un perfil de potenciales de la estructura completa con las frecuencias indicadas a continuación:

- Para ductos terrestres, al menos cada seis meses donde la tubería se encuentre en clases de localización 1 y 2 (zona rural), y cada tres meses para clase de localización 3 y 4 (zona urbana).
- Para ductos marinos en línea regular (no incluye ducto ascendente), debe ser cada cinco años como máximo.
- Para ductos ascendentes, subestructuras de plataformas marinas, cada tres años como máximo.



Fig. 113.- Levantamiento del perfil de potenciales Tubo-suelo referidos a una celda de referencia de Cobre Sulfato de Cobre (Cu/CuSO₄).

IV.5.1.6 Recubrimiento anticorrosivo del ducto

Se debe de realizar una inspección del recubrimiento anticorrosivo en las zonas donde se tengan indicios de una falla masiva del recubrimiento por medio de técnicas como los gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG), métodos inductivos o conductivos, con la finalidad de detectar si existen fallas y en su caso repararlas para hacer más eficiente el sistema de protección catódica.

Se deben llevar registros del estado del recubrimiento anticorrosivo de la estructura por proteger, cada vez que se tenga la oportunidad de verificar visualmente la estructura, registrando la ubicación del punto y las condiciones en que éste se encuentre, para lo cual se debe contar con un formato específico para este fin.

De aquellos ductos que se inspeccionen con equipo instrumentado, se debe revisar el informe de la inspección para comprobar que las pérdidas de metal exterior, no sean causadas por fallas en el sistema de protección catódica o del recubrimiento dieléctrico y en su caso tomar las medidas correctivas necesarias.



Fig. 114.- Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG)
(De izquierda a derecha, Foto1: Conexión de interruptor de corriente, equipo On/Off;
Foto 2: Recorrido de prueba DCVG)

IV.5.1.7 Levantamiento de perfil de resistividades

Cada 10 años se debe realizar el levantamiento del perfil de resistividades del suelo a lo largo del derecho de vía.



Fig. 115.- Medición de resistividad de terreno, en campo⁴⁷
(De izquierda a derecha, Foto1: Conexión y calibración de equipo;
Foto 2: Lectura en equipo Vibroground)

⁴⁷ Resistividad de terreno medida en Tepeji del río, Diciembre 13 de 2010



Fig. 116⁴⁸.- Medición de resistividad de agua de mar utilizando caja de tierras, en laboratorio
(De izquierda a derecha, Foto1: Conexión de equipo y llenado de caja de tierras;
Foto 2: resultado de lectura en equipo Vibroground)

IV.5.2 Revisión de las instalaciones

IV.5.2.1 Rectificador, dispositivos de protección y conexiones eléctricas

Las conexiones eléctricas tanto internas del rectificador como las de alimentación de corriente alterna o de cualquier fuente de energía de corriente directa, se deben limpiar, ajustar y proteger una vez al año, para mantener bajas resistencias de contacto y evitar sobrecalentamiento. Cualquier defecto en los componentes del sistema debe de eliminarse o corregirse.

IV.5.2.2 Fuente de energía

Cuando se requiera, debe aplicarse recubrimiento anticorrosivo a la cubierta de las fuentes de energía, transformador de la subestación eléctrica y a todas las partes metálicas de la instalación.

IV.5.2.3 Caseta

Cada dos años se debe aplicar recubrimiento a la caseta y componentes de la misma; así como su rotulación.

IV.5.2.4 Postes de registro y conexión eléctrica ducto-poste

Los postes de registro R y RA, deben rehabilitarse cada vez que se detecte que están desconectados, derribados o fuera de la vertical y pintarse cada 2 años.

⁴⁸ Resistividad de Agua de mar, muestra tomada en Ensenada, BCN, Marzo 29 de 2010

IV.6 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE INSPECCIÓN A LOS SPC

En cumplimiento con las disposiciones oficiales y los estándares de la industria, se requiere programar el mantenimiento preventivo de todos los sistemas de protección catódica instalados.

Para ello, revisaremos las diversas pruebas existentes para realizar dichos trabajos y en su caso, las fechas especificadas en las normas aplicables.

IV.6.1 Pruebas al arranque⁴⁹

La medición de potenciales de protección en una estructura metálica, enterrada o sumergida, es una de las fases de construcción que requiere una estricta supervisión, ya que conociendo estos potenciales, se podrá evaluar el grado de protección que se imparte a la estructura y simultáneamente, verificar las conclusiones del proyecto.

Como le hemos visto, la corriente de protección se puede proporcionar con sistemas de corriente impresa, o bien, utilizando ánodos de sacrificio, o una combinación de ambos de acuerdo a lo especificado en el proyecto respectivo.

Las actividades que se indican e continuación corresponden a las que normalmente realiza un supervisor de campo en el área de la protección catódica.

IV.6.1.1 Sistemas de corriente impresa

La labor del supervisor en esta fase se inicia desde el momento en que CFE energiza el transformador. Así, corresponde al supervisor verificar que los voltajes en baja tensión sean los requeridos para ajustar el rectificador; generalmente se requieren 220 ó 127 Volts en corriente alterna monofásica. Para esta etapa se requiere un voltímetro de corriente alterna 0-600 Volts, un amperímetro de gancho 0-50 amperes C.A. Simultáneamente, el supervisor deberá revisar la seguridad de las conexiones, la capacidad de los fusibles instalados en las cuchillas desconectoras (canillas), el calibre de los cables según diseño y la capacidad de fusibles en el interruptor general.

Los problemas más comunes que se presentan son:

- Voltaje en alta tensión insuficiente. Corresponde a la CFE su corrección.
- Fusibles de capacidad inadecuada para las condiciones solicitadas. Corresponde al contratista la corrección.
- Transformador con la relación de transformación inadecuada, o sea, que no proporciona el voltaje en baja tensión requerido, Corresponde al contratista solucionar este problema.

IV.6.1.2 Puesta en operación del rectificador

Antes de energizar el rectificador, el supervisor verificará la polaridad adecuada de cables catódicos y anódicos, condición de gran importancia para la correcta operación del sistema protector.

El polo negativo del rectificador deberá estar conectado a la tubería y el positivo a la cama anódica; se verificará calibre y especificaciones de los conductores.

Se energiza el rectificador en vacío y se deja operar en esta forma por espacio de tres horas manipulando las barras selectoras de voltaje "Taps", esto es, con el fin de eliminar probable humedad en el transformador, diodos y conexiones del rectificador.

⁴⁹ Ing. Benito Sánchez Martínez, Curso de especialidad para supervisores de obra "Protección catódica en líneas de conducción terrestre", PEMEX, Subdirección de proyecto y construcción de obras, Julio de 1984, Cap. 4.6, pp 102-106

Se regresan las barras selectoras de voltaje a valores mínimos y se mide el potencial tubo-suelo en el punto de drenaje, utilizando el poste de medición instalado para ese fin. En esta fase se requiere una medid celda cobre/sulfato de cobre y un voltímetro de alta impedancia o un aparato multicombinado (o multímetro).

El potencial tubo-suelo se incrementará hasta valores según lo indique el proyecto. Alcanzando este valor se verificará lo siguiente:

- Funcionamiento de cada uno de los ánodos.
- Caída de voltaje entre transformador y rectificador.
- Eficiencia del rectificador.
- Que el valor que indican las barras selectoras de voltaje correspondan al real.

Los problemas que se presentan son: caídas de tensión fuera de norma, baja eficiencia de rectificación, valores de voltaje diferente a los que indican "Taps", instrumentos de medición y funcionamiento incompleto de la cama anódica.

Para su solución se recomienda revisar las bases del proyecto como son: calibres de cables, distancias, resistividades de la cama anódica, conexiones, etc.

IV.6.1.3 Medición de potenciales a lo largo del derecho de vía

Una vez establecido el valor del potencial tubo-suelo en el punto de drenaje según lo indica el proyecto, se mantiene este valor por un periodo mínimo de 24 horas.

Si se dispone, se puede instalar un registrador automático de potenciales tubo-suelo. Con este tiempo de operación del rectificador se estima que la tubería queda polarizada.

Antes de proceder a la medición de potenciales tubo-suelo se recomienda instalar en el rectificador un interruptor de corriente que opere por ciclos, por ejemplo, de 15 e 30 segundos o similar. Esto es, con el fin de detectar problemas de interferencias con otras líneas, aterrizajes en chaquetas de cruzamientos con vías de comunicación, líneas de energía eléctrica y eficiencia de las juntas aislantes. Los problemas más comunes en esta etapa son:

- Alcance del sistema protector menor al indicado en el proyecto.
- Chaquetas y ductos aterrizados.
- Posibles interferencias.
- Juntas aislantes sin cumplir su función.
- Causas de los problemas: deficiente supervisión de la aplicación del recubrimiento anticorrosivo durante la construcción, métodos inadecuados de instalación de chaquetas, juntas aislantes mal instaladas, abrazaderas y soportes de tuberías con aislamiento deficiente, etc.

La solución a estos problemas corresponde a la parte constructiva de la estructura o tubería, en conjunto con el supervisor aunque, en muchas ocasiones, la corrección es difícil y costosa.

Al término de las pruebas se elaborará un reporte por cada uno de los aparatos verificados, con la siguiente información como mínimo:

PARA EL TRANSFORMADOR

- Transformador No.
- Localización km
- Potencia KVA
- No. de fases
- Voltaje de operación (220 o 127 volts)

PARA EL RECTIFICADOR

- Rectificador No.
- Localización km
- Capacidad en volts y amperes
- Rango y escala de los Taps gruesos y finos
- Potencial en punto de drenaje.
- Eficiencia en Watts salida/Watts entrada (%)
- Sistema de enfriamiento:
- Caída de voltaje a plena carga (%)
- Valores de operación en punto de drenaje (volts C.D. y amperes C.D)
- Cubre la distancia establecida en proyecto Si o No

IV.6.1.4 Pruebas para sistema con ánodos de sacrificio

La función de un supervisor, cuando se instalan sistemas de protección catódica a base de ánodos de sacrificio, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema, ya que cuando se utilizan estos métodos, se tienen limitaciones por la resistividad, el tamaño y la forma del ánodo, la composición del relleno y, sobre todo del potencial característico que se utilizó en el diseño.

Lo indicado a continuación corresponde a las fases que se deben vigilar estrictamente durante la instalación de los ánodos:

- Ubicación de los ánodos según diseño.
- Composición del relleno según diseño.
- Distancia y profundidades con respecto a la tubería,
- Cantidad, peso, separación entre ellos por cada cama anódica según diseño y calibre de los cables.

Al término de la instalación se debe verificar lo siguiente:

- Potencial del tubo en el punto de drenaje.
- Alcance de la protección a ambos lados del poste de medición.
- Potencial a circuito abierto del ánodo.
- Potencial a circuito cerrado del ánodo.
- Corriente al momento de la instalación, por ánodo o grupo de ánodos.
- Determinar con este valor la resistencia real del Shunt.

Se hace la aclaración que cuando se instalan ánodos de sacrificio la polarización de la tubería es lenta, por lo que se recomienda repetir estas mediciones un mes después de instalados.

Al término de la medición se elaborará un reporte conteniendo lo siguiente:

- Número y cantidad de ánodos por Cama
- Localización (km)
- Distancia tubería – ánodos en metros
- Separación entre ánodos en metros
- Peso de ánodos en libras
- Composición del Relleno en kg
- Potencial a circuito abierto (potencial natural) en Volts
- Potencial a circuito cerrado (potencial de protección) en Volts
- Alcance de la protección
- Corriente drenada por ánodo en mili amperes
- Corriente drenada por grupo en mili amperes
- Vida útil estimada en años

Problemas comunes en esta etapa:

- Potencial, corriente y alcance insuficiente.
- Propiedades y características electroquímicas del material del ánodo inadecuadas.
- Recubrimientos de baja calidad, aislamientos deficientes, etc.

La solución a estos problemas corresponde al diseñador, contratista y constructor, respectivamente.

IV.6.1.5 Medición final

La medición final es el apoyo de que dispone el supervisor para proceder a la entrega del sistema protector a la rama operativa. Generalmente se requiere acompañar el acta respectiva de la siguiente información:

- Gráfica de potenciales tubo-suelo a lo largo de la línea, con los valores de corriente y voltaje en cada punto de drenaje.
- Certificados de pruebas de transformadores y rectificadores en su caso, además del manual de operación.
- Calidad de aislamiento en cruzamientos, válvulas, apoyos, bridas, abrazaderas, etc.
- Probables interferencias y las fuentes que las originaron.
- Entregar: ejemplar del proyecto, juego de planos, copia de contratos de energía eléctrica, copia de permiso de afectaciones, fianzas del contrato y todo lo relacionado que se considere necesario.

Se elabora el acta de recepción final para entrega a la rama operativa de acuerdo a los formatos existentes para este tipo de trabajos.

IV.6.2 Descripción de pruebas a los SPC en operación

Se deben registrar todos los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

Para tener una mayor referencia, a continuación se explican las pruebas requeridas para obtener la certificación de un ducto, incluyendo la medición de espesores de pared, estas pruebas son:

1. **Localización de Ducto con equipo Electrónico**
2. **Inspección de Juntas Aislantes**
3. **Medición de Potencial Rural**
4. **Inspección de cruces encamisados**
5. **Estudio de resistividad del suelo**
6. **Medición del pH**
7. **Análisis Bacteriológico del Suelo**
8. **Prueba de requerimiento de corriente eléctrica**
9. **Localización de puentes eléctricos**
10. **Levantamiento de potenciales de polarización a intervalos cortos (CIPS)**
11. **Inspección de recubrimiento Dieléctrico por DCVG**
12. **Identificación y análisis Técnico de la eficiencia de los SPC adyacentes**

IV.6.2.1 Localización de Ducto con equipo Electrónico

Muchas veces no se cuenta con el diseño original, planos de los ductos, antecedentes de construcción e inclusive, se desconoce la trayectoria real del ducto en tramos del mismo derecho de vía, por lo cual, se hace indispensable localizar la trayectoria exacta de la tubería. Esto se puede lograr mediante un estudio previo, utilizando un equipo de alta resolución como el RD-4000, el cual, rastrea una señal inducida sobre el ducto a una profundidad de 3m (a los ductos que se alojen en el Derecho De Vía DDV), pudiendo diferenciar señales.

Este trabajo debe incluir en el alcance lo siguiente:

1. Detección y localización del ducto con equipo de alta resolución
2. Suministro e instalación estacas de madera para ubicación del ducto a cada 50 metros
3. Instalación de puntas de prueba (alambre), soldadura cadweld, retiro y aislamiento del recubrimiento, para aquellos sitios en donde no se encuentren o la señal se pierda
4. Medición de perfil de profundidad a cada 50 metros.



Fig. 117.- Localización de ducto con equipo electrónico
 (De izquierda a derecha de arriba para abajo, Foto1: Conexión de inductor de señal;
 Foto 2: Equipo para rastrear tubería, entregando ubicación y profundidad;
 Foto3 y 4: Recorrido del ducto y colocación de estacas)

IV.6.2.2 Inspección de juntas aislantes

Es indispensable, como parte del sistema de protección catódica, que las transiciones electrolito-superficie (lugar donde la tubería se entierra o sale del suelo) se encuentren aisladas eléctricamente, recordemos que la protección catódica es un fenómeno electroquímico.

Por ello, se debe realizar la revisión en cada transición electrolito-superficie con el fin de asegurar que los elementos aislantes como Juntas Monoblock o juntas aislantes (instaladas en bridas) operen adecuadamente. Esto se logra realizando los puntos enlistados a continuación:

1. Croquis geoposicionado del lugar de la junta monoblock
2. Limpieza de pintura antes y después de la junta
3. Calibración de la junta mediante equipo de ondas eléctricas de alta resolución
4. Medición de Voltaje antes y después de la junta (con potencial catódico en el ducto)
5. Reporte y análisis de los resultados
6. Limpieza del área y retiro de equipo.



Fig. 118.- Revisión de Junta Monoblock con equipo probador de continuidad
(De izquierda a derecha, Foto1: comprobación de aislamiento eléctrico;
Foto 2: prueba de funcionamiento del equipo)

IV.6.2.3 Medición de potencial rural

Se debe identificar mediante pruebas de campo y con mediciones de potenciales, aquellos sistemas de protección catódica (existentes) que por su localización y cercanía al ducto que se quiere proteger, puedan tener influencia con la corriente de protección proveniente de la(s) cama(s) anódica(s) en dicho ducto, considerando para ello la ubicación que tendrá la tubería conforme a los planos de trazo y perfil (trazo topográfico).

Esta prueba tiene el siguiente alcance:

1. Verificar el alcance de protección mediante la medición y elaboración de un perfil de potenciales tubo/suelo con protección catódica aplicada, este perfil de potenciales debe hacerse antes de la prueba de requerimiento de corriente.
2. Realizar un análisis técnico-documental de la operación y eficiencia de los sistemas de protección catódica y de los resultados obtenidos de campo, en la que se incluye los análisis de las curvas de atenuación de potencial en cada sitio de impresión de corriente, variables de alimentación, variables de operación, resistencia del circuito y potencial en el punto de drenaje.
3. Elaborar la metodología para efectuar el levantamiento, estudios y análisis de campo o documental y técnico.
4. Análisis técnico comparativo del perfil de potenciales tubo/suelo obtenido del registro histórico proporcionado por la compañía (si existe)
5. Medición a cada 500 metros referido a una celda sulfato de cobre
6. Reporte grafico a cada 500 metros.

IV.6.2.4 Inspección de cruces encamisados

En el caso de existir cruces encamisados, se deberán realizar los siguientes trabajos:

1. Croquis de localización de la interface
2. Medición de potencial en la interface y el ducto
3. Medición de potencial en la interface y ducto con inyección de corriente
4. Medición de continuidad
5. Reporte fotográfico
6. Análisis de la inspección del encamisado

IV.6.2.5 Estudio de resistividad del suelo

Definición.-La resistividad de un terreno es, básicamente una medida de conductividad eléctrica del electrolito donde se encuentra enterrada la tubería; por lo que este perfil es un factor determinante para la corrosión del metal.

De lo anterior se entiende que los valores bajos de resistividades, significan valores altos de conductividad eléctrica y por lo tanto, el terreno se considera muy corrosivo. Las unidades en que se mide la resistividad son en ohm por centímetros [Ω/cm].

Para su mejor interpretación, el perfil de resistividades del terreno, se presenta mediante una Tabla y una gráfica lineal.

Método e instrumento.- Para determinar la resistividad del terreno, comúnmente se aplica el “método de Wenner” de cuatro electrodos, por ser el más preciso, este método consiste en aplicar una corriente eléctrica a través del suelo, dicha corriente es generada por el aparato Vibroground Soil Resistance Meter modelo 400 Marca Nilsson Electrical Laboratory Inc. Se conecta por medio de los cables correspondientes a los cuatro electrodos que se entierran a una profundidad de 13.7plg y con una separación entre los electrodos de 5 y 10ft en línea recta.

Es importante saber que la separación entre los electrodos equivale a la profundidad en la que se requiere conocer la resistividad del suelo, esto es, la profundidad o la capa de suelo donde estará ubicado el ducto.

Para la adecuada interpretación de los valores obtenidos se utilizan los valores de la [Tabla 42](#) que proporciona datos indicativos de los efectos de corrosión del suelo referido a la resistividad del mismo, conforme a lo establecido en la Norma Oficial Mexicana [NOM-008-SECRE-1999](#) Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

Los trabajos para realizar la medición de la resistividad de terreno incluyen:

1. Transporte de personal, material, equipo y herramienta necesarios.
2. Perfil de resistividades del electrolito (terreno y/o agua) a cada 500 m con diferentes distanciamientos entre los electrodos a lo largo del derecho de vía
3. Como resultado del levantamiento del perfil de potenciales ON/OFF se determinarán las zonas de bajo potencial de protección catódica para llevar a cabo el levantamiento del perfil de resistividades del suelo debiendo ser con cadenamientos sobre el derecho de vía a cada 250 m y el punto de medición debe estar comprendido aún distanciamiento mínimo de 50 metros del derecho de vía; una vez localizados los sitios de más baja resistividad, las distancias de las mediciones se acotaran a intervalos de 50 m y así sucesivamente hasta ubicar los puntos de más alta conductividad eléctrica.
4. Se deberán de considerar como sitios prioritarios en donde exista distribución de energía eléctrica, en donde posteriormente se realizarán las pruebas de requerimiento de corriente para determinar el sitio idóneo de instalación de los sistemas de protección catódica nuevos.
5. Uso de electrodos para la medición y equipo
6. Se aceptaran valores de resistividad promedio y a partir de ahí calcular la resistividad real del terreno a las diferentes profundidades.
7. Los resultados de las mediciones deben ser entregadas en un formato que indique: kilómetro, valor de la resistencia, distancia entre los electrodos, valor de la resistividad promedio y por capa, geoposicionamiento del punto central del análisis de resistividad.
8. Suministro y elaboración de plano que debe incluir la descripción detallada de: kilómetro, valor de la resistencia, distancia entre los electrodos, valor de la resistividad promedio y por capa

Por ningún motivo se permitirá realizar mediciones de la resistividad del terreno en el mismo lado donde se localicen líneas de alta tensión (transmisión), para efectuar las mediciones de la resistividad del terreno debe emplearse el método WENNER (método de los cuatro electrodos)

Para mayor referencia, ver [figuras 115 y 116](#).

IV.6.2.6 Medición del pH

Se mide el pH del terreno utilizando el multimetro referenciado a una celda de Antimonio y una celda de cobre-sulfato de cobre.

La medición del pH en un proyecto debe incluir en sus alcances lo siguiente:

1. Transporte de personal, material, equipo y herramienta necesarios.
2. Medición del pH del suelo en cada punto de medición de la resistividad.
3. Los resultados de las mediciones deben ser entregadas en un formato que indique: kilómetro, valor y medición del pH, características del suelo, geoposicionamiento del punto central del análisis de resistividad.
4. Suministro y elaboración de plano que debe incluir la descripción detallada de: kilómetro, valor , distancia entre los electrodos, pH, características del suelo, geoposicionamiento del punto central del análisis
5. Este reporte se gráfica junto con la resistividad del terreno y la medición de potenciales On/Off.



Fig. 119.- Medición de pH utilizando referidos a celdas de antimonio y de cobre/sulfato de cobre

IV.6.2.7 Análisis bacteriológico del suelo

El análisis bacteriológico se hace en laboratorio certificado. Su objetivo es saber si el terreno donde se va a encontrar o ya está depositado el ducto tiene bacterias que provoquen corrosión. Esto se logra como se describe a continuación:

1. Elaboración en campo de los análisis bacteriológicos
2. Preparación y suministro del KIT para analizar de manera cualitativa la presencia de bacterias aerobias y anaerobias
3. Preparación y suministro del KIT para analizar de manera cualitativa la presencia de bacterias sulfato reductoras
4. Obtener muestras directamente en campo a lo largo de toda la trayectoria del trazo del ducto que se encuentre en terreno firme
5. Si los resultados de los puntos son positivos, entonces se procederá a obtener muestras del terreno para realizar un análisis cuantitativo y determinar la cantidad de bacterias existentes
6. El número de muestras para analizar en laboratorio deben de ser mínimo 1 evaluación por kilómetro, a lo largo del derecho de vía
7. Reporte y análisis de los resultados que contengan el método utilizado y el resultado de las mediciones
8. Limpieza del área y retiro de equipo.

IV.6.2.8 Prueba de requerimiento de corriente eléctrica

Durante las pruebas de requerimiento de corriente los potenciales tubo/suelo máximos permitidos en el punto de drenaje deben ser de -1.10 V con el rectificador en OFF (apagado). Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección, deben estar comprendidos en un rango de 0.1 a 3.0 segundos. Durante la prueba de corriente no se deben alcanzar valores de sobre protección. La prueba consiste de lo siguiente:

1. Para poder realizar la prueba, se debe hacer uso de la infraestructura existente de los sistemas de protección catódica tal como camas anódicas y rectificador de corriente.
2. Se debe desconectar el equipo rectificador (en cada punto de drenaje) de los ductos existentes y conectarse únicamente al ducto que se requiere revisar, para la aplicación de corriente.
3. Uso de la técnica de CIPS (Close Interval Potential Survey) para mediciones y registro de potenciales tubo-suelo a intervalos no mayores de 1 metro.
4. Identificación de zonas con inadecuados y/o excesivos niveles de protección catódica
5. Identificación de zonas afectadas por posibles interferencias eléctricas generadas por fuentes de corriente directa, incluyendo: determinación de la fuente generadora y método de mitigación.
6. Del análisis del perfil de potencial de polarización tubo-suelo, utilizando la infraestructura existente, se debe localizar mediante la técnica de tierra remota los sitios de drenaje de corriente para asegurar la protección catódica del ducto.
7. Se requiere de electrodos de referencia de Cobre /Sulfato de cobre, durante el tiempo de estudio.
8. Elaboración y suministro de reporte de campo donde se muestre el valor de la caída "IR"
9. Reporte con gráficas de los perfiles de potenciales On/Off y características físicas de campo
10. Suministro de equipo (computadora de campo) con software para registro y almacenamiento de información, durante el tiempo de estudio.
11. Selección de un nuevo sitio de prueba con aplicación corriente a realizar cuando en el extremo más lejano del punto de inyección se encuentre un valor mayormente positivo al mínimo requerido, de acuerdo a la normatividad y los resultados de los estudios bacteriológicos.



Fig. 120.- Prueba de requerimiento de corriente

(De izquierda a derecha de arriba para abajo, Foto1: cama anódica provisional (ánodos sumergidos en pantano);

Foto 2: conexión de rectificador de corriente alimentado por generador de corriente;

Foto3: Punto de drenaje (conexión de cable catódico a ducto (polo negativo)

Foto 4: Se energiza el rectificador y se calibran los taps hasta alcanzar los niveles permitidos de voltaje)

IV.6.2.9 Localización de puentes eléctricos

Para lograr localizar, identificar y administrar los puentes eléctricos, se realizan los siguientes pasos:

1. Detección y localización del ducto con equipo de alta resolución
2. Suministro e instalación estacas de madera para ubicación del ducto
3. Suministro e instalación de cable con calibre de las mismas características al localizado en campo
4. Instalación de puntas de prueba (alambre), soldadura cadweld, retiro y aislamiento del recubrimiento, para aquellos sitios en donde no se encuentren.
5. Plano físico y ubicación de puentes eléctricos encontrados con localización por GPS
6. El diseño funcional y filosofía de operación del sistema de la estación de identificación y administración de puentes eléctricos.
7. Suministro de estación permanente de identificación y administración de puentes eléctricos



Fig. 121.- Excavación para retirar puenteo eléctrico
(De izquierda a derecha, Foto1: excavación en punto localizado mediante equipo electrónico;
Foto 2: Eliminación de puenteo eléctrico)

IV.6.2.10 Levantamiento de potenciales de polarización a intervalos cortos (CIS)

De acuerdo a lo indicado en la norma oficial mexicana NOM-008-SECRE-1999, se debe realizar una medición de potenciales a intervalos cortos máximo cada 5 años o cuando se modifique el sistema de protección catódica

La evaluación de la corrosión a intervalos cortos es la medición del potencial interrumpido en sistemas de corriente impresa y evaluación de potencial no interrumpido en sistemas galvánicos (ánodos de sacrificio).

El propósito de esta evaluación es asegurarse de que la protección catódica es adecuada y se mantiene sobre el total de la estructura protegida. Esta debe ser cuidadosa y comprensible para identificar problemas en la estructura protegida, o cualquier problema de interferencia en todas las estructuras adyacentes.

El ciclo de la interrupción debe tener, durante el ENCENDIDO, un tiempo de duración por lo menos cuatro veces más largo que en APAGADO, y el ciclo de APAGADO no debe exceder de un segundo.

Para las evaluaciones en sistemas galvánicos, los errores de medición deben ser considerados, comúnmente con las buenas prácticas de la ingeniería, que son la localización de la celda de referencia, de la estructura protegida, de los ánodos, de la condición del recubrimiento, de la resistividad del suelo, y de la profundidad de la estructura protegida.

La técnica se emplea para:

1. Evaluar la condición aproximada del recubrimiento
2. Identificar áreas no protegidas y sobreprotegidas
3. Identificar cualquier interferencia eléctrica
4. La eficiencia de los sistemas de protección catódica

Descripción de la prueba:

- La técnica CIS es un sistema de inspección para analizar los niveles de protección catódica a ductos enterrados
- La inspección consiste en una medición continua de potenciales tubo/suelo, en toda la longitud del ducto
- Los potenciales tubo/suelo, son registrados con corriente encendida y corriente apagada, para lograr esto se coloca un interruptor de ciclos sincronizados, afectando el tramo inspeccionado
- Los perfiles On/Off nos dan una idea de la calidad del recubrimiento de los ductos enterrados, en áreas con una buena protección mecánica el perfil se mantiene estable, en áreas donde existe un defecto, se registrará un pico en el perfil de potenciales, se mostrará inestable con niveles picos en la gráfica y un decaimiento general en los valores de los potenciales.
- Los perfiles de potenciales Off sirven para identificar los niveles exactos de polarización de un ducto enterrado, potenciales Off por debajo de los -0.850 Volts indican inadecuados niveles de polarización, donde existe posibilidad de corrosión. Potenciales arriba de -1.500 Volts indican excesiva polarización que puede resultar perjudicial al recubrimiento de los ductos en esa zona dependiendo del tipo de recubrimiento del ducto.

Para realizar esta prueba se siguen los siguientes pasos:

1. Para realizar los estudios, se debe contar con equipo electrónico digital, para la ubicación de la tubería, y la técnica a emplear debe ser la conductiva, proporcionando la posición del ducto en planta y su perfil topográfico.
2. Cadenamientos, medición de trazo, geoposicionamiento con plano de referencia.
3. En el estudio, se debe determinar por medios electrónicos, la profundidad a la cual se encuentra instalado el ducto.
4. Conexión del equipo de localización a la estructura para inyectar la señal que permita localizar y señalar el ducto, se hará en instalaciones superficiales, cajas de registro, postes de registro eléctrico o por sondeo directo a la línea, esta última opción se aceptará siempre y cuando se tengan atenuaciones rápidas en la señal.
5. El cadenamiento sobre el ducto localizado debe hacerse con odómetro de rueda, con una precisión de ± 10 centímetros.
6. Cada 50 metros se debe colocar marcas temporales de madera o estacas de longitud, las cuales deben introducirse en el suelo 40 cm y pintarse con esmalte color rojo, estas marcas son temporales, ya que solo se instalarán para referencias a longitudes exactas para el avance de la inspección y ubicar el trayecto de la línea. Preferentemente, en el extremo de la varilla debe colocarse una bandera que indique el kilometraje del cadenamiento.
7. Las marcas deben colocarse en la superficie del terreno, arriba del ducto que se inspecciona o donde las necesidades del trazo lo requiera.
8. Después de terminar la inspección, las marcas se deben retirar e instalarse en el siguiente tramo de línea a inspeccionar.
9. Se tomará como referencia el punto de origen del fluido y se marcará como 0+000 (cero más tres ceros) y se concluirá en la válvula de llegada de la trampa de diablos recibo, al otro extremo del ducto.
10. Se debe elaborar un plano por ducto con coordenadas topográficas, escala y datos locales, considerando:
 - La estación de salida y de llegada
 - Diámetro y longitud del ducto
 - Vías de acceso, características
 - Accidentes de terreno (arroyos, vías de tren, caminos)
 - Indicar los cruzamientos y acometidas al ducto o del ducto hacia otro sitio
 - Poblaciones, asentamientos humanos, cultivos, etc.
 - Postes de líneas de alta tensión, cruzamientos
 - Postes de registro eléctrico, tipo "RA", casetas de rectificadores
 - Postes de señalamientos para delimitar el derecho de vía
11. Medición continua de potenciales del ducto con respecto al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.
12. Suministro de alambre de fino calibre para conexión desde el poste de prueba más cercano. El alambre se conecta a un par de celdas de referencia a través de una computadora de campo para registrar los valores de los potenciales.

13. Los potenciales del ducto deben ser registrados con distanciamientos no mayores a 1 metro y con el rectificador (potenciales en ON) y en apagado (potenciales OFF) para eliminar los errores de "IR" en las mediciones causados por el flujo de corriente entre el ducto y las celdas de referencia.
14. Suministro y conexión de interruptores de corriente cíclicos en todos los rectificadores de protección catódica, con influencia en la zona bajo estudio. Los interruptores deben funcionar en perfecta sincronía para permitir mediciones precisas de potenciales.
15. La inspección debe conducirse en dirección del flujo de producto, empezando por el origen del ducto, en forma continua, no se aceptaran datos colectados en sentido contrario, no se aceptara realizar la inspección, adelantando tramos y luego regresar.
16. Suministro y elaboración de graficas y sus interpretaciones por cada corrida.
17. En terrenos extremadamente secos, se deben humedecer los puntos en donde los electrodos de cobre/sulfato de cobre hacen contacto con el electrolito.
18. El ciclo de encendido y apagado del rectificador debe ser entre 0.1 y 3 segundos
19. En cada corrida debe incluirse :
 - Nombre del inspector
 - Hora de inicio
 - Características físicas encontradas en el trayecto
 - Notas de campo
 - Nombres de calles
 - Tipo de material de las calles
 - Cruzamientos con líneas de alta tensión
 - Instalaciones superficiales
 - Postes de registro eléctrico
 - Postes de señalización
 - Sondeos en derechos de vía
 - Cruzamientos con otros ductos y todo lo que se pueda referenciar
20. En aquellas zonas donde no se tenga cobertura, se deberán de instalar puntos de drenaje temporales ver alcance relacionado con las pruebas de corriente.
21. Para establecer el alcance de la protección catódica, los rectificadores y fuentes de energía en puntos de drenaje temporal, se deben ajustar a potenciales "Off" máximos de -1.100 volts y en los extremos o puntos alejados del rectificador, se deben tener potenciales en "Off" más negativos de acuerdo a los resultados de los estudios bacteriológicos, por lo cual, se deben hacer pruebas preliminares para alcanzar estos requisitos.
22. En la conducción de la inspección, se debe llevar un registro de la ubicación del rectificador o punto de drenaje temporal (en coordenadas y kilometraje), la cantidad de corriente requerida para alcanzar los criterios de protección catódica con potenciales de polarización, la de corriente y ubicación del rectificador o drenaje temporal deben incluirse en el perfil de potenciales, como notas de campo.
23. El resumen de los rectificadores o punto de drenaje temporales que influyen en el levantamiento de potenciales a intervalos cortos, debe incluir :
 - Nombre del rectificador
 - Ubicación
 - Datos de operación (VCD y ACD máximos)
 - Capacidad del rectificador (VCD y ACD máximos)
 - Resistencia de circuito
 - Reserva ACD
 - % de reserva ACD
 - Datos de operación (VCA y ACA máximos)
24. Al final se entregará reporte parcial y/o final
25. Se deben Considerar en los alcances el transporte de personal, materiales y equipos

IV.6.2.10 Inspección del recubrimiento dieléctrico por DCVG

Todos los recubrimientos tienen orificios y/o discontinuidades, por lo que para contener la corrosión de estos “defectos” se aplica la Protección Catódica, como una técnica de apoyo evitando así que éstos, sean atacados severamente por la corrosión.

Todos los sistemas de recubrimientos, de cualquier composición molecular, se degradan, especialmente si se entierran en condiciones de suelos ásperos, exponiendo así cada vez más el acero desnudo.

El DCVG consiste en aplicar una corriente directa a una tubería, estableciéndose un Gradiente de Voltaje en el suelo, debido al paso de la corriente a través del suelo resistivo hasta el acero desnudo y expuesto de un “defecto”; por lo que el Gradiente de Voltaje llega a ser más grande y más concentrado mientras más cerca está uno de un defecto del recubrimiento.

Es importante recalcar que un defecto detectado en acero desnudo, en contacto con el suelo, dependerá de un sin número de factores, incluyendo la profundidad del tubo, resistividad del suelo, grado de influencia del sistema rectificador, paralelismo con otros ductos, interconexiones, válvulas superficiales, cruces de ductos, cruces de trenes y subestaciones eléctricas cercanas.

Por lo que las fallas serán un estimado, basándose en cálculos matemáticos, realizados sobre datos obtenidos en campo; por lo que el remplazo del recubrimiento o área desnuda, solo se relaciona aproximadamente con el tamaño del defecto, siendo en el momento en que se excava el tubo, cuando se puede evaluar precisamente la cantidad de recubrimiento a reemplazar.

Cabe hacer la mención de que ningún método de levantamiento de recubrimientos conocido, puede mejorar las decisiones tomadas en la zanja, hasta el grado real de la restauración del recubrimiento que se requiere.

La técnica de gradientes de voltaje de corriente directa (DCVG) y el geoposicionamiento satelital de las fallas se pueden realizar al mismo tiempo.

La técnica del DCVG requiere de los siguientes alcances:

1. Inspección y detección de fallas de recubrimiento exterior y análisis de la protección catódica del ducto por medio de la técnica de gradiente de voltaje.
2. Esta técnica no se debe confundir con alguna otra, ya que el objetivo principal es la localización y clasificación de las fallas de recubrimiento en porcentaje de IR.
3. Los resultados obtenidos por esta técnica deben indicar la localización de los epicentros de los defectos en la protección mecánica, por lo que se debe aplicar la técnica de gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG) usando equipo de alta resolución del tipo analógico.
4. Se requiere en campo, de equipo apropiado, personal capacitado y familiarizado con su uso para asegurar que los resultados sean confiables, precisos y reproducibles.
5. La exactitud de localización del epicentro de cada falla, será de ± 70 centímetros y en este lugar se ge referenciara para hacer las reparaciones del recubrimiento y evitar el no encontrarlas.
6. La contratista hará un listado de las distancias de todas las fallas, aguas arriba o aguas abajo, con respecto a los postes de registro eléctrico, desde que empieza la falla hasta al final de ella.
7. Identificar regiones de interferencia que presumiblemente puedan causar aceleración de la corrosión en el ducto, incluyendo interacción con otras estructuras de servicios tales como: red de agua potable, red de distribución de gas, red de teléfonos, etc.
8. Se debe prestar atención en lugares donde los ductos de Pemex y otra empresa se crucen.
9. Colectar todos los puntos de comportamiento anódico en el instante “OFF”, cuando el ducto esté protegido catódicamente con ánodos galvánicos.
10. Cuando se localicen zonas de comportamiento anódico, se debe determinar y describir el porqué de este comportamiento anódico y porcentaje de IR correspondiente.
11. Se deben medir los consumos de corriente directa por cada punto de drenaje que se encuentra instalado temporalmente y que emplea el contratista para realizar los estudios de detección de fallas del recubrimiento, así como también, los potenciales “ON” – “OFF” de referencia, para calcular el % de IR por sección de línea.
12. Clasificación de los defectos en cuatro categorías según sus respectivos valores de % IR y de acuerdo a la pérdida de potencial entre el epicentro del defecto y tierra remota.

13. La clasificación de los defectos (longitud del defecto, estado de corrosión del defecto) deben ser por las siguientes categorías:
 - Categoría 1 del 1 al 15%
 - Categoría 2 del 16 al 35%
 - Categoría 3 del 36 al 60 %
 - Categoría 4 del 61% al 100%
14. Con la aplicación de esta técnica se puede determinar la ubicación de zonas con posibles interferencias eléctricas.
15. El reporte debe contener un cuadro resumen en el que se indique:
 - Característica física del sitio
 - Kilometraje
 - Descripción del lugar
 - Ubicación GPS
 - Comportamiento de la falla en ON comportamiento de la falla en OFF
 - Porcentaje de IR y
 - Categoría de la falla.

IV.6.2.10 Identificación y análisis Técnico de la eficiencia de los SPC adyacentes

Este representa un análisis documental básicamente de las pruebas enlistadas en los puntos anteriores. Sus objetivos son los siguientes:

1. Identificar mediante pruebas de campo y con mediciones de potenciales, aquellos sistemas de protección catódica (existentes) que por su localización y cercanía al derecho de vía propuesto para alojar al ducto pueden tener influencia con la corriente de protección proveniente de camas anódicas adyacentes, considerando para ello la ubicación que tendrá la tubería conforme a los planos de trazo y perfil (trazo topográfico).
2. Verificar el alcance de protección mediante la medición y elaboración de un perfil de potenciales tubo/suelo con protección catódica aplicada, este perfil de potenciales debe hacerse antes de la prueba de requerimiento de corriente.
3. Realizar un análisis técnico-documental de la operación y eficiencia de los sistemas de protección catódica y de los resultados obtenidos en campo, en la que se incluye el análisis de las curvas de atenuación de potencial en cada sitio de impresión de corriente, variables de alimentación, variables de operación, resistencia del circuito, potencial en el punto de drenaje.
4. Elaborar la metodología para efectuar el levantamiento, estudios y análisis de campo documental y técnico.
5. Realizar estudio de campo para determinar el sitio exacto de ubicación de camas anódicas existentes y nuevas mediante el uso de la técnica de tierra remota a ubicar con GPS, incluye el documento soporte del estudio y graficas.
6. Soporte técnico de rehabilitación de camas anódicas.
7. Análisis técnico comparativo del perfil de potenciales tubo/suelo obtenido del registro histórico proporcionado por el operador del ducto.
8. Se deben considerar los costos de mano de obra, material, traslado del personal y herramienta necesarios para garantizar la correcta ejecución de la obra en el sitio de los trabajos que sean señalados.

CAPITULO V:

APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO A GASODUCTO

“inspección y rehabilitación del sistema del ducto enterrado de 2 pulgadas de diámetro nominal y 4 kilómetros de longitud que conduce gas natural”

”

Jorge Antonio De La Cruz Pitalúa
Ingeniería y Asesoría en Gas



V.1 ANTECEDENTES

El reporte que se presenta a continuación es un ejemplo real de los trabajos de mantenimiento realizados a un ducto de transporte de Gas Natural. Por ser este documento de carácter informativo y referencial, se conserva en confidencialidad los datos de la empresa propietaria así como datos técnicos relevantes como por ejemplo: posicionamiento en GPS, mapas satelitales, etc.

Se realizó el levantamiento de perfil de potenciales del ducto de 2plg. DN y 4Km. En este documento se redactó que el sistema de protección catódica se encontraba instalado y funcionando, más sin embargo, era insuficiente para abastecer el potencial de protección catódica a toda la trayectoria del dicho ducto, sobre todo en la parte más lejana del punto de drenaje. Para poder Rehabilitar el Sistema de protección catódica que protege de la corrosión el ducto enterrado, así como también determinar las condiciones físicas del recubrimiento anticorrosivo y de la tubería en sí, se planteó realizar los siguientes trabajos:

- 1) Revisión de la tubería enterrada mediante técnicas de Inspección indirectas CIS y DCVG, así como pruebas de corriente eléctrica para ubicar fugas de potencial catódico.
- 2) Medición de espesores a la tubería enterrada que conduce gas natural mediante prueba no destructiva de ultrasonido

V.2 REVISIÓN DE LA TUBERÍA ENTERRADA MEDIANTE CIS Y DCVG

V.2.1 Objetivo

Presentar los resultados de la evaluación del Sistema de Protección Catódica (SPC) así como el estado del recubrimiento anticorrosivo del Gasoducto de 2pLg. DN, revisados mediante técnicas de Inspección Indirecta.

Determinar las condiciones de la tubería mediante la medición de espesores de pared por medio de prueba no destructiva de ultrasonido.

V.2.2 Alcance

Se realizaron los siguientes trabajos:

- **Localización de Ducto con equipo Electrónico RD-400**
- **Inspección de Juntas Monoblock**
- **Medición de Potencial Natural Tubo-suelo**
- **Inspección de cruces encamisados**
- **Medición de resistividad del suelo**
- **Medición del pH**
- **Análisis Bacteriológico del Suelo**
- **Prueba de corriente eléctrica**
- **Excavación para aplicación de soldadura**
- **Localización de puentes eléctricos**
- **Medición de potenciales continuos ON/OFF**
- **Inspección de recubrimiento Dieléctrico por DCVG**
- **Inspección de rectificador existente**
- **Análisis de resultados**
- **Medición de espesores por ultrasonido**

Se realizó la medición de espesores de pared del ducto de 2plg. DN con el fin de determinar su estado actual, cedula y desgaste, aplicando una prueba no destructiva de Ultrasonido, con el método pulso-eco.

V.2.3 Normas y documentos aplicables

NORMAS	DESCRIPCION
NOM-008-SECRE-1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
NRF-047-PEMEX-2007	Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica
SP – 0169 - 2007 (NACE)	Practica Estándar, para el control de la corrosión externa, en sistemas de tuberías enterradas y sumergidas.
GPEI-IT-0204-PEMEX	Procedimiento para el registro y análisis de la calibración preventiva

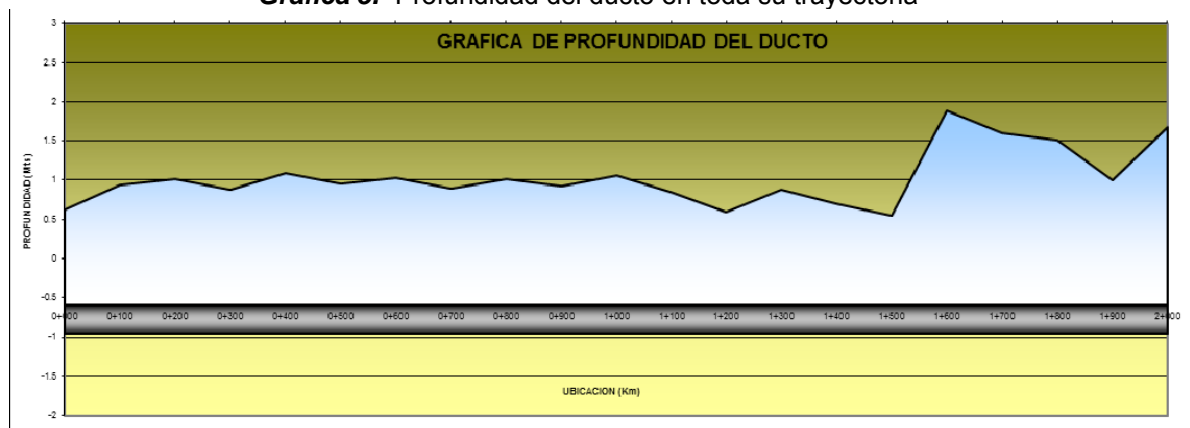
V.2.4 Localización del Eje de la tubería

Para la localización de la tubería se utilizó un equipo de alta frecuencia. Durante el ensayo se instalo un Sistema de Protección catódica temporal y una frecuencia que permitiera la localización, de acuerdo al principio de funcionamiento del equipo.

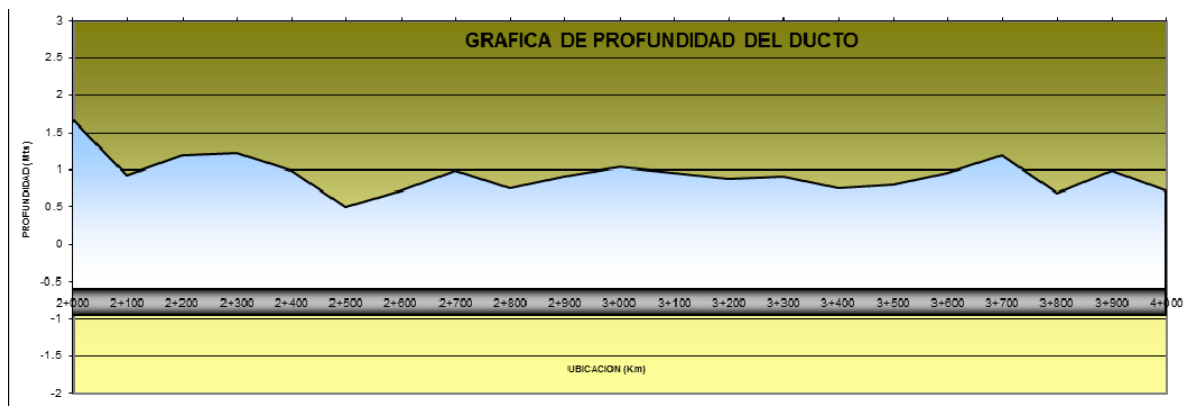
Los puntos donde se detecto el eje del ducto fueron geoposicionados con el fin de ser ubicados posteriormente en un fotografía satelital a cada kilometro, marcando además físicamente con estacas la trayectoria.

Los puntos de localización de los ejes del ducto se llevaron a una fotografía satelital, con el fin de brindar una idea más clara del recorrido del mismo. Se representan también las graficas del Perfil de profundidad.

Grafica 5.- Profundidad del ducto en toda su trayectoria



Km 0.0 al 2.00+00



Km 2.00 al 4.00

V.2.5 Inspección de juntas monoblock

Para comprobar que las juntas monoblock ubicadas una en el inserto con el gasoducto de 20plg DN y la otra a la entrada de la Estación de Medición y Regulación (ERM), se utilizó el equipo checador de aislamiento, encontrando que las juntas Monoblock cumplen con la función aislar eléctricamente la tubería enterrada de las instalaciones superficiales.

A continuación se muestran los resultados obtenidos:

- La **tabla 44** muestra los resultados obtenidos con el equipo checador de aislamiento eléctrico.
- La **tabla 45 y 46** muestran los resultados de la medición de potencial colocando el electrodo de referencia en un sitio fijo y común para las mediciones haciendo conexión a un lado y al otro de la Junta Monoblock. Los valores corresponden a la condición de operación normal.

JUNTA MONOBLOCK	CONTINUIDAD ELECTRICA	
	SI	NO
Junta Monoblock Válvula Secc. de Gasoducto 20"		X
Junta Monoblock Estación de Medición		X

Tabla 44.- Resultados de la verificación de continuidad eléctrica

BRIDA	MEDICION DE POTENCIAL	
	ANTES DE LA JUNTA (LADO PROTEGIDO)	DESPUES DE LA JUNTA
Junta Monoblock Válvula Secc. de Gasoducto 20"	-0.705	-0.704
Junta Monoblock Estación de Medición	-0.362	-0.280

Tabla 45.- Medición de potenciales a ambos lados de las bridas en condición de operación normal

BRIDA	MEDICION DE POTENCIAL	
	ANTES DE LA JUNTA (LADO PROTEGIDO)	DESPUES DE LA JUNTA
Junta Monoblock Válvula Secc. de Gasoducto 20"	-0.711	-0.704
Junta Monoblock Estación de Medición	-2.030	-0.400

Tabla 46.- Medición de potenciales a ambos lados de las bridas en condición de operación de inyección de corriente

V.2.6 Medición de potencial Natural Tubo-suelo

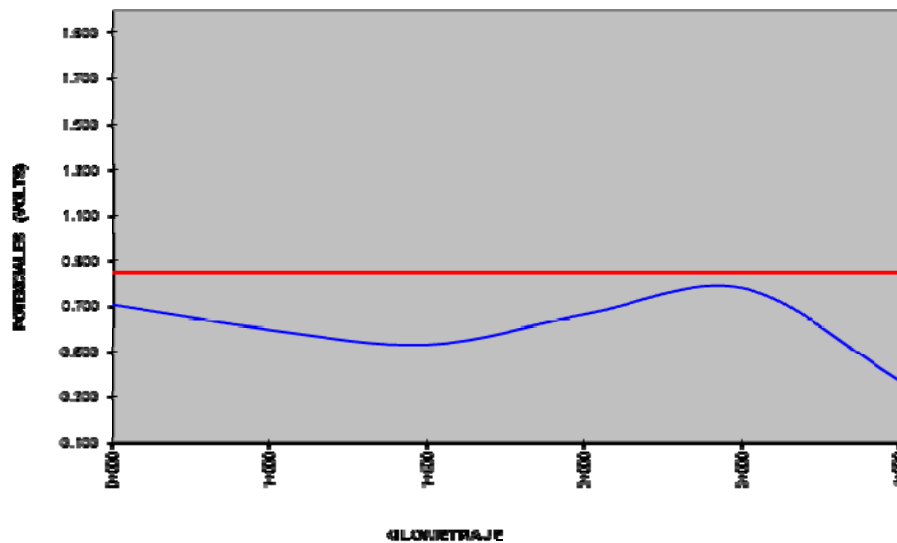
Se tomaron los potenciales activos tubo – suelo tal y como se encontró el sistema en operación, en todos los puntos de medición con los que cuenta el sistema.

Estas mediciones se realizaron con una celda de referencia portátil de cobre-sulfato de cobre y un Voltímetro de alta impedancia.

UBICACION	POTENCIAL ACTIVO DE LA TUBERIA	POSTE TIPO	OBSERVACIONES
0+000	-0.705	NO EXISTE	Injerto de 2". de Gasoducto Interfase
1+000	-0.599	NO EXISTE	Excavación
1+600	-0.536	NO EXISTE	Ducto aéreo, Sistema de protección Catódica desmantelado.
2+000	-0.665	NO EXISTE	Excavación
2+500	-0.612	NO EXISTE	Excavación
3+000	-0.779	NO EXISTE	Excavación
4+000	-0.655	NO EXISTE	Excavación
4+100	-0.375	NO EXISTE	Interfase de llegada a Estación

Tabla 47.- Potenciales en diferentes condiciones de operación (Voltios vs Cu/CuSO4)

Grafica 6.- Grafica de potenciales naturales



V.2.7 Inspección de cruces encamisados

Durante el rastreo del ducto y el celaje realizado, no se encontró ningún cruce encamisado.

V.2.8 Medición de Resistividad del suelo

Definición.-La resistividad de un terreno es, básicamente una medida de conductividad eléctrica del electrolito donde se encuentra enterrada la tubería; por lo que este perfil es un factor determinante para la corrosión del metal. De lo anterior se entiende que los valores bajos de resistividades, significan valores altos de conductividad eléctrica y por lo tanto, el terreno se considera muy corrosivo. Las unidades en que se mide la resistividad son en ohm por centímetros [Ω/cm].

Representación.- Para su mejor interpretación, el perfil de resistividades del terreno, se presenta mediante una Tabla. En la **Tabla 48** se presenta el resultado de la resistividad medida en el terreno.

Método e instrumento.- Para determinar la resistividad del terreno, se aplico el “método de Wenner” de cuatro electrodos, por ser el más preciso, este método consiste en aplicar una corriente eléctrica a través del suelo, dicha corriente es generada por el aparato **Vibroground Soil Resistance Meter modelo 400 Marca Nilsson Electrical Laboratory Inc.** Se conecta por medio de los cables correspondientes a los cuatro electrodos que se entierran a una profundidad de 13.7plg y con una separación entre los electrodos de 5 y 10ft en línea recta.

Interpretación.- Para la adecuada interpretación de los valores obtenidos se utilizan los valores de la **Tabla 42** que proporciona datos indicativos de los efectos de Corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo, conforme a lo establecido en la Norma Oficial Mexicana **NOM-008-SECRE-1999** Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

Resultados.- A continuación se presentan las **Tablas 48 y 49**, donde se muestran los resultados obtenidos de la medición de resistividades en suelo compactado y zona pantanosa.

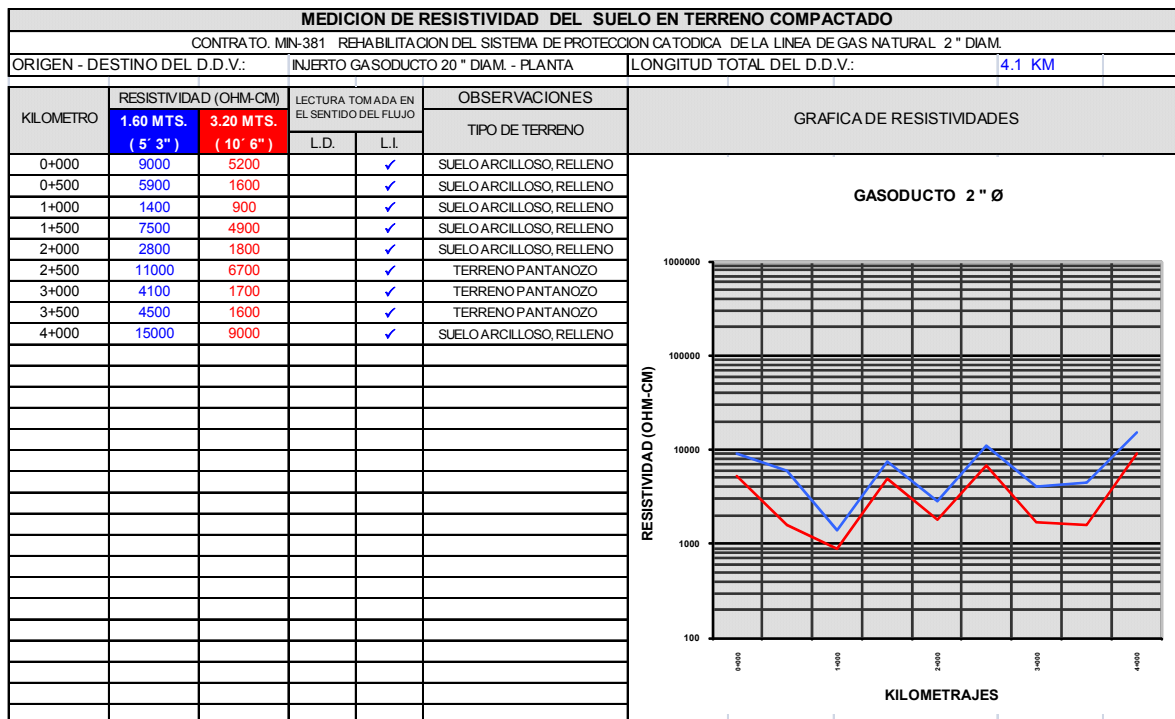


Tabla 48.- Resistividad del suelo en terreno compactado

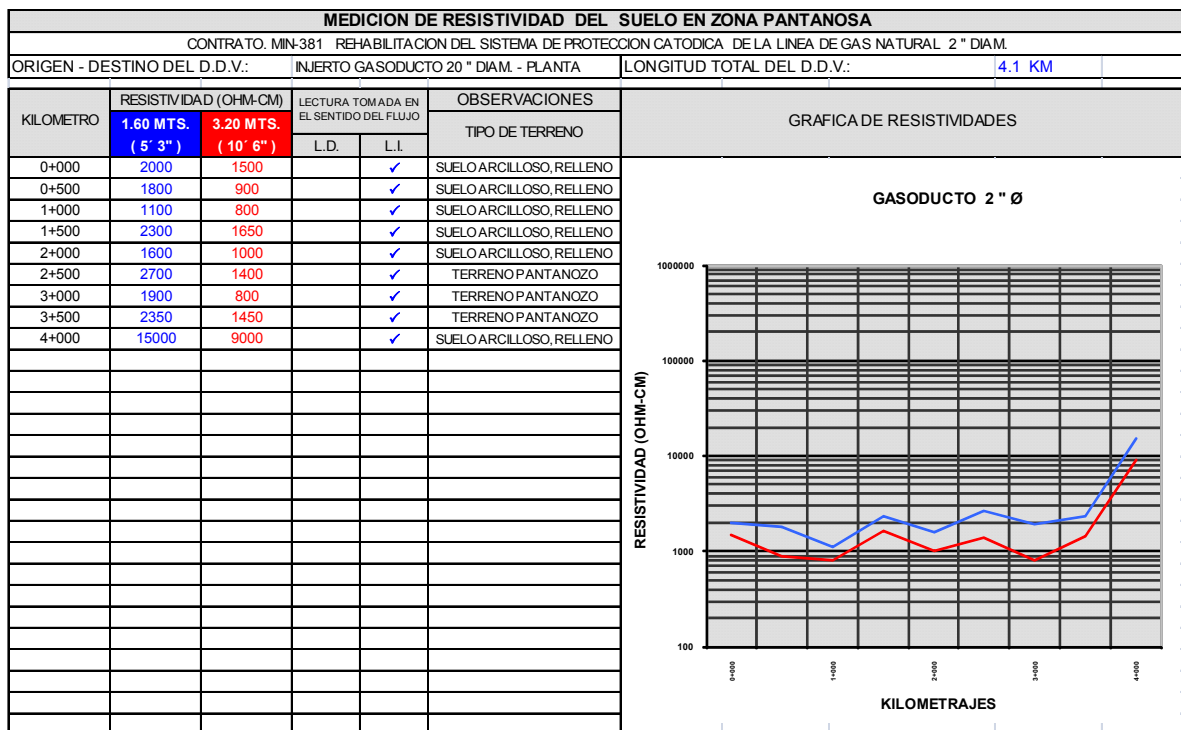


Tabla 49.- Resistividad del suelo en zona pantanosa

En resumen.- De acuerdo al perfil de resistividades levantadas se encontró que la resistividad del suelo es como sigue:

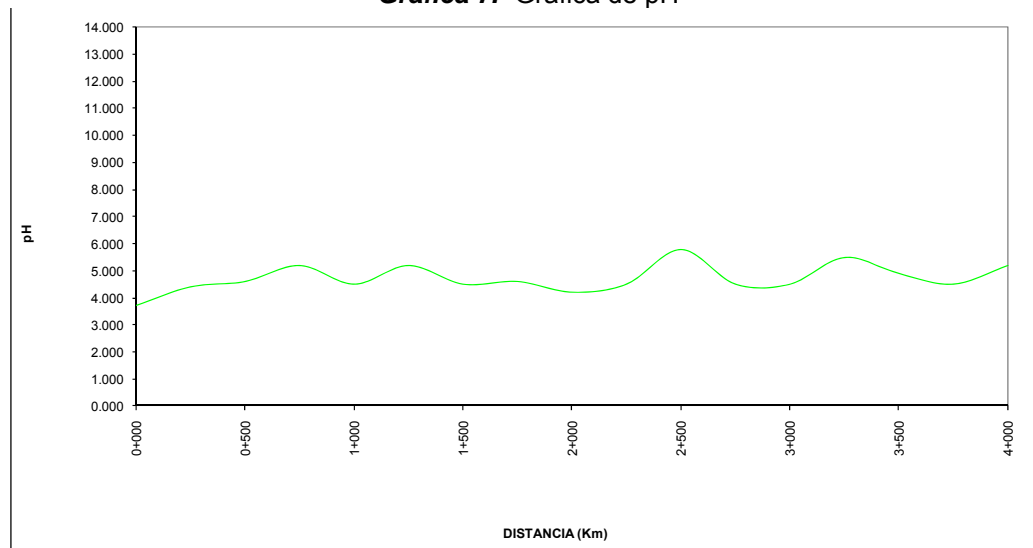
- Corrosivo, para la zona pantanosa y
- Poco corrosivo para el terreno compactado

Debido a lo anterior, es necesario, basándose en este perfil, diseñar el sistema de protección catódica adecuado, con el fin de evitar la corrosión de la tubería que conduce gas L.P.

V.2.9 Medición del pH

Se midió el pH del terreno utilizando un multímetro referenciados a la celda de Antimonio y una celda de cobre-sulfato de cobre.

Grafica 7.- Grafica de pH



V.2.10 Análisis Bacteriológico del Suelo

RESULTADO				
DETERMINACION	VALOR	UNIDAD	METODO	OBSERVACIONES
J-10-08				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	31000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	11	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015
J-10-09				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	27000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	35	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015
J-10-10				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	420000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	34	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015
J-10-11				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	130000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	14	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015
J-10-12				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	100000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	11	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015
J-10-13				
Cat. Total Mesofilos Aerobios	71000	UFC/g	PLACA	NOM-SSA1-092-1994
Baterias Sulfato Reductoras	10	NMP/g	TUBOS MULTIPLES	Met. Interno F-MB-015

N.A. **= NO APLICA ND ***= NO DETECTADO
 UFC/ml de mesofilos aerobios en agar método estándar incubados a 35 ° por 24 horas.
 VALOR*= Valor Estimado por encontrarse los valores fuera del intervalo de 25 a 250 colonia.

V.2.11 Prueba de corriente eléctrica

Se encontraron las siguientes lecturas:

COMPORTAMIENTO Y SIMULACION DE CAMA ANODICA							
REHABILITACION DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA DE LA LINEA DE GAS NATURAL 2 " DIAM.							
UBICACION D.D.V.:	VALV. SECC 20 " DIAM.	CAPACIDAD:	100 AMP / 100 VOLTS	LONG. DE INFLUENCIA	0+000 - 4+000	FECHA:	03/03/2011
RECTIF. MOD.:	ESTANDAR	PUNTO DE FBA:	1+600	LONGITUD DEL D.D.V.	4,1 Km		
DUCTO	GASODUCTO 2 " DIAM.	MARCA:		SISTEMA:	CORRIENTE IMPRESA		

SIN PRUEBA DE CORRIENTE			PRUEBA DE CORRIENTE		
ANODOS	PT/S VOLTS	AMPERES	ANODOS	PT/S VOLTS	AMPERES
1	0.788	0.0	1	5.30	2.10
2	0.702	0.0	2	5.44	2.70
3	0.644	0.0	3	4.00	1.87
4	0.709	0.0	4	5.22	2.03
5	0.689	0.0	5	3.91	1.93
6	0.644	0.0	6	3.73	1.78
7	0.702	0.0	7	3.58	1.66
8	0.676	0.0	8	3.67	1.55

GRAFICA DEL COMPORTAMIENTO Y SIMULACION DE PRUEBA DE CORRIENTE

POTENCIALES (VOLTS)

LECTURAS EN CADA ANODO

SIN CORRIENTE CON CORRIENTE

OBSERVACIONES

LA TABLA IZQUIERDA MUESTRA LOS VALORES ANTES DE ENTRAR A OPERAR EL SISTEMA DE INYECCION DE CORRIENTE POR PRIMERA VEZ Y LA TABLA DERECHA MUESTRA LOS VALORES ALCANZADOS Y MONITOREADOS EN CADA ANODO SOBRE EL LECHO ANODICO. SE MUESTRAN LOS VALORES DE POTENCIALES TUBO-SUELO Y CORRIENTE AL ENTRAR TRABAJAR EL SISTEMA, LA PRUEBA CUENTA CON 8 ANODOS DE GRAFITO. LOS PARAMETROS DE LA PRUEBA SE ENCUENTRA REGISTRADO EN LA TABLA DE INSPECCION DEL RECTIFICADOR

Parámetros de la prueba de corriente:

REPORTE DE INSPECCION Y VERIFICACION DE RECTIFICADORES

*REHABILITACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA DE LA LINEA DE GAS NATURAL 2" DIAM.

UBICACIÓN D.D.V.:	INTERCONEXION GASODUCTO 20 - PLANT	RECTIF. MOD.:	SERIE:	ALIMENTACION DE A. T.	REPORTE DEL MES DE: Mar-11			
LOCALIZACION:	KM 4+000	LONGITUD DEL D.D.V.:	4+100	MARCA:	TIPO:	C.A.	CONTRATO:	MIN - 381
NOMB. DEL RECT.	DDV No.	SISTEMA:	CORRIENTE IMPRES	CAPACIDAD:	100 - 100	NUM. DE INVENT.:	REVISIÓN:	

FECHA	POTENCIAL FISICO TUBO-SUELO EN POSTES "R" Y "RA" SOBRE DERECHO DE VIA										ENTRADA C.A.		SALIDA C.D.		POTENCIAL	TAPS		W ₀ /W _E	RT=VI	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	VOLTS	AMPS.	VOLTS	AMPS.	MEDIO	FINO	GRUESO	SR	% EFIC.	OHMS RESIST.
Mar-11											217	0.7	13.6	4.2	2.06	8	0		37.5	3.23
02/03/2011											216.6	0.6	13.6	3.8	2.22	8	0		39.6	3.57
04/03/2011											219.2	0.7	13.8	4.1	2.32	8	0		36.9	3.37
07/03/2011											215.5	1.5	20.3	6.4	1.98	6	2		40.2	3.17
10/03/2011																				

FECHA	OBSERVACIONES
DUCTOS LOCALIZADOS SOBRE EL DERECHO DE VIA	

V.2.12 Localización de puentes eléctricos

Se detectaron los puentes eléctricos en el Derecho de vía, utilizando el equipo electrónico con el método de inducción de corriente dB.

Se encontraron los siguientes puentes:

Localización	Estado actual
Km 0.00+950	Se elimino
Km 1.00+600	No se elimino
Km 2.00+000	No se elimino
Km 2.00+500	Se elimino
Km 3.00+000	Se elimino

Tabla 50.- Localización de puentes eléctricos

V.2.13 Medición de potenciales continuos ON/OFF

Con la finalidad de establecer la distribución de los potenciales a lo largo de las secciones del ducto, se realizó la medición de potenciales a intervalos cortos.

Para realizar las mediciones de potencial en On/Off se utilizo un interruptor de corriente que permite establecer los ciclos de encendido/apagado que se requieran.

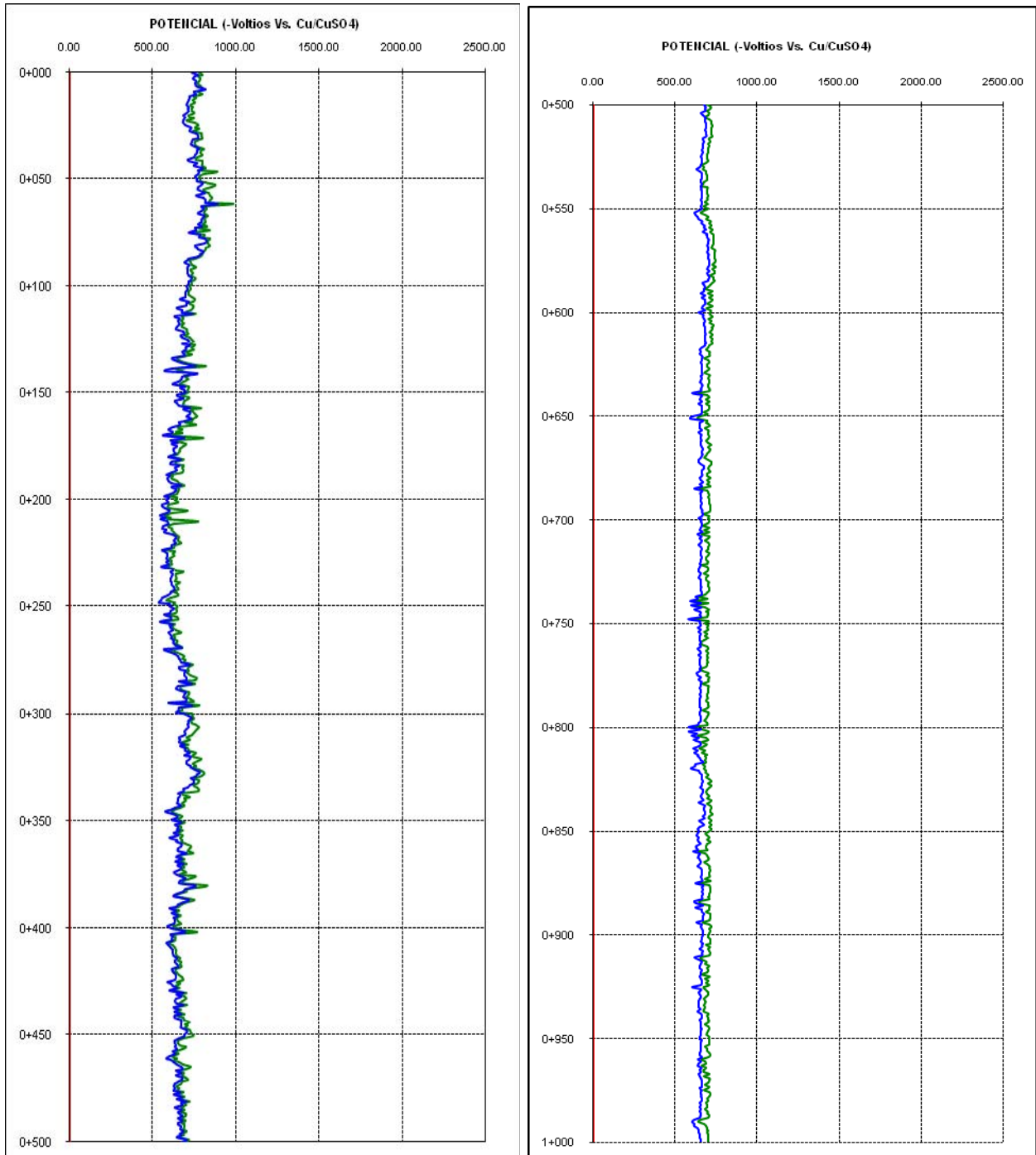
Una vez instalado el sistema, se procedió a medir los potenciales de protección catódica tubo-suelo en toda la longitud de la tubería a distancias cortas (paso a paso), registrando los datos de variaciones de potencial con un Data Logger.

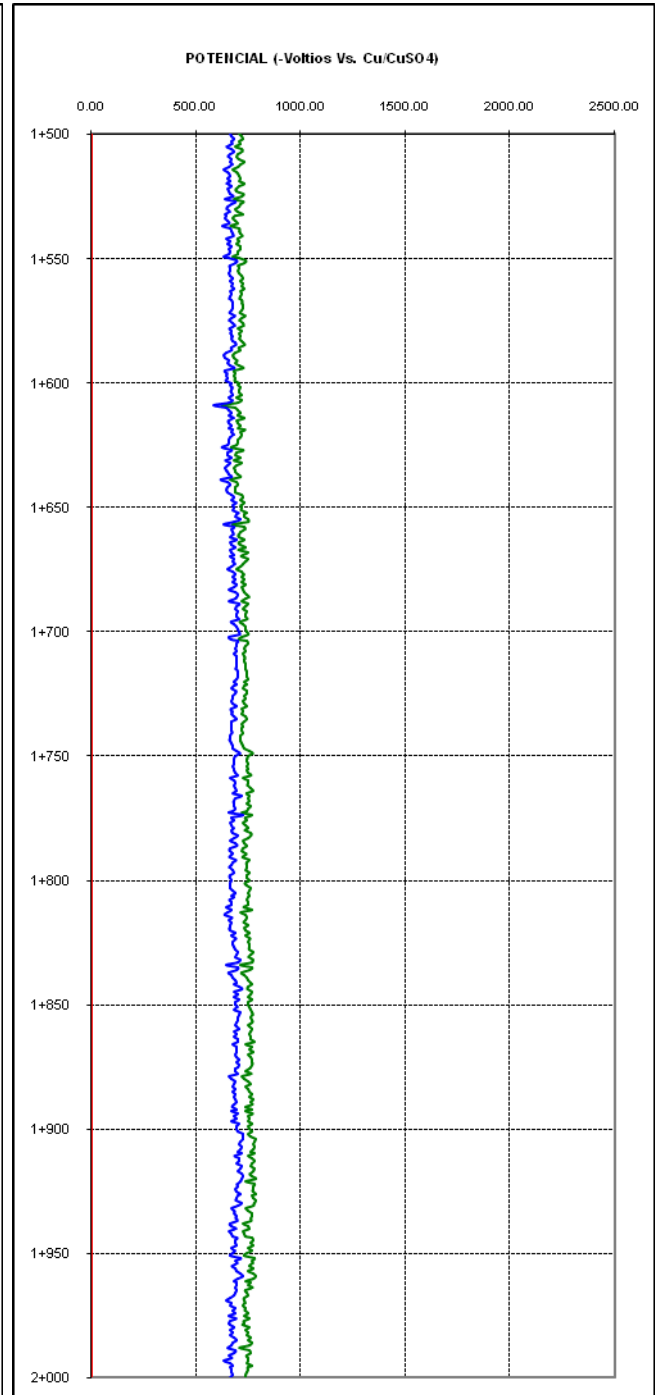
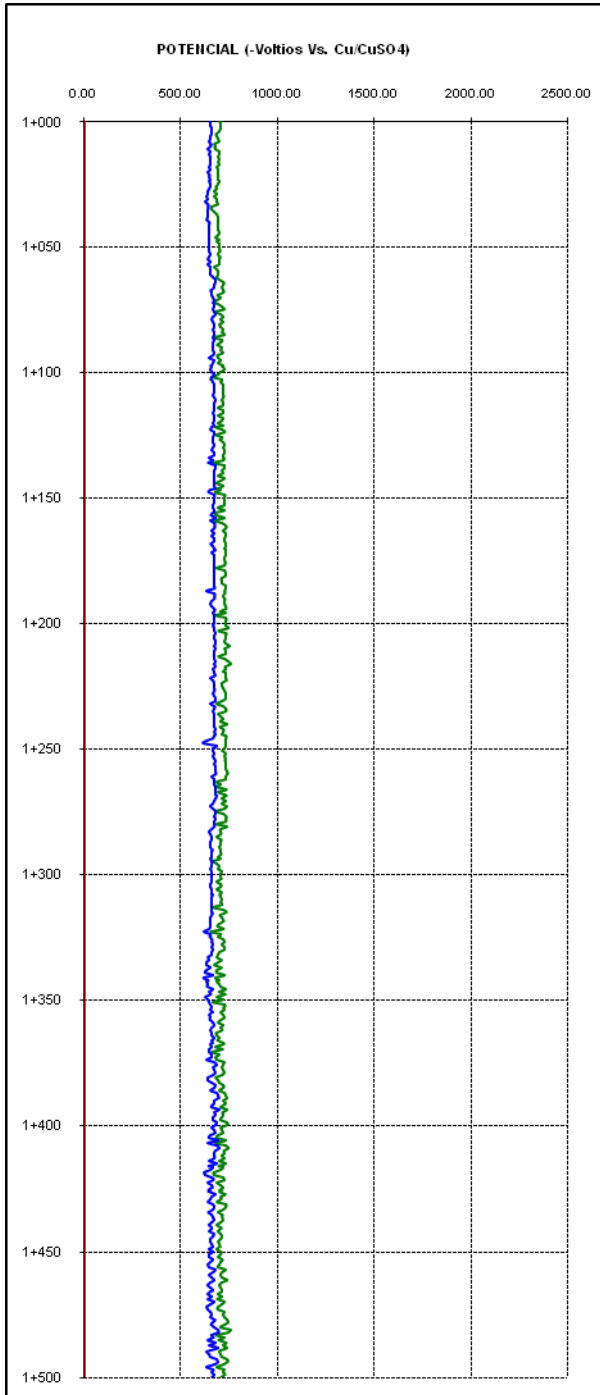
Como accesorios se utilizaron bastones con electrodos portátiles de Cu/CuSO₄, un arnés y alambre de cobre calibre 30 para mantener la conexión con la tubería. Para la realización del ensayo CIS se instalo un sistema de protección catódica temporal en el km 4+000.

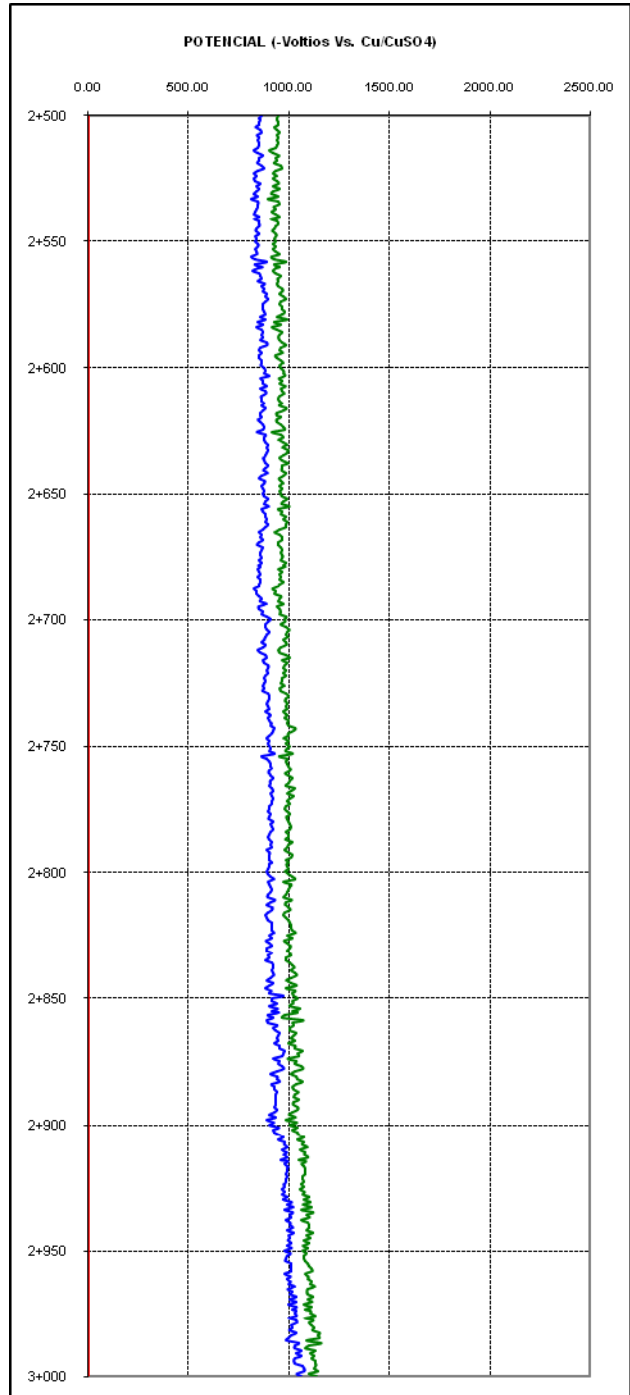
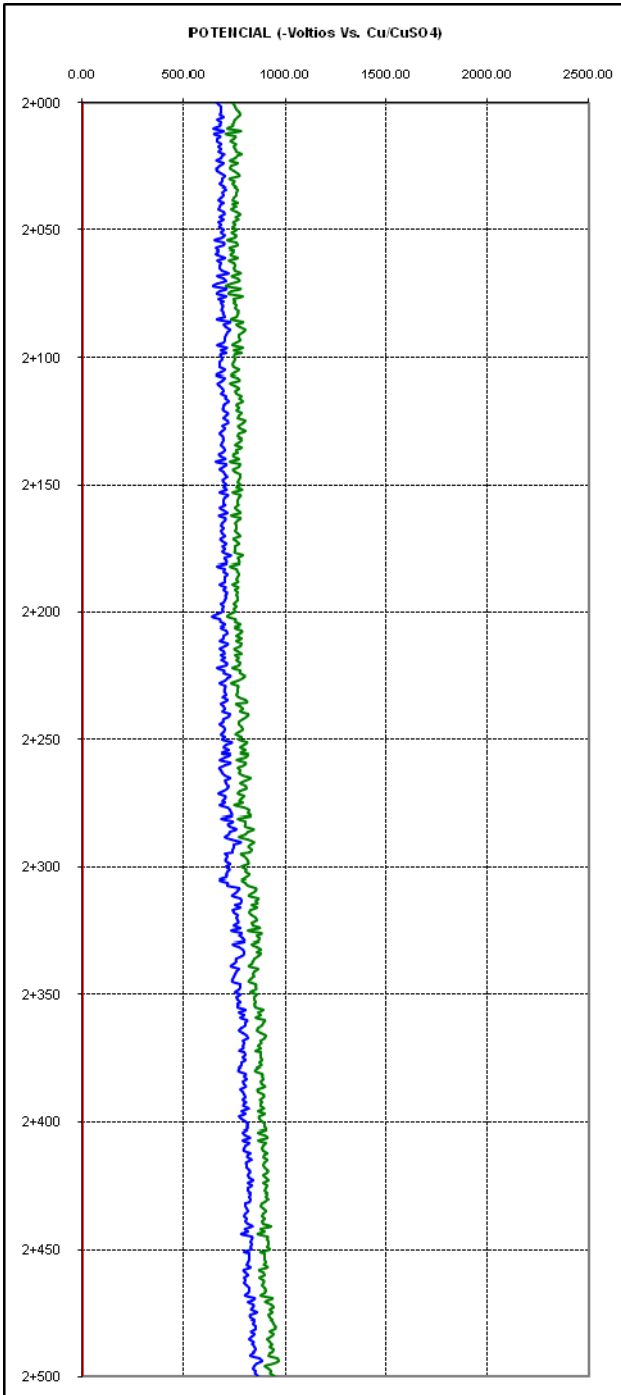
A continuación se presentan los valores de los parámetros de operación:

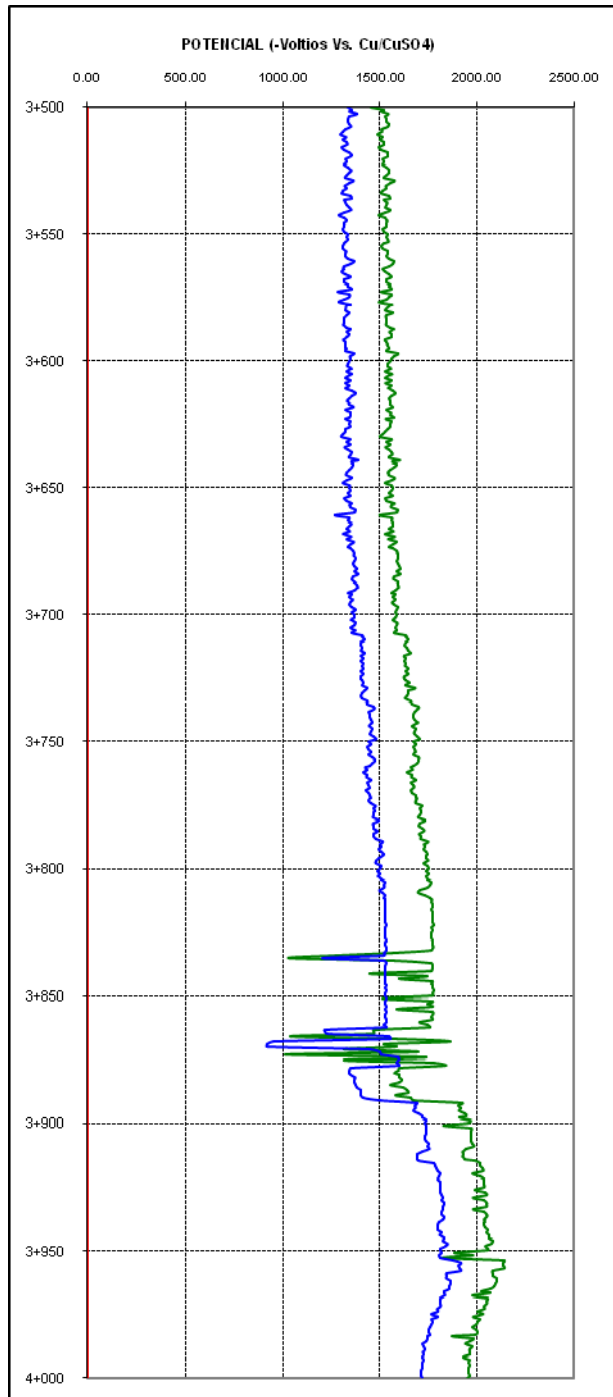
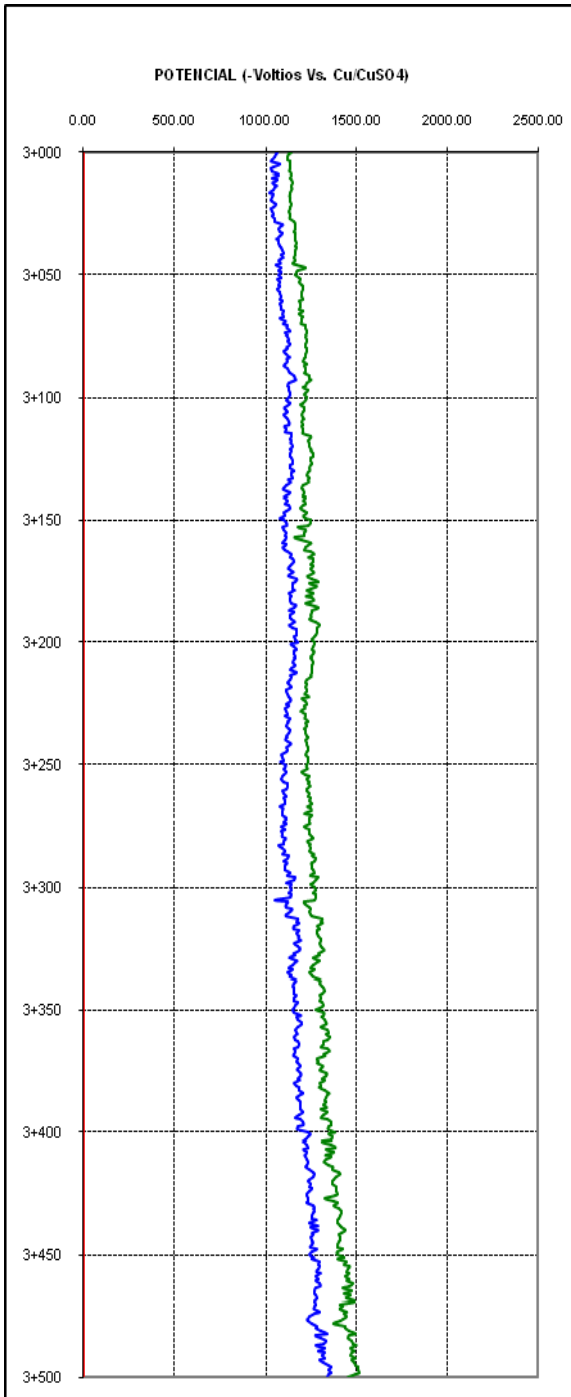
RECTIFICADOR 100 V - 100 A					
DATOS EN PUNTO DE DRENAJE					
VCA	ACA	VCD	ACD	POTENCIAL ON	POTENCIAL OF
219.2	0.7	13.8	4.1	-2.32	-2.012

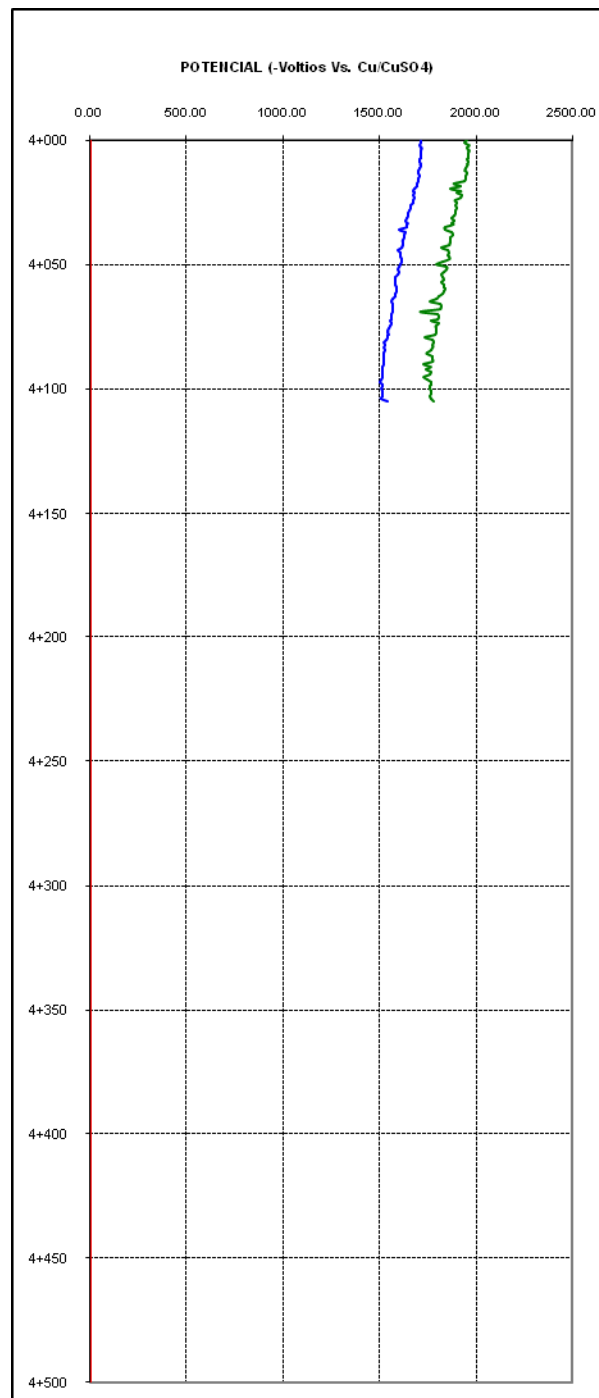
Tabla 51.- Potenciales On/Off a intervalos cortos











V.2.14 Inspección de recubrimiento Dieléctrico por DCVG

Se mantuvo la conexión del SPC existente, interrumpiendo la corriente de manera cíclica y a continuación se recorrieron todas las secciones del ducto bajo evaluación, aplicando la técnica de gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG)

Resultados de la inspección DCVG.- La técnica de DCVG, como su nombre lo indica, detecta y registra los gradientes de voltaje de corriente directa que pudieran encontrarse en un ducto que se encuentre bajo una condición de inyección de corriente cíclica, es decir, encendido-apagado (ON-OFF).

En aquellos puntos donde el ensayo muestre indicaciones, se registra el gradiente y se detecta el epicentro que genera esta variación de voltaje.

El parámetro que permite determinar la existencia de anomalías y su gravedad se conoce como "Porcentaje de caída IR". Este valor es el parámetro que se grafica de acuerdo a su localización dentro de la tubería y permite establecer los criterios acerca de los requerimientos de atención que deba darse a la anomalía.

A continuación se presentan las tablas de los resultados de la evaluación por DCVG de las diferentes secciones del ducto

REPORTE DE LA INSPECCION DE GRADIENTE DE VOLTAJE DE CORRIENTE DIRECTA									
CONTRATO: MIN-381 REHABILITACION DE LOS SISTEMA DE PROTECCION CATODICA DE LA LINEA DE GAS NATURAL 2" DIAM.									
ORIGEN - DESTINO		VALVULA SECC. GAS 20" E INJERTO 2" - EST. MEDICION Y REGULACION ATLATEC			INSPECCION DEL KM		0+005	AL KM	4+092
SERVICIO	GASODUCTO	DIAMETRO NOMINAL	2" Ø	PERIODO DE ESTIMACION	mar-11		HOJA	1 DE 1	
REFERENCIA	DISTANCIA (m) INICIA	DISTANCIA (m) TERMINA	CATEGORIA 0<15 16 - 35 >36-100	FUERZA DE SEÑAL ON OFF	ΔV	SALIDA OL/RE	% IR	CARACTERSTICA DE LA FALLA	
0+000	VALVULA DE SECCIONAMIENTO GASODUCTO 20" DIAM. E INJERTO 2" DIAM.								
	0+005	0+005	CATEGORIA 1	769	755	14	2	14.29	C-C
	0+095	0+095	CATEGORIA 1	731	712	19	3	16.79	C-C
	0+349	0+349	CATEGORIA 2	657	640	17	3	17.65	C-C
	0+485	0+485	CATEGORIA 1	690	673	17	2	11.76	C-C
	0+543	0+546	CATEGORIA 1	698	660	38	4	10.53	C-C
DUCTO AEREO	1+590	1+600	CATEGORIA 2	707	668	39	7	17.95	C-C
	1+902	1+902	CATEGORIA 1	752	723	29	4	13.79	C-C
	1+959	1+959	CATEGORIA 1	784	734	50	5	10.00	C-C
	2+058	2+058	CATEGORIA 1	742	670	72	11	16.28	C-C
	2+203	2+203	CATEGORIA 2	754	678	76	13	17.11	C-C
	2+327	2+327	CATEGORIA 1	862	775	87	13	14.94	C-C
	2+409	2+409	CATEGORIA 1	891	802	89	12	13.48	C-C
	2+505	2+505	CATEGORIA 1	927	836	91	10	10.99	C-C
	2+678	2+678	CATEGORIA 1	970	849	121	15	12.40	C-C
	2+702	2+702	CATEGORIA 1	954	883	71	11	16.49	C-C
	2+833	2+833	CATEGORIA 2	1009	895	114	20	17.54	C-C
	3+300	3+300	CATEGORIA 2	1266	1131	135	24	17.78	C-C
	3+359	3+359	CATEGORIA 1	1347	1166	181	22	12.16	C-C
	3+413	3+413	CATEGORIA 1	1348	1223	125	19	16.20	C-C
	3+900	3+900	CATEGORIA 2	1965	1732	233	45	19.31	C-C
	3+917	3+920	CATEGORIA 1	1978	1808	170	25	14.71	C-C
	3+931	3+931	CATEGORIA 1	2050	1830	220	28	12.73	C-C
	3+958	3+958	CATEGORIA 2	2080	1914	166	28	16.87	C-C
	4+032	4+036	CATEGORIA 1	1890	1734	156	21	13.46	C-C
	4+065	4+065	CATEGORIA 1	1752	1666	186	28	16.05	C-C
LLEGADA A EST.	4+092	4+092	CATEGORIA 1	1740	1517	223	33	14.80	C-C

Tabla 52.- Gradientes de voltaje en corriente directa

V.2.15 Inspección de rectificador existente

Al iniciar con los trabajos mencionados en los puntos anteriores, se observó que ya no existía el Rectificador de corriente ni el transformador, los cuales suministraban de potencial catódico al ducto enterrado; así mismo, después de medir la cama anódica que alimentaba el derecho de vía, por donde corre el ducto a proteger, se encontró que esta cama no tiene condiciones de seguir operando.

Con el fin de suministrar potencial de protección catódica al ducto, el cuál hasta el momento no ha presentado daños considerables en el recubrimiento anticorrosivo (según informe de DCVG), se instaló un rectificador de corriente impresa provisional para seguir dando la protección catódica a la tubería enterrada.

V.2.16 Análisis de resultados del SPC

Valores de potencial.- Los valores de potencial activo del sistema, tal como se encontró funcionando, muestran que los parámetros de protección catódica están en niveles no adecuados de las Normas aplicables, los potenciales activos (ON) deben ser superiores a -850 mV, medidos con el electrodo de Cu-CuSO4.

- Con la inspección CIS podemos analizar que los niveles de protección catódica se encuentra dentro de los parámetros de Norma como lo muestran las graficas representadas en el punto V.2.12

- Los perfiles On/Off nos dan una idea de la calidad del recubrimiento de los ductos enterrados, en áreas con una buena protección mecánica el perfil se mantiene estable, en áreas donde existe un defecto, se registrara una caída en el perfil de potenciales (si existen fallas en el Recubrimiento).
- Los perfiles de potenciales Off sirven para identificar los niveles exactos de polarización de un ducto enterrado, potenciales Off por debajo de los -0.850 mV. Indican inadecuados niveles de polarización, donde existe posibilidad de corrosión. Potenciales arriba de -1.800 mV. Indican excesiva polarización que puede resultar perjudicial al recubrimiento de los ductos en esa zona. De acuerdo a las mediciones se encuentran en niveles óptimos.
- Al Identificar cualquier interferencia eléctrica que afecte el ducto inspeccionado esta se debe retirar o solucionar, no se encontró ninguna.

V.3 MEDICIÓN DE ESPESORES MEDIANTE PND DE UT

V.3.1 Objetivo

Evaluar los espesores de la tubería enterrada que conduce Gas Natural, mediante medición Ultrasónica utilizando el método Pulso-eco, para determinar si es conveniente o no instalar el Sistema de Protección Catódica.

V.3.2 Alcance

Medición del espesor de pared en la tubería enterrada de 2plg. DN que conduce Gas Natural, cuyo origen está en la extracción del ducto de transporte de 20" D.N. y termina en la entrada de la estación de medición y regulación, realizando niveles de calibración aleatorios en dicho troncal principal, determinando el espesor, la cedula y el espesor mínimo de pared de acuerdo a la normatividad aplicable.

V.3.3 Antecedentes

Según la información proporcionada por el propietario, la tubería a inspeccionar mediante prueba no destructiva de Ultrasonido tiene las siguientes características):

- Es de Acero Negro al Carbono ASTM A-53, Grado B Ced. 80XSsin costura
- Conduce Gas Natural
- Tiene un diámetro nominal de 2plg
- Uniones Soldadas y Bridadas en las transiciones aire-tierra (en este troncal principal no existen uniones roscadas)

V.3.4 Equipo

Se utilizó el siguiente equipo:

- Equipo de Ultrasonido medidor de espesores (Ultrasonic Thickness Gauge) Marca K&M Instruments Ltd. ModeloKT310D
- Transductor de Haz Recto Marca K&M Instruments Ltd. Modelo PT-08, con palpador de 3/8" de Diámetro y doble cristal
- Calibrador Patrón 5 Pasos
- Acoplante acústico

V.3.5 Desarrollo

La medición de espesores se desarrollo siguiendo los criterios del procedimiento **GPEI-IT-0204 de pemex** tal y como sigue:

DEFINICIONES Y CONCEPTOS: Con el fin de evitar confusiones, se hacen las siguientes definiciones de los términos que se manejan frecuentemente en este reporte.

Circuito.-Conjunto de líneas que manejan Gas Natural pudiendo variar en sus diferentes tramos las condiciones de operación (en este caso la variable es la Presión, considerando que todo se encuentra a temperatura Ambiente).

Unidad de control.- Sección de un circuito que tenga una velocidad más o menos homogénea (Línea de Gas principal con un consumo determinado).

Línea.- Conjunto de Tramos de Tubería y accesorios que manejen el mismo fluido a las mismas condiciones de operación.

Pieza de Tubería.- Es el Tramo recto de tubería o accesorio (Tee, codo, reducción, válvula, etc.) colocado entre uniones bridadas, soldadas o roscadas. El conjunto de "Piezas de tubería" integrara, por lo tanto, las "Líneas".

Posición o Punto de Calibración.- Es el lugar donde se coloca el Transductor para efectuar una calibración. (Ver Detalle de Puntos de Calibración).

Nivel de Calibración.- Es el conjunto de posiciones de calibración que se efectúan en un mismo sitio de una tubería o equipo (Ver Detalle de Nivel de Calibración).

Periodicidad de Calibración.- Se considera como tal el tiempo que transcurre entre una fecha de calibración y la siguiente consecutiva. Cuando se cuente con una sola calibración, la segunda o siguiente deberá efectuarse en un lapso de tiempo no mayor a 3 años después de la primera calibración.

Velocidad de desgaste.- Como tal, se considera la rapidez con la cual disminuye el espesor de una pared metálica. Se calcula comparando los espesores obtenidos en calibraciones efectuadas en dos fechas consecutivas.

Vida Útil estimada (VUE).- Es el tiempo supuesto que deberá transcurrir antes de que la Unidad de control llegue a su límite de retiro.

Fecha de Próxima Calibración.- Es la fecha en la cual deberá efectuarse la siguiente calibración de la Línea, de acuerdo al análisis.

Limite de Retiro.- De acuerdo con la norma de seguridad PEMEX K-101, es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería de un servicio determinado y es el resultado de restar al espesor nominal la corrosión Permisible, ver **Tabla 54**.

Para efectos de Dictaminar la instalación y considerando el criterio más estricto, se tomará como Limite de retiro el Espesor mínimo que se calcula de la norma NMX-B-177-1990 Tubos de Acero con o sin costura, Negros y galvanizados por inmersión en caliente. Fuente: pág. 31, Tabla 8 de la norma mencionada.

CIRCUITO.- Es toda la Línea de servicio que conduce Gas Natural.

UNIDAD DE CONTROL.- En este caso, el Circuito tiene una sola Unidad de Control o Línea, que es la Tubería enterrada de Acero Negro al Carbono que conduce Gas Natural desde la Estación de Regulación y medición del Proveedor hasta la transición tierra-aire de la Planta 2 y la planta de Fundición.

PUNTOS DE CALIBRACIÓN.- Son las coordenadas del tubo visto transversalmente y son 4. Para identificar el punto exacto de calibración. Se indican en el Detalle de Puntos de Calibración.

Especificación	Servicio	Clas e	Rango de Temperat ur a	Material	Tolerancia a la Corrosión
T1B	Hidrocarburos no corrosivos	150# RF	-20°C a +350°C	Acero carbon o al	0.0625"
	Gas natural				
	Gas Licuado del Petróleo				
	Metano				
	Etano				
	Propano Butano				
	Sosa cáustica 50%				
	Aceite absorbente (Diesel) Gas dulce				
	Gasolina dulce (nafta ligera y pesada)				
	Gas combustible				
	Amoniaco anhidro				
	Nitrógeno Agua de proceso Aceite recuperado Metanol				
	Agua cruda Agua pretratada Agua de servicios				

Tabla 53.- Corrosión Permisible

Detalle de Puntos de Calibración

Donde:

- N = Norte
- E= Este
- S = Sur
- O= Oeste
- A= Arriba
- B = Abajo

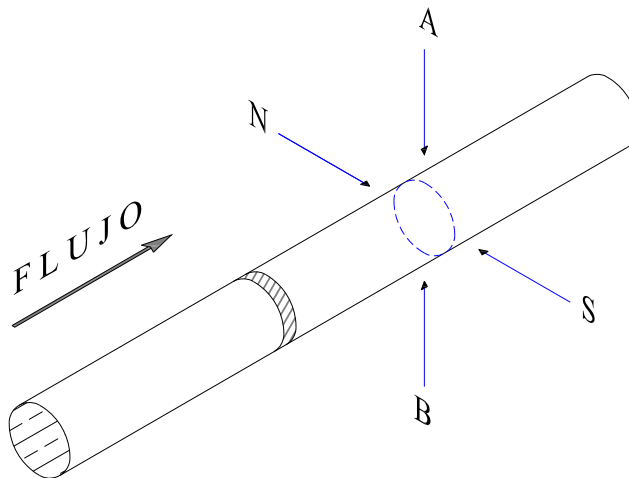


NIVELES DE CALIBRACIÓN.- Los Niveles de Calibración están localizados en el **Plano Isométrico.**

Para realizar la toma de los Niveles de calibración se utilizo el siguiente criterio:

- **Cuando la Tubería se encuentra en posición vertical.-** El primer punto de Calibración se tomo al **Norte** y los siguientes de acuerdo a la regla de la Mano Derecha, esto es: El dedo pulgar indica la Dirección del fluido y los otros dedos el sentido en que se tomaran las siguientes calibraciones.
- **Cuando la Tubería se encuentra en posición Horizontal.-** El primer punto de Calibración se tomo **Arriba** y los siguientes de acuerdo a la regla de la Mano Derecha (Descrito en el punto anterior).

Detalle de Nivel de Calibración



Ejemplo de Nivel de Calibración.- (Ver Detalle de Nivel de calibración arriba) en el croquis se puede observar que la Tubería tiene una posición Horizontal, por lo cual el primer punto de calibración es Arriba “A”, por lo tanto, y de acuerdo a la dirección del flujo, los siguientes puntos serán: Sur, Abajo y Norte, “S”, “B” y “N”, respectivamente (Regla de la mano Derecha), quedando de la Siguiente manera:

NIVEL DE CALIBRACIÓN	PUNTO DE CALIBRACIÓN
No.	A
	S
	B
	N

MEDICION DE ESPESORES.- Las mediciones de pared en la tubería se realizaron con el equipo de Ultrasonido medidor de espesoresKT310D marca K&M (medidor digital de espesores capaz de medir el espesor de pared de la tubería discriminando la pintura, con frecuencia de 2-5MHz).

El equipo se calibró con el bloque de calibración a 5 pasos utilizando un transductor de haz recto de 3/8”, se utilizó acoplante acústico tipo SAE-40. El procedimiento de Calibración de espesores es como lo establece el procedimiento GPEI-IT-0204 de PEMEX y se aplican los criterios del mismo.

RESULTADO DE LAS CALIBRACIONES.- Se realizaron en Total 13 Niveles de Calibración en un diámetro de 3plg. A continuación se resumen los resultados obtenidos:

D.N. (plg)	ESPESOR NOMINAL (plg)	CEDULA	N. C.	FECHA CALIBR.	ESPESOR PROMEDIO (plg)	ESPESOR MIN. MED. (plg)	L.R. (plg)	F. P .C.
2	0.218	80 XE	12	MAR-2011	0.226	0.210	0.191	MAR-2014

Donde:

D.N. = Diámetro Nominal en Pulgadas

N. C. = Total de Niveles de Calibración por Diámetro

ESPESOR MIN. MED. = Espesor Mínimo Medido en el ducto

L.R. = Limite de Retiro, según la NormaNMX-B-177-1990 ($L.R. = En - 0.875mm$)

f.p.c.= Fecha de Próxima Calibración, de acuerdo al procedimiento GPEI-IT-0204 de PEMEX se establece que la próxima calibración se lleve a cabo dentro de 3 años.

V.3.6 Resultado de calibración

NIVEL DE CALIBRACION	DIAMETRO NOMINAL [PLG]	PUNTOS DE CALIBRACION	FECHA: DICIEMBRE, 2010		F.P.C.: MARZO, 2014			
			CALIBRACIÓN		VELOCIDAD DE DESGASTE	CALIBRACIÓN		VELOCIDAD DE DESGASTE
			[mm]	[plg]	[M.P.A.]	[mm]	[plg]	[M.P.A.]
1 MONOBLOCK - CODO 45°	2	A	5.66	0.223				
		O	5.69	0.224				
		B	5.64	0.222				
		E	5.46	0.215				
2 CODO 45° - TRANSICIÓN	2	A	5.33	0.210				
		O	5.59	0.220				
		B	5.66	0.223				
		E	5.41	0.213				
3 INSERTO 20" - TUBO	2	A	5.64	0.222				
		N	5.54	0.218				
		B	5.74	0.226				
		S	5.66	0.223				
4 TUBO	2	A	5.61	0.221				
		N	6.22	0.245				
		B	6.30	0.248				
		S	5.64	0.222				
5 TUBO	2	A	6.12	0.241				
		N	5.94	0.234				
		B	5.64	0.222				
		S	6.20	0.244				
6 TUBO	2	A	5.84	0.230				
		N	5.64	0.222				
		B	5.77	0.227				
		S	5.72	0.225				
7 TUBO	2	N	5.69	0.224				
		E	5.97	0.235				
		S	6.27	0.247				
		O	6.17	0.243				
8 TUBO	2	A	6.05	0.238				
		O	6.17	0.243				
		B	6.10	0.240				
		E	5.89	0.232				
9 TUBO	2	N	5.51	0.217				
		O	5.97	0.235				
		S	5.84	0.230				
		E	5.79	0.228				
10 TUBO (PUNTO DE DRENAJE)	2	A	5.74	0.226				
		N	5.59	0.220				
		B	5.61	0.221				
		S	5.69	0.224				
11 TRANSICIÓN - MONOBLOCK	2	N	5.69	0.224				
		O	5.41	0.213				
		S	5.51	0.217				
		E	5.49	0.216				
12 MONOBLOCK - E.R.M.	2	N	5.33	0.210				
		O	5.74	0.226				
		S	5.51	0.217				
		E	5.61	0.221				

ANALISIS ESTADISTICO FORMAL:

El Análisis Estadístico Formal es el que se lleva a cabo matemáticamente para obtener la vida útil, fecha de próxima calibración y desgaste máximo promedio de la Línea (Tubería).

Para establecer la Velocidad de desgaste de la Línea, deberá realizarse el análisis a partir de los valores de dos calibraciones en los mismos puntos. Por lo tanto, esta se denomina **Calibración Inicial**.

V.4 CONCLUSIONES DEL EJEMPLO

- El recubrimiento anticorrosivo del ducto presenta fallas no relevantes, las cuales pueden ser subsanadas con valores de potencial activo.
- Los espesores de pared de la tubería enterrada, medidos con prueba no destructiva de Ultrasonido, No presentan daños ni indicaciones relevantes.
- Al instalar el rectificador y la cama anódica, dentro de la planta, se elevó el potencial de protección a lo largo del ducto. Sin embargo existen fugas de corriente que no permiten que el potencial drenado por el rectificador de corriente impresa llegue hasta el inserto al gasoducto de 20plg. Para resolver lo anterior se instalarán camas anódicas a base de ánodos de sacrificio desde el Km 0.00 hasta el Km 1.00+600, obteniendo así el potencial catódico requerido por las normas aplicables.
- Con los valores obtenidos de las pruebas realizadas al ducto, las cuales forman parte de la primera etapa de rehabilitación del sistema de protección catódica que protege la tubería enterrada de 2plg. DN, Se diseñará, suministrará e instalará un sistema de protección catódica Nuevo. Con esto quedará completamente protegido el ducto mencionado.

V.5 RECOMENDACIONES PARA EL GASODUCTO DE 2plg

- Se recomienda instalar en el menor plazo posible el Sistema de Protección Catódica a base de corriente impresa y ánodos de sacrificio, con lo cual se logrará proteger el total de la tubería enterrada.
- Programar una capacitación técnica al personal que opera y da mantenimiento al ducto enterrado.
- Llevar a cabo los trabajos de inspección y mantenimiento al SPC, descritos en el programa de mantenimiento 2011-2012, en cumplimiento con la norma oficial mexicana NOM-008-SECRE-1999.

CONCLUSIONES

Las fugas en los ductos que transportan Hidrocarburos representan un impacto económico negativo al administrador del ducto. Estos impactos se pueden desglosar en tres principales renglones:

- **Impacto Ambiental.**
- **Impacto Social.**
- **Impacto en la Línea de Negocio.**

De los cuales se define como:

- **Perdidas:** El impacto económico en la línea de negocio por estar directamente relacionado con la cadena de producción.
- **Costos adicionales:** Los impactos Social y ambiental por no estar relacionados con la interrupción a la línea de producción.

Atender los requerimiento de inspección, rehabilitación y certificación eficientemente es importante, ya que al abatir los tiempos de ejecución (por ejemplo, cuando se asignan los trabajos por adjudicación directa), se disminuyen los riesgos de una posible fuga, que en términos de Perdidas y Costos, se puede lesionar la integridad de la sociedad, además de los daños al medio ambiente con su flora y fauna, así como también, los costos por paro productivo de la línea de negocio del administrador del ducto.

El concepto de **Mantenimiento Integral a Ductos** fue generado para dar mantenimiento a los ductos de PEMEX. La revisión de ductos utilizando equipos instrumentados es parte del Mantenimiento integral, el cual, presenta características especiales para cada ducto generadas desde su origen.

Las tecnologías actuales permiten la inspección interior con diablos instrumentados y existe la alternativa del "Direct Assessment", para detectar defectos de integridad mecánica y recubrimiento anticorrosivo.

Entre las principales ventajas están:

- Al término de la inspección se atenderán todos aquellos puntos que representan un riesgo inmediato para los ductos que transportan hidrocarburos.
- Se podrá generar un programa de evaluación de anomalías que pudieran representar un riesgo a la integridad de los ductos, en el corto y largo plazo.
- Se realizará un programa de mantenimiento para mitigar y en algunos casos eliminar aquellos factores o agentes que están generando ambientes o escenarios que afectan la integridad mecánica del ducto.
- Se tendrán mejores bases técnicas que permitirán distribuir y administrar los recursos proporcionados para el mantenimiento de los ductos de transporte, de forma eficiente, enfocando el principio de la prevención antes de la corrección.
- Se contara con un atlas real de riesgo para la correcta toma de decisiones, en torno a la seguridad, salud y protección ambiental.

Al realizar los trabajos de inspección y rehabilitación, el valor promedio de los Riesgos de falla (ROF) se reduce considerablemente. Con la ejecución del mantenimiento integral a los ductos, se reducen 5 Factores de riesgo, los cuales son:

1. Corrosión Exterior (EC)
2. Corrosión Interior (IC)
3. Daños Por terceros (TP)
4. Movimientos de suelo (GM)
5. Diseño / Materiales (DM)

A pesar de los mantenimientos realizados en los ductos que transportan o distribuyen hidrocarburos, los riesgos de que suceda alguna falla siempre están presentes. Al realizar los trabajos que se desglosan en este manual, se lograrán disminuir los factores de riesgos mencionados arriba, sin embargo, es de gran importancia el conocimiento físico y la experiencia del personal que opera y da mantenimiento, sobre todo al momento de resolver una contingencia.

Para lograr alcanzar el aseguramiento máximo de seguridad en una red de ductos, es de vital importancia que los ingenieros dedicados a estos temas conozcan, además de las técnicas de inspección y mantenimiento, el marco normativo, la reglamentación local y federal, que tengan experiencia y conciencia en la ejecución de trabajos donde el impacto económico, social y ambiental es alto.

No se puede dejar de lado la responsabilidad que tienen las autoridades con respecto a la correcta operación y mantenimiento de los ductos de transporte o distribución de hidrocarburos, los cuales forman parte de la "seguridad energética" del país. Las dependencias federales, en general, no tienen la capacidad operativa o personal de inspección suficiente para revisar cuidadosamente el total de ductos instalados en el territorio nacional (que no solo incluye a PEMEX), por ello, es importante el trabajo realizado por empresas privadas dedicadas a la verificación, la operación y el mantenimiento, pues el resultado de estos trabajos es la base para certificar un ducto y en caso de alguna contingencia, poder reaccionar rápida y eficazmente. Lo que sigue entonces, es capacitar a estas empresas para lograr alcanzar un mismo criterio, homologando la entrega de reportes o dictámenes técnicos.

Con la información organizada en este manual, se tienen las herramientas y referencias para que un ingeniero asignado al mantenimiento u operación de un ducto, que transporte cualquier tipo de hidrocarburo, pueda programar de manera integral los trabajos necesarios para operar en condiciones seguras, disminuyendo los riesgos de falla.

El esfuerzo que se realice para asegurar la confiabilidad de los ductos que transportan o distribuyen hidrocarburos, ya sea de Petróleos Mexicanos u otro administrador, redundará en enormes beneficios económicos y estratégicos.

Anexo A: Señalización

Sobre el derecho de vía y en las instalaciones de todo ducto de transporte deben instalarse las señales necesarias para localizar e identificar estas instalaciones, así como para delimitar la franja de terreno donde se alojan, con el fin de reducir daños a las mismas. Los señalamientos se clasifican en tres tipos:

- **Informativo**
- **Restringido**
- **Preventivo**

Estos deben apegarse a los lineamientos indicados en las normas [NRF-009-PEMEX-2001, Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en Tanques de Almacenamiento](#), [NOM-026-STPS-1998](#) y [NOM-027-STPS-1998](#).

Señalamiento tipo informativo. Las señales de tipo informativo tienen por objeto informar la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones para fines de identificación y de inspección.

Las señales informativas destinadas a señalar la posición de los ductos serán del tipo "I" ([Fig. A1](#)) para ductos a campo travesía y tipo "II" ([Fig. A2](#)) para ductos en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" ([Fig. A3](#)) servirá para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

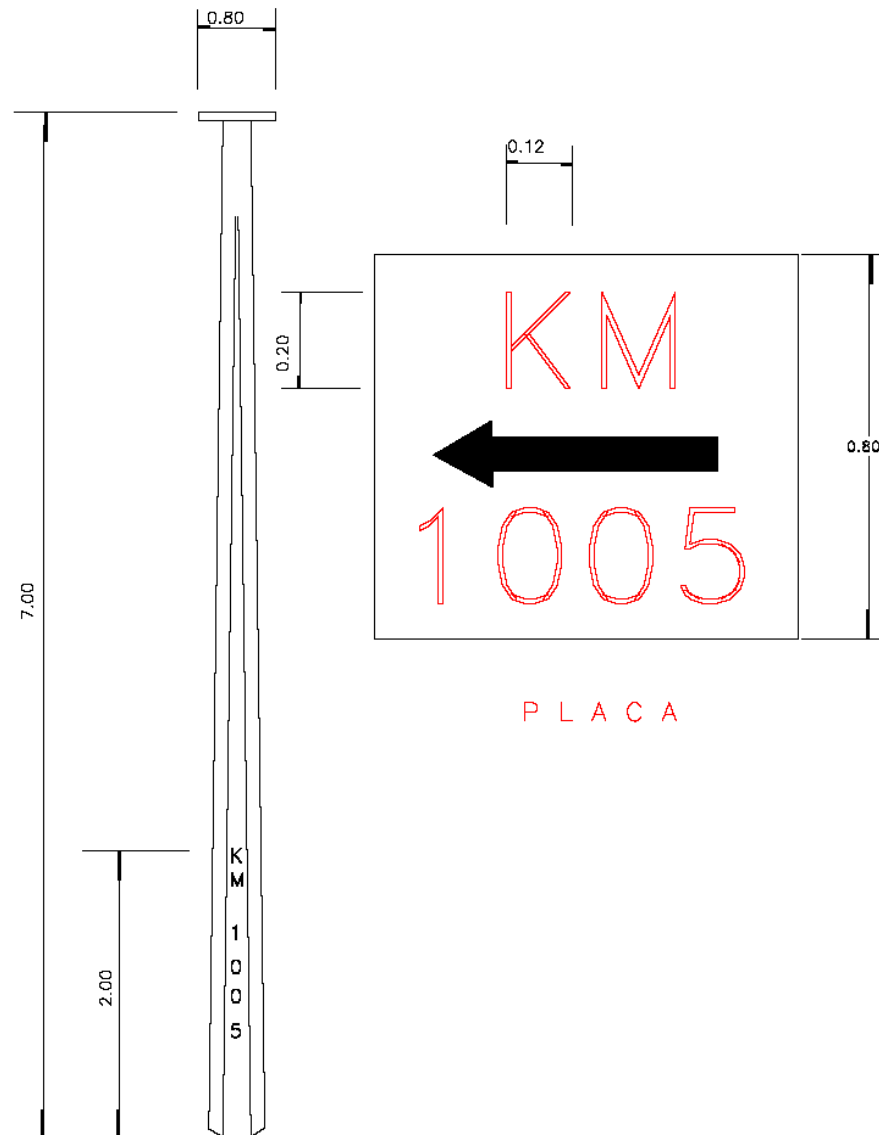


Figura A1.- Señalamiento Informativo, Tipo "I" (Acotaciones en metros)

Para ductos a campo traviesa, la señal tipo "I" (Fig. A1) consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y 7,00 m (23 pies) de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos metros de la parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de 40 cm de ancho cada uno. En la cara más visible del poste y a una altura de 2,00 m se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de 15 cm de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de 80 cm por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de 20 cm de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.

Esta señal se instalará cada cinco kilómetros, comenzando en el kilómetro cero y su localización se realizará en el margen izquierdo del derecho de vía, siguiendo el flujo del ducto o el de la mayoría de los ductos instalados sobre el derecho de vía.

Esta señal se utilizará para la inspección aérea y dependiendo de las condiciones topográficas del terreno podrán hacerse las modificaciones que se estimen necesarias sobre su distribución e identificación.

Además del tipo de señales antes mencionadas existen las tipo "R" y "RA" que se usan en sistemas de protección catódica de acuerdo a la [NRF-047-PEMEX-2002](#) y especificación [PEMEX No. 3.413.01, párrafo 4.7.](#)

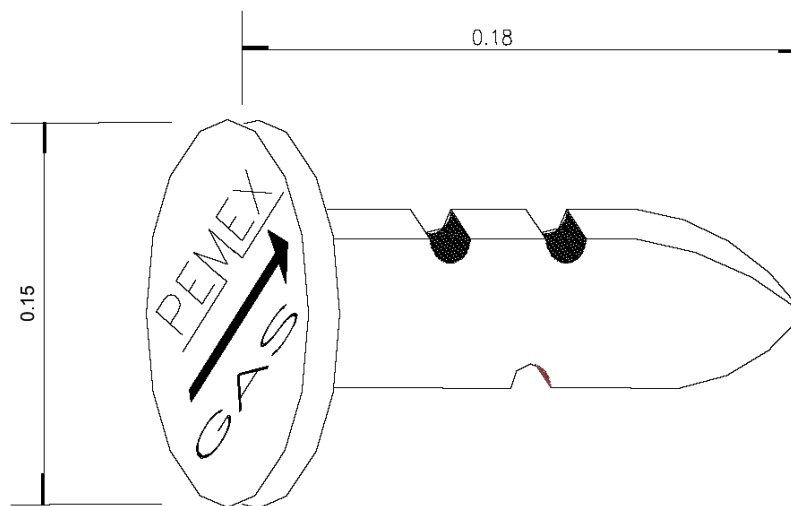


Figura A2.- Señalamiento Informativo, Tipo "II" (Acotaciones en metros)

Para ductos en zona urbana, la señal tipo "II" (Fig. A2) consistirá en una tachuela de hierro fundido, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, de 15 cm (6 pulg aproximadamente) de diámetro y 18 cm (7 pulg) de longitud, que tendrá grabado en la cabeza, en alto relieve, la leyenda "PEMEX" y una flecha que muestre el sentido del flujo.

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

Adicionalmente, se colocará en áreas verdes o de tierra, una mojonera en forma de prisma, cuadrangular de 15 cm de altura por 10 cm de base, pintada de color amarillo.

La señal tipo "III" (Fig. A3) consiste en un cartel de 0,61 m (2 pies) por 0,61 m (2 pies), fabricado en lámina de acero calibre 14, galvanizada, bonderizada, pintada y horneada (tipo pintro o similar), o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubo galvanizado de 5 cm (2 pulg.) de diámetro, cédula 40 y 3,00 m (10 pies aproximadamente) de longitud, mediante un marco soldado o fijada en alguna otra forma equivalente en durabilidad y resistencia, pudiendo ser el soporte de otro material similar, no necesariamente tubo, y de longitud adecuada al tipo de terreno.

El soporte del tubo sobresaldrá del nivel del terreno, cuando menos 2,00 m (6,5 pies aproximadamente) y se empotrará en una base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita desempeñar la misma función.

La señal se localizará a ambos lados de la carretera, 100 m (328 pies) antes del entronque del camino de acceso. Su leyenda contendrá el nombre de la planta o instalación que identifique y, en todos los casos además de la palabra "PEMEX", una flecha que indique el sentido de la circulación para llegar a ella y la distancia que hay que recorrer sobre el camino de acceso. La leyenda se escribirá en letras negras sobre fondo amarillo, en dimensiones tales que sea legible a no menos de 5 m (16 pies 6 pulg.).

* En todos los casos, la leyenda "PEMEX" puede ser sustituida por el Nombre del administrador del sistema de ductos

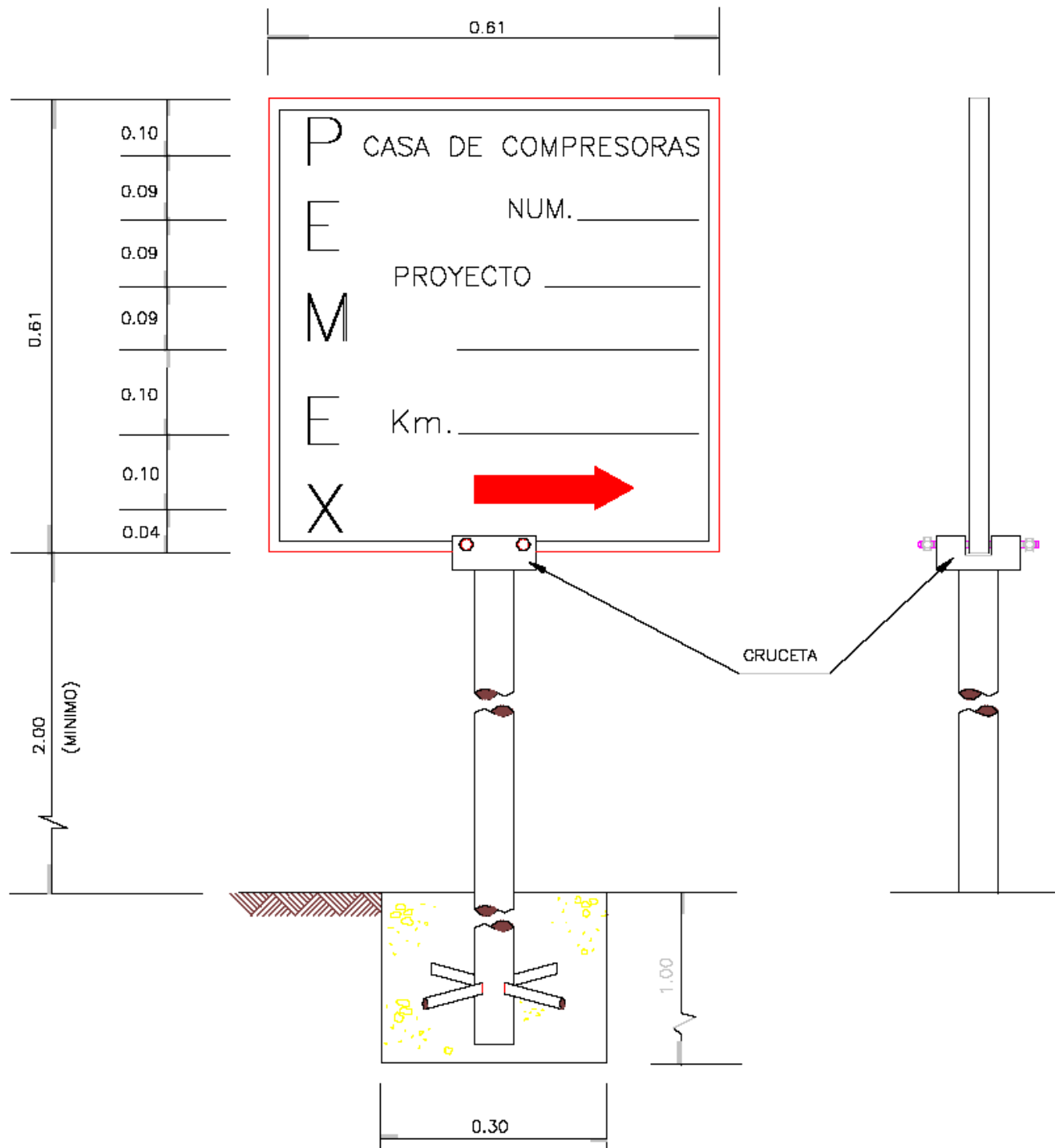


Figura A3.- Señalamiento Informativo, Tipo "III" (Acotaciones en metros)

Señalamiento tipo restrictivo. Los señalamientos de tipo restrictivo indican la restricción de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones propias del sistema, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

Las señales restrictivas podrán ser de los tipos "IV" (Fig. A4), "IV-A" (Fig. A4.1), "V" (Fig. A5) y "VI" (Fig. A6) siguientes:

Los tipos "IV" y "V" consistirán de un cartel con dimensiones, elementos y mensaje de acuerdo a lo señalado en los Figuras. A4 y A5, respectivamente, fabricados en lámina de acero calibre 18, galvanizada, bonderizada, pintada y horneada (tipo pintro o similar), o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubo galvanizado de 5 cm (2 pulg.) de diámetro cédula 40 y 3,00 m (10 pies aproximadamente) de longitud, mediante un marco soldado (Figuras. A4 y A5), pudiendo ser también el soporte de concreto armado de sección cuadrada de 15 cm por 15 cm conforme a las dimensiones y detalle señalados en la Figura A10. El soporte sobresaldrá del nivel del terreno cuando menos 2,00 m (6,5 pies aproximadamente), y se empotrará en base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita cumplir la misma función. Las letras y las figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de 5 m (16 pies 6 pulg.), serán de color negro sobre fondo contrastante color amarillo.

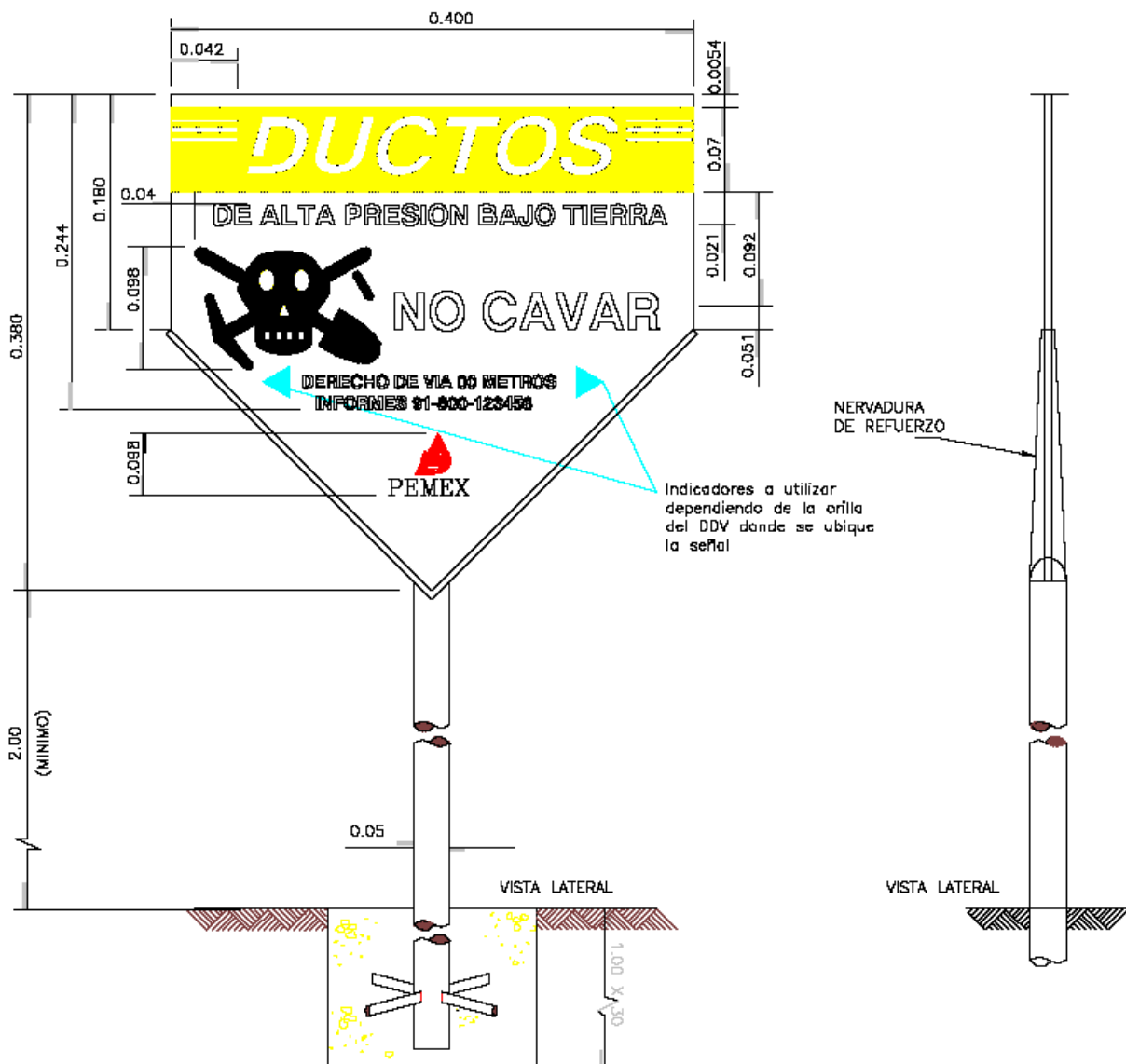


Figura A4.- Señalamiento Restrictivo, Tipo "IV" (Acotaciones en metros)

CARACTERISTICAS DE LAS LETRAS

MENSAJE	TIPO	DIMENSIONES (EN MM)
DUCTOS	Texto centrado Gill Sans Bold italic Modificada	53 de altura
DE ALTA...	Texto centrado Gill Sans Bold italic COMPRIMIDO 80%	14 de altura
NO CAVAR	Texto Helvetica Condensada Black	37.4 de altura
DERECHO DE VIA...	Texto centrado Helvetica Condensado Bold	9.4 de altura 13.4 interlinea

Nota: Fondo amarillo PMS Yellow Con Textos y Figuras Negros, Salvo "Ductos" y placas superiores calados en amarillo sobre franja negra.

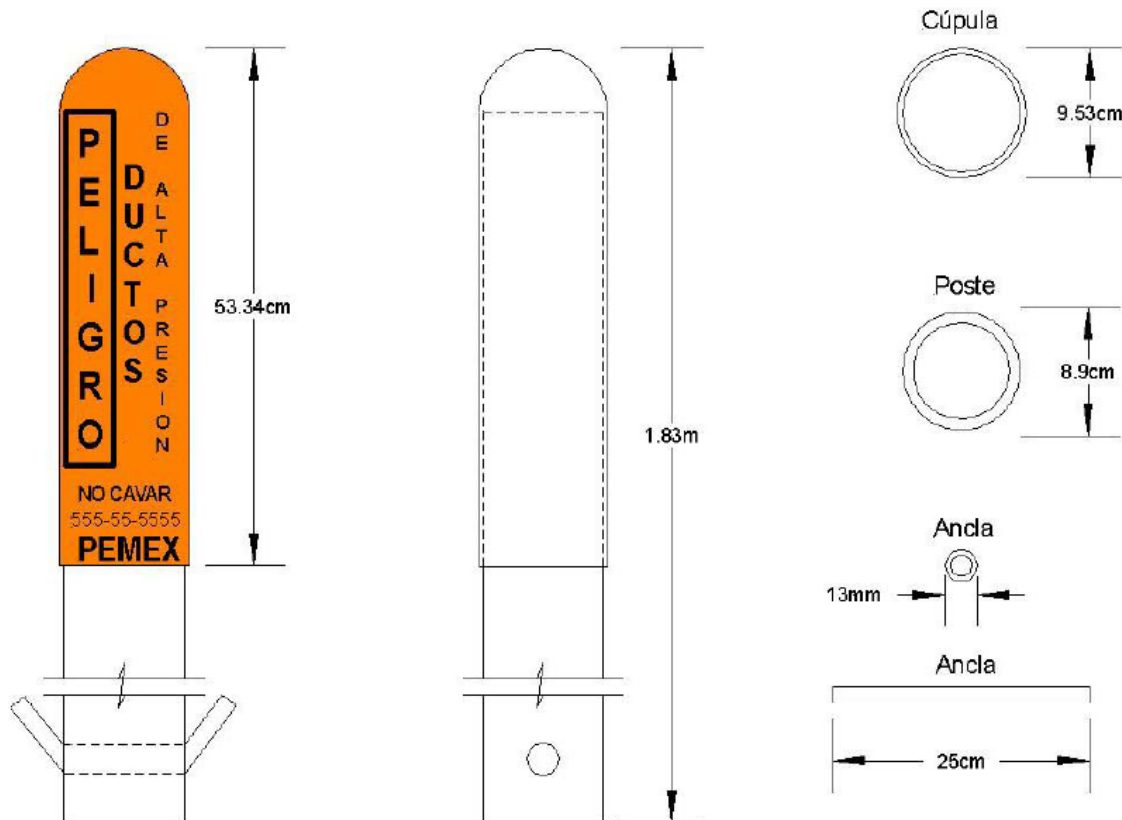


Figura A4.1.- Señalamiento Restrictivo, Tipo "IV-A" (Acotaciones en metros)

Las señales tipo "IV" y "IV-A" (Figs. A4 y A4.1) prohíben cavar, estas deben colocarse en ambos márgenes en el límite del derecho de vía, en todos los cruces con ductos que transportan hidrocarburos, así como en los cruces de calles, carreteras, ferrocarriles, veredas, caminos de herradura y pasos habituales de la población, canales, etc., y en general, en todos aquellos lugares en donde el ducto corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes o construcción.

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

En zonas rurales, los señalamientos se colocarán espaciados en distancias no mayores a 500 m (1640,5 pies) en donde no hay cruces, preferentemente en los linderos o cercas de las propiedades, con el fin de evitar daños a las señales durante las tareas agrícolas. En todos los casos esta señal se ajustará a lo indicado en la (Fig. A9).

El poste tipo "IV-A" consistirá de un poste cilíndrico de 8.9 cm (3.5pulg) de diámetro, de 2.4 metros (8 pies) de altura y entre 0.318 cm y 0.381 cm (0.125pulg y 0.150pulg) de espesor, fabricado con resina de Polietileno de alta densidad y un capuchón (domo o cúpula) de resina de Policarbonato con las siguientes propiedades mecánicas:

Propiedad Mecánica	Material		Método de prueba
	Polietileno de Alta densidad (Poste base)	Polycarbonato (Capuchón, domo o cúpula)	
Resistencia a la ruptura (Tensile Strength @ Break)	24MPa – 28MPa (3481 lb/pulg ² – 4061 lb/pulg ²)	60MPa – 70MPa (8702 lb/pulg ² – 10152 lb/pulg ²)	ASTM-D638.
Elongación a la ruptura (Elongation @ Break)	500% - 900%	110% - 120%	ASTM-D638.
Esfuerzo al impacto (Tensile Impact Strength)	210 N-mm/mm ² -315 N-mm/mm ² (100 lb-pie/pulg ² -150 lb-pie/pulg ²)	526 N-mm/mm ² -631 N-mm/mm ² (250 lb-pie/pulg ² -300 lb-pie/pulg ²)	ASTM-D1822.
Dureza Shore D (Hardness, Shore D)	>60	No aplica	ASTM-D2240
Dureza Rockwell M (Hardness, Rockwell M)	No aplica	>65	ASTM-D785
Resistencia al impacto (Impact Resistance)	>95000 N-mm (>70 lb-pie)	No aplica	ASTM-D2444.

Además debe cumplir con las siguientes características:

- Resistente a la radiación ultravioleta (UV) conforme al ASTM-D4329.
- Resistente a la corrosión ambiental y agentes químicos (solventes, acetonas, aceites e hidrólisis) conforme al ASTM-D56.
- Retardante de flama (V-0) ASTM-D56.
- Estabilidad dimensional de –40° C a 104° C (–40° F a +220° F).
- El poste debe tener capacidad de doblarse a 90° sin romperse ni agrietarse, y recuperar su verticalidad por sí mismo.

La parte superior debe ser de color tipo Pantone 123C (amarillo tipo Caterpillar) que permita la aplicación de gráficos embebidos en color negro con las leyendas “**No excavar**”, “**No construir**”, “**No golpear**”, “**Ductos PEMEX**”, y el número telefónico para reporte de emergencias (ver dibujo [A4.1](#)). El área de impresión no debe ser menor a 0.168 m² (0.28m x 0.6 m).

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

La parte inferior del poste, por debajo de la leyenda, debe ser de color tipo Pantone 123C (amarillo tipo Caterpillar) con perforación en la base para su anclaje. El sistema de anclaje debe consistir de una barra metálica transversal con protección anticorrosiva, que atraviese al poste en su base (ver dibujo [A4.1](#)).

El proveedor debe presentar los registros y certificados de prueba de las resinas y del producto (poste y capuchón) para verificar el cumplimiento de las características, propiedades y especificaciones indicadas con anterioridad.

Los postes tipo IV-A no cancelan los actualmente utilizados en los derechos de vía de Pemex, los postes tipo IV-A son una opción alterna a los postes de concreto y metálicos.

Las señales tipo "V" ([Fig. A5](#)) que prohíben fumar y encender fuego, deben colocarse en todas las áreas en donde exista la posibilidad de presencia de gases o vapores inflamables, como es el caso de válvulas, trampas de diablos, baterías de separación, estaciones medidoras, reductoras, de compresión o bombeo, terminales, patios de tanques, etc.

La localización de estas señales se realizará en el interior de estas instalaciones y será a criterio del personal encargado del mantenimiento, con la condición de que los puntos sean estratégicamente escogidos para que desde cualquier lugar, siempre pueda verse cuando menos una. Cuando sea posible, esta señal se fijará directamente a las bardas o cercas de las instalaciones, 2 m (6,5 pies aproximadamente) arriba del nivel del piso, eliminando el soporte al que se hace referencia en las señales tipo IV y V.

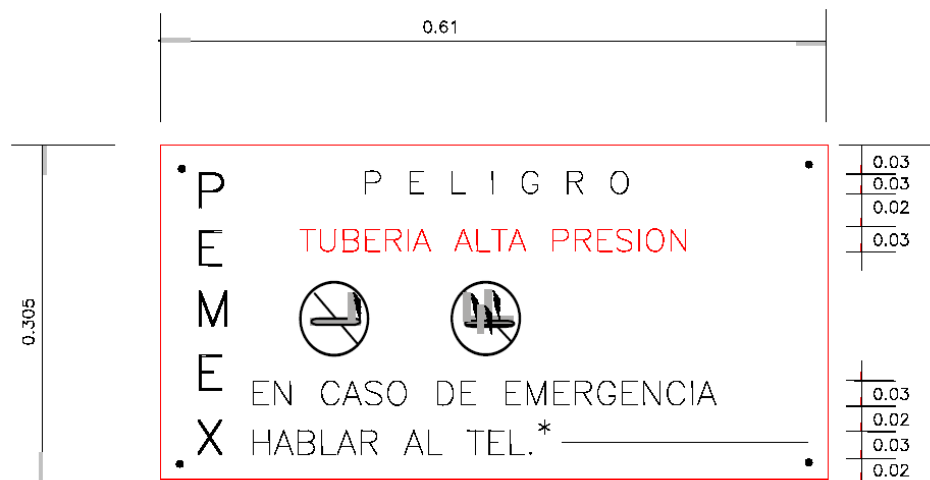
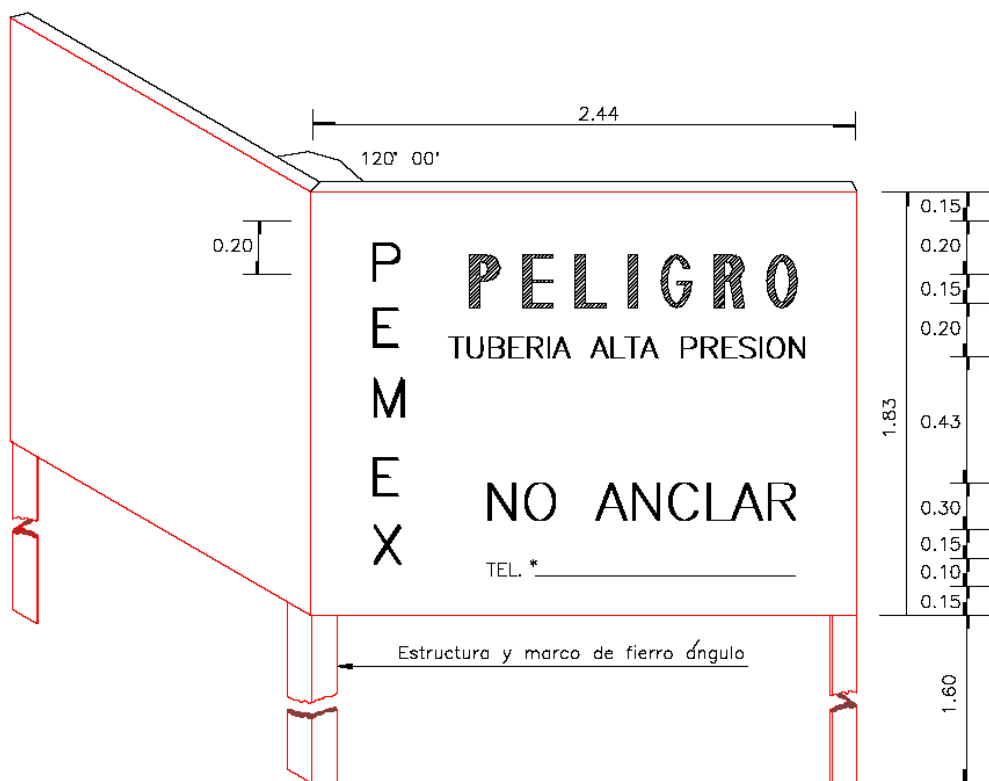


Figura A5.- Señalamiento Restringido, Tipo "V" (Acotaciones en metros)

Las señales tipo "VI" (Fig. A6), se deben fabricar con lámina de acero de 6,35 mm (1/4 pulg.) de espesor, con dimensiones de 2,44 m (8 pies) por 1,83 m (6 pies) soportada por estructura del mismo material, o bien, fabricadas en lámina de cualquier otro material de resistencia similar, soportada en forma tal que cumpla la misma función. Las letras o las figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de 5 m (16 pies 6 pulg.), y serán de color negro reflejante sobre fondo contrastante de color amarillo. Las señales tipo "VI" deben colocarse en ambos márgenes de las vías fluviales navegables, a una distancia de 10 m (33 pies aproximadamente) de las márgenes definidas por el nivel de aguas máximas ordinarias. En el diseño de estos señalamientos deben considerarse también las condiciones del terreno, vientos dominantes, avenidas máximas, etc.



ESTE SEÑALAMIENTO DEBE ESTAR ILUMINADO DURANTE LA NOCHE EN LAS VIAS FLUVIALES QUE TENGAN NAVEGACION NOCTURNA.

Figura A6.- Señalamiento Restringido, Tipo "VI" (Acotaciones en metros)

Señalamiento tipo preventivo. Los señalamientos de tipo preventivo tienen la función de prevenir al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiéndolo los daños que éstos pueden ocasionar.

Las señales preventivas podrán ser de los tipos "VII" (Fig. A7) y "VIII" (Fig. A8), siguientes:

Las señales tipo "VII" (Fig. A7), serán portátiles y consistirán en dos carteles de 0,61 m (2 pies) por 0,72 m (2 pies 4 pulg. aproximadamente) abatibles con letras de color negro sobre fondo contrastante de color amarillo.

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

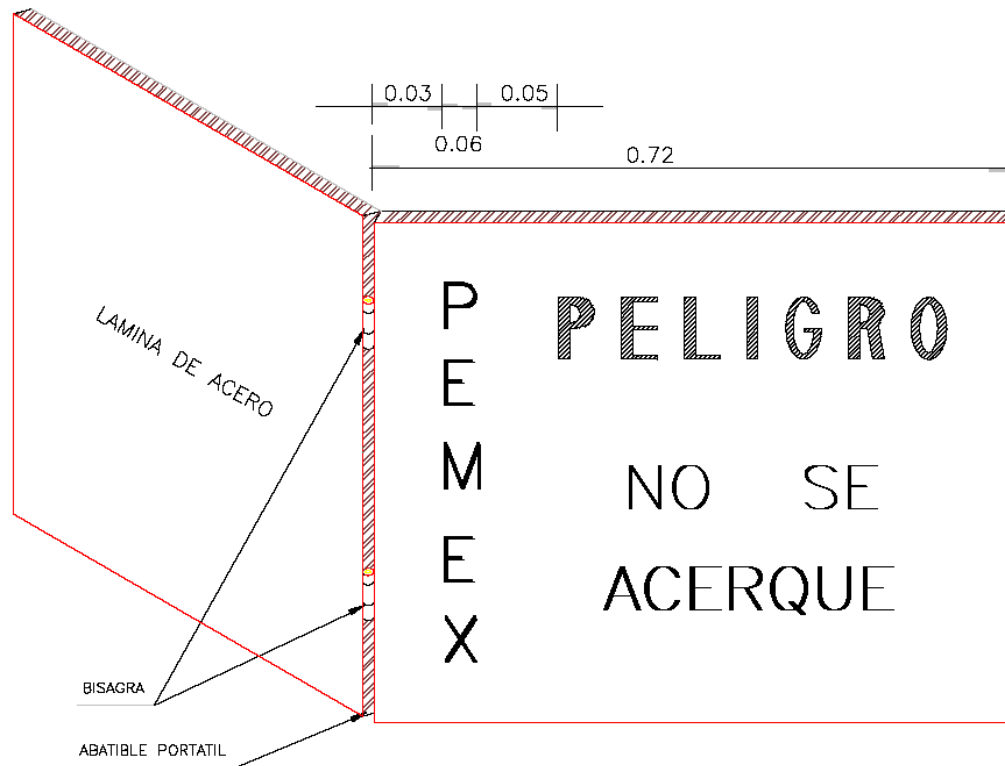


Figura A7.- Señalamiento Preventivo, Tipo "VII" (Acotaciones en metros)

Los señalamientos tipo "VIII" (Fig. A8) deben ser portátiles y consistirán en una baliza de 1,20 m (4 pies aproximadamente) de altura, o la que se requiera conforme al tipo de terreno, con un banderín en su extremo de colores contrastantes y reflejantes.

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

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

El señalamiento está destinado para evitar daños a los ductos en operación o represionados, por lo que no se deben efectuar trabajos con maquinaria de construcción (excavadoras, tractores, etc.) sobre toda franja de terreno limitado por dicho señalamiento, debiendo efectuar a mano los trabajos para descubrir un ducto en estas condiciones.

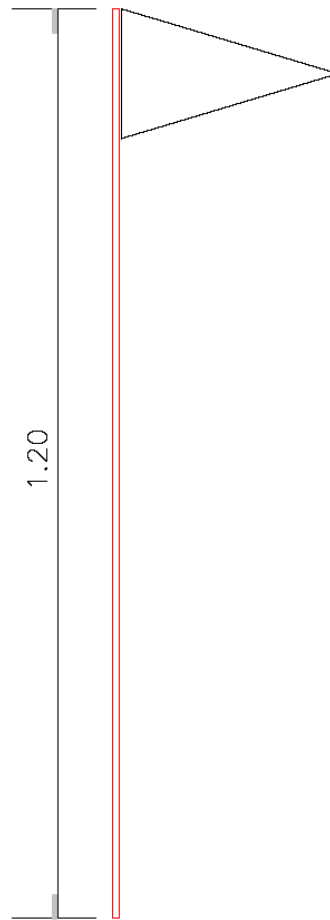


Figura A8.- Señalamiento Preventivo, Tipo "VIII" (Acotaciones en metros)

Disposiciones generales. Todas las señales se deben instalar en los lugares determinados conforme a las instrucciones contenidas en esta norma, independientemente de que en ellos existan postes de protección catódica.

La señalización debe cumplir además con los requisitos establecidos por las dependencias gubernamentales correspondientes.

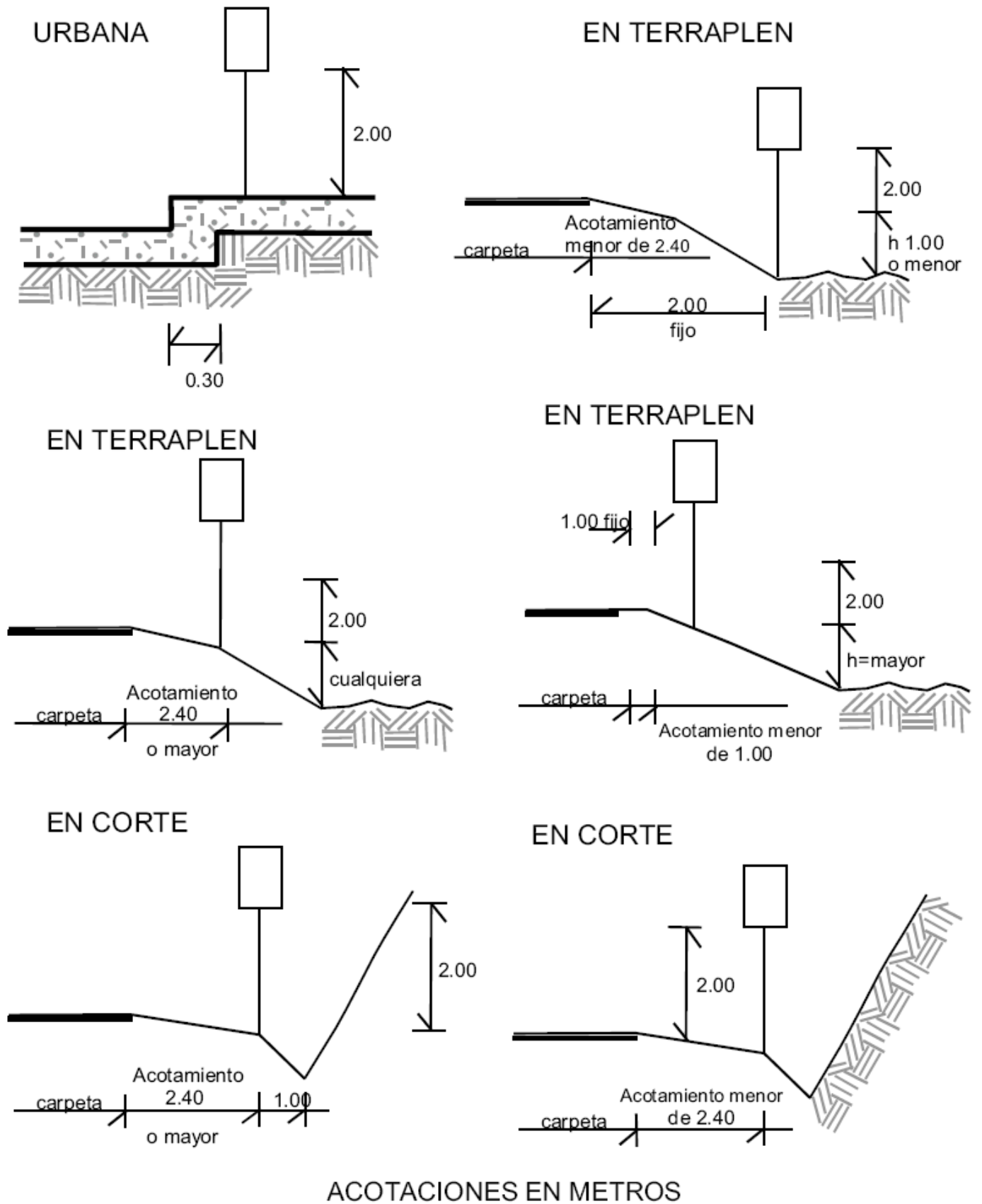


Figura A9.- Colocación de señales tipo "III", "IV" y "V".

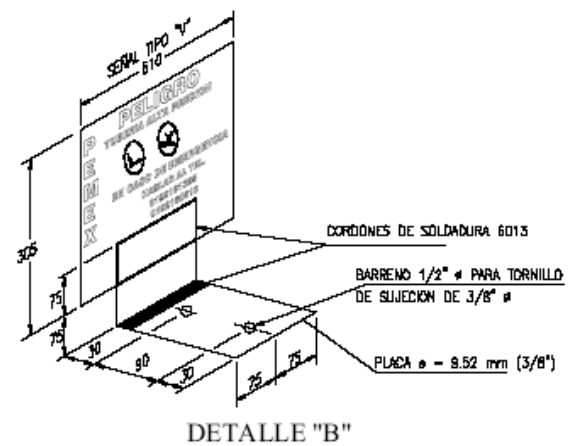
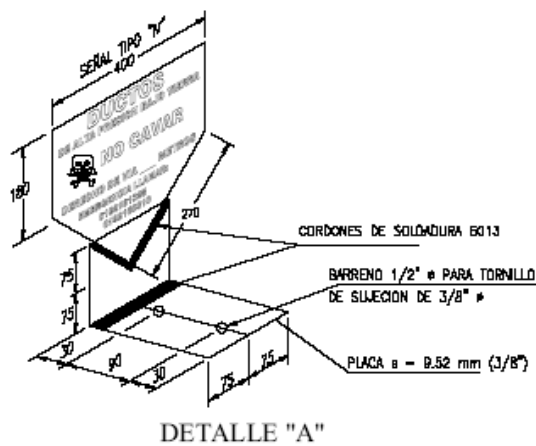
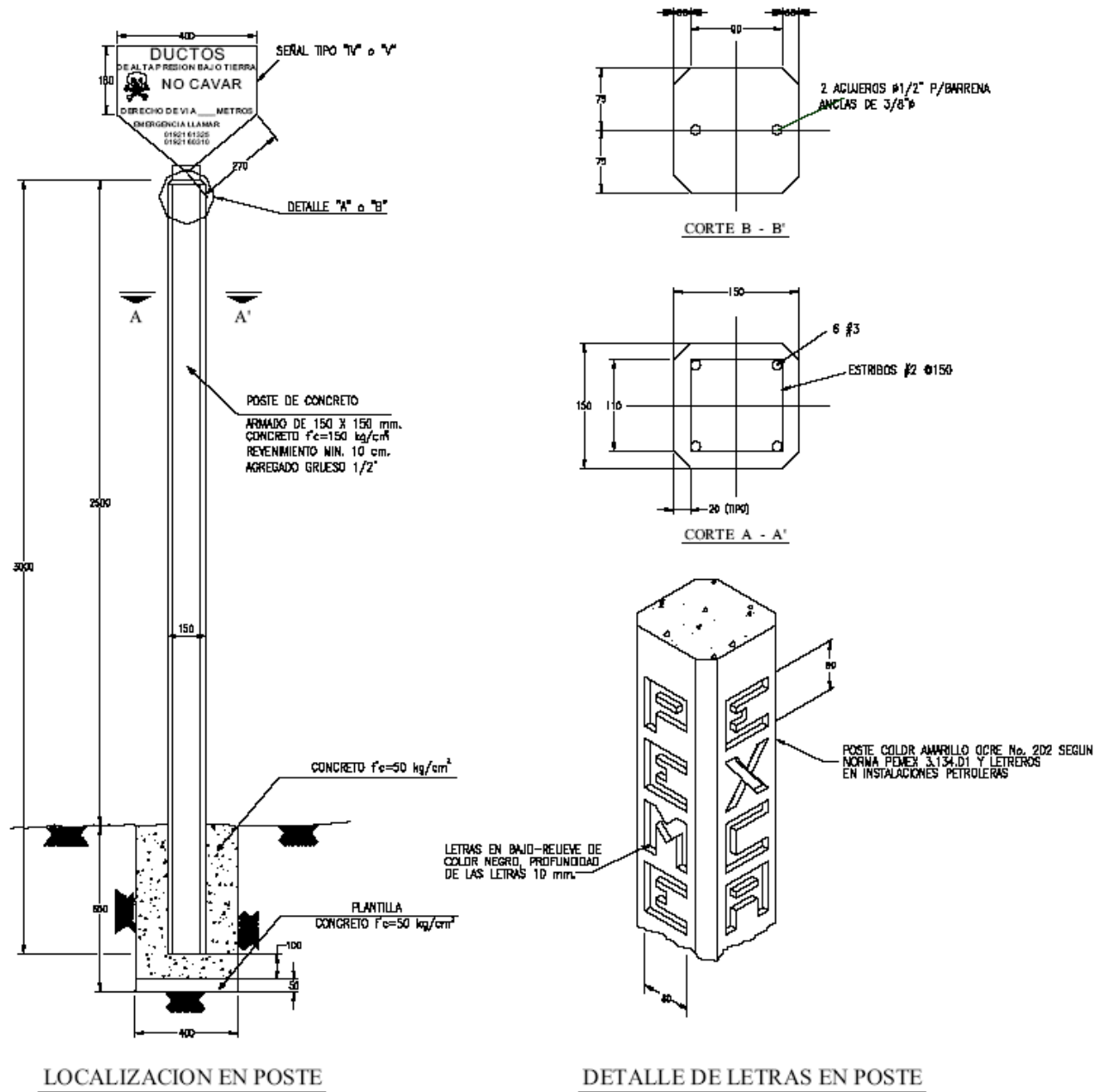


Figura A10.- Poste de concreto para señales tipo "IV" y "V".

Anexo B: Trampa de Diablos

Tabla B1.- Dimensiones principales de paquete tipo Lanzador de diablos servicio productos Líquidos.

Díam d Línea pulg.	Díam. D Cubeta pulg.	Díam d1 Pateo pulg.	Dimensiones en milímetros																					
			Lt	At	Long/diab.	Alfa L-O	a	b	carr	Y+RF	C (RF)	C1	E	G	H (RF)	I	J	Weld	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	4975	1311	3100	2975	178	276	152	124	559	276	489	3875	292	239	143	38	163	191	3400	802	1362	425
8	12	3	6220	1575	4015	3776	203	343	203	140	660	343	565	4860	356	287	178	44	185	216	4315	958	1626	539
10	14	3	6975	1880	4300	4025	330	413	254	159	787	413	641	5497	356	331	216	44	204	248	4600	1154	1930	575
12	16	4	7235	2076	4300	4025	356	467	305	162	838	467	768	5608	432	366	254	51	214	263	4600	1253	2127	575
14	18	4	7263	2248	4080	3833	381	527	356	171	889	527	844	5603	432	401	279	51	224	273	4380	1339	2299	548
16	20	6	8689	2477	5100	4725	508	591	406	184	991	591	920	6699	559	452	305	64	249	286	5400	1466	2527	675
18	24	6	8881	2731	5100	4725	408	648	457	191	1092	648	1073	6821	559	484	343	64	255	305	5400	1574	2781	675
20	24	6	9174	2985	5100	4725	408	705	508	197	1194	705	1174	7043	559	516	381	64	262	324	5400	1783	3035	675
24	30	8	10509	3416	5700	5250	610	819	610	210	1397	819	1327	8067	660	600	432	84	295	337	6000	1978	3467	750
30	34	10	12710	4216	7000	6388	610	1016	762	254	1651	1016	1555	9726	787	725	559	89	344	432	7300	2501	4267	913
36	40	12	13945	5137	7200	6563	610	1203	914	289	2083	1203	1632	10652	838	844	673	97	387	505	7500	3112	5188	938
42	46	14	13949	5448	6600	6038	711	1353	1067	286	2108	1353	---	10515	889	920	762	100	387	464	6900	3182	5499	863
48	52	16	15311	6258	7000	6388	762	1542	1219	322	2388	1542	---	11479	991	1040	889	106	430	551	7300	3669	6309	913

NOTA: Las dimensiones indicadas son típicas, siendo obligación del diseñador dimensionar la trampa de acuerdo a los requerimientos del sistema

Tabla B2.- Dimensiones principales de paquete tipo Receptor de diablos servicio productos Líquidos

Diam. d Línea pulg.	Diam. D Cubeta pulg.	Diam. d1 Pateo pulg.	Dimensiones en milímetros																					
			Lt	At	long/diab.	Alfa L-O	a	b	carr	Y+RF	C(RF)	C1	E	G	H(RF)	I	J	Weld	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	6970	1187	3100	125	178	3400	3276	124	559	276	489	4150	292	239	143	38	163	191	2271	678	1238	2146
8	12	3	7998	1435	4015	134	203	4315	4175	140	660	343	565	5191	356	287	178	44	185	216	2121	818	1486	1987
10	14	3	8784	1721	4300	142	330	4600	4441	159	787	413	641	5802	356	331	216	44	204	248	2222	996	1772	2079
12	16	4	9040	1914	4300	151	356	4600	4438	162	838	467	768	5867	432	366	254	51	214	263	2272	1091	1965	2121
14	18	4	9048	2076	4080	151	381	4380	4209	171	889	527	844	5774	432	401	279	51	224	273	2312	1167	2127	2161
16	20	6	10682	2292	5100	176	508	5400	5216	184	991	591	920	6959	559	452	305	64	249	286	2583	1281	2343	2407
18	24	6	10817	2540	5100	176	408	5400	5210	191	1092	648	1073	7024	559	484	343	64	255	305	2583	1383	2591	2407
20	24	6	11072	2788	5100	176	408	5400	5203	197	1194	705	1174	7189	559	516	381	64	262	324	2603	1586	2838	2427
24	30	8	12393	3207	5700	202	610	6000	5790	210	1397	819	1327	8199	660	600	432	84	295	337	2704	1769	3258	2502
30	34	10	14599	3962	7000	227	610	7300	7046	254	1651	1016	1555	9850	787	725	559	89	344	432	2905	2247	4013	2678
36	40	12	16408	4848	7200	252	610	7500	7211	289	2083	1203	1632	10639	838	844	673	97	387	505	3666	2823	4899	3414
42	46	14	16133	5163	6600	278	711	6900	6614	286	2108	1353	----	10302	889	920	762	100	387	464	3537	2896	5213	3259
48	52	16	17357	5936	7000	303	762	7300	6978	322	2388	1542	----	11153	991	1040	889	106	430	551	3588	3347	5987	3285

NOTA: Las dimensiones indicadas son típicas, siendo obligación del diseñador dimensionar la trampa de acuerdo a los requerimientos del sistema

Tabla B3.- Dimensiones principales de paquete tipo Lanzador de diablos servicio productos Gas

Diam d Linea pulg.	Diam. D Cubeta pulg.	Diam d1 Pateo pulg	Dimensiones en milímetros.																				
			Lt	At	long/diab.	Alfa L-O	a	b	carr	Y+RTJ	(RTJ)	C1	E	G	H(RTJ)	I	J	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	4981	1318	3100	2975	178	278	152	125	562	278	489	3880	292	241	143	165	192	3400	807	1368	425
8	12	3	6226	1581	4015	3776	203	344	203	141	664	344	565	4865	356	289	178	187	217	4315	962	1632	539
10	14	3	6981	1886	4300	4025	330	414	254	160	791	414	641	5502	356	333	216	206	249	4600	1159	1937	575
12	16	4	7241	2083	4300	4025	356	468	305	163	841	468	768	5613	432	368	254	215	265	4600	1257	2133	575
14	18	4	7269	2254	4080	3833	381	529	356	173	892	529	844	5608	432	403	279	225	275	4380	1343	2305	548
16	20	6	8696	2483	5100	4725	508	592	406	186	994	592	920	6703	559	454	305	250	287	5400	1470	2534	675
18	24	6	8888	2737	5100	4725	408	649	457	192	1095	649	1073	6826	559	485	343	257	306	5400	1578	2788	675
20	24	6	9186	2997	5100	4725	408	708	508	200	1200	708	1174	7053	559	519	381	265	327	5400	1793	3048	675
24	30	8	10528	3435	5700	5250	610	824	610	214	1407	824	1327	8081	660	605	432	300	341	6000	1993	3486	750
30	34	10	12736	4242	7000	6388	610	1022	762	260	1664	1022	1555	9745	787	732	559	351	438	7300	2520	4293	913
36	40	12	13977	5169	7200	6563	610	1211	914	297	2099	1211	1632	10676	838	852	673	395	513	7500	3135	5219	938
42	46	14	13987	5486	6600	6038	711	1362	1067	295	2127	1362	---	10543	889	930	762	397	473	6900	3210	5637	863
48	52	16	15349	6296	7000	6388	762	1551	1219	332	2407	1551	---	11508	991	1049	889	439	560	7300	3698	6347	913

NOTA: Las dimensiones indicadas son típicas, siendo obligación del diseñador dimensionar la trampa de acuerdo a los requerimientos del sistema

Tabla B4.- Dimensiones principales de paquete tipo Receptor de diablos servicio productos Gas

Diam. d Línea pulg.	Diam. D Cubeta pulg.	Diam. d1 Pateo pulg.	Dimensiones en milímetros																				
			Lt	At	long/diab.	Alfa L-O	a	b	carr	Y+RTJ	(RTJ)	C1	E	G	H(RTJ)	I	J	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	6974	1192	3100	125	178	3400	3275	125	562	278	489	4153	292	241	143	165	192	2271	681	1243	2146
8	12	3	8003	1440	4015	134	203	4315	4174	141	664	344	565	5194	356	289	178	187	217	2121	821	1491	1987
10	14	3	8789	1726	4300	142	330	4600	4440	160	791	414	641	5805	356	333	216	206	249	2222	999	1776	2079
12	16	4	9045	1919	4300	151	356	4600	4437	163	841	468	768	5870	432	368	254	215	265	2272	1094	1970	2121
14	18	4	9053	2081	4080	151	381	4380	4207	173	892	529	844	5777	432	403	279	225	275	2312	1170	2132	2161
16	20	6	10686	2297	5100	176	508	5400	5214	186	994	592	920	6962	559	454	305	250	287	2583	1285	2348	2407
18	24	6	10821	2545	5100	176	408	5400	5208	192	1095	649	1073	7028	559	485	343	257	306	2583	1386	2596	2407
20	24	6	11081	2797	5100	176	408	5400	5200	200	1200	708	1174	7196	559	519	381	265	327	2603	1593	2848	2427
24	30	8	12408	3221	5700	202	610	6000	5786	214	1407	824	1327	8209	660	605	432	300	341	2704	1778	3272	2502
30	34	10	14618	3981	7000	227	610	7300	7040	260	1664	1022	1555	9863	787	732	559	351	438	2905	2259	4032	2678
36	40	12	16432	4872	7200	252	610	7500	7203	297	2099	1211	1632	10655	838	852	673	395	513	3666	2839	4923	3414
42	46	14	16162	5191	6600	278	711	6900	6605	295	2127	1362	--	10321	889	930	762	397	473	3537	2915	5242	3259
48	52	16	17386	5964	7000	303	762	7300	6988	332	2407	1551	--	11172	991	1049	889	439	560	3588	3366	6015	3285

NOTA: Las dimensiones indicadas son típicas, siendo obligación del diseñador dimensionar la trampa de acuerdo a los requerimientos del sistema

Tabla B5.- Dimensiones de la trampa de diablos

P diseño Kg/cm ²	P diseño lb/pulg ²	D ext. cubeta Pulg.	T calc. Pulg.	T calc + corr Pulg.	T comercial Pulg. cubeta, reducción y carrete	
60	853	6	0,143	0,268	0,312	5/16
70	995	6	0,166	0,291	0,312	5/16
80	1138	6	0,189	0,314	0,375	3/8
90	1280	6	0,212	0,337	0,375	3/8
100	1422	6	0,235	0,360	0,375	3/8
60	853	8	0,190	0,315	0,375	3/8
70	995	8	0,221	0,346	0,375	3/8
80	1138	8	0,252	0,377	0,438	7/16
90	1280	8	0,283	0,408	0,438	7/16
100	1422	8	0,313	0,438	0,438	7/16
60	853	10	0,238	0,363	0,375	3/8
70	995	10	0,277	0,402	0,438	7/16
80	1138	10	0,315	0,440	0,438	7/16
90	1280	10	0,353	0,478	0,500	1/2
100	1422	10	0,391	0,516	0,562	9/16
60	853	12	0,285	0,410	0,438	7/16
70	995	12	0,332	0,457	0,500	1/2
80	1138	12	0,378	0,503	0,500	1/2
90	1280	12	0,424	0,549	0,562	9/16
100	1422	12	0,470	0,595	0,625	5/8
60	853	14	0,333	0,458	0,500	1/2
70	995	14	0,387	0,512	0,562	9/16
80	1138	14	0,441	0,566	0,625	5/8
90	1280	14	0,495	0,620	0,625	5/8
100	1422	14	0,548	0,673	0,688	11/16
60	853	16	0,380	0,505	0,562	9/16
70	995	16	0,442	0,567	0,625	5/8
80	1138	16	0,504	0,629	0,688	11/16
90	1280	16	0,565	0,690	0,750	3/4
100	1422	16	0,626	0,751	0,750	3/4
60	853	18	0,428	0,553	0,562	9/16
70	995	18	0,498	0,623	0,625	5/8
80	1138	18	0,567	0,692	0,750	3/4
90	1280	18	0,636	0,761	0,875	7/8
100	1422	18	0,704	0,829	0,875	7/8
60	853	20	0,476	0,601	0,625	5/8
70	995	20	0,553	0,678	0,688	11/16
80	1138	20	0,630	0,755	0,875	7/8
90	1280	20	0,707	0,832	0,875	7/8
100	1422	20	0,783	0,908	1,000	1
60	853	24	0,571	0,696	0,625	5/8
70	995	24	0,664	0,789	0,875	7/8
80	1138	24	0,756	0,881	1,000	1
90	1280	24	0,848	0,973	1,000	1
100	1422	24	0,939	1,064	1,125	1 1/8

ESPESOR
PARA
TUBO
ASTM-672
GRADO
B70 Ó C70
Ó PLACA
ROLADA
ASTM-515
Ó ASTM-
516
GRADO 70

Tabla B5.- (Continuación) Dimensiones de la trampa de diablos

P diseño Kg/cm ²	P diseño lb/pulg ²	D ext. cubeta Pulg.	T calc. Pulg.	T calc + corr Pulg.	T comercial Pulg. cubeta, reducción y carrete		ESPEJOR PARA TUBO ASTM-672 GRADO B70 Ó C70 Ó PLACA ROLADA ASTM-515 Ó ASTM- 516 GRADO 70
60	853	30	0,713	0,838	0,875	7/8	
70	995	30	0,830	0,955	1,000	1	
80	1138	30	0,945	1,070	1,125	1	
90	1280	30	1,060	1,185	1,250	1 1/8	
100	1422	30	1,174	1,299	1,375	1 3/8	
60	853	36	0,856	0,981	1,000	1	
70	995	36	0,996	1,121	1,125	1 1/8	
80	1138	36	1,134	1,259	1,375	1 3/8	
90	1280	36	1,272	1,397	1,500	1 ½	
100	1422	36	1,409	1,534	1,625	1 5/8	
60	853	42	0,999	1,124	1,125	1 1/8	
70	995	42	1,161	1,286	1,375	1 3/8	
80	1138	42	1,323	1,448	1,500	1 ½	
90	1280	42	1,484	1,609	1,625	1 5/8	
100	1422	42	1,644	1,769	1,875	1 7/8	
60	853	48	1,141	1,266	1,375	1 3/8	
70	995	48	1,327	1,452	1,500	1 ½	
80	1138	48	1,512	1,637	1,750	1 ¾	
90	1280	48	1,696	1,821	1,875	1 7/8	
100	1422	48	1,878	2,003	2,000	2	
60	853	52	1,236	1,361	1,375	1 3/8	
70	995	52	1,438	1,563	1,625	1 5/8	
80	1138	52	1,638	1,763	1,875	1 7/8	
90	1280	52	1,837	1,962	2,000	2	
100	1422	52	2,035	2,160	2,250	2 ¼	

NOTA: Para ver a detalle las características de los componentes que integraran un lanzador ó receptor de diablos, se deben consultar las hojas de datos técnicos de cada material, de las especificaciones generales de tubería y materiales para ductos de recolección, transporte e instalaciones terrestres desarrolladas en la Gerencia de Coordinación Técnica Operativa de la Región Sur (Subgca. de ingeniería y construcción).

BIBLIOGRAFÍA

Benito Sánchez Martínez, *“Curso de especialidad para supervisores de Obra, Protección Catódica en líneas terrestres”*, Subdirección de proyecto y construcción de obras, Julio de 1984, pp 11

C. Kato, Y. Ootoguro, S. Kado and Y. Hiszamatsumi, *“Grooving Corrosion in Electric-Resistance Welded Steel Pipe in Seawater”*, Corrosion Science, 1978, Pergamon Press, Printed in Great Britain, Vol. 18, pp 61-74

Chris Woodgard, *“Catastrophe Looms for Old Fuel Pipelines”*, The Houston Chronicle, February 23, 1967

David E. Sánchez Moreno, *“Normatividad”*, Instituto Mexicano del Petróleo, 2006, p 3 y s

Dr. Francisco Caleyó *“Métodos de evaluación de defectos de corrosión”* Profesor Titular B. Departamento Ingeniería Metalúrgica. Centro de Investigación y Desarrollo en Integridad Mecánica (CIDIM). ESIQIE. Instituto Politécnico Nacional

Ing. Benito Sánchez Martínez, Curso de especialidad para supervisores de obra *“Protección catódica en líneas de conducción terrestre”*, PEMEX, Subdirección de proyecto y construcción, Julio de 1984, Cap. 4.6, pp 102-106

J. L. González, J. M. Hallen, R. Ramírez, F. Hernández Lagos, *“Criterios de Evaluación de laminaciones en tubería de conducción de hidrocarburos”* Revista Ductos 2000, No. 19, Año 3, Mayo-Junio 2000, pág. 9 y ss

Llog S.A. de C.V *“Corrosión Localizada de acuerdo a la norma ANSI B31.G presentación grafica”*

Masamura, Katsumi, Iwao Matsushima, *“Grooving Corrosion of Electric-Resistance Welded Steel Pipe in Water Case Histories and Effects of Alloying Elements”*, Corrosion/81, April 6-10, 1981, Sheraton Centre, Toronto, Ontario, Canada

Patrick H. Vieth, *“Analysis of DOT Reportable Incidents”*, Ninth Symposium on Line Pipe Research, Houston, Texas, 1996, Paper 2

PRCI *“Methods for assesing corroded pipelines”*. PR-273-9803. 2002.

Richard Ward *“Programa de integridad estructural de ductos de PETROBRAS”* Revista Ductos, No. 37, Año 5, 2004, pp 23 y 24

Roberto Cruz Salinas, op. Cit. *“Diagnostico integral para el mantenimiento exterior de ductos”* Pemex Gas y Petroquímica Básica, Departamento de mantenimiento a ductos, México, D.F., 2005

T. P. Groeneveld and R. R. Fessler, *“Hydrogen Stress Cracking Overview and controls”*, Sixth Symposium on Line Research, paper 22, Houston, Texas, September 30-October, 1996

T.V. Bruno, *“The causes and prevention of pipelines failures”*, Metallurgical Consultants Inc.; *“SSC Resistance of Pipeline Welds”*, Materials Performance, January 1993, pp 58-64

W. Zheng, R. W. Revie, O. Dinardo, F. A. MacLeod, W. R. Tyson and D. Kiff, *“Pipeline SCC in Near-Neutral pH Environments: Effects of Environmental and Matellargucal Variables”*, Ninth Symposium on Line Pipe Research, Paper 22, Houston, Texas, September 30-October 2, 1996

William E. Heitmann, Peter D. Southwick and Frank Pausic, *“ERW Line Pipe: The effect of Welding and Annealing Upon the propiedades, Microstructure and corrosion Resistance”* from HSLA Steels, Technology & Applications, ASM, 1984, pp 957-966

Este manual se fundamenta con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación:

Normas Oficiales Mexicanas:

NOM-007-SECRE-1999, Transporte de Gas Natural

NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión Externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías

NOM-027-STPS-1998, Soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene

NOM-117-ECOL-1998, Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales

Normas mexicanas:

NMX-B-482-1991, Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos

Normas de Referencia:

NRF-001-PEMEX-2000, Tubería de Acero para recolección y transporte de Hidrocarburos Amargos

NRF-002-PEMEX-2001, Tubería de Acero para recolección y transporte de Hidrocarburos No Amargos

NRF-004-PEMEX-2000, Protección con Recubrimientos Anticorrosivos a Instalaciones Superficiales de ductos.

NRF-005-PEMEX-2000, Protección Interior de Ductos con Inhibidores

NRF-009-PEMEX-2001, Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en Tanques de Almacenamiento

NRF-020-PEMEX-2005, Calificación y certificación de soldadores y soldadura

NRF-026-PEMEX-2001, Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas

NRF-030-PEMEX-2006, Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos

NRF-047-PEMEX-2002, Diseño, Instalación y Mantenimiento de los sistemas de protección catódica

NRF-053-PEMEX-2005, *sistema de recubrimiento anticorrosivo

NRF-060-PEMEX-2006, Inspección de Ductos de Transporte mediante equipos instrumentados

NRF-070-PEMEX-2004, sistemas de conexión a tierra

NRF-096-PEMEX-2004, juntas aislantes

NRF-110-PEMEX-2003, Evaluación de ánodos de sacrificio galvánicos de magnesio

NRF-126-PEMEX-2005, ánodos base aluminio

K-101-2007, Norma de tuberías

CID-NOR-02-1996, Reparaciones definitivas, permanentes y provisionales en ductos

CID-NOR-03-1996, Reparaciones permanentes de defectos por medio de envoltentes bipartidas soldables en tuberías que transportan hidrocarburos

Estándares y especificaciones:

API STANDARD 1104, Welding of Pipelines and Related Facilities

API RP 1107, Pipeline Maintenance Welding Practices

ASME SECCION V, Nondestructive Examination, Includes Addenda (2008 and 2009)

ASME SECCION IX, Welding and Brazing Qualifications

ASME B31.8, Gas transmission and distribution piping systems

ASME B31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids

ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping

UFC 3-570-06, Unified Facilities Criteria, Operation and maintenance: Cathodic Protection Systems, January 2003

