

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERÍA PARA
LA CONDUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO MANOLO CANO FLORES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO INDUSTRIAL

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 1999



HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERÍA PARA
LA CONDUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Industrial, con fecha 4 de agosto de 1998.


Sergio Manólo Cano Flores.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
VOCAL 1º.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL 2º.	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
VOCAL 3º.	Ing. Jorge Benjamín Gutiérrez Quintana
VOCAL 4º.	Br. Oscar Stuardo Chinchilla Guzmán
VOCAL 5º.	Br. Mauricio Alberto Grajeda Mariscal
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR	Ing. Sergio Antonio Torres Méndez
EXAMINADOR	Ing. José Antonio Cámbara Godoy
EXAMINADOR	Ing. Roberto Valle González
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

Guatemala,
16 de Marzo de 1999

Señor Director
Escuela de Ingeniería Mecánica-Industrial
Ing. Francisco Gómez
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos

Señor Director:

Por medio de la presente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que he tenido a la vista el trabajo de tesis del estudiante universitario Sergio Manolo Cano Flores, titulado **"MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERIA PARA LA CONDUCCION DE PETROLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS"**, el cual lo encuentro satisfactorio.
En tal virtud, lo doy por aprobado, solicitándole darle el trámite correspondiente. Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Muy Deferentemente,

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"



Ing. Rodolfo Leonel Llerena Ruano
Asesor de Tesis



FACULTAD DE INGENIERIA

Como Catedrático Revisor de esta Tesis de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor de Tesis al trabajo de tesis titulado **MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERIA PARA LA CONDUCCION DE PETROLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS**, presentado por el estudiante universitario **Sergio Manolo Cano Flores**, apruebo el presente trabajo y recomiendo la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Director de la Escuela de
Ingeniería Mecánica



Guatemala, 29 de junio de 1999.

emds

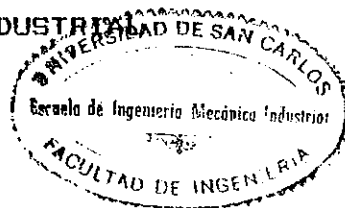


FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor con el Visto Bueno del Revisor de Tesis y del Licenciado en Letras, al trabajo de tesis titulado **MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERIA PARA LA CONDUCCION DE PETROLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS**, presentado por el estudiante universitario Sergio Manolo Cano Flores, aprueba el presente trabajo y solicita la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Francisco Gómez Rivera
DIRECTOR
INGENIERIA MECANICA INDUSTRIAL



Guatemala, noviembre de 1999.

emds

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



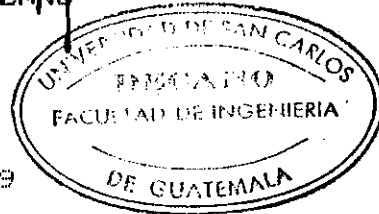
FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, al trabajo de tesis titulado **MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN SISTEMAS DE TUBERIA PARA LA CONDUCCION DE PETROLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS**, presentado por el estudiante universitario Sergio Manolo Cano Flores, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE


Ing. Herbert René Miranda Barrios
DECANO

Guatemala, noviembre de 1999



emds

Dedico mi esfuerzo

A: Dios nuestro Señor y a la Santísima Virgen María

A mis padres:

**Lic. Herman Manolo Cano Recinos
Gilda Surama Flores de Cano**

A mis hermanos:

**Fernando Rodolfo Cano Flores
Carlos Francisco Cano Flores
William Alejandro Cano Flores
José Eduardo Cano Flores
Jaime Antonio Cano Flores**

A mis familiares y amigos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	ix
LISTA DE SÍMBOLOS.....	xi
GLOSARIO.....	xii
OBJETIVOS.....	xv
GENERAL.....	xv
ESPECÍFICOS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	xvii
1. ANTECEDENTES GENERALES.....	1
1.1. Aspectos históricos de la industria petrolera en Guatemala.....	1
1.2. Aspectos legales en la industria petrolera nacional.....	7
1.3. Marco conceptual del proceso corrosivo.....	9
1.3.1. Concepto, factores y clasificación.....	9
1.3.1.1. Factores en la corrosión.....	16
1.3.1.2. Tipos de corrosión.....	25
1.3.1.2.1. Corrosión galvánica.....	25
1.3.1.2.2. Erosión-corrosión.....	26
1.3.1.2.3. Corrosión de picadura.....	28
1.3.1.2.4. Corrosión por fatiga.....	30
1.3.1.2.5. Falla por fatiga por sulfuro.....	30
1.3.1.2.6. Celda de concentración.....	32
1.3.2. Medidas preventivas de corrosión en operaciones petroleras.....	32
1.3.2.1. Revestimientos.....	32
1.3.2.1.1. Naturaleza y efectos de un revestimiento defectuoso.....	33

1.3.2.1.2. Procedimientos de aplicación del revestimiento.....	36
1.3.2.1.3. Tipos de materiales de revestimiento.....	44
1.3.2.2. Protección catódica.....	48
1.3.2.2.1. Principios de protección catódica	49
1.3.2.2.2. Tipos de protección catódica.....	54
1.3.2.3. Inhibidores de corrosión.....	57
1.3.3. Control de corrosión interna en sistema de tubería para conducción de petróleo crudo y productos refinados.....	61
1.3.3.1. Monitoreo de la corrosión.....	61
1.3.3.1.1. Métodos de detección de corrosión interna en tuberías...	63
1.3.3.1.1.1. Observación directa	63
1.3.3.1.1.2. Observación indirecta	69
1.3.3.1.1.3. Cupones de corrosión	73
1.3.3.1.1.3.1. Procesa miento..	77
1.3.3.1.1.3.2. Instala- ción.....	79
1.3.3.1.1.3.3. Registro	84
1.3.3.1.1.3.4. Evaluación	84
1.3.3.1.1.4. Probetas.....	86
1.3.3.1.1.4.1. Sonda de re sistencia eléctrica....	86
1.3.3.1.1.4.2. Sonda de	

	polarización	
	lineal.....	87
	1.3.3.1.1.4.3. Sonda	
	galvánica	88
	1.3.3.1.1.4.4. Sonda de	
	hidrógeno	89
1.3.3.1.2.	Métodos de control de corrosión	
	interna en tuberías.....	90
1.3.3.1.2.1.	Cochinos.....	90
1.3.3.1.2.2.	Remoción de los cons-	
	tituyentes corrosivos de	
	la comodidad.....	91
1.3.3.1.2.3.	Inhibición de la corrosión	92
1.3.3.1.2.4.	Revestimiento interno por	
	recubrimiento.....	94
2.	SITUACIÓN ACTUAL DEL MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO	
	EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL	96
2.1.	Investigación de campo.....	96
2.2.	Medidas preventivas de corrosión utilizadas en las operaciones	
	de conducción del crudo.....	100
2.3.	Aplicación del control de corrosión interna en sistemas de	
	tubería para conducción de petróleo crudo y productos refinados	101
2.3.1.	Métodos de detección de corrosión interna en sistemas de	
	tubería.....	101
2.3.2.	Métodos de control de corrosión interna en tuberías.....	102

2.4. Análisis de resultados obtenidos.....	102
3. PROGRAMA PROPUESTO DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERNA EN SISTEMAS DE TUBERÍA PARA CONDUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS (PRÁCTICAS SUGERIDAS)...	108
3.1. Consideraciones de diseño.....	110
3.1.1. Diseño de la tubería.....	110
3.2. Métodos de detección de corrosión interna.....	116
3.2.1. Inspección visual.....	116
3.2.2. Cupones y probetas.....	117
3.2.3. Muestreo y análisis químico.....	117
3.2.4. Herramientas de inspección interna.....	118
3.3. Métodos de control de corrosión interna.....	119
3.3.1. Cochinos.....	119
3.3.2. Remoción de los constituyentes corrosivos de la comodidad	121
3.3.3. Inhibición de la corrosión.....	122
3.3.4. Revestimiento interno por recubrimiento.....	123
3.4. Monitoreo de corrosión interna.....	124
3.5. Evaluación de la efectividad de los métodos de control.....	126
3.5.1. Cupones y probetas.....	126
3.5.2. Métodos químicos y de desempeño.....	127
3.5.3. Inspección visual.....	127
3.5.4. Métodos físicos.....	128
3.6. Operación y mantenimiento de sistemas de control.....	128
3.6.1. Cochinos.....	129
3.6.2. Tratamiento inhibidor o inyección.....	129
3.6.3. Revestimiento interno.....	132
3.7. Registros de control de corrosión.....	132

4. RESULTADOS ESPERADOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA PROPUESTO.....	134
4.1. Consideraciones de diseño de la tubería.....	134
4.1.1. Minimización de la corrosión interna.....	134
4.1.2. Determinación de la existencia de impurezas desde el punto de vista operacional.....	134
4.1.3. Minimización del efecto de erosión-corrosión, cavitación o ataque de impigmentación.....	135
4.1.4. Eliminación de acumulación de agua, sedimentos o contaminantes corrosivos.....	135
4.1.5. Remoción periódica de contaminantes corrosivos acumulados.....	135
4.2. Métodos de detección de corrosión interna.....	136
4.2.1. Identificación de daños presentes o cualquier modelo discernible de ataque corrosivo.....	136
4.2.2. Determinación de la existencia, grado y tipo de corrosión interna presente en la tubería.....	136
4.2.3. Detección de la presencia de constituyentes corrosivos en el sistema de tubería.....	137
4.3. Métodos de control de corrosión interna.....	137
4.3.1. Remediación de situaciones corrosivas fuera de la de la comodidad transportada.....	137
4.3.2. Eliminación de formación local de celdas de corrosión sobre el cuadrante del fondo de la tubería.....	138
4.3.3. Aumento de la efectividad de las medidas de mitigación de la corrosión.....	138
4.3.4. Mejora en la limpieza de la tubería.....	138
4.3.5. Protección a largo plazo de pared interna de la	

tubería.....	139
4.3.6. Eliminación del desarrollo del proceso corrosivo.....	139
4.3.7. Instalación de una barrera física entre el acero y la comodidad corrosiva.....	139
4.4. Monitoreo de corrosión interna.....	140
4.4.1. Minimización de daños por corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo crudo y productos refinados.....	140
4.4.2. Prevención o reducción de equipo costoso o fallas en líneas tubulares.....	140
4.4.3. Determinación de la presencia de corrosión interna en sistemas de tubería, el grado al cual la corrosión ha progresado y las causas de la condición corrosiva.....	141
4.5. Evaluación de la efectividad de los métodos de control.....	141
4.5.1. Cuantificación de la velocidad de corrosión.....	141
4.5.2. Capacidad de inspección del 100% de la superficie interna de la tubería.....	142
4.6. Registros de control de corrosión.....	142
4.6.1. Establecimiento de la información pertinente para el diseño, instalación, operación, mantenimiento y medidas de la efectividad de un control de corrosión interna.....	142
4.6.2. Determinación de la severidad de la corrosión desde un punto de vista operacional.....	143
5. MEJORA CONTÍNUA DEL PROGRAMA PROPUESTO DE PRÁCTICAS SUGERIDAS.....	144
5.1. Consideraciones de diseño.....	144
5.1.1. Constante evaluación del diseño en base a	

resultados obtenidos.....	144
5.1.2. Constante reestructuración del diseño acorde a las nuevas necesidades.....	145
5.2. Métodos de detección de corrosión interna.....	145
5.2.1. Implementación de nuevos métodos de detección de corrosión interna.....	145
5.2.2. Evaluación constante del desempeño de los nuevos métodos implementados.....	146
5.3. Métodos de control de corrosión interna.....	147
5.3.1. Capacitación constante del personal en la aplicación de los métodos actuales de control de corrosión interna.....	147
5.3.2. Búsqueda e implementación de nuevos métodos de control de corrosión interna.....	148
5.4. Monitoreo de corrosión interna.....	149
5.4.1. Mantenimiento constante de las facilidades de monitoreo.....	149
5.4.2. Implementación de innovaciones en las facilidades de monitoreo.....	152
5.5. Operación y mantenimiento de sistemas de control.....	153
5.5.1. Evaluación constante de las operaciones de control y mantenimiento.....	153
5.5.2. Reestructuración de los sistemas de control.....	153
5.5.3. Capacitación constante al personal de las facilidades de mantenimiento.....	154
5.6. Registros de control de corrosión.....	154
5.6.1. Búsqueda e implementación continua de nuevos registros de control de corrosión interna.....	154

CONCLUSIONES.....	155
RECOMENDACIONES.....	158
BIBLIOGRAFIA.....	160
ANEXO 1.....	162
ANEXO 2.....	165
ANEXO 3.....	169

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.	Título	Pág.
1	Protección catódica por ánodo galvánico	55
2	Instalación básica de protección catódica	57
3	Nivel del puesto de personal entrevistado en el campo petrolero Xan	169
4	Participación en curso de capacitación sobre corrosión	169
5	Medidas preventivas de corrosión, utilizadas actualmente	170
6	Protección catódica utilizada actualmente	171
7	Inhibidores utilizados actualmente	171

8	Otros inhibidores	172
9	Métodos de detección de corrosión conocidos	172
10	Métodos directos utilizados	172
11	Métodos indirectos utilizados	173
12	Métodos de control de corrosión utilizados	173

TABLAS

No.	Título	Pág.
I	Contratos de operaciones vigentes	05
II	Serie galvánica en agua de mar	27
III	Métodos de detección de la corrosión	62
IV	Clasificación de tasas de corrosión	85
V	Tipo de sistema de conducción de petróleo crudo	99
VI	Materiales utilizados en revestimiento	170

LISTA DE SÍMBOLOS

A.	Amperio
bl.	Barril
bl/d.	Barril/día
bl/año.	Barril/año
hs.	Hectárea
km.	Kilómetro
m.	Metro
mg.	Miligramo
mm.	Milimetro
mpy.	Milésimas de pulgada por año
m/s.	Metros/segundo
pies/s.	Pies/segundo
plg.	Pulgada
US\$.	Dólar americano
°F.	Grados Fahrenheit
°C.	Grados Centígrados

GLOSARIO

- Adsorción** Ocurre en la interfase o extremo de un sólido o líquido que está en contacto con otro medio. Una sustancia es adsorbida cuando su concentración en la interfase o superficie es más alta que en el interior de la fase contigua, (Diferente a absorción).
- Ánodo** El electrodo de una celda electrolítica en la cual ocurre una reacción de oxidación. En el proceso de corrosión, el ánodo es el electrodo que tiene la tendencia más alta de irse en solución.
- Cátodo** Dícese del electrodo de una celda electrolítica en la cual ocurre una reacción de reducción neta; en el proceso de corrosión el cátodo es el área que usualmente no es atacada.
- Cochinos** La operación de transportar un aparato o combinación de aparatos (raspadores ya sea de plástico rígido o plástico, etc) a través de la tubería con el propósito de limpieza, separación o medición.

Comodidad	El material que es transportado a través de la tubería.
Corrosión	El deterioro de un material, usualmente un metal, debido a una reacción con su ambiente.
Corrosión de falla por esfuerzo	Falla espontánea producida por la acción combinada de la corrosión y esfuerzos estáticos (residuales o aplicados).
Electrolito	Un conductor iónico.
Erosión	Deterioro debido a la acción abrasiva de fluidos, usualmente acelerada por la presencia de partículas sólidas de materia en suspensión. Cuando el deterioro es incrementado aún más por corrosión, el término erosión-corrosión es utilizado.
Información Sísmica	Registros del subsuelo obtenidos a partir de un método sísmico, como la sísmica de reflexión, con el objetivo de conocer el comportamiento y características de las rocas del subsuelo, usado comúnmente en la geología del petróleo para la prospección de hidrocarburos.

Inhibidor

Sustancia química que retarda la corrosión cuando es agregada en un ambiente en una pequeña concentración.

**Protección
catódica**

Reducción o prevención de corrosión de una superficie metálica haciéndola catódica, por ejemplo, mediante el uso de ánodo de sacrificio o corrientes eléctricas impresas.

**Resistente a la
corrosión**

Cualquier metal que se corroe menos que un acero bajo un carbón sin aleación alguna.

OBJETIVOS

General

Describir el proceso técnico en la aplicación de las medidas preventivas contra la corrosión así como las principales fases de un proceso de control de corrosión interna en sistemas de tubería para la conducción de petróleo crudo y productos refinados.

Específicos

- Familiarizar al lector con el fenómeno corrosivo, tipos existentes y los factores relacionados con éste.
- Enumerar las medidas preventivas, prácticas como medio para contrarrestar la posibilidad de corrosión en sistemas de tubería de conducción de petróleo crudo.
- Describir la teoría del uso y aplicación de inhibidores para prevenir la corrosión en sistemas de tubería de conducción de petróleo crudo.
- Integrar las fases de un proceso de control de corrosión interna en tuberías de conducción de crudo y gas natural.

- Enumerar los resultados esperados con la implementación del programa propuesto de control de corrosión interna (prácticas sugeridas).
- Describir los pasos a tomar para lograr una mejora continua del programa propuesto de control de corrosión interna en tuberías de conducción de crudo y gas natural.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo pretende el involucramiento de personal profesional en la implementación de métodos de detección y control de corrosión interna en el área de producción en la industria petrolera, cuya aplicación es conducida por personal especializado y de gran experiencia; generalmente, extranjero.

Las perspectivas de los inversionistas en la industria petrolera son halagadoras específicamente en la conducción del crudo y gas natural. Como producto de investigación de campo se concluye que existe en nuestro país una producción de 8.4 millones de barriles de petróleo/año, los cuales son transportados a través del oleoducto Xan-Terminal Piedras Negras. Se aprecia también que estos productos frecuentemente contienen dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua, que son altamente corrosivos.

El presente trabajo enfoca aspectos muy valiosos e importantes y se refieren a la situación actual del manejo del proceso corrosivo en la industria petrolera nacional, el programa propuesto de control de corrosión interna en sistemas de tubería para conducción de petróleo crudo y productos refinados, los resultados esperados con la implementación del programa propuesto y mejora continua del programa propuesto de prácticas sugeridas.

Constituye este estudio de tesis una fuente valiosa de consulta técnica ya que contiene información relevante relacionada con los principios de la corrosión, las medidas preventivas de corrosión que deben implementarse en las operaciones petroleras y una serie de prácticas sugeridas en un programa de control de corrosión interna en sistema de tubería de acero para la conducción de petróleo crudo y productos refinados.

Finalmente, se establecen conclusiones y recomendaciones que se desprenden fundamentalmente de los datos estadísticos y resultados obtenidos en la investigación bibliográfica y de campo que deben ser analizadas minuciosamente por los peritos en la materia y contrastarlas a la luz de la realidad y nuevas investigaciones.

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1. Aspectos históricos de la industria petrolera en Guatemala

La industria petrolera ha llevado a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional por más de 60 años; el resultado de esta actividad puede resumirse en el descubrimiento de siete campos petroleros, la perforación de 119 pozos petroleros y la adquisición de más de 20,000 km. de información sísmica. Los altos y bajos en la actividad exploratoria coinciden con cambios tanto en la legislación petrolera nacional como con el precio internacional del crudo. Ésta es afectada, además, por la inestabilidad política y económica del país, en la última década.

Guatemala es el único país centroamericano que posee y explota reservas comerciales de petróleo crudo. Sin embargo, el país continúa siendo un importador neto de petróleo y sus derivados con una factura petrolera que sobrepasaba los US\$ 351 mil millones en 1995. El consumo nacional se sitúa alrededor de los 941,000 bl/año. La producción nacional es de 27,500 bl/d., la mayor parte (85%) proviene del campo petrolero Xan ubicado en el norte del departamento de Petén, y el resto se produce en el sur de Petén y norte de Alta Verapaz.

El Gobierno promueve y facilita las operaciones petroleras en el país con el objeto de captar divisas provenientes de la exportación del crudo nacional, así como la creación de fuentes de trabajo mediante la inversión extranjera en el desarrollo de la industria petrolera. Con el aumento de la producción del crudo nacional se pretende lograr la independencia energética en el sector hidrocarburos.

La historia de la actividad petrolera en Guatemala, según registros de la Dirección General de Hidrocarburos, inicia entre 1900 y 1922; con la exploración petrolera en el Norte del territorio nacional. En los años subsiguientes el Estado suscribe varios contratos con diversas empresas cuyos resultados se traducen en informes geológicos. Posteriormente, entre 1936 y 1939, se suscribe un contrato con la Compañía Shell, para la exploración y explotación de petróleo en Petén. El resultado es un levantamiento fotogeológico acompañado por trabajo de campo que produce un juego de mapas geológicos para las regiones del norte de Petén, La Libertad, sierra Chinajá y el río La Pasión.

Entre las actividades en la cuenca de Petén destacan: en 1956 se inician trabajos con un mapeo geológico de superficie, seguido por un levantamiento aereomagnético que cubre los departamentos de Petén e Izabal, luego se efectúan levantamientos gravimétricos en la región. Los primeros registros sísmicos son adquiridos en 1957 por las empresas ESSO y ATLANTIC, utilizando métodos experimentales.

Las actividades de perforación de pozos exploratorios se llevan a cabo principalmente en el Sur de Petén e Izabal. La perforación del primer pozo petrolero del país, (Castillo Armas 1), se lleva a cabo en 1958 por el grupo STONRY J., SLOANE en Izabal. El pozo es declarado seco a los 1,371 m. de profundidad. Hacia 1964 los consorcios devuelven las áreas al Estado y concentran sus esfuerzos en la Cuenca del Pacífico.

Entre las actividades en la cuenca del pacífico destacan: en 1964, la compañía ESSO adquiere un área de cerca de 400,000 hs. En 1965 son vendidos los derechos a TEXACO, MOBIL, SUPERIO y TENECO quienes para 1967 manejan más de un millón de hectáreas. En 1965 se perfora el pozo Madre Vieja-1.

En 1972 la ESSO perfora el pozo Petrel-1 sobre la plataforma continental, sin éxito. En 1973 la Shell realiza un levantamiento sísmico en la cuenca del pacífico de 512 km. En 1974 se realiza el primer descubrimiento comercial en la estructura Rubelsanto, un anticlinal superficial al este del domo de Tortugas, produciendo 3000 bl/d. de petróleo de 32 grados API.

En el departamento de Izabal se encuentra localizada la cuenca del Amatique. A principios de los años 70 la empresa Centram S. A. adquiere los derechos de exploración y usa métodos magnetométricos para hacerlo, se realizan trabajos de geología de campo y sísmica marina.

A fines de 1975 se publica el Decreto Gubernativo 96-75, Ley de Régimen Petrolero, mediante la cual el Estado recibe por lo menos un 55% de los hidrocarburos producidos. Dicha ley limita los contratos de operaciones petroleras a 25 años en un área de explotación no mayor de 20,000 ha.

Como resultado del descubrimiento comercial de Rubelsanto, el Estado se involucra más en los asuntos relacionados con el petróleo guatemalteco. El Estado ofrece cinco nuevos bloques basado en una política de participación en la producción. Estos bloques, identificados como AA, BB, CC, D y E constituyen el principio de la fase exploratoria más extensa en Guatemala. Durante esta época considerada como de la fase más extensa en la exploración petrolera en Guatemala se adquieren más de 12,600 km. de registros sísmicos y se perforan alrededor de 40 pozos exploratorios. En esta época son declarados comerciales los campos petroleros de Caribe, Chocop, Tierra Blanca, Chinajá Oeste, Xan y Yalpemech.

En 1985, el área de Xan es adjudicada al consorcio Hispanoil-Basic, bajo el Contrato de Operaciones Petroleras de participación en la producción No. 2-85, los campos productores del sur de Petén son adscritos bajo el contrato de participación en la producción No. 1-85. Hispanoil se retira de Guatemala en 1986, dejando sus intereses en manos de Basic International Resources, compañía que actualmente es la operadora de los citados contratos.

A continuación se presenta una tabla enumerando los contratos petroleros vigentes en la actualidad:

Tabla I. **Contratos de operaciones vigentes**

CONTRATO No.	MODELO	LOCALIDAD
1-85 BASIC	PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN	EL PETEN, ALTA VERAPAZ, EL QUICHÉ
2-85 BASIC	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	EL PETEN
1-91 C. G. C.	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	EL PETEN, ALTA VERAPAZ
1-92 BASIC	OPCION SISMICA	EL PETEN
1-93 PENTAGON	OPCION SISMICA	EL PETEN
2-93 TRITON	OPCION SISMICA	QUICHE, HUEHUETENANGO, ALTA VERAPAZ
3-93 PENTAGON	OPCION SISMICA	EL PETEN
4-93 CEIBA PETROLEUM	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	EL PETEN, ALTA VERAPAZ
5-93 MEXPETROL	OPCION SISMICA	EL PETEN
6-93 MEXPETROL	EXPLOTACIÓN	ALTA VERAPAZ, EL PETEN
1-94 TRITON	OPCION SISMICA	QUICHE, ALTA VERAPAZ
1-95 RAMROD	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	EL PETEN
2-95 RAMROD	PARTICIPACION EN LA PRODUCCION	EL PETEN

Fuente: Depto. Desarrollo Petrolero
Ministerio de Energía y Minas.

En 1988 los campos Chocop y Yalpemech son otorgados bajo contrato a la empresa Petén Petroleum la cual realiza trabajos de reacondicionamiento del pozo Chocop-1 para establecer la producción del crudo. La empresa es intervenida por el Estado durante 1990, luego del incumplimiento de los trabajos comprometidos y falta de pago de las tasas administrativas del contrato.

En 1991 el Estado ofrece el área A-1-91, la cual es adjudicada a la empresa Basic Resources. Como resultado de las convocatorias de mayo y noviembre de 1994 se firman los contratos de operaciones petroleras con Ceiba Petróleo S. A. y se analizan las ofertas presentadas por Petróleo y Gas Ramrod. En 1994, 1995 y 1996 se declaran las convocatorias desiertas.

Actualmente, el campo petrolero Xan se encuentra en la fase de desarrollo, estimándose que para finales de 1999 produzca aproximadamente 30,000 bl/d. de crudo. Dicho crudo es transportado por medio de un oleoducto desde el campo Xan a la terminal Piedras Negras ubicada en Santo Tomás de Castilla.

1.2. Aspectos Legales en la Industria Petrolera Nacional

El aspecto legal está fundamentado en la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley número 109-83 y su reglamentación; dicha Ley es de orden público. Entre las disposiciones generales establece que “todos los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en el territorio de la República de Guatemala, su plataforma continental y su zona económica exclusiva en la forma establecida en las leyes del país o en los convenios internacionales ratificados por Guatemala”. Debido al aspecto estratégico y básico de las operaciones petroleras para el desarrollo del país, éstas han sido declaradas de utilidad y necesidad públicas.

En cuanto a la ejecución de las operaciones petroleras se indica que pueden ser ejecutadas por el Estado de Guatemala o por medio de contratistas basándose en contratos de operaciones petroleras. El Estado lo hace a través del Ministerio de Energía y Minas, o podría efectuarlo en un futuro a través de una empresa petrolera estatal.

Es importante hacer notar que salvo derechos adquiridos, el Estado de Guatemala se reserva el derecho de ejecutar operaciones petroleras de transporte y de transformación de los hidrocarburos que se produzcan en el país y que ninguna persona individual o jurídica, podrá llevar a cabo operaciones petroleras, sino en virtud de un contrato de operaciones petroleras, o permiso de reconocimiento superficial. La instalación de depósitos de almacenamiento o la ejecución de operaciones de importación, distribución, comercialización y/o transporte por camiones cisternas o ferrocarril, de petróleo crudo, gas natural comerciable, gas licuado de petróleo, condensados y/o productos petroleros se rigen y regirán por las leyes, reglamentos y acuerdos gubernativos correspondientes.

Los contratos de operaciones petroleras entre el Gobierno de Guatemala y los contratistas se ajustan a los modelos de contratos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros, de conformidad con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos. Para lograr la aplicación efectiva de la Ley de Hidrocarburos se han desarrollado normas en forma reglamentaria, a efecto de permitir su adaptación a los cambios dinámicos de la industria petrolera mundial. Entre los reglamentos incluidos en la Ley de Hidrocarburos figuran:

- Reglamento general de la Ley de Hidrocarburos
- Reglamento para la celebración de contratos de servicios petroleros con el Gobierno.
- Reglamento de convocatoria para la celebración de contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos.
- Reglamento para operar como contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros.

- Reglamento para la aplicación del régimen tributario de la Ley de Hidrocarburos.
- Reglamento para las operaciones cambiarias relacionadas con la aplicación del artículo 33 de la Ley de Hidrocarburos, Decreto-Ley 109-83.

Los casos no previstos derivados de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento General, son resueltos por el Ministerio de Energía y Minas, con la opinión previa de la Comisión, de conformidad con los principios de la Ley del Organismo Judicial y los contenidos en el Capítulo II, Título I de la Ley de Hidrocarburos (Decreto ley número 109-83).

1.3. Marco conceptual del proceso corrosivo

1.3.1. Concepto, factores y clasificación

La corrosión se define como la destrucción de una sustancia (usualmente un metal) o el deterioro de sus propiedades debido a una reacción con su ambiente.

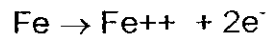
La definición anterior reconoce el hecho que los materiales diferentes a los metales podrían corroerse. Las propiedades así como el material mismo se deteriora. En algunas formas de corrosión, no existe un cambio de peso o deterioro visible y aún así las propiedades cambian y el material podría fallar inesperadamente debido a ciertos cambios dentro del material.

Los metales principian como menas minerales opacas y de superficie áspera que son extraídas de la tierra por los mineros. Estos minerales se someten a varios procedimientos térmicos, químicos, eléctricos y mecánicos a través de los cuales se refinan y transforman hasta adquirir la forma brillante y lustrosa por la que los conocemos y reconocemos. Lo raro es que tan pronto surgen brillantes y lustrosos del procedimiento de refinación parecen muy propensos a volver a su estado primitivo opaco y áspero.

Esto se refiere a los metales básicos. Los metales nobles, tales como el oro se conservan brillantes durante muchos años. Pero el hierro por ejemplo, tiende a volver al estado rojo y oxidado en que se le encuentra. Cuando los metales básicos son reducidos a sus ores, una de las reacciones fundamentales de la naturaleza es revertida. En la mayoría de los ambientes, los metales no son estables por herencia, sino tienden a revertirse en compuestos que son más estables. El acero desea regresar a su estado original y mas estable estado, el cual es el oxido de hierro. Desde el momento en que éste es forzado de oxido de hierro a hierro metálico, éste constantemente esta tratando de regresar a su estado natural. A éste proceso es al cual se le denomina corrosión.

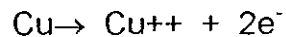
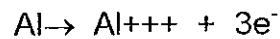
En la corrosión electroquímica existe un flujo de electricidad de ciertas áreas de las superficies metálicas a otras áreas a través de una solución capaz de conducir electricidad, tal como la salmuera o agua dura la cual es denominada electrolito. El ánodo corresponde al área del metal que es corroído. El metal se disuelve en el ánodo convirtiendose en solución como un ión con una carga positiva.

La reacción para el hierro es:



La carga negativa de los electrones es dejada en el metal en el ánodo.

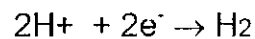
Cuando una aleación se corroe, varias reacciones podrían suceder simultáneamente, por ejemplo, las reacciones anódicas para una aleación de cobre-aluminio pueden ser:



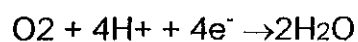
Por lo tanto, las posibles reacciones anódicas en un sistema son relativamente fáciles de predecir.

Para que la corrosión ocurra debe existir un camino a través del metal para que los electrones fluyan hacia el área del cátodo. En el cátodo los electrones reaccionan con los iones presentes en el líquido. Varios tipos de reacciones pueden ocurrir, por ejemplo:

El hidrógeno evoluciona en soluciones ácidas:



Reducción de oxígeno en soluciones ácidas:



Reducción de oxígeno en solución neutra o alcalina:



Se han considerado la evolución del hidrógeno y reducción del oxígeno puesto que son las reacciones catódicas más comunes. El circuito eléctrico es completado en una celda de corrosión teniendo ambos, el ánodo y el cátodo, mojados por una solución eléctricamente conductiva común. Esta solución es llamada un electrolito. El electrolito conduce corriente eléctrica del ánodo hacia el cátodo. A mayor conductividad mayor es la tasa de corrosión, como regla, como ocurre cuando comparamos salmuera con agua potable. La conductividad es enormemente reducida substituyendo gasolina por agua, en este caso la corrosión es esencialmente eliminada.

Los cuatro requisitos de una celda electroquímica de corrosión, consecuentemente son: un ánodo, un cátodo, un electrolito y una conexión eléctrica. La corrosión ocurre por el metal sólido siendo oxidado por iones de metal cargado positivamente en solución. Esto ocurre en áreas llamadas ánodos. El exceso resultante de electrones pasa a través de áreas de superficie llamadas cátodos donde éstas son removidas por una reacción de reducción. El electrolito debe contener especies que pueden ser reducidas en el cátodo y contener iones capaces de completar el circuito eléctrico entre las áreas del ánodo y del cátodo.

Es de suma importancia considerar las fuentes más comunes para que se desarrolle el proceso corrosivo. Las fuentes pueden generalmente agruparse bajo los cuatro títulos siguientes: la atmósfera, sumersión en agua, ataque del subsuelo e inmersión en sustancias químicas.

Cuando se indica atmósfera se hace referencia a la atmósfera exterior. Las atmósferas interiores encierran serio peligro sólo cuando contienen gases corrosivos. Las atmósferas exteriores pueden describirse generalmente como secas o húmedas. Una atmósfera seca contiene poco o ningún vapor de agua. Una atmósfera húmeda puede variar de mojada (saturada de agua en cantidades variables) al estado de la lluvia torrencial. En una atmósfera seca y limpia, los metales ferrosos (hierro y acero) crearán una película de óxido pero todavía serán brillantes, aún cuando el aire contenga gases contaminantes. Los metales no ferrosos tomarán una decoloración superficial si no existen en el aire gases contaminantes.

En una atmósfera mojada se produce la corrosión porque el aire saturado se carga de sales, ácidos, sustancias químicas y gases. El agua de lluvia forma una solución electrolítica cuando está contaminada, pero su efecto corrosivo depende de la naturaleza de las sales, gases o materias químicas que absorbe, el efecto de la solución varía también de acuerdo con los metales con los que se pone en contacto.

Otra fuente la constituye la sumersión en agua. No se conceptúa con amplitud que el agua de mar puede considerarse menos nociva que muchas clases de la llamada agua dulce. Se debe considerar al agua como solución de sustancias químicas que forman el electrolito en la corrosión electroquímica, pero los metales que forman los ánodos o cátodos sumergidos en agua de mar están parcialmente protegidos, de tal forma, que retarda la corrosión electroquímica.

Una capa protectora se forma gradualmente sobre el metal. Ésta puede estar formada del calcio derivado de la greda, o la cubierta puede formarse de sales de magnesio. En el caso de agua dulce, las aguas de los ríos y lagos pueden contener una gran variedad de sales naturales, ácidos y otras materias químicas derivadas de las estructuras geológicas y minerales de sus lechos y riberas, no olvidemos que también viven bacterias en el agua dulce. Todos estos elementos producen efectos corrosivos considerables sobre los materiales sumergidos.

Antes de tomar decisiones acerca del empleo de cualquier tratamiento protector particular para instalaciones estáticas, como lo es el caso de las tuberías, deberá obtenerse el análisis químico del agua para asegurarse de que se aplique un revestimiento u otro tratamiento más apropiado y efectivo. No solamente son los metales sumergidos en agua los que están expuestos al asalto de la corrosión.

Metales que contengan o encierren agua como tuberías, separadores, etc., también requieren el mantenimiento protector. Antes que el agua pase a un recipiente metálico para fines industriales, puede ser tratado con una solución conocida como inhibidor para prevenir la corrosión. Las cantidades de inhibidores que se agregan al agua, deberán controlarse con sumo cuidado. Si son excesivas, pueden aumentar la acción corrosiva. El tema de los inhibidores es tratado mas adelante.

Otra fuente la constituye el asalto corrosivo motivado por el suelo, el cual se dirige principalmente contra tuberías sepultadas, cables o cimientos mecánicos. Cuando se remueve el terreno y después se repone, como cuando se tienden tuberías en zanjas o fosos, el oxígeno penetra en el terreno y ayuda al inicio de la corrosión electroquímica.

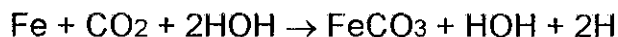
Otra causa de corrosión electroquímica subterránea la constituye la presencia de corrientes eléctricas vagabundas. Estas se deben a fugas de electricidad de las líneas ferroviarias y fuentes similares. La tierra contiene toda clase de ácidos y de otras sustancias químicas y minerales corrosivos. Solamente un análisis del suelo puede revelar que tipo de acción protectora deberá tenerse en cuenta. La naturaleza corrosiva del suelo se determina usando un instrumento eléctrico que señala la lectura del potencial electroquímico.

Una última fuente la constituye la inmersión en sustancias químicas. Los materiales que ofrecen mayor peligro son aquellos que se encuentran en contacto directo con productos químicos corrosivos. Las tuberías y los depósitos, que se emplean en la industria petrolera, en unión de válvulas y otros instrumentos que controlan el flujo de la comodidad con elementos corrosivos, son susceptibles a destruirse completamente en corto tiempo.

1.3.1.1. Factores en la corrosión

El oxígeno, el dióxido de carbono, y el ácido sulfídrico (H₂S) disuelto en agua incrementan drásticamente la corrosividad. De hecho, los gases disueltos son la causa primaria de la mayoría de los problemas de corrosión. Si es posible excluirlos y el agua se mantiene con un pH neutral o más alto, la mayoría de los sistemas de agua tendrán muy pocos problemas de corrosión.

El dióxido de carbono asociado con la humedad forma el ácido carbónico. El ácido se combina con hierro para formar carbonatos de hierro. El carbonato de hierro es un sarro gris o negro adherido fijamente a la superficie del metal. El picado es filoso y profundo y algunas veces las picaduras están conectadas y le dan una apariencia de estar comidas por gusanos o ranuradas. La corrosión dulce forma carbonato de hierro por la reacción:



Si el carbonato de hierro es expuesto al aire éste cambiará rápidamente a óxido férrico (Fe_2O_3).

Los factores importantes que gobiernan la solubilidad del dióxido de carbono son: presión, temperatura y la composición del agua. La presión incrementa la solubilidad, la temperatura decrece la solubilidad y varios minerales disueltos pueden amortiguar el agua (prevenir la reducción de pH).

Cuando el pH decrece, iones de bicarbonato se convierten en ácido carbónico y más CO_2 resulta y la corrosión se incrementa. Cuando el pH crece, el agua tiende a formar escamas y la corrosividad decrece. Una reducción en el sistema de presión que le permite al CO_2 salir de la solución puede lograr éste aumento en el pH.

El H_2S , soluble en agua, produce un ácido débil. Éste es bastante agresivo como un agente corrosivo. La combinación de H_2S y CO_2 es más agresivo que el H_2S por sí solo. Se encuentra en los ambientes del campo petrolero. Aunque el hierro es el material más utilizado, otros metales reaccionan esencialmente en la misma forma para producir sulfatos metálicos. El sulfato de hierro producido por esta reacción generalmente se adhiere a las superficies del acero como un polvo negro o incrustaciones. La incrustación tiende a causar una aceleración local de la corrosión porque el sulfato de hierro es catódico para el acero. Esta reacción en particular resulta en picaduras profundas.

De los tres gases disueltos mencionados el oxígeno es el peor del grupo. Este puede causar una corrosión severa a muy bajas concentraciones (menos de 1ppm.). Si éste o los otros dos gases son disueltos en agua, ésta drásticamente incrementa la corrosividad de estos gases. El oxígeno se combina lentamente con varios metales aún a temperaturas bajo 100°F (37.78°C) sobre superficies húmedas, éste rápidamente oxida el hierro y el acero. Los tubérculos que son formados se convierten en agujeros en el equipo y contribuyen al taponeado de sólidos en la inyección de agua.

El oxígeno no esta presente en el agua producida, pero a menudo se pone en contacto con el agua después que ésta es cargada a la superficie. El oxígeno acelera la corrosión drásticamente bajo la mayoría de las circunstancias. Primero éste actúa como un depolarizador. Ésto significa que éste fácilmente se combina con átomos de hidrógeno en el cátodo y permite la reacción corrosiva para proseguir a un ritmo limitado principalmente por la proporción que el oxígeno se difunde por el cátodo. Sin oxígeno, la energía que se toma para desprender el hidrógeno del cátodo es un cuello de botella en la reacción de corrosión y la mantiene baja. Cuando el oxígeno está presente, éste remueve el hidrógeno de la superficie del cátodo y permite que la reacción se acelere.

Segundo, el oxígeno oxida los iones de hierro, convirtiéndolos en iones férricos, los cuales forman el hidróxido férrico soluble (con un pH encima de 3). Cuando sea que exista una diferencia en el contenido de oxígeno en dos áreas de un sistema, el ataque sucede preferencialmente en el área expuesta hasta donde la más baja concentración de oxígeno se encuentre, tal condición se conoce como celda de concentración de oxígeno. Esto puede ser visto en sistemas aereados, la deposición impareja de sólidos, escamas, productos bacteriales, etc, los cuales pueden causar áreas de baja concentración de oxígeno con presentación de picaduras.

Sales disueltas: la sal por sí misma no es corrosiva. Es incorrecto decir que una salmuera es corrosiva simplemente porque el análisis de agua muestra un alto contenido de cloruro. Las sales disueltas en agua, sin embargo, incrementan grandemente la conductividad eléctrica del agua. El agua es corrosiva, la corrosividad se incrementa conforme el agua es más salada.

Iones de Cloruros son fuertemente absorbidos por el acero, haciendo difícil el inhibirlo, por lo tanto cuanto más alta sea la concentración del ion cloruro, más alta es la concentración del inhibidor requerido. Los efectos de los sulfatos no son tan severos y en varios casos mas beneficiosos que los cloruros sobre los inhibidores. Los sulfatos causan la coagulación de ciertas cadenas largas de hidrocarburos, bactericidas e inhibidores de corrosión. En aguas duras, el bicarbonato ofrece una inhibición natural formando escamas minerales. En aguas frescas, los inhibidores de corrosión deben ser utilizados debido a la condición ácida producida por el exceso de dióxido de carbono. La presencia de cloratos causa picadura y rajaduras por resistencia en las series 300 de aceros inoxidable.

El pH: la escala pH varía de 0 a 14, con 7 siendo neutral. Debajo de 7 es ácido y encima de este valor es básico. El término alcalino es utilizado algunas veces para referirse a un pH encima de 7. Generalmente, el agua con un pH debajo de 7 es corrosivo. Esto no significa que un pH encima de 7 no puede ser corrosivo. Bajo ciertas condiciones, especialmente la acción de la celda local causada por depósitos de varios sólidos, la corrosión puede ser bastante severa a un más alto rango de pH.

La temperatura: generalmente, la tasa de corrosión se incrementa con el incremento de la temperatura. Una regla sugiere que el rango de la reacción es doblado por cada 20°F de incremento en temperatura. Un incremento de la temperatura de un sistema corrosivo tiene varios efectos:

1. La tasa de reacción química es incrementada.

2. La solubilidad de gases en el agua decrece.
3. La solubilidad de algunos productos de reacción pueden cambiar, resultando en productos de reacción corrosiva diferente.
4. La viscosidad decrece y la diferencia térmica incrementa la circulación.
5. La absorción de inhibidores sobre la superficie del metal es menos efectivo.

En un sistema abierto a la atmósfera, las tasas de corrosión se incrementan al principio, y luego con un incremento posterior de temperatura la tasa de corrosión puede decrecer debido a gases disueltos que salen de la solución. Si el sistema es cerrado, la tasa de corrosión continúa incrementándose continuamente con la temperatura porque los gases disueltos no tienen un lugar a donde ir.

La presión: la presión también afecta las reacciones químicas. Conforme la presión se incrementa la solubilidad del ácido sulfídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y el oxígeno se incrementan en agua y salmueras. Estos gases no son corrosivos bajo condiciones normales en campos petroleros hasta que estos son disueltos en agua. Un incremento en la presión, consecuentemente, conlleva al incremento de la solubilidad el cual en su momento incrementa la corrosión. En un sistema que contiene carbonatos, bicarbonatos y dióxido carbónico disuelto, una baja de presión permite que más dióxido de carbono sea desarrollado. Ésto aumenta el pH haciendo el sistema menos corrosivo, pero a menudo implica la formación de escamas de carbonatos.

La velocidad: los metales generalmente deben su resistencia a la corrosión a capas protectoras, fuertemente adheridas, sobre la superficie del metal. Esta capa consistente de productos para la corrosión, de inhibidor corrosivo y de gases absorbidos o una combinación de los tres. Cualquier disturbio en la capa protectora, permite el ataque posterior del metal cubierto, hasta que éste sea restablecido o cuando el metal sea corroído por completo. La baja velocidad en el agua usualmente implica una baja tasa de corrosión pero es más usual que picaduras sean formadas.

Las tasas de corrosión usualmente se incrementan con la velocidad, pero existen excepciones. Altas velocidades y/o la presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas pueden causar "corrosión-erosión". Cualquier capa protectora es constantemente removida y erosionada, dejando el metal desnudo, superficie que es corroída rápidamente.

Los sistemas pueden contener áreas adyacentes los cuales son expuestos a diferentes velocidades de agua. Si no existe la presencia de oxígeno, el área de alta velocidad es anódica para el área de baja velocidad y se corroe. Si existe la presencia de oxígeno, el área de baja velocidad recibe menos oxígeno, actúa como el ánodo y se corroe. El incremento de velocidad en un sistema oxigenado puede causar un incremento inicial en la tasa de corrosión (provee más oxígeno), entonces hace más lenta la reacción cuando la velocidad es posteriormente incrementada debido a la formación de $\text{Fe}(\text{OH})_3$ sobre la superficie del metal. La velocidad máxima recomendada para flujo en aceros suaves es:

Gas natural = 80 pies/s. (24.38 m/s.)

Petróleo = 14-15 pies/s. (4.27-4.52 m/s.)

Agua fresca = 10 pies/s. (3.05 m/s.)

Bacteria: las bacterias contribuyen a la corrosión en varias formas; éstas pueden encontrarse virtualmente en cada tipo de sistema. Las bacterias no solamente contribuyen a la corrosión, sino también al taponamiento de las líneas y los reservorios. Algunas bacterias contribuyen a la corrosión actuando como depolizadores catódicos; otras forman babas las cuales son depositadas sobre el metal para formar celdas concentradas causando severas picaduras y taponamientos.

Una de las más comunes y probablemente una de las especies detriméntosas es la reductora de sulfato que produce ácido sulfídrico. Este gas es, por sí solo, bastante corrosivo. También el producto sulfuro de hierro, es catódico para el acero y causa corrosión cuando se deposita sobre el metal desnudo y contribuye al taponamiento.

Los sulfatos reductores son los más problemáticos porque actúan sobre depolarizadores catódicos y producen ácido sulfídrico. La bacteria de hierro puede ser clasificada con la formadora de baba, ya que su producto, hidróxido férrico hidratado, es un material gelatinoso. Estas bacterias contribuyen al proceso corrosivo aportando celdas de concentración de la deposición de los productos. Las densas masas de éstas bacterias y sus productos depositados sobre la superficie del metal proveen un ambiente anaeróbico (sin oxígeno) para el crecimiento de sulfato reductores. Esto explica el porqué pueden ser vistos ambos sulfato reductores y aerobios (con oxígeno) y existir en el mismo sistema.

Metalurgia: casi todos los metales y aleaciones exhiben una estructura cristalina, normalmente los granos metálicos son tan pequeños que pueden ser observados solamente bajo el microscopio. El rango general del tamaño del grano es de 0.01 a 0.001 plg. (0.0254 a 0.00254 cm.) de diámetro. Varias características en la microestructura de los metales afecta las propiedades del material. Por ejemplo, hierro puro con inclusiones de sulfuro que tienen una marcada tendencia a reaccionar aún en ambientes poco corrosivos.

Los metales puros pueden mostrar incrementos definidos en actividad electroquímica debido a impurezas o deformaciones mecánicas. Las diferencias en características submicroscópicas de un metal debe ser considerado. Hay variaciones en la estructura causada por defectos cristalinos. Estos defectos pueden ser variaciones en la estructura causada por defectos cristalinos. Dichos defectos pueden ser causados por la ausencia de átomos en el cristal, átomos impuros de diferentes tamaños, átomos intersticiales (pequeños átomos en el espacio entre átomos grandes) y dislocaciones. Cada una de éstas imperfecciones puede producir diferencias altamente localizadas en el comportamiento electroquímico del metal.

La estructura cristalina del metal, principalmente sus imperfecciones, influye en el efecto de la corrosión en el metal. El ataque inicia por los cristales distorcionados, en las orillas del cristal y en sus imperfecciones.

1.3.1.2. Tipos de corrosión

1.3.1.2.1. Corrosión galvánica

Cuando dos metales de diferente composición son puestos en contacto en un electrolito, el más activo se corroerá. Este principio puede ser usado para tomar ventaja en la protección catódica, pero causará fallas en sistemas normales cuando no es reconocido.

Las series de metales galvánicos normalmente utilizados en equipo del campo petrolero es dado en la tabla II. Cuando dos de estos materiales están unidos en una celda corrosiva, el más alto en la tabla II se corroe, por ejemplo el aluminio se corroerá si está conectado con el acero, pero el acero se corroerá si está conectado con el latón.

En el acoplamiento de equipo, debe hacerse todo lo posible para seleccionar metales próximos en esta serie. Donde metales bastante separados (en la tabla II) deben unirse, un arreglo aislante, es requerido entre los metales. En sitios de abastecimiento de los sistemas, ésto a menudo puede lograrse, con secciones cortas de conductores no metálicos. En sitios de inyección, coplas del tipo aislado deben ser instaladas.

1.3.1.2.2. Erosión-corrosión

Cuando el movimiento sobre una superficie metálica incrementa el porcentaje de ataque debido al uso mecánico y la corrosión, el ataque se denomina Erosión-corrosión. Productos corrosivos que normalmente soportan una película protectora pueden ser barridos por flúidos en movimiento, particularmente cuando materiales abrasivos están presentes. Esto expone el metal fresco, y se desarrolla un modelo tan obvio como resultado de la erosión, que el factor corrosivo puede pasar desapercibido por completo.

Tabla II. Serie galvánica en agua de mar

Activo (leer hacia abajo)

1	Magnesio
2	Zinc
3	Aluminio, 2S, 3S, 4S, 52 SH, 53 S T (aleaciones suaves)
4	Cadmio
5	Aluminio, 17 ST, 24 ST (aleaciones duras)
6	Acero dulce
7	Hierro forjado
8	Fundición
9	Ni Resistente
10	Acero inoxidable, 13% Cromo (tipo 410)
11	Soldadura 50 50 plomo estaño
12	Acero inoxidable 18 8 (tipo 304)
13	Plomo
14	Estaño
15	Metal Muntz
16	Bronce al Manganeseo
17	Bronce naval
18	Niquel
19	Laton amarillo
20	Bronce al aluminio
21	Laton rojo
22	Cobre

Fuente: Fundamentos de Corrosión y su tratamiento
E. J. Claassen

La erosión-corrosión generalmente tiene la apariencia de picaduras lisas en el fondo. El ataque también puede exhibir un modelo direccional relacionado con el camino tomado por el corrodente cuando éste se mueve sobre la superficie del metal. La erosión-corrosión prevalece en condiciones de alta velocidad y/o turbulencia. Es frecuentemente vista en bombas, agitadores y tuberías, particularmente en curvas y codos.

Cavitación es una forma especial de erosión-corrosión. Los efectos de cavitación pueden ocurrir sobre sendas superficiales de partes de rápido movimiento, como resultado de la formación y colapso de burbujas vacías en el líquido, en la interfase metal-líquido. Los inhibidores algunas veces ayudan a reducir el ataque por cavitación.

1.3.1.2.3. Corrosión de picadura

Se le denomina así a la formación de agujeros en cualesquiera superficie atacada. Es una forma de corrosión localizada que procede debido a la acción de celdas locales que producen cavidades que inician en la superficie. Estas cavidades a menudo se llenan con productos corrosivos. Los productos corrosivos pueden formar tapaderas sobre cavidades por picaduras, las cuales son descritas como nódulos o tubérculos. Las formas presentadas por las picaduras son sumamente variadas, éstas usualmente son cónicas o hemisféricas.

La corrosión por picadura es bastante común. Esto ocurre sobre la superficie metálica debido a diferencias localizadas en composición o preparación de superficie, debido a la descomposición o incorporación de partículas metálicas y no metálicas, o por contacto con un metal no similar. Este tipo de ataque puede ser causado por una ruptura en una capa protectora sobre la superficie del metal, tal como una capa inhibidora, capa de óxido o un revestimiento. También puede ser causada por una deposición dispareja de sólidos (sales metálicas), las cuales crean acción de celdas locales debido a la diferencia de potencial entre estas sales y la superficie metálica. El sulfuro de hierro es un ejemplo típico.

El ataque por picadura no es el tipo más serio de corrosión encontrado en las operaciones de producción. Mientras que toda corrosión es debido a electrólisis, en un ataque general el potencial entre cristales del acero y/o impurezas en las cercanías del cristal es bajo, de manera que la remoción del metal es lenta y generalmente uniforme. La picadura se desarrolla cuando existe un alto potencial entre un núcleo y la base de aleación, o cuando corrosión por agrietadura se desarrolla alrededor de un item extraño. También, cuando hay una marca indentada, el fondo es continuamente anódico hacia los lados del agujero y el rango de remoción metálica puede ser bastante rápida. Éste es el caso particular con la corrosión amarga donde la capa encapsulada se adhiere fijamente a la superficie metálica cubriendo el agujero.

1.3.1.2.4. Corrosión por fatiga

Una combinación de esfuerzos tensiles y un ambiente corrosivo es una de las más importantes causas de falla en estructuras metálicas. Se define como la falla espontánea de los metales como resultado de la acción combinada de un ambiente corrosivo y esfuerzos tensiles, ya sea aplicados o residuales. Las fallas generalmente no ocurren de cargas aplicadas ordinariamente o procesos de fabricación tales como, enrollado de tubos, soldadura, etc. Cuando sea que un pequeño agujero se forme en un miembro sometido a esfuerzo se vuelve mas profundo y/o extenso o agrieta cualquier capa que tiende a formarse. Bajo una continua exposición a un medio corrosivo y esfuerzo, la grieta se extiende por corrosión alterna y falla por esfuerzo. Métodos para combatirlo incluyen la mitigación del esfuerzo, la remoción del ambiente corrosivo, o la selección de un material más resistente.

1.3.1.2.5. Falla por fatiga por sulfuro

El hidrógeno puede ser producido sobre una superficie metálica en un ambiente acuoso por una reacción corrosiva. Cuando átomos de hidrógeno son formados sobre superficies metálicas, algunos de éstos se combinan para formar hidrógeno molecular en estado gaseoso (H_2) y son liberados al ambiente, algunos recubren la superficie metálica que reduce la reacción de corrosión (llamada "polarizando" el cátodo), mientras una porción de los átomos es absorbida por el metal.

Cuando H_2S está presente, el ion sulfato reduce el rango al cual los átomos de hidrógeno se combinan, creando una mayor concentración de hidrógeno atómico sobre la superficie metálica. Por lo tanto, una mayor porción de los átomos de hidrógeno entran al metal. La influencia del H_2S y sus productos corrosivos es tan grande que este tipo específico de corrosión está relacionado con ésta.

Para que ocurra una falla deben estar presentes cuatro condiciones:

- a. La estructura cristalina del metal debe ser susceptible a fragilidad por hidrógeno.
- b. Hidrógeno atómico debe estar presente.
- c. El valor de esfuerzo máximo para el acero específico debe ser excedido.
- d. La temperatura de operación debe estar reportada bajo los $150^{\circ}F$ ($65.56^{\circ}C$).

1.3.1.2.6. Celda de concentración

La corrosión por celda de concentración ocurre cuando partes diferentes del metal son expuestas a ambientes de diferentes concentraciones iónicas. Por ejemplo, un área de alto oxígeno es catódico para un área de bajo oxígeno. La tubería se corroe bajo una junta, porque el oxígeno es bajo ahí, haciendo del área cubierta anódica para el área descubierta. Similarmente, el metal se corroe debajo de un lugar cubierto de arena, donde el oxígeno es más bajo. Líneas de agua muestran más tendencia a corroerse bajo una calle asfaltada que bajo el suelo circundante por la misma razón.

1.3.2. Medidas preventivas de corrosión en operaciones petroleras

1.3.2.1. Revestimientos

Los primeros esfuerzos para el control de corrosión en tuberías estriban en el uso de materiales de revestimiento, ya que el metal de la tubería puede ser aislado del contacto con el suelo que lo rodea y de ésta forma la corrosión no puede ocurrir. Éste concepto es completamente razonable y lógico. Además, un revestimiento sería completamente efectivo como un medio de detener el proceso corrosivo si:

1. El material del revestimiento es un aislante eléctrico efectivo.
2. Este puede ser aplicado sin problemas
3. Este constituye una capa inicial perfecta que durará por largo tiempo.

Aunque los revestimientos, por sí solos, no son la respuesta perfecta para el control de corrosión, constituyen un arma extremadamente efectiva cuando es utilizada en forma apropiada. Una apropiada selección y aplicación del revestimiento proporcionará toda la protección necesaria en la mayoría de la superficie de la tubería sobre la cual es aplicada, en una tubería bien revestida la protección será efectiva en un 99%.

No se describen recomendaciones específicas para los materiales de revestimiento a ser utilizados. Solamente se presentan las capacidades y limitaciones de los materiales, así como características deseadas y como conseguir la optimización de cualquier material utilizado. Los tipos de revestimientos utilizados en la actualidad en sistemas de tubería son descritos en forma breve.

1.3.2.1.1. Naturaleza y efectos de un revestimiento defectuoso

El acero expuesto menor que el 1% del total de la superficie de una tubería revestida, usualmente tendrá pequeños defectos, los cuales pueden resultar de: Saltos por la máquina de revestimiento, pequeños agujeros en la capa de revestimiento al ser aplicada, grietas debidas a excesivos esfuerzos mecánicos y térmicos, raspaduras y mediciones causadas durante el manejo subsecuente de la tubería revestida, penetraciones por rocas en el relleno que rodea la tubería, penetraciones por crecimiento de raíces, daños debidos a construcciones subsecuentes en otras facilidades, que hacen necesario el descubrir la tubería y cualquier otra acción que dañe la capa de revestimiento.

Surge la pregunta por qué con sólo unos pocos agujeros aquí y allá podrían tener una consecuencia significativa, particularmente si substancialmente el 99% de la tubería esta protegida contra la corrosión (asumiendo una línea bien revestida). Esto es asunto de concentración. Asumamos, por el momento, condiciones para el establecimiento de una pequeña y una gran área anódica, tal como una tubería cruzando un río (anódica) con la línea enterrada en tierra bien aireada en cualquiera de sus lados (catódica). Sin un revestimiento, la superficie entera de la tubería, bajo el río, podría tender a descargar corriente (corroerse), con la corriente fluyendo de la tierra a la superficie de la tubería con áreas catódicas.

En el caso de la línea revestida completamente, mientras que la tendencia de descarga de la corriente en el punto del cruce del río aún existe, descargas dañinas pueden ocurrir solamente en las roturas del revestimiento. En éste caso una corriente total menor será descargada que la que habría sido, en el caso de la tubería desnuda, pero la corriente que fluya estará concentrada en las aberturas pequeñas del revestimiento y la densidad de corriente (corriente por unidad de área) puede ser substancialmente mucho más alta (debido a que el área expuesta es mucho más pequeña) que en el caso de la línea desnuda. Esto significa que las primeras fugas pueden desarrollarse antes sobre una tubería revestida que en una tubería desnuda.

La discusión anterior no implica de ninguna manera que el uso de revestimientos es incorrecto. De hecho es todo lo contrario, con revestimiento la corriente de corrosión será reducida grandemente y la pérdida total de metal será mucho menor que si la línea estuviese desnuda. El hecho de que los defectos en el revestimiento permiten la corrosión significa que la protección no es completa con el uso del revestimiento por sí solo, y este constituye el mejor argumento que favorece la necesidad de protección complementaria brindada por la protección catódica. Una buena práctica en el trabajo moderno de control de corrosión en tuberías, compromete el uso de buenos revestimientos en combinación con la protección catódica, como una línea principal de defensa. Tácticas suplementarias, tales como el uso de coplas aisladas, control del ambiente local, etc., pueden ser utilizadas para reforzar estos métodos básicos de control.

En la selección de un sistema de revestimiento, para un proyecto de tubería dado, la característica más importante para su diseño es la estabilidad. En otras palabras esto significa que una combinación de revestimiento deberá:

1. Tener una resistencia eléctrica sumamente alta después que la tubería ha sido instalada y el relleno estabilizado.
2. Tener la menor reducción en resistencia eléctrica con el tiempo. Lo anterior es de suma importancia en cualquier evento y particularmente en donde la protección catódica es utilizada para complementar el uso del revestimiento.

Cuando la protección catódica es utilizada con un revestimiento inestable, un sistema de protección, que es completamente adecuado durante la vida temprana de una tubería, puede no proporcionar a largo plazo una protección completa a medida que el revestimiento se deteriora (como lo indica la reducción en la resistencia eléctrica efectiva del revestimiento) y requiere una corriente adicional. Esto significa que serán necesarios medios adicionales para la instalación de una protección catódica adicional. El aspecto económico global del uso de revestimiento y protección catódica es afectado en forma adversa por el desempeño de un revestimiento pobre.

1.3.2.1.2. Procedimientos de aplicación del revestimiento

Algunos de los procedimientos más importantes de aplicación que influyen la calidad de un revestimiento completo de tubería incluyen:

1. Una superficie limpiada apropiadamente

Todo petróleo y grasa debe ser removido por solventes. Limpieza por arena, o cascajo abrasivo removerá efectivamente todos los demás materiales y dejará la mejor superficie para la aplicación del revestimiento. Tuberías revestidas sobre la zanja, en el lugar de trabajo, son superficies preparadas por máquinas viajeras de limpieza que utilizan cepillos de acero y raspadores.

Estas máquinas solamente remueven toda la herrumbre suelta, suciedad y algunas escamas molidas; pero el revestimiento de óxido formado sobre el hierro calentado no es eficazmente removido. Los cepillos tienden a pulir la superficie del acero en lugar de darle un diente para ayudar al anclaje del revestimiento, como en el caso de un limpiador abrasivo. Tales procedimientos de limpieza en el lugar son adecuados, si los cepillos y los raspadores sobre la máquina de limpieza se mantienen en buenas condiciones y con un ajuste apropiado.

2. Técnicas cuidadosas de imprimación

La mayoría de los materiales de revestimiento utilizados en tuberías requieren, o funcionarán mejor con, una capa de imprimación de un material diseñado por el fabricante, para que de un mejor vínculo entre la tubería metálica y el revestimiento. Las imprimaciones convencionales deben ser aplicadas sobre superficies previamente limpias y secas, por lo que resulta obviamente incorrecto, el efectuar una imprimación durante condiciones lluviosas. También es importante el evitar la humedad del ambiente en la mañana y la condensación, bajo ciertas condiciones de temperatura.

En años recientes, ciertas clases de imprimaciones sintéticas han sido desarrolladas para ser usadas con algunos tipos de revestimientos. Algunas de éstas toleran una pequeña humedad sobre la tubería y proporcionan mejor imprimación y un subsecuente vínculo de revestimiento, que con las imprimaciones convencionales utilizadas en condiciones parecidas. Es de suma importancia que la imprimación esté seca antes de aplicar subsecuentes revestimientos calientes, ya que estos vaporizarán solventes no evaporados en la imprimación causando burbujas o fallas en el revestimiento.

3. Aplicación apropiada de materiales de revestimiento

Los materiales de revestimiento siendo usados deben ser aplicados estrictamente acordes con las recomendaciones del fabricante. La aplicación debe ser permitida solamente sobre una superficie limpia, con una imprimación apropiadamente aplicada (si ésta es requerida) y sobre una superficie seca.

4. Almacenamiento y manejo cuidadoso de materiales

Los materiales de revestimiento deben ser almacenados, antes de ser aplicados, bajo condiciones que aseguren su limpieza y ausencia de humedad. En cuanto al manejo, hay que recordar que no importa que tan bueno sea un revestimiento, éste puede ser dañado por un manejo rudo y descuidado. Puede argumentarse que esto no es importante debido a que los lugares dañados son reparados antes que la tubería sea rellena de nuevo. Mientras que esto es aparentemente cierto, una reparación hecha bajo condiciones de campo no puede tener las mismas capacidades de protección a largo plazo como las tiene el revestimiento original. Bajo condiciones prácticas, algún daño puede esperarse. Este daño debe ser limitado tanto como sea posible, de manera que sea obtenido el máximo desempeño del revestimiento que esté siendo utilizado.

Debe tenerse cuidado al bajar la tubería a la zanja, esto debe efectuarse con la ayuda de material acolchado para proteger el revestimiento. Daños severos pueden ser causados en el revestimiento por operaciones de relleno descuidado cuando rocas golpean la línea y rompen el revestimiento de la tubería, material de relleno debe ser utilizado en este caso.

5. Especificaciones

Para efectuar el revestimiento de tuberías, debe ser bajo especificaciones rígidas, que nos indiquen cada paso del procedimiento de revestimiento a ser usado. Tales especificaciones son necesarias para asegurar que los materiales siendo utilizados, son aplicados en una forma tal, que permita el mejor revestimiento del cual éstos son capaces.

Las especificaciones pueden ser preparadas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante con modificaciones que se ajusten a lo dictado por las condiciones aplicables al proyecto particular y requerimientos del sistema de tubería en el cual será utilizada tubería revestida.

Las áreas por ser cubiertas por las especificaciones deberán incluir lo siguiente:

- a. Limpieza de la superficie de la tubería.
- b. Imprimación, si esta es requerida.
- c. Los materiales de revestimiento a ser utilizados y (si se trata de más de uno de ellos) el orden en el cual estos serán aplicados. Espesor total con tolerancias permisibles.
- d. Especificaciones aplicables para los materiales a ser utilizados, tales como temperatura de aplicación y espesor (para esmaltes aplicados en caliente), tensión (para cintas o envolturas) y otros ítems de naturaleza similar.

- e. Requerimientos para el manejo de materiales tales como provisiones almacenadas y mantenimiento de condiciones secas y limpias.
- f. Requerimientos de inspección.
- g. Procedimiento de reparación de defectos en el revestimiento.
- h. Bases para el rechazo de revestimiento inaceptable.
- i. Requerimientos para el manejo y transporte (si aplica) de la tubería revestida.
- j. Detalles de las uniones de revestimiento de campo cuando tubería revestida de fábrica sea utilizada.
- k. Requerimientos de relleno.

6. Inspección

Una buena inspección es tan importante como un buen conjunto de especificaciones. Una inspección apropiada asegurará el mantenimiento de altos estándares en la aplicación del revestimiento en concordancia con las especificaciones establecidas. Ésta servirá como una base para la aceptación o rechazo de un revestimiento ya completado.

Solamente personal experimentado debe inspeccionar los revestimientos. Debe dárseles la necesaria autoridad de manera que éstos puedan insistir en el cumplimiento con las especificaciones. A los inspectores debe proporcionárseles un equipo apropiado, de manera que éstos puedan estar seguros que los detalles de la aplicación y el manejo están de acuerdo con las especificaciones. Un buen inspector estará en su trabajo a toda hora. Una inspección visual por un hombre entrenado será efectiva para la mayoría de los requerimientos de inspección. Sin embargo, el espesor, la temperatura y otros requerimientos específicos deben ser chequeados en forma periódica, con un apropiado equipo de prueba y establecer una comparación con los valores en las especificaciones escritas.

Como una retroalimentación final a la aplicación de la supervisión ejercida por el inspector de revestimientos, una práctica usual incluye una prueba final con un detector de defectos. Este instrumento aplica un voltaje eléctrico a través del revestimiento. Un electrodo es pasado sobre la superficie entera de revestimiento. Cuando éste pasa sobre un defecto en el revestimiento, existe una descarga eléctrica, o chispa, que activa un instrumento de señales, que avisa al operador que un defecto ha sido detectado. El operador marca el defecto para que el equipo de reparación continúe. La tubería revestida en una planta de revestimiento normalmente es pasada por un detector de fallas antes del embarque. La tubería que ha sido revestida sobre la zanja, debe ser sujeta a una prueba final de defectos antes de ser colocada en el zanjado.

Existen varios tipos de detectores de fallas, estos son usados sobre tuberías en construcción, regularmente son operados a baterías y equipados con un electrodo en forma circular, de manera que pueda ser empujado a lo largo de la tubería por el operador. El electrodo entonces automáticamente barrerá todas las porciones del revestimiento superficial.

Procedimientos prácticos para cualquier tipo de localizador de defectos:

- a. Usar solamente la adecuada carga de batería en modelos operados por batería.
- b. Utilizar detectores que han sido fijados para operar a un voltaje acorde al revestimiento que esta siendo aplicado. Revestimientos anchos requieren un alto voltaje para chispear a través de los defectos. Sin embargo, un voltaje demasiado alto podría romper capas delgadas de revestimiento como los revestimientos plásticos.
- c. Verificar periódicamente que el detector está operando apropiadamente. Esto puede efectuarse, haciendo a propósito un defecto y pasarle el detector sobre el agujero. Una falla en la detección del agujero indica la necesidad de un ajuste correctivo inmediato.
- d. Mantener limpios los electrodos de contacto.
- e. Mantener una buena tierra. El circuito del detector debe estar en contacto con la tierra para estar completo. Esto puede efectuarse teniendo un cable de tierra viajero.

1.3.2.1.3. Tipos de materiales de revestimiento

Al paso de los años desde el principio de la implementación de las líneas de tubería a gran escala, han habido, y continuarán habiendo varios desarrollos en los materiales y sistemas de revestimiento. El objetivo es encontrar materiales que tendrán la mejor resistencia eléctrica y mecánica, facilidad de aplicación y una gran estabilidad a largo plazo y todo lo anterior con un costo compatible con la construcción económica de tuberías.

A continuación se presenta una breve descripción de los materiales disponibles en la actualidad. La información detallada acerca de cada tipo, puede ser obtenida del fabricante.

1. Esmaltes. Este término es usualmente aplicado a revestimientos aplicados en caliente de alquitrán de hulla o asfalto, los cuales han estado en uso por varios años, usualmente en combinación con refuerzos y envolturas protectoras. El espesor típico de una capa simple de aplicación es usualmente en el orden de 3/32 plg. (94 mm.).

Los esmaltes son formulados con varios rellenos y extendedores de materiales inertes para producir varios grados de adaptación a las condiciones de la tubería. Por ejemplo, algunos tipos están disponibles para permitir la aplicación en una tubería durante períodos de bajas temperaturas ambientales el cual podría resultar en una fragilidad extrema y rajaduras en un esmalte estándar. También donde las tuberías son operadas a temperaturas relativamente altas, otros tipos deben ser utilizados para evitar problemas en la aplicación del esmalte (que se suavicen o se separen de la tubería).

Se debe tener cuidado en la selección de un revestimiento de asfalto en el sentido que éste, esté bien formulado de materiales selectos que permitirán un buen desempeño. Revestimientos que usan los llamados asfaltos mejorados desarrollados por fabricantes con buena reputación son capaces de un funcionamiento excelente. Por el contrario, los revestimientos que utilizan asfaltos de fuentes fuera de control pueden brindar resultados desalentadores.

2. Ceras. Algunos fabricantes producen revestimientos aplicados en caliente usando una base de cera microcristalina. Estos revestimientos son generalmente similares, en funcionamiento, que los esmaltes de asfaltos y alquitrán de hulla. Estos son usualmente aplicados con revestimientos más delgados que los esmaltes y son utilizados con envolturas para incrementar la resistencia mecánica y mejoramiento de la resistencia eléctrica del revestimiento.

3. **Mástics.** Este término es comúnmente utilizado para referirse a los materiales que son formulados con arenas seleccionadas y otros materiales inertes con un compuesto aislante que es comúnmente un asfalto. Estos materiales son usualmente aplicados en caliente y son normalmente más gruesos que otros revestimientos comúnmente utilizados. Espesores de 1/2 plg. (12.8 cm.) y 5/8 de plg. (1.59 cm.) son típicos. Envolturas protectoras o dieléctricas no son necesarias bajo condiciones normales debido a su espesor y dureza.

4. **Grasas.** Grasas inhibidas son utilizadas como un revestimiento protector en algunas aplicaciones, particularmente en tuberías de distribución. Éstas son aplicadas a mano. Aunque las grasas son algunas veces utilizadas como protección, éstas son más comúnmente utilizadas con una envoltura que tiene una membrana dieléctrica, para darle una resistencia mecánica y eléctrica al sistema.

5. **Revestimientos líquidos aplicados en frío.** Los revestimientos en esta categoría incluyen materiales que son aplicados en forma de un líquido frío y que se solidifica, ya sea por la evaporación del solvente o por su composición química.

6. Cintas. En años recientes, éste material se ha venido utilizando en forma creciente como revestimiento para tuberías. Las cintas usadas como revestimiento completo en sistemas incluyen cintas plásticas (tales como polietileno y el cloruro de polivinilo (PVC) con un adhesivo (resinas químicas) en la parte posterior. Éstas son aplicadas a la superficie de la tubería con imprimación para mejores resultados.

Las cintas son usualmente capas delgadas de revestimiento y se encuentran en el rango típico de 10 mm. hasta 25 o 30 mm. A las cintas algunas veces es necesario darles una protección adicional con envolturas externas para protegerlas de daños mecánicos debido al relleno.

Una ventaja de los sistemas de revestimiento de cinta es que la aplicación en el campo requiere sustancialmente menos equipo y equipos más pequeños que, por ejemplo, sistemas que involucran materiales aplicados en caliente. Esto se traduce a ahorros significativos en costos contractuales de instalación en proyectos de líneas de tuberías.

7. Concreto. Los revestimientos de concreto no son de uso común. El concreto puede proteger el acero contra la corrosión en forma bastante efectiva. Cuando éste es fundido, directamente sobre el acero, asume un potencial catódico fuerte. Además, con un buen concreto, el acero se polariza para resistir cualquier colección de corrientes o descargas de corriente.

El concreto es efectivo sin protección catódica debido a estas características. El concreto ha probado ser un excelente material protector en tuberías de distribución, en limitadas aplicaciones en líneas de transmisión y para áreas de protección donde la protección catódica no puede ser utilizada efectivamente. Es relativamente caro, pero los resultados se traducen en un revestimiento fuerte y de larga vida para aplicaciones especiales.

Los revestimientos de concreto fundido deben tener un mínimo espesor de 2 plg., el concreto debe ser aplicado directamente sobre el acero y es de suma importancia que no sean usados aditivos en la mezcla del concreto. Los cloruros, particularmente, destruirían las características polarizantes que son parte esencial de las cualidades protectoras del concreto sobre el acero.

1.3.2.2. Protección catódica

Con el advenimiento de la industria moderna el uso de estructuras metálicas subterráneas, tales como tuberías, cables de comunicación y facilidades de almacenamiento, se han incrementado notablemente.

Esto ha implicado una gran demanda de medidas de mitigación de la corrosión. Prácticas de control de corrosión tales como la aplicación de una protección catódica, la aplicación de revestimientos protectores, y técnicas metalúrgicas mejoradas han venido a ser más prominentes.

Es de suma importancia el considerar los principios, los métodos y factores de diseño envueltos en la aplicación de la protección catódica. La protección catódica de los metales no es un desarrollo reciente. En 1,824 Sir Humphrey Davy utilizó esta técnica para retardar la corrosión de los envainados de cobre sobre los cascos de los barcos británicos adhiriendo platos de zinc. La protección catódica continúa siendo un método efectivo para la mitigación de la acción destructiva de la corrosión.

1.3.2.2.1. Principios de protección catódica

La celda electroquímica contiene cuatro componentes principales: el electrolito, el ánodo, el cátodo y una conexión eléctrica. Éstos cuatro componentes y una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo deben existir para que la corrosión ocurra. Al remover cualquiera de éstos componentes de la celda para el proceso de corrosión.

Existen tres diferentes clases de celda electroquímica:

1. Celda galvánica: los electrodos de metal diferente en un electrolito común.
2. Celda de concentración: electrodos de metal similar en un electrolito diferente.
3. Celda electrolítica: una celda electroquímica controlada por una fuente externa de corriente eléctrica.

En cada una de éstas celdas, el ánodo se corroe y es consumido mientras el cátodo es protegido de la corrosión. La corriente eléctrica en todas estas celdas fluye del cátodo al ánodo en el circuito eléctrico externo. Las descargas de corriente del ánodo y entran al electrolito, y al hacerlo, producen una reacción química en la superficie del ánodo.

Esta reacción involucra los iones positivos del ánodo metálico y los iones negativos en el electrolito, usualmente los iones hidroxilo, con la formación subsecuente de un compuesto del metal como un producto de corrosión. La corriente migra a través del electrolito y es recibido por el cátodo. En la superficie de los iones positivos del cátodo de la solución son liberados, generalmente en la forma de hidrógeno atómico. A menudo el hidrógeno gaseoso evoluciona y otros compuestos son formados, como lo es el caso de los carbonatos y cloruros, a través de reacciones secundarias. El cátodo no se corroe, pero es protegido contra la corrosión.

En el ánodo, a medida que los iones hidroxilo se combinan con los iones ferrosos o de acero, un exceso del ion hidrógeno permanecerá en solución haciendo el electrolito más ácido. La tasa de corrosión para el acero se incrementa a medida que aumenta la concentración del ion hidrógeno causando que el pH del electrolito se reduzca. Por el contrario, en el cátodo, los iones de hidrógeno dejan el electrolito y forman átomos de hidrógeno en la superficie de la tubería. Esto causa la reducción en la concentración del ion de hidrógeno en el cátodo, por lo tanto el pH se incrementa y el electrolito se convierte en más alcalino. La tasa de corrosión del acero decrece y la corrosión es detenida en un ambiente alcalino.

La protección catódica hace de una estructura metálica, en su integridad, el cátodo de una celda electroquímica diseñada a propósito de manera que esta sea protegida de la corrosión. La corriente de protección, ya sea desarrollada dentro de la celda o introducida a la celda desde una fuente externa, es lo suficientemente fuerte para sobrepasar y nulificar el efecto de las corrientes de corrosión dejando las áreas anódicas de la estructura. Cuando la superficie del metal es completamente polarizado, la corrosión se detiene.

En un sentido, la corrosión no es eliminada con la protección catódica, pero es dirigida a un material menos costoso y reemplazable, que es sacrificado como ánodos mientras que la estructura metálica de alto valor es protegida. Cuando éstos ánodos son consumidos éstos deben ser reemplazados, para mantener la protección de la estructura.

Para entender mejor la protección catódica debemos examinar la ecuación básica de corrosión galvánica. De acuerdo a la Ley de Ohm ($E=IR$), donde una diferencia en potencial existe sobre una estructura enterrada y desprotegida, y un valor finito de resistencia de circuito existe, la corriente de corrosión fluirá.

Para lograr una protección catódica, la corriente de corrosión debe ser reducida o igualada a cero. La siguiente derivación ilustra la ecuación básica de corrosión galvánica:

$$I = E/R \text{ (Ley de Ohm) } \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde I = Corriente, E = Voltaje, R = Resistencia.

Celda Electroquímica.

$$E = E_a - E_c \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde E = potencial de la celda, E_a = potencial del ánodo

$$R = R_t = R_a + R_g + R_c + R_p \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde R_t = Resistencia total de una celda, R_a = Resistencia de interfase del ánodo, R_g = Resistencia en la tierra, R_c = Resistencia de interfase del cátodo, R_p = Resistencia en la tubería.

Si asumimos R_g y R_p como insignificante

$$R_t = R_a + R_c \quad \text{Ecuación 4}$$

Por lo tanto en una ecuación electroquímica o ecuación de corrosión

$$I = i_c \text{ (corriente de corrosión)} \quad \text{Ecuación 5}$$

La ecuación de corrosión es:

$$i_c = (E_a - E_c) / (R_a + R_c) \quad \text{Ecuación 6}$$

Para lograr la protección catódica i_c debe ser igual a cero, por lo tanto:

$$i_c = (E_a - E_c) / (R_a + R_c) = 0 \quad \text{Ecuación 7}$$

La corriente de corrosión puede ser nulificada en la ecuación de corrosión en dos formas: Una forma es hacer la resistencia del circuito (R_a+R_c) igual al infinito. Al aplicar un revestimiento protector estamos tratando de hacer esto, sin embargo un revestimiento perfecto no es económicamente factible. Aún si un revestimiento perfecto pudiese ser instalado, las fuerzas de deterioro del revestimiento atacarían a éste y causarían fallas en el revestimiento. Cuanto mejor sea el revestimiento, menor será la corriente de corrosión (i_c) y más fácil será proteger catódicamente la tubería de la corrosión.

Las corrientes de corrosión pueden también ser nulificadas reduciendo la diferencia de potencial, entre el cátodo y el ánodo (E_a-E_c), a cero. El punto de igualación de potencial representa la mínima corriente requerida para lograr una protección catódica efectiva. Se logra una máxima economía nulificando las corrientes de corrosión aplicando un buen revestimiento y como un suplemento la aplicación de protección catódica.

Una tercer forma de ver el proceso de protección catódica es decir que el potencial de la tierra en contacto con la estructura es hecha positiva de manera que las corrientes de corrosión no puedan más dejar electrolíticamente la superficie del metal. Siempre y cuando evitemos que las corrientes de corrosión dejen la estructura electrolítica enterrada, la corrosión será detenida.

1.3.2.2. Tipos de protección catódica

a. Protección catódica con ánodos galvánicos

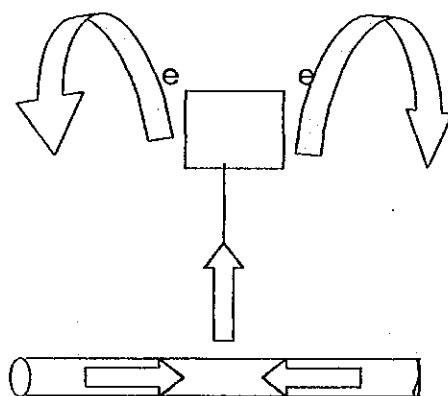
En una celda de corrosión, resultante de metales diferentes en contacto directo, un metal es anódico con respecto al otro y se corroe. En la protección catódica con ánodos galvánicos, se le saca ventaja a este efecto estableciendo a propósito una celda de metal diferente, lo suficientemente fuerte, para contrarrestar las celdas de corrosión que normalmente existen en las tuberías.

Esto se logra conectando un metal fuertemente anódico a la tubería. Éste metal se corroerá y al hacerlo descarga corriente hacia la tubería como se muestra en la figura 1.

En las instalaciones comunes, la corriente disponible de los ánodos galvánicos es limitada a cantidades relativamente pequeñas. Por esta razón, la protección catódica por ánodo galvánico normalmente es utilizado donde la corriente requerida para la protección es pequeña. La conducción de voltaje existente entre la tubería de acero y los metales anódicos galvánicos es limitada a valores bajos, de manera que si los ánodos son para descargar una cantidad de corriente útil, la resistencia de los contactos entre los ánodos y la tierra deben ser bajos.

Esto significa que para instalaciones normales, los ánodos galvánicos deben ser usados en suelos de baja resistividad. Una instalación normal, como la considerada en la fig. 1, es una en la cual la corriente de un ánodo galvánico instalado, se espera que proteja una parte substancial de longitud de la tubería.

FIGURA 1 Protección catódica por ánodo galvánico



Tubería protegida: trabajando con ánodo galvánico de zinc o magnesio enterrado o conectado a la tubería con cable descargará corriente y protegerá la línea de tubería.

Existen también situaciones en las que los ánodos galvánicos son ubicados en puntos específicos sobre una tubería y se espera que protejan solamente unos pocos pies de tubería, especialmente donde la línea es desnuda.

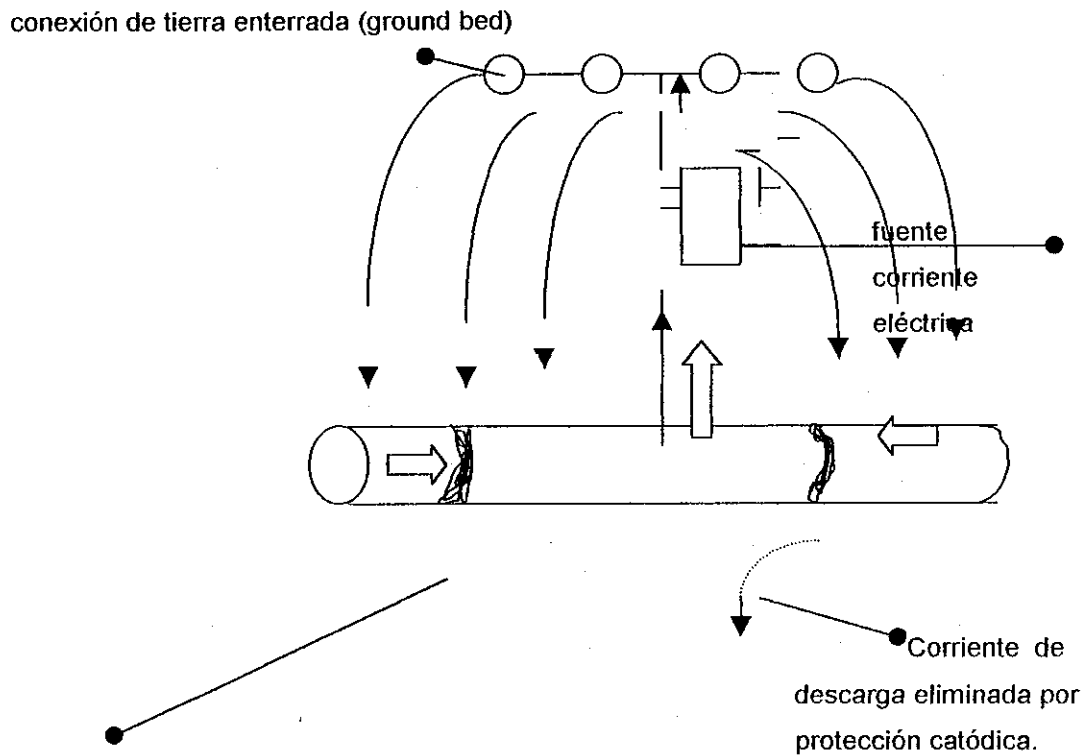
b. Protección catódica con corriente impresa

Para verse libre de la limitación del voltaje conducido asociado con los ánodos galvánicos, voltaje de alguna fuente externa puede ser impresa sobre el circuito entre una línea de tubería protegida y una conexión de tierra enterrada "ground bed", la figura 2 ilustra esta situación.

En la actualidad la fuente de poder más común es el rectificador. Este aparato simplemente convierte la corriente alterna (de los sistemas de distribución eléctrica usuales) en corriente eléctrica directa de bajo voltaje. Los rectificadores usualmente están provistos con formas para variar el voltaje de salida d-c, en pequeños incrementos, sobre un rango razonablemente amplio. La mayoría de los rectificadores tienen salidas máximas de voltaje en un rango entre 10 y 50. Pueden obtenerse unidades con salidas de corriente máxima en un rango menor de 10 A. hasta varios cientos de A.

Esto sirve para darse cuenta de la flexibilidad de opciones, en fuentes de poder disponibles para un ingeniero en corrosión, cuando planifica un sistema de protección catódica por corriente impresa. Cualquier otra forma fiable de corriente directa puede ser utilizada para un sistema de protección catódica por corriente impresa, por ejemplo: conjunto de motor-generador (cuando se necesitan grandes bloques de energía y líneas de poder con corriente alterna no están disponibles para alimentar los rectificadores), por medio de baterías, generadores accionados por el viento, turbinas de gas, celdas solares, etc.

Figura 2 Instalación básica de protección catódica



Las áreas oscuras sobre la tubería denotan áreas anódicas existentes anteriormente a la aplicación de protección catódica.

1.3.2.3. Inhibidores de corrosión

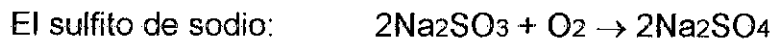
Se le define como la sustancia química que adicionada en pequeñas concentraciones a un medio corrosivo reduce eficazmente la velocidad del proceso corrosivo.

Existen varias clasificaciones de la familia de los inhibidores, una de éstas es la siguiente:

- Inhibidores tipo adsorción
- Retardadores de evolución de Hidrógeno
- Barredores químicos
- Oxidantes
- Inhibidores fase vapor

Los inhibidores tipo adsorción están constituidos generalmente por compuestos orgánicos, que por adsorción, suprimen la disolución de metal y la reacción de reducción. Estos inhibidores actúan químicamente como una barrera. En el caso de los retardadores de evolución del hidrógeno es importante mencionar que son efectivos en medios ácidos; sin embargo, son inefectivos en medios donde ocurre otro proceso de reducción, como en el caso de reducción de oxígeno.

Los barredores químicos actúan removiendo elementos promotores de la corrosión tales como el oxígeno. Los barredores no funcionan en medios donde el oxígeno no gobierna la reacción de reducción (medio ácido). Ejemplos de éstos barredores lo constituyen:



Los inhibidores oxidantes son los utilizados primordialmente en aquellos metales y aleaciones que demuestran transiciones activas-pasivas, tales como hierro, acero y sus aleaciones.

Los inhibidores fase vapor actúan similarmente a los inhibidores tipo adsorción y poseen una presión de vapor alta. Son aplicados en espacios confinados, actuando por sublimación y condensación.

Otra clasificación de los inhibidores es:

- Anódicos
- Catódicos
- Orgánicos
- Precipitadores
- Fase vapor

Los inhibidores anódicos se subdividen en oxidantes y no oxidantes. Los primeros actúan en ausencia de oxígeno, ejemplo de estos son: los cromatos, nitritos y nitratos. Los no oxidantes son los que actúan en presencia de oxígeno, ejemplo de éstos son: Los fosfatos y molibdatos. Es importante mencionar que los inhibidores anódicos a bajas concentraciones son sumamente peligrosos.

Los inhibidores catódicos se subdividen en: envenenadores del cátodo (sulfuros, seleniuros, arseniatos), precipitadores catódicos (carbonato de calcio y magnesio, sulfato de zinc) y barredores que son eliminadores de oxígeno.

Los inhibidores orgánicos por su parte no son específicamente catódicos/anódicos. La delgada película invisible del inhibidor, recubre por adsorción el ánodo y el cátodo según el metal expuesto se encuentre cargado positiva o negativamente. Ejemplos de éstos inhibidores son: aminas, cationicos, sulfonatos, aniónicos.

Los inhibidores precipitadores como su nombre lo indica son los que inducen precipitación, son filmicos, forman compuestos e interfieren con ánodos y cátodos. Estos precipitadores requieren oxígeno para una eficiente inhibición.

Los inhibidores fase vapor actúan por volatilidad y condensación en espacios confinados, ejemplo de éstos son la morfolina y la etilindiamina.

Selección del Inhibidor

Para toda selección del inhibidor, se requiere conocer del sistema:

- Componentes salinos del medio, por ejemplo cloruros, sulfatos.
- El oxígeno disuelto y el pH.
- La temperatura, ya que temperaturas mayores de 85°C degradan la mayoría de los inhibidores de corrosión.

- Componentes metalúrgicos del medio a proteger.
- Regulaciones ambientales

Toda esta información debe cotejarse con la información técnica suministrada por el fabricante del producto.

1.3.3. Control de corrosión interna en sistema de tubería para conducción de petróleo crudo y productos refinados

1.3.3.1. Monitoreo de la corrosión

El monitoreo de la corrosión es efectuado ya sea por observaciones directas o indirectas. Donde sea aplicable son preferidas las observaciones directas. La selección de un procedimiento de monitoreo adecuado es un prerequisite para un programa exitoso. El objetivo de un programa de monitoreo de corrosión es determinar la tasa y tipo de pérdida de metal y como éste puede variar a través del sistema.

Los dos factores principales que deben ser considerados para un programa de monitoreo exitoso son:

1. Adecuación de la técnica de monitoreo
2. La selección de sitios de observación representativa.

Es de suma importancia considerar las ventajas y limitaciones de los métodos de monitoreo aplicados con más frecuencia en la industria petrolera. Estas técnicas pueden ser clasificadas en forma extensiva como procedimientos directos o indirectos (ver tabla III).

En los procedimientos directos, la pérdida actual de metal esta siendo medida u observada. Con técnicas indirectas, la observación o medida es de la corrosión que ocurre sobre el metal, de aproximadamente la misma composición y procesamiento, como los usados en el equipo que es monitoreado.

Tabla III. Métodos de detección de la corrosión

METODOS DIRECTOS	METODOS INDIRECTOS
Inspección visual	Conteo de hierro
Inspección ultrasónica	Cupones
Calibradores	---
Pruebas de bobinas	---
Radiografía	---

Fuente: Howard EnDean. Monitoreo de la Corrosión.pag. 55

Cuando el tipo y tasa de pérdida del metal puedan ser determinados, un método directo constituye generalmente el enfoque de monitoreo preferido. Las observaciones directas son particularmente ventajosas en zonas de ataque acelerado conocido, ya que permiten establecer un mantenimiento preventivo y puede ser programado un reemplazo de equipo, minimizando de esta manera la posibilidad de fallas en el equipo de tipo peligroso.

Una de las limitaciones principales de los métodos directos es en sistemas, donde las condiciones corrosivas, puedan cambiar marcadamente y donde se desarrollan condiciones peligrosas entre las inspecciones. Donde esto es una posibilidad, un programa de monitoreo puede ser optimizado, mediante la combinación de métodos directos e indirectos. Los métodos indirectos pueden ser ya sea de una programación frecuente, o de un tipo de monitoreo continuo y los datos obtenidos son utilizados, como un indicador, para determinar cuando un procedimiento de inspección directa es necesario.

1.3.3.1.1. Métodos de detección de corrosión interna en tuberías

1.3.3.1.1.1. Observación directa

a) Inspección visual

Este procedimiento es ventajoso donde grandes áreas pueden ser inspeccionadas y particularmente en procesos donde las características de los fluidos, las velocidades y relaciones de fase, puedan causar diferencias significativas en la tasa y tipo de corrosión. El método es bastante útil en locaciones de equipo susceptible a un ataque acelerado, por ejemplo en soldaduras, costuras y uniones de metales diferentes.

Donde se requiera, las observaciones visuales pueden ser combinadas con medidas para determinar cuantitativamente la extensión de la pérdida del metal. Si el sistema esta siendo inhibido la efectividad global del programa es fácilmente evaluado. Donde debe efectuarse una inspección completa, el procedimiento puede consumirnos mucho tiempo y frecuentemente requerirá de operaciones extensivas de limpieza.

Ya que la inspección visual sin medidas sustanciales es un asunto de juicio, debe considerarse con sumo cuidado la capacidad del inspector. Esto requiere ambas la habilidad para juzgar el grado de deterioro desde la inspección anterior y un conocimiento suficiente del proceso, para seleccionar las locaciones del sistema que requieren una inspección a detalle. Donde la inspección visual es posible, ésta es siempre recomendable como la fase inicial en un programa de monitoreo. Sin embargo, donde ocurra una falla de corrosión que resulte en condiciones peligrosas o pérdidas económicas mayores, la inspección visual debe ser complementada por inspecciones dimensionales de profundidad de las locaciones donde una pérdida acelerada de metal pueda ocurrir.

b) Inspección Ultrasónica

Existen varios instrumentos de campo, portátiles y pequeños, que proporcionan lecturas instantáneas del espesor del metal. Donde las dimensiones originales sean conocidas, estos instrumentos apropiadamente posicionados, nos brindan una medida precisa de la extensión de la pérdida de metal. Medidas cruzadas a intervalos cortos detectan y miden la profundidad de la picadura. Los instrumentos son fácilmente calibrados y cuando las limitaciones del método son entendidas, el personal de campo puede ser entrenado en su uso.

La principal limitación del método de monitoreo del progreso de la corrosión, reflejada en el incremento de pérdida de metal es inherente en la técnica ultrasónica. La onda ultrasónica de medida del espesor del metal es reflejado de un área diminuta. La onda viaja en una trayectoria recta y para una medida certera, la sonda debe ser perpendicular a la superficie del metal. Esto requiere que en un programa de monitoreo los lugares de medición sean localizados con precisión y preparar la superficie para asegurarnos del posicionamiento perpendicular de la sonda de medición.

El método de inspección ultrasónica tiene una ventaja adicional en el monitoreo de equipo sujeto a esfuerzos altos o cíclicos. Ya que la onda es reflejada desde cualquier discontinuidad, tal como una grieta interna, cuando es posicionada apropiadamente esta puede detectar fallas incipientes por fatiga. En este tipo de inspección, el posicionamiento de la sonda es extremadamente importante y los operadores deben ser lo suficientemente diestros en la interpretación de datos.

c) Calibradores de perfil de corrosión "profile corrosion calipers"

Este tipo de calibrador transmite la grabación a la superficie por medio de un cable eléctrico. El número de sensores en un diseño del instrumento variará de 26 a 64 dependiendo del tamaño de la tubería que se esté revisando. Sin embargo, solamente la medida del sensor que muestra la máxima deflexión es transmitida a la superficie donde una sola línea de registro continuo es impreso sobre un instrumento de grabación del tipo de banda. Este tipo de instrumento no especifica el tipo de corrosión, nos indica la máxima cantidad de metal removido que es el punto de mayor interés en una consideración de monitoreo de corrosión.

Una ventaja de esta herramienta sobre el grabador de múltiples huellas, es que la revisión y su interpretación pueden ser efectuadas en el mismo lugar. En el caso de corrosión severa o penetración en la pared, esto nos permite efectuar la calendarización inmediata de un trabajo de reparación. Ambos instrumentos nos brindan distintos tipos de grabaciones en las uniones de la tubería, en coplas de flujo, etc.; esto hace posible que zonas de alta corrosión y otras anomalías en la tubería sean localizadas con bastante certeza.

Revisiones de estos calibradores en tuberías de conducción y tuberías de revestimiento, son ambas de gran valor en la determinación de la tasa de corrosión y la efectividad de los programas de inhibición de corrosión. Sin embargo, la importancia de correr la primera revisión rápidamente después que la tubería ha sido puesta en el agujero no puede sobre enfatizarse.

Las especificaciones A.P.I. permiten imperfecciones y tienen tolerancias dimensionales que pueden confundirse por corrosión, para evitar esto, antes debe correrse una revisión de línea base, para establecer la presencia de corrosión. Cuando la revisión se repite a intervalos apropiados el progreso de la corrosión y la efectividad de los programas de inhibición pueden ser dimensionalmente determinados dentro de las limitaciones de las herramientas de la inspección. Entre las limitaciones de los calibradores están:

- a. Productos corrosivos e incrustaciones pueden esconder un ataque por picadura.
- b. Los revestimientos internos de la tubería pueden ser dañados por los sensores de los calibradores.
- c. El área de revisión es pequeña.

d) Pruebas de Bobinas

Este es un excelente procedimiento para el monitoreo de la corrosión en sistemas de tubería, debido a que las bobinas son fabricadas de los mismos metales usados en el sistema, la diferencia de composición no constituye un factor considerable. En sistemas con grandes diámetros de tubería, las bobinas pueden estar colocadas en un arreglo de doble paso. Donde la corrosión es del tipo que involucra una pérdida de metal generalizada, con solamente picaduras menores, la inspección visual es normalmente todo lo que se requiere. Las bobinas son instaladas rápidamente y de bajo costo.

En sistemas corrosivos la falla de un programa de inhibición puede ser rápidamente detectada y cuando se requiere de pruebas de profundidad, las bobinas están disponibles con un espécimen representativo del material. En sistemas donde la corrosión esta siendo continuamente monitoreado por uno de los instrumentos de sondeo indirecto, la prueba de bobina constituye un excelente procedimiento para verificar las grabaciones del instrumento.

e) Radiografía

Este método es frecuentemente utilizado para inspecciones de soldadura en nuevas instalaciones y el equipo de prueba; los costos y la pericia generalmente requerida impiden su uso para un monitoreo de rutina. Sin embargo, en áreas críticas donde puede ocurrir la erosión-corrosión, o picadura acelerada y donde un fallo puede ser catastrófico, es ocasionalmente el único método aplicable.

El método consiste en dirigir rayos X o rayos gama a través del equipo a una película fotográfica. La intensidad de los rayos impresos sobre la película es proporcional a la densidad y el espesor del metal penetrado. Este método es bastante efectivo en la localización de soldaduras defectuosas, laminaciones o porosidad en los metales, también en tubería compleja o configuraciones de equipo donde la picadura o erosión puede causar fallas catastróficas la radiografía es frecuentemente utilizada. Con la extensión de la corrosión siendo una función de las degradaciones entre áreas iluminadas y oscuras sobre la película, el tratar de monitorear el progreso general de la corrosión es sumamente difícil y requiere un alto nivel de pericia en la interpretación de la película.

Una ventaja de esta técnica es que las radiografías proporcionan un registro permanente y cualquier incremento en picadura o erosión en las áreas críticas pueden ser determinadas por la lectura de los registros.

1.3.3.1.1.2. **Observación indirecta**

a) **Conteo de hierro**

Este método tiene probablemente la más larga historia como un método indirecto de medición de la corrosión. Donde éste sea aplicable, el método tiene varias ventajas. Los conteos de hierro reflejan la cantidad de acero que está siendo removida de toda la superficie del metal en un sistema donde la corrosión esté sucediendo.

La cantidad de hierro removida puede ser calculada donde el total de agua siendo transportado a través del sistema sea conocido. Estudios de investigación aportan que la corrosión intergranular (ataque de picadura), puede ser evaluada, cuando son efectuadas mediciones del hierro y del manganeso disuelto. El conteo de hierro es frecuentemente aplicado para la medición de la efectividad de los programas de inhibición de la corrosión. Cuando un sistema ha sido diseñado para obtener lecturas de muestras representativas, el conteo de hierro, es usualmente el más conveniente, preciso y menos costoso de todos los métodos indirectos.

El procedimiento del conteo de hierro consiste en tres pasos básicos: el muestreo, el análisis y la interpretación de resultados.

El muestreo: es el más importante de los tres pasos, ya que si los líquidos muestreados no son los que fluyen a través del equipo los resultados no tendrían ningún sentido. En algunas operaciones el hierro en los fluidos totales es medido pero en la mayoría de las operaciones de producción y sistemas de tubería, solamente muestras de agua son requeridas.

Cuando sea posible las muestras de agua deben ser atrapadas en contenedores pegados directamente en el final del equipo siendo monitoreado. Cuando el agua es transportada por tuberías desde las facilidades o desde la planta de producción, las muestras deben ser obtenidas en ambos extremos de la línea. Los recipientes para el muestreo y los accesorios deben ser de materiales resistentes a la corrosión o internamente revestidos. La limpieza y el mantenimiento de la muestra sin aire son requerimientos indispensables en la extracción y transporte de la muestra. Las líneas de transferencia y los recipientes deben ser resistentes a la corrosión y estar limpios. La transferencia debe estar con la línea insertada en el fondo del recipiente y con el flujo en un bajo rango de velocidad para prevenir salpicaduras o agitación que introducen aire al agua. Algunas aguas tienden a precipitar los sólidos en una baja de presión y cuando esto ocurre debe agregarse ácido al recipiente de la muestra antes de efectuar el muestreo. El contenedor de la muestra debe estar completamente lleno antes de ser sellado.

Análisis de la muestra: análisis de rutina pueden ser efectuados ya sea con equipo de campo o en el laboratorio; sin embargo en la fase inicial del programa, son necesarios múltiples y completos análisis de agua de las muestras. El objetivo de estas pruebas es determinar que no existen elementos o radicales en solución que afectarán el análisis del hierro disuelto. También puede existir hierro disuelto en la formación de agua o proveniente de la corrosión en el equipo. Si existe hierro normalmente presente en el agua, este valor base debe ser conocido para las pruebas de monitoreo para ser interpretados con certeza. Donde el conteo de hierro será utilizado para monitorear un programa de control de corrosión, un conteo de hierro base, obtenido antes de empezado el programa de inhibición es importante en la evaluación de la efectividad del programa.

Interpretación de resultados: una evaluación cuantitativa de la significación del conteo de hierro requiere conocer el volumen total de agua moviéndose a través del sistema, la relación de fase y la dinámica del flujo. En un sistema de agua en una fase simple, puede asumirse que el hierro disuelto está siendo removido de toda el agua del acero mojado en el sistema. A través de cálculos o nomografía, el peso total del hierro que está siendo corroído, puede ser determinado en la mayoría de las operaciones de producción y operaciones relacionadas con tuberías en las cuales usualmente hay dos o tres fluidos no diferenciados o de marcadamente diferentes densidades. Una interpretación certera del conteo de hierro en estos sistemas requiere información acerca del volumen de agua transportada y los regímenes de flujo. La interpretación también será afectada dependiendo de la horizontalidad o verticalidad del flujo (por ejemplo, pozos o tuberías).

La principal dificultad en la evaluación de la significación de un conteo de hierro en estudios de producción o sistemas de tubería es la estimación del área de la superficie de acero que está siendo corroída. Debido a la diferencia de densidades de los fluidos, hay una velocidad crítica debajo de la cual la segregación del agua por gravedad ocurrirá.

La extensión a la cual la corrosión podría estar localizada en tuberías, es de suma importancia en la evaluación de la significación del conteo de hierro. Cuando el flujo está por debajo de la velocidad crítica, se segregará a lo largo del fondo de la tubería y toda la corrosión se reflejará por el conteo de hierro que está ocurriendo en el sector más bajo.

1.3.3.1.1.3. Cupones de corrosión

A excepción de la inspección visual, los cupones tienen la más larga historia en los estudios de la corrosión. Desde que la ASTM patrocinó el uso de cupones en 1915, el método ha sido un estándar en la mayoría de las industrias. Cuando son apropiadamente instalados, los resultados reflejarán con certeza la corrosividad en el lugar de medición. Los siguientes factores deben ser considerados para que nuestros resultados tengan sentido.

Material: la tasa de corrosión y el tipo de ataque en los aceros es afectada por los procesos de manufactura. En producción y sistemas de tubería, la mayoría del equipo es elaborado por trabajo en caliente o con acero tratado por calentamiento. Cupones del mismo material y con tratamiento de calor como en el equipo, es lo que se desearía, pero generalmente esto no es práctico. El acero con características metalúrgicas en la mayoría de los equipos es un "enrollado en caliente", grado 1020. Después de formarse, los cupones deben ser lavados con chorro de arena para remover toda las incrustaciones molidas, limpiados, pesados y almacenados, para prevenir que la corrosión ocurra antes de su instalación. Los aceros procesados en frío o los aceros pulidos no es aconsejable que sean utilizados para efectos de monitoreo de la corrosión.

Ubicación: los cupones determinan la corrosión electroquímica en un sistema. Sólo si el cupón no es localizado, éste será continuamente humedecido por agua, los resultados no tendrán ningún sentido. También las relaciones de fase y la distribución de los componentes puede variar extensamente con la velocidad y la ubicación de cupones múltiples podrían ser requeridos. Cuando los cupones sean montados directamente en la corriente del flujo, la velocidad debe ser considerada.

La tasa de pérdida del metal es una función del producto corrosivo, incrustaciones o inhibidor depositado sobre el metal. A altas velocidades donde el flujo golpea directamente sobre el cupón, el producto corrosivo o inhibidor puede ser erosionado sobre la superficie y la tasa de pérdida de metal por consiguiente, no reflejará las condiciones reales de operación.

Manejo: para resultados precisos, el cupón debe estar libre de corrosión cuando sea instalado para prevenir un ataque posterior después de su remoción de la prueba. La práctica general es entregar y retornar los cupones al laboratorio en sobres inhibidos. Los cupones no deben ser removidos del sobre hasta el momento de ser instalados e inmediatamente después de ser removidos de la prueba, cuidadosamente secados y ubicados en un sobre inhibido. También los cupones deben ser manejados únicamente por las orillas para prevenir ya sea que el sudor o la grasa de la punta de los dedos cause efectos extraños en la superficie.

Tiempo de exposición: no se debe enfatizar demasiado la importancia de un adecuado tiempo de exposición si deseamos que los resultados tengan sentido. La corrosión por picadura depende del tiempo y un tiempo de exposición razonable es necesario para asegurar su detección. Se sugieren diez días como tiempo mínimo de exposición y son aconsejables, por lo menos, treinta días en un programa de monitoreo de rutina.

Resultados de las pruebas: cuando los cupones expuestos son retornados al laboratorio, éstos son limpiados, pesados y se procede a reportar la pérdida de metal debida a la corrosión en milímetros de pulgada por año. Se asume que la corrosión es uniforme y es significativa en el caso de pérdida generalizada de metal. En las operaciones de producción y con sistemas de tubería las picaduras son consideradas de suma importancia. La penetración en las tuberías y prácticamente todas las fallas por esfuerzos, son causadas por picadura y la inspección de los cupones por picadura es de carácter obligatorio. Cuando los resultados del cupón indiquen picaduras en equipo sujeto a esfuerzos cambiantes, ocurrirán fallas prematuras si la corrosión no es controlada.

El uso de cupones de corrosión constituye un método probado para el monitoreo de la corrosión en los sistemas de producción de petróleo. A continuación se presentan los procedimientos para la preparación, análisis e instalación de cupones de corrosión, así como los factores que deben ser considerados para la interpretación de éstos.

No existen prácticas estandarizadas en la industria petrolera en éste punto específico, las pruebas de corrosión por su naturaleza no nos llevan por sí mismas a la estandarización correcta. Por consiguiente, se enfocará el punto como una guía preparada para el uso de cupones de corrosión en las operaciones petroleras de campo. Se describe un método de preparación del metal para su uso como cupón de corrosión y las técnicas necesarias para el manejo de los cupones antes y después de ser expuestos.

El tamaño del cupón, composición del metal y los sostenedores pueden variar por el diseño del sistema de prueba o el deseo individual. Los cupones de corrosión pueden ser usados solos o en conjunción con nipples de prueba o dispositivos electrónicos.

La interpretación de los datos obtenidos de los cupones de corrosión puede ser engañosa, si factores tales como la profundidad del agujero o el tiempo de exposición no son consideradas. En general, las tasas de corrosión no deberían ser cuantitativamente comparados de un sistema a otro; por otro lado, el cambio en la tasa de corrosión en el mismo punto de la instalación puede ser muy significativo.

Comparaciones cuantitativas entre cupones expuestos en varios puntos en el mismo sistema pueden ser bastante significativas, cuando los períodos de exposición son los mismos en todos los puntos.

1.3.3.1.1.3.1. Procesamiento de cupones de corrosión

Preparación inicial

- Debe colocarse con punzón o un buril, un número de serie permanente sobre el cupón en un área donde sea menos expuesta al ambiente corrosivo. No se debe exponer nuevamente un cupón que ha sido expuesto en el campo.
- Delinear las líneas en los cupones ligeramente por limpieza de chorro de arena "sandblasting" para producir una superficie uniforme. La preparación de la superficie puede afectar los resultados de las pruebas; por lo tanto, toda preparación de superficie del cupón debe ser tan uniforme como sea posible.
- Manipule todos los cupones de corrosión con guantes limpios o trapos después de la limpieza, para prevenir la contaminación de la superficie con aceites indeseados, cuerpos salinos y otros materiales promotores de herrumbre. Manipule los cupones cuidadosamente para prevenir que se raspen o de otra forma se estropee la superficie.
- Remueva los residuos de petróleo con un solvente de hidrocarburos tal como el benceno. No incremente la temperatura o use solventes que contengan cloro.
- Seque y pese los cupones a 0.1mg. Registre el peso y número de serie, para el manejo, utilice trapos blancos y guantes de algodón que estén libres de petróleo.

- Empaque individualmente los cupones para su embarque en un sobre a prueba de humedad conteniendo gel sílica o en sobres revestidos o impregnados con inhibidor en fase de vapor. Antes del embarque, los cupones empacados individualmente pueden ser almacenados en un contenedor cerrado conteniendo gel sílica.

Procedimiento para el manejo en el campo y embarque de los cupones después de ser expuestos.

- Los cupones deben ser colocados en el sobre original a prueba de humedad o en el sobre con inhibidor en fase de vapor para su análisis.
- El cupón de corrosión no debe ser limpiado, cubierto con grasa o alterado en alguna otra forma.

Procedimiento en el laboratorio para la limpieza y peso de cupones después de ser expuestos.

- Fotografiar los cupones antes y después de ser limpiados, si se desea.
- Examinar el cupón visualmente y analizar cualquier revestimiento de óxido o materiales extraños adheridos al cupón.
- Sumergir el cupón en HCl inhibido al 15% por uno o dos minutos para remover cualquier laminita u óxido ferroso. Inmersiones repetidas y/o ácidos a temperaturas elevadas pueden requerirse para limpiar cupones revestidos severamente.

- Sumergir el cupón en solución saturada de bicarbonato de sodio por un minuto para neutralizar el ácido.
- Enjuagar el cupón inmediatamente en alcohol isopropílico o en acetona para secarlo.
- Pese el cupón a 0.1 mg.

1.3.3.1.1.3.2. **Instalación de cupones de corrosión**

Instalar cupones en un sistema para evaluar su corrosividad y para monitorear la efectividad de las medidas de mitigación es una práctica común en la industria petrolera. Los cupones son usados también para evaluar la adecuación de diferentes metales en un ambiente corrosivo. Existen varios tipos de cupones disponibles, algunos de los más comunes son:

Cupones de Cinta: (el tipo más ampliamente utilizado)

- 3 plg. x 1 plg. x 1/8 plg. (76.2 x 25.4 x 3.2) mm.
- 3plg. x ¼ plg. x 1/8 plg. (76.2 x 6.4 x 3.2) mm.
- 6 plg. x ½ plg. x 1/16 plg. (152.4 x 12.8 x 1.6) mm.

Cupones redondos:

- ¼ plg. x 4 plg. (6.4 x 102)mm.
- ¼ plg. x 1 3/8 plg. (6.4 x 35)mm.

Cupones circulares: están disponibles en varios tamaños. El tamaño del cupón que caza entre un par de bridas anulares, depende del tipo de brida en el cual el cupón es instalado. Un cupón común para una brida API 1500 es 3 ¼ plg. (83 mm.) de diámetro con un agujero de 1plg. (25 mm.) con 0.08 plg. (2.1 mm.) de espesor.

Los cupones de corrosión son manufacturados regularmente con acero suave (generalmente AISI 1020). Sin embargo, es preferible el uso de metales idénticos a los metales usados en el sistema o metales que son considerados para el uso en el sistema.

Los cupones de corrosión pueden ser montados en un sistema de diferentes formas. El montaje exacto necesita igualar el sistema del usuario. En general, el montaje debe ser diseñado para:

1. Soportar adecuadamente los cupones en el sistema de flujo.
2. Aislar eléctricamente el cupón del metal.
3. Colocar el cupón en la ubicación apropiada con respecto al flujo.
4. Proporcionar facilidad de cambios rápidos de cupones bajo condiciones de campo.

Los sostenedores están disponibles para montar cupones simples o cupones múltiples en varios tamaños y tipos de conexiones. La parte superior del sostenedor del cupón de banda debe ser marcado de manera que la orientación del cupón pueda ser determinada cuando ésta se encuentre en servicio. Los sostenedores para propósitos especiales están disponibles para que sea posible la remoción del cupón del sistema bajo presión.

La ubicación del cupón debe ser cuidadosamente seleccionado para obtener resultados significativos, cambios en la cantidad o composición de los gases o líquidos en el sistema, así como los cambios en las temperaturas o presiones afectarán la tasa de corrosión. Acumulaciones de parafina y el uso de inhibidores para la remoción de químicos (ácidos, bisulfato de carbono y químicos de remoción de rastros de herrumbre) pueden afectar los resultados.

Es de particular importancia que los cupones consecutivos del tipo banda estén orientados en orden similar de manera, que el mismo modelo de flujo, sea experimentado por cada uno de ellos. Se sugiere que el cupón de banda sea orientado en el sistema de manera que las orillas encaren el flujo del fluido.

Como regla general, la corrosión es más severa en áreas de alta velocidad, áreas de estancamiento, o donde cualquier material se asienta. La corrosión puede ser aún más severa en el fondo de una línea, donde el agua y otros líquidos tienden a asentarse o en la parte superior de una línea, donde el proceso de condensación ocurre.

La interpretación de los resultados del cupón debe involucrar estos factores. Los puntos de turbulencia en las tuberías y los contenedores generalmente tendrán más severa corrosión que áreas de flujo laminar. Las velocidades altas en el fluido pueden remover capas resistentes a la corrosión exponiendo superficies frescas que serán atacadas posteriormente. Las velocidades bajas pueden permitir la acumulación de sólidos y picaduras.

En líneas de captación de gas u otros sistemas similares, la acumulación del fluido puede ocurrir donde hay un cambio en la elevación de la línea. La corrosión puede acelerarse en dicho punto.

Las tuberías son generalmente más efectivamente monitoreadas con niples de prueba; sin embargo, los cupones de corrosión pueden ser utilizados si los lugares seleccionados permiten que los cupones estén sujetos a las mismas condiciones corrosivas de la línea, ya sea que esté en fase gaseosa o líquida.

Se debe considerar también la ubicación de los cupones, donde éstos son sujetos a un tratamiento inhibitor, para que reflejen el tratamiento inhibitor sobre el cupón. Los cupones en las líneas de flujos pueden ser afectados por acumulaciones de parafina.

El lapso de tiempo que los cupones son expuestos al sistema debe ser tomado en cuenta. Exposiciones por períodos cortos (15 a 45 días), brindarán respuestas rápidas pero podrían dar rangos más altos de corrosión que las exposiciones por períodos largos. Las exposiciones más largas (60 a 90 días) son a menudo requeridas para detectar adecuadamente y definir un ataque de picaduras. Los sostenedores múltiples de cupones son utilizados a menudo, de manera que ambos efectos (períodos largos y cortos) puedan ser evaluados.

Las líneas sujetas a temperatura ambiente pueden tener variaciones en la tasa de corrosión entre invierno y verano. Algunos sistemas que transportan gas y/o fluido de composición variable, por lo tanto, puede ser necesario correr exposiciones de largo tiempo o varias exposiciones de corto tiempo para evaluar esas variantes.

Cuando los cupones son usados para evaluar y monitorear un tratamiento inhibidor de corrosión los cupones deben ser instalados justamente antes del tratamiento, esto es particularmente importante, cuando existe largo tiempo entre los tratamientos.

1.3.3.1.1.3.3. Registro de datos en el reporte de corrosión

El reporte de cupón de corrosión puede ser una forma efectiva para analizar el tipo y grado de mitigación de la corrosión. El reporte es diseñado de manera que los resultados de cada punto de instalación del cupón pueda ser grabado y cuidadosamente analizado. El reporte es autoexplicativo y necesita ser llenado con la información apropiada.

1.3.3.1.1.3.4. Evaluación de la información del cupón

Los cupones de corrosión son los más efectivos si son utilizados para evaluar los efectos de los cambios en un sistema, en lugar de dar resultados cuantitativamente exactos. Por ejemplo, si un tratamiento para la mitigación de la corrosión es iniciado o variado, los cupones indicarán la efectividad relativa del cambio.

El continuo monitoreo del sistema es esencial para notar los cambios en el sistema, de manera que la iniciación temprana de las medidas de control efectivo de la corrosión puedan ser tomadas. Este monitoreo prevenirá o reducirá el equipo costoso o fallas en las líneas tubulares.

Tabla IV. Clasificación de tasas de corrosión

TASA PROMEDIO DE CORROSIÓN		
CLASIFICACIÓN	(mpy)	($\mu\text{m/año}$)
BAJA	< 1.0	< 25
MODERADA	1.0 - 4.9	25 - 125
SEVERA	5.0 -10	128 - 254
BASTANTE SEVERA	> 10	> 254

Fuente:Preparación e Instalación de Cupones de Corrosión
Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión

El uso de este criterio requiere considerable juicio por parte del usuario y debe ajustarse también a los requisitos económicos y de seguridad. Por ejemplo, un proyecto de corta vida y de relativo bajo costo puede normalmente tolerar una tasa más alta de corrosión que un proyecto de largo tiempo y alta inversión.

El cálculo de la tasa promedio de corrosión asume una pérdida uniforme de metal, el cual puede, o no ser cierto. Éstos datos deben ser determinados por la máxima medida de profundidad de picadura, para establecer la severidad de la corrosión desde un punto de vista operacional.

1.3.3.1.1.4. Probetas

A las probetas se les denomina también sondas, existen varios tipos, entre los cuales sobresalen:

1.3.3.1.1.4.1. Sonda de resistencia eléctrica

La medición del incremento en la resistencia eléctrica de una sonda cuando un área de sección transversal del metal es reducido por la corrosión, puede ser directamente relacionado con la cantidad de metal perdido. La sonda debe ser de composición similar y con tratamiento de calor para el metal en el sistema. Ésta debe estar localizada donde el fluido es representativo del sistema y no donde un fenómeno de corrosión-erosión puede llevarse a cabo. La sonda, parecida al cupón convencional de corrosión, debe tener un período inicial de inmersión para alcanzar el equilibrio con el sistema.

Como regla general, esto debe comprender un período de 10 días. Después de este período, el incremento en la resistencia por intervalo de tiempo puede ser convertido de un incremento en resistencia grabado por el medidor en pérdida de metal en mm. por año. Los factores de conversión son proporcionados por el proveedor del instrumento. La dependencia del tiempo debe ser reconocida en el análisis de los resultados. Como un período razonable, generalmente varios días, debe ser permitido entre las mediciones. Lecturas únicas son susceptibles a errores significativos y el promedio del número de lecturas debe ser utilizado en un análisis. Cuando se establezca que la corrosión es un ataque generalizado la sonda debe ser frecuentemente inspeccionada por picaduras. El método de resistencia eléctrica utilizado en conjunción con el historial de operación e inspecciones constituye un buen método de monitoreo indirecto de corrosión.

1.3.3.1.1.4.2. Sonda de polarización lineal

Éstos sistemas están disponibles en una variedad de diseños. Las sondas son de una configuración de uno a tres componentes y con un diseño de flujo montado, que permite el posicionamiento en pequeñas áreas aisladas de posible ataque. La instrumentación puede ser ya sea de indicación o del tipo de grabación continua. Una ventaja del sistema es que cuando la metalurgia de los elementos propios es similar a los componentes del sistema los instrumentos pueden ser calibrados para un registro directo en mm. por año. Para quien se interese en la teoría de operación es recomendada como referencia la publicación "Corrosion Control in Petroleum Production", NACE publication TPC No. 5.

El requisito obligado para la aplicación del método de sonda de polarización lineal, es el montaje de los elementos de la sonda, en un fluido conductor eléctrico. Las mediciones no pueden ser efectuadas en petróleo. Cuando la sonda sea humedecida en forma intermitente, la medición indicará que la corrosión está ocurriendo, pero los valores obtenidos no tienen mayor significado.

Como en el caso de los cupones de corrosión y sonda de resistencia eléctrica, la sonda de polarización lineal debe alcanzar el equilibrio con el sistema, antes de que las mediciones sean significativas. Debido a que la efectividad del sistema es particularmente sensitivo a las condiciones de la sonda, su instalación debe ser diseñada de manera que sus elementos sean fácilmente removidos para su inspección.

1.3.3.1.1.4.3. **Sonda galvánica**

La sonda galvánica proporciona una evaluación cualitativa de la corrosividad del fluido en lugar de una medición de la reacción química o electroquímica. El ensamble de la sonda generalmente consiste en un par de electrodos no similares, típicamente de acero o latón. Estos están conectados externamente. Cuando el líquido en el cual los electrodos están inmersos es conductor, se crea una batería. La corriente del fluido es una función de la corrosividad del líquido, un incremento de la pérdida de metal, es indicado con un incremento de la corriente del fluido.

1.3.3.1.1.4.4. Sonda de hidrógeno

Lo más importante de su operación radica en la habilidad del hidrógeno monoatómico (H^+) de difundirse a través del acero, mientras que una mayor cantidad de moléculas de hidrogeno (H_2) no puede hacerlo. La sonda puede tener una variedad de diseños. En su forma más simple consiste en un tubo hueco de pared delgada de acero, sellado en un extremo y adherido a un medidor de presión en el otro. Los átomos de hidrógeno difundidos dentro del tubo se combinan con otros átomos formando moléculas y entonces son atrapados. La presión en el tubo se incrementa con el aumento de la concentración de moléculas de hidrogeno. La tasa de incremento de presión es una función de la tasa de corrosión.

La sonda de hidrógeno proporciona una medida cualitativa. La presión desarrollada en la sonda y su tasa de incremento, cuando es usada en conjunción con otras técnicas de monitoreo, puede ser una herramienta invaluable para estudios de corrosión y programas de control; sin embargo, hasta que la experiencia establezca el significado de las lecturas de la sonda, ésta no debe ser considerada como un procedimiento de monitoreo primario.

1.3.3.1.2. Métodos de control de corrosión interna en tuberías

1.3.3.1.2.1. Cochinos

También llamados raspadores "scrapers", son utilizados para mejorar y mantener la limpieza interna de la tubería mediante la remoción de contaminantes y depósitos dentro de la tubería. Normalmente, debe considerarse la limpieza de la línea en forma periódica con cochinos.

Debido a que el agua y otros fluidos se asientan fuera de la comodidad transportada, ya sea por baja velocidad debida a reducciones de flujo, cambios de solubilidad debida a factores como la temperatura o la presión se hace necesario el uso de raspadores, ya que éstos fluidos contienen agentes corrosivos como ácido sulfídrico, dióxido de carbono, sales ácidas y otros corrosivos.

El uso de los cochinos o raspadores puede hacerse en forma conjunta con un proceso de inhibición química. Los raspadores también son utilizados para desalojar los sedimentos perdidos, incluyendo productos corrosivos, herrumbre, arena o incluso tierra, los cuales usualmente promueven la formación local de celdas de corrosión sobre el cuadrante del fondo de la tubería; especialmente en condiciones de insuficiente velocidad de flujo, o para desalojar la cera u otros sólidos depositados adheridos a la pared de la tubería, las cuales limitan la efectividad de otras medidas de mitigación de la corrosión, tales como inhibición química.

En la actualidad se cuenta con una gran variedad de diseños de cochinos los cuales cuentan con una gran variedad de grados de capacidad de limpieza de arenas abrasivas, para la remoción de los contaminantes adheridos a la pared interna de la tubería de conducción de crudo. Existen, además, cochinos flexibles de espuma que tienen la capacidad de atravesar una línea de tubería de diferentes tamaños y puede pasar a través de curvas de radios cortos.

La escogencia del tipo de raspador depende de factores tales como:

- a. La habilidad del cochino para remover los contaminantes presentes.
- b. El costo.
- c. La habilidad para atravesar segmentos de la tubería.
- d. Compatibilidad de materiales de construcción con la comodidad.
- e. Factibilidad de su uso desde un punto de vista operacional.
- f. Presencia de otras capas o revestimientos.

1.3.3.1.2.2. Remoción de los constituyentes corrosivos de la comodidad

Cuando el agua esta presente en cantidades suficientes para causar problemas de corrosión, ésta debe ser removida por medio de la deshidratación. El agua libre asociada con el petróleo crudo puede ser removida mediante su desalojo en locaciones de almacenamiento o haciendo uso de separadores, filtros de arena, etc.

El sistema completo de tubería debe ser revisado en busca de puntos donde el aire pueda entrar o de otra forma ponerse en contacto con la comodidad. Un diseño cuidadoso del equipo es considerado de suma importancia para que el aire no entre al sistema. Un químico barredor de oxígeno, como sulfatos alcalinos o una desareación al vacío pueden ser utilizada para bajar el oxígeno contenido en la comodidad a niveles adecuados en caso de ser necesario; sin embargo hay que tomar en cuenta que la efectividad del barredor químico de oxígeno es a menudo limitada en la presencia de ácido sulfúrico.

Otros constituyentes corrosivos, tales como gases ácidos, ácidos orgánicos, etc., pueden ser removidos de la comodidad en varias formas para minimizar la corrosividad de la comodidad.

1.3.3.1.2.3. Inhibición de la corrosión

Un inhibidor de corrosión es cualquier químico utilizado en pequeñas cantidades en un ambiente corrosivo para reducir substancialmente la corrosión, reduciendo o eliminando el flujo de corriente. Existen dos tipos generales de inhibidores basándose en la composición química:

1. Los inhibidores inorgánicos que incluyen los cromatos, los fosfatos, los nitratos, arsénico y otros químicos.
2. Los inhibidores orgánicos que incluyen una amplia variedad de compuestos con alto peso molecular, usualmente conteniendo nitrógeno, azufre o una estructura acetilénica.

Los inhibidores inorgánicos son utilizados en sistemas cerrados de enfriamiento, en acidificaciones con alta temperatura y en el tratamiento de superficies de acero en la preparación para ser pintadas.

Los inhibidores orgánicos tienen una amplia aplicación en operaciones de producción petrolera. Estos proveen un efectivo control de corrosión en pozos de gas condensado, en pozos petroleros y en procesos de acidificación.

Los inhibidores orgánicos comerciales son mezclas complejas, no compuestos químicos puros y su composición no es usualmente disponible para el usuario. Por lo tanto, el usuario no tiene una forma de predecir con certeza si un inhibidor en particular será efectivo en alguna aplicación. Esto lo hace depender del proveedor para recomendar un inhibidor y entonces poder determinar mediante pruebas de laboratorio la efectividad relativa del inhibidor y determinar si este es compatible con los fluidos en un pozo o línea de conducción específica.

Los inhibidores son utilizados para controlar la corrosión en tanques de almacenamiento de crudo, líneas de flujo, tuberías, tuberías de revestimiento de pozos y plantas de gas; sin embargo, otros métodos de control como el uso de los revestimientos y la protección catódica son a menudo más efectivos.

1.3.3.1.2.4. Revestimiento interno por recubrimiento

Revestimientos de poco espesor han sido desarrollados para proporcionar una efectiva protección interna en tubería de perforación y de conducción de petróleo crudo. Estos revestimientos internos para tubería son relativamente caros debido a que la tubería debe ser cuidadosamente limpiada por chorro de arena (sandblasting) y varias capas de pintura deben ser aplicadas, cada capa debe ser horneada a una temperatura controlada. Éstos revestimientos pueden ser aplicados solamente a tubería nueva en la planta del proveedor.

El revestimiento interno de tuberías proporciona una barrera física entre el acero y el petróleo crudo que se está transportando. El revestimiento interno es considerado para áreas seleccionadas, tales como estaciones de "manifolds" en tuberías o uniones estrechas de unión de líneas, donde no es factible o económico el uso de otras medidas de control de corrosión. Revestimientos o forros, como: epóxicos, cemento o concreto, plásticos, compuestos metálicos, etc., pueden ser también utilizados para aplicaciones seleccionadas.

Para el control de corrosión en operaciones de producción petrolera, los únicos revestimientos metálicos de importancia son el revestimiento de zinc y de aluminio sobre el acero. Revestimientos de cromo son utilizados en algunas bombas pero en este caso su valor radica en la dureza y resistencia al desgaste. La durabilidad o la vida útil del revestimiento de zinc depende solamente del espesor y no del método de aplicación empleado. Revestimientos de zinc y aluminio son empleados en estructuras sumergidas o enterradas donde la corrosión es moderada, pero su mejor aplicación es en la atmósfera donde el galvanizado y zinc inorgánico provee la mejor y mas económica protección. Cuando es apropiadamente aplicado el revestimiento de zinc inorgánico o silicato de zinc es superior a cualquier pintura orgánica para exposición atmosférica.

Para contar con un buen desempeño del revestimiento es imprescindible contar con una limpieza de tubería y la preparación de la superficie sin olvidar el uso apropiado de los procedimientos de aplicación.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

Para establecer la situación actual del manejo del proceso corrosivo por parte del personal del área de producción dentro de las compañías petroleras que actualmente manejan contratos vigentes en nuestro país, se hace necesario establecer un trabajo de investigación de campo con la finalidad de obtener datos significativos y representativos del tema en cuestión.

2.1. Investigación de campo

a. Metodología de la Investigación. La metodología empleada en la investigación de campo se basa en el uso de elementos técnicos de la mercadotecnia como lo constituye la investigación de mercado. Con este proceso sistemático se pretende identificar, registrar y analizar la situación actual del manejo corrosivo en la industria petrolera nacional en cuanto a la utilización y conocimiento de los métodos de detección y control de la corrosión interna en sistemas de tubería de conducción de petróleo crudo y productos refinados.

El método empleado para la investigación de campo incluye un cuestionario en el que se plantea una serie de preguntas con el fin de obtener información diversa como el nivel del puesto del entrevistado, tipos de medidas preventivas de corrosión conocidas y/o utilizadas, los diferentes métodos de detección y control de corrosión interna en tuberías conocidos y/o utilizados, personal capacitado; incluye preguntas abiertas acerca de las necesidades de capacitación, si se brinda la importancia al manejo del proceso corrosivo dentro de las operaciones de producción, sugerencias para la implementación de mejoras en los procedimientos actualmente utilizados. La encuesta está diseñada de tal forma que en ella se plantean preguntas sencillas y de fácil comprensión para las personas encuestadas.

b. Procedimiento. Inicialmente se procedió al análisis de las diferentes fases que integran un programa de control de corrosión incluyendo los procedimientos y métodos de prevención, detección y control de corrosión existentes en la industria petrolera con la finalidad de seleccionar los aspectos más relevantes que generaran el diseño de la encuesta. La redacción de la encuesta se ubica en el anexo 1.

Las preguntas enfocan los temas del programa para el control del proceso corrosivo interno en sistemas de tubería para la conducción de petróleo crudo y productos refinados.

La encuesta se llevó a cabo de la siguiente manera: primero se concertaron visitas a los distintos campos petroleros del país para determinar la utilización de sistemas de tubería para la conducción de crudo; en función de la utilización se procedió a encuestar al personal del área de producción de la compañía o compañías que apliquen.

Una vez realizadas las encuestas se procedió a tabular cada una de las respuestas, haciendo uso del programa de procesamiento de datos EPI INFO V. 6.0 que permite obtener las frecuencias de las respuestas obtenidas; Luego se procedió a la elaboración de gráficas correspondientes a las variables más significativas, posteriormente se analizaron los resultados con el fin de determinar el éxito de la misma.

c. Análisis Estadístico. Se le llamó Universo al total de personas que aplican en la elaboración de la encuesta, el cual incluye: profesionales, técnicos y personal operativo del área de producción de la industria petrolera nacional. Para la obtención del dato del total de compañías petroleras involucradas directamente con la utilización de sistemas de tubería para la conducción de crudo que contaban con un programa para el control de corrosión interna en tubería de conducción, se recurrió al Departamento de Desarrollo Petrolero del Ministerio de Energía y Minas, en el cual se obtuvo la siguiente información:

Tabla V. Tipo de sistema de conducción de petróleo crudo

COMPAÑIA	CAMPO PETROLERO	SISTEMA DE CONDUCCIÓN
Basic Resources	XAN	OLEODUCTO
Basic Resources	RUBELSANTO	OLEODUCTO
C. G. C.	CHOCOP	CISTERNAS
C. G. C.	YALPEMECH	CISTERNAS

Fuente: Depto. Desarrollo Petrolero

Ministerio de Energía y Minas

Ya que únicamente la Compañía Basic Resources utiliza un sistema de conducción con tubería, dicha compañía es considerada como el universo para efecto de la investigación.

d. Determinación del tamaño de la muestra

En virtud de la dificultad en la accesibilidad con la población encuestada, debida a la constante rotación en los horarios de trabajo, se emplea la determinación de la muestra por conveniencia con un $n=30$.

Sobre esta base se procedió al estudio de la situación actual del manejo del proceso corrosivo interno en sistemas de tubería y se determinará a conveniencia de las compañías petroleras la reestructuración del contenido del actual programa vigente de control de corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo en nuestro país.

2.2. Medidas preventivas de corrosión utilizadas en las operaciones de conducción del crudo

Cinco de cada diez, del personal que labora en el área de producción en la industria petrolera nacional, tiene conocimiento de la utilización de revestimientos en tubería de conducción de crudo; uno de cada tres del personal de producción conoce también de la utilización de la protección catódica en las instalaciones de la planta, área de tanques de almacenamiento de crudo y escasamente dos de cada diez, del personal tiene conocimiento sobre la utilización de inhibidores de corrosión en tubería de conducción de petróleo crudo. Sin embargo, la aplicación de tales medidas preventivas es realizada por personal extranjero altamente capacitado apoyado por el personal de producción.

En cuanto al uso de los revestimientos como medida preventiva se pudo establecer que sí han sido implementados; son utilizados principalmente materiales como los esmaltes, mástics o concreto en algunas secciones del oleoducto Xan-Piedras Negras y en otras tuberías de conducción o trasiego de crudo de menor diámetro.

Actualmente, se utiliza principalmente el método de protección catódica por el método de ánodo galvánico. El método de protección catódica por el método de corriente impresa también suele ser utilizado.

En cuanto a los inhibidores se utilizan principalmente los barredores químicos, del tipo adsorción, amina, y nafta, especialmente en el área de la planta de proceso y en la línea de conducción de crudo.

2.3. Aplicación del control de corrosión interna en sistemas de tubería para conducción de petróleo crudo y productos refinados

Actualmente, se lleva un control de corrosión interna en sistemas de tubería de manera efectiva aplicando algunos métodos de detección así como algunos métodos para el control de corrosión interna en tuberías.

2.3.1. Métodos de detección de corrosión interna en sistemas de tubería

Son ampliamente conocidos los métodos directos e indirectos de detección de corrosión interna en tuberías; sin embargo, existe desconocimiento significativo (90%) del uso de cupones y probetas.

Entre los métodos directos de detección de corrosión utilizados actualmente están: la inspección visual, método conocido por la totalidad del personal técnico del área de producción y siete de cada diez miembros del personal operativo. El método de radiografía es conocido por uno de cada tres miembros del personal técnico y dos de cada diez del personal operativo. Se desconoce totalmente el uso de otros métodos directos de detección de corrosión.

En cuanto a los métodos indirectos se refiere, solamente se utiliza el conteo de hierro; actualmente, no se utilizan cupones de corrosión, o sondas de polarización lineal, sondas de resistencia eléctrica o sondas galvánicas.

2.3.2. Métodos de control de corrosión interna en tuberías

La totalidad del personal técnico y 9 de cada 10 miembros del personal operativo de la planta de producción está en capacidad de utilizar el método de raspadores; seis de cada diez elementos del personal técnico están en capacidad de utilizar el método de inhibidores; sin embargo, la totalidad del personal operativo desconoce el uso de los inhibidores.

Es importante señalar que actualmente existe un total desconocimiento de la remoción de constituyentes corrosivos de la comodidad y el uso de revestimiento interno.

2.4. Análisis de resultados obtenidos

La etapa correspondiente al análisis de la investigación de campo, se realizó tomando como base el resultado de cada una de las preguntas. (Ver apéndice)

PREGUNTA 1. Nivel del puesto del personal de producción encuestado en el campo petrolero Xan.

La Compañía Petrolera Basic Resources cuenta con un 30% de personal técnico y un 70% en el nivel operativo en el área de producción en el campo petrolero Xan ubicado en el norte de El Petén.

PREGUNTA 2. Participación en curso de capacitación.

El 100% del personal a nivel técnico y un 57.14% del personal operativo han participado alguna vez en un curso de capacitación relacionada al tema de la corrosión; sin embargo, existe un 42.86% del personal operativo que no ha participado en un curso de capacitación.

PREGUNTA 3. Medidas preventivas de corrosión actualmente utilizadas.

Un 50% del personal de producción tiene conocimiento del uso de revestimientos como medida preventiva, un 31.25% conoce de la utilización de protección catódica y solamente un 18.75% conoce la utilización de los inhibidores de corrosión.

PREGUNTA 4. Materiales utilizados en revestimientos

El 100% del personal de producción indica que son utilizados los esmaltes; 30% mencionan además el uso de mástics, polietileno y un 20% indica el uso de concreto.

PREGUNTA 5. Métodos de protección catódica actualmente utilizados.

El 80% del personal utiliza como preferencia la protección por ánodo de sacrificio, sin embargo también un 40% indica la utilización del método de corriente impresa.

PREGUNTA 6. Inhibidor utilizado actualmente.

La totalidad del personal técnico (100%) indica el uso de barredores químicos, un 30% menciona el uso del tipo adsorción; el personal operativo menciona el uso de aminas(27.27%), nafta(13.64%) y el uso de otros inhibidores pero desconocen los nombres (50%).

PREGUNTA 7. Método de detección de corrosión conocido.

Solamente un 30% del personal técnico tiene conocimiento tanto de los métodos directos como indirectos. Un 76.66% del personal operativo conoce los métodos directos, un 20% los métodos indirectos y un 10% el uso de cupones y probetas de corrosión; sin embargo, un 20% desconoce totalmente acerca de los métodos de detección de corrosión.

PREGUNTA 8. Métodos directos de detección de corrosión utilizados actualmente.

La inspección visual es utilizada en un 100% acorde al personal técnico y en un 71.42% acorde al personal operativo. El método de radiografía es utilizado únicamente por un 30% del personal técnico y un 14.29% del personal operativo.

PREGUNTA 9. Métodos indirectos de detección de corrosión utilizados actualmente.

Solamente es utilizado el método de conteo de hierro por la totalidad (100%) del personal técnico y un 28.57% del personal operativo; ningún otro método es utilizado actualmente.

PREGUNTA 10. Métodos de control de corrosión interna conocidos

Tanto el personal técnico como el operativo conoce completamente (100%) el método cochinos (raspadores), los inhibidores son conocidos por el 100%. Todo el personal operativo desconoce de otros métodos de control de corrosión.

PREGUNTA 11. Métodos de control de corrosión interna utilizados

Un 100% del personal técnico y un 85.71% del personal operativo de la planta de producción está en capacidad de utilizar el método de raspadores, un 60% del personal técnico está en capacidad de utilizar el método de inhibidores; sin embargo un 100% del personal operativo desconoce su uso.

PREGUNTA 12. Necesidad de capacitación

Un 100% del personal técnico y operativo consideran la necesidad de la capacitación en cuanto al tema de la corrosión.

PREGUNTA 13. Programa de corrosión interna

Un 100% del personal técnico asevera que se cuenta con un programa para el control de la corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo crudo; sin embargo un 42.85% del personal operativo lo desconoce.

PREGUNTA 14. Importancia brindada al manejo del proceso corrosivo

El 80% del personal tanto técnico como operativo considera que se le brinda la importancia debida al manejo del proceso corrosivo, solamente el 20% considera lo contrario.

PREGUNTA 15. Propuestas de mejoras al programa de control de corrosión

El 11% del personal técnico propuso mejoras y un 89% se abstuvo de hacerlas. Un 14.29% del personal operativo propuso mejoras, un 85.71% se abstuvo de hacerlas.

En el anexo 2 puede apreciarse la tabulación de los datos obtenidos.

En el anexo 3 pueden apreciarse los gráficos y tablas correspondientes a las preguntas más relevantes de la encuesta.

3. PROGRAMA PROPUESTO DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERNA EN SISTEMAS DE TUBERÍA PARA CONDUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS (PRÁCTICAS SUGERIDAS)

Todo programa para el control del proceso corrosivo interno en tuberías implica amplia gama de variables. Debido a esta situación es imposible proponer un programa particular para todas las situaciones existentes. Lo más importante es tener presentes las prácticas recomendadas y/o aceptadas al momento de implementar cada fase de un programa de control de corrosión interna en tuberías.

Las fases que conforman todo programa de control de corrosión interna son:

- Consideraciones de diseño
- Detección de problemas corrosivos en sistemas de tuberías
- Implementación de métodos de control de corrosión interna
- Evaluación de la efectividad de los métodos implementados
- Operación y mantenimiento de sistemas de control de corrosión interna
- Registros de control de corrosión.

A continuación se presentan las prácticas recomendadas para el control de corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tubería para la conducción de petróleo, productos refinados y servicio de gas. El objetivo fundamental de estas prácticas es eliminar la contaminación de la commodity por productos corrosivos, el adelgazamiento de la pared de la tubería, las picaduras, las ampollas de hidrógeno y la corrosión por fatiga.

Como se mencionó no se designan prácticas para cada situación específica debido a la complejidad de los factores y configuraciones de las tuberías, lo cual imposibilita la estandarización de toda práctica de control de corrosión interna.

Esta práctica recomendada puede servir como una guía para establecer los requisitos mínimos para el control de corrosión interna en los siguientes sistemas:

- a. Captación de petróleo crudo y líneas de flujo
- b. Conducción de petróleo crudo
- c. Productos hidrocarburos
- d. Captación de gas y líneas de flujo
- e. Conducción y distribución de gas

3.1. Consideraciones de diseño

El propósito en ésta fase del programa es proveer consideraciones de diseño para el control de corrosión interna, que aplica principalmente a tuberías hechas de acero, usadas para transportar gas natural, petróleo crudo y productos refinados.

Un especialista en corrosión debe ser consultado durante el diseño y construcción de una tubería. Si las experiencias pasadas han demostrado que los productos que están siendo transportados, particularmente en sistemas de distribución, no son corrosivos para el sistema de tuberías, éstas consideraciones no deben ser incorporadas en el diseño.

3.1.1. Diseño de la tubería

a. Calidad de la commodity

- La calidad de la commodity a ser transportada debe ser determinada. Ejemplos de impurezas desde un punto de vista corrosivo son: las bacterias, el dióxido de carbono, cloro, el ácido sulfídrico, los ácidos orgánicos, el oxígeno, los sólidos o precipitantes, los compuestos cargados de azufre y el agua.

- Se debe tener el conocimiento del contenido de impurezas y la elaboración que permita predecir la magnitud de los efectos nocivos que pudiesen resultar de su presencia. Los principales efectos nocivos que debemos considerar son: Contaminación de la comodidad por productos corrosivos y deterioro físico de la tubería como resultado del adelgazamiento, las picaduras, la fragilidad o la corrosión por fatiga.
- Si la calidad especificada de la comodidad es tal, que el transporte resultará en una corrosión altamente nociva del sistema de tubería, debe establecerse una coordinación con el proveedor de la comodidad. Un tratamiento adicional de la comodidad por el proveedor puede algunas veces reducir su corrosividad.
- El encargado del diseño debe considerar el costo de un tratamiento adicional para reducir la corrosividad de la comodidad con relación al costo de otros métodos de mitigación de corrosión tales como: incremento en cochinos, utilizar inhibidores de corrosión, revestimiento interno de la tubería o la combinación de estos métodos.
- Para que se establezca un funcionamiento satisfactorio del diseño requiere que la calidad especificada sea mantenida y que la corrosión interna de la tubería sea mínima.

b. Velocidad del flujo

- Las consideraciones de diseño deben ser dadas para controlar la velocidad del flujo dentro de un rango que minimice la corrosión. El límite inferior del rango de velocidad del flujo debe ser la velocidad que mantendrá las impurezas suspendidas dentro de la comodidad, por lo tanto minimizando la acumulación de material corrosivo dentro de la tubería. El límite superior del rango de velocidad debe ser tal que la erosión-corrosión, la cavitación o el ataque de impigmentación sea mínimo.

c. Flujo intermitente

- Las condiciones de flujo intermitente deben ser evitadas donde sea posible. Si un criterio de operación dicta la necesidad para un flujo intermitente, consideraciones de diseño deben ser dadas para obtener una velocidad de operación, que levante y barra con el agua o sedimentos acumulados en los lugares bajos en la línea, durante los períodos en que no exista flujo.
- Si se espera la acumulación de agua, sedimentos u otros contaminantes corrosivos en la tubería, el diseño debe incluir la carga y recepción de trampas de cochinos. Procedimientos de operación deben ser desarrollados e implementados para una limpieza adecuada.

d. Cambios en el tamaño de la línea

- Drenajes deben ser diseñados para proveer una transición hidráulica moderada en el tamaño de la línea, por lo tanto deben eliminarse las bolsas de velocidad de flujo donde los contaminantes corrosivos pueden situarse.
- Topes asociados con bridas, fragmentos, laterales o en "T" deben ser evitados en el diseño. Si estos son necesarios, trampas o drenes deben ser incluidos en el diseño, de manera que los contaminantes corrosivos acumulados, puedan ser removidos periódicamente.

e. Deshidratación y control del punto de rocío

- Donde la presencia de cantidades insuprimibles de agua en una comodidad, puedan causar una peligrosa corrosión durante la transportación en la tubería, la deshidratación de esa comodidad, para reducir su contenido de agua a un nivel aceptable debería ser considerado.
- Si las reducciones del contenido de agua por sí solas, no controlan la corrosión esperada, otros métodos de mitigación tales como cochinos y/o inhibición pueden ser utilizados en conjunción con deshidratación para proveer un adecuado control de corrosión.

f. Desareación

- Donde la presencia de oxígeno en una comodidad pueda causar la corrosión durante su transporte en la tubería, la desareación de esta comodidad reducirá su contenido de oxígeno a un nivel aceptable, debería ser considerado.
- El sistema de tubería deberá ser diseñado eliminando cualquier entrada de aire.
- Si la remoción o reducción del oxígeno por sí solo no controla la corrosión esperada, otros métodos de mitigación pueden ser usados en conjunción con desareación para brindar un adecuado control de corrosión.

g. Químicos

- La adición de químicos, tal como inhibidores de corrosión, retardadores de oxígeno, o bactericidas, serán usados para mitigar la corrosión, el diseño debe incluir provisiones para las instalaciones de inyección.
- Se debe considerar la instalación de facilidades necesarias para el adecuado tratamiento de la tubería por completo.

h. Revestimientos internos

- Se prevee un problema de corrosión, se debe considerar el uso de revestimientos internos. En algunos casos, tales aplicaciones dejan el área de soldadura de circunferencia desnuda. El uso de métodos adicionales de mitigación de corrosión tales como inhibidores químicos o protección catódica son recomendables para la protección de esas áreas.

i. Monitoreo de las facilidades

- En el diseño de tuberías que conducen comodidades corrosivas, y especialmente donde químicos serán inyectados para propósitos de control de corrosión, se debe considerar la instalación de facilidades de monitoreo de corrosión, estratégicamente localizadas para la determinación de la corrosividad de la comodidad y evaluación de la efectividad de los métodos de mitigación de la corrosión.
- El diseño debe incluir provisiones para el monitoreo de la corrosión a través del uso de cochinos instrumentalizados y la tubería debe ser diseñada para permitir el libre paso de éstos.
- Características de diseño que deben ser consideradas incluyen las desviaciones en tuberías, válvulas, trampas, etc.

3.2. Métodos de detección de corrosión interna

Ésta constituye la segunda fase en la mayoría de los programas de control de corrosión interna.

A continuación se describen los métodos para determinar la presencia de corrosión interna en sistemas de tubería, el grado al cual la corrosión ha progresado y las causas de la condición corrosiva.

3.2.1. Inspección visual

Si un sistema de tubería es abierto para permitir un acceso visual hacia la parte interna del sistema, observaciones deben ser conducidas por personal calificado para determinar lo siguiente:

- Evidencia de corrosión tal como la profundidad del agujero sobre la superficie interna de la tubería. Se deben identificar los daños presentes.
- Espesor de la pared en la mas profunda área corroída, si es que existe un daño corrosivo.
- Extensión de circunferencia y longitudinal de la corrosión sobre la superficie de la tubería, o cualquier modelo discernible de ataque.
- Posición de la tubería con respecto a la horizontal en la sección corroída y con respecto a las posiciones de secciones adyacentes de tubería.
- Existencia de depósitos y corrosión debajo de los depósitos. Se debe obtener una muestra del depósito para su posterior análisis.

3.2.2. Cupones y probetas

- El uso de cupones y probetas localizadas apropiadamente pueden ser un método efectivo para determinar la existencia, grado y tipo de corrosión interna.
- Los cupones y probetas son instalados en la comodidad para simular la superficie interna expuesta.
- El tiempo de exposición para cupones y probetas en la corriente esta basado en el tipo de comodidad, la velocidad de su flujo, el objetivo de la investigación y los grados esperados de corrosión.
- Los resultados obtenidos de cupones y probetas serán mas difíciles de interpretar cuando son instalados en sistemas donde la comodidad contiene suficiente cantidad de parafina u otros materiales insolubles, los cuales pueden depositarse en el cupón.
- Probetas usando varias técnicas de operación e instalación son usadas para resultados periódicos o continuos. (Referirse a la publicación NACE 3D170 "Modern Electrical Methods for Determining Corrosion Rates").

3.2.3. Muestreo y análisis químico

- Muestras representativas deben ser tomadas, cuando éstas puedan ser utilizadas para determinar el conteo de hierro, pH, y concentraciones de significativos constituyentes corrosivos en la comodidad y/o para pruebas de desempeño.

- Las muestras deben ser tomadas solamente por personal experimentado o por quienes han sido instruidos en los procedimientos apropiados. Válvulas limpias, contenedores y un ambiente de muestras son necesarios para tomar muestras significativas.
- Si agua líquida esta presente en el sistema, el análisis puede ser hecho para el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, bacteria, ácidos y otros constituyentes corrosivos.
- Análisis para determinar otros compuestos indeseables en la comodidad, como los causantes de escamamiento y taponado, deben hacerse en forma periódica.
- La frecuencia y comprensión de análisis químicos de cualquier comodidad debería ser determinado por las variaciones y cantidades de las comodidades en el sistema de tubería.

3.2.4. Herramientas de inspección interna

- Dispositivos magnéticos y electrónicos usados como cochinos en tuberías pueden ser empleados para la detección de daño por corrosión.
- Correlaciones entre las indicaciones de corrosión sobre el registro y las distancias actuales sobre la tierra son vitales para hacer posible la determinación exacta de los sitios de corrosión.
- La verificación por excavación es necesaria debido a que la discriminación entre la corrosión interna y externa es incierta desde las indicaciones de la bitácora.
- Herramientas mecánicas calibradoras pueden ser utilizadas pasándolas a través de las secciones de la tubería.

3.3. Métodos de control de corrosión interna

A continuación se describen prácticas aceptadas para el control de corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tubería de conducción. Si pasadas experiencias han mostrado que los productos siendo transportados, particularmente en la distribución, no son corrosivos al sistema, el operador puede rechazar algunas o todas de las siguientes consideraciones:

3.3.1. Cochinos

Los cochinos son utilizados para mejorar y mantener la limpieza interna de la tubería mediante la remoción de contaminantes y depósitos dentro de la tubería. La limpieza de la línea en forma periódica con cochinos puede ser utilizada en forma conjunta con otras medidas de mitigación de la corrosión tales como inhibición química, deshidratación, etc. Algunas situaciones corrosivas las cuales pueden ser remediadas por lo menos en parte por cochinos incluyen:

- a. Agua y otros fluidos que se asientan fuera de la comodidad transportada debido a insuficiente velocidad de flujo por reducciones, flujo intermitente, presión/temperatura relacionada con cambios de solubilidad, etc. Estos fluidos pueden contener oxígeno, ácido sulfídrico, dióxido de carbono, sales ácidas y otros corrosivos.

- b. Sedimentos perdidos, incluyendo productos corrosivos, herrumbre, arena, tierra, etc., los cuales usualmente promueven la formación local de celdas de corrosión sobre el cuadrante del fondo de la tubería, especialmente en condiciones de insuficiente velocidad de flujo.
- c. Productos corrosivos, cera u otros sólidos depositados adheridos a la pared de la tubería pueden cubrir áreas activas corroídas, y por consiguiente limitando la efectividad de otras medidas de mitigación de la corrosión, tales como inhibición química.

Una variedad de diseños de cochinos está disponible, con diferentes grados de capacidad de limpieza de arenas abrasivas, etc., para la remoción de contaminantes adheridos. Otros son semirígidos, esferas no metálicas. Además, cochinos flexibles de espuma pueden atravesar una línea de tubería de diferentes tamaños y puede pasar a través de curvas de radios cortos.

La escogencia del tipo de cochino depende de:

- a. La habilidad del cochino para remover los contaminantes presentes.
- b. El costo.
- c. La habilidad para atravesar segmentos de la tubería.
- d. Compatibilidad de materiales de construcción con la comodidad.
- e. Factibilidad de su uso desde un punto de vista operacional.
- f. Presencia de otras capas o revestimientos.

3.3.2. Remoción de los constituyentes corrosivos de la comodidad

La deshidratación de la comodidad siendo transportada puede ser usada cuando el agua esta presente en cantidades suficientes para causar problemas de corrosión.

- a. El agua libre asociada con el petróleo crudo y productos puede ser removida mediante el desalojo en locaciones de almacenamiento o usando separadores, filtros de arena, etc.
- b. El agua asociada con gas puede ser removida en varias locaciones del sistema mediante separadores de agua, por refrigeración, o mediante deshidratadores de varios tipos (glycol, dry desiccant, etc.) Un control del punto de rocío puede ser usado para prevenir la separación de agua en el sistema.

El control del punto de rocío también puede ser usado para remover oxígeno de la comodidad. En conjunción con desareación, el sistema completo de tubería debe ser revisado en busca de puntos donde el aire pueda entrar o de otra forma ponerse en contacto con la comodidad.

Un diseño cuidadoso del equipo es importante para que el aire no entre al sistema. Un químico barredor de oxígeno, como sulfatos alcalinos o una desareación al vacío puede ser utilizada para bajar el oxígeno contenido en la comodidad a niveles adecuados.

La efectividad del barredor químico de oxígeno es a menudo limitada en la presencia de ácido sulfúrico. Otros constituyentes corrosivos, tales como: gases ácidos, ácidos orgánicos, etc., pueden ser removidos de la comodidad en varias formas para minimizar la corrosividad de la comodidad.

3.3.3. Inhibición de la corrosión

De mayor importancia al escoger un inhibidor de corrosión lo constituye una firme comprensión del problema de la corrosión y sus causas. La opción a escoger dependerá luego en la efectividad del costo, compatibilidad con la comodidad y otros aditivos, la facilidad del manejo e inyección, y posibles efectos adversos sobre los procesos de la corriente.

Las pruebas de laboratorio, pruebas de campo, experiencia en la industria y las recomendaciones del fabricante del inhibidor puede ser sumamente útil para establecer características de los inhibidores como lo son su efectividad, grado de solubilidad, compatibilidad, rangos de inyección requeridos, etc. Para incrementar la efectividad del inhibidor, debe considerarse el uso de otros procedimientos de mitigación de la corrosión, tales como cochinos, deshidratación, etc., en conjunción con el programa de inhibición.

3.3.4. Revestimiento interno por recubrimiento

El revestimiento interno de tuberías proporciona una barrera física entre el acero y la commodity corrosiva siendo transportada y debe ser considerada como una medida de control de corrosión. El revestimiento interno también debe ser considerado para áreas seleccionadas, tales como estaciones de "manifolds" en tuberías o uniones estrechas de unión de líneas, donde no es factible o económico el uso de otras medidas de control de corrosión.

El revestimiento debe poseer una resistencia adecuada al ataque por la commodity así como para cualquier otro contaminante corrosivo o inhibidores (aditivos) asociados con éste y debe ser compatible con la commodity de manera que la calidad de la commodity no sea afectada en forma adversa.

Revestimientos o forros tales como epóxicos, cemento o concreto, plásticos, compuestos metálicos, etc., pueden ser utilizados para aplicaciones seleccionadas. El revestimiento interno puede ser efectuado unión por unión en una planta de revestimiento o revistiendo la línea de segmentos completa.

Sin importar donde sea revestida, el desempeño del revestimiento depende directamente de que se cuente con una limpieza de tubería y de la preparación de la superficie y del uso apropiado de los procedimientos de aplicación.

Una planta de aplicación de revestimiento interno puede ser inspeccionada eléctricamente; sin embargo, la verificación de la integridad de la colocación del revestimiento en el lugar no es usualmente posible. Lugares de chequeo cortando cupones o removiendo bobinas de prueba son a menudo usadas para este propósito. Donde exista una falla en el revestimiento que no puede ser garantizada y se prevee un servicio corrosivo agresivo, requiere el uso de medidas de mitigación de corrosión adicionales para controlar la corrosión interna adecuadamente.

3.4. Monitoreo de corrosión interna

El monitoreo de la corrosión es efectuado ya sea por observaciones directas o indirectas. Donde sea aplicable son preferidas las observaciones directas. La selección de un procedimiento de monitoreo adecuado constituye un prerequisite para un programa exitoso. Considerando que el objetivo de un programa de monitoreo de corrosión es determinar el rango y tipo de pérdida de metal y como esto puede variar a través del sistema, los dos factores principales que deben ser considerados para un programa de monitoreo exitoso son:

- Adecuación de la técnica de monitoreo
- La selección de sitios de observación representativa.

Es de suma importancia considerar las ventajas y limitaciones de los métodos de monitoreo aplicados con más frecuencia en la industria petrolera. Estas técnicas pueden ser clasificadas en forma extensiva como procedimientos directos o indirectos.

En los procedimientos directos, la pérdida actual de metal esta siendo medida u observada. Con técnicas indirectas, la observación o medida es de la corrosión que ocurre sobre el metal de aproximadamente la misma composición y procesamiento como los usados en el equipo que esta siendo monitoreado.

Cuando el tipo y tasa de pérdida del metal puedan ser determinados, un método directo constituye generalmente el enfoque de monitoreo preferido. Las observaciones directas son particularmente ventajosas en zonas de ataque acelerado conocido, ya que permiten establecer un mantenimiento preventivo y puede ser programado un reemplazo de equipo, minimizando de esta manera la posibilidad de fallas en el equipo de tipo peligroso. Una de las limitaciones principales de los métodos directos es en sistemas donde las condiciones corrosivas puedan cambiar marcadamente y donde se desarrollan condiciones peligrosas entre las inspecciones. Donde esto es una posibilidad, un programa de monitoreo puede ser optimizado mediante la combinación de métodos directos e indirectos.

Los métodos indirectos pueden ser ya sea de una programación frecuente o de un tipo de monitoreo continuo y los datos obtenidos son utilizados como un indicador para determinar cuando un procedimiento de inspección directa es necesario.

3.5. Evaluación de la efectividad de los métodos de control

Esta constituye la cuarta fase del programa de corrosión. En esta sección se recomiendan formas para determinar la efectividad de un control de corrosión en un sistema de tubería.

3.5.1. Cupones y probetas

Los cupones y probetas pueden ser usados para determinar la efectividad de los métodos de control de corrosión empleados. Los cupones y probetas deben lógicamente ser posicionados en puntos de control adecuados dentro del sistema para que nos proporcionen medidas con sentido relacionadas con el proceso corrosivo.

Los cupones y probetas que son usados deben proporcionar medidas representativas y reproducibles para la aplicación particular. Los resultados pueden ser sumamente útiles para determinar los cambios de tiempo relacionados en condiciones corrosivas. Se debe poner énfasis en valores relativos y no en valores absolutos.

3.5.2. Métodos químicos y de desempeño

El muestreo de la comodidad debe ser efectuado en intervalos regulares para determinar un cambio en la corrosividad del medio siendo transportado en el sistema de tubería.

El conteo de hierro puede ser errático a pesar del cuidado para obtener las muestras, por lo tanto el promedio general de valores de varias muestras usualmente resulta en una mejor evaluación de sistemas de protección.

Se debe considerar la posibilidad de la presencia de hierro en la comodidad que esté siendo transportada. Si este es el caso, el conteo no es significativo hasta que la cantidad de hierro presente en la comodidad ha sido determinada. Grandes cantidades de agua o la presencia de sulfatos de hierro transportados por la comodidad disminuyen la confiabilidad del uso del conteo de hierro para determinar la efectividad de la protección.

3.5.3. Inspección visual

La inspección visual de contaminantes sólidos pueden ser usados para monitorear la efectividad de la protección. Cambios en volumen o peso de los productos removidos de filtros y trampas pueden indicar variaciones en la prevención de la corrosión.

3.5.4. Métodos físicos

El monitoreo periódico (magnético, electrónico, ultrasónico, radiográfico, del tipo de inspección calibradora) puede ser de suma utilidad en algunos sistemas de tubería.

El adecuado conocimiento del diámetro, longitud, tipo de unión, edad y la locación del sistema de tuberías es necesario para determinar el método mas apropiado a utilizar.

Medidas subsecuentes deben ser efectuadas en la misma locación. Medidas de caída de presión en el mismo segmento de la tubería pueden ser usadas para monitorear la efectividad del programa de control de corrosión.

3.6. Operación y mantenimiento de sistemas de control

A continuación se proporcionarán las prácticas para la operación y mantenimiento de sistemas de prevención de corrosión interna.

3.6.1. Cochinos (raspadores)

Cualquier cochino insertado dentro de una línea de tubería debe estar limpio y en buen estado. La frecuencia de los cochinos debe ser la adecuada para remover los contaminantes antes de que ocurra daño en el interior de la tubería debido a la corrosión. Observaciones de rutina deben ser hechas del tipo y cantidad de contaminantes corrosivos para evaluar la efectividad del cochino. Deben efectuarse cambios en el tipo de cochino y la frecuencia utilizada para lograr la limpieza deseada.

Los cambios estacionales influyen en aspectos como frecuencia y tipo de cochino a utilizar. Las bajas temperaturas durante los meses de invierno pueden requerir la remoción de agua o cera, los cuales podrían resultar en tapones o problemas corrosivos.

Los cochinos metálicos o abrasivos no deben ser empleados en tuberías internamente revestidas. La limpieza puede ser lograda haciendo uso de cochinos no metálicos.

3.6.2. Tratamiento inhibidor o inyección

- a. La inhibición puede lograrse usualmente por uno de los dos métodos generales: El tratamiento "batch" (intermitente) o por inyección continua.

- El tratamiento batch normalmente implica bombear una cantidad de solución inhibidora a través de la línea. La frecuencia del tratamiento se rige por la efectividad remanente del inhibidor después de que una cantidad de comodidad especificada ha sido movida a través de la línea.
- La inyección continua consiste en la adición constante de una proporción específica de inhibidor en la comodidad siendo transportada a través de la tubería.

b. Las facilidades de inyección varían en diseño y operación. En general la instalación debe incluir lo siguiente:

- Contenedor de almacenamiento del inhibidor
- Inyector (bomba, manguera, etc.)
- Instrumento de medición (metro, vidrio de visión calibrado, etc.)
- Controlador de flujo (válvula de aguja, etc, el control puede ser construido dentro del inyector)
- Conexión con la línea de tubería
- Conexión de tubería asociada

Los diseños de inyector tan simples como los inyectores de alimentación por gravedad y los mas complejos que proporcionan inyección química de bombas e inyectores venturi pueden ser usados con éxito. Bombas químicas de capacidad ajustable y de desplazamiento positivo son extensamente utilizados en sistemas de tubería líquida.

La atomización del inhibidor para producir una fina película o niebla en tuberías de gas puede ser lograda con embudos o venturis diseñados. La garganta del venturi debe ser de un tamaño adecuado para alcanzar el movimiento del gas a la más alta y práctica velocidad (sónica).

Los materiales de construcción para el equipo deben ser los adecuados para el servicio continuo en contacto con el inhibidor, acero de carbón puro, o acero inoxidable son los adecuados en la mayoría de las aplicaciones. El acero inoxidable debe ser considerado para tuberías de diámetros pequeños o tuberías donde aún la menor corrosión pueda causar taponamiento o hacer el bombeo difícil de líquidos más viscosos. Cuando se manejan inhibidores a base de nitrógeno (amino, nitritos, etc.), cobre o aleaciones a base de cobre deben ser evitadas porque la corrosión por fatiga puede aparecer. Sellos no metálicos y materiales de empaque deben ser revisados por compatibilidad con la formulación del inhibidor.

- c. Los puntos de inyección deben ser escogidos para que proporcionen un máximo beneficio al sistema de tubería. La inyección en el lado de la succión de las bombas toma ventaja de la turbulencia para promover la mezcla del inhibidor con el fluido. La inyección a través del tubo en el centro de la tubería también ayuda al proceso del mezclado. Cuando se utiliza un Venturi, la instalación de un paso alternativo (bypass) de diámetro menor es preferible porque el flujo del gas a una alta velocidad puede ser más fácilmente mantenida.

- d. El premezclado o dilución del inhibidor puede mejorar el manejo y promover mas fácilmente la dilución, especialmente entre fases no diferenciadas. Los inhibidores viscosos pueden ser diluidos con un portador de hidrocarburo compatible para aminorar la viscosidad, haciendo mas fácil su certera medición, especialmente en bajos rangos de uso. El premezclado de agua antes de la inyección facilita grandemente el mezclado del inhibidor con la línea de agua.

3.6.3. Revestimiento interno

Si una línea internamente revestida es abierta, el revestimiento debe ser inspeccionado. Las áreas dañadas deben ser adecuadamente reparadas, es es del todo posible, para mantener la integridad total del revestimiento. Si el daño en el revestimiento está muy extendido o la reparación no es posible, deben considerarse medidas de mitigación suplementarias.

3.7. Registros de control de corrosión

A continuación se describen los registros de un control de corrosión que pueden ser usados para determinar la información pertinente para el diseño, instalación, operación, mantenimiento y medidas de la efectividad de un control de corrosión interna.

En lo relativo a las consideraciones de diseño debe ser registrado lo siguiente:

- Análisis de la comodidad incluyendo el contenido de impurezas.
- Consideraciones físicas de diseño incluyendo el tamaño del tubo, espesor de pared, grado, velocidad del flujo, cambios en el tamaño de la línea, revestimiento interno y tipo, etc.
- Consideraciones para el tratamiento tales como deshidratación, desareación, químicos, revestimiento interno, y finalmente facilidades de monitoreo.

En cuanto a la detección, control, evaluación de problemas de corrosión y problemas de mantenimiento se debe registrar lo siguiente:

- Inspecciones visuales por personal calificado, incluyendo las consideraciones mencionadas en (inspección visual-detección de corrosión y medición) cuando un sistema de tuberías es abierto.
- Inspección y pruebas de probetas, cupones y otros dispositivos de monitoreo tales como muestras, análisis químico, resultados microbiológicos e intervalos de inspección de herramientas corridas.
- Corridas de cochinos, incluyendo fecha, tipo de cochino, cantidades de agua y sólidos removidos por locación.
- Nombre y cantidad de inhibidores utilizados.
- Goteos y registros de fallas.

4. RESULTADOS ESPERADOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE PRÁCTICAS SUGERIDAS, PROPUESTO

4.1. Consideraciones de diseño de la tubería

4.1.1. Minimización de la corrosión interna

Al implementarse los procedimientos y prácticas recomendadas descritas en el programa propuesto y al mantener un control de calidad de la comodidad, un control en la velocidad del flujo y evitando cambios en el tamaño de la línea se logrará un control efectivo del proceso corrosivo interno en las tuberías de conducción, traduciéndose todos estos esfuerzos en la minimización de la corrosión interna del sistema de tubería de conducción de petróleo crudo y productos refinados.

4.1.2. Determinación de la existencia de impurezas desde el punto de vista corrosivo

Si se brinda la importancia necesaria al diseño de tubería en cuanto a los cambios en el tamaño de los diámetros y configuración particular de cada línea de conducción se tendrá un control de la velocidad de flujo de manera que se pueda evitar la acumulación de contaminantes corrosivos como el agua o sedimentos, que solamente contribuyen al deterioro físico de la tubería.

4.1.3. Minimización del efecto de erosión-corrosión, cavitación o ataque de impigmentación

Al implementarse un diseño adecuado en la línea de tubería permite un control del rango de la velocidad del flujo de tal forma que minimice la corrosión excesiva de la línea de conducción.

4.1.4. Eliminación de acumulación de agua, sedimentos o contaminantes corrosivos

Si se cuenta con un diseño apropiado puede evitarse la acumulación de agua, sedimentos u otros contaminantes corrosivos ya que el límite inferior del rango de velocidad del flujo es tal que mantiene las impurezas suspendidas dentro de la comodidad.

4.1.5. Remoción periódica de contaminantes corrosivos acumulados

Al considerar trampas o drenes en el caso de topes inevitables en el diseño de la línea se logra la fácil remoción en forma periódica de contaminantes corrosivos acumulados en el cuadrantes inferior de la línea de conducción de crudo.

4.2. Métodos de Detección de Corrosión Interna

4.2.1. Identificación de daños presentes o cualquier modelo discernible de ataque corrosivo

Al implementar una inspección visual si se cuenta con un acceso visual hacia la parte interna de la tubería es posible identificar los daños presentes o cualquier tipo de corrosión presente.

4.2.2. Determinación de la existencia, grado y tipo de corrosión interna presente en la tubería

Cuando no es posible efectuar una inspección visual se considera el uso de cupones y probetas (sondas) para poder establecer en una superficie interna expuesta simulada si existe corrosión, el grado de ataque y su posterior clasificación.

4.2.3. Detección de la presencia de constituyentes corrosivos en el sistema de tubería

Al implementar el uso del muestreo y análisis químico nos permite determinar las concentraciones de constituyentes corrosivos en la comodidad, si éstos causan escamamiento y taponamiento, debe ser implementado en forma periódica.

4.3. Métodos de control de corrosión interna

4.3.1. Remediación de situaciones corrosivas fuera de la comodidad transportada

Al ser implementado el uso de cochinos (raspadores) en la línea de conducción de crudo permite la remediación de situaciones como el asentamiento de agua y fluidos altamente corrosivos, conteniendo el dióxido de carbono, las sales ácidas, el sulfuro de hidrógeno o el oxígeno, fuera de la comodidad.

4.3.2. Eliminación de formación local de celdas de corrosión sobre el cuadrante del fondo de la tubería

Implementando el uso de cochinos o raspadores se soluciona el problema de sedimentos perdidos como arena y tierra, que usualmente son promotores de la formación local de celdas de corrosión sobre el cuadrante del fondo de la línea, especialmente cuando se presentan condiciones de baja velocidad de flujo.

4.3.3. Aumento de la efectividad de las medidas de mitigación de la corrosión

Todo producto corrosivo, la cera u otro sólido adherido en la pared interna de la tubería, en ciertas ocasiones pueden llegar a cubrir áreas que se encuentran bajo un ataque corrosivo y que lógicamente limitan la efectividad de medidas de mitigación, como lo es la aplicación de un inhibidor en el sistema. El uso de raspadores evita tal situación, lo que implica un aumento en la efectividad en el proceso de inhibición.

4.3.4. Mejora en la limpieza interna de la tubería

El uso de raspadores implica una mejor limpieza en el interior de la línea de conducción de petróleo crudo, ésta aplicación debe ser en forma continua y programada con anticipación.

4.3.5. Protección a largo plazo de la pared interna de la tubería

Si se implementa la aplicación de un revestimiento interno en la pared de la tubería después de su fabricación proporciona una protección a largo plazo si la tubería es instalada posteriormente en forma adecuada.

4.3.6. Eliminación del desarrollo del proceso corrosivo

Al considerar un programa inhibidor en forma conjunta con la aplicación de raspadores en forma continua se logra un control del proceso corrosivo, evitando de ésta manera el incremento de la tasa de corrosión en la línea de conducción de petróleo crudo.

4.3.7. Instalación de una barrera física entre el acero y la comodidad corrosiva

Cuando se trabaja con comodidades corrosivas es necesario considerar el uso de un revestimiento interno de la pared de la tubería de conducción de crudo para establecer una barrera física entre el acero y la comodidad corrosiva.

4.4. Monitoreo de corrosión interna

4.4.1. Minimización de daños por corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo crudo y productos refinados

Al ser implementado un monitoreo del proceso corrosivo en las líneas de conducción ya sea efectuado por observaciones directas o indirectas, en forma continua se logra la minimización de los daños debidos al proceso de corrosión interna en la tubería.

4.4.2. Prevención o reducción de equipo costoso o fallas en líneas tubulares

Si se cuenta con un programa de monitoreo de la corrosión a través de observaciones directas, éste permite el establecimiento de un mantenimiento preventivo, lo cual implica una reducción significativa de costos en equipo costoso y en fallas debidas al desarrollo de la corrosión en las líneas de conducción de crudo.

4.4.3. Determinación de la presencia de corrosión interna en sistemas de tubería, el grado al cual la corrosión ha progresado y las causas de la condición corrosiva

Al implementar un monitoreo de corrosión por observaciones indirectas a través de métodos de conteo de hierro, cupones o sondas permite determinar si existe o no corrosión interna en la línea, e incluso brinda información referente al progreso de la corrosión a través del uso de calibradores y las posibles causas de dicho proceso corrosivo.

4.5. Evaluación de la efectividad de los métodos de control

4.5.1. Cuantificación de la velocidad de la corrosión

Con la implementación del uso de cupones de corrosión es posible establecer una cuantificación de la velocidad de corrosión en milímetros de pulgada por año (mpy) o cualquier medida representativa para determinar la condición corrosiva en función de los cambios de tiempo.

4.5.2. Capacidad de Inspección del 100% de la superficie interna de la tubería

La implementación de calibradores en forma conjunta con otros métodos de monitoreo de observación directa como inspección ultrasónica y radiografía brindan una alta capacidad de inspección de la superficie interna de la tubería.

4.6. Registros de control de corrosión

4.6.1. Establecimiento de la información pertinente para el diseño, instalación, operación, mantenimiento y medidas de la efectividad de un control de corrosión interna

Al implementar registros de control de corrosión se logra establecer información relevante para el diseño como: la calidad de la comodidad, las velocidades de flujo, cambios en tamaño de línea; los métodos de detección utilizados para establecer la presencia, el grado de progreso y causas de la condición corrosiva, información de las distintas situaciones corrosivas remediadas con los métodos de control implementados y las medidas implementadas para medir la efectividad en el control de corrosión interna.

4.6.2. Determinación de la severidad de la corrosión desde un punto de vista operacional

El contar con toda la información pertinente en cuanto al proceso corrosivo interno en la línea de conducción permite determinar con certeza la severidad del grado de corrosión desde un punto de vista operacional.

5. MEJORA CONTÍNUA DEL PROGRAMA PROPUESTO DE PRÁCTICAS SUGERIDAS

5.1. Consideraciones de diseño

5.1.1. Constante evaluación del diseño en base a resultados obtenidos

En base a los registros de control puede efectuarse una evaluación en forma continua de los resultados obtenidos y tomando como base esta información es necesario su procesamiento para poder determinar la necesidad de cambios en el diseño original para optimizar las variables de diseño analizadas como por ejemplo, las reducciones en diámetros de tubería, configuraciones de la línea, etc.

Puesto que el registro es efectuado de manera permanente siempre existen datos por analizar; tomando como base este análisis deberán proponerse mejoras en las variables que han sido consideradas en el diseño de la línea de conducción de crudo en forma continua. El proceso de evaluación del diseño se convierte en un ciclo de mejora continua del diseño original.

5.1.2. Constante reestructuración del diseño acorde a las nuevas necesidades

Si son implementados el ciclo de mejora continua en el diseño original y se considera un grupo de trabajo haciendo uso de las técnicas de la calidad total pueden implementarse sugerencias del personal profesional, técnico y operativo, referentes a las nuevas necesidades de producción o mantenimiento del sistema de tubería de conducción de petróleo crudo a efecto que el diseño sea constantemente reestructurado acorde a las nuevas necesidades de producción o mantenimiento señaladas por los grupos de trabajo preestablecidos.

5.2. Métodos de detección de corrosión interna

5.2.1. Implementación de nuevos métodos de detección de corrosión interna

Actualmente se encuentran en el mercado una gran variedad de instrumentos magnéticos o electrónicos que pueden ser utilizados en forma conjunta al efectuar una limpieza de línea y lograr de esta manera la detección de daños internos por corrosión en la línea de conducción al mismo tiempo.

Una de estas nuevas opciones es el uso del corrosómetro, instrumento que mide la resistencia eléctrica; la tasa de corrosión puede ser determinada a la más cercana milésima de pulgada. Este aparato reduce considerablemente el tiempo requerido para obtener resultados confiables; sin embargo es un aparato con un alto costo y de difícil reparación. Siempre debe tomarse en cuenta el aspecto económico y de seguridad al momento de implementar nuevos métodos de detección de corrosión interna en líneas de conducción.

5.2.2. Evaluación constante del desempeño de los nuevos métodos implementados

Basados en los registros de corrosión interna obtenidos con los nuevos métodos de detección implementados puede establecerse una evaluación de resultados desde un punto de vista operacional. Deben estudiarse los nuevos métodos implementados en base a los resultados obtenidos y tratar de implementar mejoras continuas para que se optimice su desempeño.

Es de suma importancia que el personal de todo nivel involucrado con el nuevo método participe y exponga sus puntos de vista acerca del desempeño actual del método implementado y que proponga posibles mejoras.

5.3. Métodos de control de corrosión interna

5.3.1. Capacitación constante del personal en la aplicación de los métodos actuales de control de corrosión interna

El mejorar las habilidades del personal operativo, técnico y a un nivel gerencial, a través de la capacitación, implica tener una mejor oportunidad de mejorar los actuales índices de productividad en las tareas propias de cada puesto.

El desconocimiento de las diferentes opciones en cuanto a la variedad de métodos existentes para el control de corrosión interna en líneas de conducción de petróleo crudo, limita en alto grado el desempeño de tareas específicas que requieren la toma de decisiones, ya que se carece de la información y habilidades necesarias que proporcionen soluciones viables a problemas particulares.

El personal que se capacita en forma constante se encuentra bien motivado y sus habilidades mejoran considerablemente. La productividad puede ser expresada por la ecuación $P=M \times S$, donde P =Productividad, M =Motivación, S =habilidades; siendo esto un análisis simplificado pero señala el impacto que la baja de motivación o habilidades pueden tener sobre la productividad.

5.3.2. Búsqueda e implementación de nuevos métodos de control de corrosión interna

En el mercado actualmente existen una gran variedad de configuraciones de diseños de cochinos, además existen los llamados cochinos inteligentes que tienen la capacidad de registrar electrónicamente los daños debidos al proceso corrosivo interno en tuberías de conducción de petróleo crudo. Los métodos de revestimiento interno día a día son efectuados con mejores materiales que proporcionan optimización en la protección del acero contra la corrosión de la commodity transportada a largo plazo.

Los procesos de inhibición, debido a los avances de la química, ahora se cuenta con una gama mas amplia de productos inhibidores de corrosión para aplicaciones específicas. Es importante resaltar el hecho que se debe tratar de buscar la optimización de los ya existentes e innovar los que demuestren ser ineficientes, sin perder de vista el aspecto económico.

5.4. Monitoreo de corrosión interna

5.4.1. Mantenimiento constante de las facilidades de monitoreo

Una de las fases más descuidadas del control de corrosión es el mantenimiento de las facilidades de control de corrosión, aunque se ha progresado bastante en el desarrollo y aplicación de revestimientos y técnicas de protección catódica, no se hacen esfuerzos para un apropiado mantenimiento de rectificadores, ánodos galvánicos y otras facilidades de protección.

Actualmente, el mantenimiento y una apropiada operación en las facilidades de control de corrosión son tan importantes como el diseño e instalación del sistema de protección. Las tres fases de un programa de mantenimiento incluyen: la inspección de control de corrosión, la inspección de las facilidades y un programa de remediación.

Las inspecciones son la llave para la operación y mantenimiento efectivo, ya que se logra la detección y subsecuente eliminación de corrosión, permite el chequeo de las facilidades de protección catódica en cuanto a su apropiada operación y efectividad, indica el desempeño de revestimientos protectores y permite la determinación de medidas de remediación. La supervisión debe ser periódica, la frecuencia depende de consideraciones de seguridad y económicas tales como la densidades de población, condiciones corrosivas, accesibilidad, etc; la supervisión puede ser mensual, semestral o anual. La poca frecuencia de inspecciones puede resultar en una falsa economía particularmente, donde la corrosión no es detectada, ni chequeada, causando varios daños a la tubería.

La inspección de las facilidades de control de corrosión: Cuando las facilidades fallan o no se operan apropiadamente, las celdas de corrosión restablecen su acción destructiva. Una baja en la protección puede ser causada por deterioro, envejecimiento o daño en las facilidades de protección catódica y revestimientos protectores. El deterioro de tales facilidades, como los ánodos de la conexión de tierra enterrada, de los rectificadores y los ánodos galvánicos, se espera, ya que están siendo sacrificados por la protección de una estructura de más valor. Cambios y adiciones a tuberías existentes tenderán a reducir la efectividad de un sistema de protección existente. Todos estos factores causan que los valores del potencial (tubería-tierra) declinen dejando la estructura enterrada inadecuadamente protegida.

Para que el programa de mantenimiento sea efectivo, deberá incluir: inspección continua de rectificadores, ánodos galvánicos, uniones de drenaje críticos, inspección de tubería y revestimiento cuando exista exposición o grietas por corrosión.

El programa de remediación: una parte esencial de un programa de mantenimiento de protección catódica es mantener un adecuado nivel de protección en el sistema de tubería. En la medida que los valores de potencial (tubería-tierra) declinan, se hace necesario implementar medidas para restaurar el nivel de protección. Usualmente, esto es posible ya sea por la reparación o el reemplazo de facilidades dañadas o deterioradas. A menudo revisiones y adiciones a facilidades existentes proveerán suficiente protección para restaurar los potenciales.

Cuando estas medidas fallan deben proporcionarse una protección adicional o suplementaria con el diseño e instalación de nuevas facilidades de protección catódica. A menudo la aplicación o reparación del revestimiento de la tubería restaurará una protección catódica adecuada. Esto es cierto en los casos de deterioro físico del revestimiento debido a penetración de rocas, resistencia del suelo o daño por alta temperatura.

Otra función de remediación consiste en detectar y eliminar interferencia catódica sobre estructuras enterradas causadas por corrientes vagabundas o fuentes externas incluyendo sistemas protectores de otras tuberías. La solución de problemas de interferencia debe ser efectuada basándose en la cooperación entre las compañías involucradas.

5.4.2. Implementación de innovaciones en las facilidades de monitoreo

Como se indicó anteriormente a medida que los valores de potencial declinan se hace necesario implementar medidas para restablecer el nivel de protección. Las unidades dañadas usualmente son reemplazadas; sin embargo, las facilidades de monitoreo son susceptibles a innovaciones de diseño, que mejoran su desempeño desde un punto de vista operacional.

Actualmente, en el mercado se encuentran gran variedad de opciones para facilitar el monitoreo. Su escogencia debe regirse por aspectos económicos y de seguridad.

5.5. Operación y mantenimiento de sistemas de control

5.5.1. Evaluación constante de las operaciones de control y mantenimiento

Tanto las operaciones relacionadas con los sistemas de control de corrosión interna como el programa de mantenimiento, que han sido implementados para contrarrestar los efectos dañinos del proceso corrosivo en un sistema de conducción de petróleo crudo, debe ser evaluado en forma constante para estar en la capacidad de establecer posibles mejoras, tanto en los procedimientos como en los métodos de control implementados basándose en los datos acumulados en los registros de corrosión. El procesamiento de dichos datos es aconsejable efectuarlos con la ayuda de un computador debido a la complejidad y número de variables que deben tomarse en cuenta.

5.5.2. Reestructuración de los sistemas de control

En base a la evaluación constante de los sistemas de control de corrosión implementados, obtenemos la información necesaria para reestructurar procedimientos o métodos de control establecidos para lograr la optimización funcional de los sistemas de control de corrosión interna en líneas de conducción de crudo.

5.5.3. Capacitación constante al personal de las facilidades de mantenimiento

Un personal de mantenimiento que se encuentra envuelto en programas de capacitación constante, constituye un elemento humano altamente motivado y con habilidades bastante perfeccionadas, que se reflejan en un alto nivel de desempeño en actividades propias de su puesto de trabajo.

El personal capacitado toma decisiones acertadas ya que posee un conocimiento de las medidas preventivas y correctivas a ser implementadas dentro de un programa de detección y control de corrosión interna. El personal capacitado influye positivamente en la productividad de la compañía.

5.6. Registros de control de corrosión

5.6.1. Búsqueda e implementación continua de nuevos registros de control de corrosión interna

Toda evaluación o reestructuración de un programa de control de corrosión está basada en los registros de control de corrosión, debido a que pueden determinarse aspectos positivos y negativos de los procedimientos y métodos de monitoreo de la corrosión implementados, a través de los datos e información registrada. La búsqueda e implementación continua de nuevos esquemas o enfoques de registros de control de corrosión se hacen necesarios para estar en capacidad de enfrentar los nuevos problemas que se presenten, con la finalidad de contar con un programa de control eficiente y productivo que contrarreste los efectos negativos del proceso corrosivo en las líneas de conducción de petróleo crudo y productos refinados.

CONCLUSIONES

1. El manejo del proceso corrosivo interno en líneas de conducción de crudo, en la industria petrolera nacional, es susceptible de mejoras en cuanto a procedimientos y métodos de monitoreo de corrosión interna se refiere. En la actualidad existe un desconocimiento significativo de su uso, por parte del personal de producción a todo nivel, dentro de la industria petrolera del país. Este desconocimiento incide en bajo nivel de eficiencia en el manejo del proceso corrosivo.
2. Existe poco involucramiento de personal profesional en la implementación de métodos de detección y control de corrosión interna en el área de producción en la industria petrolera, la aplicación es conducida por personal especializado y de gran experiencia; generalmente, extranjero. El personal guatemalteco se limita a apoyar en la implementación de los métodos de monitoreo y está a cargo del mantenimiento de las facilidades de monitoreo.

3. Resulta poco factible plantear un programa estándar de prácticas para el control de corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo crudo debido a que solamente es posible determinar prácticas específicas y preferencias en relación al control de corrosión interna. No pueden designarse prácticas para cada situación específica debido a la complejidad de los contenidos y configuraciones de la tubería que imposibilitan la estandarización de todas las prácticas de control de corrosión interna.

4. En la actualidad existe variedad de métodos disponibles para el estudio del proceso corrosivo y evaluación de la efectividad de los programas de control de corrosión. Sin embargo, estos involucran mediciones que están sujetas a resultados variables y al conocimiento de las limitaciones de las mediciones. Un historial en base a registros continuos de corrosión y sentido común constituyen los requerimientos básicos para un programa efectivo.

5. Las tres fases del mantenimiento de facilidades de corrosión: observaciones de control de corrosión, las inspecciones de facilidades protectoras y medidas de remediación, son esenciales para un programa de control de corrosión interna exitoso. Tales fases están tan relacionadas entre sí, que una sin la otra se convierte en mucho menos efectiva.

6. La negligencia en el mantenimiento de las facilidades de corrosión implica, a largo plazo, mayores costos que el de un programa de mantenimiento, siendo el factor más importante, la operación continua y segura del sistema de tubería. El mantenimiento puede lograrse únicamente a través de la aplicación de revestimientos protectores, la aplicación de protección catódica y el mantenimiento de estas facilidades.

7. La utilización conjunta de los métodos de observación directa e indirecta maximizan la eficiencia de la detección del proceso corrosivo interno en líneas de conducción de petróleo crudo y productos mejorados.

8. Al implementarse un programa de revestimiento interno en tuberías la protección catódica se convierte en un método complementario, puesto que ambos maximizan, a largo plazo, la eficiencia de la protección contra la corrosión interna en un alto porcentaje del área expuesta de la línea de conducción de crudo.

9. Al ser implementado el uso de raspadores, la inhibición se convierte en uno de los métodos de control favoritos ya que complementa la función del primero maximizando la eficiencia de la protección contra el proceso corrosivo interno en las líneas de conducción de petróleo crudo.

RECOMENDACIONES

1. Es conveniente para las compañías petroleras que operan en nuestro país el involucrar a su personal del área de producción en un programa de capacitación sobre temas relacionados con el manejo del proceso corrosivo ya que de alguna manera dichos programas mejoran sus habilidades y conocimientos relativos al tema
2. Cuando se cuenta con personal capacitado en el manejo del proceso corrosivo es conveniente involucrarlo directamente ya que cuenta con las habilidades y conocimientos necesarios para llevar a cabo labores que van más allá de brindar únicamente apoyo en el momento de la implementación de los procedimientos y métodos de monitoreo de la corrosión.
3. Existe seria necesidad de profesionalización dentro del personal del área de producción que labora en los campos petroleros de las distintas compañías que operan actualmente en Guatemala; si se desea optimizar el desempeño del personal y no caer en un empirismo que a largo plazo se traduce en fracasos o baja productividad.

4. Es importante considerar la implementación de registros de control de corrosión, ya que si se carece de éstos, se carece de base técnica para elaborar e implementar programas de mantenimiento; tanto preventivo como correctivo, en las líneas de conducción de petróleo crudo.

5. Debe brindársele importancia al programa de control de corrosión establecido, y de ser necesario, crear un departamento específico de mantenimiento de líneas de conducción; porque el proceso corrosivo puede ser controlado pero no remediado completamente. A menudo es necesario efectuar inspecciones en forma constante para determinar nuevos focos de corrosión, por lo que hay que contar con un personal capacitado y encargado de implementar las medidas necesarias para su control.

BIBLIOGRAFÍA

1. AARON Colin. **Inhibitors can control gas-systems control**
The Oil & Gas Journal, Diegem Belgium. Sept. 13, 1976
2. ALLEN Thomas & Roberts Alan P. **Production Operations** Vol. 2.
Fourth Edition. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. July 1993.
3. BAYLISS Derek A. **The Quality of Quality Control on Pipecoating**
4. CLAASSEN E. J. **Corrosion Fundamentals and Treatment**
Champion Technologies, Inc. School of Mitigation
5. DEAN Howard En. **"Corrosion Control Methods"**
Champion News No. 152-156. 1988
6. **"Detection and Mitigation of Interference Problems"**
Texas Eastern Corporation. Revised March 7, 1994.
7. **Ley de Hidrocarburos , Decreto Ley Número 109-83 y su
Reglamentación.** Ministerio de Energía y Minas, República de
Guatemala.

8. MILLER Irwin – Freund John. **Probabilidad y Estadística para Ingenieros.**
Tercera edición. México, Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S. A.
1990.
9. NACE Estándar RP-01-75
Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems.
10. **"Preparation & Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oil Production Practice"**, National Association of Corrosion Engineers; 1975.
11. PONCIO Steve . **Principles of Corrosion.** School of Corrosion Mitigation
12. SHELTON R. D. **Internal Corrosion Control of Pipelines.** Champion Technologies, Inc. Houston, Texas USA.
13. TEFANKJIAN D. A. **Application of Cathodic Protection**
Texas Eastern Corporation, revised October 22, 1991
14. TEFANKJIAN D. A. **Maintenance of Corrosion Control Facilities**
School of Corrosion Mitigation
15. WAYNE W. Daniel. **Estadística con Aplicaciones a las Ciencias Sociales y a la Educación.** Segunda edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1990.

ANEXO 1

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA INDUSTRIAL

ENCUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL MANEJO DEL PROCESO CORROSIVO EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

El objetivo fundamental de la presente encuesta es determinar el conocimiento, utilización y posibles mejoras dentro del manejo del proceso corrosivo en sistemas de tubería para conducción de petróleo, por parte del personal del área de producción en la industria petrolera nacional.

Marque con una X la(s) respuesta(s) que considere apropiada(s).

1. ¿Nivel del puesto que ocupa en la compañía petrolera?
Profesional Técnico Operativo
2. ¿Ha participado alguna vez en un curso de capacitación relacionado con la corrosión? Sí No
3. Según su conocimiento y/o experiencia ¿qué medidas preventivas de corrosión son utilizadas actualmente en tuberías de conducción de crudo?
Revestimientos Protección Catódica Inhibidores
Otras Ninguna
4. ¿Qué tipo de materiales son utilizados en los revestimientos utilizados actualmente? Esmaltes Ceras Mastics Grasas
Inhibidas Polietileno o PVC Concreto Otros
5. ¿Qué tipo de protección catódica es utilizada actualmente en las tuberías de conducción del crudo?
Anodo de Sacrificio Corriente Impresa

6. ¿Qué tipo de inhibidor se utiliza actualmente en los sistemas de tubería de conducción de petróleo?
 Adsorción Barredor Químico
 Retardador de evolución de hidrógeno Oxidante
 Fase Vapor Otros
7. ¿Qué métodos de detección de corrosión interna conoce?
 Métodos Directos Métodos Indirectos Cupones
 Probetas Otros Ninguno
8. ¿Cuáles son los métodos directos de detección de corrosión interna utilizados actualmente?
 Inspección Visual Inspección Ultrasónica
 Calibradores Radiografía Otros
9. ¿Cuáles son los métodos indirectos de detección de corrosión interna utilizados actualmente? Conteo de Hierro Cupones
 Sonda de polarización lineal Sonda de resistencia eléctrica
 Sonda Galvánica Sonda de Hidrógeno
10. ¿Qué métodos para el control de la corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo conoce? Cochinos Inhibición de Corrosión
 Remoción de constituyentes corrosivos de la comodidad
 Revestimiento Interno Otros Ninguno
11. Indique los métodos utilizados actualmente para el control de la corrosión interna en tuberías de conducción de petróleo.
 Cochinos Inhibición de corrosión Revestimiento Interno
 Remoción de constituyentes corrosivos de la comodidad Otros
12. ¿Considera necesaria la capacitación del personal en el manejo del proceso corrosivo? Sí No Porqué? _____
13. ¿Cuenta su compañía actualmente con un programa para el control de corrosión interna para tuberías de conducción de petróleo?
 Sí No Lo desconoce
14. ¿Considera Ud. que se le brinda la importancia debida al manejo del proceso corrosivo dentro de las operaciones de producción y conducción del crudo?
 Sí No
 Porqué? _____

15. Tiene alguna sugerencia para mejorar los métodos o procedimientos utilizados actualmente en el control del proceso corrosivo en las tuberías de conducción de petróleo crudo Sí No
¿Cuál? _____

ANEXO 2

TABULACIÓN DE DATOS OBTENIDOS

Pregunta No. 1

Nivel del puesto

PERSONAL		
PROFESIONAL	TÉCNICO	OPERATIVO
00	09	21

Pregunta No. 2

Participación en curso de capacitación

PARTICIPACION	PERSONAL	
	TECNICO	OPERATIVO
SI	09	12
NO	00	09

Pregunta No. 3

Medidas preventivas de corrosión utilizadas actualmente

REVESTIMIENTOS	PROTECCION CATODICA	INHIBIDORES	OTRAS	NINGUNA
24	15	9	3	0

Pregunta No. 4

Materiales utilizados en revestimientos

ESMALTES	CERAS	MASTICS	GRASAS INHIBIDAS	POLIETILENO/ PVC.	CONCRETO	OTROS
30/30	00/30	09/30	00/30	09/30	06/30	00/30

PREGUNTA No. 5

Protección catódica utilizada actualmente

TIPO DE PROTECCION CATODICA	PERSONAL	
	TECNICO	OPERATIVO
ANODO DE SACRIFICIO	9/9	15/21
CORRIENTE IMPRESA	6/9	6/21

Pregunta No. 6

Inhibidores utilizados actualmente

TIPO INHIBIDOR	PERSONAL	
	TECNICO	OPERATIVO
ADSORCIÓN	03	00
RETARDADOR DE HIDROGENO	00	00
BARREDOR QUIMICO	09	00
OXIDANTE	00	00
FASE VAPOR	00	00
OTROS	00	22

OTROS INHIBIDORES	
AMINA	06
NAFTA	03
NINGUNO	02
SIN ESPECIFICAR NOMBRE	11

Pregunta No. 7

Métodos de detección de corrosión conocidos

MÉTODO DE DETECCIÓN	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
DIRECTOS	01	23
INDIRECTOS	01	06
CUPONES	00	01
PROBETAS	00	01
OTROS	00	01
NINGUNO	00	06

Pregunta No. 8

Métodos directos utilizados

MÉTODO DIRECTO	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
INSPECCIÓN VISUAL	9/9	15/21
INSPECCIÓN ULTRASÓNICA	0/21	0/21
RADIOGRAFÍA	3/9	3/21
OTROS	0/9	0/21

Pregunta No. 9

Métodos indirectos utilizados

MÉTODO INDIRECTO	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
CONTEO DE HIERRO	9/9	6/21
CUPONES	0/9	0/21
SONDA POLARIZACIÓN LINEAL	0/9	0/21
SONDA RESISTENCIA ELÉCTRICA	0/9	0/21
SONDA GALVÁNICA	0/9	0/21

Pregunta No. 10

Métodos de control de corrosión conocidos

MÉTODO DE CONTROL	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
COCHINOS	9/9	21/21
INHIBICIÓN	9/9	0/21
REMOCIÓN DE CONSTITUYENTES CORROSIVOS DE LA COMODIDAD	0/9	0/21
REVESTIMIENTO INTERNO	0/9	0/21
OTROS	0/9	0/21
NINGUNO	0/9	0/21

Pregunta No. 11

Métodos de control de corrosión utilizados

MÉTODO DE CONTROL	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
COCHINOS	9/9	18/21
INHIBICIÓN	6/9	0/21
REMOCIÓN DE CONSTITUYENTES CORROSIVOS DE LA COMODIDAD	0/9	0/21
REVESTIMIENTO INTERNO	0/9	0/21
OTROS	0/9	0/21

Pregunta No. 12

Necesidad de capacitación

CAPACITACIÓN	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
SI	09	00
NO	21	00

Pregunta No. 13

Programa de corrosión interna

PROGRAMA DE CORROSIÓN	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
CUENTA	09	09
NO CUENTA	00	03
LO DESCONOCE	00	09
SUB-TOTAL	09	21
TOTAL		30

Pregunta No. 14

Importancia brindada al manejo

SI IMPORTA	24
NO IMPORTA	06
TOTAL	30

Pregunta No. 15

Mejoras propuestas

MEJORAS PROPUESTAS	PERSONAL	
	TÉCNICO	OPERATIVO
SI	1/9	3/21
NO	8/9	18/21

ANEXO 3

Figura 3 Nivel del puesto de personal entrevistado en el campo petrolero Xan n=30

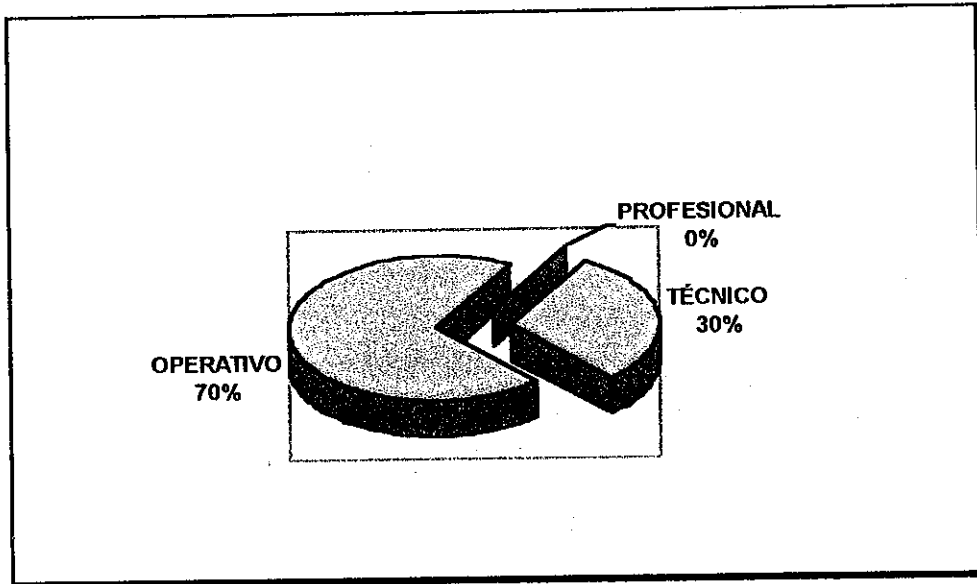


Figura 4 Participación en curso de capacitación sobre corrosión n=30

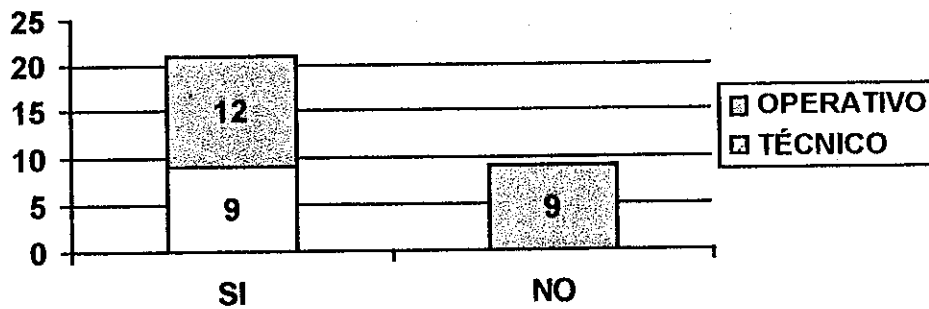


Figura 5 Medidas preventivas de corrosión, utilizadas actualmente n=30

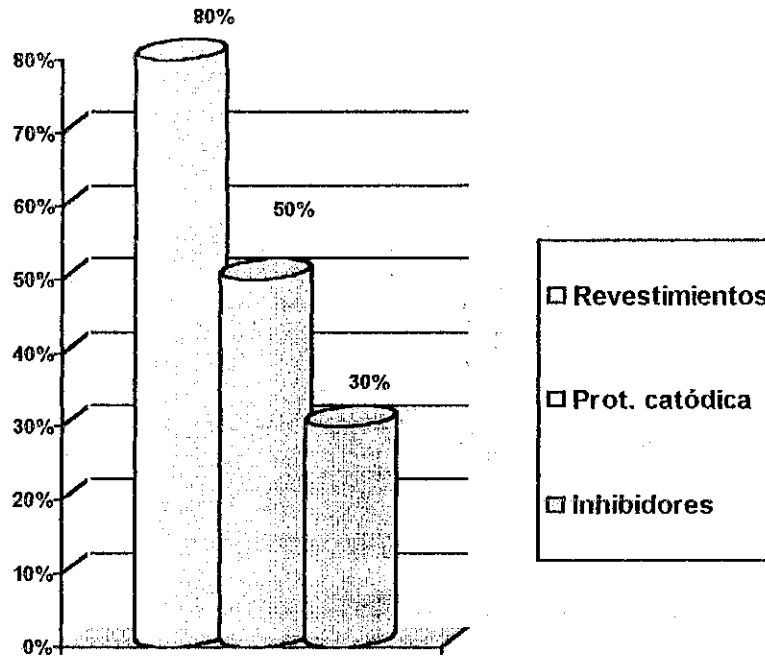


Tabla VI Materiales utilizados en revestimientos n=30

Materiales	%
Esmaltes	100
Polietileno/cloruro de polivinilo	30
Mastics	30
Concreto	20

Figura 6 Protección catódica utilizada actualmente n=30

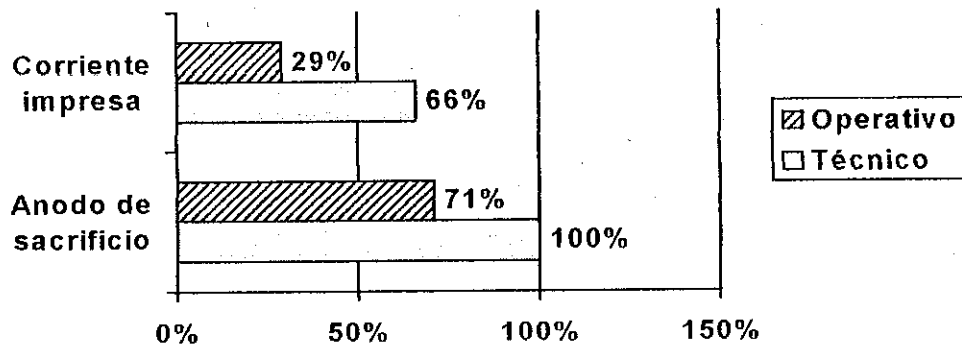


Figura 7 Inhibidores utilizados actualmente n=30

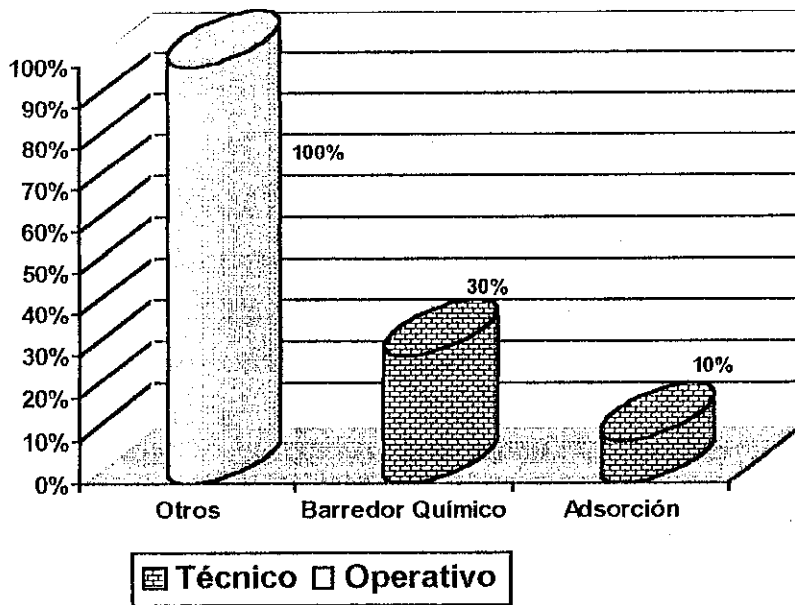


Figura 8 Otros inhibidores n=21

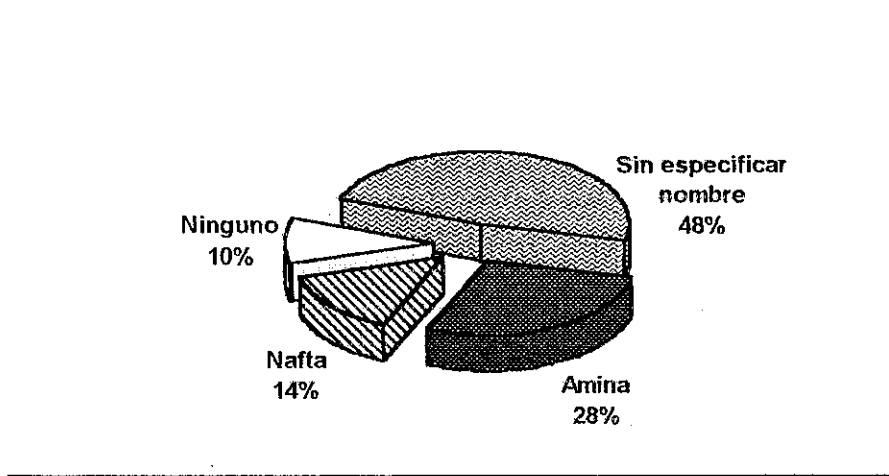


Figura 9 Métodos de detección de corrosión conocidos n=30

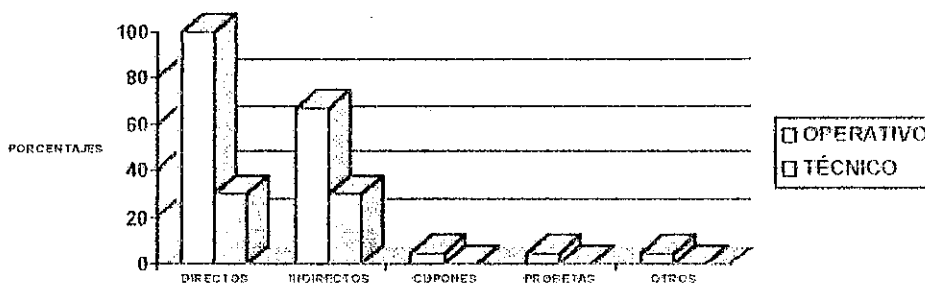


Figura 10 Métodos directos utilizados n=30

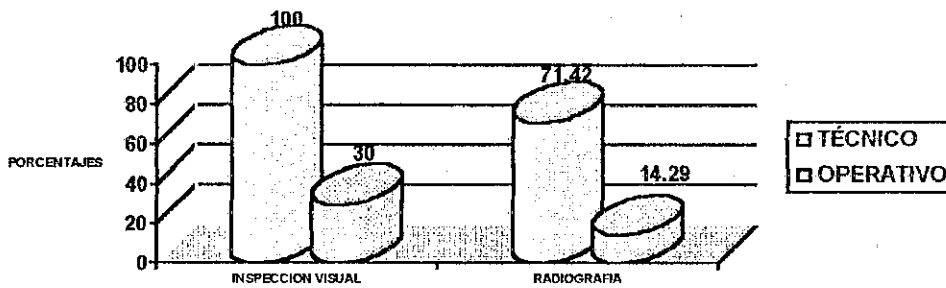


Figura 11 Métodos indirectos utilizados n=30

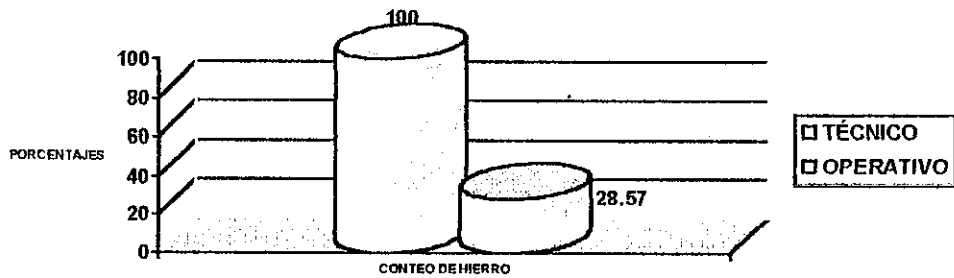
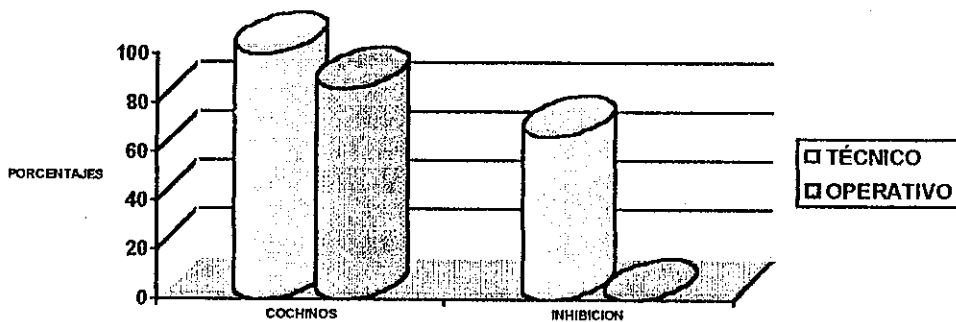


Figura 12 Métodos de control de corrosión utilizados n=30



Necesidades de capacitación sobre aspectos del proceso corrosivo y su manejo.



Personal técnico..... 100%
 Personal operativo... 100%

FUENTE: los datos empleados se obtuvieron de las Encuestas para la determinación de la situación actual del Manejo del Proceso Corrosivo en la Industria Petrolera Nacional. Xan, La Libertad, Petén, Guatemala., febrero 1999.

