

T
620.11223
C961.
C2.



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra



**"CONTROL ANTICORROSIVO EN TUBERIAS DE
REVESTIMIENTO DE LOS POZOS DE LA
ESTACION NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI"**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Mariano Alejandro Cuadra Díaz

Guayaquil - Ecuador

1990



DECLARO QUE:

Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis de grado son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

"Reglamento de título y tesis de la ESPOL"

Mariano Alejandro Cuadra Díaz

D E D I C A T O R I A

A MIS PADRES

PEDRO VICENTE
ANITA SABINA

Como un paleativo a
sus sacrificios.

A MIS HERMANOS

BETTY
PEDRO
MARITZA
ROCIO
WELLINGTON
JORGE
MAGGI
GABBY

Por tolerarme siempre.

A MIS COMPANERAS Y
COMPANEROS

Por esos momentos que
merecen repetición.

A G R A D E C I M I E N T O

AL ING. KLEBER MALAVE T.
Director de Tesis

AL CONSORCIO CEPE-TEXACO
Por las facilidades brin-
dadas

A LA ESPOL
Y muy particularmente a
la Fac. de Ing. de
Geología, Minas y
Petróleos ahora I.C.T.
por la formación
académica proporcionada.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

A LOS INGENIEROS:

- Manuel Valdiviezo
- Carlos Chávez
- Ramiro García
- Gualberto Gallegos
- Carlos Ríos

Y al Sr. Eduardo Herrera

Miembros del Departamento de Ing. de Corrosión del Consorcio CEPE-TEXACO, por toda la ayuda prestada para la realización de este trabajo.

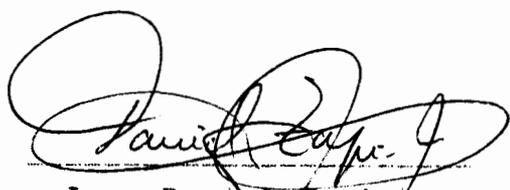
A LA ING. ALINA GARCIA M
Por motivarme



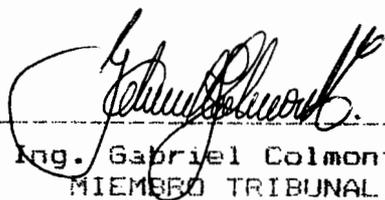
Ing. Ricardo Gallegos
DECANO



Ing. Kléber Malavé
DIRECTOR TESIS



Ing. Daniel Tapia
MIEMBRO TRIBUNAL



Ing. Gabriel Colmont
MIEMBRO TRIBUNAL

RESUMEN

Se ha dicho y con justa razón que la corrosión es inevitable.

Debido a que la corrosión puede ser el resultado de diferentes condiciones, el remedio no puede ser simple o universal para su control. Por ello cada problema tiene que ser tratado como un caso individual y su solución probada de acuerdo al conocimiento de los factores de corrosión y de las condiciones de operación.

Por otra parte todos los trabajos de reacondicionamiento de la industria petrolera son muy costosos, en especial aquellos que tienen que ver con la reparación de las tuberías de revestimiento, las cuales se pueden realizar mediante los siguientes procedimientos:

- Usando rodillos (casing - rollers) para enderezar el colapsamiento, previo al trabajo de reparación más conveniente que se decida, según el caso.
- Realizando cementaciones forzadas.

- Usando parches de metal sometidos a esfuerzos (Stressed-Steel linen patches).
- Corriendo tubería de menor diámetro (liner) para cubrir la parte dañada de la tubería de revestimiento.

Todas estas reparaciones pueden ser evitadas con aplicación de un apropiado programa de control anticorrosivo en los campos productivos.

También es necesario señalar que la hermeticidad en las tuberías de revestimiento en pozos que producen por gas-lift, es de fundamental importancia para lograr que el gas energizado que se inyecta cumpla con su cometido.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VIII
INDICE GENERAL	IX
INDICE DE FIGURAS	12
INTRODUCCION	14
CAPITULO I	
PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE CORROSION.	16
1.1 Definición y concepto de Corrosión.	16
1.2 Causas.	17
1.2.1 Corrosion Electroquímica.	17
1.2.2 Corrosión Química.	24
1.2.3 Corrosión Bacterial.	27
1.3 Clasificación de la Corrosión.	28
1.3.1 Clasificación de acuerdo al tipo.	28
1.3.1.1 Corrosión Generalizada.	28
1.3.1.2 Corrosión Localizada.	28
1.3.2 Clasificación de Acuerdo al medio.	39
1.3.2.1 Gaseoso.	39
1.3.2.2 Sólido.	40
1.3.2.3 Líquido.	41
CAPITULO II	

LA CORROSION EN LA INDUSTRIA PETROLERA	42
2.1 Corrosión en equipos bajo Superficie.	43
2.1.1 En pozos con sistema en Bombeo.	43
2.1.2 En pozos con Gas-Lift.	49
2.1.3 En pozos con Flujo Natural.	49
2.1.4 Corrosión en Tuberías de Revestimiento.	55
2.2 Corrosión en Equipos sobre Superficie.	56
2.2.1 En los cabezales de los pozos.	56
2.2.2 En las líneas de Flujo.	57
2.2.3 En equipos de procesamiento.	58
2.2.4 En equipos de procesamiento de gas.	58
2.2.5 En tratadores de calor.	58
2.2.6 En tanques de Almacenamiento.	58
CAPITULO III	
CORROSION EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.	61
3.1 Corrosión Interna.	61
3.1.1 Factores que la originan.	61
3.1.2 Formas de Detección.	62
3.1.3 Métodos utilizados para controlar el problema.	67
3.2 Corrosión Externa.	68
3.2.1 Factores que la originan.	68
3.2.2 Formas de Detección.	71
3.2.3 Métodos utilizados para controlar el problema.	71

CAPITULO IV

DISEÑO PARA EL CONTROL ANTICORROSIVO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO DE POZOS EN LA ESTACION NORTE DE SHUSHUFINDI.	73
4.1 Método de protección catódica.	73
4.1.1 Protección catódica con ánodos de sacrificio.	73
4.1.2 Protección catódica por corriente impresa.	74
4.2 Procedimientos y Cálculos.	79
4.2.1 Consideraciones y Suposiciones.	79
4.2.2 Características del Anodo.	84
4.2.3 Procedimiento del Diseño.	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	93
BIBLIOGRAFIA.	97

INDICE DE FIGURAS

Fig.		Pág.
1	Esquema del proceso de corrosión	22
2	Celda Electrolítica	23
3	Representación esquemática de las diferentes etapas de cavitación	31
4	Corrosión en fisuras (Etapa final)	34
5	Tipos y ubicación de problemas en la producción de petróleo	44
6	Pozos con alto y bajo nivel de fluido	48
7	Completación de un pozo con una alta presión de gas	51
8	Completación de un pozo con una sarta en paralelo	53
9	Completación de pozo con inyector de químicos en el fondo del hoyo	54
10	Tipos de algunos corrosivos a los que están expuestos los tanques de almacenamiento	60
11	Corrosión interna de las tuberías de revestimiento	63
12	Instalación del cupón en pozos que producen por gas lift	66
13	Diferencia de potencial eléctrico en zonas causadas por la corrosión externa de la tubería de revestimiento	70

14 Sistema de producción catódica con ánodos de sacrificio	76
15 Transrectificador	77
16 Sistemas de protección catódica por corriente impresa	80
17 Ubicación del sistema de protección catódica en la estación SSFD Norte	83
18 Sistema de protección catódica con rectificador en la estación SSFD Norte	92

INTRODUCCION

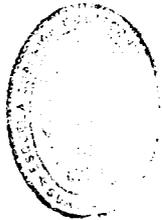
El presente trabajo de Tesis tiene como objetivo realizar un diseño de protección catódica por corriente impresa, es decir con el uso de un equipo transrectificador, para controlar el ataque corrosivo al que están sometidos las tuberías de revestimiento de los pozos en la estación norte del campo SHUSHUFINDI, operado por el consorcio CEPE - TEXACO.

Del análisis de las roturas de las tuberías de revestimiento se ha llegado a la conclusión de que la principal causa del ataque corrosivo es electroquímico y se debe concretamente a los acuíferos de las formaciones Orteguzza y Tiyuyacu, ubicadas en un intervalo entre los 5000 y 7000 pies de profundidad. Se dice que cuanto más conductor sea el medio acuoso mayor será la corrosión metálica ya que, de acuerdo con la ley de Faraday, la cantidad de electricidad que fluye a través de una celda electrolítica es equivalente a la cantidad de corrosión metálica.

El diseño de protección tiene un radio aproximado de 2.5 Km., el mismo que abarca 8 pozos de la estación norte:

SSFD B-51, SSFD B-3, SSFD B-49, SSFD-66, SSFD B-36, SSFD B-14, SSFD-64, SSFD-63.

En este diseño utilizaremos como lecho anódico la tubería de revestimiento de un pozo abandonado, el SSFD-58, cuya causa de abandono obedece a un 100% de corte de agua (RSW).



BIPLE

CAPITULO I

PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE CORROSION

1.1 DEFINICION Y CONCEPTO DE CORROSION

Hay muchas maneras de definir corrosión. La más general es: "Deteorización de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, por la interacción del medio con el metal " (6). Es decir se cumple que:

$$\text{MATERIAL} + \text{MEDIO} = \text{PRODUCTO DE CORROSION} + \text{ENERGIA.}$$

En la naturaleza las menas son muy estables estando en la Tierra por centurias con cambios muy pequeños, pero como los metales son extraídos de las menas y para su refinación necesitan energía, entonces se destruye el equilibrio existente en la naturaleza (4).

La cantidad de energía necesaria para reducir los metales varia de acuerdo al tipo del metal. Mientras mayor es la cantidad de energía necesaria para su refinación, más susceptible es el metal a la corrosión

(4).

1.2 CAUSAS

Las reacciones de corrosión en un metal obedecen a tres grandes causas, las que analizaremos a continuación.

1.2.1 Corrosión electroquímica

Este tipo de corrosión consiste en la formación de "pilas o celdas" corrosivas en diversas secciones de una estructura metálica, las cuales causan un flujo de corriente que ocasionan modificaciones o alteraciones químicas en el metal.

El proceso de la corrosión electroquímica involucra siempre la existencia de los siguientes parámetros (1):

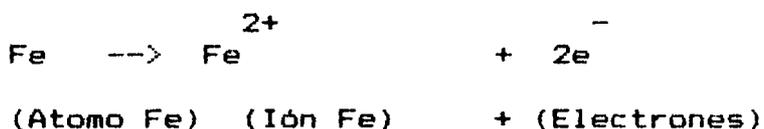
1.2.1.1 Anodo

Es la porción de la superficie del metal que se corroe. Es decir, es el punto en el cual el metal se disuelve o entra en solución.

Cuando el metal se disuelve, los átomos que lo constituyen pierden electrones y van en la solución como un ión.

Los átomos contienen igual número de protones (partículas cargadas positivamente) y electrones (partículas cargadas negativamente). La pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas y por lo tanto el ión resultante está cargado positivamente.

La reacción química para el hierro es:



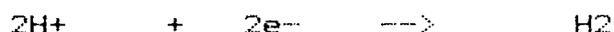
A esta pérdida de electrones se la llama oxidación.

El ión hierro va en solución, y los dos electrones son dejados atrás en el metal.

1.2.1.2 Cátodo

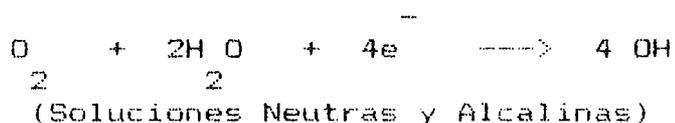
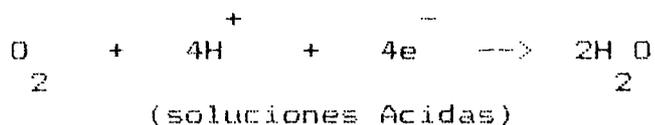
Es la porción de la superficie del metal

que no se disuelve, pero donde ocurren otras reacción(es) químicas originadas en el proceso de corrosión. Los electrones son dejados atrás por la solución de hierro en el viaje del ánodo a través del metal hacia el área de la superficie catódica, en donde son consumidos por reacción con un agente oxidante presente en el agua. Este consumo de electrones se llama reacción de oxidación.



(Iones H) (Electrones) (Gas Hidrógeno)

Si el oxígeno está presente, pueden ocurrir las siguientes reacciones :



Así, las reacciones del área anódica producen electrones y la(s) reacción(es) de las áreas catódicas consumen elec-

trones.

Esta es la característica esencial de una reacción electroquímica. Electrones son generados por una reacción química en un punto y entonces viajan a otro punto donde son usados para otra reacción.

Se sabe que el flujo de corriente eléctrica es el paso de electrones desde un punto a otro. Por convención se dice que el flujo de corriente eléctrica está en dirección opuesta al viaje del electrón. Entonces como los electrones fluyen desde el área anódica al área catódica, el flujo de corriente eléctrica está en dirección opuesta, es decir del cátodo al ánodo. Recordemos que este flujo de corriente se halla dentro del metal, razón por la que el camino metálico entre el ánodo y el cátodo es conductor de electricidad.

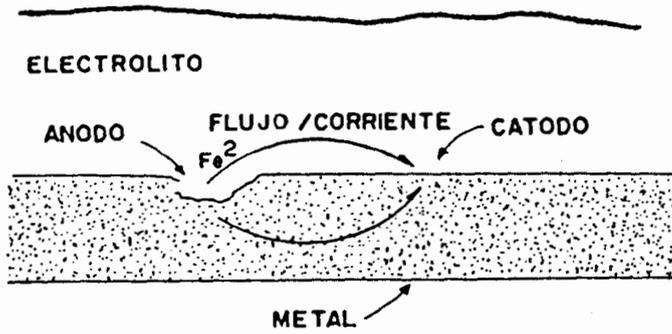
1.2.1.3 Electrolito

En lo referente al soporte de las

reacciones previamente listadas y para completar el circuito eléctrico, la superficie del metal (Ambos cátodo y ánodo) puede ser cubierta con solución eléctricamente conductiva. Dicha solución es conocida como electrolito. El agua pura es un electrolito pobre, pero la conductividad eléctrica puede incrementarse rápidamente con la adición de sales disueltas. El electrolito conduce corriente desde el ánodo al cátodo. La corriente entonces fluye atrás del ánodo a través del metal, completando el circuito. Esta combinación ánodo, cátodo y electrolito se llama celda de corrosión.

Un esquema del proceso de corrosión se muestra en la FIG. 1.

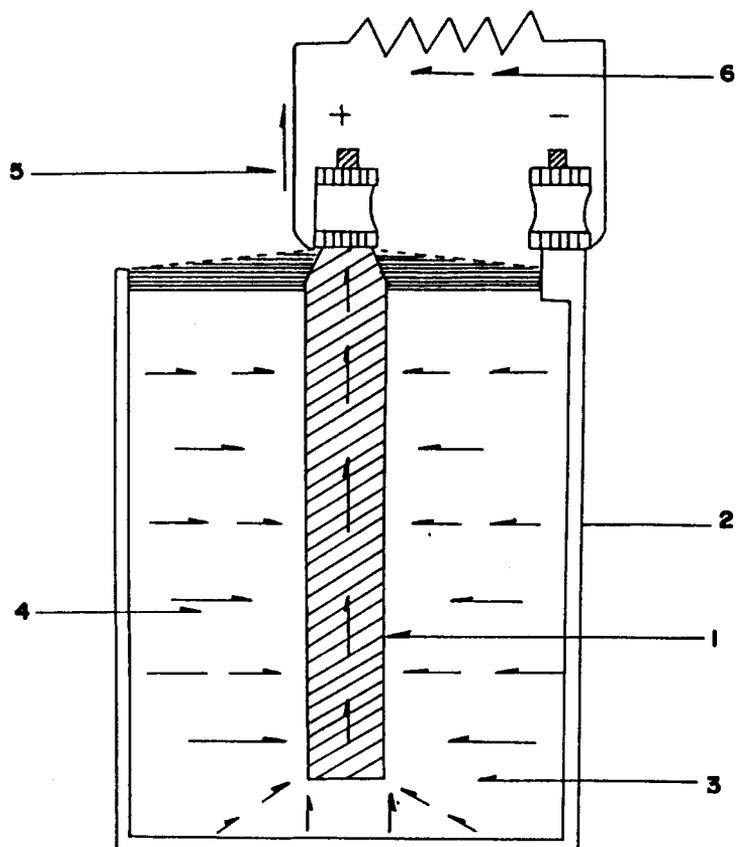
La FIG. 2 es un ejemplo de la transformación electroquímica, por la cual se produce una celda de corrosión. Uno de los métodos de protección más eficiente contra la corrosión electroquímica es la aplicación de un sistema de protección catódica.



ESQUEMA DEL PROCESO DE CORROSION .

FIG. 1

CELDA ELECTROLITICA



- (1) varilla de carbón (catodo)
- (2) envase de cinc (anodo)
- (3) electrolito
- (4) dirección del flujo de corriente a través del electrolito
- (5) dirección del flujo de corriente en el circuito exterior
- (6) flujo de electrones

FIG. 2

1.2.2 Corrosión Química

Consiste en el ataque directo de un elemento no metálico contra uno metálico (1).

Ejemplos de elementos no metálicos:

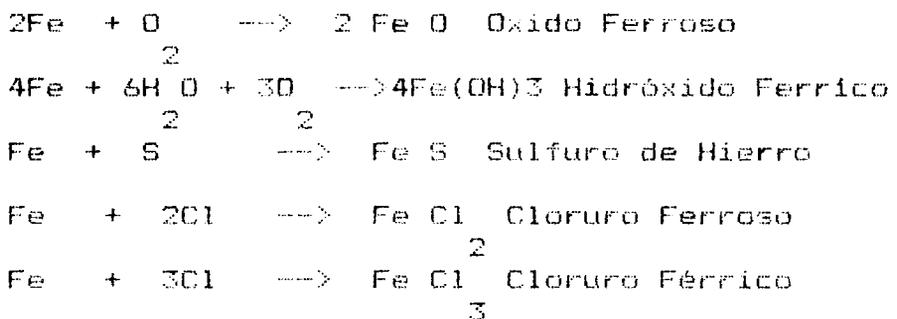
- Oxígeno (O)
- Azufre (S)
- Cloro (Cl)



Ejemplos de elementos metálicos.

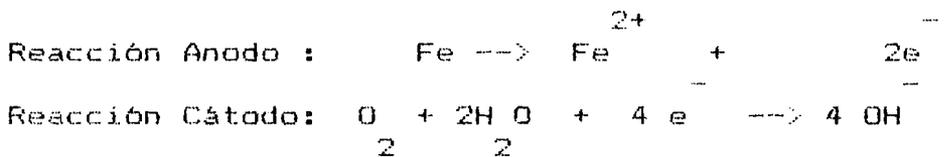
- Principalmente metales ferrosos o a base de Hierro (Fe), que constituyen la mayoría de las instalaciones de producción en los campos del Oriente.

El agua (H₂O) es uno de los enemigos de la mayoría de los metales, ya que uno de sus componentes es el oxígeno. Las reacciones que ocurren son:



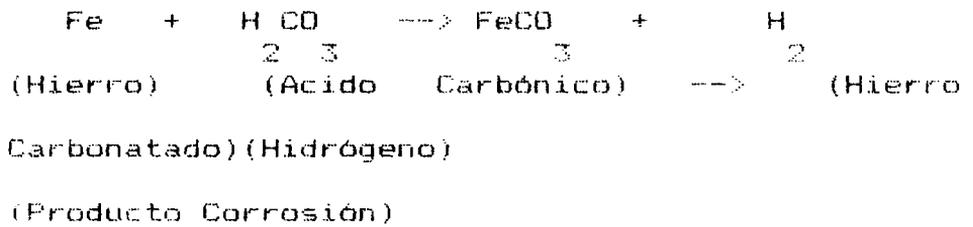
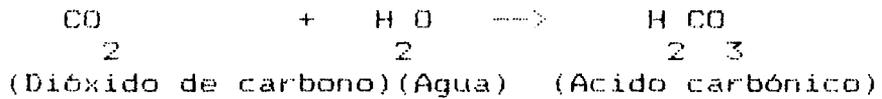
Además del ataque directo de estos elementos no metálicos, la corrosión puede ser causada por la acción de ciertas soluciones o compuestos químicos y sales oxidantes como el FeCl_3 (Cloruro Férrico), $\text{SO}_4 \text{ Cu}$ (Sulfato de Cobre); Sulfuros metálicos y gases Sulfohídricos tales como el $\text{SO}_3 \text{ H}_2$ (Sulfato de Hidrógeno), $\text{H}_2 \text{S}$ (Sulfuro de Hidrógeno), ácidos orgánicos, CO_2 (Dióxido de carbono), el ClNH_4 (Cloruro de Amonio), etc; los cuales tienen una corrosividad característica o específica.

La corrosión por Oxígeno ocurre por medio de las siguientes reacciones:



El oxígeno generalmente causa corrosión por picadura.

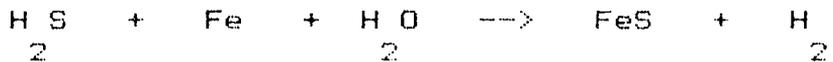
Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua se forma ácido carbónico, disminuye el pH del agua y se incrementa la corrosividad. Esta corrosión no es como la del oxígeno, pero por lo general resulta en picadura, la reacción es:



La corrosión primaria causada por la disolución del dióxido de carbono es comunmente llamada : "Corrosión Dulce".

El Sulfuro de Hidrógeno es muy soluble en agua y una vez disuelto se comporta como un ácido débil, originando generalmente picadura. Al ataque producido por H₂S se lo llama: "Corrosión Agria".

La reacción general de corrosión por H₂S puede establecerse como sigue:



Los daños producidos por la corrosión en el interior de las tuberías se debe a la acción de este fenómeno.

1.2.3 Corrosión Bacterial

La destrucción de un metal puede ser notablemente influida por diferentes colonias de micro-organismos que pueden iniciar o estimular la corrosión de un metal.

Podemos considerar que las bacterias sulfato-reductoras son los micro-organismos que más contribuyen a la corrosión, pues se caracterizan por su habilidad de utilizar los compuestos de azufre para su proceso metabólico, produciendo sulfuros.

A pesar de que estas bacterias se consideran anaeróbicas, son muy comunes en sistemas altamente aireados. La acción de las bacterias sulfato-reductoras es semejante a la de un despolarizador en el proceso de corrosión. Estas bacterias reducen los sulfatos a sulfuros y como en toda ecuación química a la reducción corresponde una oxidación, tanto los ácidos orgánicos como los hidrocarburos e hidrógeno presentes en el sistema, actuarán como materiales oxidables, cumpliéndose la siguiente reacción.



Bact. despoliar.SH + CaSO₄ → 4H₂O + Gas Bact.

El resultado de esta acción es la corrosión localizada (picadura). Se puede controlar la corrosión bacterial aireando el agua, debido a que la misma no prospera en medios oxigenados, utilizando bactericidas y mediante aplicación de protección catódica.

1.3 CLASIFICACION DE LA CORROSION

La corrosión puede ser clasificada de dos maneras:

Por el tipo de Corrosión y por el medio ambiente (6).

1.3.1 Clasificación de acuerdo al tipo

Existen las siguientes clases:

1.3.1.1 Corrosión Generalizada

Es la corrosión uniforme, es decir que la superficie del metal se corroe uniformemente en toda su extensión. Su característica es una reacción generalmente química que se realiza sobre una gran área del material. Este tipo incluye formas de corrosión tan conocidas

como la formación de herrumbre en el hierro, oxidación de los metales, el empañado de la plata, etc.

1.3.1.2 Corrosión Localizada

Esta corrosión establece su preferencia en algunos puntos discretos y puede ser subclasificada en:

a.- Por Picaduras.- Se caracteriza por la perforación en determinados puntos. Los orificios o agujeros, generalmente son causados por una celda de corrosión de acción local que produce cavidades de diámetro pequeño, comunmente distantes uno de otros, pero cuando están cercanos dan la apariencia de una superficie rugosa (9).

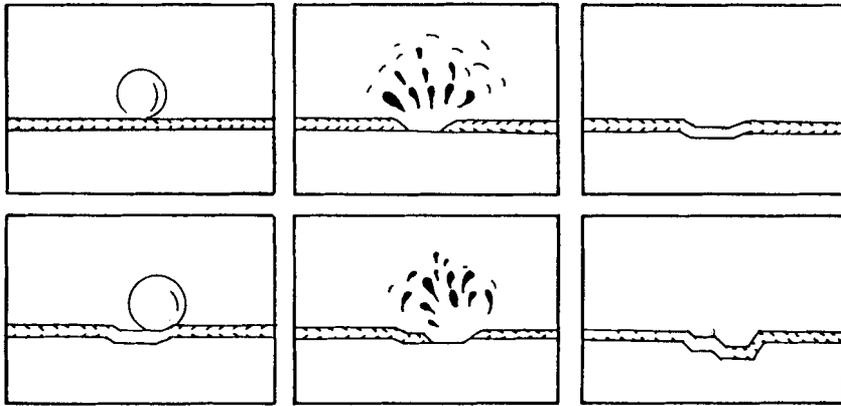
b.- Cavitación.- Se produce por la formación de burbujas de vapor de los líquidos y el impacto posterior de las mismas en la superficie dinámica de contacto metal - líquido (tal como sucede en las hélices de los barcos, impulsadores o rotores en las bombas,

cañerías con altas velocidades de líquidos etc.), lo que causa una serie de picaduras generalmente de pequeño diámetro en la cara del material expuesto.

La cavitación es acelerada debido a que las burbujas de vapor cuando se colapsan destruyen la capa protectora del metal (ver FIG. 3).

c.- Fricción o Roce.- Se produce por un movimiento relativamente pequeño (como el que produce la vibración) de dos materiales en contacto, de los cuales uno o ambos son metales y origina por lo general la formación de una serie de picaduras en la cara de contacto del metal. Desplazamientos tan pequeños como 10 a la -8 cm., producen daños por fricción, si son repetidos (9).

d.- Hendiduras.- Frecuentemente se produce intensa corrosión localizada dentro de fisuras y otras áreas cubiertas de superficies metálicas expuestas a ambientes corrosivos.



REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS DIFERENTES ETAPAS
DE CAVITACION (R.W. Henke)

FIG. 3

Este tipo de ataque generalmente se encuentra asociado a pequeños volúmenes de solución estancada en huecos, empaques, uniones, depósitos superficiales y algunas fisuras debajo de cabezas de pernos y remaches. Ejemplos de depósitos que pueden producir este tipo de corrosión son: arena, polvo, productos de corrosión y otros sólidos, que cubren ciertas áreas y crean condiciones de estancamiento de la solución en la zona cubierta.

Este tipo de corrosión también se puede presentar en las superficies metálicas en contacto con superficies no metálicas como son: los empaques, maderas, plásticos, cauchos, concreto, asbestos, etc.

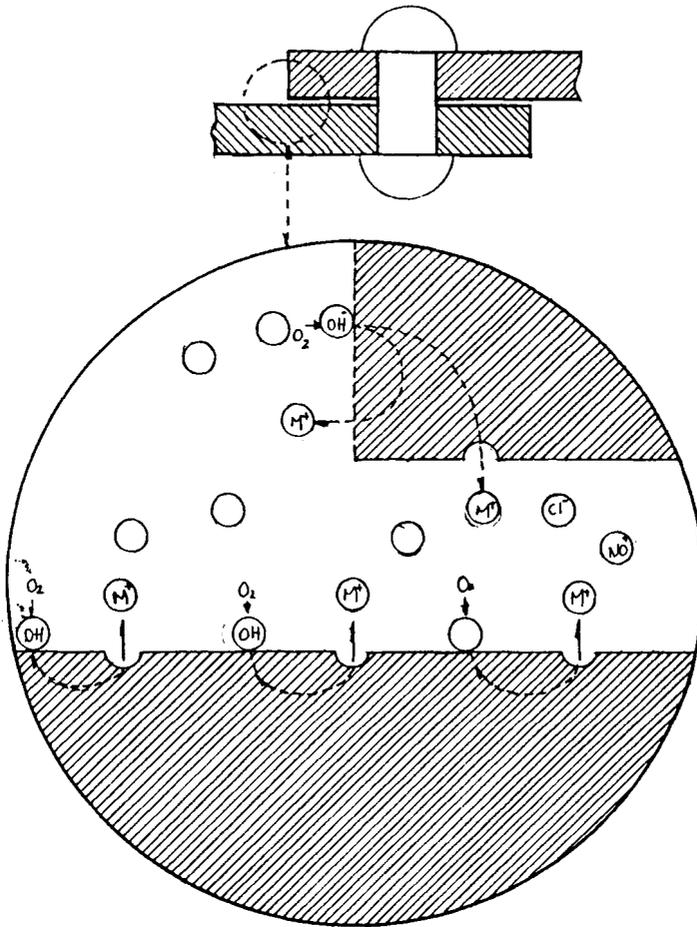
Para que una fisura actúe como sitio de corrosión debe tener la suficiente abertura para permitir la entrada del líquido, pero al mismo tiempo debe ser lo suficientemente estrecha para mantener el líquido estancado adentro. Por ello este tipo de corrosión solamente

se produce en fisuras de algunas milésimas de abertura por 2 o 3 mm de largo (9). (ver FIG. 4).

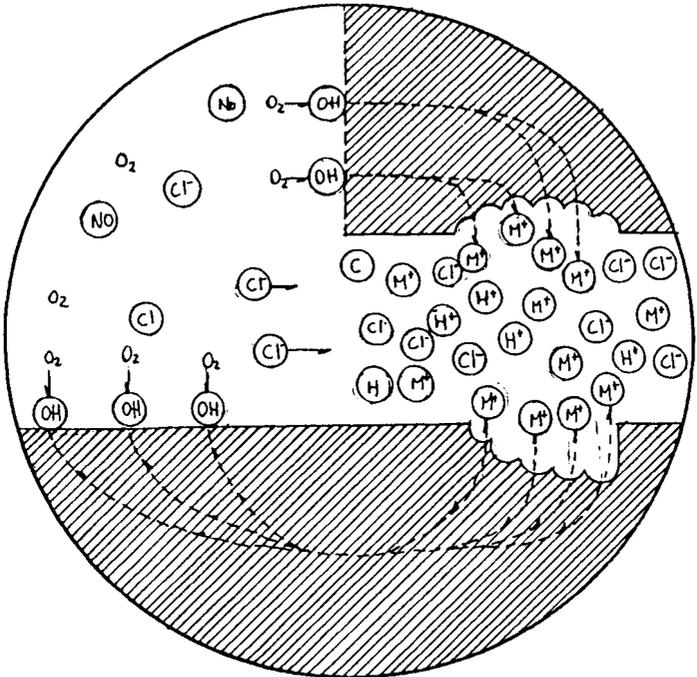
e.- Descincado y Corrosión Selectiva .-

El descincado es un tipo de ataque que ocurre generalmente en ciertas aleaciones (preferentemente en las de zinc), corroyéndose uno de los metales en forma laminar dejando un residuo poroso de cobre y el producto final de corrosión. Por ejemplo, cuando se corroe el latón amarillo (aleación ZINC-COBRE), preferentemente se corroe el zinc dejando un residuo poroso de cobre y el producto final de corrosión.

La corrosión selectiva es similar al descincado en que uno o más componentes reactivos de la aleación se corroen preferentemente, dejando un residuo poroso que puede conservar la forma primitiva de la aleación. Este tipo de corrosión por lo general se haya limitada las aleaciones de los metales nobles como Au-Cu y Au-Ag y se emplea, gene-



CORROSION EN FISURAS (ETAPA INICIAL)



CORROSION EN FISURAS (ETAPA FINAL)

FIG. 4

ralmente para refinar oro.

f.- Corrosión por Socavados.- Este tipo de corrosión se produce entre superficies apareadas de conjuntos metálicos y usualmente toma la forma de picaduras o manchas grabadas. Ambas superficies pueden ser del mismo metal o de metales disimiles o una de las superficies puede ser un no metal. También pueden producirse debajo de incrustaciones o debajo de arandelas y juntas flojas que no pueden evitar la entrada de líquido entre ellos y la superficie metálica.

La grieta puede proseguir hacia adentro desde una superficie expuesta al aire o puede existir en una estructura sumergida (9).

La corrosión de este tipo se produce más sobre magnesio, aceros inoxidables y titanio.

g.- Corrosión Bajo Tensión.- Se produce cuando un material sufre ruptura bajo la

acción conjugada corrosión-tensión. Un ejemplo típico es el de fatiga (9).

Este tipo de corrosión se refiere al fisuramiento del material causado por la simultánea presencia de esfuerzos de tensión y de un medio corrosivo específico.

El esfuerzo necesario para producir corrosión bajo esfuerzos debe ser de tensión y de una magnitud, suficientes y originarse debido a esfuerzos aplicados, residuales, térmicos o de soldadura.

Casi todos los metales estructurales, por ejemplo Aceros al carbono y de baja aleación como latón, aceros inoxidables, magnesio, aleaciones de níquel y otros, están sujetos al agrietamiento por corrosión bajo tensiones en alguno de los medios corrosivos existentes.

h.- Corrosión por Corrientes Parásitas.-

Este tipo de corrosión es producida por corrientes eléctricas errantes o

vagabundas, procedente de fugas de otros sistemas tales como de los tranvías o ferrocarriles eléctricos, de sistemas de protección catódica próximos, etc., los cuales recorren circuitos que comprenden parte el metal y parte el medio. Tales corrosiones siempre tienen lugar en aquellos puntos donde la corriente interferente abandona el metal para entrar en la Tierra, como retorno a la fuente de origen (1).

i.- Corrosión Intergranular.- Es un tipo de ataque localizado que ocurre entre las capas de los granos de un metal y que produce pérdida de la resistencia mecánica y de la ductibilidad del material (9).

El ataque generalmente ocurre en los espacios que limitan los granos de un metal o en una zona adyacente que ha perdido un elemento necesario para tener una resistencia adecuada a la corrosión y son causados preferencialmente por un agente de corrosión, el mismo que actúa inicialmente sobre la

superficie y continua como una celda de acción local por las diferencias en concentración entre los granos propiamente dichos.

La susceptibilidad al ataque intergranular es usualmente un subproducto de tratamientos térmicos (ejemplo; soldaduras, relevado de esfuerzos, etc.) y se puede corregir con otro tratamiento térmico o mediante el uso de aleaciones modificadas.

j.- Corrosión Galvánica .- Se forma una celda galvánica cuando dos metales diferentes al ponerse en contacto en un electrolito (suelo) producen un flujo de corriente, corroyéndose el metal de menor posición en la serie galvánica (ver TABLA I) (1).

Un caso similar a la relacionada con la corrosión entre metales distintos, es el de una tubería nueva de acero interconectada con una tubería vieja del mismo metal. En esta situación se corroe

TABLA I
SERIE GALVANICA (ELECTROQUIMICA) DE LOS METALES

IONES	POTENCIAL VOLT.
Li +	-3.022
Rb +	-2.924
K +	-2.925
Na +	-2.715
Mg++	-1.866
AL+++	-1.67
Zn++	-0.762
Cr++	-0.71
Fe++	-0.441
Cd++	-0.397
Tl +	-0.336
Co++	-0.29
Ni++	-0.22
Sn++	-0.136
Pb.++	-0.129
H +	±0.00
Bi+++	+0.226
Cu++	+0.344
Te++++	+0.558
Hg++	+0.798
Ag +	+0.799
Pt++	+1.2
Au+++	+1.42

Referencia

Estos potenciales son medidos con respecto al electrodo de hidrógeno Normal

TABLA II
ANALISIS DE LAS FALLAS DE LOS EMBOLOS
(PORCENTAJE)

CAUSA	CUERPO	PIN	ACOPLAMIENTO
CORROSION	60	15	50
MECANICA	40	85	50

la tubería de material más nuevo.

La corrosión galvánica puede ser controlada por el uso debido de dispositivos aislantes, recubrimientos y por protección catódica.

Como se puede apreciar existen algunos tipos de corrosión basados en la apariencia física de las partes corroídas. Algunos de estos tipos son únicos pero la mayoría están interrelacionados.

1.3.2 Clasificación de acuerdo al medio ambiente (6)

Existen las siguientes clases:

1.3.2.1 Gaseoso

Quando el medio está constituido por gases o el aire atmosférico, que es el ejemplo típico.

El aire atmosférico puede ser subclasificado en:

POLUIDO: Es el compuesto por el oxígeno, nitrógeno, vapor de agua y gas carbónico (Componentes naturales) y que contiene

otros gases o sustancias.

Conforme a su contenido podemos subdividirlo en:

- Industrial: Que contiene SO_2 , NO_2 , H_2S y otros productos químicos.
- Marino: Que contiene cloruros.
- Urbanos: Que contiene SO_2 , CO_2 , CO , y NO_2 en concentraciones bajas.
- Tropical: Que posee una alta unidad relativa de aire a temperatura elevada.
- Combinaciones de los anteriores.

NO POLUIDO O RURAL

Es aquél que contiene los componentes normales del aire y eventualmente polvo (Sólidos (SiO_2) en suspensión).

1.3.2.2 Sólido

Esta representado particularmente por los suelos. Se subdivide en:

- ARENOSA.
- ARCILLOSA.
- OTRAS.

1.3.2.3 Líquido

Tiene las siguientes subdivisiones:

NATURAL: Representada por las aguas y que se subdivide en:

- Dulce: Representada por los ríos y lagos.
- Salada: Representada por los mares y océanos.
- Otras: Representadas por los productos químicos tales como: alcohol, ácidos, éteres, esterres, etc.

CAPITULO II

LA CORROSION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La ocurrencia de corrosión en la producción de un campo petrolero es un proceso continuo que nunca termina (5).

Muchos campos son designados "NO CORROSIVOS" al comienzo de su historia, pero con el paso del tiempo los problemas de operación y fallas debido a la corrosión aumentan y se hacen necesarias medidas de control de corrosión.

Métodos modernos de medición de las tasas de corrosión muestran que estos valores pueden variar en horas, días o semanas. Algunos de los factores que pueden originar cambios en las tasas de corrosión son: fuga de aire, incremento de la producción de agua, incremento del contenido de gas ácido (como el H_2S), actividad bacterial, operaciones de recuperación secundaria y variaciones en la presión (5).

La corrosión puede ocurrir en cualquier parte del sistema de producción, desde el fondo del pozo hasta los equipos utilizados en el proceso para la venta de petróleo y gas

(ver FIG. 5).

La ocurrencia de corrosión en los equipos de un campo petrolero puede ser dividida, de forma general, en dos grandes categorías:

Corrosión en equipos bajo superficie y corrosión en equipos sobre superficie.

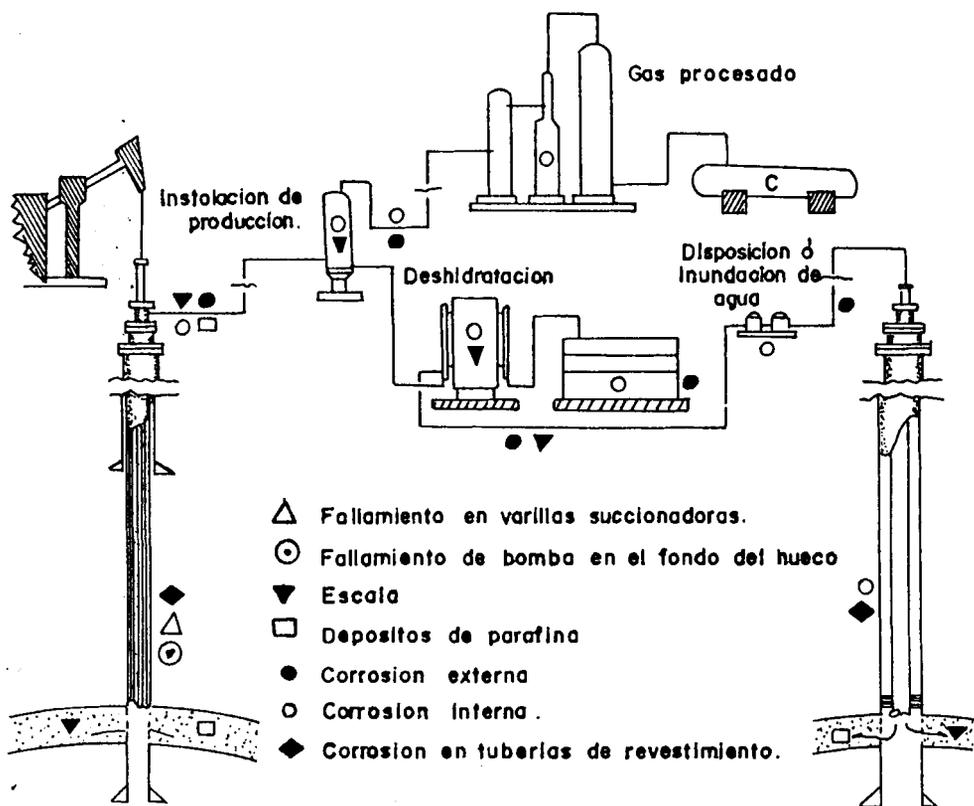
2.1 CORROSION EN EQUIPOS BAJO SUPERFICIE

Analizaremos las siguientes situaciones:

2.1.1 Pozos con sistema de bombeo

La completación de un pozo de este tipo es una de las primeras consideraciones que se debe tomar en cuenta en el diseño de un programa de control anticorrosivo en equipos bajo superficie.

Los émbolos succionadores fallan frecuentemente en todos los tipos de bombeo de pozos. Sin embargo los problemas que se presentan al final del émbolo y en el cuerpo del juego de varillas han sido drásticamente reducidos por el uso correcto de inhibidores de corrosión,

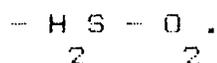


TIPOS Y UBICACION DE PROBLEMAS EN LA PRODUCCION DE PETROLEO.

FIG.5

seleccionamiento apropiado del material de los equipos y el mejoramiento en las prácticas de bombeo.

Los ataques de corrosión en el juego de varillas ser causado por: Agua Salada, dióxido de carbono, Oxígeno, Sulfuro de Hidrógeno, ácidos, por electrólisis o por efectos combinados de CO_2



Un análisis de las fallas en los émbolos por porcentaje se presenta en la TABLA II (9).

Los daños de la tubería de producción en pozos con sistema de bombeo se presentan en forma de picaduras, desgaste o combinación de las dos.

Las bombas pueden ser capaces de resistir la corrosión natural del fluido producido y al mismo tiempo capaces de bombear abrasivos, tales como la arena, sin experimentar falla.

La FIG. 6A ilustra un pozo típico de bajo volumen cuya bomba está apagada, es decir los líquidos no están presentes en el espacio anular tubería de producción - tubería de

revestimiento.

Estos pozos tienen mayor tendencia a que se presenten fallas en las varillas y tubería de producción, como resultado del desgaste.

Las bombas en el fondo del hueco operan a temperaturas altas, como resultado de la carencia de fluido refrigerante.

Problemas severos de escala son comunes en las bombas utilizadas. En este tipo de pozo también existe mayor posibilidad a la contaminación por oxígeno que en otro pozo que produce por diferente bombeo.

La FIG. 6B muestra un pozo con alto nivel de fluido sobre la bomba, lo que facilita el suministro continuo de fluido inhibidor a la bomba. Pozos de bombeo con elevado volumen de fluido tienen con frecuencia altos esfuerzos y las fallas son más probables.

La corrosión por fatiga puede ocurrir en el tope del hueco a menos que el diseño del émbolo este provisto de una sarta ahusada.

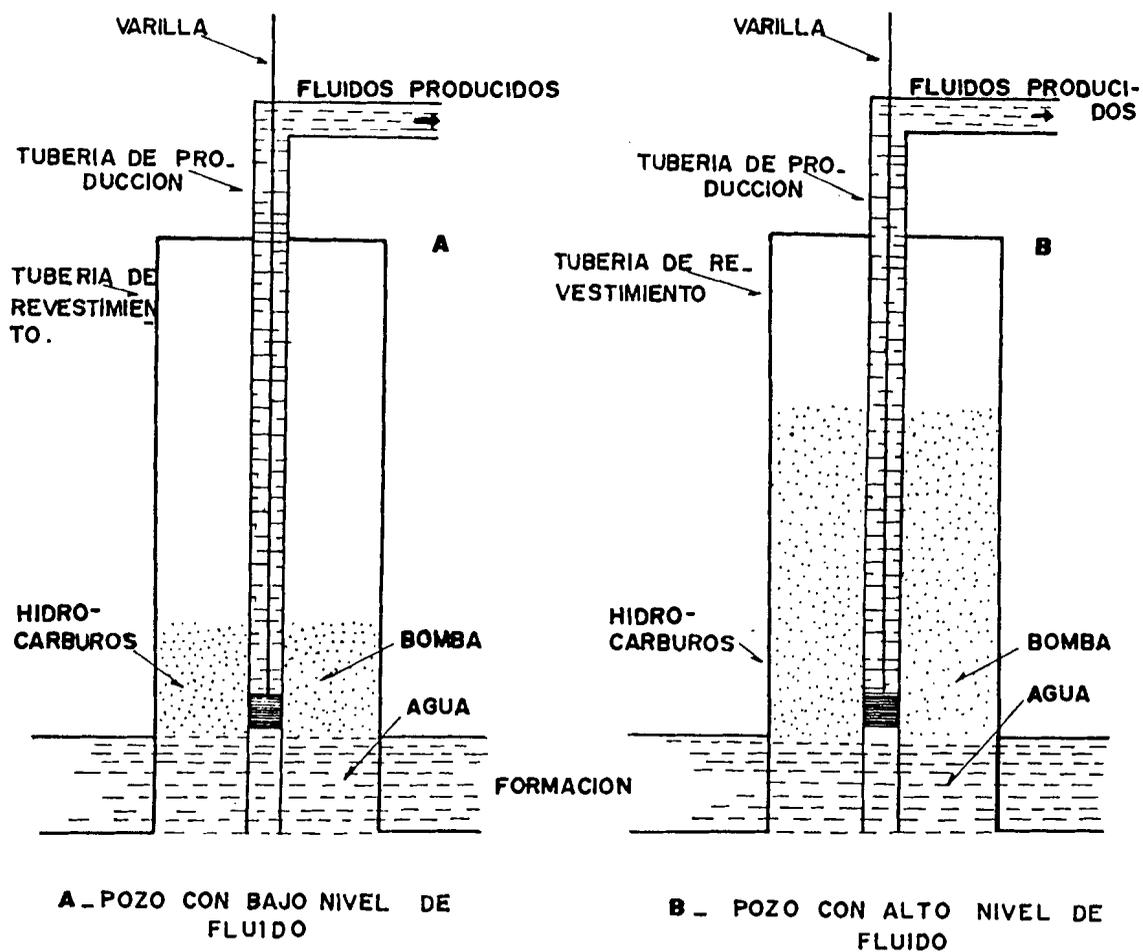


FIG. 6

2.1.2 Pozos que producen por gas-lift

Probablemente el problema más grave de corrosión dulce (causado por la disolución del dióxido de carbón) en pozos de petróleo se encuentra en los pozos que producen por gas-lift, los cuales generalmente son profundos con altas presiones en el fondo del hueco, teniendo una alta presión parcial de dióxido de carbono y generalmente una alta producción de agua. Estos problemas son frecuentemente acelerados por la inyección de gas-lift, cuando el gas utilizado va acompañado de pequeñas cantidades de oxígeno.

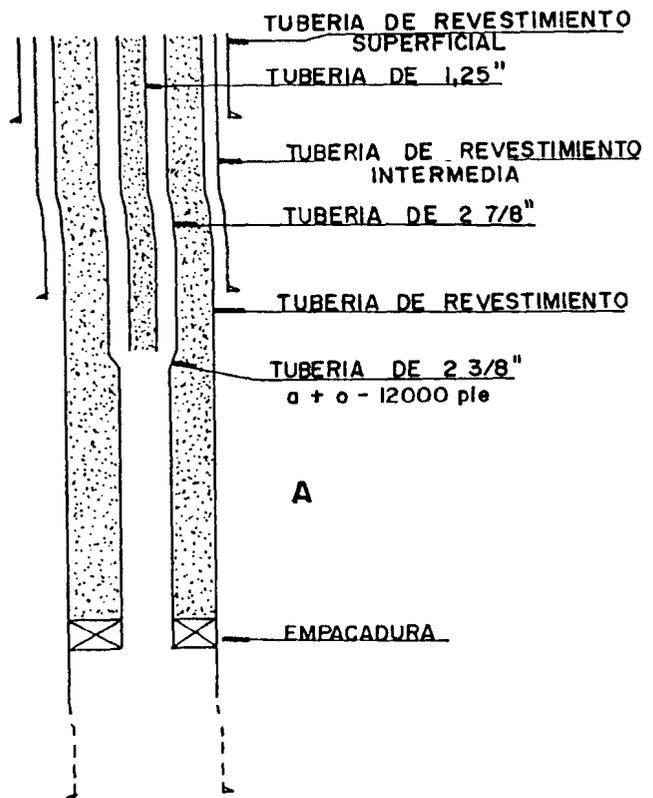
El problema del gas-lift es doblemente dañino debido a las dificultades de realizar tratamientos químicos a través del anular y por debajo de las válvulas de gas-lift, a menos que sean utilizadas técnicas como el forzamiento (Squeeze) o desplazamiento por la tubería de producción.

2.1.3 Pozos que producen por flujo natural

La corrosión dulce en pozos de petróleo y de gas condensado, puede tener lugar en forma de picaduras profundas.

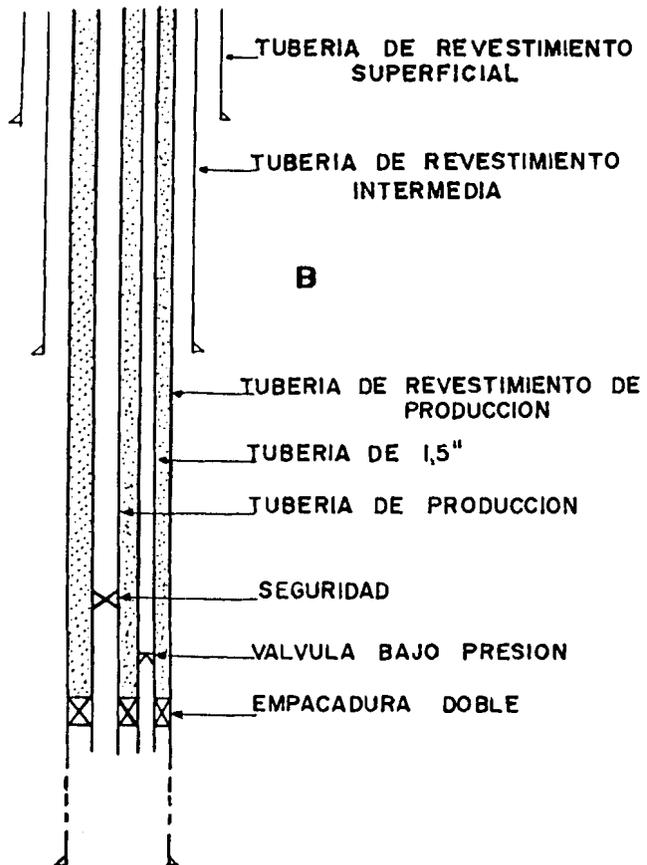
En pozos sin empacaduras el anular puede ser usado como conducto del inhibidor hasta el fondo, donde pueda entrar a la sarta de producción y proteger así la tubería. Los pozos con empacaduras tienen su sarta de tubería de producción interior protegidas con recubrimientos plásticos cocidos y/o inhibidores. Este tipo de completación de pozo es normalmente inhibido por carga (batch), desplazamiento de la tubería de producción o por técnicas de forzamiento (Squeeze).

La necesidad de proteger pozos de gas con altas presiones requieren de técnicas de completación que consideren otros tipos de tratamiento, ya que pozos de esta clase son extremadamente corrosivos. Un método de completación es mostrado en la FIG. 7. El diámetro pequeño "macarroni" o sarta de matado es corrida dentro de la sarta de producción para permitir la circulación de fluido. El primer propósito de esta sarta de matado es la de llenar el pozo con fluido de alta densidad para controlarlo, labor que se puede realizar sin riesgo por medio de operaciones de reacondicionamiento si la sarta de matado no se extiende hasta el fondo de la tubería de producción.



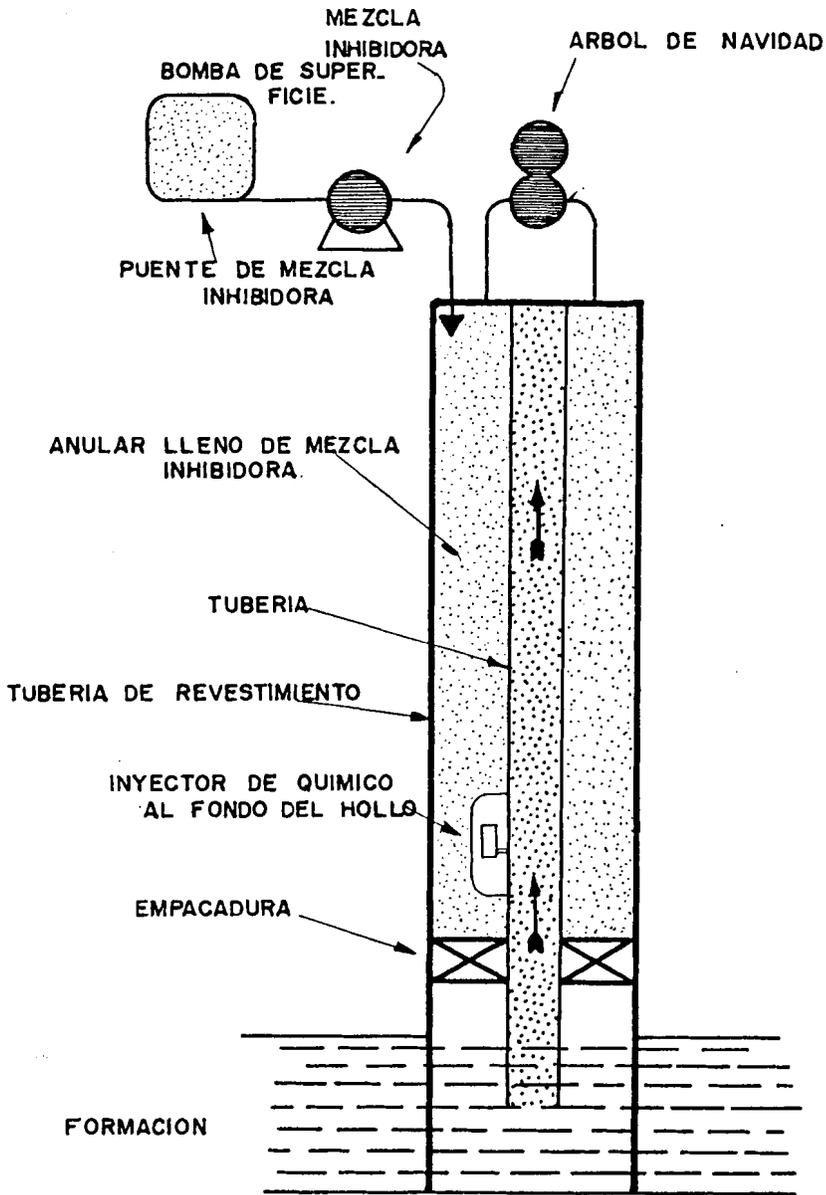
COMPLETACION DE UN POZO CON UNA ALTA PRESION DE GAS

FIG. 7



COMPLETACION DE UN POZO CON UNA SARTA EN PARALELA

FIG. 8



COMPLETACION DE POZO CON INYECTOR DE QUIMICO
EN EL FONDO DEL HOLLAS.

FIG. 9

huelco estos equipos son hechos con mucho cuidado y seleccionados con materiales resistentes a la corrosión.

Sin embargo, a varias profundidades en pozos de gas de alta temperatura, existen condiciones de operación que reducen los límites de rendimiento de los materiales resistentes a la corrosión tales como: recubrimiento y empaaduras de cierre en el fondo.

2.1.4 Corrosión en tuberías de revestimiento

La mayor corrosión que tiene lugar en las tuberías de revestimiento es externa y es el resultado de una diferencia de potencial inherente con la superficie de la tubería de revestimiento. Las diferentes resistividades del suelo de los estratos del subsuelo dan como resultado áreas donde las corrientes pueden viajar por la superficie de la tubería de revestimiento originando una picadura crítica.

El ataque de corrosión externa en la tubería de revestimiento puede ser controlado por una aplicación apropiada de protección catódica.

Estos problemas y su solución serán discutidos posteriormente con mayor detalle. Procedimientos adecuados de cementación cuando se completa el pozo, también pueden proteger en gran medida contra la corrosión externa de la tubería de revestimiento.

El uso apropiado de inhibidores ayuda a prevenir la corrosión interna de la tubería de revestimiento.

Cuando los pozos son completados con la tubería de producción sobre una empacadura, deben tomarse medidas de control de corrosión por la actividad bacteriana presente en el pozo. En muchos casos esto va acompañado de un levantamiento del pH del fluido a 10 (Diez) y añadiendo un bioácido.

2.2 CORROSION EN EQUIPOS SOBRE SUPERFICIE

2.2.1 Cabezales de pozo

Los cabezales que trabajan con una alta presión en pozos de gas, pueden ser severamente corroídos y/o erosionados.

Los cabezales de pozos productores con un alto porcentaje molar de gases ácidos generalmente están sujetos al mismo ataque corrosivo experimentado por los equipos de subsuelo, bajo las mismas condiciones.

Frecuentemente este tipo de ataque puede ser disminuido con la selección de materiales apropiados y completado con diseño de programas agresivos de tratamientos.

2.2.2 Líneas de flujo

Las líneas de Flujo están ubicadas en un rango que van desde tuberías nuevas a tuberías desgastadas. Están sujetas a los mismos agentes corrosivos y modos de ataque como los tubos bajo superficie esto es: acumulación de depósitos y picaduras. Los depósitos pueden ser removidos por "chanchos" mecánicos o poliuretano.

Los diseños de las líneas de flujo con respecto al tamaño y velocidades es extremadamente importante. La corrosión interna puede ser controlada por recubrimiento o inhibidores. La corrosión externa por protección catódica y recubrimiento.

2.2.3 Equipos de procesamiento

Los separadores gas-aceite generalmente no presentan problemas de corrosión graves, sin embargo la escala puede ser muy dañina ya que la corrosión tipo picadura acompañan a la deposición de escala. Esto se produce particularmente corriente abajo de reguladores y equipos de deshidratación.

2.2.4 Equipos de procesamiento de gas

Estos equipos están sujetos a una corrosión que resulta de la presencia de trazos de oxígeno y/o otros gases ácidos en las corrientes de gas. El ataque corrosivo puede ocurrir donde la humedad es condensada por el flujo de hidrocarburos.

2.2.5 Tratadores de calor

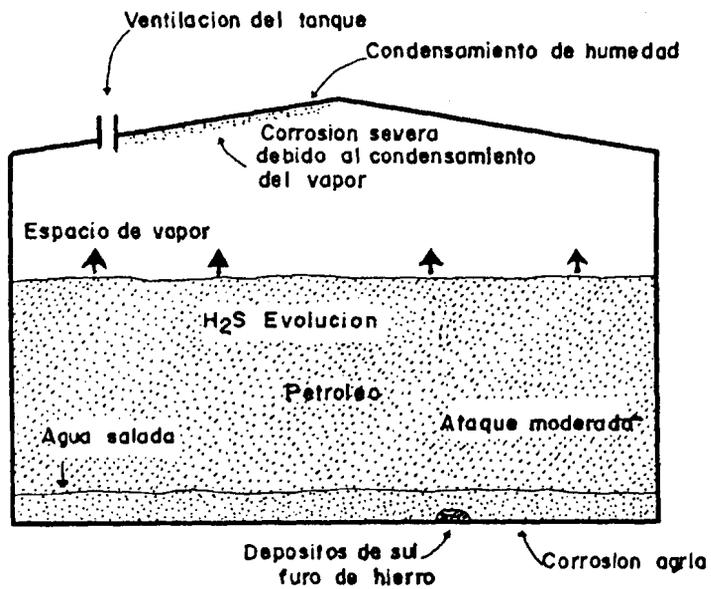
Los tratadores de calor usados para la deshidratación de crudos de aceite están sujetos a la depositación de escalas y corrosión. Las elevadas temperaturas en el tratador de calor tiende a incrementar la corrosión y la tendencia al escalamiento. La sección de agua en el tratador

y recipientes similares son generalmente protegidos internamente por recubrimientos o protección catódica.

2.2.6 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento están sujetos a corrosión particularmente en el lado de abajo del techo donde las gotas de gas ácido y/o el oxígeno esta presente. Un segundo tipo de corrosión tiene lugar en el fondo del tanque de almacenamiento. La corrosión tiene lugar cuando gotas pesadas de escala golpean el lado de abajo del tanque.

La FIG. 10 ilustra los tipos de ataques corrosivos a los que pueden estar expuestos los tanques de almacenamiento (5).



TIPOS DE ALGUNOS CORROSIVOS A LOS QUE ESTAN EXPUESTOS LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

FIG. 10

CAPITULO III

CORROSION EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Tanto el interior como el exterior de la tubería de revestimiento pueden ser atacados por la corrosión, situación que se reconoce por la presencia de picaduras o huecos en la tubería (7).

3.1 CORROSION INTERNA

3.1.1 Factores que la originan

El desgaste en el interior de la tubería de revestimiento generalmente es causado por la producción de fluidos corrosivos desde el pozo, pero se puede incrementar por efectos abrasivos en la tubería de revestimiento y en equipos de bombeo en la tubería de producción y por las altas velocidades de los fluidos como los encontrados en los mismos pozos de gas-lift.

La corrosión interna también puede ser originada

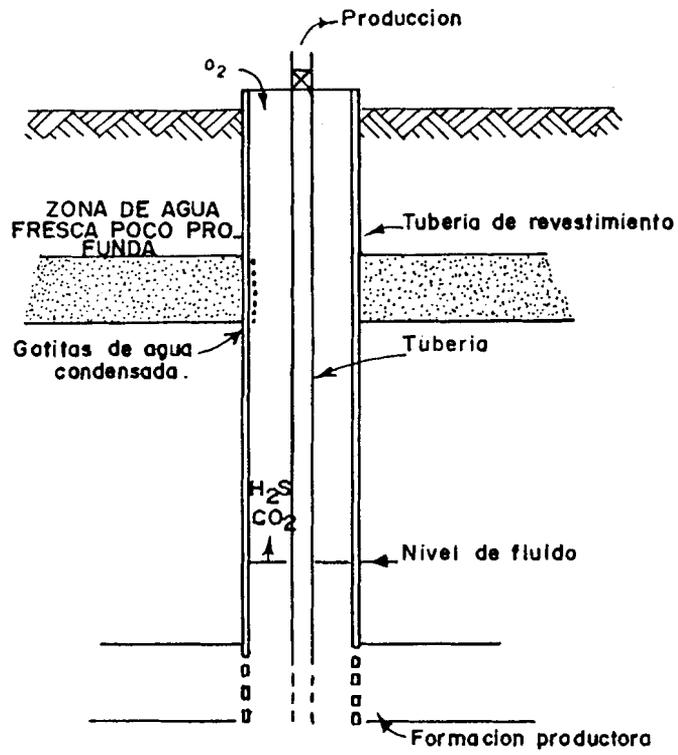
por corrientes eléctricas errantes (electrólisis) o por la no similitud de los metales puestos en contacto (corrosión galvánica - bimetálica).

La FIG. 11 ilustra las condiciones bajo las cuales podría ocurrir la corrosión interna en las tuberías de revestimiento.

3.1.2 Formas de detección

Si encontramos un porcentaje de dióxido de carbono (CO_2) de aproximadamente 20% y tomando en cuenta la presión de operación en la cabeza del pozo por sobre 1300 (lbs/pulg²) para pozos de gas-lift, entonces se puede presumir que la presión parcial de CO_2 sería la suficientemente alta como para producir corrosión interna.

La técnica para detectar corrosión es la de monitoreo, disponiéndose de varias herramientas para medir tuberías de revestimiento la pérdida de metal y determinar la corrosión interna. A continuación describimos el tipo más usado:



CORROSION INTERNA DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

FIG. 11

3.1.2.1 Perfil de calibración

Las herramientas para la inspección del calibre del hueco se ha utilizado por muchos años. Las reducciones del diámetro interno de la tubería de revestimiento indican corrosión general o ataque por picaduras.

Probablemente el método más común de detección y monitoreo de la corrosión interna y su control ha sido la exposición a prueba de una pieza modelo de un material, colocado en el lugar de ambiente corrosivo para luego ser analizado.

Esta tentativa incluye cupones, pruebas de boquillas, bobinas y dispositivos especiales usando pruebas de corrosión.

3.1.2.2 Cupones

En producción de hidrocarburos es común instalar cupones para la evaluación de sistemas de corrosión.

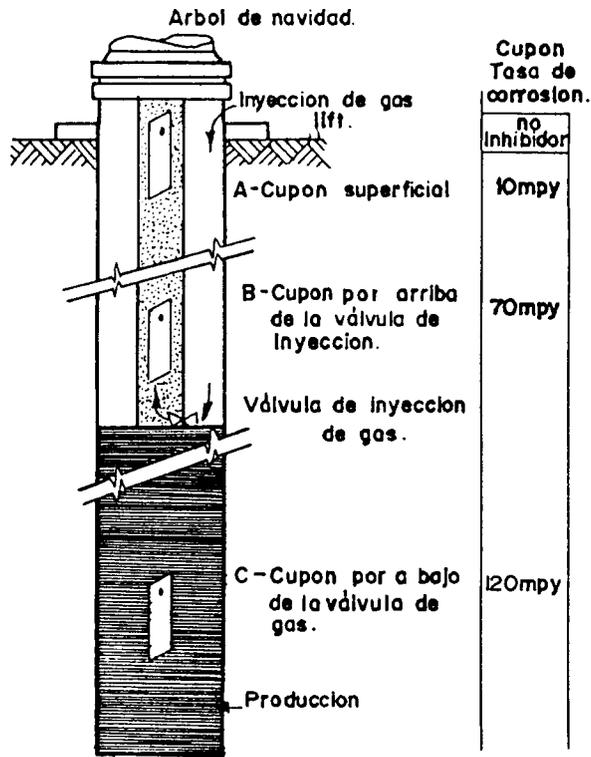
Un cupón es una pieza pequeña de metal

que es insertada en el sistema y que admite la corrosión. Estos cupones son cuidadosamente limpiados y pesados, antes y después de ser expuestos a la corrosión. De la pérdida de peso del cupón se puede determinar la tasa de corrosión.

Localización: La localización del cupón en el sistema tiene grandes efectos en los resultados debido a que la corrosión no siempre tiene lugar uniformemente a través del sistema.

La FIG. 12 muestra variaciones en datos obtenidos con cupones instalados a varias profundidades en un pozo por gas-lift.

El cupón en el cabezal del pozo indica una tasa baja de corrosión y al mismo tiempo el cupón localizado en la parte de abajo de la válvula de gas-lift, indica serios problemas de corrosión.



INSTALACION DEL CUPON EN POZOS QUE PRODUCEN POR GAS - LIFT.

FIG.12

3.1.3 Métodos utilizados para controlar el problema

Quando se conoce que existe corrosión podemos utilizar las siguientes prácticas para controlar la situación (3):

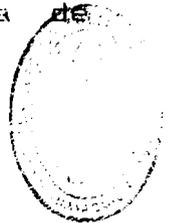
3.1.3.1 En pozos fluyentes

Empacamiento en el anular con agua fresca o lodos alcalinos con baja salinidad (Es preferible en algunos pozos fluyentes la dependencia de inhibidores para proteger el interior de la tubería de revestimiento).

3.1.3.2 En pozos de bombeo

En este tipo de pozo se debe evitar la producción por el espacio anular.

Como práctica los pozos de bombeo deben ser completados lo más cerca del fondo del pozo, sin considerar la posición de la bomba, para reducir el daño en la tubería de revestimiento por fluidos corrosivos.



BIBLIOTECA

3.1.3.3 Uso de inhibidores

Protege el interior de la tubería de revestimiento contra la corrosión.

3.2 CORROSION EXTERNA

3.2.1 Factores que la originan

La corrosión en el exterior de la tubería de revestimiento puede ser causada por fluidos corrosivos de la formación en contacto con la tubería de revestimiento o por corrientes eléctricas errantes que fluyen fuera de la tubería de revestimiento, en las cercanías de los fluidos de formación.

Una corrosión grave también puede ser originada por la presencia de bacterias sulfato-reductoras.

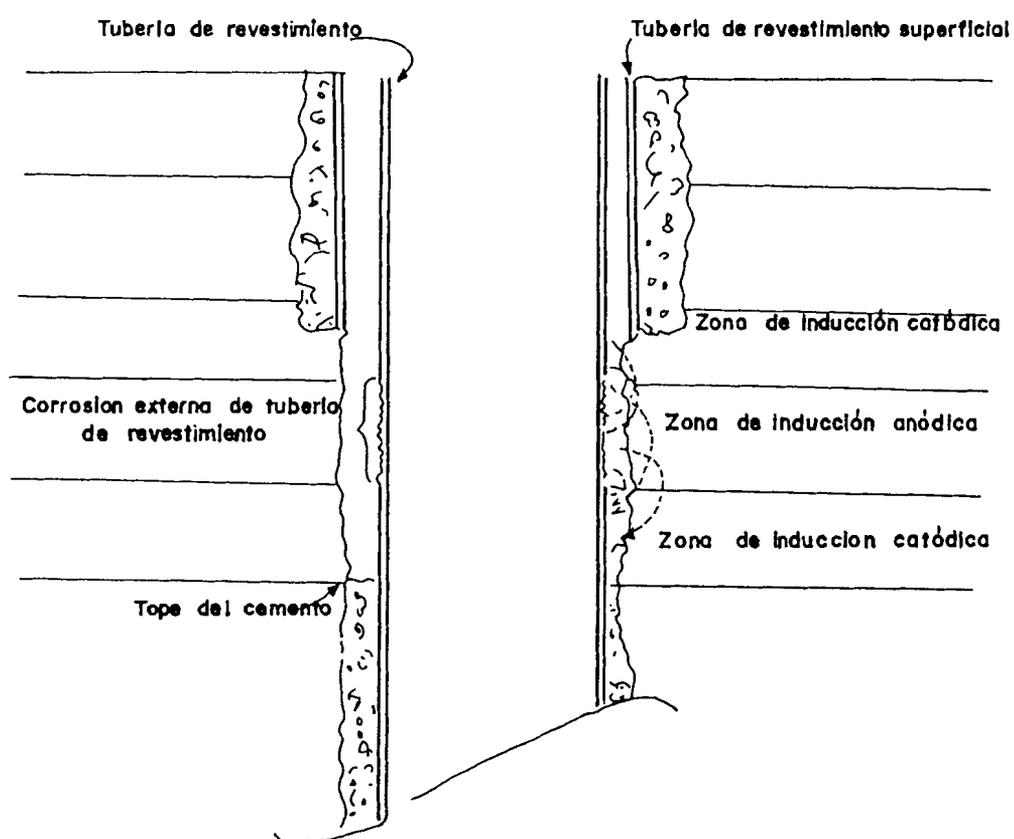
Una diferencia de potencial (Voltaje) es necesaria para el flujo de corriente en cualquier circuito. Esta diferencia de potencial puede ser causada por una reacción electroquímica cuando la corriente fluye del área anódica de la estructura hacia el área catódica (corrosión).

El punto donde el flujo de la corriente regresa a la estructura es el área catódica, que se protege a expensas del área anódica.

En la perforación y completación de pozos, la tubería de revestimiento asentada, atraviesa formaciones con composiciones variadas (Arena, arcilla, caliza, etc). Los fluidos de cada una de estas zonas, especialmente el agua, tienen rangos de composición diferente: desde agua fresca hasta agua saturada de sal. La conductividad eléctrica y el potencial estático de la zona se basan sobre estas características, razón por la que en algunos campos existen intervalos de corrosión de moderada a severa "detrás de la tubería de revestimiento".

Estos intervalos problemáticos se pueden identificar y la severidad de la corrosión de una zona específica puede ser pronosticada.

La FIG. 13 muestra como una zona "corrosiva" puede estar encerrada entre dos zonas más nobles (protegidas). La corrosión ocurre cuando la corriente deja la tubería de revestimiento, regresa al área catódica siendo la tubería de revestimiento la que proporciona el medio de retorno al área anódica para completar el cir



DIFERENCIA DE POTENCIAL ELECTRICO EN ZONAS CAU-
SADA POR LA CORROSION EXTERNA DE
LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO .

FIG. 13

cuito (7).

3.2.2 Formas de detección

Ninguna herramienta ha sido diseñada para determinar la condición externa de la tubería de revestimiento de un pozo. Sin embargo el detectar una disminución en la concentración de ppm Cl⁻ y un aumento en el porcentaje del corte de agua (BSW) son los primeros indicios para identificar una posible rotura de la tubería de revestimiento, razón por la que todos los pozos con salinidades bajo 22000 ppm Cl deben ser observados cuidadosamente y se convierten en candidatos a reacondicionamiento con el fin de realizar el chequeo del diámetro interior de la tubería.

3.2.3 Métodos utilizados para controlar el problema

Cuando se sabe que existe corrosión externa o se conoce que corrientes eléctricas errantes relativamente altas entran en el pozo entonces las siguientes prácticas pueden ser empleadas (3).

- Prácticas de buena cementación, incluyendo el uso de centralizadores, raspadores y adecuada

cantidad de cemento para cuidar de que los fluidos corrosivos no tengan contacto con el exterior de la tubería de revestimiento.

- Aislación eléctrica de las líneas de flujo que van al pozo utilizando bridas de ensamblaje no conductoras para reducir o prevenir que corrientes eléctricas entren al pozo.
- El uso de lodo altamente alcalino o lodo tratado con bactericida así como los fluidos de completación, pueden ayudar a aliviar la corrosión causada por las bacterias sulfato - reductoras.
- Un apropiado diseño de un sistema de protección catódica puede aliviar la corrosión externa de la tubería de revestimiento.

CAPITULO IV

DISEÑO PARA EL CONTROL ANTICORROSIVO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO DE POZOS EN LA ESTACION NORTE DE SHUSHUFINDI

4.1 METODO DE PROTECCION CATODICA

Es una técnica preventiva utilizada para evitar o eliminar la corrosión mediante la aplicación de corriente continua de bajo voltaje a la estructura que se desea proteger, convirtiendo las áreas anódicas del metal (que sufren corrosión) en una superficie catódica en su totalidad.

Existen dos procedimientos comunmente usados para proveer protección catódica:

Por el uso de anodos de sacrificio y el uso de corriente impresa a través de rectificadores (1).

4.1.1 Protección catódica con anodos de sacrificio

Este método consiste en unir electricamente el

metal a proteger a uno menos noble, es decir que esté situado por encima de la serie electroquímica de los metales, el mismo que al reaccionar con el medio ambiente (por ser el más electronegativo) produce un flujo de corriente que protege a la estructura. Debido a esto el ánodo se corroe y la estructura se vuelve cátodo y se protege.

La instalación de un ánodo se la realiza bajo tierra y va conectado a la tubería por medio de un cable.

En las instalaciones comunes la corriente suministrada por los ánodos de sacrificio es relativamente pequeña. Debido a ello se usa generalmente donde existe poca necesidad de corriente de protección y en aquellos sitios donde la resistividad del suelo es muy baja.

El uso de ánodos de sacrificio es recomendable para la protección de estructuras que tengan superficies pequeñas y en terrenos cuyas resistividades del suelo sean inferiores a los 5000 ohm-cm. En aquellas zonas donde exista mas de una estructura enterrada y donde no exista facilidades necesarias de energía eléctrica, tam-

bién es aconsejable usar ánodos de sacrificio debido a que no originan problemas de interferencia con estructuras extrañas al sistema y no necesitan de energía eléctrica para su operación (ver FIG. 14).

4.1.2 Protección catódica por corriente impresa

Este sistema consiste en imprimir a la estructura por proteger una corriente directa o continua proveniente de una fuente exterior para eliminar el efecto electroquímico o corrosión de dicha estructura (1).

Actualmente la fuente más común de corriente continua utilizada en este sistema es el trans-rectificador (ver FIG. 15).

El trans-rectificador es un aparato a través del cual la corriente alterna que recibe es rectificadora a corriente continua de bajo voltaje para ser aplicada a la estructura por proteger. Estos aparatos van alimentados con voltaje alterno (110-120-380-440 vol), la frecuencia es de 50 o 60 Hz y están constituidos por un transformador alimentado en el primario por el

SISTEMA DE PRODUCCION CATODICA CON ANODOS DE SACRIFICIO

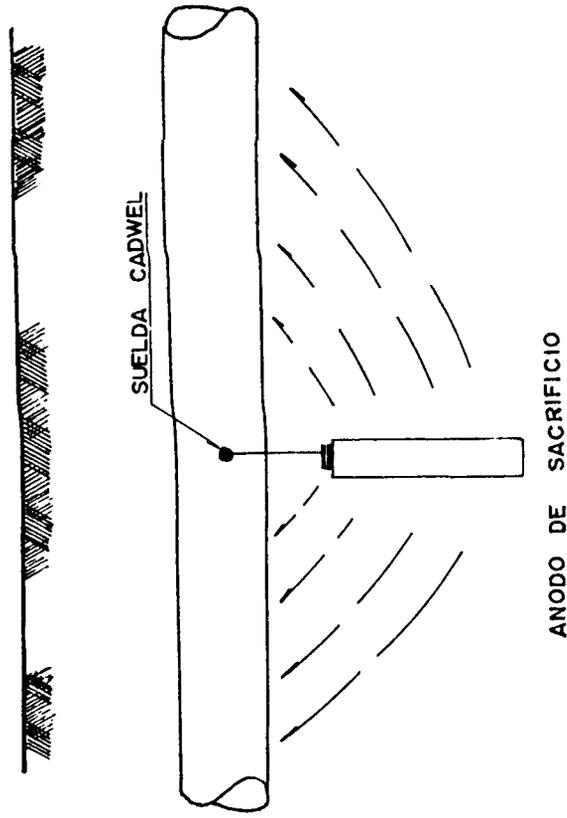
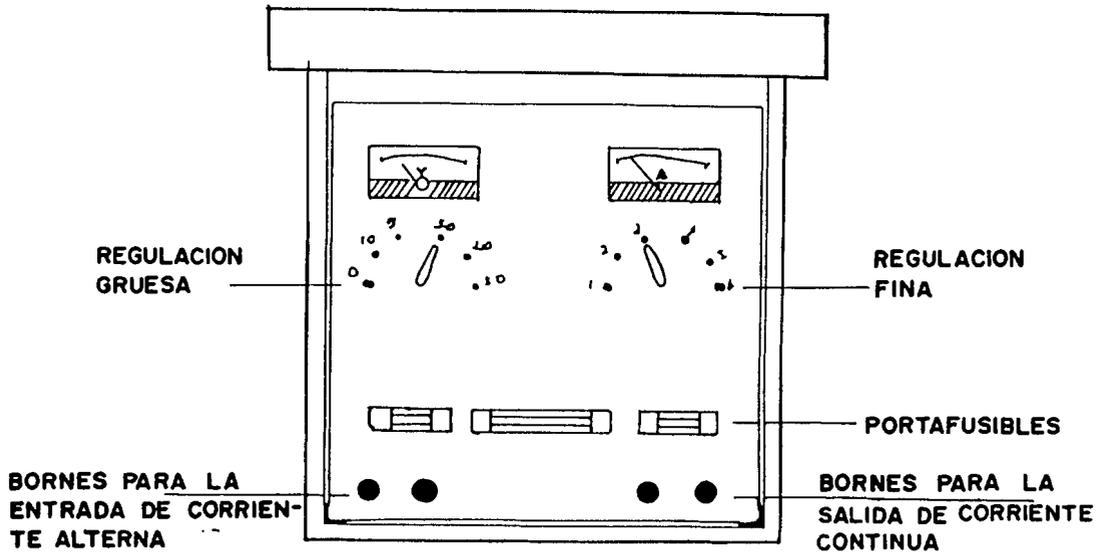


FIG. 14

TRANSRECTIFICADOR**FIG.15**

valor de la tensión de la acometida y por un grupo o puente de diodos de silicio o selenio a través del cual la corriente es reducida y rectificada a corriente continua respectivamente.

La tensión de salida o de protección puede ser ajustada según las necesidades, con la ayuda de regletas o por medio de un "variac" que permite una regulación continua desde cero al valor máximo.

El voltímetro y amperímetro existentes en el trans-rectificador controlan la tensión de salida (voltios) y la intensidad total de corriente (amperios).

Este sistema se complementa con un lecho o cama anódica a través del cual la corriente continua que sale del trans-rectificador se descarga a tierra y luego hacia a la estructura a proteger.

Los materiales del lecho anódico (ánodos) por tener como único propósito el de descargar corriente, están sujetos a corrosión siendo por tanto necesario que sean de un material que se consuma a una tasa muy baja de corrosión (lbs x Amp/Año) ejemplos: Anodos de carbón, titanio

platinado, aleación hierro - silicio, plomo - plata o chatarra de hierro.

El número de ánodos utilizados en el lecho esta relacionado directamente con la cantidad de corriente de protección a aplicarse.

El flujo de corriente de protección a través de todo el circuito es el siguiente:

La corriente continua proveniente del rectificador se descarga a través del lecho anódico al suelo (electrolito) migra a través de este para entrar a la estructura y volver luego al rectificador (ver FIG. 16).

Este sistema generalmente se emplea para proteger estructuras largas y se puede aplicar en terrenos con baja o alta resistividad del suelo.

4.2 PROCEDIMIENTOS Y CALCULOS

4.2.1 Consideraciones y suposiciones

Las consideraciones para el diseño son las siguientes:

SISTEMA DE PROTECCION CATODICA POR CORRIENTE IMPRESA.

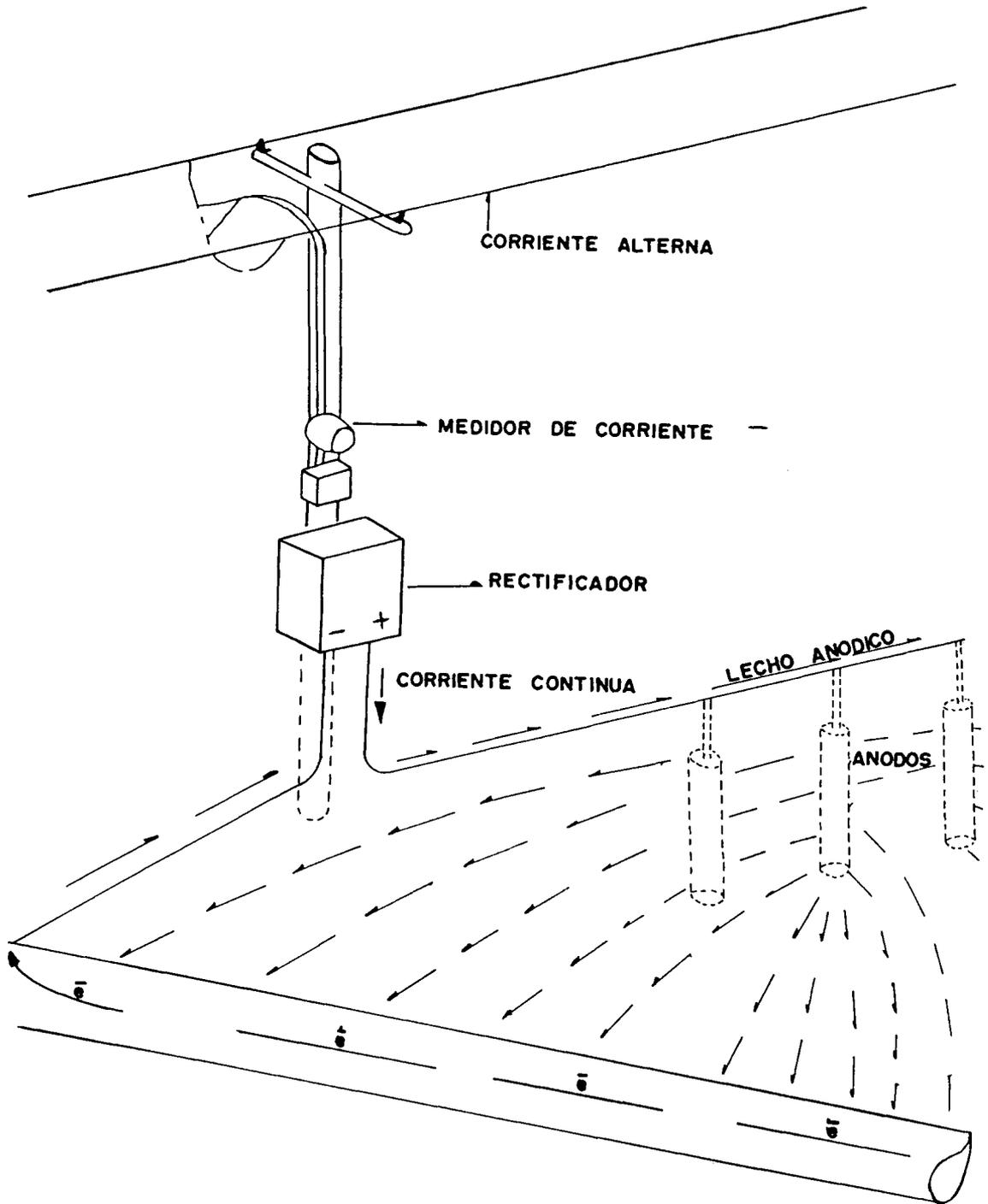


FIG.16

ESTRUCTURAS A PROTEGER

En este trabajo las estructuras que se desean proteger de la corrosión corresponden a las tuberías de revestimiento de producción, de los siguientes pozos:

POZO #	POTENCIAL (Volts.)
51	-0.667
49	-0.700
66	-0.755
36	-0.646
14	-0.748
64	-0.720
63	-0.740
B-3	-0.665
5B (Anodo)	-0.803

Los potenciales fueron medidos en un día lluvioso, con respecto al electrodo de CU-SO₄CU (Cobre-Sulfato de Cobre). Según A.W. Peabody una medida de potencial de -0.85 volts. de estructura con

respecto al electrodo Cobre-Sulfato de Cobre asignan un 100/100 de protección, por lo tanto los valores dados anteriormente, nos permiten demostrar la existencia de un ataque corrosivo a las citadas estructuras; cuya ubicación la ilustra la FIG. 17.

INTERVALO A PROTEGER DE LA CORROSION

El intervalo a proteger se encuentra ubicado entre los 5000 y 7000 pies de profundidad, es decir una longitud de 2000 pies por cada pozo.

INTERFERENCIAS

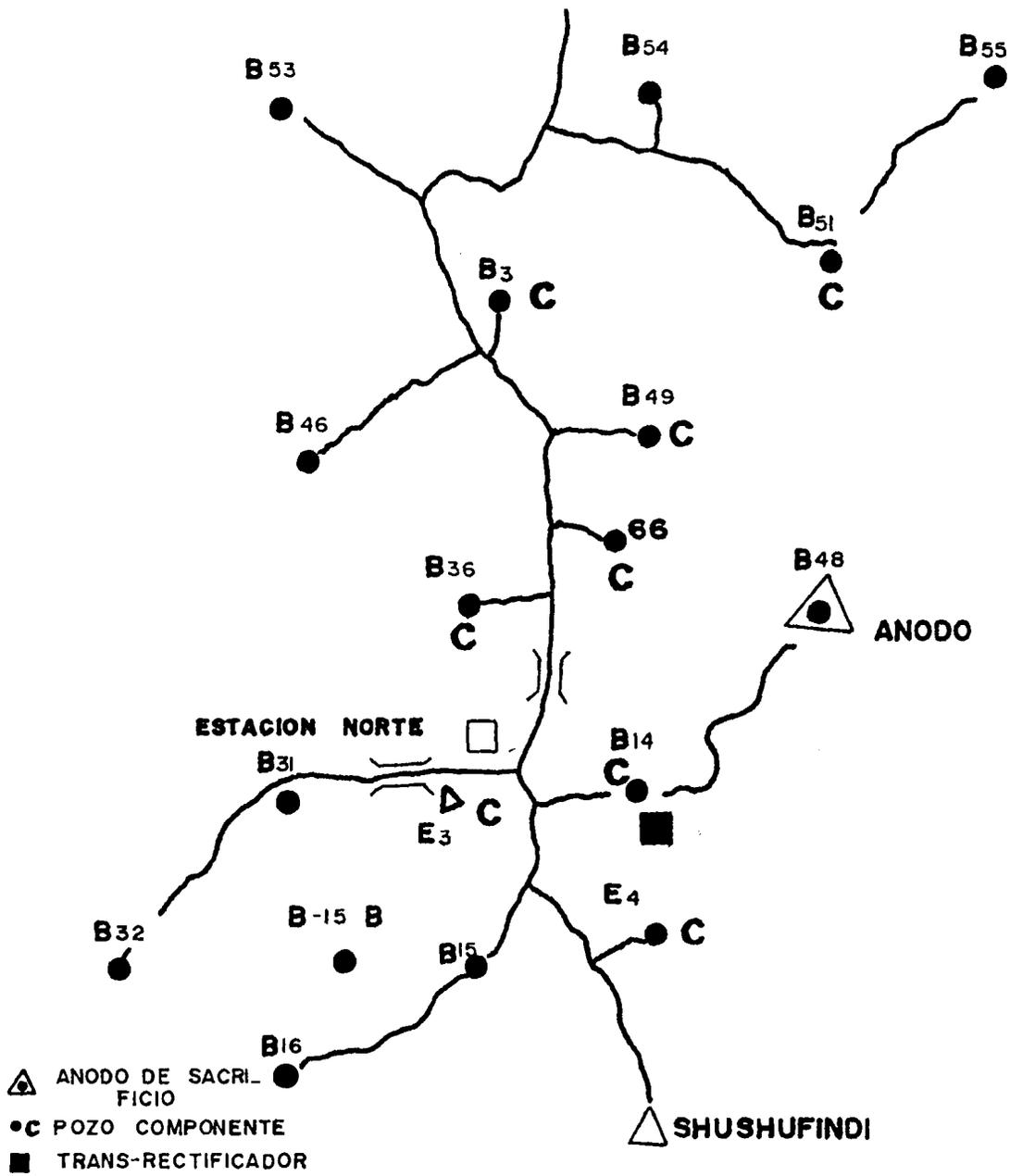
No existe problemas de interferencia.

AISLAMIENTO

Se cuenta con un buen aislamiento, es decir que no existe fuga de corriente.

DISTANCIA ENTRE POZOS

Existen 8 Pozos dentro del radio de protección (Rp) que es de 2.5 Kilómetros, aproximadamente.



UBICACION DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA EN LA ESTACION SSFD NORTE .

FIG. 17

SELECCIONAR EL ANODO DE SACRIFICIO

En este caso se seleccionó como ánodo de sacrificio a la tubería de revestimiento del pozo SSFD-58.

4.2.2 Característica del ánodo de sacrificio

Las características de la tubería de revestimiento a ser utilizada como ánodo de sacrificio son las siguientes:

DIAMETRO (Ø) = 7 Fulg. = 0.583 pie

LONGITUD (L) = 9631 pie

PESO TOTAL (W) = 228626 Lbs

TIPO	W(lb/pie)	L(pie)	PESO(lb)	PROF(pie)	R()
N-80	26	553	14378	553	.0085
K-55	23	5112	117576	5665	.0889
K-55	26	1818	47268	7483	.0280
C-95	23	2148	49404	9631	.0374
TOTAL		9631	228626		.5628

4.2.3 Procedimiento del diseño

El procedimiento a seguir es el siguiente (1):

DETERMINACION DEL AREA

La determinación del área total a proteger (A_t), se lo hace a través de la siguiente fórmula.

$$A_t = (\quad) \times (\quad) \times (L) \times (n)$$

donde:

n = número del pozo

= diámetro de la tubería de revestimiento.

L = Intervalo a proteger

$$A_t = (3.1416) \times (0.583) \times (2000) \times (8)$$

$$A_t = 29304.77 \text{ pie}^2$$

REQUERIMIENTO DE CORRIENTE [I_r]

El requerimiento de corriente se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$I_r = (\quad) \times (A_t)$$

donde:

= densidad de corriente requerida para
la protección en mAmp/pie².

At = área a proteger.

El diseño que permite establecer la densidad de corriente requerida para la protección, se basa en la siguiente tabla (2):

MATERIAL	DENS.(mAmp/pie ²)
ACERO DESCUBIERTO	1 - 3
ACERO CON RECUB.POBRE	0 - 1
ACERO CON RECUB. BUENO	0 - .03
ACERO CON RECUB. M.BUEN	0 - .0003

Para nuestro caso utilizaremos 1mAmp/pie²

$$\begin{aligned}
 I_r &= 1\text{mA} / Ft \times At \\
 &= 1 \times 10^{-3} \times 29304.77 \\
 &= 29.3048 \text{ Amp.}
 \end{aligned}$$

$$I_r = 29.3048 \text{ Amp.}$$

RESISTENCIA TOTAL DEL LECHO ANÓDICO [Rt]

La resistencia total del lecho anódico (Rt), se

la obtiene por la siguiente fórmula:

$$R_t = R_v + R_{int} + R_w + R_{t-s}$$

donde:

R_v = Resistencia del ánodo a tierra.

R_v se determina utilizando la ecuación de Dwight, para un solo ánodo vertical (7).

$$R_v = \frac{0.00521 P}{L} (2.3 \log \frac{8L}{\pi})$$

donde:

P = Resistividad Efectiva del Terreno.

Su valor fue obtenido de los registros de inducción, de los pozos de la zona, cuyo valor promedio es de 525 ohm-cm.

Resistencia interna del ánodo (R_{int})

$$R_{int} = R_{\text{ánodo}} - R_{\text{Backfill}} = R_a$$

$$R_{int} = R_a$$

Donde:

R_a = Resistencia de la tubería de revestimiento utilizada como

ánodo.

$$R_a = 40 \times 10^{-4} \text{ ohm /W}$$

Donde:

W = Peso de la tubería de revestimiento (lb/pie)

$$R_{int} = R_a = 0.1628 \text{ (ohm)}$$

Resistencia del cable (Rw)

La resistencia del cable utilizado en el circuito se considera desde la tubería a la Fuente de Energía y de esta a la tubería de revestimiento utilizado como ánodo. La resistencia por pie de cable depende del tipo y grosor del cable (No. AWG).

Consideraremos que el equipo transrectificador será colocado en el pozo SSFD B-14. Entonces la distancia del pozo SSFD-58 a SSFD B-14 es de 2200 m por carretera y se utilizará cable # 2 AWG
 $RW/\text{pie} = 0.162 \times 10 \text{ pie.}$

$$RW = (2200 + 10\%) 3.28 \times 0.162 \times 10^{-3}$$

El 10% es un factor de seguridad.

$$RW = 1286 \text{ (ohm)}$$

Resistencia Tubo-suelo (Rt-s).

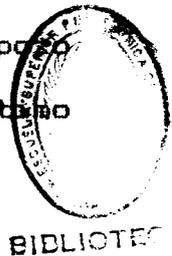
Rt-s = Resistencia tubo-suelo.

La resistencia a Tierra de la tubería en las cercanías del lecho anódico se calcula utilizando la ley de ohm.

$$R_{t-s} = \frac{AV}{I}$$

donde AV es la diferencia de Potencial en el punto de drenaje al aplicar una carga, utilizando una fuente de energía.

Para efectos de Cálculo hemos tomado al pozo SSFD-24. y sacamos un promedio del último semestre del año 88 siendo este valor:



$$R_{t-s} = 0.0204 \text{ (ohm)}$$

Reemplazando los valores obtenemos la Resistencia de lecho anódico, que es la siguiente:

$$R_t = .0031 + .1628 + 1.286 + 0.0204$$

$$R_t = 1.4722 \text{ (ohm)}$$

CALCULO DEL AMPERAJE DEL RECTIFICADOR

El cálculo del amperaje requerido por el rectificador, se lo hace asumiendo una eficiencia del 85 % (IR) calculado anteriormente.

$$IR = \frac{29.3048}{.85} = 34.47 \text{ Amps.}$$

VOLTAJE REQUERIDO POR EL RECTIFICADOR (VR)

$$VR = IR \quad R_t \quad + \quad VB$$

donde:

VB = Voltaje de retroceso entre el lecho anódico y la tubería. Para anodos con metal carbonoso, es generalmente del orden de los 2 voltios.

$$VR = 35 (1.4722) + 2 = 54 \text{ Voltios}$$

incluyendo el 25% de incremento de voltaje como factor de diseño, obtenemos:

$$VR = 67 \text{ Voltios.}$$

TAMANO DEL RECTIFICADOR

Para este caso será de 35 Amps y 70 volts.

TIEMPO DE VIDA DEL ANODO

El cálculo del tiempo de vida del anodo se lo hace bajo las siguientes condiciones.

DATOS:

- Peso de ánodo (Casing) = 228626 lbs. = W.
- Inverso de la tasa teórica de desgastes del hierro

$$\frac{1}{\frac{20 \text{ lbs}}{\text{amp-año}}} = 0.05 \frac{\text{Amp. año}}{\text{lbs.}} = \frac{1}{0}$$

- Asumiremos un factor de utilización de 0.85.
- Asumiendo una eficiencia del ánodo de 10% = 0.1
- Corriente que se le aplicará= 35 Amp.

El cálculo se muestra a continuación:

$$\text{VIDA} = \frac{(W) (1/Q) (FAC.UTL) (EFIC.)}{\text{Corriente}}$$

$$\text{VIDA} = \frac{(228626) (0.05) (0.85) (0.10)}{35}$$

VIDA = 28 años

La FIG. 18 nos muestra el sistema de protección catódica con rectificador en la estación Shushufindi Norte, solamente como ilustración.

SISTEMA DE PROTECCION CATODICA CON RECTIFICADOR EN LA ESTACION SSFD NORTE.

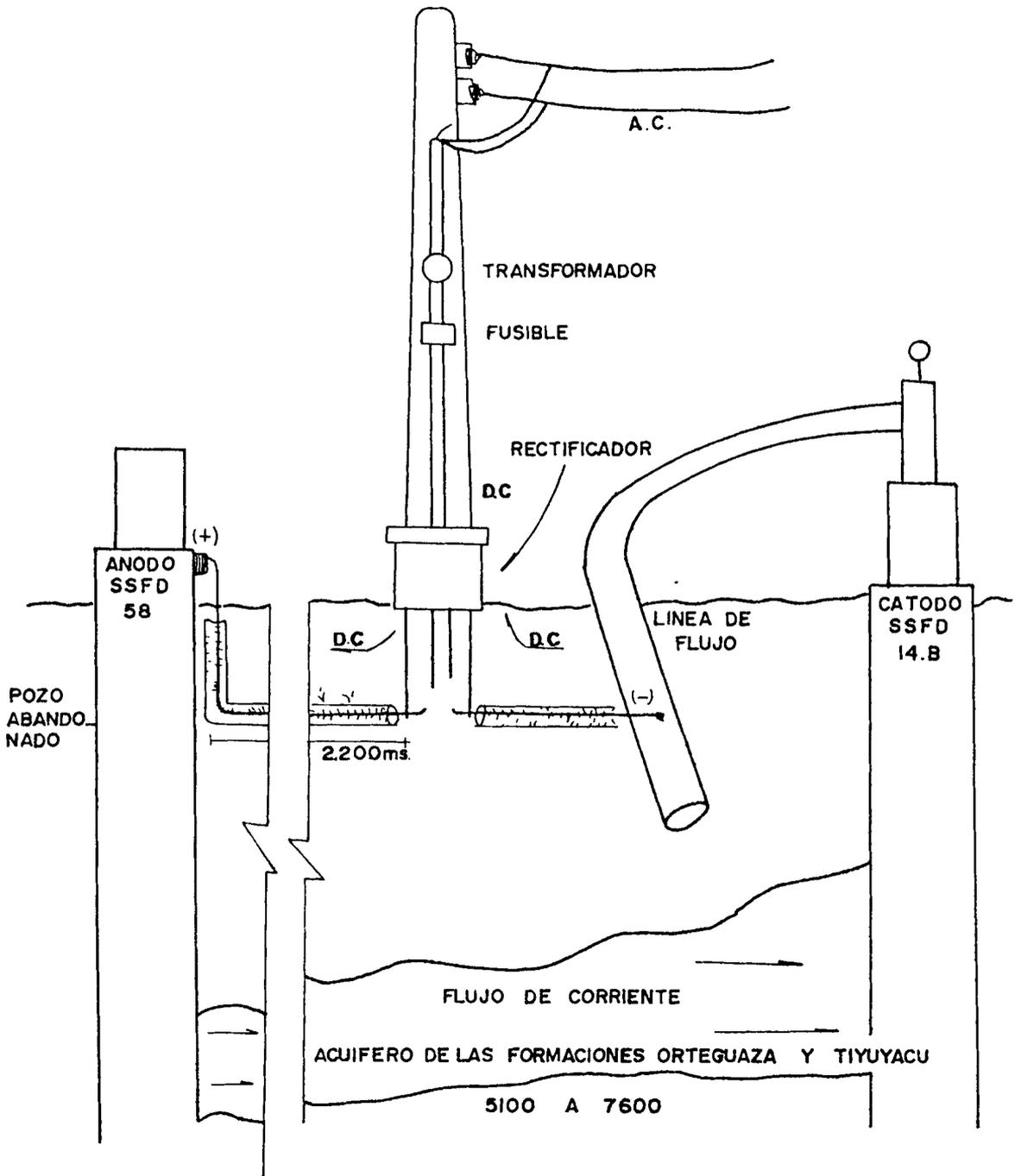


FIG.18

CONCLUSIONES

- 1.- De las mediciones de los potenciales realizadas en los 8 (ocho) pozos que componen el circuito, usando el electrodo Cu /Cu SO4 como referencia, se concluye que los pozos no estan protegidos contra la acción corrosiva ya que sus valores se encuentran por debajo de - 0.85 Volt. requeridos.
- 2.- Del valor obtenido de la resistividad del terreno (= 525 ohm-cm) utilizando los registros de Inducción, se observa que está en el rango de: 500 -1000 ohm-cm valor que corresponde a suelos corrosivos.
- 3.- De los cálculos realizados se concluye que la capacidad o tamaño requerido del Rectificador es:

AMPERAJE = 35

VOLTAJE = 70

Los cuales son valores aproximados a los de los rectificadores utilizados en las Estaciones Sur y Sur - Oeste.

4 .- La vida del ánodo, utilizando una eficiencia de solo el 10% y un Factor de utilización de 0.85, nos da un lapso de 28 años al mismo que es un periodo de tiempo muy bueno en sistemas de protección catódica.

RECOMENDACIONES SOBRE EL DISEÑO

- 1.- Probar otro método para determinar el requerimiento de corriente, el mismo que podría ser el E-LogI y que puede realizarse a través de la máquina Suelda, utilizada en las estaciones Sur y Sur-Oeste.
- 2.- El radio de protección catódica a las tuberías de revestimiento de los pozos se ve influenciado por la distancia de la tubería de revestimiento-rectificador. Hay que analizar esta influencia para determinar un valor más preciso del radio de protección catódica.
- 3.- El tendido del cable desde el rectificador al ánodo debería hacerse a través de postes, los mismos que podrían ser chatarras de tubería, para facilitar su inspección y mantenimiento.
- 4.- Debido a que la conexión del circuito se la realiza a través de las líneas de flujo, entonces hay que tratar de evitar las fugas de corriente por medio de aislamientos.

5.- Analizar posibles casos de interferencias, que pueden evitar el buen funcionamiento del sistema de producción.

6.- Tenemos que inspeccionar periódicamente el sistema de protección y llevar un control adecuado.

BIBLIOGRAFIA

1. DEPARTAMENTO DE CORROSION, Manual de Control de Corrosión y Protección Catódica. Consorcio CEPE-TEXACO 1984 pp. 2, 33-39.
2. FONTANA M, GREENE N, Corrosion Engineers, Mc Graw Hill Book company, New York 1967, pp. 207.
3. I.A.P., Recommended Practice for care and use of casing and tubing. 1986 pp. 7
4. MERIZALDE P, ERAZO J., Efecto de la corrosión y prevención de coorrosión en los equipos instalados en un campo petrolero. U Central del Ecuador 1979, pp. 1-30.
5. NACE (Natal Association of Corrosion Engineers), Corrosion control in petroleum production. Houston-Texas 1979, pp.1-43.
6. TANAKA Denial. Corrasao e protecao contra corrasao de

