



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES ORGÁNICOS EN OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZO PARA EXTENDER LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO”

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

ALMAGRO PONCE MIGUEL ALFONSO
PILAY DE LA A CARLOS ALBERTO

TUTOR:

ING. LUCAS MATEO ALFONZO

LA LIBERTAD – ECUADOR
2013-2014

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES ORGÁNICOS EN OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZO PARA EXTENDER LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO”

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

ALMAGRO PONCE MIGUEL ALFONSO
PILAY DE LA A CARLOS ALBERTO

TUTOR:

ING. LUCAS MATEO ALFONZO

LA LIBERTAD – ECUADOR
2013-2014

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como Tutor de la tesis, **“UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES ORGÁNICOS EN OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZO PARA EXTENDER LA VIDA ÚTIL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO”**, desarrollada por el Sr. Miguel Alfonso Almagro Ponce y el Sr. Carlos Alberto Pilay De la A, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente

**ING. LUCAS MATEO ALFONZO
TUTOR DE TESIS**

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros, Miguel Alfonso Almagro Ponce y Carlos Alberto Pilay De la A, declaramos bajo juramento que el trabajo descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional, y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. A través de la presente declaración, cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Miguel Alfonso Almagro Ponce

Carlos Alberto Pilay De la A

DEDICATORIA

El presente trabajo de tesis está dedicado primeramente a mi DIOS, a mi madre por darme la vida, protegerme, apoyarme y estar conmigo en las buenas y en las malas, por ser mi ejemplo, que han hecho de mí una persona luchadora y con valores para desenvolverme en la sociedad.

A mi abuelo el cual ha sido como un padre para mí, por su apoyo incondicional desde que nací, a la memoria de mi abuela, que gracias a ellos estoy cumpliendo una meta en mi vida. A mis tíos, primos (Paúl, Jorge, Leo, Nelson), y primas (Enita, Ximena, Karen, Verónica, Geomara), con los que compartimos momentos inolvidables cuando nos reunimos, esperando poder seguir disfrutando de esos momentos por muchos años, y que al igual que yo van a estar orgullosos de que sea un profesional.

Miguel Almagro Ponce.

DEDICATORIA

A mis queridos padres: Sra. Haydeé De la A Tomalá y Lcdo. Ángel Pilay Parrales, a mi hermana Ing. Amanda Pilay De la A, ejemplos de lucha, constancia, entrega y dedicación en sus sabios consejos, sobre todo por su apoyo incondicional para alcanzar con éxito mis metas, formando en mí una persona con valores.

Al Ing. Alamir Álvarez Loor destacado directivo quien con abnegación y vocación de enseñanza dirige los destinos de la Carrera de Ingeniería en Petróleo.

Al Ing. Lucas Mateo Alfonso, tutor de la tesis, quien incondicionalmente me apoyó, brindándome su dedicación y paciencia en todo momento.

Carlos Pilay De la A.

AGRADECIMIENTO

A la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional. A LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA; y, en especial a la ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO y con ella a los distinguidos docentes, quienes con su ética, profesionalismo y experiencia, ponen de manifiesto en las aulas, motivando con sus conocimientos a cada uno de los que acudimos, que nos servirán para ser útiles a la sociedad.

A mi tutor de tesis el ING LUCAS MATEO ALFONZO quien con su experiencia, dedicación, conocimiento como docente ha sido la guía idónea, durante el desarrollo de esta tesis, brindándonos en tiempo necesario, así como la información para llegar a la feliz culminación de este anhelo.

De igual manera al director de la carrera el Ing. Alamir Álvarez Loor, por su visión profesional y su rectitud en su profesión como docente, por sus consejos, que me ayudarán a ser un buen profesional.

Miguel Almagro Ponce.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar al Divino Creador, por darme fortaleza y sabiduría.

A todos mis maestros por sus sabias enseñanzas impartidas, en especial al Ing. Lucas Mateo Alfonzo, por su valiosa colaboración y por el constante estímulo que supo brindarme en la realización del proyecto.

Al Ing. Alamir Álvarez Loor, Director de la Carrera, por su esfuerzo de contribuir con nuestra formación profesional.

A mis compañeros y amigos, que en varias ocasiones y diferentes circunstancias me dieron sus voces de estímulo y cooperación, que de una u otra forma aportaron con sus conocimientos.

Carlos Pilay De la A.

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Lucas Mateo Alfonzo
PROFESOR TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado M.Sc
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

RESUMEN

Se usa el método de acidificación en las operaciones de estimulación de pozo, para incrementar la producción en un pozo de una formación. Es el empleo de ácido para disolver la roca yacimiento; y la sustancia química más utilizada es el ácido clorhídrico (HCl), por su alta velocidad de reacción, su no muy compleja manipulación y el costo relativamente bajo. Tiene la principal desventaja de poseer una fortaleza iónica y corrosividad hacia los metales; la corrosión causada por este ácido es costosa y difícil de controlar, debido a la velocidad de corrosión de los materiales metálicos aumenta; sumándose a este proceso el parámetro Temperatura.

Se conoce como corrosión al proceso de destrucción de los metales y sus aleaciones, provocado en este caso por la acción del ácido clorhídrico usado en la acidificación. Utilizando los inhibidores de corrosión correctos de acuerdo al medio, se tendrá un control efectivo, alargando la vida útil de la tubería de revestimiento.

Uno de los procesos tecnológicos más corrosivos para las instalaciones metálicas es el tratamiento ácido a pozos de petróleo, ya que involucra ácidos concentrados, temperatura elevada, tiempo prolongado, entre otros. El uso de métodos de protección contra la corrosión es imprescindible, donde el más usado y adecuado en la práctica mundial es la aplicación de inhibidores de corrosión.

Sin embargo, la mayoría de estos productos disminuyen su acción protectora en el proceso, y son escasos aquellos que satisfacen las exigencias para poder ser utilizados en estos tratamientos, y por ende se eleva su precio en el mercado internacional. Por eso se emplearán diferentes técnicas de análisis para identificar los diferentes elementos de la composición y estructura de los componentes del inhibidor utilizado para el medio ácido.

ÍNDICE GENERAL

	PÁGINA
Resumen.....	X
Índice general.....	XI
Índice de tablas.....	XVI
Índice de figuras.....	XVII
Índice de anexos.....	XIX
Abreviaturas.....	XX
Simbologías.....	XXII
Introducción.....	1

CAPÍTULO I

ESTIMULACIÓN DEL POZO

1.1 Estimulación matricial.....	3
1.2 Tipos de ácidos usados en la estimulación.....	5
1.2.1 Ácido clorhídrico.....	5
1.2.1.1 Efectos nocivos.....	7
1.2.1.2 Riesgos.....	7
1.2.2 Ácido fluorhídrico.....	7
1.2.2.1 Toxicología.....	8
1.2.2.2 Manejo.....	8
1.2.2.3 Almacenamiento.....	9
1.2.3 Ácido acético.....	9
1.2.3.1 Aplicaciones.....	10
1.2.3.2 Manejo.....	10
1.2.4 Ácido fórmico.....	11
1.2.4.1 Riesgos.....	11
1.2.4.2 Manipulación y almacenamiento.....	12

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN

2.1	Antecedentes.....	13
2.2	Proceso de la corrosión.....	15
2.3	Causas de la corrosión.....	16
2.4	Corrosión química.....	16
2.5	Corrosión electroquímica.....	17
2.5.1	Ánodo.....	18
2.5.2	Cátodo.....	18
2.5.3	Electrolito.....	19
2.6	Clasificación de la corrosión de acuerdo al tipo.....	19
2.6.1	Corrosión generalizada.....	19
2.6.2	Corrosión localizada.....	20
2.6.2.1	Corrosión uniforme.....	20
2.6.2.2	Corrosión por picadura.....	21
2.6.2.3	Corrosión intergranular.....	21
2.6.2.4	Corrosión por cavitación.....	22
2.6.2.5	Corrosión por fricción.....	22
2.6.2.6	Corrosión por hendidura.....	22
2.6.2.7	Corrosión galvánica.....	23
2.6.2.8	Corrosión combinada con otros fenómenos.....	24
2.7	Clasificación de la corrosión de acuerdo al tipo de ambiente.....	24
2.7.1	Gaseoso.....	25
2.7.2	Sólido.....	25
2.7.3	Líquido.....	26

CAPÍTULO III

CORROSIÓN EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.1	Tubería de revestimiento.....	34
3.1.1	Revestimiento conductor.....	35
3.1.2	Revestimiento superficial.....	36
3.1.3	Revestimiento intermedio.....	37
3.1.4	Revestimiento de producción.....	38
3.2	Corrosión interna.....	39
3.2.1	Factores que la originan.....	39
3.2.2	Formas de detección.....	40
3.2.2.1	Perfil de calibración.....	40
3.2.2.2	Cupones.....	40
3.3	Corrosión externa.....	41
3.3.1	Factores que originan la corrosión externa.....	41
3.3.2	Forma de detección.....	41
3.4	Factores que se consideran en el diseño de la T.R.....	42
3.4.1	Diseño de la tubería conductora.....	42
3.4.2	Diseño de la tubería de revestimiento superficial.....	43
3.4.3	Diseño de la tubería de revestimiento intermedio.....	43
3.4.4	Diseño de la tubería de producción.....	44

CAPÍTULO IV

INHIBIDORES UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

4.1	Inhibidores inorgánicos.....	46
4.2	inhibidores orgánicos.....	47
4.2.1	Inhibidores base aceite.....	48
4.2.2	Inhibidores base agua.....	50
4.3	Funciones que cumplen.....	51
4.4	Clasificación según su uso.....	51

4.4.1	Inhibidores anódicos.....	51
4.4.2	Inhibidores catódicos.....	52
4.4.3	Inhibidores mixtos.....	52
4.4.4	Inhibidores volátiles.....	52
4.4.5	Inhibidores polifosfatos.....	53
4.4.6	Inhibidores no tóxicos.....	53

CAPÍTULO V

POTENCIAL MIXTO Y LA EXTRAPOLACIÓN DE TAFEL

5.1	Prueba de laboratorio.....	58
5.1.1	Desarrollo experimental.....	59
5.2	Resultados de la prueba de laboratorio.....	63
5.2.1	Cálculo del porcentaje de eficiencia del inhibidor.....	72

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

6.1	Análisis técnico.....	73
6.2	Análisis financiero.....	73
6.3	Criterios de evaluación.....	74
6.3.1	Ingresos.....	74
6.3.2	Egresos.....	74
6.3.3	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	74
6.4	Costo-beneficio.....	75

CAPÍTULO VII
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	Conclusiones de la investigación.....	77
7.2	Recomendaciones de la investigación.....	78
	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	79
	GLOSARIO.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Propiedades del ácido fluorhídrico.....	8
Tabla 2.	Concentración en solución del ácido acético.....	10
Tabla 3.	Propiedades del ácido fórmico.....	12
Tabla 4.	Tipos de fallas en la industria petrolera.....	13
Tabla 5.	Tipos de corrosión en la industria petrolera.....	14
Tabla 6.	Máximo porcentaje de los elementos del acero austenítico AISI304.....	28
Tabla 7.	Comparación de propiedades físicas de tres diferentes tipo de acero.....	28
Tabla 8.	Producción Mundial de acero.....	30
Tabla 9.	Producción mundial de acero inoxidable.....	31
Tabla 10.	Características del inhibidor base aceite.....	49
Tabla 11.	Características del potenciostato.....	55
Tabla 12.	Electrodos de referencia.....	57
Tabla 13.	Parámetros electroquímicos obtenidos de las curvas de polarización.....	57
Tabla 14.	Densidad de corriente en la prueba si inhibidor.....	65
Tabla 15.	Densidad de corriente en la prueba a 25 ppm de inhibidor.....	68
Tabla 16.	Densidad de corriente en la prueba a 50 ppm de inhibidor.....	70
Tabla 17.	Costos de equipos e instrumentación.....	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Corrosión uniforme.....	20
Figura 2.	Corrosión por picaduras.....	21
Figura 3.	Corrosión intergranular.....	22
Figura 4.	Corrosión por hendiduras.....	23
Figura 5.	Corrosión galvánica.....	23
Figura 6.	Diagrama del árbol genealógico de los aceros inoxidables.....	29
Figura 7.	Herramienta de inducción electromagnética.....	32
Figura 8.	Tubería de revestimiento conductor.....	35
Figura 9.	Tubería de revestimiento superficial.....	36
Figura 10.	Tubería de revestimiento intermedia.....	37
Figura 11.	Tubería de producción.....	39
Figura 12.	Diagrama de una celda electrolítica.....	56
Figura 13.	Extrapolación de Tafel.....	58
Figura 14.	Muestras cilíndricas de acero.....	59
Figura 15.	Eliminación de residuos con acetona.....	59
Figura 16.	Ácido clorhídrico.....	60
Figura 17.	Agua destilada para preparar las soluciones.....	60
Figura 18.	Preparación de la Solución sin inhibidor.....	60
Figura 19.	Verificando estado de los equipos.....	60
Figura 20.	Instante en que agitador magnético es sumergido en la celda electrolítica.....	61
Figura 21.	Agitador magnético dentro de la celda.....	61
Figura 22.	Inhibidor de corrosión (Imidazolina).....	61
Figura 23.	Inhibidor de corrosión vertido en la solución acuosa ácida.....	61
Figura 24.	Arreglo de los electrodos en la celda electrolítica antes de ser conectados al potencióstato.....	62
Figura 25.	Superficie de la muestra de acero.....	63

Figura 26.	Parte inferior del acero corroída.....	64
Figura 27.	Gráfica de las curvas de polarización sin inhibidor.....	66
Figura 28.	Gráfica de las curvas de polarización a 25 ppm de concentración del inhibidor.....	69
Figura 29.	Gráfica de la curvas de polarización a 50 ppm de concentración del inhibidor.....	71

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1.	Tuberías de revestimiento corroídas.....	80
Anexo 2.	Tuberías de revestimiento corroídas después de varios años de uso.....	80
Anexo 3.	Vista ampliada de una tubería atacada por la corrosión.....	81
Anexo 4.	Controles del panel frontal del potencióstato.....	81
Anexo 5.	Panel posterior de un potencióstato.....	82
Anexo 6.	Campus de la ESPOL, Laboratorio de Ingeniería en Petróleo.....	82
Anexo 7.	Muestra de acero cilíndrica previo a las pruebas.....	83
Anexo 8.	Barra de grafito (en la mano), alcohol y las celdas respectivamente.....	83
Anexo 9.	Ácido clorhídrico, agua destilada, Imidazolina y acetona respectivamente.....	84
Anexo 10.	Verificando que todos los elemento a utilizar estén correctamente.....	84
Anexo 11.	Armando el arreglo delos electrodos en la celda electrolítica.....	85
Anexo 12.	El arreglo de los electrodos en la celda electrolítica previo a ser conectado al potencióstato.....	85

ABREVIATURAS

Al	Aluminio
As	Arsénico
a	Pendiente de Tafel anódica
c	Pendiente de Tafel catódica
BSW	Corte de agua
C	Carbono
C₂H₄O₂	Ácido acético
Ca (OH)₂	Hidróxido cálcico
CH₂O₂	Ácido fórmico
CO₂	Dióxido de carbono
Csg	Casing (tubería de revestimiento)
Cu	Cobre
Dw	Deep Well (Profundidad del pozo)
E.I	Eficiencia del inhibidor
Fe	Hierro
H	Hidrógeno
H₂O	Agua
H₂SO₄	Ácido sulfúrico
HCl	Ácido clorhídrico
HF	Ácido fluorhídrico
Icorr	Índice de corrosión
L	Longitud
Max	Máximo
Mg (OH)₂	Hidróxido magnésico
NaCl	Cloruro de sodio
O	Oxígeno
P	Producción
Pfrac	Presión de fractura
Pform	Presión de formación
PH	Potencial hidrógeno

PIB	Producto interno bruto
Ppm	Partes por millón
S	Azufre
Sn	Estaño
T.R	Tubería de revestimiento
Zn	Zinc

SIMBOLOGÍA

°C	Grados Celsius
cm	Centímetro
d	Día
°F	Grados Fahrenheit
Ft	Pie
h	Horas
K	Permeabilidad
Kg	kilogramos
Lb	Libra
Lt	Litro
µs	Microsegundo
M	Mol
MHz	Mega Hertz
Mt/a	Millones de toneladas por año
m	Metro
m²	Metro cuadrado
m³	Metro cúbico
min	Minutos
mm/año	Milímetro por año
mV	Milivoltio
pulg	Pulgada
S	Factor skin (factor de daño)
Ø	Porosidad
t	Tiempo
T	Temperatura
V	Volumen
%	Porcentaje

INTRODUCCIÓN

En el año de 1895 Hermann Fristch intentó por primera vez la acidificación con HCl pero no entró en vigor hasta 1932, año en que se desarrollaron los inhibidores de corrosión. Las operaciones de estimulación ácida han sido usadas desde tiempos remotos, como técnicas para rejuvenecer pozos viejos; las soluciones ácidas han sido usadas desde los primeros tratamientos ácidos, pero con el pasar del tiempo y gracias al avance tecnológico, estas soluciones han desarrollado mejorías en su composición, disminuyendo el efecto corrosivo.

La corrosión es uno de los principales problemas que causan pérdidas económicas y la industria petrolera no está exenta de este fenómeno. La pérdida de una pequeña porción de material usado en las operaciones representa gastos millonarios anualmente, debido al efecto corrosivo en las tuberías, equipos, y cualquier otro material metálico que se encuentre en contacto con un medio agresivo.

Por mucho tiempo, el uso de inhibidores ha proporcionado una solución a los daños ocasionados por la corrosión, sin embargo, la selección de un inhibidor es un duro trabajo, debido a la gran cantidad de ambientes corrosivos.

La inyección de inhibidores orgánicos es el método de control de corrosión más utilizado en la industria petrolera, así como los formadores de película, debido a su excelente desempeño en ambientes dulces y ácidos.

OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de esta investigación es analizar la acción protectora de los inhibidores contra los problemas de corrosión de la tubería de revestimiento en medios ácidos mediante pruebas de laboratorio, tomando en consideración parámetros de temperatura similares a los del pozo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar los problemas de corrosión existentes en la tubería de revestimiento ocasionado por el ácido clorhídrico.
2. Conocer las ventajas y desventajas de los sistemas de protección por inhibidores de corrosión mediante prueba de laboratorio.
3. Aplicar los conocimientos de Ingeniería para la determinación de inhibidores de corrosión para tubería de revestimiento considerando la interrelación metal-medio corrosivo.

CAPÍTULO I

ESTIMULACIÓN DE POZO

1.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación matricial es un método, donde se inyecta ácido a la formación para disolver roca y sedimentos, dando como resultado una recuperación e incremento de permeabilidad en las paredes del pozo. Los principales ácidos usados son: clorhídrico, fluorhídrico, acético y fórmico, el objetivo es eliminar el daño a la permeabilidad (k) en las cercanías del pozo para restaurar la capacidad natural de producción del mismo.

La rata de penetración al reaccionar el ácido de la matriz en formación de areniscas es de 1 ft y en carbonatos penetra 10 ft., el objetivo de una estimulación con ácido es la de provocar fracturas en la roca, creando un canal más conductivo de fluido. Para tener éxito en una acidificación de la matriz se debe considerar lo siguiente:

- Tipo y concentración del ácido.
- El gasto de inyección óptimo.
- Colocación y la operación.

Este tratamiento tiene como objetivo remover los sedimentos de la formación en la zona dañada, teniendo en cuenta la cantidad adecuada de solución ácida que se debe inyectar, para que la precipitación no disminuya al efecto del tratamiento. Existen agentes divergentes que son moléculas delgadas, provocan resistencia al flujo, desviándole a otro intervalo provocando la declinación de presión.

Los agentes se añaden al flujo en forma continua o pueden ser bombeados en baches entre las etapas de acidificación, y luego son removidos con aceite, gas o agua, ya que desde muchos años atrás se ha utilizado el ácido en pozos para varios propósitos, pero no fue hasta 1930 en los campos de Michigan que se desarrollaron los métodos de acidificación, donde después de varios estudios, se pudo definir que el ácido clorhídrico es el más idóneo para este tratamiento.

El ácido clorhídrico puede hacerse no corrosivo al contacto con el acero, agregando un inhibidor, sin formar precipitados perjudiciales, la resistencia del ácido clorhídrico se la determina mediante pruebas de laboratorio, usualmente se utilizan soluciones al 15%.

La concentración del ácido clorhídrico comercial ordinario es de 28% a 35%, por lo que es necesario su disolución en agua antes de ser aplicados en los pozos, pero el ácido ordinario o “reforzado” es más efectivo para el tratamiento de calizas dolomíticas, debido a su alta velocidad de reacción.

Los inhibidores agregados al ácido pueden ser de carácter orgánico o inorgánico y tienen la función de proteger las tuberías de ademe y el resto del equipo de acero, el cual se adhiere a la superficie de los metales.

Existen inhibidores orgánicos como la anilina y los inhibidores inorgánicos que son generalmente cianuros o compuestos de arsénico (As) ^[1].

El tiempo empleado para este tratamiento varía desde una sola hora hasta 72 horas (h), dependiendo de las condiciones. En formaciones permeables donde la cal es fácilmente soluble, el periodo de tiempo es corto, pero en los tipos de roca como la dolomita (menos soluble) necesitan un periodo más largo. El volumen de solución ácida a usar dependerá de la permeabilidad, porosidad (\emptyset), espesor de la roca y la presión de formación.

La solución ácida se vierte dentro de la tubería mediante un achicador. Con el tratamiento de ácido obtenemos con frecuencia un aumento importante en la cuota de producción (p). La cantidad de ácido usado será el principal factor que determinará el costo de acidificar, el ácido puro puede disolver hasta 1.400 kg de acero por metro cuadrado (m^2) por día.

[1] www.docstoc.com. Estimulación de pozos.

1.2 TIPOS DE ÁCIDOS USADOS EN LA ESTIMULACIÓN

Se requiere de una selección apropiada, tanto del ácido como la técnica de acidificación, para realizar los tratamientos de estimulación, en donde son considerados tres agentes químicos correlacionados al elegir el ácido adecuado; la estequiometría, el equilibrio termodinámico y la velocidad de reacción.

La estequiometría entre los materiales de formación con una reacción ácida, vincula la magnitud molecular entre reactivos y productos de reacción, una vez conocida podemos fácilmente calcular la proporción disuelta de formación por un volumen del ácido; Un factor importante que relaciona la estequiometría de la solución ácida es el poder disolvente, ya que en algunas ocasiones se pueden anular los beneficios del tratamiento en formaciones areniscas o carbonáticas.

En muchas reacciones ácidas se crea un equilibrio termodinámico antes que el ácido haya reaccionado totalmente, este equilibrio se da particularmente en la reacción de ácidos orgánicos como el ácido fórmico o acético, con formaciones de dolomitas o piedra caliza. El tiempo requerido para que el ácido realice el tratamiento de estimulación, está determinado por la velocidad de reacción entre un determinado ácido y el material de la formación.

1.2.1 ÁCIDO CLORHÍDRICO

El ácido clorhídrico, también conocido como ácido muriático, es una solución acuosa de gas de cloruro de hidrógeno obteniéndola mediante la combinación de hidrógeno y cloro (Cl), la sustancia puede presentar una tonalidad amarillenta debido a que contiene trazas de cloro, hierro o materia orgánica. Este ácido tiene una alta estabilidad térmica y una amplia variedad de aplicaciones.

Es una solución que hoy en día es de gran beneficio para los químicos en los laboratorios y las industrias, después del ácido sulfúrico es el de mayor importancia a nivel industrial, el ácido clorhídrico tiene olor picante, es muy soluble en agua, que al

disolverse desprende gran cantidad de calor y además posee las propiedades químicas características de los ácidos. Todas estas propiedades físicas se dan por la presencia de los átomos de hidrógeno en la molécula del ácido.

El ácido clorhídrico es muy corrosivo, posee un PH inferior a 1, se disocia totalmente en disolución acuosa, y se obtiene por la adición del ácido sulfúrico (H_2SO_4) y sal (NaCl). En el mercado se encuentran soluciones que suelen tener una concentración del 38% o del 25%; también soluciones entre 10% y 12% para uso domésticos, principalmente para la limpieza, aunque las disoluciones con algo más del 40% de concentración son químicamente posibles, pero tiene la desventaja que la tasa de evaporación es muy alta, por lo que se deben tomar medidas extras de almacenamiento y manipulación.

Este es un producto químico importante de amplio uso, entre ellos está el decapado del acero, la producción de cloruro de calcio, la acidificación de pozos de petróleo y el tratamiento de minerales. El cepillado del acero es el proceso por el cual los óxidos de hierro y la oxidación son removidos de la superficie; para esta operación se usa el ácido clorhídrico en el decapado de carbón, aleaciones y aceros inoxidables ^[2].

En lo que respecta a la industria petrolera, el ácido clorhídrico es muy utilizado para impulsar la velocidad de los fluidos del yacimiento, donde se inyecta el ácido en la formación, formando una estructura de gran porosidad. Otro uso que se le da al ácido clorhídrico es la producción de etanol, resinas de policarbonato y en muchos otros procesos de producción para productos químicos orgánicos. En la industria farmacéutica el ácido clorhídrico se usa como catalizador en la síntesis, la desionización del agua, para el control del PH y como agente reductor

Durante la quema de muchos plásticos se puede formar el cloruro de hidrógeno y cuando entra en contacto con el agua, se forma el ácido clorhídrico, siendo estas dos sustancias muy corrosivas.

El ácido clorhídrico es un gas incoloro de olor picante, muy soluble en agua, que al disolverse desprende gran cantidad de calor y además posee las propiedades químicas características de los ácidos, todas estas propiedades se dan por la presencia de los átomos de hidrógeno en la molécula del ácido.

1.2.1.1 Efectos nocivos

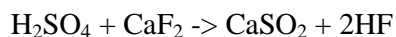
Debido a su composición el cloruro de hidrógeno es demasiado tóxico, produce irritación a la garganta y a más altos niveles de exposición produce asfixia debido al estrechamiento de los bronquiolos, acumulación de líquido en los pulmones, coloración azul en la piel e incluso la muerte. Además algunas personas pueden sufrir una reacción inflamatoria al cloruro de hidrógeno.

1.2.1.2 Riesgos

Al inhalarlo puede producir irritación, bronquitis crónica y corrosión del tracto respiratorio; si se pone en contacto con la piel puede producir quemaduras, úlceras, irritación, al ingerirlo puede producir necrosis, quemaduras, gastritis hemorrágica, en contacto con la vista, puede producir inflamación en el ojo, necrosis en la córnea, ulcera nasal e irritación ocular y nasal.

1.2.2 ÁCIDO FLUORHÍDRICO

Es un ácido orgánico muy fuerte, lo constituye la solución acuosa de fluoruro de hidrógeno, lo podemos encontrar en su forma más común en la naturaleza como HF. Se lo obtiene por la reacción del fluoruro de calcio (CaF_2) con el ácido sulfúrico (H_2SO_4).



El ácido fluorhídrico cuenta con propiedades, referidas en la Tabla 1.

Aspecto físico	Líquido
Corrosividad	Alta
Color	Incoloro
Masa Molecular	20,01 g/mol
Solubilidad	Agua
Punto de fusión (°C)	-83,5
Punto de ebullición (°C)	19,85

Tabla 1. Propiedades del ácido fluorhídrico.
Fuente: www.ecured.cu/index.php/Ácido_fluorhídrico

1.2.2.1 Toxicología

El ácido fluorhídrico es una sustancia corrosiva, tóxica y muy irritante, en la piel puede llegar a producir dolorosas quemaduras de difícil curación, ya que durante su proceso de curación, el calcio necesario se precipita con los fluoruros como fluoruro cálcico (CaF_2).

1.2.2.2 Manejo

Para la manipulación del ácido fluorhídrico hay que tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Realice las manipulaciones a pequeña escala.
- Las operaciones industriales en el equipo y los circuitos de la tubería se los debe efectuar con ventosas.
- Se debe operar en lugares ventilados.
- Manténgase lejos de productos reactivos.
- Use solamente materiales y equipos que sean compatibles con el fluoruro de hidrógeno.
- Transfiera con bombas o gravedad de preferencia.

1.2.2.3 Almacenamiento

Para evitar cualquier tipo de problemas durante su almacenaje, tenemos las siguientes instrucciones:

- Mantenga el producto lejos de fuentes de calor.
- Almacene en un lugar fresco, aireado.
- Mantenga lejos de productos reactivos.
- Conserve en un contenedor herméticamente cerrado.

1.2.3 ÁCIDO ACÉTICO

Es un líquido higroscópico, incoloro y de olor punzante (a vinagre), que se solidifica a unos 16,6 °C y ebulle a 118 °C, el ácido acético es soluble en agua, éter, acetona, etanol, glicerina, tetracloruro de carbono y benceno, además es insoluble en sulfuro de carbono y se lo obtiene por oxidación a partir de alcohol etílico, dentro de la química orgánica este ácido ocupa un lugar preponderante, similar al que posee en la industria química el ácido sulfúrico.

El ácido acético el cual se encuentra en el vinagre, es el responsable de su sabor y olor agrio y se puede encontrar en forma de ion acetato, su fórmula es $\text{CH}_3\text{-COOH}$ ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$)^[3]. En disolución acuosa puede tener un PH moderadamente ácido de 4,8.

Antiguamente el ácido acético se producía por oxidación de etileno en acetaldehído, hoy en día se lo obtiene mediante la carbonilación (reacción con CO) de metanol. En la actualidad la ruta biológica proporciona cerca del 10% de la producción mundial, su producción puede ser por síntesis o por fermentación bacteriana.

En la industria química, mediante el proceso de carbonilación del metanol se produce cerca del 75% del ácido acético. La carbonilación del metanol es el proceso donde el monóxido de carbono y el metanol reaccionan para producir ácido acético, también se puede producir anhídrido acético en la misma planta al modificar las condiciones de este proceso.

[3] www.wikipedia.com. Ácido acético.

1.2.3.1 Aplicaciones

El ácido acético tiene las siguientes aplicaciones:

- En la producción de acetatos.
- En la producción de ácido monocloroacético.
- Ingredientes de compuestos adhesivos.
- Ingrediente de germicidas e insecticidas.
- Producción de acetato de sodio.
- Agente de extracción de antibióticos en industria medicinal.
- Ingrediente de lacas especiales para la industria aeronáutica.

1.2.3.2 Manejo

Debe ser manejado con mucho cuidado, ya que puede causar quemaduras en la piel, irritación en las membranas mucosas y daño permanente en los ojos, debido a que estas quemaduras pueden no aparecer hasta horas después de la exposición.

Deben usarse guantes especiales, los guantes hechos de goma de nitrilo son los adecuados cuando se maneja este compuesto. En la tabla 2 se clasifican las diferentes concentraciones de soluciones de ácido acético.

CONCENTRACIÓN POR MASA (%)	MOLARIDAD (MOL/L)	CLASIFICACIÓN	FRASES R
10 – 25	1.65 – 4.15	Irritante	R36, R38
26 – 90	4.16 – 15	Corrosivo	R34
A partir de 90	A partir de 15	Corrosivo	R10, R35

Tabla 2. Concentración en solución del ácido acético.

Fuente: www.es.wikipedia.org/wiki/Ácido_acético

Los peligros del ácido acético dependen de su concentración, por ejemplo las soluciones concentradas se encienden con dificultad en las pruebas de laboratorio, pero si la temperatura se excede de los 102°F (39 °C), existe riesgo de flamabilidad y por consiguiente mezclas explosivas con el aire sobre esta temperatura, ya que el límite de explosividad es de 16%

Debido al vapor corrosivo y demasiado fuerte las soluciones de ácido acético de más del 25% de concentración son manejadas en una campana de extracción de humos. Cuando el ácido acético está diluido en la forma de vinagre no es tóxico ni perjudicial, pero si se ingiere soluciones fuertes, es peligrosa para la vida animal y humana en general, ya que puede causar un daño letal en la acidez de la sangre y un severo daño al sistema digestivo.

Se recomienda debido a incompatibilidades, almacenar esta solución ácida lejos del ácido nítrico, ácido crómico, etilenglicol, permanganato, ácido perclórico, hidróxidos y peróxidos.

1.2.4 ÁCIDO FÓRMICO

También conocido como ácido metanoico, tiene la característica de ser el ácido más simple de los ácidos orgánicos, su fórmula es H-COOH (CH₂O₂). A una molécula de esta solución le confiere las propiedades ácidas el grupo carboxilo, podríamos decir que el ácido fórmico a pesar de ser un ácido de origen natural es relativamente fuerte.

1.2.4.1 Riesgos

Al contacto con la piel se presenta dolor fuerte del área afectada, enrojecimiento y quemaduras en la piel, la inhalación de vapores causa irritación sobre la laringe y la nariz, en concentraciones superiores la inhalación puede causar daño al sistema nervioso central. El contacto de la vista con el líquido puede causar pérdida de la visión, los vapores del ácido en contacto con los ojos es bastante peligroso.

El ácido fórmico es parcialmente responsable de la lluvia ácida, ya que se encuentra presente en la tropósfera, sus propiedades las podemos ver en la tabla 3.

Aspecto físico	Líquido
Color	Claro
Olor	Picante
Solubilidad	Agua y éter
PH	2,2
Comercializado al	85%, 90% y 95%
Punto de ebullición	107 °C
Punto de fusión	8,6 °C
Punto de congelación	8,4 °C
Densidad	1,195 a 20 °C
Auto ignición	500,1 °C
Viscosidad	1,4 a 20 °C

Tabla 3. Propiedades del ácido fórmico.

Fuente: <http://69.167.133.98/~dqisaco/pdf/ACIDO%20FORMICO%2085.pdf>

1.2.4.2 Manipulación y almacenamiento

La manipulación del ácido fórmico se la realiza con guantes especiales, ya que al contacto con la piel produce ampollas dolorosas, se debe suministrar suficiente ventilación en el lugar de trabajo y mantenerlo alejado de fuentes de ignición.

En lo que compete a almacenamiento, hay que mantenerlos en recipientes cerrados evitando el calor, alejado de bases fuertes y agentes oxidantes; además su temperatura de almacenamiento debe de estar por debajo de los 30 °C y su periodo de almacenamiento máximo es de 36 meses, ya que la descomposición de la solución genera monóxido de carbono.

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN

2.1 ANTECEDENTES

Anualmente se producen pérdidas debido a los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales, que llegan a cifras muy importantes y en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PIB.

Se toma la valoración equivalente de la industria petrolera y del gas, mediante el porcentaje del PIB para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos. Dentro de los gastos operacionales, la corrosión representa un porcentaje del 33% de los casos (ver tabla 4) y dentro de los problemas por corrosión tenemos al CO y al H₂S como los mayores corrodores industriales (ver tabla 5).

TIPOS DE FALLAS POR	%
CORROSIÓN	33
FATIGA	18
DAÑO MECÁNICO	14
FRACTURA FRÁGIL	9
DEFECTO DE FABRICACIÓN	9
DEFECTOS DE SOLDADURA	7
OTROS	10

Tabla 4. Tipos de fallas en la industria petrolera.

Fuente: Mariana Fernández. Corrosión en la industria petrolera.

TIPOS DE CORROSIÓN	%
POR CO	28
POR H ₂ S	18
EN SOLDADURAS	18
POR PICADURAS	12
POR EROSIÓN	9
CORROSIÓN GALVÁNICA	6
EN ESPACIOS CONFINADOS	3
OTROS	6

Tabla 5. Tipos de corrosión en la industria petrolera.

Fuente: Mariana Fernández. Corrosión en la industria petrolera.

Este fenómeno tiene implicaciones industriales muy importantes como, la pérdida de productos, la degradación de los materiales que provoca, contaminación ambiental y mantenimientos costosos ^[4], pero existe la ventaja del avance tecnológico y gracias a ellos se desarrollan mejores y nuevos materiales.

El elemento de la primera revolución industrial es el hierro, el cual sigue siendo de mayor transcendencia que tiene el sector productivo. El cobre y el oro desde un punto de vista técnico son resistentes a la corrosión, pero debido a su baja tenacidad y su alto costo, los hacen inadecuados para muchas aplicaciones industriales.

Los problemas de corrosión se pueden enfrentar utilizando materiales de gran resistencia, como la combinación de cobre (Cu) con el zinc (Zn) o con el estaño (Sn), también llamadas aleaciones de latón y bronce respectivamente, ya que mantienen una buena resistencia frente a la oxidación, y tienen mejor desempeño mecánico por lo que su diversificación ha sido mucho más importante.

Debido a que es liviano y de elevada resistencia a la corrosión, el metal más utilizado después del acero es el aluminio (Al).

Uno de los materiales más completos es el titanio, que posee una resistencia mecánica y química excelente, además es dos veces menos denso que el hierro. Los metales en la naturaleza se encuentran bajo la forma de compuestos estables, como por ejemplo el hierro, de menor energía y reacción, bajo la forma de óxido de hierro.

Cuando el metal tiende a regresar al nivel bajo de energía del compuesto natural, a este fenómeno se lo conoce como corrosión, en donde dependiendo el tipo del metal, requiera una cantidad de energía necesaria para el proceso, deducimos que un metal es más vulnerable a la corrosión, mientras tenga más procesos (refinación del metal), para su obtención.

2.2 PROCESO DE LA CORROSIÓN

Como sabemos la corrosión es un fenómeno natural que afecta a todos los metales y aleaciones, la velocidad del proceso corrosivo es diferente para cada uno de ellos al sumergir el metal en un medio húmedo, industrial o suelo, siendo posible identificar varios de los componentes del proceso corrosivo. Es por eso que los aceros inoxidable son más resistentes a la corrosión.

Los factores que intervienen en la velocidad de la corrosión de un metal son:

- La cantidad de sal.
- Los gases existentes en el medio.
- La humedad del medio corrosivo.
- La composición del metal o aleación.

Si la tubería presenta una mancha de óxido, esta se comporta como factor acelerador de la corrosión; ya que el óxido forma una pila o par bimetálico que acelera este fenómeno y se comporta como catódico frente al hierro no oxidado; Aunque cabe destacar que la corrosión ocurrirá de igual manera, así el metal no presente la mancha de óxido.

2.3 CAUSAS DE LA CORROSIÓN

Existen muchos factores que influyen en la causa o aceleración de la corrosión, los más importantes son:

- Temperatura: Cuando existen cambios de temperatura, también hay una variación en la velocidad de corrosión sumada la profundidad en el caso de un pozo. Generalmente un incremento de 10 °C en la temperatura duplica la velocidad de reacción.
- Velocidad de flujo: La velocidad de gas o agua, es otro factor que afecta la corrosión sobre la superficie del metal y generalmente debido a las aguas estancadas, la velocidad de corrosión es baja, pero puede producir corrosión localizada o pitting. La alta velocidad de flujo contribuye a la corrosión y producen turbulencias ocasionando condiciones no uniformes que ayudan a la corrosión pitting, así como algunos movimientos en el sistema corrosivo pueden formar capas además del pitting.
- PH: El PH es una variable muy influyente en el fenómeno de la corrosión, ya que las soluciones ácidas son más corrosivas que las neutras o alcalinas.
- Humedad: El agua puede contener sustancias disueltas que son sumamente corrosivas al metal.

2.4 CORROSIÓN QUÍMICA

Es el ataque directo que recibe un elemento no metálico por parte de uno metálico, un ejemplo común de este tipo de corrosión es la oxidación química de los metales a altas temperaturas, en los casos cuando un material se disuelve en un medio corrosivo líquido, se disolverá hasta que el líquido se sature en el material. Los elementos metálicos tienen las siguientes características:

- Son por lo general metales ferrosos y son constituidos a base de Hierro (Fe).
- Debido a que uno de sus componentes es el oxígeno, el agua (H₂O) es el enemigo de la mayoría de los metales. El oxígeno es el principal causante de corrosión por picadura.

La corrosión también es causada debido a la reacción de ciertas soluciones o compuestos químicos, entre ellas están:

- Sulfuro de hidrógeno.
- Ácidos orgánicos.
- Gases sulfhídricos.
- Dióxido de carbono.

Cuando el dióxido de carbono es disuelto en el agua, forma ácido carbónico, lo que hace disminuir el PH del agua, incrementando la corrosividad. Esta corrosión no es como la del oxígeno pero por lo general termina en picadura.

El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua y una vez disuelto se comporta como ácido débil, originando generalmente picadura. Al ataque producido por H_2S se conoce como corrosión agria.

2.5 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

Este tipo de corrosión se da por la formación de celdas corrosivas en diferentes secciones o puntos de la estructura de la tubería, produciendo alteraciones químicas en el metal, cumple con las mismas características que posee una pila o una batería, para tener una celda electroquímica, tenemos que tener la presencia del material que ceda electrones al ponerse en contacto con otro que los va a aceptar.

El ánodo es el material que perderá electrones, experimentando la reacción de oxidación, y el material que aceptará los electrones se lo conocerá como cátodo, mientras que el medio que permitirá el flujo de iones se llamará electrolito, este se encuentra en medio del ánodo y el cátodo.

Al ser tipo superficial, es el tipo de corrosión más fácil de controlar, reduciendo el número de accidentes que se puedan dar. El tipo de corrosión por picadura se desarrolla por anomalías que van rápidamente hacia el interior de la tubería generando grandes daños, implicando ciertos parámetros.

2.5.1 ÁNODO

Es la parte de la superficie del metal que ha sido corroída, o sea el punto en el cual el metal se ha disuelto o ha entrado en solución; al disolverse el metal, los átomos pierden electrones y van en la solución como ion. Al perder electrones tenemos un exceso de carga positiva, entonces el ion resultante está cargado positivamente, esta pérdida de electrones se conoce como oxidación.

El ánodo es un electrodo donde se produce la reacción de oxidación, en la cual el material aumenta su estado de oxidación producto de la pérdida de electrones, se ha definido como un error pensar que la polaridad es infinitamente positiva, el ánodo es positivo si es que absorbe energía, siendo negativo cuando suministra energía.

Se conoce como oxidación de gran potencia cuando el ánodo se acopla térmicamente a un disipador en el exterior de la válvula, refrigerándose mediante la circulación de aire, aceite, etc. En cambio se conoce como oxidación de menor potencia, cuando los ánodos son grandes y una amplia superficie hacia el exterior, siendo disipadas por radiación.

2.5.2 CÁTODO

Es donde se genera la reacción de reducción, en la cual el material reduce su estado de oxidación al momento de aportar electrones; es la superficie de metal que no se ha disuelto.

Las reacciones que se dan en la reacción anódica producen electrones y las reacciones que se dan en la sección catódica consumen electrones, siendo esta la característica principal de una reacción electroquímica.

La protección catódica se refiere al uso de una corriente que viene de una fuente externa en la zona anódica del metal sumergida en el medio conductor. En este caso la estructura tiende a comportarse como una zona catódica, mientras que los electrones provienen de la fuente externa y no del metal.

Solamente los sistemas enterrados o los que se encuentran inmersos, podrán ser protegidos de esta manera, gracias a que existe un medio más o menos conductor, el cual es un requisito para poder lograr la distribución homogénea de los potenciales.

2.5.3 ELECTROLITO

En lo que se refiere al soporte de las reacciones previamente listadas y para completar lo que es el circuito eléctrico de la superficie del material (ambos ánodo y cátodo) podría ser cubierta con la solución eléctricamente productiva, a esta solución se la conoce como electrolito.

Tenemos por ejemplo al agua pura como un electrolito pobre, pero su conductividad eléctrica se la puede incrementar rápidamente adicionándoles sal disuelta. El electrolito conduce la corriente desde el ánodo hacia el cátodo, entonces la corriente fluye atrás del ánodo a través del metal completando así el circuito, a esta combinación entre el ánodo, cátodo y el electrolito se la llama celda de corrosión.

2.6 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN DE ACUERDO AL TIPO

2.6.1 CORROSIÓN GENERALIZADA

A este tipo de corrosión se la considera como uniforme, ya que la superficie del metal es corroída a través de toda la longitud (L), se caracteriza por tener una reacción generalmente química que es realizada sobre un área extensa del metal, la corrosión generalizada incluye varias formas de corrosión muy conocidas, por ejemplo la formación de herrumbre en el hierro, y oxidación de metales. A su vez este tipo de corrosión se subdivide en:

- Atmosférica: La corrosión atmosférica produce gran cantidad de daños en el material y en gran proporción, tenemos por ejemplo la innumerable cantidad de metal de automóviles, edificios, etc.
- Industrial: Este ambiente contiene compuestos nitrosos y sulfurosos.

- Marino: Este ambiente tiene un tipo de corrosión caracterizada por la presencia de clorhidro.
- Rural: está caracterizada por tener bajos niveles de compuestos ácidos y otros componentes agresivos. Los principales factores que influyen en la corrosión atmosférica son la temperatura y humedad.

2.6.2 CORROSIÓN LOCALIZADA

2.6.2.1 Corrosión Uniforme

La corrosión localizada tiene la más amplia gama de tipos de corrosión, una de ellas es la corrosión uniforme (ver figura 1), en este tipo de corrosión la destrucción del metal se da en forma uniforme por toda la superficie, se observa con mayor frecuencia en los metales puros y en aleaciones tipo solución sólida homogénea, dentro del medio agresivo impidiendo la formación de la película protectora.

Se la puede describir como la corrosión causada por un ácido en el medio acuoso, esta corrosión puede ser evaluada en promedios anuales, como por ejemplo el acero corroído por el agua de mar a una velocidad uniforme de 0.13 mm/año.

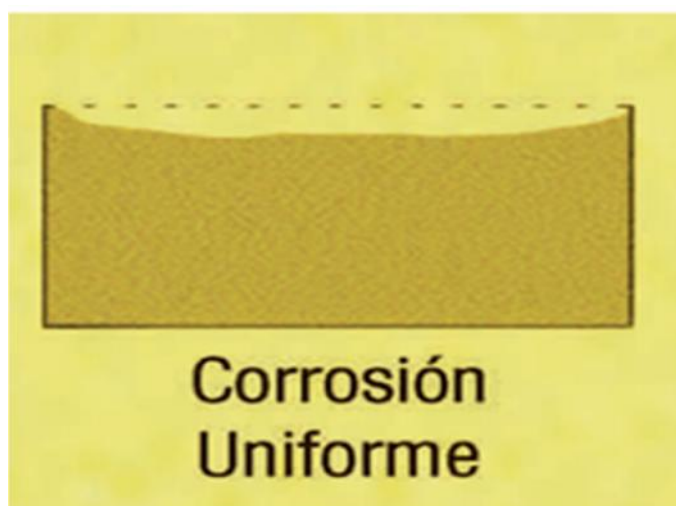


Figura 1. Corrosión uniforme.

Fuente: Tamsa Tenaris Group.

2.6.2.2 Corrosión por picaduras

Esta corrosión está caracterizada por la perforación en determinados puntos (ver figura 2), produciendo cavidades de pequeño diámetro, normalmente uno distante del otro, estos agujeros cuando están muy cerca dan una apariencia rugosa en la superficie del metal.

El oxígeno hace incrementar la velocidad de corrosión, este actúa como despolarizante catódico y reacciona con el sulfuro de hierro formando azufre elemental, las picaduras que se forman durante la corrosión por el sulfuro de hidrógeno son generalmente pequeñas y redondas.



**Figura 2. Corrosión por picaduras.
Fuente: Tamsa Tenaris Group.**

2.6.2.3 Corrosión intergranular

Ciertos agentes corrosivos atacan preferencialmente los límites de grano y para esto es necesario saber que, cuando un metal se funde, al solidificarse comienza con la formación de núcleos, cada uno de los cuales tiene un arreglo atómico regular para la formación de los granos o cristales, esta corrosión se produce en los espacios limitantes de los granos del metal (ver figura 3).



Figura 3. Corrosión intergranular.
Fuente: Tamsa Tenaris Group.

2.6.2.4 Corrosión por cavitación

Se produce cuando se forman burbujas de vapor de los líquidos y al impactar estas burbujas con el metal causa una serie de picaduras en el material expuesto, estos casos se dan en los rotores de las bombas en las tuberías de alta velocidad de líquido que tienen los separadores.

2.6.2.5 Corrosión por fricción

Esta corrosión es producida por el movimiento relativamente pequeño, como el producido por la vibración entre dos metales al ponerse en contacto entre sí.

2.6.2.6 Corrosión por hendidura

La corrosión por hendidura se localiza dentro de las fisuras que se crean o se provocan en el metal expuesto a ambientes corrosivos. Ciertos depósitos que se acumulan en las hendiduras también son causante de corrosión como el polvo, arena y otros sólidos que cubren ciertas áreas estableciendo condiciones en esas zonas (ver figura 4).

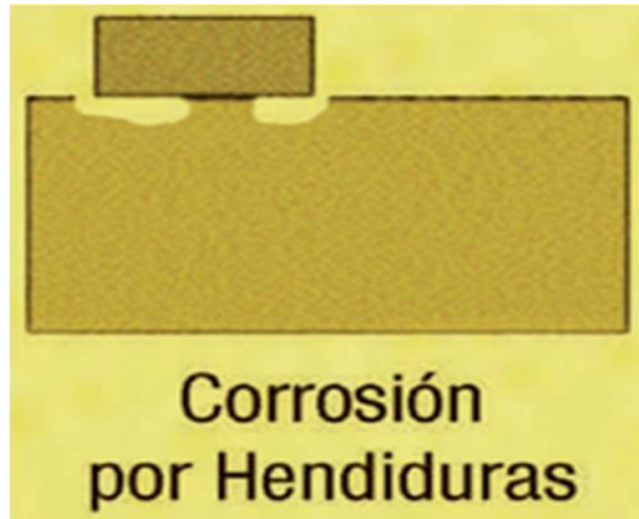


Figura 4. Corrosión por hendiduras.
Fuente: Tamsa Tenaris Group.

2.6.2.7 Corrosión galvánica

Al contactarse dos metales con potenciales de oxidación diferentes se produce la corrosión galvánica, el material menos noble (menor potencial de oxidación) tiende a corroerse (ver figura 5). Esto se ve a menudo en los tornillos que son remachados en estructuras más nobles que ellos.

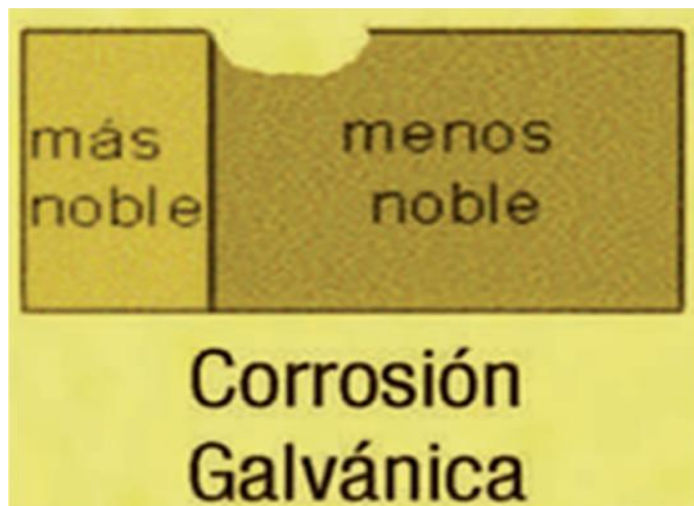


Figura 5. Corrosión galvánica.
Fuente: Tamsa Tenaris Group.

2.6.2.8 Corrosión combinada con otros fenómenos

En ciertas ocasiones ocurre un efecto conjunto de corrosión con otros fenómenos que atacan la estructura, tenemos por ejemplo los siguientes:

- Esfuerzo Mecánico: si a un material se lo somete a un medio corrosivo y a un esfuerzo mecánico, este sufrirá daños en muy corto tiempo. El esfuerzo mecánico puede ser continuo o discontinuo, si la tensión es aplicada en forma cíclica, como por ejemplo las dilataciones y las contracciones que sufre el equipo que está sometido a calentamientos y enfriamientos, ese fenómeno se llama corrosión por fatiga.
- Erosión: en esta ocasión la corrosión está acompañada de una acción superficial de erosión.
- Corrosión por bacterias: las bacterias no atacan directamente al metal, por ejemplo la bacteria sulfato-reductora desulfuvirio (SRB), se alimenta de los sulfatos orgánicos produciendo como desechos sulfuros, que son en sí los que afectan al metal. Estas bacterias se desarrollan cuando el medio tiene una condición anaeróbica (carece de oxígeno), se puede dar el caso en que un depósito de suciedad haga que el contenido de oxígeno bajo el mismo sea carente dando paso al origen de estas bacterias.

2.7 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE AMBIENTE ^[5]

La corrosión puede presentarse de diferentes formas en la naturaleza, en todos los casos termina por la deterioración o destrucción del metal. Es interesante saber que los metales se encuentran en la naturaleza en forma de minerales (Aluminio, Cromo. Hierro, etc.); para ser obtenidos en su forma refinada, deben pasar por diversos tratamientos en los cuales mediante la entrega de energía, se los lleva del estado mineral al estado utilizado en la industria.

2.7.1 GASEOSO

En la reacción entre el metal y un medio gaseoso, las moléculas de gas son absorbidas sobre la superficie del metal mediante la reacción de los átomos y el gas, formando productos de corrosión, debido a la electronegatividad de los “no metales”, presentes de forma gaseosa en el medio ambiente.

Puede ser subclasificada en:

- Industrial: Que contiene NO₂, SO₂, H₂S u otros productos químicos.
- Marino: Este ambiente contiene cloruros.
- Urbano: Este contiene CO, CO₂ y NO₂ en bajas concentraciones.
- Tropical: Este posee una alta unidad relativa del aire a alta temperatura.

2.7.2 SÓLIDO

Los suelos corrosivos se caracterizan por tener la propiedad química de disolver o deteriorar materiales como el hierro, y sus aleaciones. Es el medio corrosivo más complejo.

Entre las variables que hay que tener en cuenta para caracterización son:

- Naturaleza y tamaño de partícula.
- Humedad.
- Contenido en sales solubles.

Cada caso de suelo tiene su tipo, el cual define la valoración de los aspectos mencionados. Lo recomendable es hacer un estudio de suelos aplicado al caso correspondiente. Esta se encuentra representada por el tipo de suelo, subdivida en:

- Arenosa.
- Arcillosa.
- Otras.

2.7.3 LÍQUIDO

Como ya se enunció, cada elemento posee una electronegatividad diferente. Ésta le otorga un cierto potencial electroquímico, que dependerá de la solución (electrolito) en el que se encuentra inmerso.

Está subdividida en:

- Natural: Aguas dulce (ríos y lagos) y agua salada (mar).
- Otras: Productos químicos (alcohol, éteres, ácidos, etc.).

CAPÍTULO III

CORROSIÓN EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El uso del acero inoxidable es beneficioso a largo plazo, debido a la resistencia que éste tiene a la corrosión en variedad de condiciones y a un fácil mantenimiento, conllevando a un ahorro de dinero.

Este tipo de acero es apto para servicios de temperaturas como es desde criogénicas hasta temperaturas relativamente altas.

También ofrece una variedad de resistencia mecánica según el grado, los aceros inoxidables son aleaciones de hierro, cromo y carbono, así como de otros elementos como el molibdeno, manganeso silicio y titanio, brindándole resistencia contra algunos tipos de corrosión.

Según la norma EN10088 se define a los aceros inoxidables como aquellas aleaciones férricas que contienen cromo en una proporción mínima del 10.5%.

El porcentaje de cromo, carbono y níquel, da lugar a tres tipos de acero inoxidables:

- Martensíticos: contiene un 11% de cromo.
- Ferríticos: contiene un 18% de cromo.
- Austeníticos: tiene desde 16% hasta un 27% de cromo y de 8% a 22% de níquel, esta clase de aceros son los más resistentes a la corrosión, gracias a que su composición es de la más alta en contenido de cromo y níquel.

Son resistentes a altas temperaturas, a la corrosión, al desgaste y a la mayoría de los ácidos oxidantes; tiene excelente ductilidad, no es magnético y son los más ampliamente usados en el mercado. La composición química y el máximo porcentaje de los elementos del acero inoxidable austenítico AISI304, la podemos observar en la tabla 6.

ELEMENTOS	%
Carbono	0,08
Manganeso	2,00
Fósforo	0,04
Azufre	0,03
Silicio	0,75
Cromo	18 a 20
Níquel	8 a 11

Tabla 6. Máximo porcentaje de los elementos del acero austenítico AISI304.
Fuente: Norma ASTM G5.

En la tabla 7 se muestra un ejemplo de comparación de las propiedades físicas y mecánicas tres aceros inoxidable, AISI420, AISI430 y AISI304, donde el AISI304 presenta una mejor combinación de las propiedades citadas anteriormente.

PROPIEDADES	AISI 420 al 13% de Cr	AISI 430 al 18% de Cr	AISI 304 al 18% de Cr y 8% Ni
Magnetismo	Sí	Sí	No
Resistencia a la oxidación	En contacto con la atmósfera	Usos interiores, presenta problemas exteriores	Excelente
Dilatación térmica	Casi igual al acero de bajo Carbono	Casi igual al acero de bajo carbono	1,5 veces superior al acero de bajo carbono
Conductividad térmica	Mitad que la del acero de bajo carbono	Mitad que la del acero de bajo carbono	Triple que la del acero de bajo carbono
Soldabilidad	Baja	Media	Excelente

Tabla 7. Comparación de propiedades físicas de tres diferentes tipo de acero.
Fuente: Tesis EPN. Estudio de calidad de Inhibidores de corrosión.

La figura 6, muestra el árbol genealógico de los aceros inoxidable^[6], los cuales se encuentran al final de dicha estructura, producto de su alto grado de aleación.

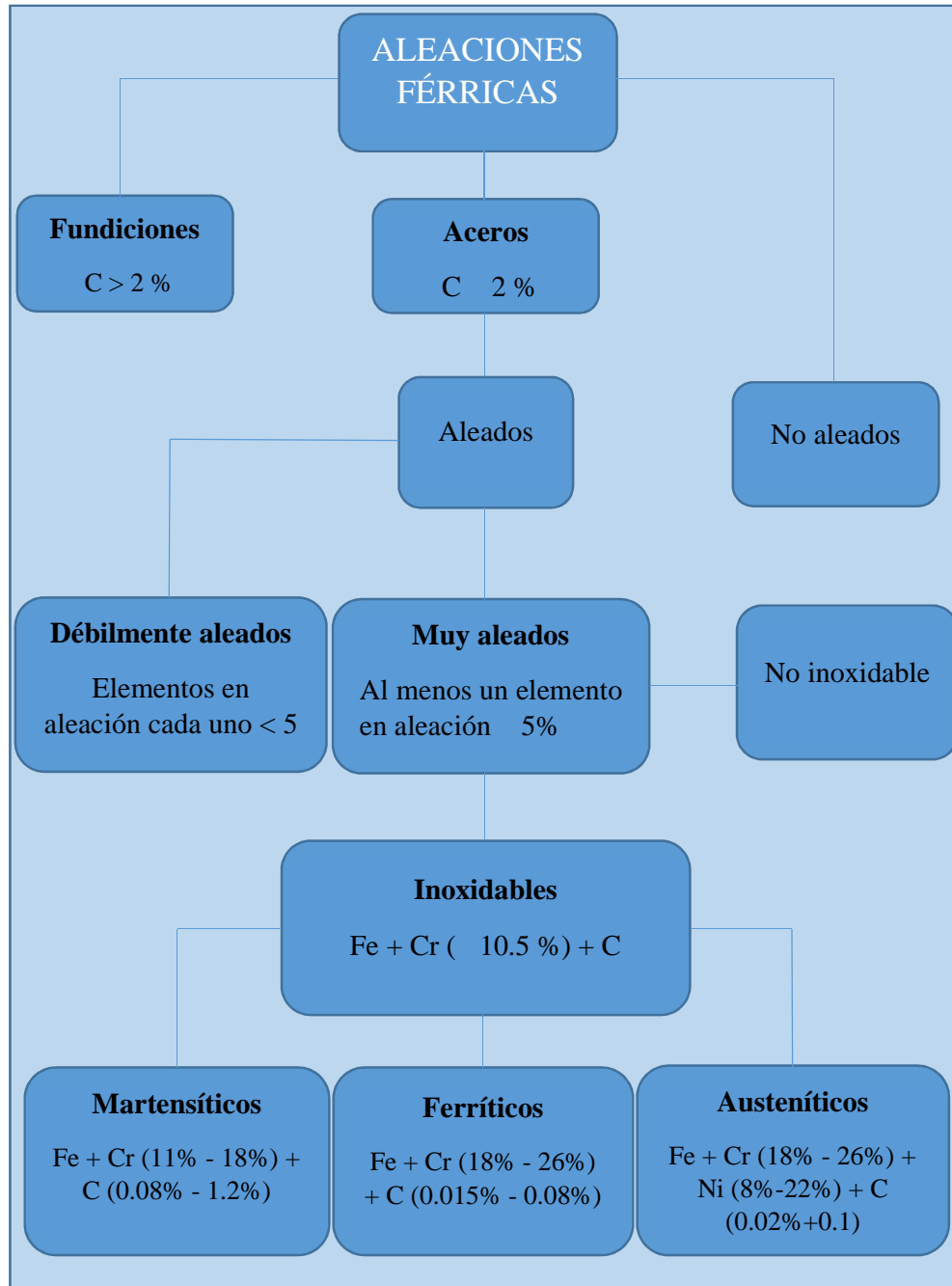


Figura 6. Diagrama del árbol genealógico de los aceros inoxidables.
Fuente: www.cat/bitstream/handle/10803/6036/02CAPITULO1.pdf

El acero es la aleación más conocida de hierro utilizada en la industria petrolera, su producción mundial referida a 62 países, que reporta el Instituto Internacional del Hierro y el Acero se ubica en 563270 toneladas en el 2004 (ver tabla 8).

Las aleaciones de hierro presentan una gran variedad de propiedades mecánicas, dependiendo de su composición o el tratamiento que se haya llevado a cabo.

	PRIMEROS 4 MESES (TONELADAS)		
	2004	2003	Variación %
EUROPA	166158	159207	4,4
COMUNIDAD EST. IND.	36990	34004	8,8
AMÉRICA DEL NORTE	42458	42095	0,9
ARGENTINA	1617	1623	-0,4
BRASIL	10660	10061	6
CHILE	509	462	5,6
VENEZUELA	1363	1159	17,6
OTROS SUD AMÉRICA	14746	13826	6,7
ÁFRICA	5292	5394	-1,9
CHINA	81839	65726	24,5
INDIA	10674	10315	3,5
JAPÓN	36751	36055	1,9
ASIA	151297	133177	13,6
OCEANÍA	2916	2749	6,1
TOTAL	563270	515853	7,5

Tabla 8. Producción Mundial de acero.

Fuente: International Iron & Steel Institute.

Dentro de los aceros, conocemos que los más resistentes son los inoxidables, la importancia de este tipo de acero se da por su amplio uso en diferentes ramas de la industria; tiene una alta producción a nivel mundial (ver figura 9).

	Toneladas	%
Europa Occ.	6547	42
Japón	3922	25,1
U.S.A	2055	13,2
URSS	200	1,3
Europa Oriental	40	0,3
China	380	2,4
Otros	2452	15,7
TOTAL	15596	100

Tabla 9. Producción mundial de acero inoxidable.

Fuente: International & Steel Institute.

Los aceros son las aleaciones del carbono con el hierro, según el contenido de carbono que tenga la aleación, se la puede clasificar en:

- Acero bajo en carbono: Es la que contiene menos del 0.25% de Carbono en peso, su resistencia media en estado normalizado va desde 35 a 53 Kg/mm², son blandos pero dúctiles; muy utilizado para la construcción de puentes de ferrocarril, columnas metálicas de líneas eléctricas, cascos de buques, carrocerías de automóviles, clavos, cerraduras de puertas, etc.
- Acero medio en carbono: Contiene entre un 0.25% y 0.6% de carbono en peso, es más resistente pero menos dúctil que los aceros bajos en carbonos; son usados para construir ejes para vagones, piezas de maquinarias, etc.
- Acero alto en carbono: contiene un 0.6% y 1.4% de Carbono en peso, son más resistentes, pero con una ductilidad más baja; es utilizado para la fabricación de herramientas. A una serie de estos aceros suelen añadirseles otros elementos aleantes como el cromo para que tenga más resistencia a la corrosión.

Antes de mitigar los costos directos, se detectan los puntos débiles, que pueden generar fugas y daños, mediante un monitoreo de la corrosión, reduciendo así los riesgos para la seguridad del personal y el medio ambiente.

La picadura de corrosión de la tubería de revestimiento, se puede monitorear empleando las herramientas de inducción electromagnéticas, utilizando la combinación de sensores. Para diferenciar el daño externo del daño interno, la herramienta de monitoreo de la corrosión, nos provee mediciones del espesor promedio de la tubería, al igual que imágenes bidimensionales de la pared de la tubería.

Esta herramienta nos ofrece además una medición cualitativa sobre la pérdida del metal, desde la sarta de revestimiento o en toda la red de tubería, o sea la red extendida en los estratos hidrocarburíferos en la profundidad del subsuelo, hasta llegar a la refinería.

Las herramientas acústicas, las cámaras, los calibradores mecánicos y las herramientas electromagnéticas (ver figura 7), son los cuatro tipos principales de herramientas para el registro y monitoreo de la corrosión.



Figura 7. Herramienta de inducción electromagnética.
Fuente: Schlumberger.

En el término técnico más simple, la corrosión se la define como la destrucción del metal, sea por reacción electroquímica, química o por el mismo medio ambiente y esta representa la diferencia que hay entre una operación libre de problemas con los gastos de operación elevados. La corrosión nunca cesa de corroer, hasta que no queda nada del metal para consumirlo, es implacable aprovechando la mínima oportunidad que se le presente, independientemente del esfuerzo que se haga por tratar de contenerla. El proceso de monitoreo de la corrosión, nos provee una seguridad para garantizar la mitigación a la corrosión.

Ya que es casi imposible eliminar la corrosión, la efectividad para controlarla, radica principalmente en su control que en su eliminación, tomando en cuenta el fenómeno corrosivo desde que se diseñan las instalaciones y no después de ser puestas en operación.

Se puede tomar como ejemplo el oro, conocido por su gran resistencia a la atmósfera, este se corroe si es puesto en contacto con mercurio a temperatura ambiente; pero por otra parte el acero no se corroe si es puesto en contacto con el mercurio, pero se oxida fácilmente si es expuesto a la atmósfera. Se tienen varios metales que pueden comportarse satisfactoriamente en diferentes medios específicos, a la vez que se tienen métodos de control de la corrosión para cada uno de ellos.

La presencia de la corrosión en la producción de un campo petrolero, es un proceso continuo que nunca termina, algunos campos que son designados como “no corrosivos”, con el paso del tiempo los problemas de operación y fallas debido a la corrosión, van en aumento, haciendo necesarias las medidas de control de corrosión, mostrándonos que estos los valores varían en horas, días y semanas.

Existen factores que pueden originar cambios en las tasas de corrosión, como el incremento de la producción de agua, una fuga de aire, incremento del contenido de gas ácido (H_2S), operaciones de estimulación y recuperación secundaria. La corrosión puede existir en cualquier parte, desde el fondo del pozo, hasta en los equipos utilizados en la venta del petróleo y el gas.

3.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento es un elemento cilíndrico hueco, que está compuesto generalmente de acero, tiene una geometría definida por el diámetro y el espesor del diámetro que lo conforma, o sea un diámetro y espesor nominal, que es constante en toda su longitud, estas nos aseguran un éxito en las operaciones que se llevan a cabo durante todas las etapas de perforación y terminación de un pozo petrolero.

Estos son introducidos en el hoyo dependiendo de las características geológicas, de la presión de fondo y de la presión de fractura de la formación penetrada, además de otras características y problemas que se presentan durante la perforación logrando la consolidación del hoyo.

En base a la información geológica, geofísica, datos de pozos vecinos y recomendaciones técnicas, las compañías operadoras planifican el programa de revestimiento para los pozos que se van a perforar.

Dada la importancia que tiene la tubería de acero en la perforación de los pozos de petróleo, su fabricación debe contar con ciertas características de calidad extrema, mecánicas y geométricas, según los riesgos y necesidades que se maneja en la industria petrolera.

La fabricación de tubería sin costura, es el proceso más utilizado para el suministro de la demanda de diámetro de 20 pulg., también existen otros tipos de fabricación, como es el proceso de soldadura eléctrica-resistencia y el de soldadura instantánea (flash).

La longitud de tubos que son utilizados en un pozo, se llama columna de revestimiento (sarta), una tubería de revestimiento en grado de acero N-80, tendría un esfuerzo a la cedencia de 80000 lb/pulg^2 , o sea $N-80 = 80000 \text{ lb/pulg}^2$ (psi).

Dentro de la aleación hierro-carbono, se denomina acero al producto que tenga un contenido en carbono comprendido entre 0.10% y 1.76%; una característica del acero es que es un material forjable, es decir que se puede modificar su forma, por la acción de los esfuerzos, principalmente el de compresión a temperaturas elevadas, gracias a esta ventaja, el tubo de acero es muy utilizado en la construcción y la industria petrolera.

Varias empresas que son líderes en el mercado mundial del acero, utilizan aceros de propiedades mecánicas inferiores al “acero 45 (0.45% C)” y muy similares a las del “acero 20 (0.20% C)” en la fabricación del cuerpo de los cilindros. Es necesario realizar análisis complementarios, antes de recomendar utilizar el tubo de acero de bajo contenido de carbono para la fabricación del cuerpo de los cilindros.

3.1.1 REVESTIMIENTO CONDUCTOR

Es la primera tubería de revestimiento (ver figura 8) en el pozo, de mayor diámetro utilizada; sirve para asentar el primer cabezal, en donde son instaladas las conexiones superficiales de control y también las conexiones de circulación de lodo de perforación. Es una tubería que tiene una longitud de 50 a 150 en tierra y de 150 a 500m en el mar; evita derrumbes y permite el retorno del fluido.

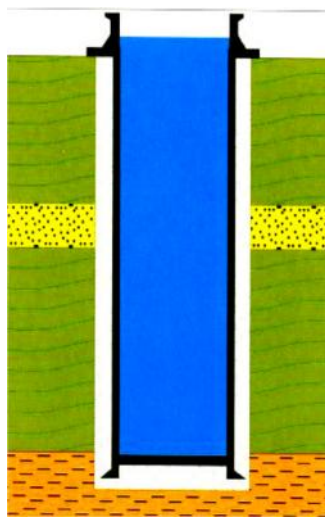


Figura 8. Tubería de revestimiento conductor.

Fuente: Manual de perforación.

Su función es:

- Soportar el cabezal del pozo.
- Actuar como soporte de las formaciones no consolidadas, encontradas cerca de la superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficial, de la contaminación con el fluido de perforación.
- Guiar la sarta de perforación y las demás tuberías de revestimiento.

3.1.2 REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

Es la tubería de revestimiento de diámetro inferior inmediata a la tubería de revestimiento conductor (ver figura 9), esta proporciona una completa protección durante la perforación del pozo; la profundidad de asentamiento es escogida de tal forma que aisle los acuíferos someros, al igual que las pérdidas de circulación, en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería de revestimiento debe de cubrir toda la sección, para prevenir el derrumbe de la formación. Esta sarta es sementada hasta la superficie, sosteniendo las conexiones superficiales de control definitivas, va desde profundidades de 50 a 1200m.

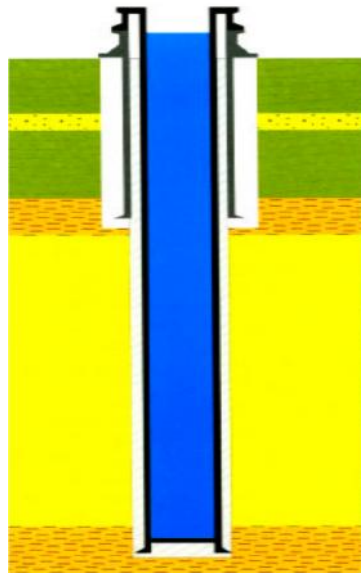


Figura 9. Tubería de revestimiento superficial.

Fuente: Manual de perforación.

Su función es:

- Aislar los acuíferos superficiales.
- Prevenir los derrumbes.
- Prevenir las pérdidas de circulación en formaciones de baja profundidad.
- Soportar las conexiones superficiales de control.

3.1.3 REVESTIMIENTO INTERMEDIO

Si el pozo perforado es muy profundo o se han encontrado problemas de perforación, tales como las formaciones de presión anormal o zonas de pérdida de circulación, es necesario una columna intermedia de tubería de revestimiento (ver figura 10) para aislar, sellando así el agujero ampliado o la zona que originaba dificultades. La cementación juega un papel importante para evitar que detrás del revestidor se comuniquen la zona de hidrocarburo con cualquier estrato indeseable.

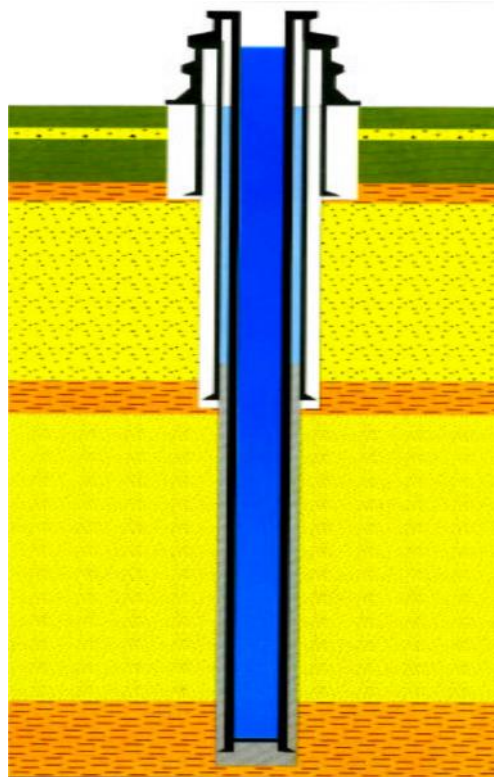


Figura 10. Tubería de revestimiento intermedia.

Fuente: Manual de perforación.

Su función es:

- Proteger al agujero de derrumbes.
- Sellar zonas que causan las pérdidas de circulación.
- Aislar los domos salinos.
- Cubrir zonas de presiones anormales de lutita y formaciones carbonatadas.

3.1.4 REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

Una vez colocadas todas las tuberías de revestimiento necesarias, es colocado el revestimiento final (ver figura 11), después de esto el pozo será completado, producido y controlado durante la vida útil productiva.

El extremo inferior de esta tubería, se coloca abajo del horizonte productor, haciendo necesaria perforar la tubería, para permitir la comunicación entre el interior del pozo y la formación productora, resultando una terminación con tubería de revestimiento perforada.

Este revestimiento soporta la máxima presión de fondo de la formación productora, cuenta con resistencia a la corrosión y a las presiones que se manejan, como en el caso de que el pozo es fracturado para aumentar su productividad; esta tubería se debe diseñar a su máximo colapso y a su máxima presión, ya que realiza trabajos a altas presiones como es el proceso de estimulación.

El término de tubería de revestimiento, se aplica generalmente a tubos que se extienden desde la superficie, hasta el extremo inferior del fondo del pozo, que se llama profundidad de colocación.

En contraste el término de liner o camisa, se aplica a los tramos de tubos que no llegan hasta la superficie; tanto el interior, como el exterior de la tubería, son atacados por la corrosión, situación reconocida por la presencia de huecos o picaduras en la tubería de revestimiento.

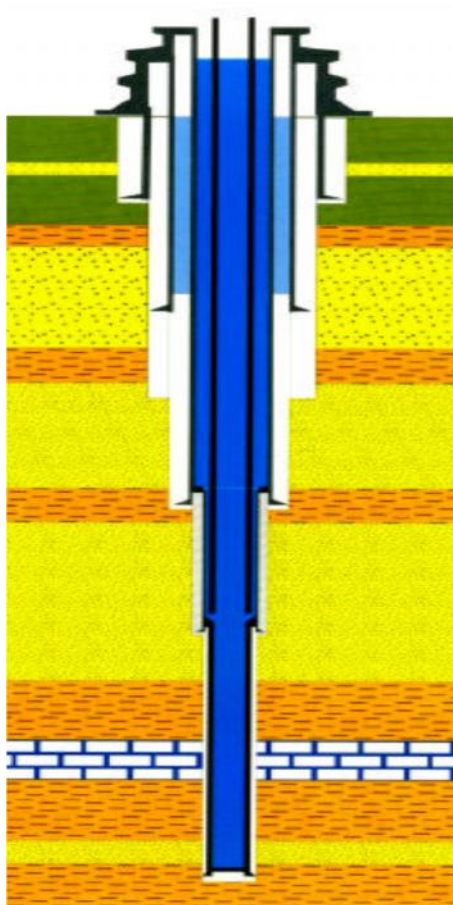


Figura 11. Tubería de producción.
Fuente: Manual de perforación.

3.2 CORROSIÓN INTERNA

3.2.1 FACTORES QUE LA ORIGINAN

El desgaste que se da en el interior de la tubería, generalmente es causado por la producción de fluidos corrosivos desde el pozo, pero son incrementados por los efectos abrasivos en la tubería y en los equipos de bombeo, por las altas velocidades de los fluidos.

Otra forma de originarse la corrosión interna, se da por la corriente eléctrica errante (electrólisis) o por la similitud de los metales en contacto (corrosión galvánica bimetálica).

3.2.2 FORMAS DE DETECCIÓN

Si se encuentra un porcentaje de dióxido de carbono (CO₂) de aproximadamente 20%, y teniendo en cuenta la presión de operación en la cabeza del pozo, está por encima de los 1300 lbs/pulg², se presume que la presión parcial de CO₂ sería alta como para producir corrosión interna.

La técnica utilizada para detectar la corrosión es la de monitoreo, teniendo disponible varias herramientas para medir las tuberías de revestimiento, la corrosión interna y la pérdida del metal.

3.2.2.1 Perfil de calibración

Las herramientas para inspeccionar la presencia de corrosión, se vienen usando desde hace varios años; al reducirse el diámetro interno de la tubería de revestimiento, nos indica corrosión general. El método más común de control, monitoreo y detección de la corrosión interna, es el de la exposición a prueba de un modelo del material, que se coloca en un lugar de ambiente corrosivo, igual al de las condiciones del pozo para luego ser analizado, esta tentativa incluye cupones, y dispositivos especiales usando pruebas de corrosión.

3.2.2.2 Cupones

Para la evaluación de sistemas de corrosión, es común instalar cupones en la producción de hidrocarburos, un cupón es una pieza pequeña de metal, que se inserta en el sistema admitiendo la corrosión; tienen que ser cuidadosamente limpiados y pesados, antes y después de exponerlos a la corrosión, podemos determinar la tasa de corrosión mediante la pérdida de peso del cupón.

Esta técnica, consiste en introducir el electrodo móvil en el pozo de medición lo más cercano posible del testigo conectado a la canalización, bajo la corriente de protección catódica; entre el electrodo y el testigo se realiza una medida del potencial “on”, además

la conexión entre el conducto y el cupón se corta por varios milisegundos para realizar una medida de potencial. El cupón ubicado en el cabezal del pozo, nos indica una tasa de corrosión baja; pero sin embargo, si es colocado al mismo tiempo el cupón bajo superficie, podría presentar altos índices con problemas serios de corrosión. La localización del cupón en el sistema, tiene un gran efecto en el resultado, ya que la corrosión no tiene un lugar uniforme a través del sistema.

3.3 CORROSIÓN EXTERNA

3.3.1 FACTORES QUE ORIGINAN CORROSIÓN EXTERNA

La corrosión que se da en el exterior de la tubería de revestimiento, es causada por los fluidos corrosivos de la formación que entra en contacto con el acero o por corrientes eléctricas errantes que fluyen en la tubería; la presencia de las bacterias sulfatoreductoras, también originan una corrosión grave.

La diferencia de potencial (voltaje), puede ser causada por alguna reacción electroquímica; la corrosión fluye del área anódica de la estructura hacia la catódica, este es el punto donde el flujo de la corriente regresa a la estructura catódica, que es protegida a expensas del área anódica. En la perforación y la completación del pozo, la tubería de revestimiento asentada, atraviesa varias formaciones con diferentes composiciones, como por ejemplo la arcilla, arena, caliza, etc.

3.3.2 FORMA DE DETECCIÓN

No hay herramienta que haya sido diseñada para determinar la condición externa de la tubería de revestimiento en el pozo, pero sin embargo, la detección de la disminución de la concentración de ppm de Cl^- y el aumento del porcentaje del corte de agua (BSW), son tomados como indicios para identificar una posible rotura en la tubería de revestimiento, esta es la razón por la que los pozos que tienen salinidades por debajo de 22000 ppm de Cl^- , deberían ser observadas con mucho cuidado.

3.4 FACTORES QUE SE CONSIDERAN EN EL DISEÑO DE LA T.R

3.4.1 DISEÑO DE LA TUBERÍA CONDUCTORA

Esta tubería generalmente no se diseña para cargas de presión interna, tensión y colapso, pero las consideraciones se pueden dar para las cargas de compresión, proporcionadas por todo el peso subsecuente, el cual es posible transmitir a toda la sarta conductora, desde que las tuberías son bajadas; el peso de flotación de la tubería es notado en la carga del gancho. En algunas ocasiones, se permite considerar tensión por empuje adicional después de la cementación y previo al manejo de las sargas de tuberías adicionales.

En estas condiciones, la tubería en la parte del fondo estará en compresión hidráulica, mas no a esfuerzos de pandeo, los cambios de la carga sobre la sarga de tuberías ocurren de vez en cuando después de asentar la tubería, se tiene en cuenta el efecto de cambio de temperatura que se da en el intervalo no cementado; si la tubería es asentada con exceso compresión o de tensión, más los efectos de cambio de temperatura, puede causar estrechamientos o pandeo, estos dos efectos son considerados fallas por colapso.

Algunos pozos requieren otras consideraciones de las cargas, impuestas por las sargas de tuberías sobre la tubería superficial, situaciones donde existe una considerable distancia entre la base del cabezal de la tubería y el primer punto de soporte; un segundo tipo de pozo que también requiere la consideración de esta carga, es en el que una sarga de gran longitud, está asentada en adición a la sarga de producción.

Cuando la tubería superficial no es muy fuerte para soportar las cargas impuestas por sargas subsecuentes, se tienen maneras para transferir esas cargas, en área de tierra es posible proporcionar una placa de soporte, esta placa soporta los cabezales y transfiere las cargas de la tubería a la tierra circundante y hacia la tubería conductora.

Si se tiene un intervalo de buena calidad en la cementación, se obtiene un adecuado soporte lateral, en la mayoría de los casos, el cemento sirve para transferir las cargas de la tubería, por eso es necesario realizar una cementación hasta la superficie, para proporcionar una estabilidad lateral; el cálculo de la carga de compresión permitida para la tubería superficial es simple, previniendo así que la sarta quede bien cementada hasta la superficie. En la actualidad, la tubería que se utiliza como superficial, es equipada con roscas especiales, 50% con más efectividad y el cuerpo de la tubería es casi dos veces resistentes como las roscas.

3.4.2 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

La tubería de revestimiento es la más simple en los tipos de diseño, la máxima carga que se genera por presión interna, se presenta cuando ocurre un brote, el lodo de perforación que está dentro de la tubería de revestimiento es reemplazado y desplazado por la entrada de gas. Un brote subterráneo o la presencia de gas en el pozo, se originan por una zona de presión que no está controlada por la columna del lodo; las zonas de presión se pueden detectar por el método de Mathews, Eathon y Kelly, la presión de inyección, asociada al diseño de la tubería de revestimiento superficial, es relativamente baja y la presión superficial no es considerada.

3.4.3 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO

Se establecen las condiciones de diseño de presión, temperatura y movimientos sísmicos; el diámetro de la tubería depende de las condiciones de proceso, o sea del caudal y la presión del flujo. La selección del material de esta tubería, se hace en base al tipo de corrosión que va a ser expuesta; para que la tubería sea capaz de soportar los esfuerzos tangenciales que produce la presión de fluido, se realiza el cálculo de espesor mínimo de pared; el análisis de esfuerzos por flexibilidad, se realiza para verificar que los esfuerzos producidos en la tubería por los diferentes tipos de cargas, estén dentro de los valores admisibles.

3.4.4 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La consideración de carga máxima por presión interna en la tubería de producción, es posible por diversas causas, algunas de ellas son:

- Surgimientos de cargas por estimulación.
- Rompimiento de tubería.
- Tratamientos con altas presiones por fracturamiento hidráulico.

Si la tubería de producción en un pozo de gas se cierra de repente, se generan presiones demasiadas altas, que pueden provocar una ruptura en la tubería, cuando esto ocurre, el resto de las cargas sobre las tuberías de producción lo proporciona la presión hidrostática del flujo empacador, si el fluido empacador cuenta con una densidad lo suficiente para controlar el pozo, la carga será grande, pero si el fluido empacador tiene una baja densidad para controlar el pozo, la carga será pequeña.

La carga por presión de diseño, es la carga producida en la condición más severa, ya sea interna o externa, a cualquier temperatura en esa condición durante una operación. Un sistema de tuberías, constituye una estructura con ciertos esfuerzos, que se introducen durante la fase de construcción y montaje.

CAPÍTULO IV

INHIBIDORES UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los inhibidores de corrosión son sustancias que cubren y se fijan a la superficie metálica, haciendo que se formen unas capas en la tubería de revestimiento, estas capas proporcionan una acción protectora contra la corrosión. Aunque estas reducen la corrosión, no se puede contrarrestar a la corrosión en su totalidad, así que el éxito de cualquier inhibidor también depende de la habilidad del operador.

Durante cierto tiempo, los recubrimientos inhibidores de corrosión con más efectividad fueron los materiales de base solvente o aceite, pero recientemente los inhibidores de corrosión de base agua han sido desarrollados y utilizados con gran éxito, para que se de esta exitosa operación, la tubería a la que vamos a proteger debe estar limpia, o sea libre de elementos que rechacen al inhibidor como aceites, grasas, etc.

Entre los sistemas que más se utilizan para la preparación de las superficies metálicas, tenemos al chorreo mediante arena y el lavado con agua a presión a más de 200 bares; existen inhibidores de fácil comercialización, que se los pueden aplicar con sistemas químicos. Los inhibidores base agua más usados comúnmente son los silicatos de sodio, los fosfatos inorgánicos y las mezclas entre los silicatos con los fosfatos.

Debido a su excelente desempeño en medios dulces como medios ácidos, el método de control de corrosión más utilizado en la industria petrolera es la inyección de inhibidores orgánicos, que forman una película, estos inhibidores se constituyen principalmente por compuestos orgánicos de nitrógeno.

Actualmente los inhibidores de corrosión, se constituyen por largas cadenas carbonadas (imidazolina) o largas cadenas alifáticas (diamina); una de las más importantes propiedades físicas de estos inhibidores para sistemas de crudo y gas, es la dispersabilidad en la fase acuosa (salmueras) y en la fase aceite.

A medida que pasan los años, la mayor parte de las formulaciones de los inhibidores, involucran sales de nitrógeno con moléculas de ácido carboxílico, compuestos cuaternarios de amonio, imidazolinas, piridinas, entre otros.

Últimamente se han desarrollado formulaciones con la adición de moléculas orgánicas que contienen nitrógeno, fósforo y azufre, teniendo un gran desempeño en medios que contienen CO₂ y H₂S.

Los inhibidores utilizados en las operaciones petroleras, funcionan con el mecanismo de la incorporación de una capa delgada del producto sobre la superficie del metal, esta película puede ser de carbonato o sulfuro; hay muchas hipótesis que nos explican la acción inhibidora de las largas cadenas de compuestos nitrogenados.

El concepto clásico de la acción inhibidora es la teoría del sándwich, la que expresa que:

- En la parte inferior de la capa protectora, existe una adhesión entre la terminación polar de la molécula y la superficie del metal, si esta adhesión es muy buena, también tendremos una acción protectora muy buena.
- La porción central de la capa, es la terminación no polar de la molécula.
- La porción superior de la capa se llama película hidrofóbica de hidrocarburo, que está unida a la larga cadena carbonada en el extremo del inhibidor, esta película crea una barrera protectora, tanto para el ingreso de la corrosión como la disolución del ion ferroso.

4.1 INHIBIDORES INORGÁNICOS

Estos inhibidores usualmente consisten en sales cristalinas como el cromato de sodio, boratos o fosfatos. Los aniones negativos de estos compuestos, son los que están involucrados en la reducción de la corrosión del metal, ciertas veces el zinc se lo utiliza en vez del sodio, ya que este catión podría tener un efecto beneficioso; a los compuestos de Zinc se los llama inhibidores de cargas mixtas.

Los inhibidores inorgánicos como el cianuro de sodio y el arsenito de sodio, se los empezaron a utilizar para evitar la corrosión producida por el CO₂, pero estos resultados no eran muy alentadores; el uso de estos inhibidores inorgánicos requiere un frecuente tratamiento y los resultados no siempre son los esperados.

Los inhibidores utilizados en los glicoles tradicionales, son inhibidores del tipo carbonatos, silicatos, molibdatos, nitratos y boratos, aunque estos inhibidores puedan ser muy buenos en varios metales, no es posible lograr una protección local por las siguientes razones:

- Mezclados con los carbonatos y fosfatos son muy inestables, implica que incluso antes de darles uso dentro de la instalación (momento en que se diluye el producto concentrado con el agua) ya están degradados.
- Los nitratos, tienden a ser agresivos hacia el material que se emplea en las soldaduras.
- Los nitritos que se utilizan para la prevención de la corrosión en los metales ferrosos, pueden ser muy agresivos hacia el hierro y el acero, para eso la concentración del inhibidor debe ser medida con mucho cuidado; los nitritos se han asociado al aumento de la corrosión en los materiales como el aluminio.
- Los silicatos se los llama inhibidores multimetal, el principal problema de estos silicatos es que son muy inestables, dando lugar a la formación de geles.
- Podrían formar partículas considerablemente duras, causando desgaste en las bombas.

4.2 INHIBIDORES ORGÁNICOS

Son compuestos del grupo de los ácidos carboxílicos, que al ser combinadas con sales orgánicas, inhiben la migración iónica, impidiendo que se traslade hacia el metal más débil, de esta manera retrasa con efectividad la corrosión; actualmente, es el método con más efectividad para circuitos en los que el fluido, circula a temperaturas levemente altas.

Si se aplica la medida adecuada, se puede retrasar la corrosión natural en el metal, aunque hay que recordar que si tenemos un desgaste acelerado, se debe primero encontrar primero que es lo que causó dicha corrosión, para actuar con mayor eficiencia.

Los inhibidores orgánicos están hechos comúnmente de piridinas, sulfuros, aminas y sales de aminas.

Esta clase de inhibidores consiste en moléculas carboxílicas de naturaleza polar, son atraídos hacia las zonas donde son creados los pares galvánicos de la corrosión; solamente interaccionan con las áreas positivas o anódicas, donde quedan adheridas, como resultado de esta acción puntual, son conocidas como moléculas selectivas.

Son compuestos minerales u orgánicos en estado líquido, que situados en un recinto cerrado, se pueden vaporizar y entran en contacto con el metal que van a dar protección.

Son sustancias que pueden actuar a distancia en un medio gaseoso, siendo de mucho interés en las empresas por sus buenas características; son generalmente los más utilizados, hay que tener en cuenta que estos inhibidores pueden llegar a ser muy volátiles, por lo que requiere mayor cantidad de producto para llegar a tener un el rendimiento esperado.

4.2.1 INHIBIDORES BASE ACEITE

Los inhibidores de corrosión base aceite, se basan en la formación de barreras protectoras, previenen que el agua entre en contacto con la superficie metálica; estos materiales son utilizados directamente, sin la necesidad de ser diluidos o preparados previamente para su uso.

En la tabla 10 se muestran varias características de este inhibidor.

Inhibidor de corrosión Base Aceite	
Descripción	Utilizado en el acero
Característica de la película	Aceitosa, transparente y delgada
Desplazamiento de agua	Sí
Condiciones de Almacenaje/Embarque	Almacenaje interno
Tiempo de protección (aprox.)	Corto plazo
Métodos de aplicación	Inmersión, cepillado y aspersion
Métodos de remoción	Solventes y limpiadores alcalinos
Concentración normal de uso	Sin diluir

Tabla 10. Características del inhibidor base aceite.

Fuente: CIMCOOL.

La barrera protectora que se formó, varía de acuerdo con el producto específico (puede ser semidura, suave, transparente); los métodos para la remoción de este recubrimiento dependen del producto utilizado, pueden variar, bien podría ser mediante el uso de un limpiador, desengrasante alcalino o un solvente.

Para piezas que necesitan ser protegidas a largo plazo, que podrían ser de meses hasta años, o materiales almacenados en condiciones ambientales severas, como por ejemplo al aire libre, se recomiendan los inhibidores base aceite, porque esta clase de inhibidores posee una película pesada, propiedad que ayuda a rechazar el agua.

4.2.2 INHIBIDORES BASE AGUA

El funcionamiento de estos inhibidores, consiste en modificar las características de la superficie del metal a proteger, disminuyendo así su susceptibilidad a la formación de la corrosión; comúnmente se venden concentrados, por los que hay que diluirlo con agua, al utilizar agua para la disolución, hace que este proceso sea menos costoso que los productos de base aceite.

Los inhibidores de corrosión base agua, tienen muy buenas características, las películas que forman estos inhibidores son delgadas, y cuando se secan son transparentes. Los métodos de aplicación para realizar el recubrimiento, incluye la aspersion o inmersión, rara vez requieren remover las películas antes de realizar una operación subsecuente, de ser necesaria la remoción de la película, se la realiza con facilidad mediante el uso de limpiadores.

Estos inhibidores, previenen con efectividad la corrosión por un determinado periodo de tiempo, puede ser desde semanas hasta meses, bajo ciertas condiciones razonables de almacenaje.

Trabajan mediante la disminución de la susceptibilidad del material a proteger y no mediante la eliminación completa del aire y del agua, no tienen la misma eficiencia que los inhibidores base aceite en los almacenajes al aire libre.

Antes de utilizar un Inhibidor de corrosión, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El tiempo de protección.
- Toxicidad.
- Disponibilidad.
- El tipo de producto, base aceite o base agua.
- El material a proteger.
- Espesor y tipo de recubrimiento deseado.

- Característica del sistema, por ejemplo la presión, temperatura, patrón de flujo, etc.
- Métodos de remoción.
- Costos.
- Toxicidad.

4.3 FUNCIONES QUE CUMPLEN

Independientemente de la composición del Inhibidor de corrosión a utilizar, se tienen las siguientes funciones generales:

- Formar una barrera, para que el aire (oxígeno) sea excluido de la superficie metálica.
- Formar una barrera, para aislar la humedad de la superficie metálica.
- Neutralizar la alcalinidad o acidez de la superficie metálica.
- Revestir física y químicamente la superficie metálica.

4.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN SU USO ^[7]

4.4.1 INHIBIDORES ANÓDICOS

El anión del inhibidor forma sobre los ánodos, con los cationes originados por la oxidación del metal, un compuesto insoluble; tenemos por ejemplo al fosfato de sodio, que es un inhibidor de corrosión de hierro en una salmuera forma fosfato de hierro sobre los ánodos.

El tratamiento anódico, da terminaciones en negro sobre la superficie: hay diferentes tipos de inhibidores anódicos entre los cuales se citan los siguientes: hidróxido sódico, benzoato de sodio, borato de sodio, etc.

Los inhibidores pasivantes, realizan un cambio en el potencial de la corrosión en la dirección anódica, forzando a la superficie metálica hacia la zona de pasivación; estos

inhibidores son muy efectivos, por lo que son muy utilizados para controlar la corrosión de varios sistemas, incluso hasta en sistemas de enfriamiento. Los inhibidores de pasivación podrían causar picaduras, acelerando la velocidad de la corrosión, cuando las adiciones del inhibidor se dan en concentraciones debajo del límite mínimo.

4.4.2 INHIBIDORES CATÓDICOS

Los inhibidores catódicos tienden a disminuir la ocurrencia de una reacción catódica, se precipitan en las áreas catódicas, para que se incremente la impedancia de la superficie, al igual que el límite de difusión en estas áreas.

El catión del inhibidor forma sobre los cátodos locales un hidróxido insoluble; tenemos como ejemplo al cloruro magnésico, un inhibidor de corrosión del hierro, que en la salmuera forma hidróxido magnésico $Mg(OH)_2$ sobre los cátodos.

4.3.3 INHIBIDORES MIXTOS

Actúan sobre los cátodos y los ánodos; se los conocen también como inhibidores de efecto sinérgico, el constituyente catódico hace disminuir la velocidad de la corrosión, permitiendo al constituyente anódico sellar la capa de óxido.

Estos inhibidores se los emplean para la prevención por picaduras, tenemos como ejemplo al bicarbonato cálcico, que forma carbonato de hierro sobre los ánodos y sobre los cátodos forma el hidróxido cálcico $Ca(OH)_2$.

4.4.4 INHIBIDORES VOLÁTILES

Son compuestos orgánicos o minerales y líquidos, que si se las sitúan en un recinto cerrado se pueden vaporizar y entrar en contacto con el metal que se va a proteger; son sustancias que actúan a distancia en un medio gaseoso, siendo de gran interés para las empresas por tener buenas características.

Generalmente los más empleados son los nitritos o carbonatos orgánicos, dichos inhibidores podrían llegar a ser muy volátiles, lo que obliga a usar una mayor cantidad del inhibidor, para llegar a tener un buen rendimiento.

4.4.5 INHIBIDORES POLIFOSFATOS

Ofrecen un control de corrosión efectivo, sin ser afectados por las condiciones reductoras; bajo ciertas condiciones, los inhibidores polifosfatos podrían causar problemas de incrustación o de obstrucción. Una de las ventajas es que no presentan problemas de desechos.

4.4.6 INHIBIDORES NO TÓXICOS

El desarrollo del inhibidor de corrosión no tóxico y gentil con el medio ambiente, es un área de gran importancia de la ciencia y tecnología para el control de la corrosión; como alternativa del uso de los cromatos (altamente contaminantes), la estrategia consiste en sustituir los cromatos, por compuestos que formen monocapas autoensambladas (SAM) sobre el metal que se va a proteger, preparándola a partir de compuestos no tóxicos, que se las pueden funcionalizar según el uso final que se requiere. El desarrollo de la SAM, apunta a emplear ácidos grasos como inhibidores de corrosión, en medios neutros y ácidos.

CAPÍTULO V

POTENCIAL MIXTO Y LA EXTRAPOLACIÓN DE TAFEL

El método más común para calcular el daño por corrosión en metales, es el método electroquímico, que consiste en medir el índice de corrosión, en ensayo de corta duración (prueba de laboratorio), ya que el objetivo es describir de una forma simplificada, el principio electroquímico que se basa en el método de polarización.

Pero este método es muy limitado, porque una probeta no se comporta exactamente como una tubería, ya que estas tienen más tiempo de exposición, que pueden durar desde días hasta años.

Los procesos de corrosión tienen naturaleza electroquímica (zonas anódicas y catódicas), dándonos la posibilidad de poder estudiarlos. En esencia, la teoría de potencial mixto, postula que las reacciones de reducción y oxidación se producen a igual velocidad sobre la superficie metálica ^[8].

El instrumento usado para realizar esta labor es el potencióstato; el resto de los elementos necesarios para la realización de este proceso electroquímico son la PC con el software requerido, y la celda electrolítica.

El potencióstato es un instrumento electrónico, que permite poner a prueba una muestra metálica colocada en un medio acuoso ácido y conductor; la utilización de este potencióstato, se debe a la necesidad de llevar a cabo el ensayo electroquímico, y obtener las curvas de polarización a ciertas condiciones.

El equipo utilizado es el potencióstato modelo 273 EG&G PARC, cuenta con un módulo de corriente alterna controlado por la PC. Las principales características de este potencióstato las podemos observar en la tabla 11.

Salida de corriente	+/- 1 A
Salida de voltaje	+/- 100 V
Velocidad máxima de barrido	10 V/ us
Ancho de banda	2.5 MHz

Tabla 11. Características del potenciostato.

Fuente: Autores.

El software que utiliza el potenciostato, es un programa utilizado para el estudio, medición y determinación de las variables de la corrosión, por el método potencioestático y galvanostático, controlado desde la PC.

El experimento de resistencia de polarización, proporciona un método para medir el grado (velocidad) de corrosión; el software aplica corriente, con un potencial controlado sobre un pequeño rango, típicamente de ± 25 mV con respecto al potencial de corrosión (E_{corr}).

La técnica de resistencia de polarización, es rápida en un rango de registro de 0.1 mV/s; un rango potencial de 50 mV se puede registrar en menos de diez minutos, la rapidez de esta medición, hace a la resistencia de polarización útil para experimentos, como la evaluación de los inhibidores.

En lo que respecta al montaje eléctrico de la celda electroquímica, es conveniente usar el sistema de tres electrodos, o sea el contraelectrodo, el electrodo de referencia y el electrodo de trabajo.

El contraelectrodo proporciona la corriente necesaria, para polarizar al electrodo de trabajo a la tensión deseada, quedando conectada a un amplificador con una corriente muy baja, con una resistencia de entrada alta, procurando que la corriente que lo atraviese sea mínima. El sistema de electrodo se indica en la figura 12.

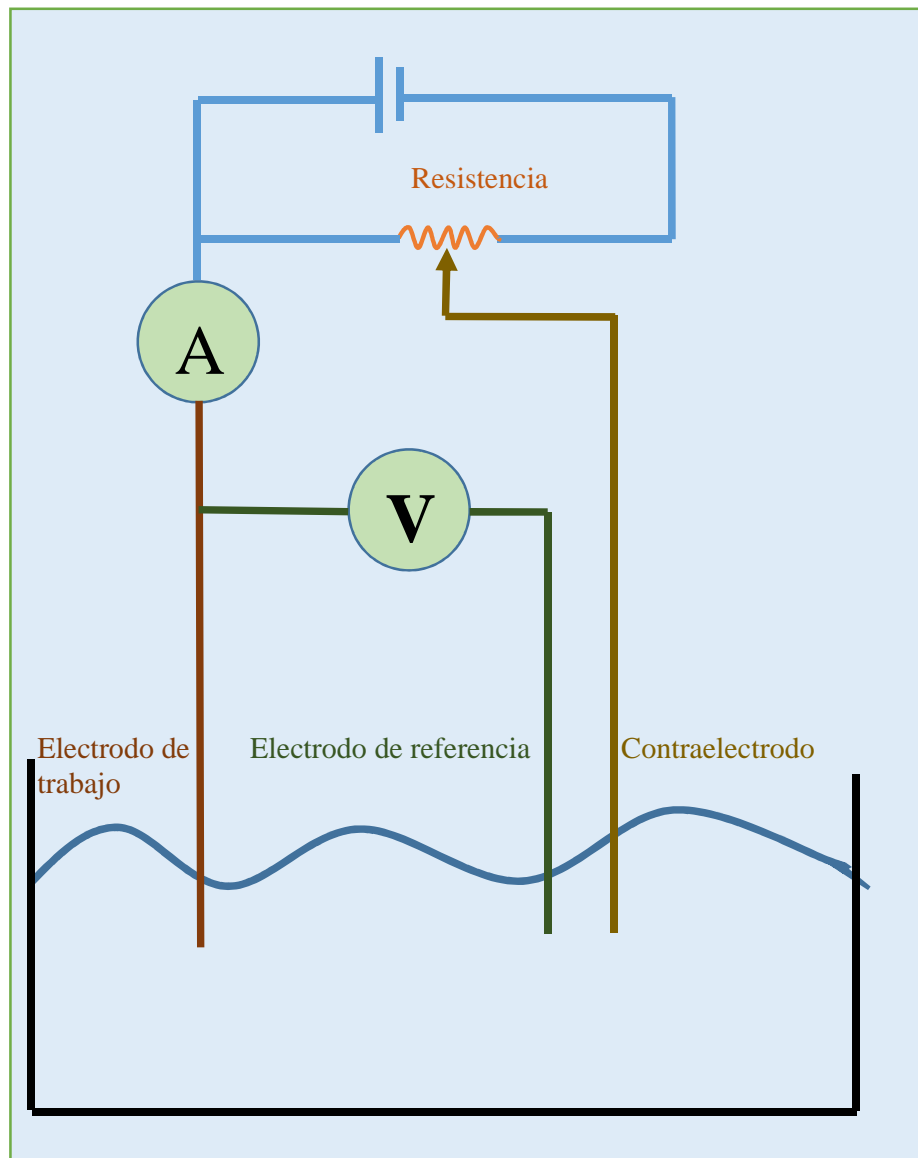


Figura 12. Diagrama de una celda electrofítica.
Fuente: Tesis EPN. Estudio de calidad de Inhibidores de corrosión.

Para la medición del potencial de un electrodo, se puede utilizar un potenciómetro o un multímetro; es importante conocer el potencial de electrodo, pues este indica la tendencia a la corrosión del metal o aleación que se evalúa. Para la medición del potencial de electrodo, se utilizan los electrodos de referencia, los más usados son el calomelano saturado (ECS), el de plata/cloruro de plata (Ag/AgCl) y el de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO_4). En la tabla 12 vemos los diferentes tipos de electrodos y su respectiva formulación.

TIPOS DE ELECTRODOS	FÓRMULA
Calomelanos	Hg/Hg ₂ Cl ₂ , Cr
Mercurio/Sulfato mercurioso	Hg/Hg ₂ SO ₄ , SO ₄
Plata/Cloruro de plata	Ag/AgCl, Cl
Cobre/Sulfato de cobre	Cu/CuSO ₄ , Cu
Zinc	Zn

Tabla 12. Electrodo de referencia.

Fuente: Tesis EPN. Estudio de la calidad de inhibidores de corrosión.

En la tabla 13, se muestran los parámetros electroquímicos principales, que se pueden obtener mediante las curvas de polarización.

Parámetro	Denominación
E _{corr}	Potencial de corrosión
E _p	Potencial de ruptura
I _{corr}	Índice de corrosión
a	Pendiente de Tafel anódica
c	Pendiente de Tafel catódica

Tabla 13. Parámetros electroquímicos obtenidos de las curvas de polarización.

Fuente: Tesis EPN. Estudio de calidad de inhibidores de corrosión.

La medición del I_{corr}, se basa en los estudios de corrosión de los métodos electroquímicos, pero esta medición no se puede leer directamente en el potencióstato, esto se logra mediante la extrapolación de Tafel.

El potencióstato nos da los datos para graficar las curvas de polarización anódica y catódica, una vez que se grafican dichas curvas, se trazan las pendientes, tanto en la curva de polarización anódica y catódica; por último se traza una línea perpendicular en el punto donde se intersectan las dos pendientes encontrando gráficamente el I_{corr} (ver figura 13).

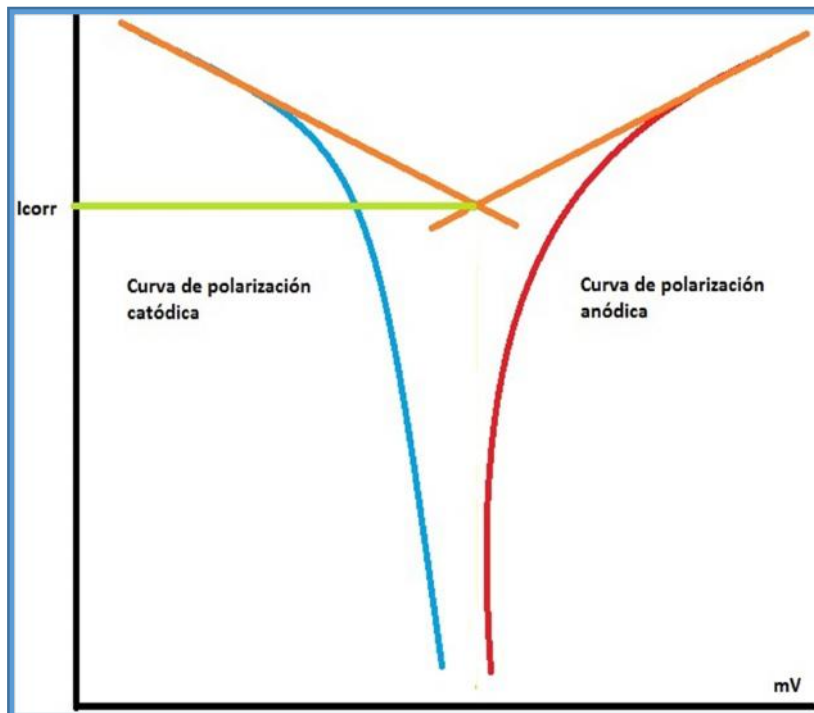


Figura 13. Extrapolación de Tafel.
Fuente: Autores.

5.1 PRUEBA DE LABORATORIO

Utilización de la Imidazolina como Inhibidor orgánico de corrosión en muestras de acero al carbono, sometidas a soluciones acuosas de NaCl y HCl.

Instrumentación y soluciones:

- Muestras de acero cilíndricas.
- Papel de carburo de silicio.
- Acetona.
- Solución de cloruro de sodio al 5% en peso-volumen, con 3 de PH.
- Solución preparada de ácido clorhídrico.
- Agua destilada.
- Inhibidor de corrosión: Imidazolina.
- Alcohol.
- Parrilla de calentamiento.

- Controlador digital de temperatura.
- Potenciostato/Galvanostato.
- Celda electrolítica.
- Agitador magnético.
- Probetas de acero (electrodo de trabajo).
- Electrodo de calomel saturado (electrodo de referencia).
- Barra de grafito (contraelectrodo).

Pasos para realizar la prueba:

- Preparar las muestras del acero.
- Preparar las soluciones.
- Usar un arreglo de tres electrodos.
- Agregar el inhibidor.
- Se grafican las curvas de polarización.
- Estimar el índice de corrosión y aplicando los cálculos correspondientes.

5.1.1 DESARROLLO EXPERIMENTAL

Se prepararon las muestras cilíndricas del acero (ver figura 14), después de ser pulidas mecánicamente con papel de carburo de silicio; la superficie del acero debe quedar lo más lisa posible. Seguidamente quitamos los residuos de viruta e impurezas con acetona empapada en algodón (ver figura 15).



Figura 14. Muestras cilíndricas de acero.
Fuente: Autores.



Figura 15. Eliminación de residuos con acetona.
Fuente: Autores.

Se utilizó una solución de NaCl al 5% en peso-volumen, acidificada con una solución previamente preparada de HCl (ver figura 16), con un valor de PH 3. Se utilizó agua destilada (ver figura 17) para la preparación de todas las soluciones.



Figura 16. Ácido clorhídrico.

Fuente: Autores.



Figura 17. Agua destilada para preparar las soluciones.

Fuente: Autores.

Utilizamos una solución en blanco, es denominada así porque su ensayo se la realiza en ausencia del inhibidor; como objeto de comparación con las otras soluciones con diferentes concentraciones. Esta prueba, al igual que las otras a 25 ppm y 50 ppm de concentración de inhibidor, se la realiza bajo los mismos parámetros y condiciones (ver figuras 18 y 19).



Figura 18. Preparación de la Solución sin inhibidor.

Fuente: Autores.



Figura 19. Verificando estado de los equipos.

Fuente: Autores.

Las pruebas electroquímicas se mantuvieron a una temperatura de 50 ± 2 °C, con la ayuda de la parrilla de calentamiento que está conectada al controlador digital de temperatura. Se mantiene la homogeneidad con el agitador magnético (ver figuras 19 y 20).



Figura 20. Instante en que agitador magnético es sumergido en la celda electroquímica.
Fuente: Autores.



Figura 21. Agitador magnético dentro de la celda.
Fuente: Autores.

Para las pruebas a 25 ppm y 50 ppm de concentración del inhibidor, se utilizó como inhibidor orgánico de corrosión a la Imidazolina (ver figura 21), y con el fin de lograr una etapa de pre-corrosión, se agregó el inhibidor después de 45 minutos.

El inhibidor como no es soluble en solución acuosa, para llevar a cabo la adición, fue previamente disuelto en alcohol y después vertido en la celda electroquímica junto al ácido clorhídrico (ver figura 22).



Figura 22. Inhibidor de corrosión (Imidazolina).
Fuente: Autores.



Figura 23. Inhibidor de corrosión vertido en la solución acuosa acida.
Fuente: Autores.

Se utiliza un arreglo convencional de tres electrodos, comprendido por la probeta de acero como electrodo de trabajo, el electrodo de calomel como electrodo de referencia y la barra de grafito como contraelectrodo (ver figura 23).



Figura 24. Arreglo de los electrodos en la celda electrolítica antes de ser conectados al potenciostato.
Fuente: Autores.

Se obtuvieron las curvas de polarización mediante un Potenciostato, conectado a cada uno de los electrodos de la celda, en un rango de barrido de 350 mV a 1000 mV; mediante la extrapolación de Tafel, se estima el comportamiento de corrosión, ya que la i_{corr} no se puede medir directamente.

Se realizaron tres diferentes pruebas, con tres concentraciones del inhibidor: la primera sin inhibidor, la segunda a 25ppm y la última de 50 ppm; las cuales llevaron el mismo modelo de arreglo de electrodos.

La extrapolación de Tafel, consiste en trazar gráficamente las pendientes de las curvas de polarización anódica y catódica, se las trazan hasta que se intersectan en cierto punto; luego nos ubicamos en ese punto y nos dirigimos hacia la densidad de corriente, leyendo el valor de I donde se obtiene el i_{corr} . Se trata únicamente de un cálculo gráfico o geométrico.

Para obtener el porcentaje de la eficiencia por cada concentración del inhibidor, se utiliza la siguiente ecuación:

$$E.I. \% = \frac{i_{corr}^0 - i_{corr}^{inh}}{i_{corr}^0} \times 100$$

Donde:

- i_{corr}^0 : densidad de corriente de corrosión, muestra en blanco.
- i_{corr}^{inh} : densidad de corriente de corrosión, muestras con diferentes concentraciones del inhibidor.

5.2 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE LABORATORIO

A continuación se detalla cada una de las reacciones que se dan, tanto en la prueba en blanco, como en la de 25 ppm y en la de 50 ppm. Empezamos por la prueba sin el inhibidor de corrosión (blanco), resultados que obtuvieron después de un tiempo total de 4 horas; gráficamente en las curvas se puede observar un aumento continuo de la disolución del metal, conforme va aumentando la polarización anódica. Como era de esperar, las señales de corrosión están a la vista (ver figura 24).



Figura 25. Superficie de la muestra de acero.
Fuente: Autores.

Como no hay acción del inhibidor, no se produce el desplazamiento del potencial de corrosión a valores nobles; las pruebas que se realizaron más adelante con el inhibidor, nos señalaron el carácter anódico de los mismos. En la figura 25, podemos observar de otro ángulo la misma muestra de acero ya corroída por la solución ácida.



Figura 26. Parte inferior del acero corroída.
Fuente: Autores.

En esta prueba, no se produce una reducción en los valores de la densidad de corriente, tanto de la anódica como catódica.

La rama catódica no se observa muy polarizada, aquí no se forman los compuestos poco solubles como en la prueba con los inhibidores a 25 y 50 ppm, que hacían dificultosa la llegada de los iones reducibles, hacia la interface del metal-solución.

En la tabla 14, vemos los datos que nos proporciona el Potenciostato, leído en la celda electrolítica sin inhibidor (prueba en blanco), como los datos de la densidad de corriente anódica, la densidad de corriente catódica, en un barrido de 650 mV hasta 1000mV.

El dato de la extrapolación de Tafel, se lo encuentra después de graficar las curvas de polarización; este dato no nos proporciona el potenciostato, como se había dicho anteriormente, la única forma de encontrarlo, es graficarlo manualmente.

POTENCIAL (mV)	DENSIDAD DE CORRIENTE (mA/cm ²)		EXTRAPOLACIÓN DE TAFEL (I _{corr})
	ANÓDICA	CATÓDICA	
1000		0,9	
950		0,75	
900		0,6	
850		0,5	
800		0,4	
760		0,15	
745		0,09	
742		0,04	
735		0,02	
726		0,01	
725		0,0006	
724		0,0003	
723		0,00009	
722		0,00004	
721		0,000025	
720	0,00002	0,00002	
717	0,00005		
715	0,00009		0,3
700	0,00015		
698	0,0002		
698	0,0004		
698	0,0009		
698	0,002		
698	0,005		
698	0,009		
698	0,01		
698	0,05		
698	0,1		
698	0,15		
697	0,17		
697	0,19		
697	0,21		
697	0,23		
695	0,25		
690	1,2		
675	3		
665	5		
650	11		

Tabla 14. Densidad de corriente en la prueba sin inhibidor.

Fuente: Autores.

CURVAS DE POLARIZACIÓN PRUEBA SIN INHIBIDOR

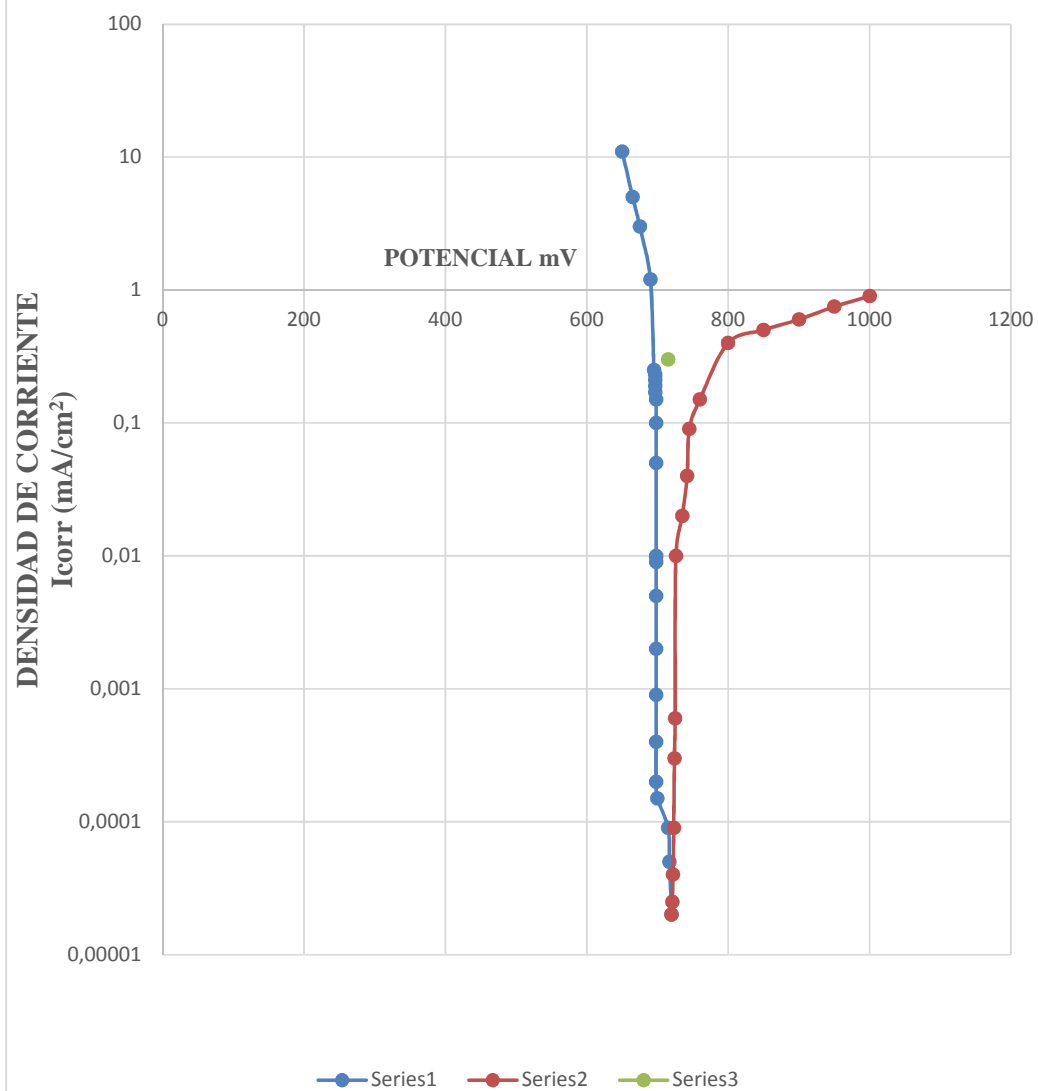


Figura 27. Gráfica de las curvas de polarización sin inhibidor.
Fuente: Autores.

Las curvas de polarización, obtenidas en las pruebas a 25 ppm y 50 ppm, durante 240 minutos de tiempo de inmersión, se puede observar un aumento continuo de la disolución del metal, conforme aumenta la polarización anódica, es decir se da un comportamiento de Tafel.

Cuando se hace la adición del inhibidor a la celda electrolítica, el proceso de corrosión se retarda, esto se da porque en la superficie del acero se pueden formar compuestos pocos solubles, estos compuestos constituyen una monocapa o bicapa de inhibidor.

En la prueba, la concentración más eficiente resultó ser la de 25 ppm (ver tabla 15), en comparación con la de 50 ppm (ver tabla 16), ya que después de extrapolar mediante Tafel, la prueba a 25 ppm nos dio un índice de corrosión de 0.06, mientras que a 50 ppm el índice de corrosión fue 0.11.

Podemos explicar, que el fenómeno de la baja de eficiencia en concentraciones mayores a 25 ppm, es que las mismas moléculas de la imidazolina, producen el equilibrio de la adsorción hacia el metal, o bien puede ser otro tipo de compuestos presentes en la solución, las que produzcan la perturbación del equilibrio de adsorción, pero en un nivel muy bajo, en comparación con los compuestos de la imidazolina.

Entonces, se pudo definir que la concentración de 25 ppm, sería la concentración más eficiente para el control corrosivo, ya que a este porcentaje las moléculas de la imidazolina, cubren por completo toda la superficie del acero.

Además, se pueden dar típicamente dos tipos de mecanismos de adsorción, para que se produzca el enlace de las moléculas del inhibidor a la superficie metálica, que son la quimisorción y la fisisorción.

POTENCIAL (mV)	DENSIDAD DE CORRIENTE (mA/cm ²)		EXTRAPOLACIÓN DE TAFEL (I _{corr})
	ANÓDICA	CATÓDICA	
800		0,35	
750		0,23	
725		0,19	
700		0,16	
690		0,15	
675		0,13	
660		0,11	
650		0,1	
635		0,07	
625		0,05	
620		0,015	
615		0,0055	
610		0,003	
610		0,0012	
610		0,00045	
605		0,0002	
600	0,000035	0,0001	
589	0,00005		0,06
585	0,00007		
575	0,0002		
575	0,0004		
575	0,0015		
575	0,0035		
575	0,009		
575	0,025		
575	0,06		
570	0,15		
564	0,2		
560	0,25		
556	0,3		
545	0,6		
540	0,9		
525	2		
510	5		
495	10,2		

Tabla 15. Densidad de corriente en la prueba a 25 ppm de inhibidor.

Fuente: Autores.

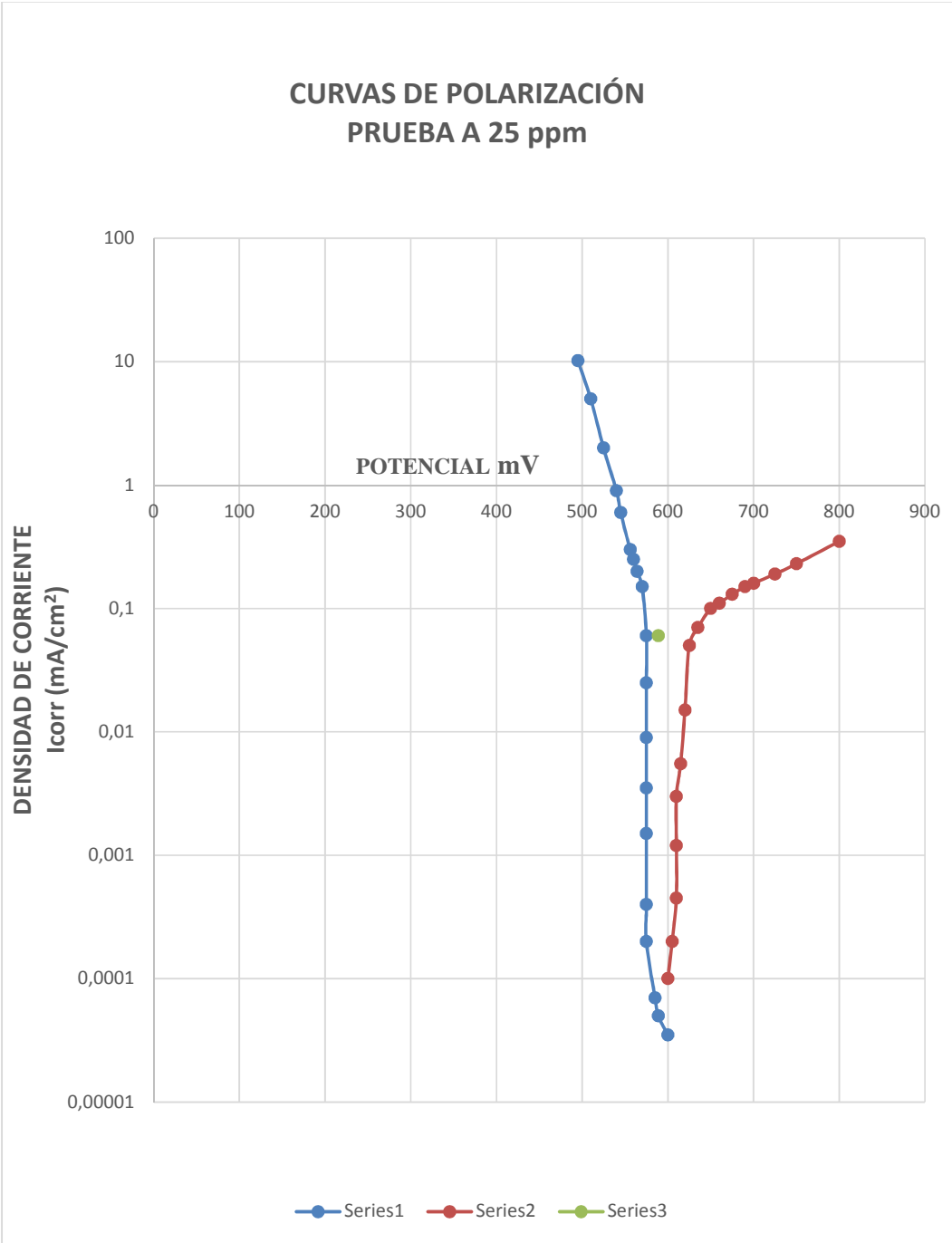


Figura 28. Gráfica de las curvas de polarización a 25 ppm de concentración del inhibidor.
Fuente: Autores.

POTENCIAL (mV)	DENSIDAD DE CORRIENTE (mA/cm ²)		EXTRAPOLACIÓN DE TAFEL (I _{corr})
	ANÓDICA	CATÓDICA	
485	0,3		
487	0,287		
490	0,27		
495	0,25		
497	0,23		
500	0,2		
500	0,12		
500	0,08		
500	0,05		
500	0,03		
500	0,02		
500	0,015		
500	0,01		
500	0,0035		
500	0,001		
500	0,0008		
515	0,00015	0,00002	0,11
520		0,0002	
520		0,0015	
525		0,006	
528		0,007	
530		0,0075	
531		0,015	
535		0,02	
537		0,03	
539		0,035	
542		0,04	
545		0,07	
550		0,08	
570		0,15	
580		0,17	
600		0,2	
610		0,22	
625		0,24	
635		0,25	
655		0,275	

Tabla 16. Densidad de corriente en la prueba a 50 ppm de inhibidor.

Fuente: Autores.

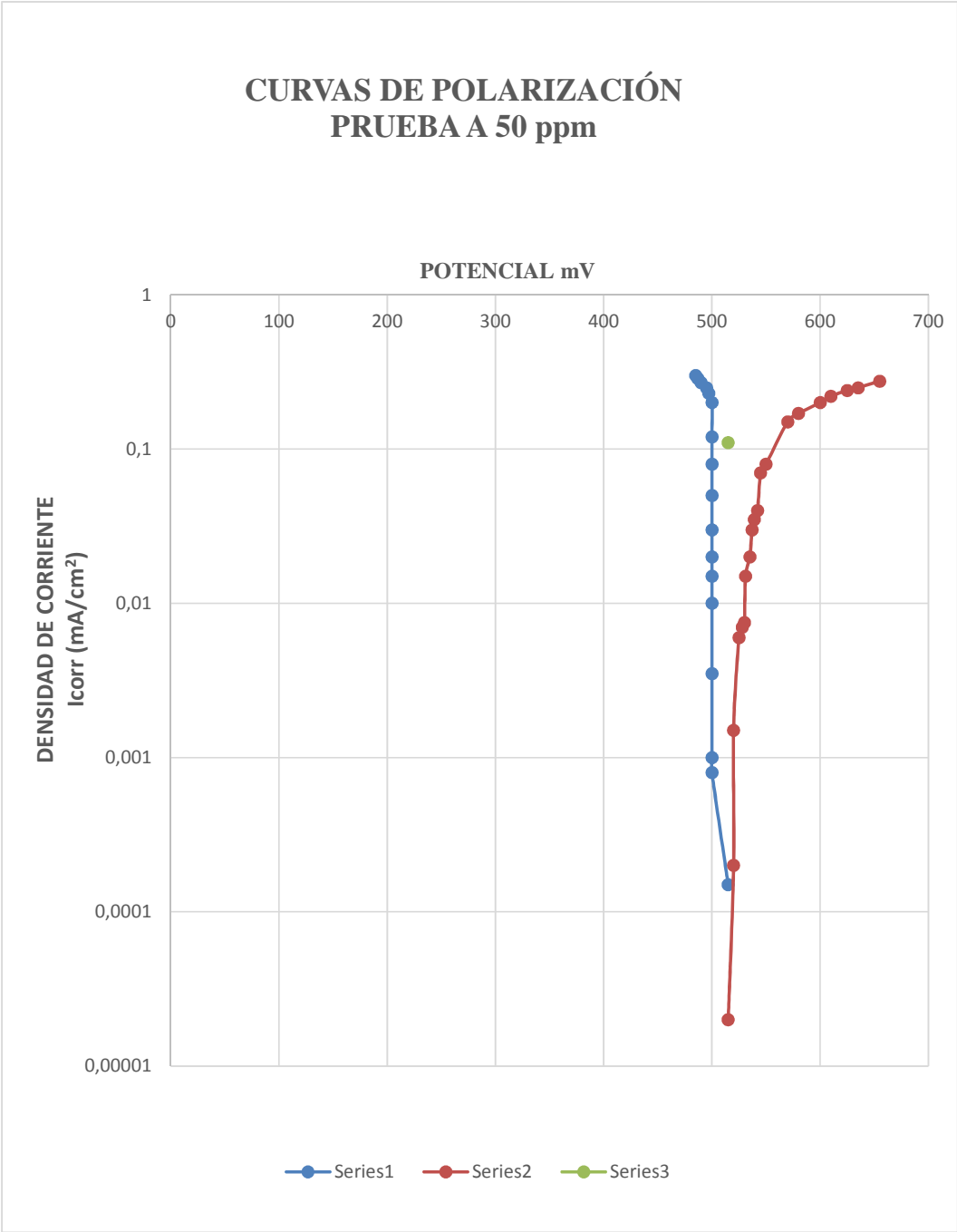


Figura 29. Gráfica de la curvas de polarización a 50 ppm de concentración del inhibidor.

Fuente: Autores.

5.2.1 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE EFICIENCIA DEL INHIBIDOR

Procedemos a sacar el porcentaje de eficiencia de inhibición de corrosión, a 25 ppm de concentración por la siguiente fórmula:

$$E.I. \% = \frac{i_{corr}^0 - i_{corr}^{inh}}{i_{corr}^0} \times 100$$

$$E.I. \% = \frac{0,3 - 0,06}{0,3} \times 100$$

$$E.I. \% = 80$$

Después de haber encontrado porcentualmente la eficiencia del inhibidor a 25 ppm, calculamos el porcentaje de eficiencia de inhibición de corrosión a 50 ppm de concentración.

$$E.I. \% = \frac{i_{corr}^0 - i_{corr}^{inh}}{i_{corr}^0} \times 100$$

$$E.I. \% = \frac{0,3 - 0,11}{0,3} \times 100$$

$$E.I. \% = 63$$

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

6.1 ANÁLISIS TÉCNICO

En la industria petrolera, específicamente en los procesos de estimulación ácida, ha sido evaluada la sarta de tuberías de un pozo, observando la existencia de corrosión debido también al ambiente salino (en la costa), a las altas temperaturas y humedad (oriente), a la que se encuentra expuesta la tubería de revestimiento, por lo cual es vital proteger a la tubería con el inhibidor de corrosión, para evitar daños seguros del pozo y problemas futuros.

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis económico, nos determina la factibilidad del proyecto que hemos propuesto, en la que se realiza una inversión, mediante indicadores económicos que toman en cuenta la variación y el valor del dinero que se ha invertido con el tiempo. Nos basamos en los criterios de evaluación, para saber si la inversión que se realizó generará los beneficios esperados, si es posible en un corto plazo.

Comprende una demostración de la importancia que tiene el proyecto para la economía futura; considerando la relación costo-beneficio, este valor es considerado un instrumento que nos apoya a tomar decisiones de actividades de futuras inversiones, ya que depende de la calidad del inhibidor a utilizar, de la lectura correcta del índice de corrosión y de predecir con precisión su efectividad, que contribuya a la economía en la industria petrolera.

Resumiendo, el análisis financiero trata de estudiar, si la inversión a realizarse es rentable o no.

6.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

6.3.1 INGRESOS

El ingreso nos representa la recuperación de la inversión en la ejecución del proyecto, en términos generales, es la cantidad de dinero a obtener generados por el consumo y ganancia. Se busca aumentar los ingresos, para desarrollar la economía en la industria, si estos ingresos tienden a elevarse, la implementación de la imidazolina como inhibidor de corrosión en la tubería de revestimiento pueden aumentar, lo que conduciría a un mejor nivel económico de la empresa a implementar este proyecto.

6.3.2 EGRESOS

Es el gasto o la salida de dinero que se invierte para la realización del proyecto, se diferencia del costo porque se tendría una ganancia, o como es el caso de nuestra investigación, también nos generaría beneficios, ya que se trata de hacer la inversión necesaria y no desperdiciar el dinero, sin eso sería imposible el óptimo funcionamiento económico de cualquier empresa. Este gasto se recuperará a medida que pasa el tiempo, a este egreso no se le considera como pérdida, ya que el futuro generará ingresos.

6.3.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es considerada como la tasa máxima, a la que se puede remunerar el capital del proyecto, sin obtener ganancia, es el promedio geométrico de rendimientos futuros esperados, del dinero invertido en el proyecto, que implica la oportunidad de reinvertir.

La consideramos como indicador de la rentabilidad del proyecto, si tenemos un mayor TIR, tendremos una mayor rentabilidad, es usada como criterio para decidir sobre la aceptación o rechazo del proyecto.

6.4 COSTO-BENEFICIO

El proyecto que se ha analizado en esta tesis, implica la inversión de mucho dinero, por lo que la factibilidad está determinada por el beneficio económico, que representaría aplicar los inhibidores orgánicos en el proceso de control de corrosión en la tubería de revestimiento, reflejada en su precio que oscila entre los \$4000 y \$4500.

La aplicación de este proyecto, representaría un ahorro significativo para la empresa, tanto en dinero como en tiempo de operación de dicha tubería, ya que al alargar su vida útil, nos evitaría realizar mantenimientos en corto tiempo, así como el corte de la producción, sacada y corrida de tubería, etc., el cual conlleva a considerables gastos por trabajo de mantenimiento y operación para la empresa.

La adición de esta imidazolina a 25 ppm, tiene una eficiencia del 80%, un porcentaje mayor con respecto a los inhibidores mencionados en los capítulos anteriores de esta tesis, nos ayudaría a extender la vida útil de la tubería de revestimiento.

La realización este proyecto, implica costos de equipos y montaje; las soluciones e instrumentos utilizados, fueron costos de inversión propia, mientras que el equipo (potenciostato, parrilla de calentamiento, celda electrolítica) y el inhibidor (imidazolina), fueron patrocinados por el Laboratorio de Química de la ESPOL.

Es necesario incluir el costo total del proyecto de tesis, para ello se han tomado costos referenciales que ascienden a los \$ 45000. Los valores mostrados en la tabla 17, se determinaron por cotización de proveedores de los equipos e instrumentación para que sea posible la realización del proyecto.

EQUIPOS E INSTRUMENTACION	VALORES EN USD
Muestras de acero cilíndrica	5,00
Papel de carburo de silicio	3,00
Acetona	1,00
Solución de cloruro de sodio al 5% en peso-volumen con 3 de PH	2,00
Solución preparada de ácido clorhídrico	5,00
Agua destilada	3,00
Inhibidor de corrosión: Imidazolina	4500,00
Alcohol	5,00
Parrilla de calentamiento	900,00
Controlador digital de temperatura	80,00
Potenciostato/Galvanostato	40000,00
Celda electrolítica	200,00
Agitador magnético	20,00
Electrodo de calomel saturado (electrodo de referencia)	30,00
Barra de grafito (contraelectrodo)	2,00
TOTAL DE COSTOS	45756,00

Tabla 17. Costos de equipos e instrumentación.
Fuente: Autores.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Con los datos de las muestras (25 ppm y 50 ppm de concentración del inhibidor), dados por el potencióstato (equipo utilizado en la investigación), graficamos las curvas de polarización (anódica y catódica). Estas curvas sirven para trazar las pendientes y obtener el valor del índice de corrosión (I_{corr}) de cada muestra, mediante el método de la extrapolación de Tafel; el índice de corrosión es utilizado para encontrar los porcentajes de eficiencia (%E.I.) de cada una de las dos concentraciones del inhibidor, mediante la fórmula descrita en el capítulo 5.

La imidazolina (inhibidor orgánico), se comporta como un inhibidor mixto de la corrosión del acero sumergido en la solución de NaCl al 5%, que tiene un PH 3. Como se puede observar en los cálculos, la concentración óptima del inhibidor fue de 25ppm.

La eficiencia del inhibidor se incrementa primeramente en el rango de 0 a 25ppm (80% de efectividad), es decir, $\%E.I._{0ppm} < \%E.I._{25ppm}$ y en comparación con el rango de 50ppm (63% de efectividad), disminuye considerablemente, teniendo, $\%E.I._{25ppm} > \%E.I._{50ppm}$.

La muestra analizada en el laboratorio con el inhibidor concentrado a 50ppm, es menos eficiente que la muestra de 25ppm, hay una disorción mayor del inhibidor por arriba de los 25 ppm, debido a las interacciones de carga, entre las moléculas del inhibidor que han sido absorbidas y las que se encuentran en la solución. A menor concentración (25 ppm), el inhibidor tiene mayor adherencia al metal, formándose más rápido la película protectora en comparación con la muestra a 50 ppm.

7.2 RECOMENDACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Utilizar la solución acuosa (NaCl) y ácida (HCl) a los porcentajes establecidos, no representa ningún problema operativo de toxicidad, formación de espuma o emulsiones. Esta prueba en el laboratorio está asemejada a las aguas de formación y a los fluidos utilizados en operaciones de estimulación, por lo tanto hay cierta variación en su composición química, parámetros de temperatura y profundidad de pozo.

Encender el potencióstato, como mínimo una media hora antes de iniciar la prueba, y evitar datos erróneos.

El realizar cada una de las tres pruebas con el mismo lapso de tiempo (240 minutos), permite mejores comparaciones.

Efectuar el pulido del acero, hasta que la superficie del metal quede lo más liso posible.

No utilizar agua normal porque contiene minerales y otros componentes que pueden alterar el resultado final, sino agua destilada.

Utilizar un agitador magnético, para mantener la homogeneidad en la celda electrolítica y la conductividad eléctrica constante, debido a que la solución de NaCl tiende a asentarse.

Tener conocimiento de escalas logarítmicas, ya que los números que se manejan son pequeños y graficados en la escala Log, donde se ingresan los datos de la densidad de corriente (proporcionados por el potencióstato).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BABOR JA e IBARZ J. 1969. "Química General Moderna". La Habana.

DISTRIBUIDORA DE QUÍMICOS INDUSTRIALES DQI. Ficha Técnica de Ácidos.

MERIZALDE P y ERAZO J. 1979. "Efecto de la corrosión y prevención de la corrosión en los equipos instalados en un campo petrolero". U central del Ecuador.

MONTOYA JL. 1993. "Corrosión y control de la corrosión", Instituto Tecnológico de Delicias.

RAUCHLE F y DÍAZ M. 1990. "Inhibición de la Corrosión: Fenomenología de la inhibición en medios ácido y neutro". Revista de Química. Vol. 4. No 1.

REVISTA CENIC. 2002 "Ciencias Químicas". Vol. 33, núm. 2.

SCHLUMBERGER. 2004. "Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación". Oilfield Review

SCHLUMBERGER. 2009. "Opciones para la estimulación de pozos a altas temperaturas". Oilfield Review No 4.

UGAZ A y DÍAZ I. 1988. "principios de las técnicas electroquímicas en estudios de procesos de corrosión". Revista de química. Vol. 2. No 1.

WEST JM. 1986. "Departamento de Metalurgia Corrosión y Oxidación". 1º edición. México D.F.

ANEXOS



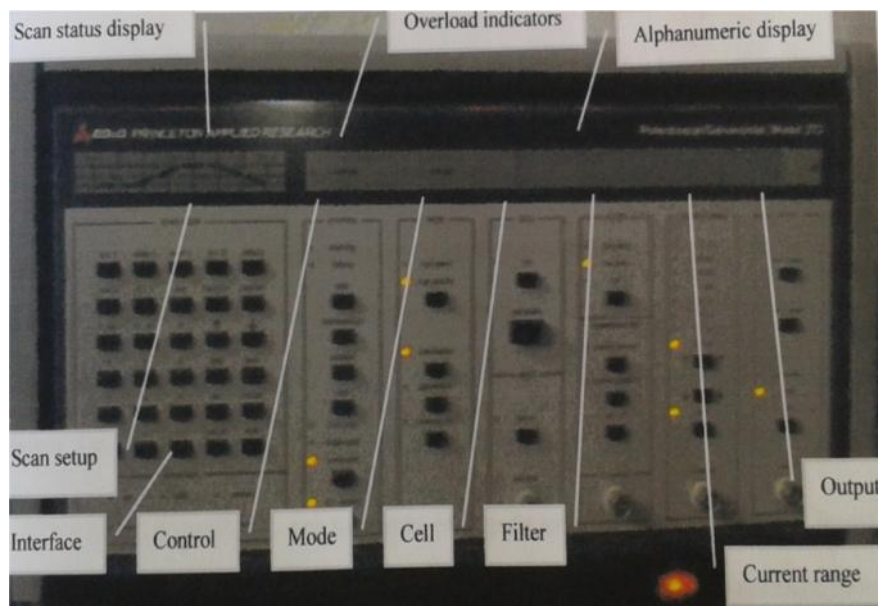
Anexo 1. Tuberías de revestimiento corroídas.
Fuente: David Hernández. Corrosión en Tuberías.



Anexo 2. Tuberías de revestimiento corroídas después de varios años de uso.
Fuente: David Hernández. Corrosión en tuberías.

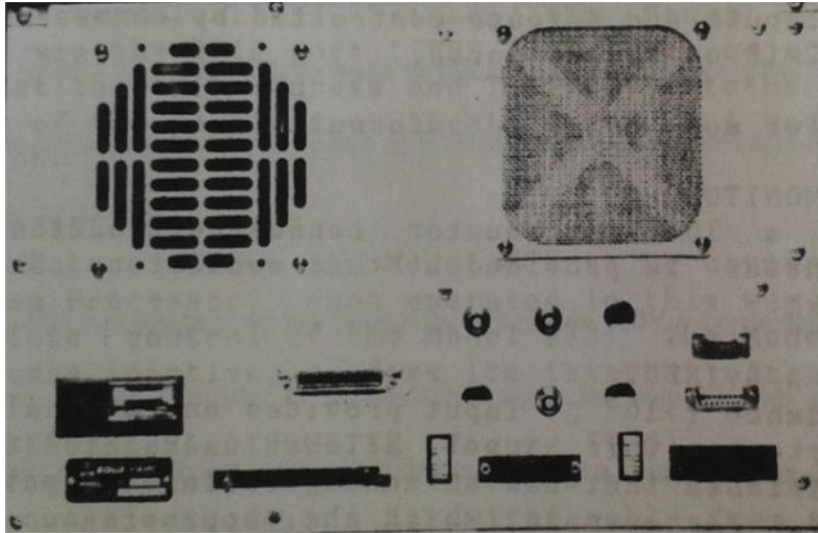


Anexo 3. Vista ampliada de una tubería atacada por la corrosión.
Fuente: David Hernández. Corrosión en tuberías.



Anexo 4. Controles del panel frontal del potencióstato.

Fuente: Tesis EPN. Estudio de calidad de inhibidores de corrosión.



Anexo 5. Panel posterior de un potenciostato.

Fuente: Tesis EPN. Estudio de calidad de inhibidores de corrosión.



Anexo 6. Instalación de la ESPOL, Laboratorio de Ingeniería en Petróleo.

Fuente: Autores.



**Anexo 7. Muestra de acero cilíndrica previo a las pruebas.
Fuente: Autores.**



**Anexo 8. Barra de grafito (en la mano), alcohol y las celdas respectivamente.
Fuente: Autores.**



Anexo 9. Ácido clorhídrico, agua destilada, Imidazolina y acetona respectivamente.
Fuente: Autores.



Anexo 10. Verificando que todos los elementos a utilizar estén correctamente.
Fuente: Autores.



Anexo 11. Armando el arreglo de los electrodos en la celda electrolítica.
Fuente: Autores.



Anexo 12. El arreglo de los electrodos en la celda electrolítica previo a ser conectado al potenciostato.
Fuente: Autores.

GLOSARIO

Acidificación de pozo: Es un método de estimulación de pozos de petróleo y gas, que se basa fundamentalmente en las propiedades de diversos ácidos, que atacan y limpian la formación petrolífera.

Adhesión: La adhesión es la propiedad de la materia, por el cual se unen y plasman dos superficies de sustancias iguales o diferentes cuando entran en contacto, y se mantienen juntas por fuerzas intermoleculares.

Agentes divergentes: También llamados divergentes químicos, funcionan mediante la creación de un efecto de bloqueo temporario, que se limpia con seguridad luego del tratamiento en los trabajos de estimulación de pozo.

Agitador magnético: Consiste de una pequeña barra magnética (llamada barra de agitación), está normalmente cubierta por una capa de plástico (usualmente teflón); tiene un magneto rotatorio o una serie de electromagnetos dispuestos en forma circular a fin de crear un campo magnético rotatorio.

Agua destilada: Es aquella sustancia, cuya composición se basa en la unidad de moléculas de H₂O, que se le han eliminado los iones e impurezas mediante destilación.

Alcalinidad: La alcalinidad del agua, se puede definir como una medida de su capacidad para neutralizar ácidos, esta propiedad se debe principalmente a la presencia de ciertas sales de ácidos débiles, aunque también puede contribuir la presencia de bases débiles y fuertes.

Alcohol isopropílico: Es un alcohol incoloro, inflamable, con un olor intenso y muy miscible con el agua.

Aleación: Es una combinación de propiedades metálicas, que está compuesta de dos o más elementos, de los cuales al menos uno es metal. Las aleaciones están constituidas por elementos metálicos como Fe (hierro), Al (aluminio), Cu (cobre), Pb (plomo).

Ánodo: Es un electrodo, en el que se produce una reacción de oxidación, mediante la cual el material al perder electrones, incrementa su estado de oxidación.

Carbonilación del metanol: Es el proceso donde el monóxido de carbono y el metanol reaccionan para producir ácido acético, también se puede producir anhídrido acético en la misma planta, modificando las condiciones del proceso.

Catalizador: Es una sustancia capaz de favorecer o acelerar una reacción química, sin intervenir directamente en ella; al final de la reacción el catalizador permanece inalterado. Los catalizadores más usados son los constituidos por platino, paladio y vanadio o por óxidos de cobre y de níquel.

Cátodo: Es un electrodo en el que se genera una reacción de reducción, mediante la cual un material reduce su estado de oxidación, al aportarle electrones.

Celda electrolítica: Es un dispositivo capaz de obtener energía eléctrica, a partir de reacciones químicas, o producir reacciones químicas a través de la introducción de energía eléctrica.

Colapso de tubería: Es una forma de compresión, de tal manera que la presión de afuera trata de comprimir las paredes de la tubería. Se origina por el aplastamiento de una tubería, por una carga de presión que actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

Decapado de acero: Es el proceso por el cual los óxidos de hierro y la oxidación son removidos de la superficie del acero, mediante la conversión de los óxidos en compuestos solubles.

Disolvente: Es una sustancia, que permite la dispersión de otra sustancia en esta, a nivel molecular o iónico. Es el medio dispersante de la disolución.

Ductilidad: Es una propiedad que presentan algunos materiales, como las aleaciones metálicas, los cuales bajo la acción de una fuerza, pueden deformarse sosteniblemente sin romperse.

Electrolisis: Es el proceso que separa los elementos de un compuesto, por medio de la electricidad. En ella ocurre la captura de electrones por los cationes en el cátodo (una reducción) y la liberación de electrones por los aniones en el ánodo (una oxidación).

Electrolito: Un electrolito es cualquier sustancia que contiene iones libres, aquellos que se comportan como un medio conductor eléctrico. Debido a que generalmente consisten en iones en solución, los electrolitos también son conocidos como soluciones iónicas.

Estimulación de pozo: Puede ser el achicamiento o pistoneo, que se realiza en un pozo para alivianar su columna hidrostática, influenciada generalmente por agua, para permitir que el pozo fluya; de igual manera, el recañoneo sobre punzados que no aportan suficiente nivel de fluido en el pozo, también es una estimulación.

Etanol: Conocido como alcohol etílico, es un alcohol que se presenta en condiciones normales de presión y temperatura como un líquido incoloro e inflamable, con un punto de ebullición de 78,4 °C. Es mezclable en agua en cualquier proporción.

Herrumbe: Es el aspecto que se origina de la alteración del hierro, es de un color rojizo, semioscuro y de saturación moderada.

Higroscópico: Es la capacidad de algunas sustancias de absorber humedad del medio circundante. Son higroscópicos, todos los compuestos que atraen agua en forma de vapor o de líquido de su ambiente, algunos reaccionan químicamente con el agua como los hidruros o metales alcalinos.

Ion: Se define como ion, a un átomo o molécula que perdió su neutralidad eléctrica por que ha ganado o perdido electrones de su dotación, originalmente neutra, fenómeno que se conoce como ionización.

Operaciones de reacondicionamiento: Tienen el propósito de rehabilitar y mejorar las condiciones de las formaciones productoras, luego que están han dejado de producir o su producción es deficiente, por escasa o alto contenido de agua y/o gas.

Oxidación: La oxidación es una reacción química donde un metal o no metal cede electrones, y por tanto aumenta su estado de oxidación. La reacción química opuesta a la oxidación se conoce como reducción.

Permeabilidad: Es la capacidad que tiene la roca de permitir a un flujo que lo atraviese, sin alterar su estructura interna. Decimos que una roca es permeable si deja pasar la cantidad de fluido apreciable, sea este petróleo o gas, en un tiempo dado.

Pitting: Término generalizado, para designar un tipo de desgaste especial de las superficies metálicas, sometidas a condiciones de trabajo rigurosas. El pitting se debe principalmente a la fatiga del material.

Potenciostato: Es el dispositivo electrónico requerido para controlar una celda de tres electrodos y ejecutar la mayoría de los experimentos electroanalíticos.

Presión hidrostática: Es la fuerza por unidad de área, que ejerce un líquido en reposo sobre cualquier cuerpo que se encuentra sumergido, en este caso la tubería en el pozo. Esta presión depende de la densidad (ρ), la gravedad (g) y la profundidad (h).

Resinas: Es una sustancia pastosa o sólida, que se obtiene de manera a partir de una secreción orgánica de ciertas plantas y también a las sustancias fabricadas de manera sintética por el hombre. Esto quiere decir que existen resinas naturales y resinas sintéticas.

Resistencia mecánica: Es la capacidad de los cuerpos para resistir las fuerzas aplicadas sin romperse; depende del material, de la geometría del cuerpo y las fuerzas aplicadas en dicho cuerpo.

Sifonarse: Consiste en la acción de aspirar las impurezas del fondo (grava), mediante un sifón, que es una especie de embudo unido a una manguera. El embudo remueve la grava, para aspirar (por succión) las impurezas que hay entre la grava.

Solubilidad: Es una medida de la capacidad de disolverse una determinada sustancia (soluta), en un determinado medio (solvente); implícitamente se corresponde con la máxima cantidad de soluto.

Solución acuosa: Una solución acuosa, ocurre cuando el soluto (sustancia de menor proporción) se disuelve en el solvente agua. Un ejemplo común es la salmuera, la cual es una solución de NaCl en agua.

Tenacidad: Capacidad que tiene un material, para almacenar energía en forma de deformación plástica, antes de romperse.

Terminación de un pozo: Actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación.

Toxicidad: Es la capacidad de cualquier sustancia química, de producir efectos perjudiciales sobre un ser vivo, al entrar en contacto con él. Todas las sustancias poseen toxicidad, sin embargo unas tienen mayor toxicidad que otras.

Tubería de ademe: Es un tubo de acero, utilizado para los pozos de petróleo en diferentes operaciones. Es un elemento de carácter estructural, que se ve sometido a diferentes esfuerzos, por lo que su diseño se requiere de un cálculo tanto del material, así como del espesor.