

2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

CONTROL DE LA CORROSION EN POZOS CERRADOS
TEMPORALMENTE CON ALTA CONCENTRACION
DE GASES AMARGOS
(DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN, VER.)

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
MAURICIO RODRIGUEZ ORTIZ
RAUL DIAZ VILLA

DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. NESTOR MARTINEZ ROMERO
ING. FRANCISCO JANITZIO MORALES



MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

277346



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**SRES. MAURICIO RODRIGUEZ ORTIZ
RAUL DIAZ VILLA**

Presente

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-003

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CONTROL DE LA CORROSION EN POZOS CERRADOS TEMPORALMENTE
CON ALTA CONCENTRACION DE GASES AMARGOS
(DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN, VER.)**

- INTRODUCCION
- I DEFINICION DE LA CORROSION
- II MECANISMOS DE LA CORROSION
- III INSPECCION Y MONITOREO DE LA CORROSION
- IV METODOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSION
- V METODO GRAVIMETRICO PARA LA EVALUACION DE LA CORROSION
- VI PRESENCIA DE LA CORROSION EN CAMPOS DE ACEITE Y GAS
- VII CONTROL DE LA CORROSION EN POZOS
- VIII ANALISIS ECONOMICO
- IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a ustedes cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

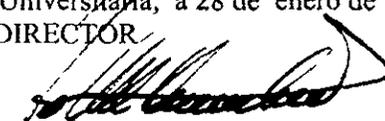
Asimismo, les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, a 28 de enero de 1999

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI/R*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA.

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

Alumnos : DÍAZ VILLA RAÚL.
RODRIGUEZ ORTIZ MAURICIO.

Tesis : "CONTROL DE LA CORROSION EN POZOS CERRADOS
TEMPORALMENTE CON ALTA CONCENTRACION DE GASES AMARGOS".
(DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN VER.).

Director de Tesis : M en I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL.

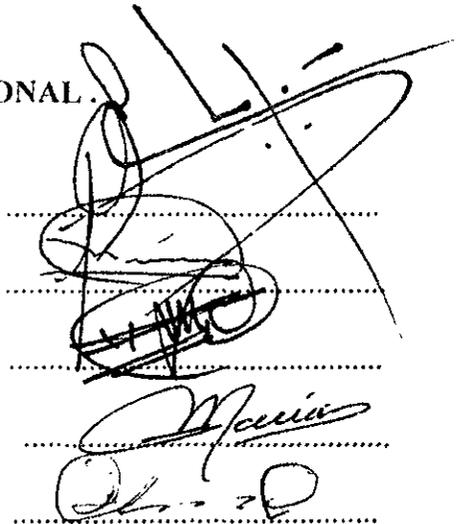
PRESIDENTE : M en I. JOSÉ A. GÓMEZ CABRERA.

VOCAL : M en I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

SECRETARIO: M en I. MAXIMINO MEZA MEZA.

1er. SUPLENTE : ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA.

2do. SUPLENTE : ING. IGNACIO ALONSO CÁRDENAS.



The image shows five handwritten signatures, each written over a horizontal dotted line. The signatures are: 1. A large, stylized signature at the top. 2. A signature that appears to be 'N. Martínez Romero'. 3. A signature that appears to be 'Maximino Meza Meza'. 4. A signature that appears to be 'Salvador Macías Herrera'. 5. A signature that appears to be 'Ignacio Alonso Cárdenas'.

Ciudad Universitaria, D.F. Julio de 1999.

DEDICATORIA.

A DIOS, Gracias Señor por permitirme alcanzar una de mis más importantes realizaciones como ser humano y brindárselas a mis padres, por permitirme vivir y compartir con ellos, uno de los sueños más importantes de mi vida, reconociendo siempre en ti al todopoderoso.

A MI PADRE Raúl Díaz Martínez , como una muestra de mi amor y respeto imperecedero durante todos los años de mi existencia. Dios te bendiga.

A MI MADRE, Ana María Villa García, por consagrar su vida a la mía , por ser un ejemplo de voluntad férrea e inquebrantable. Dios te bendiga.

A MIS QUERIDOS HERMANOS, Ana Elizabeth Díaz Villa y Ricardo Díaz Villa con quienes deseo compartir esta victoria. Gracias por ayudarme en todo. Dios los bendiga.

AL SEÑOR FERNANDO MUÑOZ MARTINEZ GRACIAS POR TODO. Dios te bendiga..

DEDICATORIA

A MIS PADRES :

NICOLAS RODRIGUEZ SERVIN.

AMELIA ORTIZ MONROY.

A MIS MAESTROS.

POR SU APOYO Y COMPRENSION.

AGRADECIMIENTOS.

A LA UNAM, especialmente a la querida Facultad de Ingeniería por darnos la oportunidad de ser alguien en la vida cursando una carrera profesional en sus aulas y ofrecernos excelentes profesores que nos han formado profesionalmente.

Queremos expresar nuestro mas sincero agradecimiento al Ing. Jorge Sánchez Limón y a los ingenieros del área de corrosión del Instituto Mexicano del Petróleo por su tiempo y valiosa ayuda en el desarrollo de este trabajo.

De igual manera queremos agradecer a todas aquellas personas que contribuyeron a la culminación de esta etapa de nuestra vida.

DICIEMBRE DE 1999.

**CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS CERRADOS TEMPORALMENTE
CON ALTA CONCENTRACIÓN DE GASES AMARGOS
(DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN, VER.).**

CONTENIDO.

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	<i>iii</i>
1. DEFINICIÓN DE LA CORROSIÓN.	1
2. MECANISMOS DE LA CORROSIÓN.	7
2.1 Corrosión Galvánica.	7
2.2 Corrosión intergranular o intercrystalina.	8
2.3 Corrosión fisurante.	9
2.4 Corrosión picadura.	11
2.5 Corrosión por erosión.	13
2.6 Cavitación.	15
2.7 Corrosión bajo esfuerzo.	16
2.8 Corrosión por fatiga.	23
3. INSPECCIÓN Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN.	26
3.1 Monitoreo integral de tubería y equipo de proceso.	28
3.2 Inspección del estado de tuberías en pozos.	33
4. MÉTODOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN.	44
4.1 Selección de materiales.	44
4.2 Protección catódica.	50
4.3 Recubrimientos anticorrosivos.	55
4.4 Inhibidores de corrosión.	59
5. MÉTODO GRAVIMÉTRICO PARA LA EVALUACION DE LA CORROSIÓN.	68
5.1 Medición de la velocidad de corrosión.	68
5.2 Cupones corrosimétricos.	68
5.3 Pruebas aceleradas de laboratorio.	74
6. PRESENCIA DE LA CORROSIÓN EN CAMPOS DE ACEITE Y GAS.	80
6.1 Aspectos generales de la corrosión.	80
6.2 Corrosión dulce.	81
6.3 Corrosión amarga.	88
6.4 Corrosión por oxígeno.	94
6.5 Corrosión electroquímica.	100
6.6 Corrosión bacteriana.	103
6.7 Problemas en el equipo de producción debidos a la corrosión.	106

CONTENIDO.

	Pág.
7. CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS.	108
7.1 Control de la corrosión durante las estimulaciones de pozos.	108
7.2 Control de la corrosión en la terminación de un pozo (fluidos empacantes)	111
7.3 Control de la corrosión en pozos cerrados temporalmente. (Distrito Cuenca del Papaloapan, Ver.)	114
7.4 Aplicaciones a pozos en operación.	133
8. ANÁLISIS ECONÓMICO.	143
8.1 Costos en función de la determinación de pérdida de espesor y ritmo de corrosión promedio.	143
8.2 Ejemplo de aplicación.	144
9. CONCLUSIONES.	153
BIBLIOGRAFÍA.	155
ANEXOS.	157

INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo es el resultado de una prueba de campo, en la cual se contempla la necesidad de proteger contra la corrosión causada por ataque de gas sulfhídrico a las tuberías de revestimiento y aparejos de producción de pozos que se encuentran cerrados temporalmente por diferentes motivos técnicos. La protección es a partir del empleo de un producto inhibidor de corrosión formador de película. El objetivo es mantener en óptimas condiciones de operación las tuberías de revestimiento y de producción, protegiéndolas contra la corrosión causada por el medio agresivo a que están expuestas durante los períodos temporales de cierre de los pozos, evitando de esta manera inversiones por concepto de reparaciones en tuberías de revestimiento o hasta cambios de aparejos de producción, durante la inspección previa a la apertura de los pozos.

Hasta ahora, todos los procesos de control de corrosión, sólo han sido aplicados en instalaciones superficiales; ductos, equipo de proceso etc.

Para el caso de pozos, estos sistemas de prevención solamente se han visto aplicados en fluidos empacantes, durante las terminaciones de los pozos y consiste en llenar el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y de producción, pero cuando el pozo entra a producción, queda desprotegido el interior de la tubería de producción y todo el conjunto de accesorios que conforman el aparejo de producción, incluyendo el árbol de válvulas, siendo en esta etapa hasta ahora difícil conseguir un tratamiento a fondo de pozo; sin embargo, cuando estos pozos quedan empacados con los fluidos propios del yacimiento, donde una vez estabilizados éstos en el interior del pozo, los volúmenes de gas llegan a ocupar grandes columnas y por ende, longitudes extensas de tubería quedan expuestas a un gran riesgo y daño al equipo.

Por lo anterior se procedió a realizar un estudio técnico-económico, que contemplara una alternativa de solución.

El estudio consideró la obtención de un sistema evaluado en laboratorio, concluyéndose con su aplicación en campo. Las pruebas de campo fueron llevadas a cabo en cuatro pozos cerrados en el Distrito Cuenca del Papaloapan, Ver. y que estaban programados para su reapertura. Los pozos seleccionados fueron Matapionche 40, Matapionche 2014, Mecayucan 21 y Mecayucan 53, los dos primeros de aceite bajosaturado y los dos restantes de gas no asociado. Los resultados tanto técnicos como económicos, fueron totalmente satisfactorios.

1 DEFINICIÓN DE LA CORROSIÓN.

DEFECTOS EN LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS .

Se tiene la tendencia a suponer que cuando los metales se solidifican para formar estructuras cristalinas reticulares altamente ordenadas, no existen fallas en los arreglos apilados, éste no es el caso, los metales siempre tienen imperfecciones conocidas como defectos en sus estructuras reticulares y a menudo tienen un efecto considerable sobre las propiedades de corrosión en el metal. En efecto, los cristales son imperfectos: los contornos del grano (cristales individuales) son regiones irregulares y no hay ajuste con reticulados adyacentes, sino que cada uno tiene orientaciones diferentes. La estructura granular de los metales surge del proceso de solidificación durante el vaciado del metal, éste es también substancialmente afectado por el tratamiento mecánico recibido durante el forjado y fabricación. La maleabilidad en los medios metálicos en tales procesos pueden causar deformación substancial de los granos y fracturas de las diferentes partes perfectas del reticulado. La figura 1.1 muestra tres defectos que pueden ocurrir con átomos individuales.

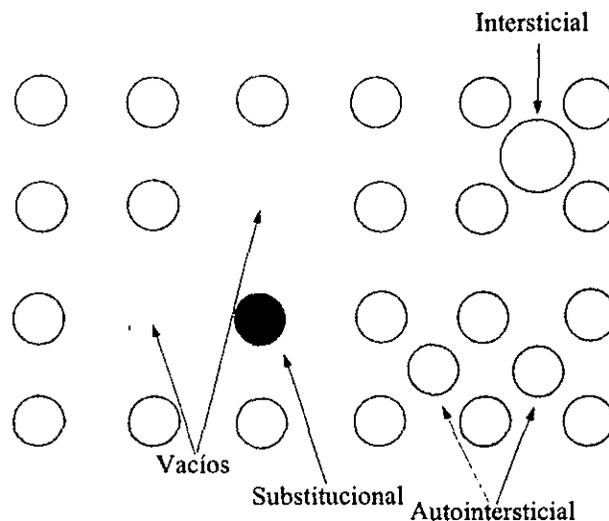


Fig. 1.1 Puntos defectuosos en un enrejado cristalino.

- **Vacios.**
Donde falta un átomo en un sitio del enrejado.
- **Defectos sustitucionales.**
Donde un átomo ajeno ocupa un sitio del reticulado que debería ser ocupado por un átomo huésped.
- **Defectos intersticiales.**
Donde un átomo ocupa un sitio que no es un sitio normal del enrejado y es prensado entre dos átomos del enrejado huésped. El átomo intersticial puede ser un átomo huésped o un átomo extraño.

Los defectos atómicos individuales, o puntos defectuosos, como son conocidos, son muy significativos en la teoría de aleaciones en que, aunque son defectos de un reticulado perfecto, son empleados con gran ventaja en el mejoramiento de las propiedades mecánicas de los metales. Éstos desempeñan también un rol importante en los mecanismos de corrosión, notablemente la fragilización por hidrógeno, ataque selectivo, oxidación y corrosión caliente, los cuales cuentan en la difusión metálica a través del enrejado cristalino. Un segundo tipo de defecto sucede dentro de la estructura granular cuando planos atómicos, más que átomos individuales, no están perfectamente acomodados dentro del enrejado.

Estos son conocidos como **defectos de ralladura**. Un ejemplo de este defecto es la **dislocación**. La movilidad de las dislocaciones y puntos defectuosos está íntimamente relacionada con propiedades como fuerza, dureza y correosidad. Dos tipos importantes de dislocaciones, son :

– **Dislocaciones de borde.**

Donde un plano “infinito” de átomos está presente entre otros dos planos, figura 1.2 (a).

– **Dislocación oblicua.**

Donde un plano es oblicuo dando a éste un alineamiento diferente a un plano vecino, figura 1.2 (b). Una clase final de defectos que afectan a los metales en una escala macroscópica, son los defectos de volumen, donde partes relativamente grandes del volumen del metal no conforman a la estructura global de un material perfectamente formado. Esto implica que los defectos de volumen son resultado del proceso de manufactura. Entre estos defectos se tienen :

Vacíos.

Son agujeros dentro del material que pueden ser causados por numerosos mecanismos, tales como el entrapamiento de aire, la liberación de gas durante el proceso de vertido del metal dentro del molde, o la presencia de rastros importantes de humedad que regresan a vapor en contacto con el metal líquido caliente. Los vacíos pueden también ser causados por el encogimiento inter-dendrítico durante la solidificación.

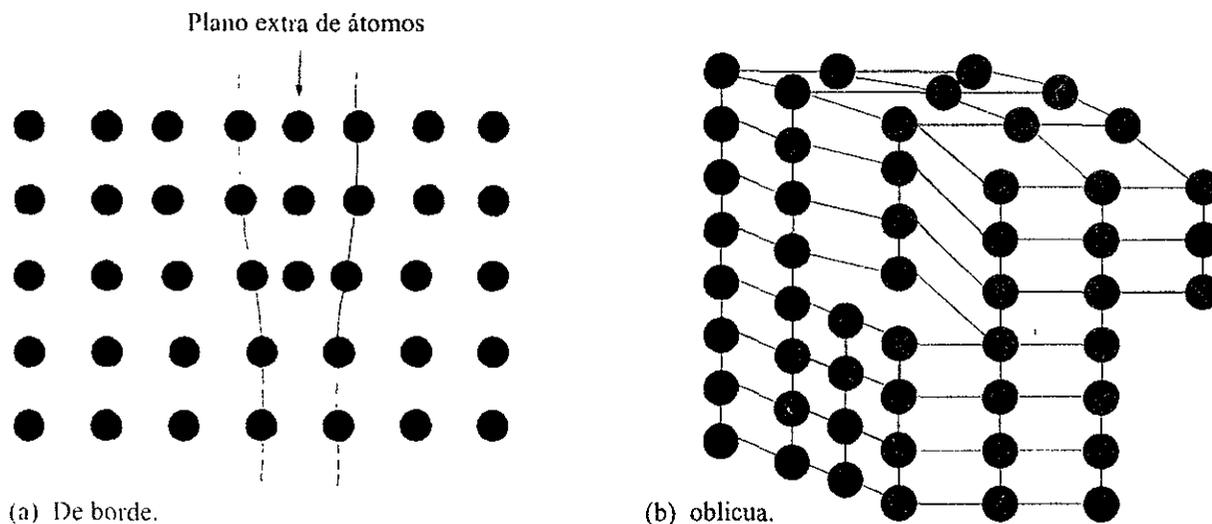


Fig. 1.2 Dos tipos de dislocación en enrejados cristalinos.

Resquebrajaduras.

Éstas son mucho más severas que el sólo mal ajuste de los contornos granulares, los cuales permiten el ingreso de corroyentes a escala macroscópica. Son causadas durante el vaciado y usualmente como resultado de desiguales ritmos de enfriamiento y el ajuste de esfuerzos dentro de la forma. Las resquebrajaduras pueden también ser creadas durante la forja, las que son muy comunes y adyacentes a soldaduras.

Inclusiones.

Son partículas de materia extraña empotrada en el sólido y por consiguiente no son parte de la estructura cristalina del mismo metal. Los elementos que componen las inclusiones, pueden solidificarse primero, y entonces llegan a ser atrapadas como partículas individuales dentro de las dendritas del metal, conforme éstas se solidifican. Alternativamente pueden ser las últimas en solidificarse una vez que las dendritas metálicas huésped han sido formadas y las inclusiones son nuevamente atrapadas en los contornos granulares. En la situación ideal, el producto de los manufactureros tiene que estar libre de todos los defectos de volumen, pero en la práctica esto es muy difícil de llevar a cabo en producción a gran escala. Obviamente, si se requieren pequeñas cantidades, entonces es posible obtener un material relativamente libre de tales defectos, pero en el mundo de la ingeniería, es común encontrar tales defectos en los materiales. Los defectos de volumen desempeñan un rol importante en los mecanismos de corrosión.

Corrosión.

Muchos trabajos han sido dedicados a la recopilación de glosarios que proporcionen definiciones formales de términos de corrosión. Sin embargo, éstos llegan a ser difíciles de comprender; asimismo, si una persona común tropieza con un término técnico con el que está poco familiarizado, recibe la explicación en la lectura de una definición formal. Una mejor ayuda para él puede ser, describir una situación mostrando la necesidad para un término que cubra un grupo de fenómenos y entonces introducir el nombre que ha sido acordado para cubrir esa necesidad.

Corrosión y erosión.

Ha sido ampliamente conocido que los metales son susceptibles a sufrir cambios en los que pierden sus propiedades características. En la mayoría de los casos, el metal deja de ser un elemento y se convierte en un compuesto.

El hierro expuesto al aire húmedo es transformado en un óxido hidratado color marrón, conocido como herrumbre. El hierro en agua salada en contacto con el aire, también produce herrumbre, generando corrientes eléctricas que fluyen a través del líquido. Si calentamos en aire, el hierro llega a ser cubierto con una incrustación café, constituida usualmente de más de un óxido. Si colocamos en ácido sulfúrico diluido, la solución libera hidrógeno gaseoso, se evapora y deposita cristales de sulfato ferroso al enfriarse.

El nombre corrosión es el conveniente para describir estos fenómenos, cambios químicos y electroquímicos similares, en que un metal pasa de ser un elemento a un estado combinado. Asimismo, el término es hoy a veces empleado cuando un metal sólido pasa a líquido fundido en solución en otro metal, aunque esto no es generalmente considerado como un cambio químico, de esta manera una vasija de acero usada para contener zinc fundido, pierde lentamente espesor, el fierro es disuelto por el zinc y se dice entonces que la vasija sufre corrosión.

Aquellos quienes desean una definición formal pueden decir que la corrosión es la destrucción del metal o aleación por cambio químico, electroquímico o disolución física. Esto excluye procesos mecánicos que destruyen el valor de un artículo metálico por molienda. Tales cambios puramente mecánicos, en ausencia de cambio químico, es llamada erosión.

Acción conjunta.

A menudo la corrosión y la erosión operan simultáneamente y el daño producido es frecuentemente mayor que el daño causado cuando ellos se desarrollan uno a la vez. Esta combinación de agentes destructivos es generalmente llamada *Acción conjunta*. Ciertos tipos de acción conjunta merecen aquí mención especial. La *corrosión bajo tensión*, denota el resquebrajamiento causado cuando se aplica un esfuerzo de tensión a un metal bajo un ambiente corrosivo, mientras que las resquebrajaduras causadas por tensiones alternantes en un ambiente corrosivo, es llamada *corrosión por fatiga*. A veces el resquebrajamiento es debido a corrosión por tensión o corrosión por fatiga, y si pasa a lo largo del contorno del grano, entonces es conocida como *intergranular o resquebrajamiento intercrystalino*. A veces éste pasa a través de los granos es llamada entonces, *transgranular (intragranular) o resquebrajamiento transcristalino*.

La teoría de la corrosión acuosa .

En la naturaleza, los metales se encuentran en un estado de combinación química conocido como mineral. Éstos pueden ser óxidos, sulfatos, carbonatos u otros componentes mas complejos y debido a que muchos están presentes en la corteza terrestre, desde que ésta se formó, podemos presumir que su composición química está de algún modo formulada por la naturaleza. Esta tendencia es el resultado de leyes fundamentales que constituyen el estudio de la termodinámica, y empleando esta terminología podemos decir que los minerales y otros compuestos semejantes se encuentran en estados de baja energía. Para separar un metal como el hierro, de uno de éstos minerales, óxido de hierro, es necesario suministrar una gran cantidad de energía. Esto es usualmente realizado por calentamiento (con un agente reductor) en un horno de inyección de aire a unos 1600°C. Los metales comúnmente, en su condición no combinada, están por consiguiente en estados de alta energía. Esto es ilustrado en la figura 1.3, donde se emplea un perfil de energía para graficar el progreso termodinámico de un típico átomo de metal puro y recombinado como un producto de la corrosión.

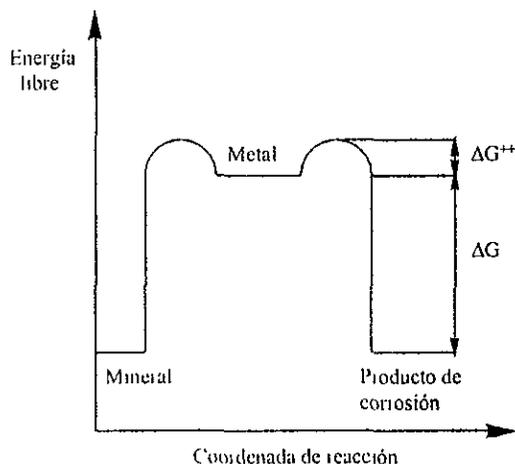


Fig. 1.3 Perfil termodinámico de energía para metales y sus componentes.

En la figura, el término “energía”, es llamado específicamente la energía libre.

Los postulados termodinámicos mencionan que existe una fuerte tendencia para estados de alta energía a transformarse en estados de baja energía. Esta tendencia de los metales a recombinarse con elementos presentes en el ambiente, nos lleva al fenómeno conocido como corrosión.

Una buena definición de corrosión, es por tanto :

La Corrosion es la degradación de un metal por reacción electroquímica con el medio ambiente.

La diferencia de energía libre entre un metal y un producto de corrosión, ΔG en la figura sólo representa la tendencia del metal a corroerse: esto no nos dice nada acerca del ritmo en que el metal se corroe. Esto es debido a una barrera de energía entre el metal y el producto de corrosión.

Los átomos del metal deben superar esta barrera antes de que puedan corroerse y más energía debe ser suministrada para que esto suceda. En nuestro ejemplo, la barrera de energía es llamada la energía libre de activación, representada por el símbolo ΔG^{**} . Ésta es la magnitud de la energía libre de activación que determina el ritmo de la reacción de corrosión.

La celda básica de corrosión húmeda.

Regularmente es posible identificar diferentes regiones de una superficie corroída de metal en la cual acontecen las reacciones anódica y catódica y éstas son lógicamente denominadas ánodos y cátodos.

Por ahora, consideraremos un sistema en el cual se observa la presencia de un ánodo y un cátodo simples en un sistema conocido como celda básica de corrosión húmeda figura 1.4. Se pueden identificar cuatro componentes esenciales :

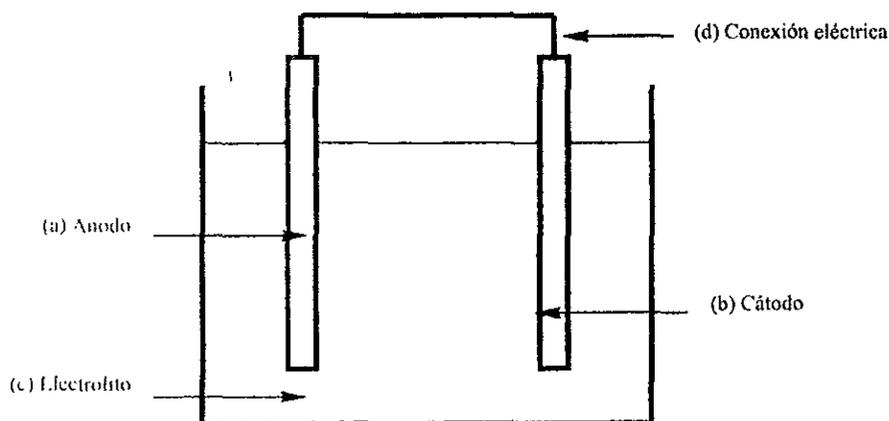


Fig. 1.4 Celda básica de corrosión húmeda.

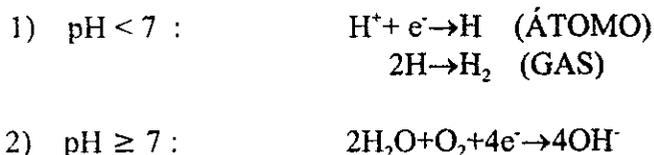
(a) Ánodo. Generalmente se corroe por pérdida de electrones de átomos metálicos eléctricamente neutros para formar iones distintos. Estos iones pueden permanecer en solución o reaccionar para formar productos de corrosión insolubles (esto último es una reacción anódica común). Si esto sucede los productos de corrosión pueden bloquear otra disolución del metal y la

corrosión se ve retardada, en tal caso se dice que la superficie es pasiva. Como hemos visto, la reacción de corrosión de un metal, **M**, es comúnmente expresada por la ecuación simplificada :



En la cual el número de electrones tomados de cada átomo es gobernada por la valencia del metal, regularmente $Z=1,2$ o 3 .

(b) Cátodo. El cátodo normalmente no se corroe, aunque éste puede sufrir daño bajo ciertas condiciones. Dos importantes y frecuentes reacciones pueden afectar al cátodo, dependiendo del pH de la solución :



Son posibles otras reacciones catódicas. Recordando que la reacción debe consumir los electrones producidos por el proceso anódico y que el cambio de energía debe ser favorable.

(c) Electrolito. Éste es el nombre dado a la solución, la cual debe ser, necesariamente, conductora de la electricidad. El agua pura no es normalmente considerada como un electrolito: la conductividad del agua desionizada comercial, es aproximadamente $1-10 \text{ mS m}^{-1}$. Sin embargo, bajo la mayoría de condiciones prácticas, un ambiente acuoso tendrá una suficiente conductividad para actuar como un electrolito. El agua "blanda" de grifo tiene una conductividad típica en la región de $10-20 \text{ mS m}^{-1}$, comparado con el valor de 3.5 por ciento de una solución de cloruro de sodio de 5.3 Sm^{-1} .

(d) Conexión eléctrica. El ánodo y el cátodo deben estar en contacto eléctrico para que pueda fluir una corriente eléctrica en la celda de corrosión (obviamente, una conexión física no es necesaria cuando el ánodo y el cátodo son parte del mismo metal).

Dado el sistema de la figura 1.4, la corrosión será posible en el ánodo si hay una diferencia de energía libre entre el ánodo y cátodo. Esta diferencia de energía es manifestada como un potencial eléctrico, el cual puede ser medido con la inclusión de un voltmetro en el circuito eléctrico de la figura 1.4. Este potencial es precisamente una tendencia a la corrosión. Cuando el circuito es completado entre los electrodos, el potencial transmite una corriente compuesta de los electrones producidos por la reacción. De esta manera, la corrosión puede ser monitoreada usando un galvanómetro para medir el flujo de corriente en la celda de corrosión húmeda.

Todas las reacciones de corrosión acuosa pueden entenderse en términos de la celda simple de corrosión húmeda que hemos descrito. Usualmente, cuando en una superficie de metal los ánodos y los cátodos son identificables, si nosotros conocemos que, para que la corrosión ocurra, los cuatro componentes deben estar presentes, entonces podemos establecer que: "la eliminación de cualquiera de los cuatro componentes de la celda simple de corrosión húmeda detendrá la corrosión" (primera ley de control de corrosión).

2 MECANISMOS DE LA CORROSIÓN.

2.1 CORROSIÓN GALVÁNICA.

La corrosión galvánica (conocida también como bimetálica) se presenta cuando dos metales diferentes en contacto o por medio de un conductor eléctrico, son expuestos a una solución conductora. En este caso existe una diferencia de potencial eléctrico entre los dos metales diferentes y sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica a través del agente corrosivo, de tal forma que el flujo de corriente corroe uno de los metales del par formado, figura 2.1.

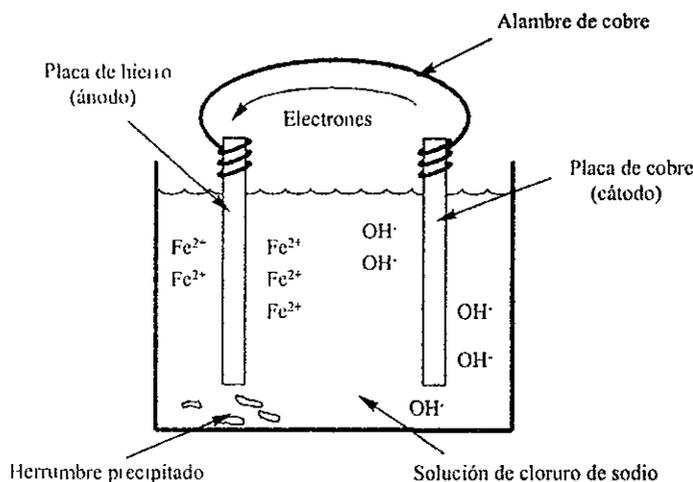


Fig. 2.1 Corrosión galvánica.

Mientras más grande es la diferencia de potencial entre los metales, mayor es la probabilidad de que se presente la corrosión galvánica, debiéndose notar que este tipo de corrosión solamente causa deterioro a uno de los metales, mientras que el otro casi no sufre daño. El metal que se corroe recibe el nombre de “metal activo”, mientras que el metal que no sufre daño se le denomina “metal noble”.

La relación de áreas entre los dos metales es muy importante, ya que un área muy grande de metal noble comparado con el metal activo, acelera la corrosión y por el contrario, una mayor área del metal activo disminuye el ataque del primero. La diferencia de potencial puede ser medida, utilizando como referencia la serie galvánica de los metales y aleaciones.¹⁻¹¹¹

Así la considerable diferencia en actividad entre el cobre y el hierro o acero subraya el peligro de usar tal combinación, no sólo en agua de mar sino en cualquier medio acuoso. Muy ocasionalmente puede justificarse esta combinación donde la corrosión del acero sea preferible a la de un costoso componente de cobre, especialmente si el acero es de suficientes dimensiones para que la falla no ocurra (la regla general es que grandes ánodos pueden ser tolerados con pequeños cátodos, pero ánodos pequeños son muy peligrosos con cátodos grandes). Esto es porque la densidad de corriente es el factor que determina el ritmo de corrosión.

2.2 CORROSIÓN INTERGRANULAR O ÍTERCRISTALINA.

La corrosión intergranular ocurre cuando un área del contorno del grano es atacada a causa de la presencia de precipitados en estas regiones. Los contornos del grano son a menudo los sitios preferidos de los procesos de precipitación y segregación observados en muchas aleaciones. Los segregados y precipitados son distinguidos sólo por los medios por los cuales fueron creados. Desde un punto de vista corrosivo ambos pueden ser considerados como físicamente distintos del resto del material con su propia energía termodinámica. Estos intrusos dentro de la estructura metálica son de dos tipos :

- Intermetálicos (también conocidos como constituyentes intermedios). Son especies formadas de átomos de metal y tienen fórmula química identificable. Pueden ser anódicos o catódicos al metal.
- Compuestos. Formados entre metales y elementos no metálicos, hidrógeno, carbón, silicio, nitrógeno y oxígeno. Los carburos de fierro y sulfatos de manganeso, dos importantes constituyentes del acero, son catódicos a la ferrita.

Al principio, cualquier metal en el cual intermetálicos o compuestos están presentes en los contornos del grano será susceptible a una corrosión intergranular. Esto ha sido reportado muy a menudo para aceros inoxidable, pero esto puede ocurrir también en aceros ferríticos y aceros inoxidables de dos fases, igual que en aleaciones de níquel resistentes a la corrosión.

Las aleaciones de aluminio pueden sufrir severa corrosión intergranular. En aleaciones de aluminio de alta resistencia empleadas para aviación, es el control de precipitados en el contorno y el interior de los granos el que determina la resistencia de los materiales.

Dos precipitados comunes CuAl_2 y FeAl_3 ambos son catódicos, pero Mg_3Al_8 y MgZn_2 son anódicos a los alrededores del metal. La presencia de estos constituyentes, ya sea anódico o catódico, crean diminutas celdas galvánicas localizadas cuando un electrolito está presente. La corrosión puede entonces ocurrir tal que, si los precipitados son anódicos, éstos se disuelven y dejan un material poroso, o si son catódicos, el contorno del metal es atacado. En cada caso el material puede ser seriamente debilitado.

Lixiviación selectiva.

Como el término implica, la lixiviación selectiva es la eliminación neta de un elemento de una aleación y es así a menudo referida a una desaleación o desmetalificación. La integridad de una superficie expuesta puede ser atacada dejando la geometría global inalterada, aún la remoción de una proporción grande de uno de los elementos mezclados deja un material poroso virtualmente sin resistencia mecánica. A veces el efecto es muy localizado y en tal caso la perforación puede ocurrir.

Como con el otro tipo de corrosión discutida anteriormente la primer causa de desaleación es el efecto galvánico entre los diferentes elementos que componen la aleación, si bien otros factores como aereación diferencial y temperatura son también importantes.

Muchos problemas han sido reportados con latones los cuales se corroen por pérdida de zinc en un proceso conocido como "deszencificación". Los componentes diseñados para usarse en mar y agua dulce tienen fallas por ésta forma de corrosión en aplicaciones semejantes como condensadores, válvulas, grifos, tuberías, cisternas, tornillos y pernos. El problema no tiene que ser

confinado a latones ; sin embargo otros reportes de esta forma de corrosión tienen incluida la pérdida de níquel, aluminio y estaño de aleaciones de cobre en procesos conocidos respectivamente como “desniquelificación”, “desaluminización” y “desestañificación”.

En un caso severo de corrosión intercrystalina, los granos completos se desprenden debido al deterioro de sus límites, en cuyo caso, la superficie aparecerá rugosa a simple vista y se sentirá rasposa debido a la pérdida de granos.

El fenómeno de límite de grano que causa la corrosión intercrystalina, es sensible al calor por lo que la corrosión de este tipo, es un subproducto de un tratamiento térmico como la soldadura o el relevado de esfuerzos y puede ser corregido por otro tipo de tratamiento térmico o por el uso de una aleación modificada.

2.3 CORROSIÓN FISURANTE.

Las celdas de corrosión descritas en las secciones anteriores, son ejemplos en los cuales la corrosión es el resultado de los cambios en la naturaleza de los metales expuestos a electrolitos de composición uniforme. En contraste, las celdas de concentración existen cuando metales de naturaleza y composición uniforme son expuestos a ambientes acuosos en los cuales los componentes son heterogéneos. Las dos formas de corrosión descritas en esta sección resultan directamente de los cambios en composición dentro del electrolito.

Se cree frecuentemente que el acero inoxidable tiene una excelente resistencia a la corrosión y que esta selección puede proveer una solución infalible a problemas de corrosión. Si bien es cierto que los aceros inoxidables cumplen bien en la mayoría de situaciones, son una pobre alternativa para algunas situaciones y deben ser seleccionados con precaución. Muchas fallas de los componentes del acero inoxidable tienen ocurrencia a causa de corrosión en fisuras o áreas protegidas en donde pequeños volúmenes de electrolito estancado pueden llegar a ser mucho más agresivos que el grueso de la solución.

Mecanismo de la corrosión fisurante .

En el pasado el término **corrosión fisurante** ha sido restringido al ataque sobre aleaciones óxido-pasivas por iones agresivos, tales como el cloro en fracturas u otras áreas protegidas de la superficie del metal. Al ataque en similares circunstancias sobre metales no pasivos, le fue asignado el nombre de **corrosión por aereación diferencial**.

Aereación diferencial y corrosión por celdas de concentración son términos que provienen a causa del mecanismo de corrosión en fisuras. Las grietas o hendiduras generalmente se encuentran en los empaques, traslapes, tornillos, remaches, etc., y también pueden formarse por depósitos de suciedad, productos de la corrosión y raspaduras en las películas de recubrimiento. Otros nombres alternativos surgidos de las situaciones específicas en que se establece la corrosión fisurante son por ejemplo, depósito, fisura, junta, interfase, emplasto y corrosión acuñada. Así, una buena definición general de corrosión en fisuras, es el ataque que ocurre porque parte de una superficie metálica está en un ambiente protegido o restringido, comparado con el resto del metal que queda expuesto a un volumen grande de electrolito.

La figura 2.2 es un diagrama esquemático de los eventos en un sistema metal-electrolito en que la fisura está presente. El ataque por ion cloro sobre una superficie metálica pasiva es el ejemplo

elegido porque esta combinación es una de las más comúnmente encontradas en casos de corrosión por fisura. Los pasos implicados, son como sigue :

(a) Condiciones iniciales: la corrosión ocurre sobre el total de la superficie metálica.

(b) Condiciones finales: la disolución del metal ocurre sólo dentro de la rotura donde la acidez se incrementa, la concentración del ion cloro aumenta y la reacción llega a ser autosostenible.

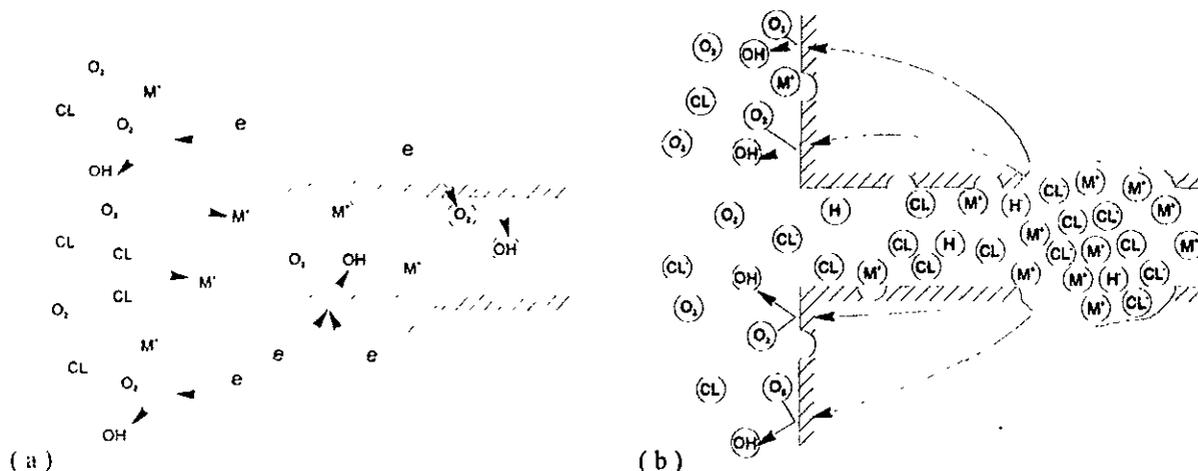
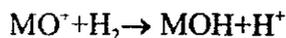


Fig. 2.2 Mecanismo de Fontana-Greene de corrosión por fisura.

- Inicialmente, el electrolito es supuesto tener una composición uniforme.
- La corrosión ocurre lentamente sobre la superficie entera del metal expuesto. Los procesos normales anódicos y catódicos tienen lugar como se describió anteriormente. Bajo tales condiciones, la generación de iones de metal positivos está contrabalanceada electrostáticamente por la creación de iones hidróxilos negativos.
- El consumo de oxígeno disuelto resulta de la difusión de más oxígeno de aquellas superficies del electrolito que están expuestas a la atmósfera. El oxígeno es más fácilmente reemplazado en las superficies de metal en el grueso del electrolito que en aquellas dentro de la fisura. Dentro de la fisura ésta falta de oxígeno impide el proceso catódico y la generación de iones hidróxilos negativos es disminuida dentro de el espacio confinado.

La producción excesiva de iones positivos en la abertura ocasiona que los iones negativos del grueso del electrolito se difundan hacia el interior de la fisura para mantener una situación de potencial de energía mínimo. En presencia de cloruros, es probable que iones complejos sean formados entre el cloro, iones de metal y moléculas de agua.

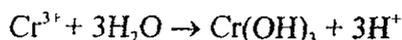
Éstos están, aunque sufriendo hidrólisis (reacción con agua), dando el producto de corrosión y más importante, iones de hidrógeno que reducen el pH. Esto puede ser descrito por la ecuación simplificada:



La ecuación describe una reacción general de hidrólisis, en que el rol del anión electrolito (cloro en este caso) es importante pero también complicado para ser descrito aquí. La presencia de cloro es bien conocida por ser conducente a el desarrollo de bajos pH's a causa de una extremadamente baja tendencia a asociarse con iones de hidrógeno en agua (hidrógeno, cloro, hcl, disociados completamente en agua). Adicionalmente, aquellos metales, tales como aceros inoxidable, que cuentan con la protección de películas pasivas, son notablemente inestables en ambientes de cloro y en la fisura activa de muchos metales necesitan mantener pasividad, el oxígeno no tiene acceso (la excepción a este establecimiento es que el titanio tiene excelente resistencia a la corrosión fisurante, porque su película de óxido es particularmente no reactiva respecto al ion cloro). El incremento de la concentración del ion hidrógeno acelera el proceso de disolución metálica que a su vez, exacerba el problema. Así es que, también hace simultáneo el incremento de la concentración del anión (cloro) dentro de la fisura.

Una importante fracción de las activas celdas de corrosión por fisura es que éstas son autocatalíticas, que una vez iniciadas son por sí mismas sostenibles. El metal dentro de la fisura está corroyéndose rápidamente mientras que el exterior es catódicamente protegido.

Intersticialmente no es la corrosión del fierro en aceros inoxidable el proceso más dañino. Las evidencias han demostrado que es la disolución y subsecuente hidrólisis del cromo, la que lleva a la mayor caída de pH, resumido en forma simple por la ecuación:



De las dos celdas de concentración que actúan en el mecanismo, nombradas de concentración de oxígeno y de concentración del ion, la última se piensa que tiene el mayor efecto sobre el nivel de ataque a causa de este efecto sobre el pH local.

2.4 CORROSIÓN POR PICADURA.

Picadura es la corrosión localizada que selectivamente ataca áreas de una superficie de metal donde hay :

- Una rayadura superficial u otra mecánicamente inducida alterando una película protectora diferente.
- Una dislocación emergente o paso deslizante causadas por el uso o tensiones residuales.
- Una heterogeneidad composicional, tales como inclusión segregado o precipitado.

La observación de picaduras de corrosión como el resultado de corrosión por fisura puede causar confusión acerca de la diferencia entre las dos formas de corrosión. Un papel importante es el expuesto por Wilde* que propone considerables similitudes en los mecanismos de propagación de la corrosión fisurante y por picadura. Una vez formada, una picadura se comporta de una manera

muy similar a una fisura y el proceso descrito en la sección anterior puede considerarse a estar operando. Asimismo, la picadura es distinguible de la corrosión fisurante en la fase de iniciación. De esta manera, mientras que por fisuras es iniciada por concentración diferencial de oxígeno o iones en el electrolito, la corrosión por picadura es iniciada (en superficies planas) por factores metalúrgicos solamente. La corrosión por picadura es un proceso lento que puede llevar meses o años antes de ser visible, y que naturalmente causará fallas inesperadas.

El reducido tamaño de la picadura y las minúsculas cantidades de metal que se disuelven al formarla, hacen que la detección de ésta sea muy difícil en las etapas iniciales. La limpieza de la superficie y la selección de materiales conocidos resistentes a la formación de picaduras en un medio ambiente determinado, es generalmente el camino más seguro para evitar este tipo de corrosión.

La descripción clásica de la formación de una picadura debajo de una gota de agua en una superficie de hierro es acreditable a Evans¹⁻¹²⁷. Un diagrama relevante se muestra en la figura 2.3 :

- la corrosión general sobre el total de la superficie metálica mojada reduce los niveles de oxígeno en el electrolito adyacente.
- mayor tiempo de ruta de difusión para el oxígeno para alcanzar el área central hace de ésta el ánodo, la disolución ocurre en el centro de la gota y la reacción de los iones metálicos con iones hidróxilo formado en el borde generan un anillo de herrumbre alrededor de la picadura de corrosión.

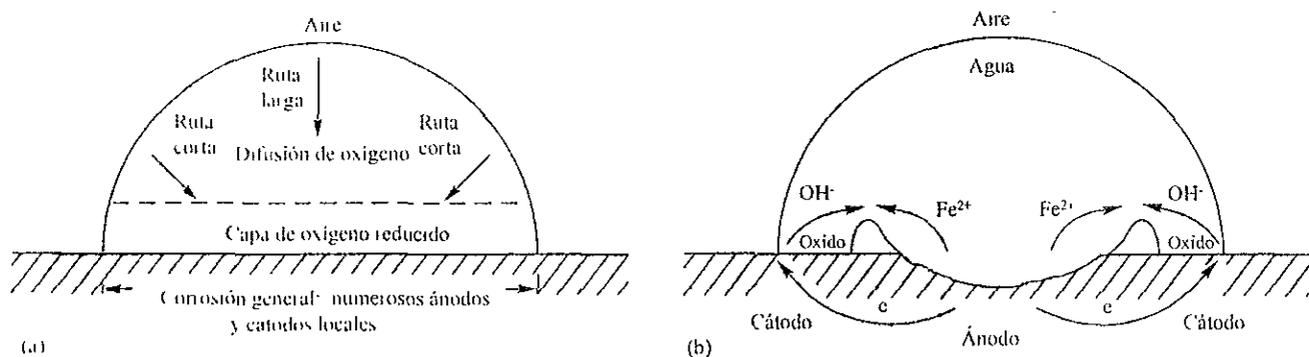


Fig. 2.3. Mecanismo de picadura a causa de aereación diferencial debajo de una gota de agua.

La iniciación de la picadura es precedida por corrosión general sobre la totalidad de la superficie húmeda, probablemente como un resultado de simples efectos del contorno granular.

El consumo de oxígeno por la reacción normal del cátodo en solución neutra causa un gradiente de concentración de oxígeno dentro del electrolito. Obviamente, el área húmeda adyacente a la interfase aire/electrolito recibe más oxígeno por difusión que el área en el centro de la gota que está a una gran distancia del suministro de oxígeno.

* Wilde B E 1974 On pitting and protection potentials: NACE, pág. 342-52.

Este gradiente de concentración polariza anódicamente la región central que se disuelve activamente:



Los iones hidroxilo generados en la región catódica difusa internamente reaccionan con los iones de hierro difundándose externamente, causando la deposición de productos insolubles de corrosión alrededor de la depresión o picadura. Esto, además, retarda la difusión de oxígeno, acelera el proceso anódico en el centro de la gota, y motiva a la reacción a ser autocatalítica, figura 2.3(b).

Los productos de corrosión “producen” a veces la picadura y es inmediatamente circundada formando una costra o tubérculo y aislando el ambiente dentro de la picadura de el grueso del electrolito. Esto mostró que el proceso autocatalítico es asistido por un incremento de concentración del ion cloro dentro de la picadura. La corrosión puede ser iniciada en varias inclusiones y precipitados.

En aceros es común encontrar inclusiones de sulfato de manganeso que son fuertemente catódicos a metales no combinados. Las áreas inmediatamente adyacentes a estas inclusiones son sitios ideales de nucleación para herrumbrarse, especialmente en aceros rolados en frío que son producidos con una superficie brillante; la mayor parte de los aceros rolados al calor son producidos con una escama de fábrica (capa de óxido) que protege el metal mientras la escama permanece intacta, pero fomenta la corrosión en las resquebrajaduras de la película.

2.5 CORROSIÓN POR EROSIÓN.

El nombre corrosión erosiva se explica para sí mismo para una forma de corrosión que resulta cuando un metal es atacado a causa del movimiento relativo entre un electrolito y una superficie de metal. Aunque los procesos electroquímicos tienen ocurrencia, muchos ejemplos de esta forma de corrosión son atribuidos a efectos mecánicos, tales como desgaste, abrasión y restregadura. Los metales suaves son particularmente vulnerables a esta forma de ataque, por ejemplo el cobre, bronce y aluminio, pero la mayoría de los metales son susceptibles a corrosión erosiva en situaciones de flujo particulares.

Velocidad de turbulencia y choque.

Cuando un fluido fluye a través de una superficie de metal puede imaginarse como una serie de capas paralelas, cada una “moviéndose” a velocidad diferente. La capa más lenta es adyacente a la superficie del metal donde las fuerzas de fricción y colisiones moleculares con las irregularidades superficiales son considerables y la velocidad de la capa aumenta a un máximo a determinada distancia dentro del grueso de la masa de líquido. Este efecto es conocido como flujo laminar y puede tener severas consecuencias, algunas de las cuales pueden ser benéficas :

- Se establece un equilibrio electrostático²⁻⁷⁹ en superficies de metal estáticas en que los procesos anódico y catódico acontecen con el mismo ritmo. La distribución iónica en la vecindad de la superficie es conocida como la capa doble. Cuando los iones de el metal corroído son removidos del sistema por un electrolito fluyente, el equilibrio no puede ser establecido y en teoría; se incrementa el ritmo de disolución.

- Un factor mitigante es el abastecimiento de oxígeno. Las celdas de aereación diferencial, que son una causa muy común de ataque, son minimizadas y la resistencia global a la corrosión es mejorada en la mayoría de casos donde el movimiento relativo tampoco es grande. Los aceros inoxidable regularmente tienen una buena resistencia a la corrosión en electrolitos fluyendo arriba de una determinada velocidad porque el abastecimiento de oxígeno mantiene las películas protectoras de óxido.
- Un efecto perjudicial de incrementar el ritmo de flujo es el abastecimiento de iones agresivos tales como cloro o sulfatos. Inversamente un alto ritmo de flujo puede ser una ventaja en situaciones donde una concentración uniforme de inhibidor adicionado es importante en el control de un proceso de corrosión.
- Si cualquier partícula sólida está presente en el fluido, las capas protectoras pueden ser restregadas hacia afuera y aumentar la corrosión. Por otra parte, el flujo puede ser suficiente para prevenir la depositación de limo o suciedad que ocasionan diversas celdas de aereación diferencial en las fisuras inferiores.

Tal combinación de factores hacen de el efecto de flujo una situación impredecible. Asimismo quizá el efecto más significativo que resulta de altos ritmos de flujo es la destrucción del flujo laminar y el comienzo de la turbulencia. Las moléculas de fluido ahora chocan directamente en el metal y el impacto causa desgaste mecánico. La velocidad es justamente uno de los factores que pueden causar turbulencia; la geometría del sistema puede tener un mayor efecto para determinar si un ataque sucederá o no. Algunos factores probables que causan corrosión por choque son:

- Un cambio repentino en el diámetro interno o dirección de la tubería.
- Una junta mal ajustada o unión que presenta una discontinuidad en la superficie lisa del metal.
- Una fisura que permite el flujo líquido externo del cuerpo principal de fluido.
- La presencia de un producto de corrosión u otro depósito que puede perturbar el flujo laminar.

La turbulencia es a menudo inevitable a causa de la necesidad para el flujo de fluidos de regiones no restringidas a orificios pequeños u otros espacios restringidos. Consecuentemente la corrosión erosiva es encontrada con frecuencia en la entrada de tubos condensadores e intercambiadores de calor. La corrosión erosiva es fácilmente reconocible porque puede crear extraños efectos, a menudo caracterizados por ranuras, agujeros redondeados o barrancos.

Los peculiares efectos producidos por la corrosión erosiva han sido atribuidos a un tiempo de dependencia del ritmo de erosión. Sobre superficies lisas, el ritmo de erosión es lento, pero acelerado en superficies rugosas. Cuando una cierta profundidad de superficie rugosa es alcanzada, una capa de agua se adhiere a la superficie o llega a ser atrapada dentro de las picaduras reduciendo los efectos erosivos de sucesivos flujos de líquido. Consecuentemente se observa que el ritmo de erosión desacelera después que un máximo ritmo ha sido alcanzado.

Las colisiones han sido un serio problema en aplicaciones importantes. La corrosión por choque que acontece cuando el líquido es forzado a cambiar de dirección puede ser completamente diferente de los frecuentemente impresionantes efectos producidos por la corrosión erosiva.

2.6 CAVITACIÓN.

La cavitación es una forma particular de corrosión erosiva causada por la formación y colapso de burbujas de vapor sobre superficies metálicas. Esta forma de corrosión tiende a ser más asociada con componentes que están siendo manejados a alta velocidad a través de un fluido, que en tuberías o tanques donde el flujo es a través de superficies metálicas estacionarias. De esta manera, propulsores, impulsores y equipos de turbina hidráulica son los ejemplos más comunes para encontrar corrosión por cavitación.

Cuando el flujo de fluido sobre una superficie metálica llega a ser suficientemente grande, reducciones muy localizadas en la presión hidrodinámica causan al fluido vaporización y las burbujas forman núcleos sobre la superficie metálica. El mismo efecto mecánico que reduce la presión también crea incrementos de presión que provocan a las burbujas un colapso con considerable fuerza. Si estas fuerzas exceden el límite elástico del metal, la deformación de la superficie estará presente; las películas protectoras son derruidas y la corrosión aparece. La superficie áspera, a su vez, proporciona mejores sitios para la formación de núcleos, creación de nuevas burbujas y el proceso de corrosión es agravado. La cavitación ha sido también observada sobre los revestimientos húmedos de las camisas de los motores diesel donde la vibración resultante del movimiento del pistón es la causa primaria de las variaciones de presión en el refrigerante fluyente.

Un importante método para el control de corrosión por cavitación es emplear componentes muy lisos y bien maquinados los cuales ofrecen menos lugares para la formación de núcleos.

Algunas veces la resistencia es obtenida por el uso de métodos de barrera, particularmente variedades de recubrimientos de caucho que absorben las ondas de choque, aunque en ambientes severos pierden efectividad. Se ha dicho que la protección catódica es benéfica porque la evolución de hidrógeno puede proporcionar un "colchón" protector que se opone a las fuerzas dañinas que el metal debe de otro modo resistir.

Sin embargo las altas corrientes necesarias para producir el suficiente hidrógeno para la protección hacen algo ineficiente este método de control, y el peligro de la fragilización por hidrogeno no puede descuidarse. La selección del material correcto es igualmente importante en el control de daño por cavitación. El acero inoxidable es muy estimado como el material con mayor resistencia a la cavitación, aunque la estelita, una aleación de Co/Cr/W/Fe/C, ha demostrado tener una mayor duración que un acero inoxidable tipo 304 en un ambiente severo.

2.7 CORROSIÓN BAJO ESFUERZO

La corrosión bajo esfuerzo es el término dado a resquebrajamiento intergranular o transgranular de un metal por la acción conjunta de un esfuerzo estático de tensión y un ambiente específico. Esta forma de corrosión es muy común en toda la industria, y a pesar de décadas de investigación intensiva, después de las cuales se empieza ahora a entender sus complicados procesos, las mediciones adoptadas para controlarla frecuentemente son un fracaso.

En la industria química, la corrosión bajo esfuerzo SCC del acero inoxidable debido a una disolución por cloro de aislación térmica continúa siendo un problema, a pesar del hecho de que su causa es bien conocida. Problemas similares continuamente infestan la industria petrolera donde las tuberías a profundidad, en pozos de alta presión requieren del uso de aceros de alta resistencia los cuales son conocidos por ser susceptibles a la SCC, particularmente en presencia de sulfhídrico. Se han empleado inhibidores consistentemente en un intento por mitigar los problemas de corrosión en tales circunstancias. Un rasgo distintivo de la corrosión bajo esfuerzo es que ocurre repetidamente es el más inesperado de tales casos. A menudo, un material escogido por su resistencia a la corrosión en un ambiente dado, la falla es encontrada en un nivel de tensión abajo del valor normal de fractura. Raramente hay cualquier evidencia obvia de una falla inminente y porque esto puede ocurrir en componentes aparentemente no tensionados, es incluso más que una sorpresa cuando los componentes son encontrados defectuosos.

Los problemas con tuberías son muy comunes a causa del esfuerzo tangencial que resulta de los procesos de fabricación. Los tratamientos térmicos de relevado de esfuerzos son así una parte vital del control de la SCC. Es generalmente acordado que no hay un mecanismo simple para la corrosión bajo esfuerzo. Cualquier combinación de un número de factores significantes puede contribuir a desencadenar una falla por SCC.

Los principales rasgos de la corrosión de bajo esfuerzo, son :

- El requisito para esfuerzo de tensión está fuera de duda. El ambiente-sensitivo al rompimiento es el sinergismo de esfuerzo y corrosión: la ausencia de cualquiera de los dos elimina el problema. La tensión puede ser aplicada directamente durante el tiempo de vida operacional; alternativamente, ésta puede estar presente en el componente como un resultado del proceso de fabricación o procesos de instalación.
- En general, las aleaciones son más susceptibles que los metales puros, aunque hay algunas excepciones bien documentadas.
- El resquebrajamiento de un metal en particular es observado sólo para pocas especies químicas en el ambiente y éstas no necesitan estar presentes en grandes concentraciones.
- En la ausencia de esfuerzo, la aleación es normalmente inerte a las mismas especies en el ambiente que debía de otro modo llevar al resquebrajamiento.
- Aún cuando el material es particularmente dúctil, la corrosión bajo esfuerzo tiene la apariencia de una fractura frágil.

- Frecuentemente es posible determinar un umbral de esfuerzo abajo de el cual la SCC no ocurre.

La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este tipo de ataque, pero afortunadamente el número de combinaciones aleación-corrosivo que causan este problema, son relativamente pocas. Sin embargo, hasta la fecha, este es uno de los problemas metalúrgicos más serios.

Mecanismo de rompimiento ambiente-sensitivo: iniciación

La falla de los componentes del metal pueden ser divididos convenientemente en la fase de **iniciación** durante la cual es formada una tensión adicional y una **segunda fase de propagación** de la rotura conduciendo a la falla.

En primera instancia, alguna forma de ataque sobre ánodos muy localizados sobre la superficie del metal debe ocurrir, el resultado del cual es mejor conocido como picadura. La acción de esfuerzos de tensión sobre materiales puede tener muchos efectos¹⁻¹⁶¹. La posibilidad más fundamental es que la aplicación de un esfuerzo de tensión a un enrejado cristalino, el cual esta en equilibrio, deriva en un aumento en la energía termodinámica de los enlaces atómicos. Si este efecto es localizado sobre la superficie, los ánodos pueden formarse, aún cuando el material este siendo esforzado dentro del límite elástico. Tales argumentos pueden ser usados solo en los casos de SCC que ocurren cuando las tensiones están debajo del punto de cedencia y no hay evidencia de defectos estructurales significantes en el material original.

Una vez que el esfuerzo excede al punto de cedencia del material, se obtiene una deformación plástica es decir, la estructura cristalina que sufre rompimiento de los enlaces y se deforma de manera que el perfil es alterado permanentemente. Este mecanismo está bien documentado en la literatura metalúrgica y puede ser con la idea de simplificar más la creación y movimiento de defectos, usualmente dislocaciones, a través de la estructura cristalina. El movimiento de las dislocaciones se detendrá cuando alcancen estas la superficie del metal o el contorno del grano. El movimiento de las dislocaciones puede ser prevenido de algunas maneras, pero éstas son los más significantes mecanismos de corrosión por esfuerzo. El "acumulamiento" de dislocaciones en el contorno del grano resulta en la polarización^{1-82, 3-34} anódica de estas regiones a causa del incremento de irregularidades en la estructura cristalina. Esto no tiene efecto sobre la fase de iniciación si éste está dentro del material, pero es muy importante en la fase de propagación. En la superficie aparece una mancha local sobre una superficie lisa: esto es conocido como un paso deslizante y es en este lugar que el material es más vulnerable a un ataque corrosivo inicial.

Las aleaciones que cuentan con películas delgadas de óxido u otro material para su protección corrosiva son especialmente vulnerables porque el paso deslizante descubre una cantidad microscópica de metal desnudo que es altamente anódico comparado a las superficies circundantes. Tal proceso es mostrado en la figura 2.4 . Se presentan dos etapas :

- a) formación de pasos deslizantes sobre la superficie de un metal por movimiento de dislocaciones a lo largo de planos de deslizamiento activos bajo la acción de un esfuerzo de tensión
- b) un paso deslizante sobre la película pasiva de un metal crea un sitio activo para la iniciación de una picadura de esfuerzo concentrada.

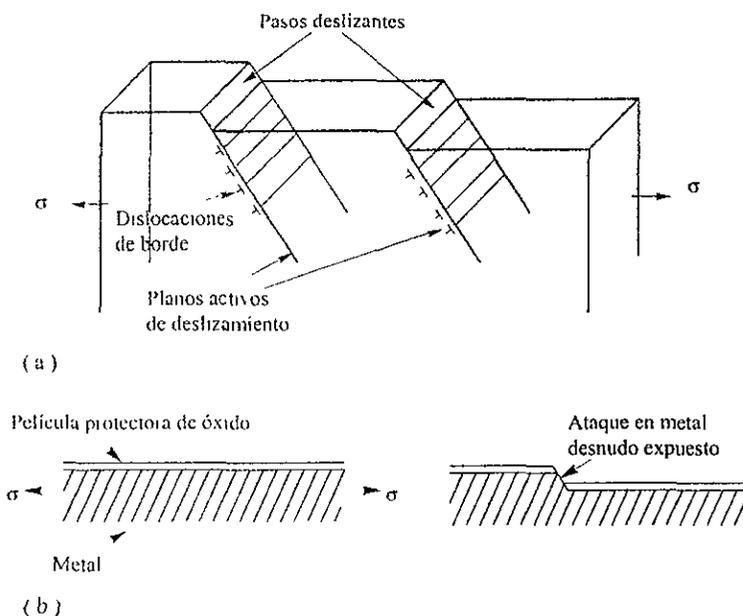


Fig. 2.4. Rol de los pasos deslizantes en el rompimiento de ambiente sensitivo.

Si el metal puede repasivarse rápidamente, entonces surge un pequeño peligro, pero si el tiempo de pasivación es bastante grande para permitir la corrosión del área expuesta, una picadura se forma y entonces el criterio para el comienzo de la SCC ha sido llevado a cabo.

Incluso en metales que no son pasivos, la formación de un paso deslizante sobre la superficie representa un problema de corrosión para la discontinuidad de la estructura cristalina causando ánodos locales. Se ha manifestado gran importancia sobre la formación de picaduras en que una capa porosa de producto de corrosión crea una diminuta celda de concentración. Las especies agresivas se concentran dentro de los confines de la celda formando un ambiente local aún más agresivo.

Los mecanismos de formación de picaduras descritos anteriormente son aplicables a esta situación. La formación de una picadura, entonces, es el precursor usual de la corrosión de bajo esfuerzo, y representa la fase de iniciación. Este es el aspecto más impredecible de esta forma de corrosión: esto puede llevar días o muchos años para ocurrir. Aún entonces, una picadura puede no ser del tamaño y forma necesaria para fomentar una rotura en el fondo de la picadura. No obstante, una vez que la picadura ha sido producida con las condiciones correctas, comienza el crecimiento de la rotura y la fase de propagación toma el control. Esta fase de el proceso es mucho más cuantificable empleando conceptos desarrollados de mecanismos de fractura, un proceso que será discutido más adelante.

Mecanismo de rompimiento ambiente-sensitivo: propagación.

Se han propuesto muchos mecanismos para la propagación de roturas en el ambiente sensitivo, siendo generalmente tres las aplicables :

- preexistencia de rutas activas;
- deformación-generada de rutas activas;
- mecanismos de adsorción-relacionada.

Es importante mencionar otra vez que mecanismos complejos pueden explicar las observaciones experimentales referentes a ejemplos de corrosión de bajo esfuerzo. Como es el caso donde más de un mecanismo puede ser probado, es probable que cada uno sea aplicable bajo diferentes condiciones de servicio.

Mecanismo de preexistencia de rutas activas.

En este mecanismo, la propagación se cree que ocurre preferencialmente a lo largo de regiones activas del contorno del grano. El mecanismo es esencialmente el mismo como para la corrosión intergranular, el contorno del grano puede ser polarizado anódicamente por una variedad de razones metalúrgicas, tales como la segregación o erosión de los elementos de la aleación.

Mecanismo de deformación-generada por rutas activas.

En contraste a los casos de resquebrajaduras dominadas por la influencia de corrosión, hay muchos ejemplos en los que, la deformación es la influencia controladora. Tales ejemplos han llevado a el desarrollo del mecanismo de deformación generada por rutas activas.

El mecanismo de deformación generada por rutas activas esta basado sobre la idea de una ruptura de deformación-inducida de la película, seguida por una disolución del metal en la ruptura.

El ritmo de propagación es gobernado por tres criterios :

1. Ritmo de la rotura de la película. Este es determinado por el ritmo de deformación aplicado, o en el caso de carga estática, por el ritmo de arrastre.
2. Solución renovada y ritmos de traslado en el extremo de la rotura. Este proceso de difusión-controlada es también gobernado por la accesibilidad de el extremo de la rotura a los agentes agresivos .
3. Ritmo de pasivación. Esta es una consideración vital, porque si la repasivación es muy lenta, una disolución excesiva del metal puede aparecer en el extremo de la rotura y a los lados.

Mecanismos de adsorción-relación.

Cuando un metal débilmente pasivo es de un potencial más positivo que el potencial libre de corrosión, se observa corrosión general hasta el potencial de pasivación. Es la región inmediatamente más positiva que el potencial de pasivación la cual representa los ritmos intermedios de pasivación más probables a resultar en rompimiento. Un metal fuertemente pasivo, no obstante, muestra un comportamiento un poco diferente. La pasivación ocurre en potenciales inmediatamente más positivos que el potencial libre de corrosión y no es hasta que el potencial es suficientemente anódico para que la película sea desestabilizada (la región transpasiva usualmente asociada con corrosión por picadura) y que el régimen de rompimiento ocurra. Existe un acuerdo experimental con tal teoría que ofrece una buena predictibilidad.

En el pasado se pensó que la fragilización por hidrógeno pudo ser distinguido de la SCC "pura" porque el efecto del hidrógeno pudo sólo ocurrir si el espécimen observado estuvo polarizado catódicamente. Recientemente han sido encontradas evidencias de que en los confines de la rotura, la composición de la solución puede tener un pequeño parecido con la que existe en el grueso de la solución. Así aún cuando el grueso del material pueda parecer fuera del rango de potencial para la

evolución de hidrógeno, la combinación de pH y el potencial existente en el extremo de la rotura puede permitir la reacción catódica. De esta manera el rol atribuido al hidrógeno en el mecanismo de la SCC ha tenido apoyo en años recientes y se cuida la interpretación de resultados. Los mecanismos de adsorción-relación pueden proponer que especies metálicas activas en el electrolito degradan la integridad de la región extremo de la rotura, facilitando la fractura de enlaces en niveles de energía más bajos que los supuestos. En un mecanismo, el ion agresivo el cual es específico en el caso en cuestión se piensa que reduce el enlace resistente entre los átomos metálicos en el extremo de la rotura por un proceso de adsorción que resulta en la formación de enlaces de especies metálicas. La energía usada en el enlace del agresor a los átomos de metal reduce la energía de enlace metal-metal permitiendo que la separación mecánica ocurra más fácilmente.

Es posible que el ion específico (que es normalmente no reactivo respecto al metal) sea más reactivo a causa del incremento de energía termodinámica que acontece en el enlace metal-metal como un resultado del esfuerzo de tensión. La figura 2.5 ilustra, en forma esquemática, para los posibles mecanismos de roturas que se pudieran presentarse :

- a) la especie agresiva es adsorbida en el extremo de la rotura y causa una reducción en la fuerza de enlace metal-metal.
- b) (1) separación por adsorción de hidrógeno en áreas dilatadas localmente inmediatamente delante del extremo de la rotura.
- (2) gas hidrógeno formado en áreas dilatadas localmente a lo largo de planos deslizantes. la presión del gas ayuda en la ruptura de los enlaces metal-metal.
- (3) la formación de hidruros metálicos causa reducción de la fuerza de enlace metal-metal y fragilización de la región delante del extremo de la rotura.

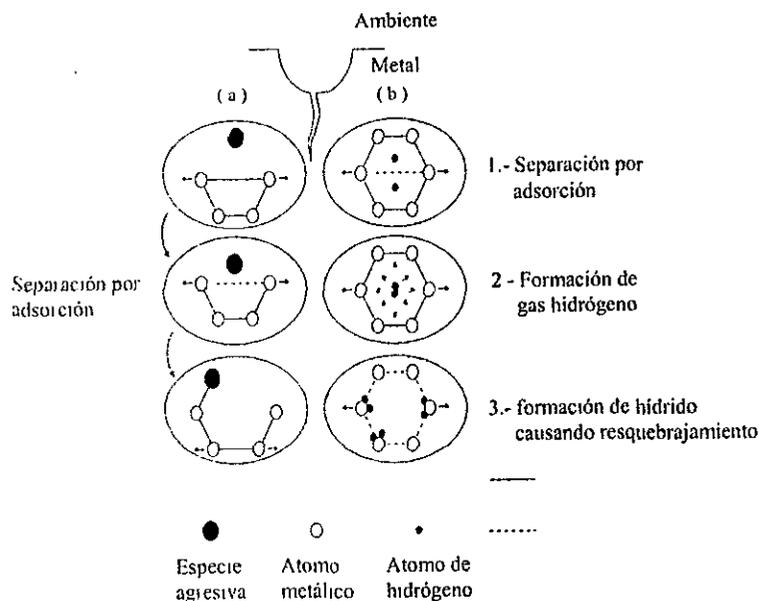


Fig. 2.5 Mecanismo de propagación de resquebrajamiento.

Un segundo mecanismo de adsorción-relación está basado en la formación de átomos de hidrógeno por la reducción de iones de hidrógeno dentro de la rotura. Los átomos de hidrógeno son adsorbidos por el metal y se piensa que causa debilitamiento o fragilización de los enlaces metal-metal justamente debajo de la superficie en el extremo de la rotura.

Existen posibilidades para que esto pueda ocurrir. Tres de éstas son mostradas en la figura 2.5 (b). Una presupone la formación de hidruros de metal, especies químicas discretas que son bien conocidas por su naturaleza quebradiza. En el pasado, la formación de hidruros ha sido probablemente el mecanismo más favorecido por el fenómeno general de fragilización por hidrógeno, aunque han sido propuestos otros mecanismos. Por ejemplo, es posible también que el decremento de las fuerzas de enlace sea causada por un proceso de adsorción, similar a aquél descrito para el ion específico.

Una tercera posibilidad es que el gas hidrógeno es formado en diminutas cantidades; la tendencia termodinámica para que esto ocurra es muy grande. Se ha demostrado que el hidrógeno atómico penetra el acero, pero se combina en las cavidades para formar gas hidrógeno. La molécula de hidrógeno es incapaz de difundirse directamente al enrejado metálico y por consiguiente la presión en las cavidades aumenta. Las presiones extremas que pueden generarse, dando un tiempo suficiente, pueden romper la mayoría de los materiales. Los aceros son capaces de resistir entre 3000 y 20000 atmósferas (0.3 a 2 GPa).

La presión del hidrógeno dentro de algún defecto puede exceder estos valores, pero el crecimiento de la rotura será supuesto a ocurrir antes que tal presión fuese alcanzada. Cualquier incremento en presión causada por gas hidrógeno en un área dilatada localizada debe aumentar la existencia de esfuerzos de tensión y ayudar en la propagación de la rotura. Se reconoce la separación por el mecanismo de adsorción como el mecanismo más probable que la causada por las presiones hidrostáticas generadas por incremento del gas hidrógeno. El rol exacto del hidrógeno en la fragilización de metales en el extremo de la roturas está todavía sujeto a mucha especulación, y es probable que continúe así por algún tiempo.

Recientes métodos cuantitativos de prueba utilizan los desarrollos en mecanismos de fractura para cuantificar los ritmos de crecimiento de la rotura de especímenes de prueba.

En la siguiente figura se muestra como una gráfica de intensidad de esfuerzo contra ritmo de crecimiento de la rotura se puede usar para determinar la propiedad del material conocida como resistencia a la fractura²⁻¹⁶⁷ figura. 2.6.

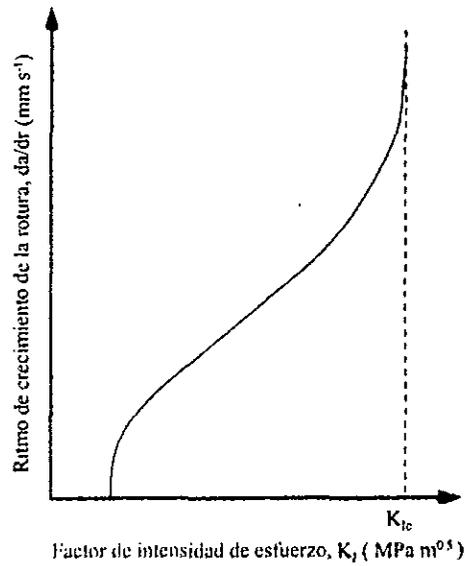


Fig. 2.6 Variación de la velocidad de crecimiento de la rotura con el factor de intensidad de esfuerzo.

Si una serie de mediciones de crecimiento de fractura son realizadas en presencia y ausencia de un ambiente que promueve la SCC los datos obtenidos serán similares a los mostrados en la fig. 2.7.

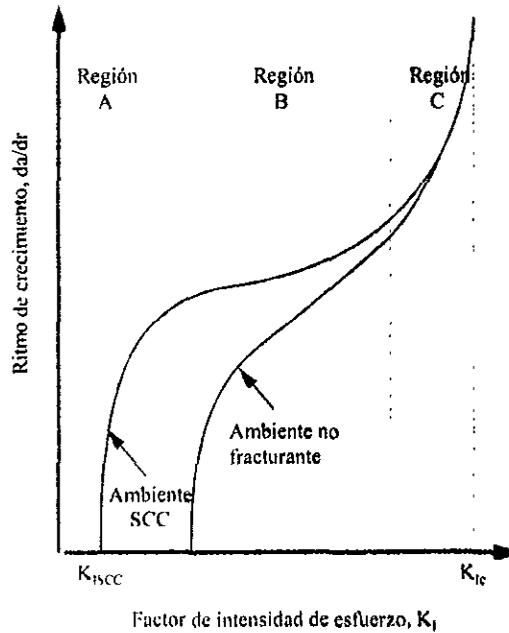


Fig. 2.7 Prueba de susceptibilidad para SCC para mediciones de crecimiento de la rotura.

Las velocidades de crecimiento de la rotura son graficados contra el factor de intensidad de esfuerzo en los ambientes de aire y corrosivo.

Los datos obtenidos de los experimentos en presencia de ambiente corrosivo usualmente son divididos en tres regiones:

Región A: El crecimiento de la fractura está fuertemente relacionado a la intensidad de esfuerzo X_I pero desciende rápidamente, nominalmente acero. La extrapolación indica la existencia de un umbral de intensidad de esfuerzo X_{ISCC} , abajo del cual el crecimiento de la rotura no ocurre en bajos valores de K_I , el ritmo es fuertemente dependiente de K_I , la extrapolación indica un nivel de umbral K_{ISCC} .

Región B: En esta región hay poca, si la hay, dependencia sobre la intensidad de esfuerzo: el crecimiento de la rotura ocurre en un ritmo casi constante que es más rápido que en el ambiente de control el crecimiento de la fractura es casi independientemente del factor de intensidad de esfuerzo y controlado por procesos de corrosión.

Región C: Aquí la coacción mecánica es tan grande que hay poco efecto del ambiente. La fractura es fuertemente dependiente de la intensidad de esfuerzo y sigue estrechamente el comportamiento de especímenes probados en el ambiente de control. El crecimiento de la fractura ocurre por mecanismo mecánico y se aproxima a la resistencia a la fractura, K_{IS} .

La diferencia en comportamiento que resulta de la presencia del ambiente específico es claro de la figura 2.7 para un material susceptible, los ritmos de crecimiento de la rotura muestran un cambio general ascendente y a la izquierda de los datos obtenidos en un ambiente inerte. Asimismo, como el valor del factor de intensidad de esfuerzo se incrementa, la desviación de las dos curvas llega a ser menor y acercarse a un comportamiento consistente con fractura puramente mecánica.

El descubrimiento de la existencia de un valor de umbral de tensión es un importante avance, ya que esto indica la idea de que el esfuerzo tiene que ser eliminado antes de que pueda ser llevado a cabo el control de la SCC que no es verdadera; es suficiente reducir los esfuerzos abajo del umbral. Esta significativa propiedad del material (la cual sólo relaciona al ambiente especificado) es denotada por el símbolo K_{ISCC} y el esfuerzo de umbral que relaciona a éste es dado el símbolo σ_{TH} .

2.8 CORROSIÓN POR FATIGA.

Existen muchas similitudes entre la corrosión por fatiga y la SCC, pero la diferencia más significativa es que la corrosión por fatiga es extremadamente no-específica (en ausencia de un medio corrosivo).

La fatiga mecánica afecta a todos los metales, causándoles falla a niveles de esfuerzo debajo del esfuerzo estático al cual deben fallar. En ambientes acuáticos, frecuentemente se ha encontrado que la resistencia del metal a la fatiga es reducida. Esto hace de la corrosión por fatiga una común y peligrosa forma de corrosión.

Se piensa que las etapas en el desarrollo de rotura por fatiga son como sigue :

- formación de bandas deslizantes conduciendo a intrusiones o extrusiones de material.
- formación de núcleos de una rotura germinal de aproximadamente 10 μm de largo.

- la extensión de la rotura germinal a lo largo de direcciones favorables.
- propagación macroscópica de la rotura (0.1 a 1mm) en dirección perpendicular a el máximo esfuerzo principal, conduciendo a la falla

Además, algunos ejemplos de corrosión por fatiga pueden ser considerados como una clasificación de tres categorías diferentes :

1. Activa: corrosión libre, tal como un acero al carbón en agua de mar
2. Inmune: en la que el metal está protegido catódicamente o con un recubrimiento
3. Pasiva: en la que el metal está protegido por una película superficial generada por corrosión, regularmente un óxido

La discusión que sigue será referida a condiciones de corrosión y crecimiento de la rotura definidos arriba.

La figura 2.8 muestra las características de fatiga y corrosión de una típica aleación de acero al carbón de mala calidad en ambientes, inerte y cloruro de sodio acuoso. En el ambiente inerte la falla del material es debida a falla por fatiga²⁻¹⁶⁸, pero cuando es introducido el ambiente acuoso, es aparente que el efecto es grande a niveles de bajo esfuerzo; en altos niveles de esfuerzo el comportamiento es más semejante a el mecanismo de crecimiento de la rotura por procesos mecánicos.

La curva de corrosión por fatiga puede ser convenientemente dividida en tres regiones, A: iniciación, B: propagación y C: falla.

Se muestra una indicación para el valor umbral de la SCC en la figura 2.8, de la cual se puede apreciar que la corrosión por fatiga puede suceder a niveles de esfuerzo más bajos que para la SCC.

Mientras que los ritmos de crecimiento para la rotura en la SCC en régimen b son comúnmente independientes del factor de intensidad de esfuerzo (paralelo al eje x), éste no es por tanto para una verdadera corrosión por fatiga: el comportamiento es frecuentemente en conformidad con la ley de Paris³⁻¹⁷⁰, excepto cuando el comportamiento de la SCC puede ser superpuesto sobre la corrosión por fatiga.

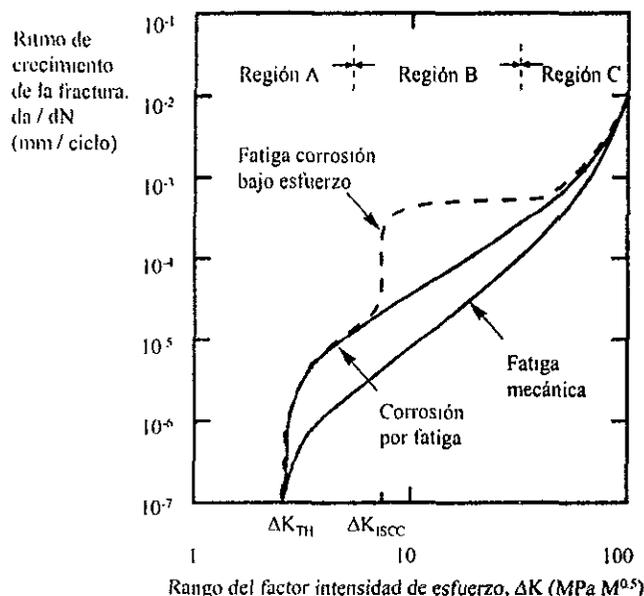


Fig. 2.8 Características de las curvas de corrosión por fatiga.

En este caso la gráfica aparecerá similar a la línea punteada en la figura 2.8. El comienzo de la SCC sobreviene en niveles de esfuerzo correspondiente a el nivel umbral y causa un incremento favorable en el ritmo de crecimiento de la rotura. La observación de una “meseta” en la curva es típica de tal mecanismo doble, que es frecuentemente referida como esfuerzo-corrosión fatiga, incluso si el efecto puede ser atribuido a un mecanismo de fragilización por hidrógeno .

Un ejemplo de tal comportamiento se encontró en la corrosión por fatiga de aceros estructurales empleados en plataformas costa afuera. El uso de protección catódica sobre tales estructuras ha sido reportado como una restitución favorable a las propiedades de corrosión por fatiga. El metal está inmune a causa del potencial aplicado, pero adicionalmente es protegido por la formación de depósitos calcáreos que contribuyen a taponar roturas incipientes. No han sido encontradas evidencias para la disminución del umbral de crecimiento de la rotura, pero si superponemos sobre el crecimiento de la rotura de corrosión por fatiga se aprecia una “meseta” que corresponde al comienzo de los ritmos incrementados de propagación por fragilización por hidrógeno. Si bien la impresión global de los diseñadores es que las plataformas costa afuera en servicio, tienen buena resistencia a la corrosión por fatiga, la dependencia sobre la protección en condiciones donde el esfuerzo complejo puede llevar al rompimiento de la película calcárea, o sobrepotección inesperada y el incremento de la evolución de hidrógeno, se considera poco aconsejable. La observación de niveles de umbral no puede ser sobre estimada .

En algunos sistemas, es posible definir tal umbral que puede ser utilizado como un parámetro de diseño. En muchos metales estructurales éste puede ser tan bajo como 2mpa m, aunque en el aire, el factor que más afecta el nivel de umbral es si el ambiente causa iniciación de rotura o no. En aceros soldados se piensa que siempre están presentes suficientes defectos para los procesos de iniciación, teniendo ya ocurrencia y para propagación de roturas dominando el comportamiento de corrosión por fatiga.

A pesar de los avances realizados en el entendimiento de la corrosión por fatiga, queda como uno de los más complejos y menos comprendidos de todas las formas de corrosión.

3 INSPECCIÓN Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN.

El vigilar las condiciones de los procesos del equipo, tanto dentro y fuera de la corriente de flujo, el ingeniero debe fiarse de pruebas no destructivas. Las pruebas no destructivas, pueden ser definidas como pruebas para detectar tanto interna como externamente las fallas ocultas en los metales por el uso de técnicas que no dañen o destruyan la existencia probada de los dispositivos.

Las pruebas no destructivas son un componente esencial de los procesos de producción. Pueden ser aplicados, si es necesario, a todos los componentes y ensambles críticos. En muchas aplicaciones, estas pruebas indirectas, tienen gran sensibilidad, precisión y seguridad que lo hacen ampliamente aceptado y más costoso que las pruebas directas. Las pruebas no destructivas pueden ser utilizadas como un dispositivo de alerta inmediata para indicar cuando el equipo de proceso está aproximándose a su límite de retiro o cuando las condiciones de proceso son tales que están ocurriendo incrementos en el ritmo de corrosión. Es importante que el ingeniero entienda los métodos de la operación y las limitaciones del equipo de pruebas no destructivas de modo que los datos extraídos de los reportes de inspección puedan ser analizados correctamente para dar resultados significativos.

A menudo, el equipo de monitoreo de la corrosión puede ser utilizado para optimar las condiciones de proceso, para alcanzar en todas partes, las capacidades máximas, sin sacrificar la integridad del equipo. Los cambios de proceso, tales como incremento o decremento en la temperatura, presión, velocidad y concentración, pueden acelerar el ritmo de corrosión. Cuando estos cambios de proceso ocurren, es imperativo que el ingeniero monitoree el efecto en los ritmos de corrosión para prevenir la falla del equipo causada por la corrosión y de este modo evitar cierres no programados de las unidades de proceso.

Los ingenieros deben tener bien definido dónde puede presentarse la corrosión en el equipo, como en torres, tanques, intercambiadores de calor y en tuberías. En las torres, las áreas de tratamiento incluyen bajantes traseros, interfaces líquido - vapor y entradas a través de líquido o gas. Para tanques e intercambiadores de calor las áreas de tratamiento incluyen interfases líquido-vapor, áreas de estancamiento y entradas a través de líquido o gas. En los sistemas de tuberías las áreas de tratamiento incluyen codos, tees, corrientes abajo de válvulas y bombas y conexiones pequeñas. Las figuras 3.1 a la 3.3, ilustran localizaciones típicas donde la corrosión debe ser más probable a ocurrir en sistemas de tuberías. El número de mediciones o de localizaciones depende del ambiente corrosivo y configuración y por lo tanto varía entre sistemas de tuberías. Donde hay pequeñas conexiones o conexiones ramificadas, el tamaño o configuración puede no ser factible para aplicar algún método.

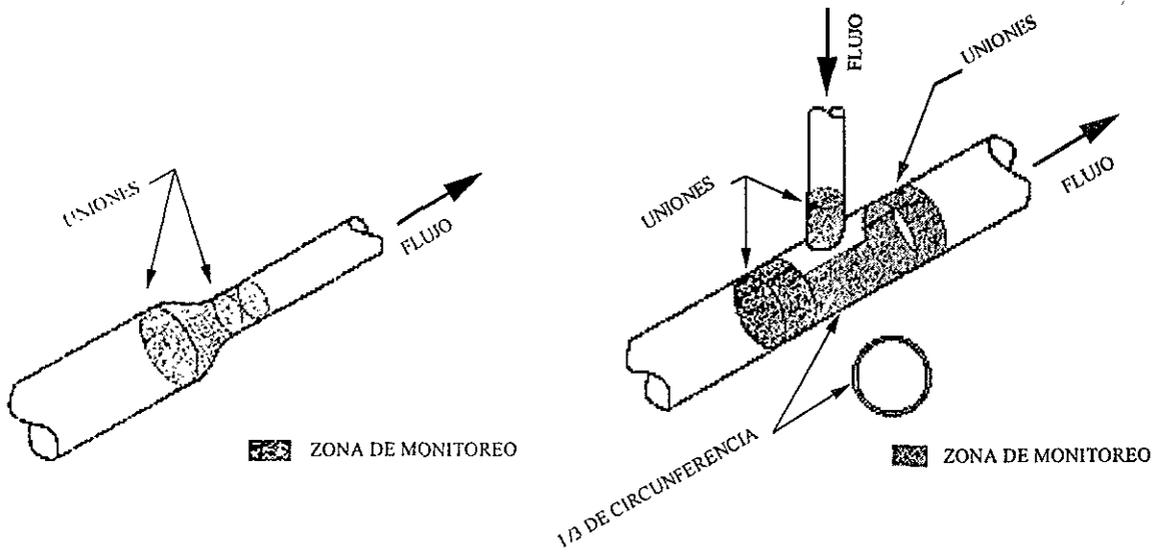


Fig. 3.1 Monitoreo de la corrosión típico de una reducción y una tee.

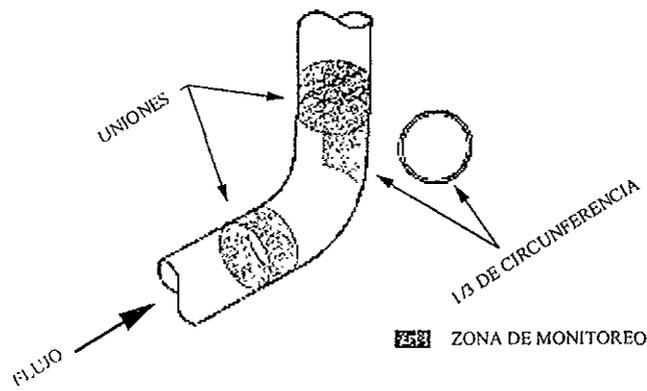


Fig. 3.2 Monitoreo de la corrosión típico de un codo.

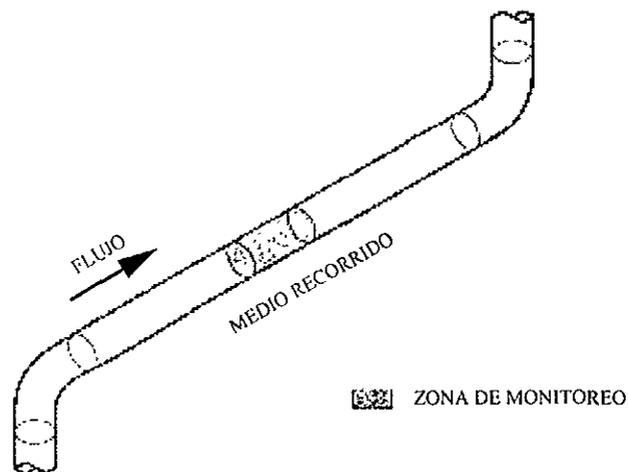


Fig. 3.3 Monitoreo de la corrosión típico de una tubería.

3.1 MONITOREO INTEGRAL DE TUBERÍA Y EQUIPO DE PROCESO.

En la discusión de corrosión o potencial de corrosión en tuberías que transportan líquido o gas, es importante distinguir entre inspección y monitoreo o reconocimiento.

La inspección es un método de evaluación de tuberías que determina primeramente si la corrosión se ha llevado a cabo y de ser así, el tipo y cuanto. Los tipos de inspección más comunes incluyen, pero no están limitados a:

- Inspección visual.
- Inspección con radiografía.
- Inspección ultrasónica.
- Mediciones mecánicas.

El monitoreo o reconocimiento, por otra parte, es un método que coloca una amplia gama de dispositivos sobre o dentro de una tubería y mide el ritmo de corrosión con técnicas modernas de reconocimiento en cada periodo de tiempo real, o en intervalos preestablecidos. Hay dos métodos de monitoreo: intrusivo, donde el monitor va dentro de la tubería y no intrusivo, donde el monitor no es introducido a la misma.

Ocasionalmente, los ingenieros están limitados en la cantidad de pruebas intrusivas que pueden realizar y por lo tanto, deben confiar en métodos de prueba no intrusivos.

Las herramientas y técnicas de inspección intrusiva están limitadas a causa de la inaccesibilidad del equipo a temperaturas y presiones extremas, formas físicas, configuraciones, etc.

Los tipos más comunes de monitoreo intrusivo incluyen, pero no están limitados a:

Testigos corrosimétricos.

- Sondas electrónicas (ER. LPR. Galvánica).
- Análisis químico (sólidos, líquido, gases disueltos).
- Sondas de inserción de hidrógeno tipo trinquete.
- Monitoreo de condición (temperatura, velocidad, pH).

Los tipos más comunes de monitoreo no intrusivo incluyen, pero no están limitados a:

- El método dactilar eléctrico.
- Emisión acústica.
- Sondas de hidrógeno.

El monitoreo tradicional de corrosión en tubería ha sido empleado para el monitoreo de la corrosión y monitoreo de control de la corrosión por muchos años. Simplemente el monitoreo de la corrosión es un método para determinar el potencial de corrosión del ambiente en un sistema. El monitoreo de control de la corrosión, por otra parte, es el monitoreo que determina la efectividad de las medidas de control de corrosión que han sido tomadas para detener o minimizar la corrosión.

Las técnicas tradicionales de monitoreo, discutidas más adelante en este trabajo, han sido ampliamente utilizadas y son muy efectivas. Sin embargo, como nuestro entendimiento de corrosión y mecanismos de corrosión se ha incrementado, hemos visto una necesidad para técnicas más avanzadas que no sólo miden promedios de ritmos de corrosión en MPY (milésimas de pulgada por

año) sino evalúan la corrosión como ocurre en unidades muy pequeñas y tienen la habilidad de detectar que tipo de mecanismo corrosivo está ocurriendo sobre una base de tiempo real.

Estudiando los métodos tradicionales de monitoreo de corrosión, se notaron debilidades inherentes que fueron observadas en la mayoría de las técnicas usadas, fueron estudiados los métodos de LPR (resistencia de polarización lineal) y fueron desarrollados nuevos métodos como resultado de técnicas avanzadas de reconocimiento de la corrosión.

Técnicas tradicionales.

En seguida se hará una breve descripción de las más tradicionales técnicas de monitoreo de la corrosión utilizadas y una breve discusión de sus ventajas y desventajas.

Métodos de pérdida de peso (testigos corrosimétricos).

Los cupones corrosimétricos o especímenes metálicos, son las técnicas de monitoreo más ampliamente usadas a través el mundo. Los especímenes del material a ser estudiado, después de ser cuidadosamente pesados son expuestos dentro del ambiente seleccionado para un período de tiempo específico. Después de ser removidos del ambiente, son limpiados y pesados. Entonces se calcula esta pérdida de peso y por el empleo de una fórmula N.A.C.E. estándar, se determina la pérdida de peso anual, calculada en MPY.

La ventaja de este tipo de monitoreo es que es relativamente simple y puede ser instalado para dar una retrospectiva del ritmo de corrosión. Puede ser determinado un comportamiento de la corrosión a largo plazo con un programa razonable de monitoreo. El dato es fácil de entender y puede ofrecer buena correlación con la pérdida de metal de la estructura estudiada. Asimismo el dato ofrece sólo promedio de pérdida de peso y no dice cuando está ocurriendo la corrosión. Probablemente la más grande desventaja de los cupones es que hacen tomar períodos extensos de tiempo para dar resultados precisos.

Los ritmos de corrosión de los cupones llegan a ser menos efectivos si el ritmo de corrosión excede las tolerancias de diseño o si los ritmos de corrosión son muy pequeños.

Métodos de resistencia de polarización lineal (LPR).

En el uso de sondas LPR, una pequeña corriente de perturbación es aplicada a través de los electrodos y se determina la densidad de corriente, la cual puede entonces dar el ritmo de corrosión. Estas sondas pueden ser usadas en el laboratorio, así como en aplicaciones en alta y baja presión en el campo. La técnica LPR es la mejor empleada en sistemas húmedos y da el dato de tiempo real si la instrumentación apropiada es usada en conjunción con las sondas. Las películas superficiales, películas de baja conductividad y películas delgadas, a menudo hacen inefectivo el uso de ésta técnica.

Métodos de resistencia eléctrica. (ER)

Estas sondas, a menudo llamadas cupones electrónicos, exponen un elemento al ambiente y cuando el elemento se corroe, los cambios de masa del metal dan una lectura de resistencia diferente. Esta lectura es entonces convertida a MPY.

La susceptibilidad es proporcional a la masa de metal y así la vida de estas sondas puede ser corta en ambientes altamente corrosivos. Las salidas bajo velocidad y sulfuro de hidrógeno pueden dar lecturas incorrectas. Las lecturas obtenidas son promedios y no dicen exactamente cuando ocurre

la corrosión o qué tipo de corrosión fue. La compensación de temperatura es a menudo un problema, aunque esperamos ver nuevos desarrollos en esta área.

Métodos galvánicos (resistencia amperimétrica cero - ZRA).

Las sondas galvánicas usan electrodos de metales diferentes los cuales son introducidos en el ambiente: se mide la corriente que fluye entre los dos electrodos. Se pueden usar también electrodos idénticos y relacionar la magnitud de la corriente a la corrosividad del sistema. Aunque las sondas galvánicas pueden ser calibradas para sistemas conocidos hay más dificultad de aplicación a sistemas que son desconocidos o aquéllos con cambios muy grandes en las condiciones de flujo. La ZRA también tiende a carecer de sensibilidad en ritmos bajos de corrosión.

Las sondas galvánicas pueden ser usadas para detectar oxígeno en un sistema y son ocasionalmente empleadas para este propósito. Sin embargo, en la determinación de ritmos de corrosión, este método no es empleado comúnmente.

Métodos de penetración de hidrógeno.

Las sondas de hidrógeno emplean el concepto de permitir a la sonda corroerse, produciendo hidrógeno atómico libre, el cual se difunde a través de la pared de la sonda combinándose para formar H_2 en un anillo: el aumento de presión en este anillo relaciona a la ocurrencia de la corrosión y el resultado de la penetración de hidrógeno. Los detectores de hidrógeno no intrusivo pueden ser unidos al lado externo de la tubería o vasija y también detectar la penetración de hidrógeno. Aunque este tipo de sondas y detectores han estado en el mercado por años, su uso es limitado, ya que la correlación entre la penetración de hidrógeno, calidad de acero y ritmos de corrosión, no es entendida ampliamente.

Desarrollo de las nuevas técnicas.

En la observación de estos métodos tradicionales, se determinó que LPR y ZRA ofrecieron los mejores métodos disponibles de evaluación de la corrosión sobre una base de tiempo real.

Los métodos de pérdida de peso y RE (resistencia eléctrica) no fueron considerados, ya que dan ritmos promedio y no pueden relacionar el mecanismo de corrosión.

En la observación de LPR y ZRA se notó, como sabe toda la gente que trabaja con estos métodos, que hubo perturbaciones en las señales generadas durante el proceso de corrosión, especialmente en el rango de baja frecuencia. Con la disponibilidad de instrumentación moderna que fue basada en PC fue ahora posible coleccionar estas perturbaciones y visualizarlas. Haciendo esto, llegó a ser muy aparente que las diferentes trazas de ruido visualizado variarían. Estas variaciones en las trazas de ruido siguieron patrones establecidos que pudieron identificar corrosión general, resquebrajamiento y picadura. Además, se pudo ver e identificar no sólo picadura sino que, diferenciar entre iniciación y propagación de las picaduras. Estas lecturas llegaron a ser lo que ahora es conocido como "ruido electroquímico".

Pudo identificarse una cantidad muy pequeña de corrosión, también llegó a ser obvio que no fue muy grande la necesidad de muchas sondas y que el material del sensor llegó a ser crucial.

El concepto de usar electrodos sensores de acero bajo en carbón para todos los sistemas fue rechazado. El perfil del sensor también llegó a ser un problema y el método tradicional de diseño de sonda fue también rechazado en muchos casos.

Por lo tanto, la nueva generación de sensores fue manufacturada de un material muy específico a un diseño muy específico. Estos diseños ahora ofrecen sensores circulares que pueden monitorear

sobre el diámetro interno o externo entero; el contorno del perfil del sensor como el del interior del tubo, diseños a la medida y los tradicionales diseños de alta presión que se unen dentro de accesorios estándares de acceso.

Con estas importantes innovaciones es ahora posible ofrecer varias técnicas, todas en un grupo de sensores. Se pudo hacer esto por la toma de más de una lectura de los sensores disponibles en una unidad sensora.

Nuevas técnicas.

Las nuevas técnicas para monitoreo de la corrosión en tuberías, incluyen:

- Propagación de corriente electroquímica (ECN).
- Propagación de potencial electroquímico (EPN).
- Impedancia electroquímica (EIM).

Propagación electroquímica (ECN y EPN).

La propagación electroquímica es la fluctuación espontánea aleatoria de potencial y corriente que ocurre cuando los eventos de corrosión o disolución general del metal se llevan a cabo. La magnitud y frecuencia de corriente y la propagación de potencial se pueden medir. El análisis de estas trazas de propagación suministra el dato de tiempo real sobre el ritmo de corrosión y sobre el fenómeno de corrosión localizada, tales como picaduras, corrosión fisurante y resquebrajamiento por corrosión bajo esfuerzo.

El dato puede ser obtenido por el uso de instrumentación analógica o digital, la instrumentación analógica mide el valor de RMS, de la señal de propagación sobre la banda de baja frecuencia y suministra un registro continuo de tiempo real de eventos de corrosión. La instrumentación digital recolecta datos no filtrados y los despliega como gráficos de registro-tiempo o a través de transformaciones de frecuencia-campo. Ambos tipos de instrumentación pueden ser aplicados para investigar los diferentes tipos de corrosión. No obstante, deberá ser notado que sólo el sistema digital es conveniente para procesos rápidos, tales como el resquebrajamiento por corrosión bajo esfuerzo.

Mediciones de impedancia electroquímica. (EIM)

El monitoreo de corrosión por impedancia electroquímica es esencialmente un desarrollo de LPR y medición de la respuesta lineal de la interfase metal/ambiente, a una perturbación eléctrica senoidal sobre un rango de frecuencias típicamente 0.05 Hz-10 kHz. En altas frecuencias, la resistencia de la solución puede ser medida, ya que graba la presencia de incrustaciones y/o películas orgánicas. En bajas frecuencias la resistencia de polarización se mide por la substracción de la resistencia de la solución, se puede obtener un valor preciso de la resistencia a transferencia de carga electroquímica en la interfase. Las técnicas simples de impedancia se pueden aplicar para monitoreo continuo y obtener una medición de ritmo de corrosión en línea en muchos sistemas corrosivos precaracterizados.

La instrumentación de impedancia puede también ser empleada para analizar la fase cambiante entre el voltaje aplicado y la corriente resultante. Esto puede suministrar información mecánica sobre si la reacción de corrosión es bajo control de activación o difusión.

La espectroscopía de impedancia es relativamente rápida y parece una "instantánea" del ritmo de corrosión e información mecánica. No obstante el dato puede requerir interpretación

especializada y consumir mucho tiempo. Un importante beneficio es que, como la resistencia de la solución puede ser determinada separadamente, pueden ser monitoreadas soluciones de capas delgadas y baja conductividad.

Sensor multitécnica.

Con los nuevos métodos se determinó que se pueden proponer las siguientes técnicas, todas en un sensor para sacar partido a los cinco electrodos sensores:

- Propagación de Corriente Electroquímica (ECN).
- Propagación de Potencial Electroquímico (EPN).
- Amperímetro de Resistencia Cero (ZRA).
- Impedancia (EIM).
- Resistencia de Polarización Lineal (LPR).

En el diseño de sensores también se determinó que no fue usualmente factible proponer sensores con un material de electrodo común (i.e aceros al carbón 1018 ó 1020).

Este concepto ha mencionado que si se pone este material en sondas con elementos de acero bajo en carbón, la base de la tubería, hecha de otros materiales se protegería a si misma.

La idea fue rechazada y se tiene cuidado en usar el material exacto de la tubería consiguiendo una pieza de la tubería actual o por lo menos un material similar muy representativo.

Además se determinó que el perfil o configuración del sensor juega un rol muy importante en la capacidad de medir con precisión el ritmo de corrosión y el mecanismo. A causa de esto se propuso un amplio rango de configuraciones más cercanas a la superficie paralela actual de las tuberías monitoreadas.

Instrumentación avanzada.

El paquete completo de monitoreo de corrosión emplea un sistema de instrumentación basado en PC para facilidad de operación. Todos los instrumentos que van dentro de la planta o campo son intrínsecamente seguros y las lecturas de salida pueden ser hechas a primera vista o en el cuarto de control. También es muy fácil verificar el dato por el jefe de la oficina o el propio personal a través del uso de un módem para transmisión de datos. El desplegado puede ser hecho en un modo operativo que simplemente dice que si es rojo está corroyéndose más allá de los límites aceptables y si es verde, el sistema está operando dentro de límites aceptables. Del mismo registro de datos, puede ser desplegada información más detallada sobre una base de tiempo real. Estos datos detallados pueden ser desplegados de muchas maneras para facilidad de operación y presentación.

Las perturbaciones que causan los cambios en el ritmo de corrosión y mecanismo pueden ser mostradas y enfocados con precisión para un mayor entendimiento de la operación del sistema.

Procesamiento de datos.

El monitoreo del proceso de datos cuando se usa con las técnicas de reconocimiento de la corrosión de tiempo real, es uno de los más importantes aspectos del moderno enfoque de control de procesos. Esta combinación suministra una poderosa herramienta que tiene la capacidad de mostrar porqué un sistema corrosivo varía entre régimen de pasivación, picadura, rompimiento bajo esfuerzo o corrosión rápida. No obstante es más importante que la corrosión y el procesamiento de datos sean registrados simultáneamente.

Para cuando sólo la información de corrosión esté disponible, el ingeniero de corrosión no puede relacionar cambios en la actividad corrosiva a variaciones en el ambiente del proceso. La instrumentación basada en PC ofrece esta opción, de modo que se puede simultáneamente monitorear y desplegar la información sobre variables tales como flujo, temperatura, pH o cualquier otra señal de proceso deseada.

Software.

Una parte muy importante de cualquier sistema basado en PC es el software. Era necesario escribir software original completamente. Con este software es posible ofrecer varios niveles de datos y desplegarlos de tal manera que todo lo que es necesario pueda ser visto. El primer nivel de datos que es a menudo preciso que llamemos la pantalla del operador, este dato puede ser desplegado de tal modo que simplemente diga al operador si la corrosión está ocurriendo o no.

El siguiente nivel de datos disponible es que el ingeniero de corrosión quiera ver e imprimir para encontrar exactamente qué tipo de corrosión está ocurriendo, cuanta y cuándo comenzó y cuándo se detuvo. Además puede correlacionar ésta con los datos en línea, desplegados también.

El nivel final de datos disponible es para los científicos de corrosión o ingeniero quien quiere ver el dato en bruto de manera que pueda observar el tiempo exacto del día en que ocurrieron los eventos de corrosión y desplegar todos los parámetros operacionales que acompañan a las perturbaciones. En todos los casos los datos pueden ser desplegados en muchos formatos disponibles según las necesidades individuales.

Esto entonces es un moderno sistema de monitoreo de corrosión en línea de tiempo real compuesto de los siguientes elementos:

1. Sensores - Con el material y configuración correcta, empleando varias técnicas.
2. Instrumentos - Intrínsecamente seguros y resistentes.
3. Desplegados basados en PC - Para mostrar los datos de manera fácil de leer, de modo amigable.
4. Software - Es el que trabaja y es fácil de usar.

3.2 INSPECCIÓN DEL ESTADO DE TUBERÍAS EN POZOS.

La prevención del desgaste de la tubería es un tema que adquiere importancia a medida que aumenta la vida productiva de los pozos. Frecuentemente no llama la atención el estado de las tuberías hasta que se manifiesta una anomalía de producción o sobreviene un descontrol del pozo; por lo que las consecuencias pueden ser desastrosas tanto en el orden económico (reparaciones costosas) como en la ecología del lugar. Por este motivo, en países que poseen campos cuyos pozos tienen varias decenas de años en actividad han emprendido programas de medición y control de la corrosión.

En México, este tema está siendo atendido en las áreas marina y terrestre, donde se han comenzado programas de registros para la evaluación del estado de las tuberías tanto en pozos inyectores como en pozos con un tiempo de vida considerable y de reparación, donde se sospecha de problemas en las tuberías o en los accesorios mecánicos.

Los objetivos de una evaluación del estado de las tuberías consisten en determinar el tipo de avería, localizarla en profundidad y proporcionar el avance del ritmo de la corrosión. Así mismo, toda esta información revela la eficiencia de los sistemas de protección y ofrece elementos para una intervención de reparación en el pozo.

Para estos propósitos existen, en la actualidad tres clases de técnicas clasificadas de acuerdo a sus principios de medición: acústica, electromecánica y electromagnética. Cada técnica posee sus respectivas aplicaciones, ventajas y limitaciones que deberían ser empleadas de acuerdo con los objetivos. En los siguientes párrafos se describen los principios de medición y las características operativas de las herramientas acústicas y mecánicas, que han sido aplicadas en México con excelentes resultados. La técnica electromagnética continúa siendo desarrollada, por lo que no ha tenido aún oportunidad de mostrar sus ventajas, una de ellas es la evaluación de una segunda tubería concéntrica.

Finalmente, se presentarán algunos casos donde se ha hecho una identificación confiable de las anomalías como: adelgazamiento del espesor de las tuberías, localización de corrosiones locales o picaduras (pits), desgaste en zonas disparadas, estado general de las tuberías y ritmo de corrosión.

Consecuencias y evaluación de la corrosión:

Consecuencias de la corrosión.

Como resultado de la corrosión extrema las consecuencias pueden ser:

- Pérdida de producción.
- Canalizaciones detrás del revestimiento.
- Generación de zonas ladronas.
- Producción de agua.
- Riesgo de descontrol del pozo.

Evaluación de la corrosión.

La información que deberá proporcionar una evaluación de la corrosión, es la siguiente:

1. Localización de la corrosión.

La medición debe de ser efectuada en función de la profundidad y determinar si la anomalía es interna o externa en el primer o en un segundo revestimiento. Una correlación con el tipo de fluido de la formación y su litología es también recomendable.

2. Tipo de corrosión.

A partir del registro efectuado se verá qué clase de avería se tiene; es decir, si se presenta adelgazamiento en las paredes, ranuraciones, o corrosiones locales o picaduras (pits), picaduras diseminadas, deterioro normal, etc.

3. Estado de la corrosión.

Una interpretación final deberá arrojar un diagnóstico del avance y proporciones del daño.

4. Ritmo de la corrosión.

Es importante conocer con qué ritmo avanza la corrosión y poder pronosticar el tiempo de vida de las tuberías.

Toda esta información está encaminada a lograr una eficiencia en el control de las medidas anticorrosivas y optimar los programas de reparación.

Los problemas de corrosión en el pozo son muchos y variados, por lo que se requiere de varias técnicas para su detección y control. Actualmente existen técnicas con principios de mediciones acústicos, eléctricos y mecánicos, con lo que es posible seleccionar la técnica correcta y obtener respuesta a :

- Diámetro interno.
- Espesor de la tubería.
- Detección de exfoliación.
- Secciones de tubería.
- Detección de agujeros.
- Indicadores de pérdida de metal.
- Desgaste mecánico.
- Ritmo de corrosión.
- Condición de varias tuberías.
- Componentes mecánicos de la tubería.
- Control de la efectividad de los sistemas anticorrosivos.

Los siguientes párrafos bosquejan los principios de medición de cada técnica, así como sus ventajas, aplicaciones y limitaciones.

Técnicas de evaluación de la corrosión en pozos.

Las técnicas para la evaluación de la corrosión en pozos pueden dividirse en:

1. Acústicas - ultrasónicas.

Dentro de esta división se encuentran las herramientas de evaluación del cemento, tipo CET digital (Cement Evaluation Tool), el calibrador acústico tipo AST (Acoustic Scanner Tool) y el televisor de pozo, tipo BHTV (Borehole Televiwer).

2. Electromecánica.

Multicalibre, tipo MFC (Multifinger Caliper), geometría de tubería, tipo TGS (Tubing Geometry Sonde).

3. Electromagnéticas.

Espesor electromagnético, tipo ETT (Electromagnetic Thickness Tool), inspección de tubería, tipo PAT (Pipe Analysis Tool).

Herramienta de evaluación de cemento, CET Digital.

Esta herramienta fue diseñada inicialmente para evaluación del cemento, pero sus mediciones dependen también del espesor de la tubería y es sensible al desgaste y corrosión interna de la tubería.

Consiste de un arreglo de ocho transductores ultrasónicos distribuidos helicoidalmente y separados 45° entre sí, que permiten una inspección radial del revestimiento y del medio detrás de éste (ver figura 3.4).

Los transductores actúan como transmisores y receptores, cada transductor emite un corto pulso de energía acústica para recibir el eco del revestimiento, la energía es medida en un intervalo que cubre parte del decaimiento de la resonancia. Esta energía es función de la impedancia del medio detrás del revestimiento. El conocimiento de esta impedancia acústica de los diferentes materiales encontrados en el pozo permite definir un modelo para distinguir entre buen cemento, cemento no fraguado o líquidos y gas.

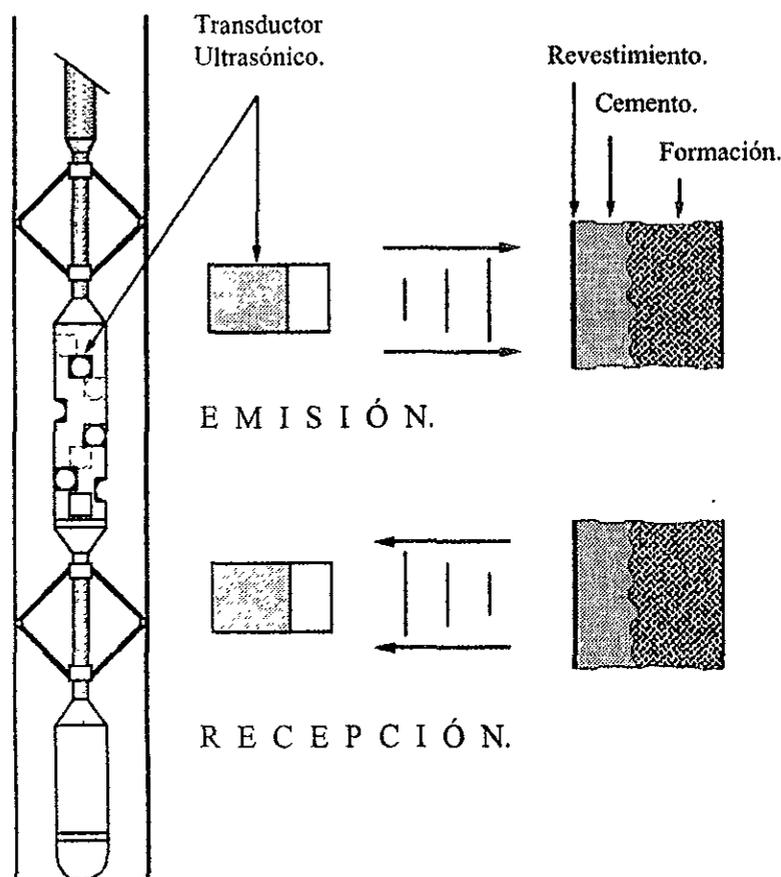


Fig. 3.4 Herramienta de evaluación de cemento (tipo digital) CET-DIG.

Para cada transductor se tiene una respuesta de amplitud vs. tiempo figura 3.5. El análisis de éste tren de onda permite conocer los parámetros siguientes:

1. Tiempo de tránsito (con el uso del noveno transductor) que a su vez permite cuantificar el **radio interno**.
2. Amplitud de la ventana, w_1 , que es función de la **superficie interna** del revestimiento. Un mayor deterioro de la tubería ocasiona disminuciones de ésta amplitud, por lo que es interpretable en términos de rugosidad de la pared interna de la tubería.
3. El decaimiento en las resonancias en las ventanas w_3 y w_2 permiten la evaluación del cemento.

4. El análisis de frecuencia de ésta resonancia es inversamente proporcional al espesor del revestimiento.

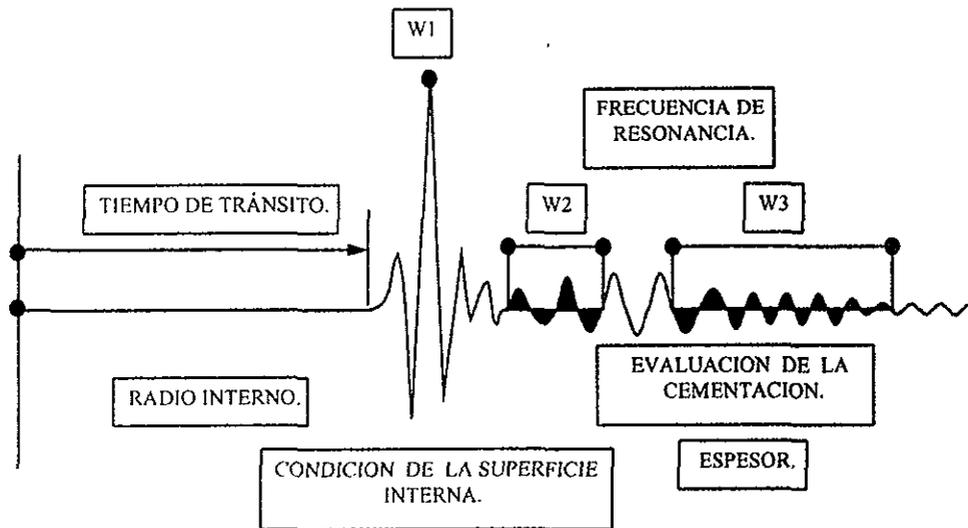


Fig. 3.5 Tren de onda del registro CET Digital.

La particularidad de la herramienta CET Digital es precisamente la grabación de éstas formas de onda y que permiten cuantificar los parámetros antes mencionados: radio interno, espesor y que son función del grado de corrosión de la tubería.

Las formas de onda de cada transductor contienen información del primer impulso acústico, reflejado en el revestimiento, así como del subsecuente decaimiento de la resonancia. El análisis de frecuencia de estas formas de onda permite obtener ocho mediciones del espesor del revestimiento, puesto que la respuesta de resonancia de la pared del revestimiento contiene frecuencias que son, aproximada e, inversamente proporcionales al espesor. El noveno transductor de referencia mide el tiempo de tránsito sobre una distancia fija, con lo que se determina la velocidad del sonido en el lodo a la frecuencia de medición y a las condiciones de temperatura y presión del pozo. Esta velocidad de sonido se usa para convertir los tiempos de tránsito, de los ocho transductores disponibles a 45° a distancias geométricas, con lo que, además, es posible realizar las siguientes mediciones:

– Ovalización:

Se calcula como la diferencia entre el diámetro mayor y el menor. Es sensible a la corrosión, desgaste o deformación del revestimiento

– Excentralización:

Se calcula como la máxima diferencia dividida por dos, entre los radios medidos por dos transductores opuestos. Se usa como un control de la calidad del registro.

La figura 3.6 muestra un resumen de los principales parámetros medidos por la herramienta CET-Digital.

Ésta herramienta contiene una resolución de 0.1mm en la medición del calibre y sus diseños permiten registrar tuberías desde 3-3/8 hasta 7" en temperaturas de fondo de hasta 175°C con presiones máximas de 20000 psi.

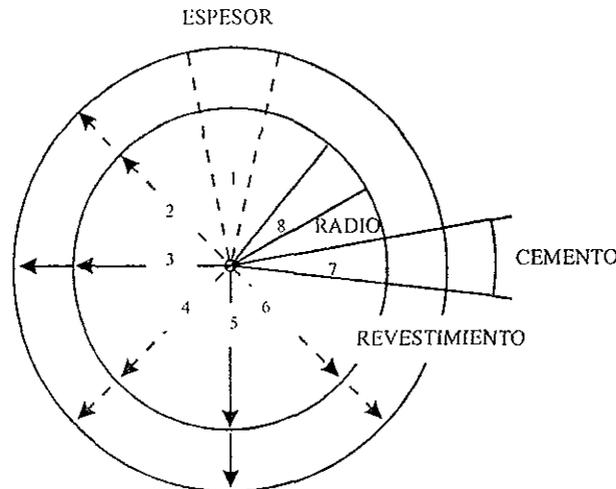


Fig 3.6 Parámetros principales medidos con la herramienta CET Digital.

Por otra parte, la presencia de lodos pesados limita el uso del CET, debido a la atenuación de los pulsos ultrasónicos. El cálculo del espesor se limita a revestimientos con espesores mayores de 4mm, el cual contiene una frecuencia de resonancia de alrededor de 750 khz. Espesores menores resuenan a frecuencias fuera del ancho de banda del transductor.

La presentación del registro CET para espesor de la tubería se muestra en uno de los ejemplos descritos más adelante.

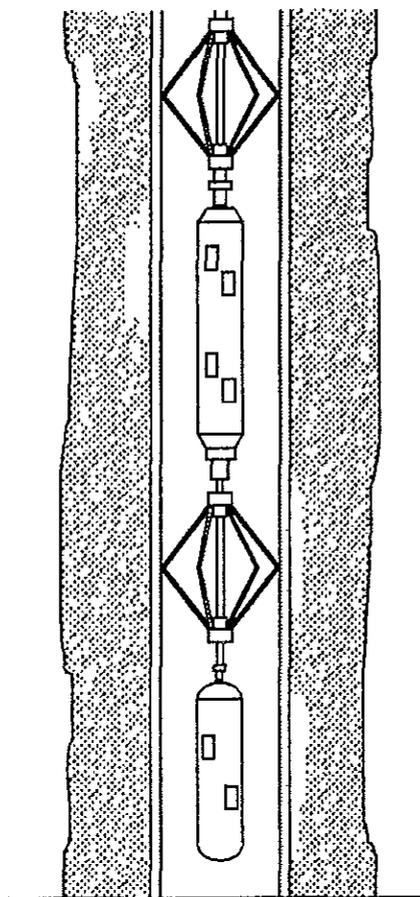
Herramienta de calibración acústica, AST.

Su principio es semejante al del CET Digital: el transductor que opera como emisor y receptor, envía una onda ultrasónica a la pared de la tubería, la cual es reflejada y recibida por el mismo transductor. Conociendo la velocidad del fluido y el tiempo de tránsito es posible conocer el radio interno. La diferencia consiste en las especificaciones, puesto que su diámetro de 1-11/16" permite registrar tuberías de producción y en la misma corrida medir revestimientos hasta de 9 5/8, con resoluciones de 0.1mm (figura 3.7) y temperaturas de 400 °F y 20000 psi de presión. A diferencia del CET Digital, no graba las formas de onda, por lo que no es posible cuantificar los espesores de la tubería.

Posee 9 transductores en espiral separados cada 40°, con lo que proporciona 9 radios geométricos, utilizando la información de velocidad de lodo proporcionada por un décimo transductor.

Para la aplicación de la inspección interna de la tubería, el AST aprovecha la disminución en amplitud del primer reflejo o reflectividad de la señal. Este fenómeno está relacionado a la condición interna o rugosidad de la tubería que provoca el defasamiento de la señal y la refracción.

Igualmente esta herramienta disminuye su calidad de medición en presencia de lodos pesados en la tubería.



ESPECIFICACIONES.

- DIÁMETRO 1 11/16
- HASTA TUBERÍAS DE 9 5/8
- 400 °F/20,000 PSI
- RESOLUCION 0.1 mm
- 9 RADIOS ACÚSTICOS.
- 9 AMPLITUDES DEL PRIMER EC

APLICACIONES.

- CORROSIÓN.
- GEOMETRÍA INTERNA.

Fig. 3.7 Calibrador acústico AST.

Herramienta de televisor de pozo, BHTV.

Esta herramienta de tipo acústico contiene dos transductores ultrasónicos:

- El primero es fijo en la dirección del eje de la herramienta, para medir el tiempo de tránsito del lodo.
- El segundo gira alrededor del eje vertical, aproximadamente 3 veces por segundo.

A cada revolución de este transductor se disparan 250 pulsos de energía ultrasónica de una duración de aproximadamente 10 μ s. La señal es dirigida radialmente a partir de la herramienta, se refleja contra la pared del pozo (formación o revestimiento) y finalmente es detectada por el mismo transductor alrededor de 200 μ s después (dependiendo del diámetro del agujero, tipo de lodo, etc.), por lo que se tiene un cubrimiento prácticamente total de la superficie interior de la tubería. La resolución vertical es también mejorada dependiendo de la velocidad de registro (hasta 0.2" a 200 pie/hr).

El conjunto de estas mediciones proporcionan una sonografía o imagen acústica de la tubería, con lo que es posible conocer las características radiales y verticales de la tubería, con un cubrimiento total. El tiempo de tránsito es usado para realizar una medición acústica del diámetro

del pozo. Es posible producir también un corte transversal del pozo o tubería (250 medidas) a cualquier profundidad. La figura 3.8 muestra un ejemplo de estas presentaciones donde se revelan, a detalle, los accesorios y estado de la tubería.

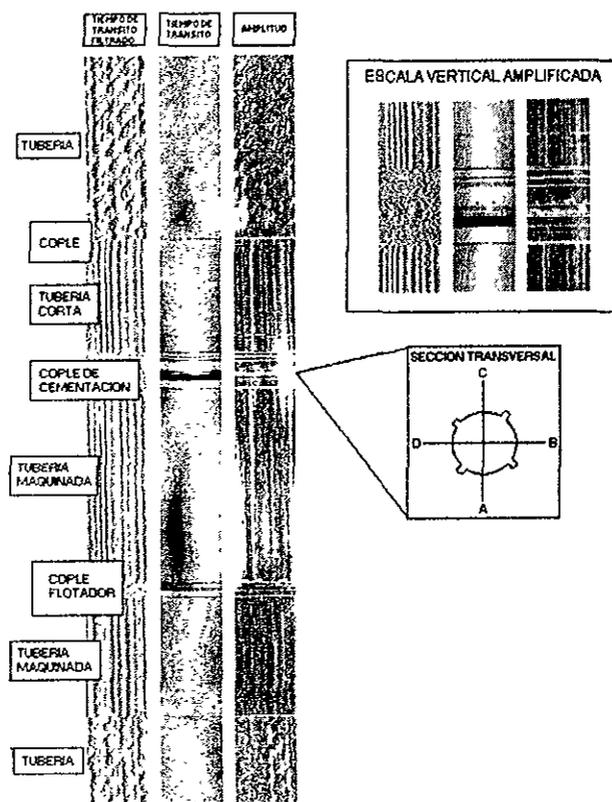


Fig. 3.8 Televisor de pozo BHTV.

La herramienta posee dos diseños: de 1-3/8" y 3-3/8", permitiendo registrar tuberías de 3-1/2" hasta 14", la temperatura máxima de operación es de 150 °C. El diseño de 3-3/8" tiene la opción de un transductor de 450 khz, seleccionado desde la superficie, para aumentar el rango de operación en lodo pesado, la herramienta no trabaja en gas.

Por otra parte es posible correrla tanto en pozo abierto como en pozo entubado, en pozo abierto es empleado para detección de fracturas, definición de capas y sus echados.

Herramienta de multicalibración, MFC.

Esta herramienta es de tipo electromecánica y proporciona múltiples mediciones de calibre del interior de la tubería dependiendo del diseño utilizado.

Se tienen tres versiones de la herramienta de diferentes tamaños y número de sensores, con lo que se cubre un rango completo de revestimientos: de 4-1/2" hasta 13-3/8".

La herramienta tipo MFC-A de 3.55" de diámetro exterior y 36 sensores radialmente distribuidos, cubre un rango de tuberías de 4.5" hasta 72 figura. 3.9.

La versión MFC-B posee 5.4" de diámetro, 60 sensores y está destinada para tuberías de 7" a 9-5/8" y finalmente la herramienta MFC-C de 9.00" registra tuberías de 9-5/8" hasta 13-3/8" con un número de 72 sensores. La precisión en las dos primeras de 0.01" y de la tercera de 0.03". La resolución vertical puede ser de hasta 0.2" para las tres y la radial de 0.3mm. La temperatura y presión de operación son de 350 °C y 20000 psi, respectivamente.

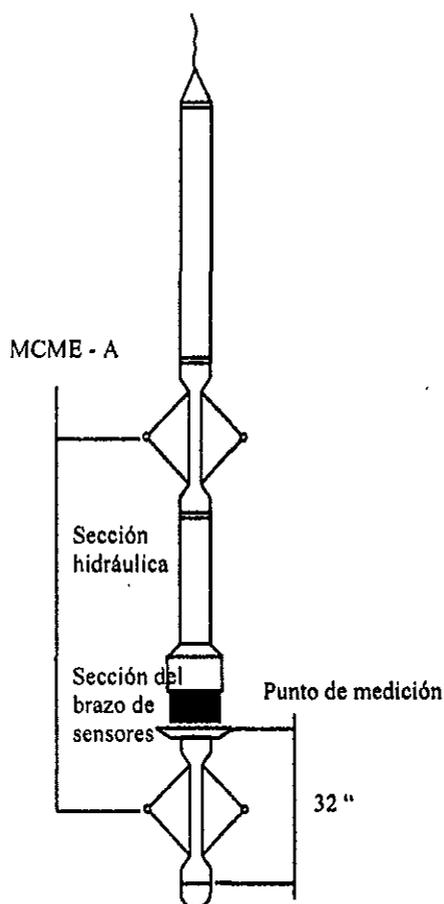


Fig. 3.9 Herramienta multicalibre MFCA-A.

La aplicación en corrosión permite descubrir hoyos, grietas, ranuraciones y desgastes y es posible correrla en cualquier ambiente de pozo.

Para la presentación del registro de campo se graban seis medidas radiales, con un espaciado de 120° entre sí. En cada sector se graban tres medidas máximas y tres mínimas figura 3.10.

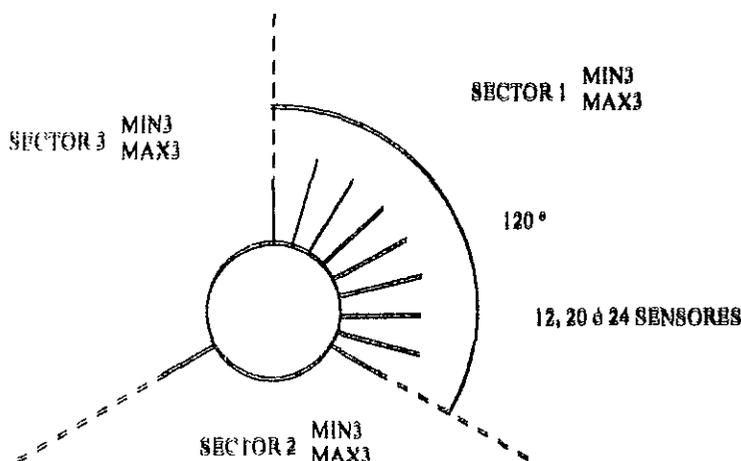


Fig. 3.10 Herramienta multicalibre.

Herramienta de geometría de tubería, TGS.

Esta herramienta de tipo electromecánico permite registrar y grabar 16 mediciones de calibre de la tubería (figura 3.11) con una resolución horizontal de 0.08mm y vertical de hasta 3mm (a una velocidad de registro de 250 m/hr). La resolución radial depende del tamaño de la tubería que se va a registrar y que va de 12mm para 2-7/8" hasta 25mm para tuberías de 5-1/2" figura 3.12.

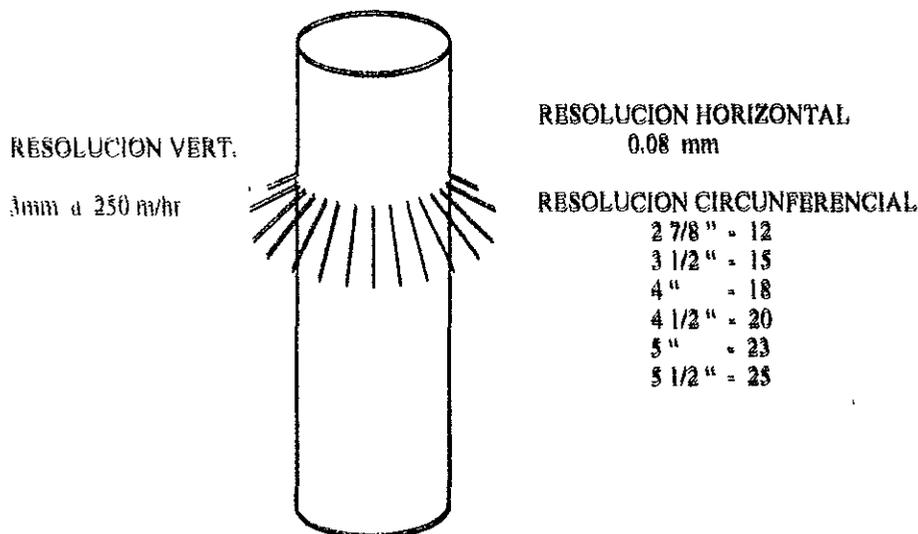


Fig. 3.11 Herramienta de geometría de tubería TGS.

La herramienta TGS posee 1-11/16" de diámetro y comprende 3 partes básicas:

Un sistema eléctrico para abrir los sensores, sistema centralizador y el sistema de telemetría para grabar la información de los 16 sensores en forma digital.

Los resultados se obtienen a partir de procesamientos computacionales, se muestran en forma de mapas bidimensionales o tridimensionales de la superficie interna de la tubería y de su espesor, según la técnica con la que fue hecha la adquisición; se agrega en la misma presentación curvas indicadoras de desgastes máximos.

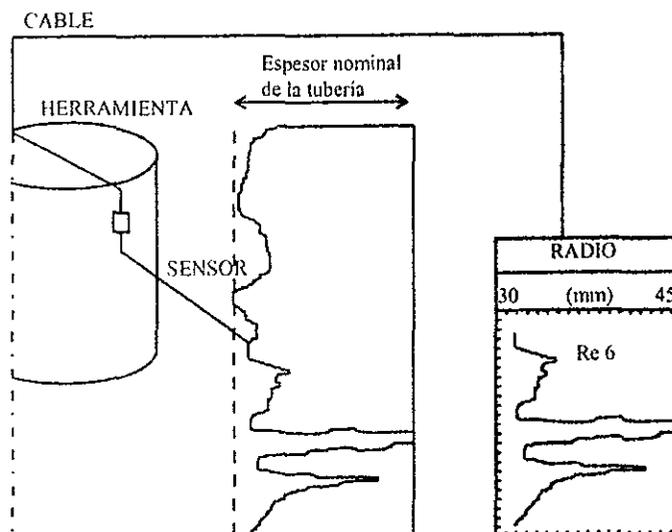


Fig. 3.12 Herramienta de geometría de tubería TGS.

Las conclusiones a partir de estos procesamientos del estado de la tubería son inmediatas y permiten tomar una decisión de reparación o intervención en el pozo. Algunos resultados relevantes de las aplicaciones en México han sido: detección de adelgazamiento de las paredes de la tubería, localización de corrosiones locales o picaduras, desgaste de la tubería en zonas disparadas y ritmo de corrosión.

Cada herramienta ha demostrado dar respuesta al estado y condiciones de la tubería, dentro de sus capacidades de adquisición y operación, aprovechando sus ventajas en términos de resolución horizontal, vertical y precisión. La correcta utilización de las herramientas para la evaluación de la corrosión ha otorgado respuestas a:

- Ritmo de corrosión con respecto al nominal o a un registro base : CET-Dig, AST, BHTV, TGS, MFC.
- Detección del adelgazamiento de paredes (interior o exterior) : CET-Dig.
- Desgastes regionales : CET-Dig, AST, BHTV, TGS, MFC.
- Localización de corrosiones locales o picaduras :MFC, TGS, BHTV.
- Registro de tuberías de producción : AST,TGS.
- Registro de tuberías de producción y revestimiento en una sola corrida : AST.
- Registro de cualquier ambiente de pozo(lodo, gases) : MFC, TGS.
- Cubrimiento total de la medición de la tubería : BHTV, MFC.

El procesamiento en el centro de cómputo de la información adquirida con las herramientas CET-Digital, AST y TGS ha sido de particular importancia para una amplia utilización de la información y una interpretación correcta de los registros.

4 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN.

Las técnicas de prevención de la corrosión se muestran a continuación:

- Selección del material.
- Recubrimientos anticorrosivos.
- Protección catódica.
- Alteraciones al medio (inhibidores de la corrosión).

Estos métodos son usados en forma aislada o combinada, dependiendo del sistema a proteger.

Para proteger de la corrosión a un sistema, el primer paso es la selección del material; para ello, deben tomarse en cuenta diferentes factores como: el costo, disponibilidad, resistencia física, fabricación, apariencia y resistencia a la corrosión.

Considerando estos factores, es difícil elegir un material que cumpla con todas las exigencias. Cuando el material elegido no es resistente a la corrosión, es necesario aplicar otro método de protección. Los recubrimientos anticorrosivos proporcionan una barrera entre el equipo y el medio corrosivo, siendo empleados en la protección de superficies de fácil acceso tales como: carrocerías, tanques de almacenamiento, tuberías etc. La protección catódica protege una superficie metálica a costa de sacrificar otro metal más activo, empleando corrientes mediante un circuito externo y se usa en la protección de cascos de embarcaciones, plataformas marinas, tuberías etc. que están sumergidas en un electrolito. Las alteraciones al medio son efectuadas de diferente manera y normalmente son específicas del sistema con el que se esté trabajando. El uso de inhibidores de corrosión es uno de los métodos más empleados y tiene su aplicación en la protección de partes de equipos de difícil acceso, donde no es posible efectuar otro tipo de protección, así por ejemplo en el interior de: tuberías, válvulas, intercambiadores de calor, etc.

4.1 SELECCIÓN DE MATERIALES.

Clasificación de los aceros por su estructura microscópica.

En ocasiones se emplean las denominaciones de aceros martensíticos, auténicos o ferríticos, según sea la estructura cristalina como quedan formados después de ser sometidos a elevadas temperaturas y enfriados al aire.

Aceros martensíticos.

Aceros clásicos de este tipo son los llamados aceros de temple al aire, como el cromo-níquel (C=0.35%, Cr=1.0%, Ni=4.0%) o cromo níquel-molibdeno empleados para la construcción de engranajes y los aceros al cromo inoxidable de C= 0.30% Cr= 13.0%.

Aceros austénicos.

Los aceros más representativos de este grupo son los aceros cromo-níquel inoxidable (en proporciones cromo 18.0%, níquel 8.0%), también pertenece a éste grupo el acero al 12% de

manganeso. En estos aceros el tratamiento de austenización, se realiza con enfriamiento en agua o en aceite cuando se trata de grandes espesores para tener seguridad de que la estructura es austenítica.

Aceros ferríticos.

Reciben este nombre ciertos aceros cuya estructura es normalmente ferrítica. Entre los aceros de ésta clase, de uso más frecuente, se encuentran los aceros inoxidable al cromo de bajo contenido de carbono (0.10%-0.30%) y de elevado contenido de cromo, generalmente superior al 16%, también se encuentran aceros al silicio. Su resistencia a la corrosión es ligeramente superior a la de los aceros martensíticos. A continuación se muestran estas estructuras(figura 4.1).



Fig. 4.1 Estructuras cristalinas de los aceros.

Propiedades de los aceros resistentes a la corrosión.

El acero tiene una resistencia “intrínseca” a la corrosión mínima, pero aleándolo con el cromo se tiene el medio de combinar lo económico y la resistencia del acero a la corrosión de metales.

Agregando al menos un 0.2 % de cobre a un acero al carbón se aumenta considerablemente su resistencia a la corrosión atmosférica, transformando la herrumbre en un producto más compacto y adherente. El cromo, aluminio, titanio, silicio, tungsteno y molibdeno, forman películas de óxidos protectores y sus aleaciones están similarmente protegidas.

El níquel también forma aleaciones con una buena resistencia a la corrosión en medios ácidos. Veamos algunos de los tipos más comunes de aleaciones resistentes a la corrosión utilizados en la práctica.

Aceros al carbón.

La resistencia del acero al carbón a la corrosión es dependiente de la formación de una película superficial de óxido. Sin embargo, la resistencia a la corrosión está algo limitada. El acero al carbón no debería ser usado en contacto con ácidos diluidos; por eso no se recomienda con ácido sulfúrico por abajo del 90 y 98%, el acero puede ser usado arriba del punto de burbujeo, entre el 80 y 90% es utilizable en cámara a temperatura. El acero no es normalmente usado con ácidos clorhídrico, fosfórico o nítrico. Si la contaminación del fierro es permisible, el acero se puede usar para manejar sosa cáustica, aproximadamente arriba de 75% y 100°C (212°F). Se deberá emplear relevado de esfuerzos para reducir la fragilización cáustica.

Las salmueras y el agua de mar corroen el acero en un ritmo lento y el metal se puede usar si la contaminación del fierro no es objeccionable. El acero es poco afectado por agua neutra y la mayoría de químicos orgánicos. Los cloruros orgánicos son una excepción. Muchos tanques grandes para agua y tanques de almacenamiento para solventes orgánicos son fabricados de acero al carbón.

Resistencia a la corrosión de los aceros inoxidable.

Aceros austeníticos.

Los aceros inoxidable austeníticos se comportan mejor bajo condiciones oxidantes porque su resistencia es dependiente de una película de óxido que se forma sobre la superficie de la aleación. Las condiciones reductoras o iones de cloro destruyen esta película y causan ataque rápido. Los iones de cloro, combinados con esfuerzos altos de tensión, causan rompimiento por corrosión bajo esfuerzo.

Estas aleaciones tienen excelente resistencia al ácido nítrico en prácticamente todas las concentraciones y temperaturas. El tipo 304 es usado en la construcción de la mayoría de las plantas de ácido nítrico. Para manejar ácido sulfúrico, sin inhibidores el acero inoxidable tipo 316 tiene aplicación limitada. Abajo del 5% y arriba del 85% se puede usar sólo en temperaturas abajo del punto de burbujeo.

Aceros martensíticos.

La resistencia a la corrosión de los aceros inoxidable es inferior a aquélla de los aceros inoxidable austeníticos. Estas aleaciones son usadas generalmente en servicios ligeramente corrosivos como la atmósfera, agua dulce y exposiciones orgánicas. A causa de la capacidad para tratar térmicamente estas aleaciones para un alto grado de dureza y por su resistencia a la oxidación, son usadas extensivamente para cuchillería, hojas de afeitar, instrumentos quirúrgicos y dentales, resortes para operaciones de alta temperatura, válvulas de bolas, asientos y aplicaciones similares.

Aceros inoxidable ferríticos.

La resistencia a la corrosión se considera buena, aunque las aleaciones ferríticas no resisten ácidos reductores como el HCL. Se manejan soluciones ligeramente corrosivas y de oxidación media satisfactoriamente. El tipo 430 encuentra amplia aplicación en plantas de ácido nítrico, incrementando el contenido de cromo entre 25 y 30% mejora la resistencia para condiciones oxidantes a temperaturas elevadas. Estas aleaciones son útiles para todo tipo de partes de horno, no sometidas a alto esfuerzo. Debido a que la resistencia a la oxidación es independiente del contenido de carbón, suavidad, aleaciones forjadas y de bajo contenido de carbón se pueden laminar en placas, perfiles y hojas y se pueden hacer vaciados duros y resistentes al desgaste de aleaciones no forjables de alto contenido de carbón.

Aceros inoxidable dúplex.

Los altos contenidos de cromo y molibdeno de los aceros inoxidable dúplex, son particularmente importantes en prestar resistencia en ambientes oxidantes y son también responsables de la resistencia excepcionalmente buena a la corrosión por fisura y picadura especialmente en ambientes de cloro. En general estos aceros inoxidable tienen mayor resistencia a la picadura que un tipo 316 y tienen incluso una mayor resistencia que una aleación 904L.

La resistencia a la corrosión por fisuras de los dúplex es superior que la resistencia de las series 300 austeníticos. También proporcionan una notable mayor resistencia al resquebrajamiento por corrosión bajo esfuerzo. Sin embargo bajo condiciones muy severas tales como cloruro de magnesio hirviendo el dúplex se romperá. Para conseguir la macroestructura deseada, el contenido de níquel de los dúplex está debajo del de los austeníticos. Debido a que el contenido de níquel, es un factor para mejorar la resistencia a la corrosión en ambientes reductores, los dúplex muestran

menor resistencia en estos ambientes que los austeníticos. Sin embargo, los altos contenidos de cromo y molibdeno parcialmente compensan esta pérdida y consecuentemente, se pueden usar en algunos ambientes reductores, particularmente en soluciones diluidas.

Aleaciones de níquel.

Ninguna clase de aleación muestra tan amplio rango de aplicaciones como las aplicaciones de base níquel. Estas aleaciones son usadas como aleaciones resistentes a la corrosión, elementos caloríficos, aleaciones de expansión controlada, aleaciones resistentes al deslizamiento en turbinas y motores jet y aleaciones resistentes a la corrosión en altas temperaturas. Lo que hace ésta serie de aplicaciones posible no es sólo las propiedades electroquímicas del níquel sino también sus características cristalográficas que le permiten acomodar grandes cantidades de elementos aleantes que, cada uno a su vez, dan a éstas aleaciones sus propiedades únicas. El elemento níquel es más noble que el fierro pero más activo que el cobre en la serie electroquímica. En ambientes reductores, tales como el ácido sulfúrico diluido el níquel es más resistente a la corrosión que el fierro pero no tan resistente como el cobre o aleaciones cupro-níquel. Las aleaciones níquel-molibdeno son más resistentes a la corrosión para ácidos reductores que el níquel o aleaciones cupro-níquel. El níquel puede formar una película pasiva reductora en algunos ambientes y por lo tanto exhiben resistencia moderada a la corrosión. Sin embargo, la película pasiva no es particularmente estable y por lo tanto, el níquel generalmente no puede ser usado en ambientes oxidantes tales como el ácido nítrico. Aleando con cromo puede resultar en una película pasiva mucho más estable y resistente a la corrosión para una variedad de ambientes oxidantes. Sin embargo las aleaciones cromo-níquel pueden corroerse en ambientes conteniendo cantidades apreciables de cloruros u otros halógenos, especialmente si las especies oxidantes están presentes y la forma de corrosión será picadura. Es necesario alearlo con molibdeno y tungsteno para mejorar la resistencia a la corrosión por solución de cloruro oxidantes.

Resistencia a la corrosión de otras aleaciones.

Aleaciones de cobre.

El cobre y las aleaciones de cobre exhiben buena resistencia a la corrosión. La corrosión del metal es usualmente una corrosión electroquímica implicando la solución del metal como iones en áreas anódicas y depositación de hidrógeno del electrolito en áreas catódicas. El cobre siendo un metal noble, normalmente no desplaza hidrógeno de una solución conteniendo iones de hidrógeno. Con el cobre y sus aleaciones la reacción catódica predominante es la reducción de oxígeno para formar iones hidróxilo. Por lo tanto, la presencia de oxígeno u otro agente oxidante es esencial para que la corrosión se lleve a cabo.

Muchos de los productos de corrosión formados sobre el cobre y aleaciones de cobre tienen baja solubilidad y presentan películas adheridas relativamente impermeables que proporcionan la protección a la corrosión. Sin embargo el cobre y sus aleaciones son sensibles a los efectos de velocidad. Las soluciones fluyendo con turbulencia son capaces de corroer estos metales, aunque estos mismos metales pueden ser resistentes bajo condiciones de estancamiento. El oxígeno o agentes oxidantes, si se presentan, generalmente incrementarían el ritmo de corrosión del cobre y sus aleaciones. El cobre puro es inmune al rompimiento de corrosión bajo tensión, pero las aleaciones de cobre conteniendo más del 15% de zinc son particularmente propensas a éste tipo de corrosión. El rompimiento por corrosión bajo esfuerzo puede también ser la consecuencia de esfuerzos residuales

remanentes en el metal como un resultado del moldeo en frío. Estos esfuerzos se pueden remover por calentamiento del metal a una alta temperatura suficiente para recrystalizar el metal. Es también posible suministrar un relevado de esfuerzos en una baja temperatura sin cambiar substancialmente las propiedades mecánicas del metal forjado en frío.

Aleaciones de aluminio.

Todas las aleaciones no tratadas térmicamente (series 1,3,5,7) tienen una alta resistencia a la corrosión general. Por lo tanto, la selección se basa usualmente en otras consideraciones. Los aluminios de la serie 1, representando aluminio sin mezcla (puro) tiene una resistencia baja. Aleaciones de la serie 3 (Al-Mn, Al-Mg) tienen las mismas características deseables como las de la serie 1 y un poco de alta resistencia. Prácticamente todo el manganeso en estas aleaciones se precipita como fases finamente divididas (componentes intermetálicos), pero la resistencia a la corrosión no se deteriora porque la despreciable diferencia de potencial entre las fases y la matriz de aluminio en la mayoría de los ambientes no crea una celda galvánica. Las aleaciones de la serie 5 no sólo tienen la misma alta resistencia a la corrosión general de otras aleaciones sin tratamiento térmico en la mayoría de ambientes, pero en los ligeramente alcalinos, tienen una mejor resistencia que la de cualquier otra aleación de aluminio. Son ampliamente usados a causa de su alta resistencia a la soldadura. Entre las aleaciones con tratamiento térmico (series 2,6,7) las de la serie 6, las cuales son aleaciones de resistencia moderada basadas en un sistema Al-Mg₂, si suministran una alta resistencia a la corrosión general igual o aproximada a la de aleaciones sin tratamiento térmico.

Una alta resistencia a la corrosión general se suministra también por aleaciones con tratamientos térmicos de la serie 7 (Al-Zn-Mg) que no contienen cobre como una adición a la aleación. Todas las otras aleaciones forjadas con tratamientos térmicos tienen una resistencia significativamente baja a la corrosión general. Éstas incluyen todas las aleaciones de la serie 7 (Al-Zn-Mg-Cu) que contienen cobre como un mayor elemento aleante. La baja resistencia es causada por la presencia de cobre en las aleaciones las cuales se diseñaron primeramente para aplicaciones aeronáuticas, donde la resistencia es un requisito y donde las medidas protectoras, dondequiera que se necesiten, se justifican.

Aleaciones de titanio.

Película de óxido.

La resistencia del titanio a la corrosión es debida a una película de óxido adherida estable, protectora y resistente que cubre su superficie. Esta película se forma instantáneamente, cuando una superficie reciente se expone al aire o humedad. Ésta es transparente y no fácil de detectar visualmente. Un estudio de la resistencia a la corrosión del titanio es básicamente un estudio de las propiedades de la película de óxido.

Adiciones de elementos aleantes al titanio afectan la resistencia a la corrosión porque estos elementos alteran la composición de la película de óxido. La película de óxido, aunque muy delgada, es muy estable y es atacada sólo por unas pocas substancias, la más notable es el ácido fluorhídrico.

Corrosión bajo tensión. (SCC).

El titanio y sus aleaciones han estado relativamente libres de fallas a causa de la (SCC). Una de las razones para esto es que los ambientes que causan la (SCC) han sido reconocidos y el uso del titanio ha sido restringido en estos.

El titanio y sus aleaciones, incluyendo Ti-6 Al-4V(grado5) son más susceptibles a la (SCC). Además a los ambientes que afectan al titanio sin aleación, las aleaciones son también susceptibles a sales calientes, también como a ciertas soluciones acuosas de hidrocarburos halogenados.

Fragilización por hidrógeno.

Bajo la mayoría de condiciones, la película de óxido sobre el titanio actúa como una efectiva barrera a la penetración por hidrógeno. No obstante, bajo condiciones que permiten al hidrógeno a penetrar al titanio y exceder la concentración necesaria para formar un fase hidruro (aproximadamente 100 a 150 ppm) puede ocurrir la fragilización.

La tubería de titanio está siendo usada eficientemente en una variedad de ambientes. La fragilización por hidrógeno de titanio ha sido rara y usualmente ha ocurrido cuando la corrosión galvánica activa fue progresando sobre la lamina tubular y las partículas de fierro han estado dispersadas dentro de la superficie del titanio.

Tantalio.

El tantalio es inerte prácticamente a todos los componentes orgánicos e inorgánicos a temperaturas debajo de 150 °C (302 °F). Las únicas excepciones son el ácido clorhídrico y el ácido sulfúrico gaseoso. A temperaturas debajo de 150 °C (302 °F), es inerte a todas las concentraciones de ácido clorhídrico, a todas las concentraciones de ácido nítrico (incluyendo el gaseoso), a 98% de ácido sulfúrico, a 85% de ácido fosfórico y al agua regia.

Aleaciones base tantalio.

El uso de aleaciones base tantalio proporcionará ciertas ventajas.

- Aleándolo con un metal menos caro se reduce el costo del material conservando todavía todas las propiedades de resistencia a la corrosión.
- El uso de material ligero reducirá el peso total.
- Dependiendo del ingrediente de aleación, la resistencia física del tantalio podría ser mejorada.

Aleaciones tantalio-tungsteno.

Las aleaciones tantalio-tungsteno son posiblemente las más comunes. La adición de 2 a 3% de tungsteno aumentará la resistencia del tantalio un 30 a 50%. También añadiendo un 15% de colombio, se notará un moderado incremento en la resistencia a la corrosión al ácido sulfúrico concentrado a 200 °C.

Aleación titanio-tantalio.

Las aleaciones titanio-tantalio están acogiendo mucho estudio porque esta serie de aleaciones muestra promesas considerables de proporcionar una aleación menos cara y menos pesada, teniendo una resistencia a la corrosión casi comparable con la del tantalio.

Aleaciones tantalio-molibdeno.

Cuando estas aleaciones se exponen a ácido sulfúrico concentrado y ácido clorhídrico concentrado, hay resistencia extrema y se retienen las propiedades del tantalio, mientras que la concentración de tantalio sea mayor al 50%.

Zirconio.

El zirconio es un metal reactivo, como es evidenciado por su potencial de reducción de -1.53V contra el electrodo de hidrógeno normal a 25 °C, tiene una alta afinidad por el oxígeno, una adherente y protectora película de óxido se forma sobre su superficie. Esta película se forma espontáneamente en aire o agua a temperatura ambiente. Además, esta película es autocicatrizante y protege el metal base del ataque químico y mecánico a temperaturas arriba de 300 °C. Como resultado, el zirconio resiste muchas soluciones alcalinas, la mayoría de soluciones orgánicas y salinas y álcalis fundidos. Tiene excelente resistencia a la oxidación arriba de 400 °C en aire, vapor, bióxido de carbono, bióxido de azufre, nitrógeno y oxígeno. Es atacado por ácido fluorhídrico, cloro húmedo, ácido sulfúrico concentrado, agua regia, cloruro férrico y cloruro cuproso.

Corrosión bajo tensión. (SCC).

El zirconio y sus aleaciones resisten la SCC en muchos ambientes tales como NaCl, HCl, MgCl₂, NaOH, y H₂S, que inducirán corrosión en otras aleaciones. La alta resistencia del zirconio a la SCC probablemente se puede atribuir a su alto ritmo de repasivación. Cualquier rotura en la película superficial será rápidamente cicatrizada si hay suficiente oxígeno. Los ambientes conocidos de causar corrosión del zirconio incluyen soluciones de FeCl₃ o CuCl₂, mezclas de metanol y HCl o metanol e iodina, ácido nítrico, concentrado y mercurio líquido o cesio.

4.2 PROTECCIÓN CATÓDICA .

La protección catódica se empleó desde antes que la ciencia de la electroquímica fuera desarrollada . Las estructuras metálicas enterradas o sumergidas se corroen por la *formación de pilas* sobre su superficie. Estas pilas están constituidas por áreas anódicas, donde tiene lugar la disolución del metal y áreas catódicas, en las cuales ocurre la reducción de algún constituyente del electrolito. Las dos reacciones se llevan a cabo en la interfase metal-solución, con la consiguiente transferencia de electrones y de iones a través de la solución. Es fácil de comprender entonces que si toda la superficie del metal se constituye en el cátodo de una pila electroquímica, la estructura no se corroerá mientras se mantenga esa condición. Existen dos maneras de proteger catódicamente :

1. Mediante una fuente de poder externa.
2. Mediante un acoplamiento galvánico adecuado .

El primer método conocido como :“Protección catódica por corriente impresa” consiste en conectar una fuente de poder externa de corriente directa o un rectificador de corriente alterna a la estructura a proteger; el polo negativo de la fuente de corriente se conecta a la estructura y el polo positivo a un ánodo inerte, tal como grafito o Durirón.

La protección catódica con ánodos galvánicos se logra mediante la conexión de la estructura a metales más activos, para el caso del hierro su conexión a ánodos de zinc, aluminio o magnesio proporciona la protección deseada en este tipo de protección catódica, el ánodo metálico es el que sufre la corrosión espontáneamente al proporcionar los electrones requeridos para la protección, por lo que también se conocen como "ánodos de sacrificio" La protección catódica puede emplearse siempre que la estructura a proteger esté en constante contacto con un electrolito en el cual se colocaran los ánodos, de esta manera, la protección catódica se emplea generalmente para la protección de :

- | | |
|-------------------------------|-------------------------|
| 1.-Plataformas marinas. | 5.-Tuberías enterradas. |
| 2.-Cascos de barco. | 6.-Tanques enterrados. |
| 3.-Interior de buques-tanque. | 7.-Soportes de muelles. |
| 4.-Interior de tanques. | 8.-Tuberías sumergidas. |

Criterios de protección catódica .

El parámetro más importante a determinar es el potencial mínimo del metal que nos garantizara que la estructura que se pretende proteger trabajará permanentemente como catodo .

El criterio más aceptado es el que establece que el potencial de la estructura-electrolito, deberá tener un valor de 0.35V C.D., medido a través de un electrodo de referencia de Cu/Cu SO₄ saturado, siendo la estructura por proteger negativa. La determinación de ese potencial debe hacerse con la corriente de protección aplicada. Otro criterio se basa en un cambio de voltaje negativo catódico de al menos 300 mV medido entre la estructura y un electrodo de referencia Cu/Cu SO₄ saturado. La medición de dicho cambio debe hacerse con la corriente de protección aplicada.

El electrodo Cu /CuSO₄, saturado se utiliza porque tiene bajo costo, buena exactitud y soporta el uso en el campo. El potencial de una estructura se determina con un voltímetro de alta resistencia durante la medición, el electrodo de referencia se coloca en el suelo para hacer el contacto eléctrico.

Protección catódica con ánodos galvánicos .

El uso de ánodos galvánicos en protección catódica es una simple aplicación de la celda de corrosión por diferentes metales .

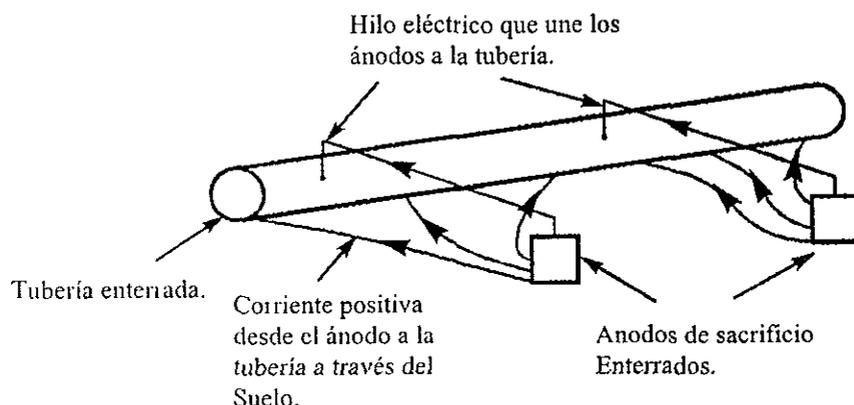


Fig.4.2 Protección catódica con ánodos de sacrificio.

Un ánodo galvánico también llamado “ánodo de sacrificio” puede describirse como un metal con un potencial más electronegativo que la estructura que se pretende proteger. Por tal motivo, si se conecta eléctricamente a una estructura enterrada o sumergida, descargará una corriente que fluirá a través del electrolito hasta la estructura en cuestión, figura 4.2.

Características :

- Potencial suficientemente electronegativo, para asegurar un flujo de corriente adecuado .
- Corriente de salida elevada, por unidad de peso de material consumido .
- Buen comportamiento de polarización anódica a través del tiempo .
- Bajo costo .

Tipos de ánodos galvánicos .

Los ánodos galvánicos que más se utilizan en protección catódica, son: de magnesio, de zinc y de aluminio. A continuación se indican sus propiedades electroquímicas:

Material anódico	Pot. en circuito abierto (Ref. Cu/CuSO ₄) en volts	Drenaje de corriente teórico en Amp-hr/lb	Drenaje de corriente práctico en Amp-hr/lb	Eficiencia (%)
Magnesio	-1.75	1000	500	50
Zinc	-1.10	372	335	90
Aluminio	-1.10	1350	1280	95

Los ánodos de magnesio han encontrado mucha aplicación en la protección de estructuras enterradas y los ánodos de zinc y de aluminio se utilizan preferentemente para proteger estructuras sumergidas. La protección catódica con ánodos de sacrificio, tiene ventajas y desventajas con respecto al también típico sistema de protección con corriente impresa. Las principales, son:

Ventajas :

- Bajo costo de instalación .
- Protección ideal para puntos calientes .
- Bajo costo de mantenimiento .
- Menos problemas de interferencia .

Desventajas :

- Grandes cantidades de material anódico .
- Reposición periódica .
- No adaptable al control automático .
- Limitados a aplicaciones de baja corriente.

Protección catódica con corriente impresa .

Se llaman sistemas de corriente impresa porque utilizan energía primaria del exterior, para imprimir corriente directa a la estructura por proteger, a diferencia de los sistemas de protección catódica a base de ánodos galvánicos, los cuales no imprimen corriente, sino que la generan en el seno del electrolito donde está alojada la estructura por proteger, formando en ese electrolito una pila galvánica figura 4.3.

Ventajas :

- Voltajes grandes y variables .
- Corriente de salida elevada y variable.
- Aplicable a medio ambiente de cualquier resistividad.

Desventajas .

- Elevados costos de instalación y de mantenimiento .
- Gastos mensuales por concepto de energía eléctrica.
- Problemas de interferencia con estructuras vecinas.

Estos sistemas están constituidos por :

- Dispositivo para impresión de corriente .
- Conductor catódico.
- Conductor anódico.
- Dispositivo anódico para descargar la corriente.

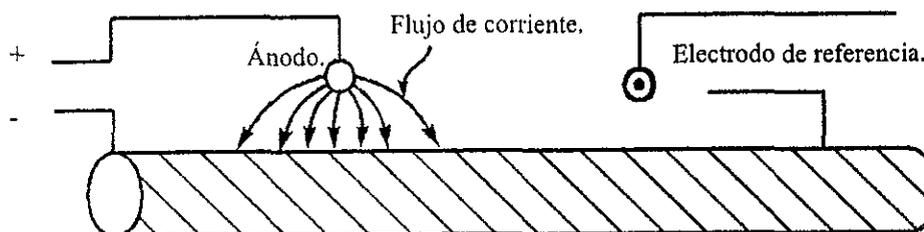


Fig. 4.3 Protección catódica por corriente impresa.

Dispositivo para impresión de corriente .**Rectificadores de corriente alterna .**

Posee capacidad prácticamente ilimitada de potencia, tensión y corriente .

Por lo general se alimentan de corriente alterna de baja tensión (110/220/440 V.C.A.) monofásica o trifásica .

Dispositivo anódico o de conexión a tierra .

Este dispositivo comúnmente llamado “cama anódica”, generalmente esta constituido por varios elementos llamados “ánodos inertes.”

Estos a diferencia de los ánodos de sacrificio, están constituidos de materiales resistentes al desgaste electrolítico descargando al electrolito grandes cantidades de corriente mostrando consumos despreciables de material .

Ánodos de fierro-silicio .

El fierro con alto contenido de silicio, es un material ampliamente usado como ánodo inerte , en vista de su alta resistencia del ataque electrolítico. Tiene la siguiente composición química :

Silicio	14.35 %	Manganeso	0.65%
Carbón	0.85 %	Fierro	Balance.

Los más usados en trabajos de campo son de 2 y 3 (pg) de diámetro y longitudes de 60" con corrientes de densidades de hasta 10 amp./pie² cuando lo usual sería del orden de 1 a 2 amp./pie².

Cuando se trabaja en un electrolito con alto contenido de ion cloro, como el agua de mar, los consumos de material aumenta hasta 20 lbs./amp.año, para densidades de corriente de 1 amp./pie²

Ánodos de grafito.

El grafito es el material más empleado para la instalación de dispositivos anódicos en tierra, por su magnífica conductividad y su bajo consumo en la mayor parte de los suelos con un consumo del orden de 0.2 a 0.5 lbs/amp.año a densidades de corriente de 0.5 a 1.0 amp/pie² de superficie anódica. Este consumo se incrementa considerablemente a mayores densidades de corriente debido a la formación de oxígeno en la superficie anódica, que al reaccionar con el grafito lo destruye lo cual se evita manteniendo densidades de corriente anódicas moderadas e instalando los ánodos en agujeros de mayor diámetro y rellenando el espacio anular de coque o de grafito triturado que pueden ser de las siguientes dimensiones : 3" de diámetro por 60" de longitud y 4" diámetro por 80" de longitud.

Ánodos de platino.

El platino, siendo un metal noble, se emplea como ánodo inerte para impresión de corriente de protección catódica. Su consumo es nulo a cualquier densidad de corriente y por ser buen conductor puede transportar sin problema, grandes cantidades de corriente. Presenta el problema de su alto costo, por lo que su uso es restringido.

Ánodos de plomo.

El plomo se usa como material para ánodos inertes debido a que presenta ventajas en este servicio, especialmente en agua de mar. El plomo comercialmente puro, sufre un fuerte desgaste por corriente anódica, pero aleado con 1% de plata y 6% de antimonio, presenta una magnífica resistencia al desgaste, tolerando densidades de corriente altas. Su consumo, una vez polarizado, es del orden de 0.1 a 0.2 lbs/amp.año, en agua de mar.

Grupos de ánodos.

Los ánodos antes descritos se utilizan generalmente en grupos. Los problemas prácticos de protección catódica a base de corriente impresa, suelen requerir cantidades fuertes o cuando menos medianas de corriente, por lo que se tienen que agrupar varios elementos, en lo que se llama: **dispositivo de contacto a tierra o cama anódica**, con el objeto de reducir la resistencia del circuito y consecuentemente la potencia consumida.

Cable anódico.

El cable se conecta a la cama anódica con el borne positivo de la fuente de C.D., es decir, el cable anódico, debe ser el forro especial, completamente impermeable. Es muy usado para este servicio, el cable de cobre con doble forro a base de Polietileno A.D. y P.V.C., para enterrado directo.

Cable catódico.

El cable que conecta el polo negativo de la fuente de C.D., con la estructura a proteger, es decir, el cable catódico, no presenta problemas de electrólisis cuando está en contacto con el electrolito. De todas formas, se recomienda utilizar el mismo tipo de cable de doble forro, empleado en la conexión anódica.

4.3 RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS.

En términos generales un recubrimiento anticorrosivo se define como: una dispersión relativamente estable de un pigmento finamente dividido en una solución de resina y aditivos.

Su composición deberá obedecer a una formulación ya probada, tal que al ser aplicada y seca, la película resultante represente una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión. Normalmente un recubrimiento considera los siguientes componentes básicos. Estos componentes pueden definirse en los siguientes términos:

Resina.

Son compuestos orgánicos e inorgánicos poliméricos formadores de película, cuyas funciones principales son las de fijar el pigmento, promover una buena adherencia sobre el substrato metálico o capa anterior y en general promover la formación de una barrera flexible, durable e impermeable a los agentes corrosivos del medio ambiente. El grado máximo de polimerización y por lo tanto, sus características de comportamiento, son alcanzadas durante el proceso de secado y curado, ya sea por interacción con el aire, o bien por reacción con otra resina denominada comúnmente "catalizador". En la mayoría de los casos la fase inicial está representada por una evaporación del solvente.

Algunos ejemplos de resina son: resina alquidálica, epóxica, poliamídica, poliamínica, vinílica, acrílica, fenólica, resina de silicón, silicatos de etilo, litio, sodio y potasio, aductos y mezclas de algunos de estos productos.

Aditivos.

Son compuestos metálicos u organo-metálicos, que no obstante que se adicionan en pequeñas cantidades, tienen gran influencia sobre la viscosidad y estabilidad del recubrimiento líquido, así como sobre el poder de nivelación y apariencia de la película ya aplicada.

Ejemplos de estos aditivos son: agentes secantes, antioxidantes, estabilizadores de dispersión, modificadores de viscosidad y surfactantes, así como algunos más específicos, tales como fungicidas, bactericidas, plastificantes, absorbedores de rayos ultravioleta, etc.

Solventes.

Son líquidos orgánicos de base alifática o aromática cuya función principal es la de disolver las resinas y aditivos y presentar un medio adecuado para la dispersión del pigmento. Estos compuestos no son formadores de película, ya que se eliminan del recubrimiento a través del proceso de secado. Parte de las propiedades del recubrimiento tales como: viscosidad, facilidad de aplicación y porosidad dependen de la naturaleza del solvente, por lo que para su selección, deberán tomarse en cuenta propiedades como: poder de disolución, temperatura de ebullición, velocidad de evaporación, flamabilidad, toxicidad, estabilidad química y costo.

Algunos ejemplos de solventes son: benceno, cellosolve, orto-xileno, tolueno, metil isobutil cetona, alcohol isopropílico, éter de petróleo, dicloroetileno, heptano, gas nafta y agua.

Pigmentos inhibidores.

Inhiben en mayor o menor grado la corrosión, impidiendo el acceso de los agentes corrosivos al substrato metálico dado que obstruyen los poros presentes en pequeña proporción en cualquier recubrimiento. Entre ellos se pueden mencionar al minio, amarillo de zinc, sulfato básico de plomo, etc.

Cargas o inertes.

Frecuentemente la cantidad de pigmento inhibidor necesaria para la protección anticorrosiva y para la protección de la resina a los rayos ultravioleta es inferior a la que se requiera en la formulación, por lo que es una práctica común cubrir el excedente con cargas inertes que resultan más económicas. Como ejemplos se tienen silicato de magnesio, mica, talco, sílica de diatomácea, baritas, bentonitas, etc.

Pigmentos entonadores.

Son compuestos solubles o fácilmente dispersables en el vehículo, que en menor proporción al pigmento inhibidor, permiten lograr diferentes tonos y colores en el recubrimiento. Azul de ftalocianina, rojo toluidina, naranja de dinitroanilina y naranja molibdato son ejemplos de este tipo de pigmentos. Para efectos de formulación-comportamiento de un recubrimiento, la relación resina-pigmento representa una de las variables más importantes. El pigmento (pigmentos inhibidores, entonadores y cargas) debe estar en la cantidad suficiente para lograr las propiedades mecánicas y anticorrosivas deseadas, pero sin llegar a un exceso tal que la cantidad de resina disponible no alcance a ocluirlo totalmente. Los componentes de un recubrimiento antes mencionados deberán mezclarse íntimamente en el orden adecuado para obtener finalmente el producto terminado. La eficiencia de protección contra la corrosión y el buen comportamiento de un recubrimiento dependen, además de la buena calidad, de factores igualmente importantes, tales como: preparación de superficie, técnica de aplicación y de una adecuada selección del sistema de recubrimiento en función de la naturaleza del medio corrosivo.

Preparación de superficies.

Uno de los factores más importantes en la protección anticorrosiva de una instalación utilizando recubrimientos es la correcta limpieza o preparación de superficie. Si la superficie por recubrir está contaminada con aceite, humedad, suciedad, polvo, herrumbre, escamas de laminación o cualquier otro material suelto, el recubrimiento no podrá adherirse firmemente y su eficiencia de protección será nula. Además del efecto sobre la adherencia, algunas impurezas tales como el óxido, la escoria o la suciedad contribuyen a la ruptura de la película por su avidez de humedad ocasionando el ampollamiento y la corrosión del metal bajo película, según se muestra en la figura 4.4.

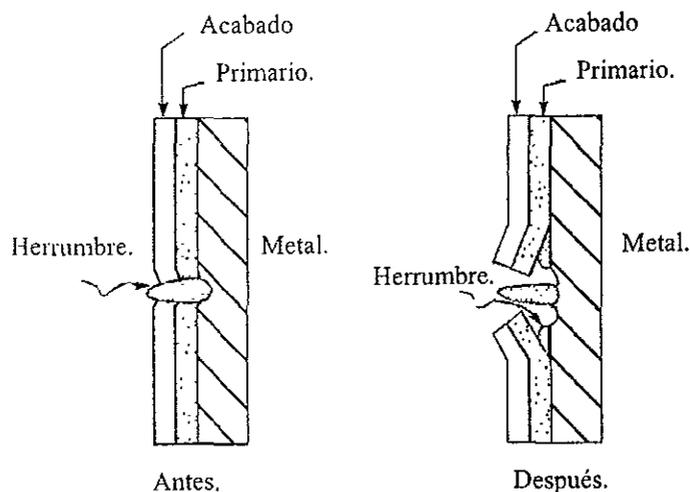


Fig. 4.4 Corrosión del metal bajo la película protectora.

El acero es el material de construcción más ampliamente utilizado en la fabricación de equipos e instalaciones. La preparación de superficies de acero se reduce a tres métodos fundamentales:

1. Limpieza con chorro de arena.

Este es el método más eficaz en la preparación de superficies de acero, dado que, además de eliminar eficientemente la suciedad, herrumbre, escamas, escoria y otros contaminantes proporciona una superficie áspera de color gris uniforme, excelente para promover una buena adherencia del recubrimiento.

2. Limpieza manual.

Este método de preparación de superficies considera el uso de herramientas neumáticas y eléctricas tales como cepillos rotatorios de cerdas de alambre, esmeriles, lijadoras y herramientas de impacto, así como de herramientas manuales del tipo de cepillos de alambre, raspadores, cinceles, martillos especiales, etc.

3. Limpieza química.

Este procedimiento considera el uso de mezclas o soluciones comerciales capaces de producir por separado, primeramente una acción detergente capaz de eliminar restos de grasa y aceite y en segundo lugar tener la capacidad suficiente para disolver escamas, escoria y restos de óxido, a fin de dejar la superficie libre de cualquier contaminante. La preparación de superficie con chorro de arena constituye el método más eficaz para el caso del acero estructural y solamente en aquellos casos que resulte impráctico o incosteable podrán emplearse la limpieza manual o la química, preferentemente la manual.

Tipos de recubrimientos. Características.

A la fecha se han desarrollado una gran variedad de recubrimientos cuya formulación obedece a la resolución de un problema específico, así podemos hablar de recubrimientos anticorrosivos cuya finalidad es proteger un sustrato de un medio corrosivo y de pinturas arquitectónicas para fines

decorativos y de menor resistencia. Concerniente a los recubrimientos anticorrosivos una clasificación se establece en la siguiente forma :

Secado al aire, un sólo componente.

La primera etapa considera una eliminación del solventes por evaporación a temperatura ambiente, posteriormente por una interacción con el aire las moléculas de resina se unen o polimerizan en forma entrelazada dando lugar a películas relativamente continuas de resina-pigmento. Los recubrimientos alquidáticos, vinílicos y acrílicos son ejemplos de este tipo.

Secado al aire, 2 componentes.

Nuevamente la primera etapa en una eliminación de solventes a temperatura ambiente desarrollándose simultáneamente una reacción de entrelazamiento tridimensional entre las resinas de cada uno de los componentes, una de las cuales se denomina comúnmente catalizador. El tiempo requerido para que se lleve a cabo esta reacción de "curado" o polimerización, es del orden de 5 a 7 días, superior a la etapa de eliminación de solventes, por lo tanto el recubrimiento no debe ponerse en operación en medios corrosivos fuertes o inmersión antes de ese tiempo. Los recubrimientos epóxicos y de poliuretano secan y curan en ésta forma.

Curado de alta temperatura.

La primera etapa considera la eliminación de solventes a temperatura ambiente, posteriormente y ante la incapacidad de la resina para reaccionar con el aire a bajas temperaturas, es necesario exponer el recubrimiento a temperaturas arriba de 100°C, lográndose de esa forma el entrelazamiento o curado requerido para alcanzar las características de operación o protección. Dentro de este procedimiento de curado se incluyen los recubrimientos de horneado que posterior a su curado, trabajan a temperatura ambiente y los recubrimientos resistentes a altas temperaturas utilizados en la protección de instalaciones que operan a temperaturas muy superiores a la del ambiente. La eficiencia en la protección contra la corrosión no depende exclusivamente de la resina y el pigmento sino también del espesor. Esta serie de factores, incluyendo como parte aspectos del tipo económico, han dado lugar a la utilización de diferentes formulaciones para cubrir el espesor antes mencionado. Dependiendo de su posición, estas formulaciones se denominan primario, enlace y acabado; al conjunto se le conoce como sistema; las características más relevantes de cada uno de ellos se mencionan a continuación.

Primario.

Son recubrimientos cuya formulación está encaminada fundamentalmente a la obtención de una buena adherencia con el substrato metálico, así como la de inhibir la corrosión. Deben presentar una superficie lo suficientemente áspera para que las capas siguientes de enlace o acabado logren una buena adherencia, además, deben ser resistentes a los productos de corrosión y poseer buena humectación.

Acabado.

Los acabados representan la capa exterior en contacto con el medio ambiente y se formulan para promover la impermeabilidad del sistema. Su grado de molienda es tal que su superficie ofrece un aspecto terso y/o brillante. En la elección del tipo de acabado es de capital importancia para la

adherencia, su compatibilidad con el tipo de primario utilizado. En términos generales, el uso del mismo tipo de resina en estos dos componentes del sistema asegura una buena adherencia.

Enlace.

Para ciertos casos particulares no es posible tener el mismo tipo de resina en el primario y el acabado, presentándose problemas de incompatibilidad o de adherencia, por lo que se requiere de una capa intermedia denominada enlace, capaz de adherirse tanto al primario como al acabado. Normalmente, los enlaces tienen una mezcla de resinas, parte de las cuales promueve la adherencia con el primario y el resto con el acabado. Generalmente los pigmentos inhibidores están ausentes.

Con fines de identificación y control de espesores, es conveniente que el primario, enlace y acabado en un sistema sean de diferente color y la suma total de los espesores de estos componentes debe ser superior a las 6.0 milésimas de pulgada a fin de que sea efectivo en su protección contra la corrosión, en la figura 4.5 se muestra el sistema completo.

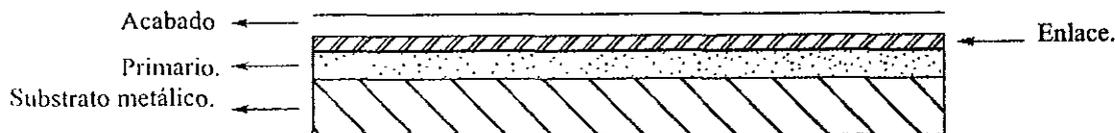


Fig. 4.5 Sistema de recubrimiento anticorrosivo.

4.4 INHIBIDORES DE CORROSIÓN.

En la literatura técnica se encuentran diferentes definiciones del concepto de inhibidor de corrosión, como consecuencia de la diversidad de puntos de vista de los autores.

Entre las definiciones más amplias se encuentra la siguiente: "inhibidor de corrosión" es todo producto químico que contribuye a evitar o disminuir la pérdida de metal en un sistema.

Con esta definición quedan incluidos otros productos que también contribuyen a disminuir la corrosión, sólo que en forma directa, tales como los neutralizantes, bactericidas, desincrustantes, antiatascantes, etc.

Otra forma de definir los inhibidores de la corrosión, es: "inhibidores de la corrosión" son todos los productos químicos, naturales o sintéticos, que actúan como catalizadores negativos de la reacción de corrosión. Aún con estas dos definiciones, pueden quedar incluidos que no sean propiamente inhibidores de la corrosión y para poder seleccionar en forma correcta cuáles productos lo son y cuáles no, observemos los requisitos que debe reunir un inhibidor de la corrosión :

1. Debe proteger al sistema de la corrosión eficientemente.
2. Debe ser empleado en muy pequeña cantidad.
3. Debe ser económico.
4. No debe alterar el proceso del sistema a proteger.
5. Debe ser de fácil manejo y almacenamiento.
6. No debe ser tóxico ni contaminante.

Efecto inhibidor y por ciento de eficiencia.

Para evaluar los inhibidores de la corrosión y así determinar la clase de inhibidor y las condiciones en donde la velocidad de corrosión es mínima, es necesario definir un parámetro comparativo. Existen dos formas de evaluar la calidad de un inhibidor, éstas son: el efecto inhibidor y el porcentaje de inhibición o porcentaje de eficiencia.

El efecto inhibidor es la propiedad de abatir la velocidad de corrosión. El efecto inhibidor puede calcularse de la siguiente manera:

$$\gamma = \frac{V_s}{V_i}$$

Donde:

γ = Efecto inhibidor

V_s = Velocidad de corrosión sin inhibidor.

V_i = Velocidad de corrosión con inhibidor.

Porcentaje de eficiencia.

Es común evaluar la eficiencia de un inhibidor en forma de porcentaje, es decir, el porcentaje de inhibidor o porcentaje de eficiencia.

La ecuación matemática para conocer el porcentaje de inhibición es la siguiente:

$$\% \text{ de inhibición} = \frac{V_s - V_i}{V_s} \times 100$$

Donde V_s es la velocidad de corrosión sin inhibidor y V_i la velocidad de corrosión con inhibidor.

Cuando se trabaja con testigos de corrosión del tipo gravimétrico, en pruebas para determinar el porcentaje de inhibición, es posible emplear la siguiente ecuación:

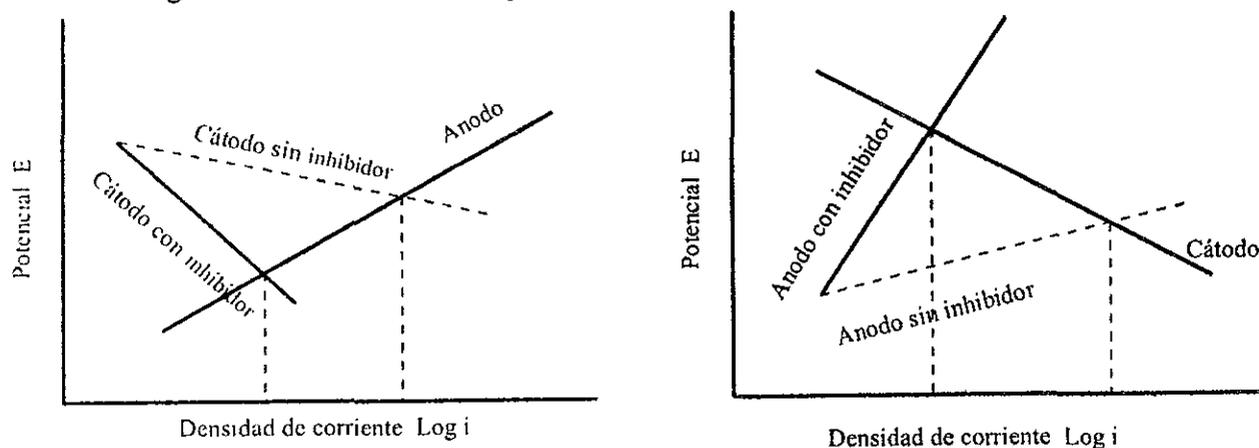
$$\% \text{ de inhibición} = \frac{P_s - P_i}{P_s} \times 100$$

Donde P_s es la diferencia el peso del testigo de corrosión gravimétrico sometido a prueba sin inhibidor y P_i es la diferencia de peso del testigo sometido a prueba con inhibidor.

Clasificación de los inhibidores de corrosión.

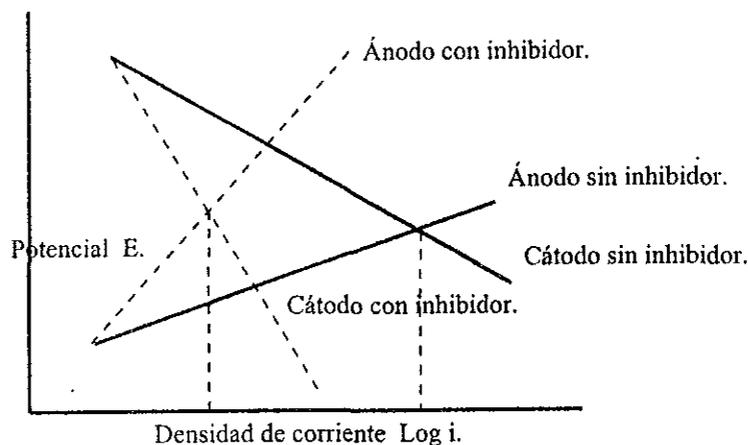
Los inhibidores de corrosión pueden clasificarse de diferentes maneras. Como consecuencia de que el fenómeno corrosivo es, la mayoría de las veces, un proceso electroquímico, es común clasificar a los inhibidores de corrosión como anódicos y catódicos. Los primeros reciben ese nombre, debido a que retardan las reacciones anódicas de la corrosión y los segundos las reacciones catódicas. Existe un tercer tipo de inhibidores llamados "mixtos", que retardan ambas reacciones.

En la figura 4.6 se muestra el comportamiento de los inhibidores anódicos, catódicos y mixtos:



Influencia de los inhibidores catódicos en la i de corrosión.

Influencia de los inhibidores anódicos en la i de corrosión.



Disminución de la i de corrosión con los inhibidores formadores de película orgánica.

Fig. 4.6. Comportamiento de los inhibidores catódicos, anódicos y mixtos.

Experimentalmente se ha observado distinguir entre uno y otro tipo de inhibidor según esta clasificación, ya que si se suspende la reacción anódica de corrosión, la catódica también se ve afectada. Es más útil clasificarlas según su modo de actuar. En esta clasificación encontramos a dos grupos a los que llamaremos los tipo "A" a los inhibidores de la corrosión que forman una capa protectora en la superficie metálica, aislándola del medio corrosivo y los del grupo "B," a los inhibidores de corrosión que reducen la agresividad del medio.

Los inhibidores "A" y "B" pueden subdividirse de acuerdo con el efecto que proporcionan en la disminución de la velocidad de corrosión. Para los "A" encontramos los del tipo "IA", caracterizados por retardar el proceso corrosivo sin suprimirlo completamente. Probablemente la disminución de la velocidad de corrosión sea considerable, pero después de un período largo, se observa que el efecto inhibitor decrece aumentando ligeramente la velocidad de corrosión.

Los inhibidores el tipo "IIA" se caracterizan por prolongar el tiempo de incubación de la reacción, inmunizando la superficie metálica contra la corrosión durante un período largo.

La característica principal de los inhibidores tipo "IIA" es: formar una película polimolecular sobre la superficie metálica, manteniendo así la velocidad de corrosión a un nivel mucho menor y a un valor constante. Ahora bien, para los inhibidores del tipo "B" encontramos los siguientes subgrupos:

El "IB", que al igual que el "IA" retarda el fenómeno de la corrosión sin detenerlo completamente, pero los "IB", en contraste con los "IA" son consumidos durante un determinado tiempo, por lo que es necesario dosificarlos periódicamente. Los inhibidores del tipo "IIB", son sustancias que dificultan la formación de compuestos que provocan la corrosión metálica durante un proceso. Por supuesto, también es necesario adicionarlos periódicamente.

En figura 4.7 se muestra el comportamiento de la velocidad de corrosión de los diferentes tipos de inhibidores:

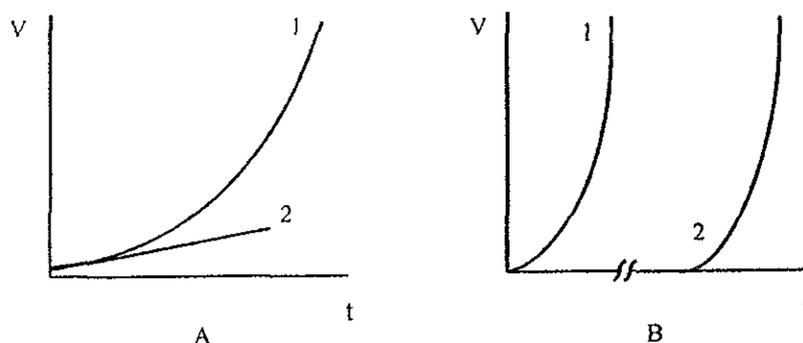


Fig. 4.7 Influencia del tipo de inhibidor en la velocidad de corrosión.

Mecanismos de la acción protectora de los inhibidores de corrosión.

Hay diferentes teorías que intentan explicar el mecanismo con el que los inhibidores de la corrosión actúan. Entre estas teorías tenemos las siguientes:

Teoría de la adsorción: se refiere a que los inhibidores de la corrosión son adsorbidos en la superficie metálica, mediante una fuerza que puede ser expresada como:

$$Z = a c^b$$

Donde Z es la fuerza de adsorción, que a su vez es proporcional a la eficiencia del inhibidor; c es la concentración de inhibidor, a y b son constantes empíricas dependientes del inhibidor usado.

Teoría de sobrevoltaje: también se conoce como teoría de la acción catódica. Se emplea para explicar el fenómeno de inhibición, correlacionando éste con el incremento del sobrevoltaje del hidrógeno. La ecuación que fundamenta ésta teoría es la siguiente:

$$\eta = \psi - \frac{RT}{F} \ln [H^+] + 2 \frac{RT}{F} \ln i + \text{cte.}$$

Donde η es el sobrevoltaje de hidrógeno; ψ es el potencial de absorción, R es la constante universal de los gases, T es la temperatura, F es el número de Faraday, i es la intensidad de corriente.

Teoría de la película protectora: explica el fenómeno de la inhibición de la corrosión mediante la suposición de la formación de un compuesto insoluble en el medio. Este compuesto insoluble estará formado por: el metal a proteger y el inhibidor. Se considera un compuesto porque en ésta teoría hay intercambio de electrones entre el inhibidor y la superficie metálica y no una simple fuerza electrostática de atracción.

Variables que alteran la velocidad de corrosión.

Es importante conocer, las variables que alteran la velocidad de corrosión, cuando se emplean inhibidores, ya que de ello puede depender el buen funcionamiento del método de control.

– Concentración y tipo de inhibidor.

Cada inhibidor de corrosión altera la velocidad de corrosión de diferente forma.

Frecuentemente se observa que a mayor concentración de inhibidor, menor es la velocidad de corrosión. Existen casos en los que al incrementar la concentración de inhibidor, la velocidad de corrosión aumenta. Este efecto puede ser observado en la figura 4.8.

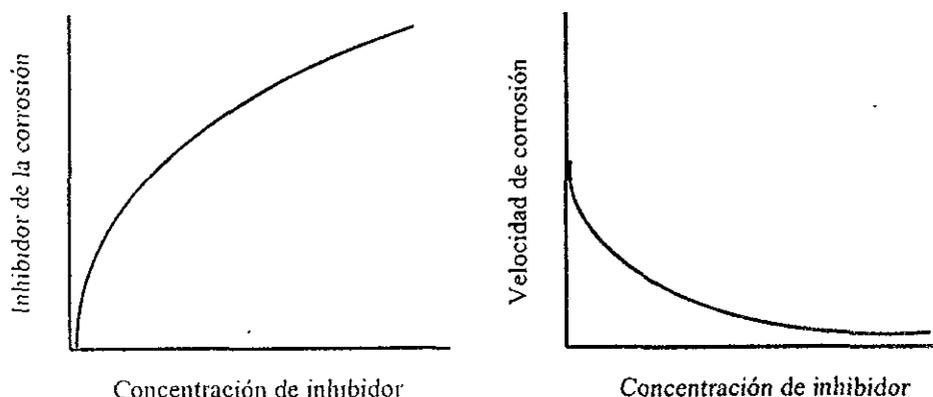


Fig. 4.8 Efecto de la concentración de inhibidor en la velocidad de corrosión.

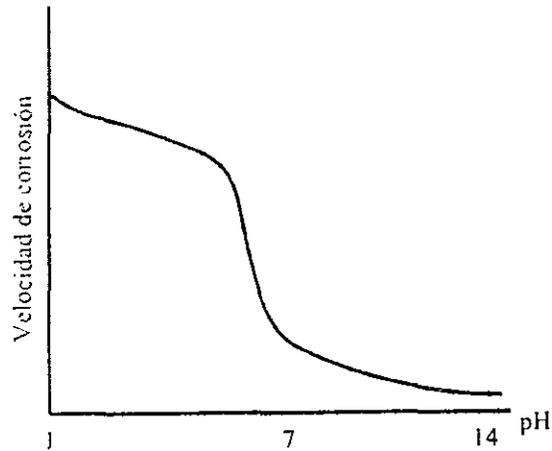
– Temperatura.

La corrosión como cualquier reacción química o electroquímica, aumenta su velocidad al incrementar la temperatura. De igual manera la eficiencia de los inhibidores de corrosión decrece al aumentar la temperatura.

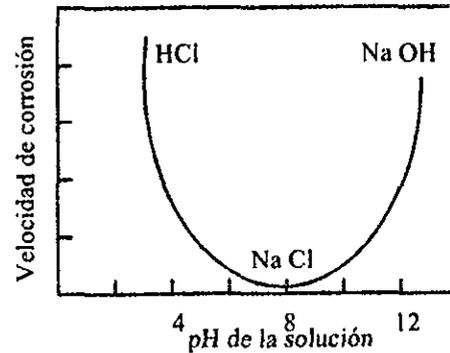
– pH.

Dependiendo del material el pH es un parámetro muy importante. En los metales ferrosos, a menor pH, mayor velocidad de corrosión.

Para metales como zinc y aluminio, a pH mayores o menores de 7, la velocidad de corrosión se incrementa figura 4.9.



Comportamiento de la velocidad de corrosión al variar el pH.



Velocidad de corrosión del zinc en agua al variar el pH.

Fig. 4.9 Comportamiento de la velocidad de corrosión al variar el pH.

– **Velocidad de flujo del medio corrosivo.**

La velocidad de flujo del medio corrosivo es otra variable, que al incrementarse, causa una mayor velocidad de corrosión en la mayoría de los casos, tal y como se muestra en la figura 4.10.

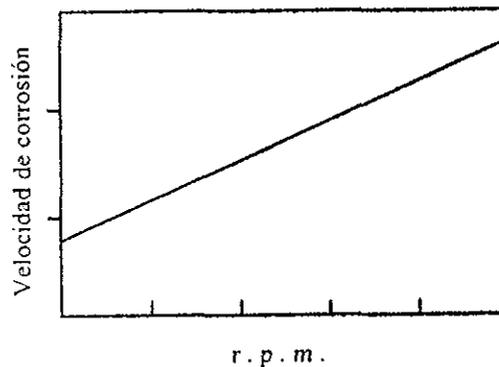


Fig. 4.10 Relación entre la velocidad de corrosión y velocidad de agitación.

– **Contaminantes.**

Pequeñas concentraciones de algunas sustancias, pueden incrementar considerablemente la velocidad de corrosión y a su vez, abatir la ineficiencia de los inhibidores, tal y como se muestra en la figura 4.11.

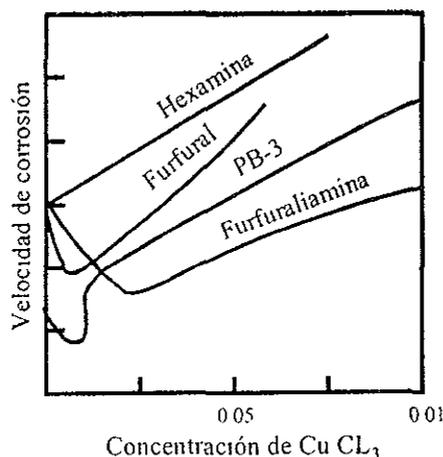


Fig. 4.11 Efecto de la concentración CuCl_3 en la velocidad de corrosión para diferentes inhibidores.

– **Medio corrosivo y concentración del mismo.**

Para cada medio corrosivo y a cada concentración del mismo, hay una velocidad de corrosión característica. Existen medios corrosivos más severos que otros y normalmente a mayor concentración del mismo hay mayor velocidad de corrosión figura 4.12.

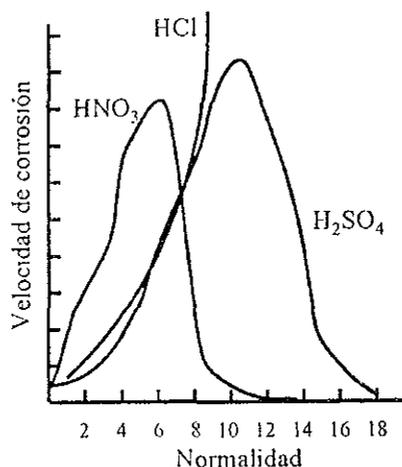


Fig. 4.12 Efecto de la concentración del medio corrosivo en la velocidad de corrosión.

– **Material de construcción del sistema.**

Para cada material, el comportamiento de la velocidad de corrosión es específica.

Mezclas de inhibidores.

Los inhibidores de corrosión pueden ser mezclados siendo el comportamiento característico para cada una de las mezclas. En otras palabras, el efecto inhibitor de una mezcla dependerá de las características de la misma. Existen cuatro diferentes comportamientos de las mezclas binarias que son: efecto sinérgico, efecto aditivo, efecto antagonista y envenenamiento figura 4.13.

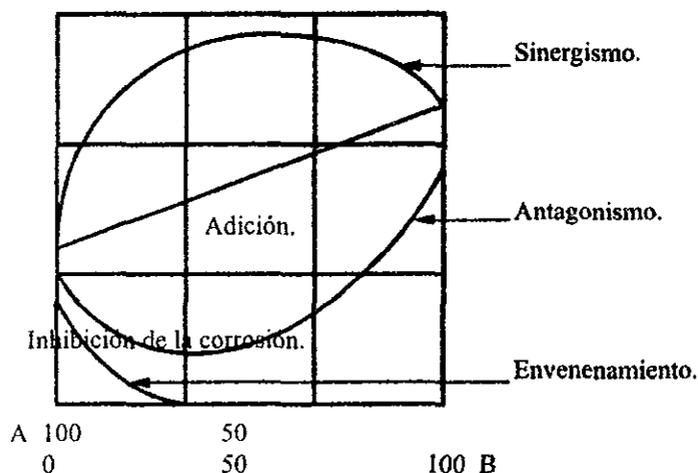


Fig. 4.13 Comportamiento de las mezclas binarias

El comportamiento más importante de una mezcla de inhibidores es el sinergismo, ya que a concentraciones bajas de los componentes, se obtiene mayor eficiencia, incluso que a mayores concentraciones de un sólo componente. También es factible mezclar más de dos componentes en una formula inhibidora de la corrosión. El comportamiento de la velocidad de corrosión, en sistemas protegidos con el uso de inhibidores de corrosión, es bastante específico de cada caso.

Existen numerosas publicaciones que recomiendan, en general, formas de controlar el fenómeno corrosivo, pero en la realidad, es necesario estudiar cada caso específico y buscar el método de control más conveniente para dicho sistema. Un problema de corrosión trascendente en México, es el causado por la explotación, refinación y transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos. El método de control de la corrosión más ventajoso y empleado es la dosificación de inhibidores de corrosión específicos para cada caso. Los hidrocarburos puros, no son corrosivos. La corrosión se produce por otros componentes que se encuentran como contaminantes de dichos hidrocarburos. Los principales componentes que causan corrosión existentes en los hidrocarburos son:

- Agua.
- Sulfuro de hidrógeno.
- Bióxido de carbono.
- Cloruros de calcio, magnesio y sodio.
- Mercaptanos.
- Ácidos Nafténicos.

Es obvio que si se eliminaran estos componentes, la velocidad de corrosión sería mínima, pero en la realidad ésto es bastante difícil, por lo que es necesario el empleo de inhibidores de corrosión.

Los inhibidores más empleados para el control de la corrosión, en sistemas que manejan hidrocarburos, son elaborados a base de aminas, amidas y en general compuestos orgánicos nitrogenados.

Beneficios obtenidos con el uso de inhibidores de corrosión.

El principal beneficio obtenido es de tipo económico, ya que las pérdidas sufridas por corrosión son bastante elevadas.

Si comparamos el costo del empleo de los inhibidores de corrosión, con los gastos por pérdida de material, reparación y suspensión del proceso, veremos que es ventajoso el uso de dichos inhibidores.

Otros dos aspectos importantes que son combatidos con el uso de esta técnica de prevención a la corrosión, son: la contaminación ambiental por productos de corrosión y la pérdida de la energía empleada para la elaboración de sistemas metálicos.

5 MÉTODO GRAVIMÉTRICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN.

5.1 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.

Antes de seleccionar una prueba o técnica para evaluar el fenómeno de la corrosión, es importante definir el motivo para hacerlo, ya que esto aumentará las oportunidades de escoger el mejor método, con la ventaja adicional de evitar la realización de pruebas que a menudo no son necesarias.

Las principales razones para evaluar la corrosión son:

- 1.-Controlar la corrosión tal como ocurre en la planta.
- 2.- Evaluar materiales y efectos del medio para aplicaciones futuras.
- 3.- Evaluar la calidad de un lote específico de materiales conociendo su comportamiento como *por ejemplo, el tratamiento térmico correcto que se va a usar.*
- 4.- Estudiar los mecanismos de corrosión.

Medición de la velocidad de corrosión con pruebas con pérdida de peso.

Dentro de los diversos métodos y formas de ponderar la velocidad de corrosión, las pruebas de pérdida de peso son las más comunes y sencillas de todas ellas ya que una pieza limpia de material, denominado testigo corrosimétrico se mide, pesa y expone a un medio corrosivo por un tiempo bien definido, después se saca del medio, se limpia para quitar los productos de corrosión y se vuelve a pesar.

5.2 CUPONES CORROSIMÉTRICOS.

Los cupones corrosimétricos son las herramientas más ampliamente usadas para monitorear la corrosión en el equipo de proceso. Para un período de tiempo, el cuál resulta en un bajo costo y tiempo de realización, siendo muy útil en situaciones en las que es necesario eficientar tiempo y recursos. Este método de monitoreo de corrosión tiene la ventaja en que se observa que la corrosión ha ocurrido realmente sobre la muestra y permite un examen visual, mediciones físicas y el análisis de los productos de corrosión. Inicialmente es importante recopilar la información lo más preciso posible para su diseño como: estado mecánico de pozo, toma del registro de nivel del fluido, historia de intervenciones, historia de producción, motivos de cierre (cierre temporal, presencia de agua, recuperación de presión) perspectivas a futuro del pozo, etc.

Las figuras 5.1 y 5.2 ilustran varios métodos típicos de montaje de cupones corrosimétricos. Los cupones pueden ser hechos en cualquier tamaño o forma, de modo que sean recuperables del equipo de proceso sin parar la unidad de proceso.

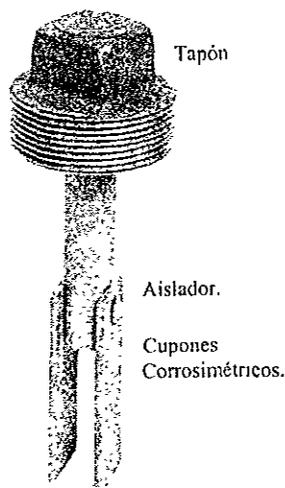


Fig. 5.1. Cupones corrosimétricos.

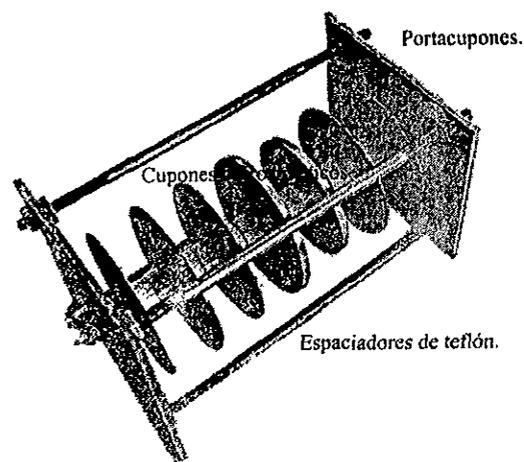


Fig. 5.2 Portacupones montados en un tapón.

Los cupones pueden ser montados en diferentes configuraciones para estudiar diferentes tipos de mecanismos de corrosión, como la corrosión por fisura, ataque galvánico y corrosión bajo esfuerzo.

Normalmente, los cupones corrosimétricos son pesados y medidos cuidadosamente antes de ensamblarlos en el portatestigos. Durante el ensamble los cupones se ordenan de modo que estén aislados eléctricamente del portatestigos, para evitar ataque galvánico. Al final de la prueba el portatestigos se desensambla y los cupones corrosimétricos se limpian pesan y miden.

Preparación de especímenes.

Una vez cortados a la medida, se colocan los cupones en un frasco con arena sílica gruesa de 60 mallas y benceno en una proporción de 100 ml. de cada uno de éstos, por cada 10 cupones, girando la botella en el corrosímetro a 30 r.p.m. durante 16 horas.

La operación anterior deja la superficie del metal brillante y uniforme, eliminando el óxido y la grasa de los cupones, puliendo las aristas filosas que hayan quedado en éstos al cortarlos. Después se enjuagan en benceno y se pasan por un baño de acetona, se frotan con un papel absorbente y se colocan en un desecador para ser pesados posteriormente en el momento de su empleo.

Algunos autores recomiendan que uno de los pasos finales en la preparación de especímenes sea el pulido con papel abrasivo 120, este paso ayuda al investigador a obtener resultados reproducibles y deberá ser usado cuando estén siendo estudiados los efectos del cambio de ambiente (inhibidor, concentración, cantidad de oxidante, etc.) sobre un metal o grupo de metales. Si se usa el esmerilado, deberá usarse un nuevo papel abrasivo para diferentes tipos de aleaciones y se deberá usar el esmerilado húmedo para aleaciones duras (aceros inoxidables austeníticos, aleaciones base níquel, titanio, etc.). Es necesario esmerilar todos los bordes que han sido cortados o cizallados porque el ataque preferencial puede comenzar en las superficies ásperas, las cuales contienen numerosas fisuras.

Portacupones.

Los especímenes de prueba deben estar separados físicamente uno de otro y colocados sobre soportes inertes. Los soportes de vidrio se usan a menudo en pruebas de laboratorio. Los soportes metálicos usualmente se usan en el campo y algunas veces se emplean en el laboratorio. Los especímenes de prueba deben estar aislados de un soporte metálico, como se muestra en la figura 5.3.

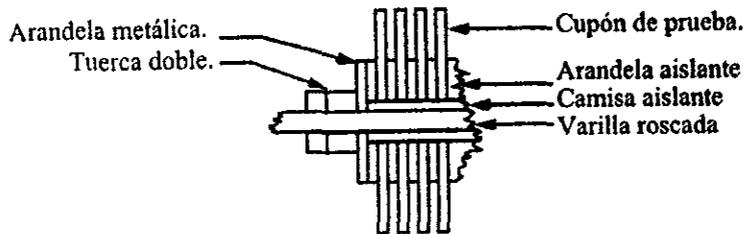


Figura 5.3 Portacupones y cupones corrosimétricos aislados uno de otro.

Algunos ejemplos se muestran en la figura 5.4 de cómo se pueden instalar en el campo soldados en un lugar en la tubería, boquilla, o vasija; aislados y fijados en su lugar con una brida ciega figura 5.5 e instalados a través de una válvula usando un casquillo prensaestopa, figura 5.6. Este último método elimina la necesidad de parar el sistema para retirar y evaluar los cupones de prueba.

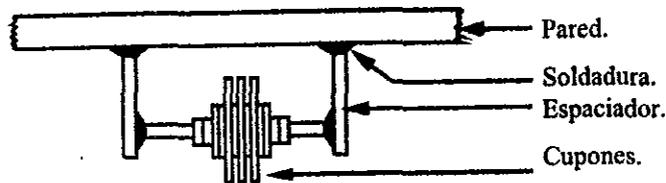


Fig. 5.4 Portaespecímenes soldado a la pared.

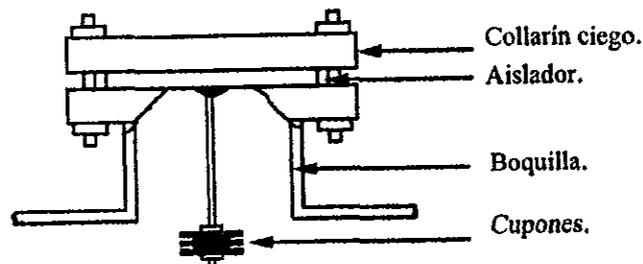


Fig. 5.5 Cupones instalados en una boquilla usando una brida ciega como respaldo.

Se usa a menudo una válvula de purga para altas temperaturas, altas presiones, etc., para asegurar la válvula primaria se cierra y aprieta antes de remover el casquillo prensaestopa. Se utiliza un preventor cuando la presión interna es alta.

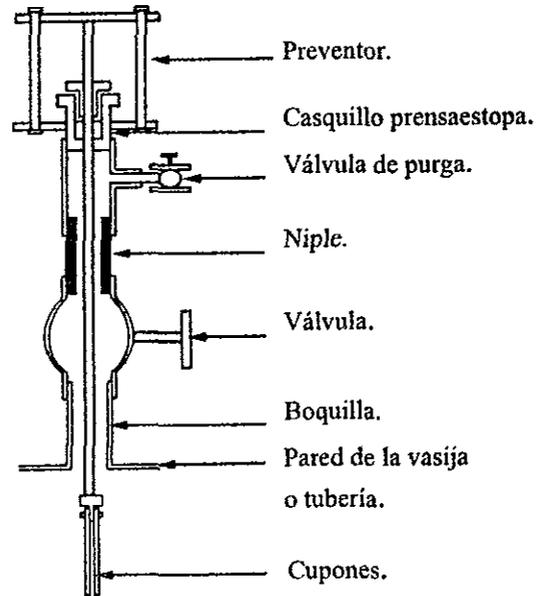


Fig. 5.6 Cupones instalados a través de una válvula.

Limpieza de cupones procesados expuestos.

Una vez concluida la prueba corrosimétrica, es necesario eliminar de los cupones los productos de la corrosión, lo cual se lleva a cabo lavándolos primero con benceno y luego con detergente y cepillo suave, para removerles el aceite.

A continuación se sumergen los cupones durante un minuto, en una solución de ácido clorhídrico concentrado al 5% de cloruro estañoso (Sn Cl_2) y 2% de trióxido de antimonio ($\text{Sb}_2 \text{O}_3$), que disuelve los productos de la corrosión, pero impide la disolución del metal desoxidado.

En el siguiente paso se sumergen los cupones durante 30 segundos en una solución al 10% de bicarbonato de sodio (Na HCO_3) para neutralizar el exceso de ácido.

Finalmente se enjuagan en dos baños sucesivos de acetona, secándolos al aire y guardándolos en un desecador, para pesarlos nuevamente y detectar la disminución de peso de los cupones, debido al proceso corrosivo.

Cálculo de la velocidad de corrosión.

Con los datos de pérdida de peso sufridos por el testigo corrosimétrico se puede calcular la velocidad de corrosión expresada como el cociente de los gramos de pérdida y el tiempo de duración de la prueba, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$c = \frac{w}{t} \quad (1)$$

Donde:

c = velocidad de corrosión.

w = pérdida de peso en gramos.

t = duración de la prueba expresada en unidades de tiempo tales como horas, días, meses o años.

De acuerdo con lo anterior, con esta simple ecuación será factible conocer la velocidad de corrosión, pero para fines prácticos de comprobación de velocidades de corrosión, es más factible expresarlas en términos de disminución de espesor por unidad de tiempo o bien como pérdida de peso por unidad de tiempo y de área expuesta.

Estas formas de expresión de la velocidad de corrosión se obtienen fácilmente a partir de la ecuación (1) tomando en cuenta la definición de densidad de un material que se expresa como:

$$\rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] = \frac{w}{v} \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \quad (2)$$

Por lo que el volumen será igual a :

$$V [\text{cm}^3] = \frac{w [\text{g}]}{\rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]} \quad (3)$$

Por otra parte, como el volumen de un cuerpo geométrico es función del área de la base y de altura o espesor, dicho volumen se puede expresar como:

$$V [\text{cm}^3] = A [\text{cm}^2] \times e [\text{cm}] \quad (4)$$

Igualando los segundos miembros de las ecuaciones (3) y (4) se obtiene:

$$A [\text{cm}^2] \times e [\text{cm}] = \frac{w [\text{g}]}{\rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]} \quad (5)$$

Ecuación fundamental de donde se puede obtener el espesor del material corroído para que la velocidad de corrosión quede expresada como la disminución del espesor por unidad de tiempo:

$$c = \frac{e}{t} \quad (6)$$

Donde:

c= velocidad de corrosión.

e= disminución de espesor en unidades de longitud

t= duración de la prueba en unidades de tiempo.

De la ecuación (5) se obtiene el espesor:

$$e[\text{cm}] = \frac{w[\text{g}]}{A[\text{cm}^2] \times \rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]} \quad (7)$$

que al ser sustituido en la ecuación (6), da:

$$c = \frac{w[\text{g}]}{A[\text{cm}^2] \times \rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \times t[\text{hr}]} \quad (8)$$

$$c \left[\frac{\text{cm}}{\text{hr}} \right] = \frac{w}{A \times \rho \times t} \left[\frac{\text{cm}}{\text{hr}} \right] \quad (9)$$

La ecuación (9) representa la forma fundamental para expresar la velocidad de corrosión en términos de disminución de espesor por unidad de tiempo dependiendo del sistema de unidades escogidas, tomará la forma general de:

$$c = K \frac{w}{A \rho t} \quad (10)$$

En la que K representa una constante que involucra todos los factores de conversión de las unidades utilizadas en las mediciones de pérdida de peso, áreas de testigo, densidad del material y tiempo de duración de la prueba.

Por ejemplo, si se quiere la velocidad de corrosión en pulgadas por año, a partir de w [g] de pérdida de peso de un testigo corrosimétrico que tiene un área de A [cm²] fabricado con un material de densidad ρ [g/cm³] y en una prueba con duración de t [hr], tenemos:

$$e = \frac{w[\text{g}]}{A[\text{cm}^2] \times \frac{1[\text{pg}^2]}{6.4516[\text{cm}^2]} \times t[\text{hr}] \times \frac{1[\text{año}]}{8760[\text{hr}]} \times \rho \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] \times \frac{16.387[\text{cm}^3]}{1[\text{pg}^3]}}$$

$$c = 3.448 \times 10^3 \frac{w}{A \rho t} \left[\frac{\text{pg}}{\text{año}} \right] \quad (11)$$

En los datos de la literatura para ingeniería de corrosión los valores de la constante se redondean a dos cifras decimales, con lo que finalmente queda:

$$c = 3.45 \times 10^3 \frac{w}{A \rho t} \left[\frac{\text{pg}}{\text{año}} \right] \quad (12)$$

Procediendo en la forma descrita se obtienen los valores de las constantes requeridas para expresar la velocidad de corrosión en diferentes unidades, teniendo el cuidado de que las mediciones realizadas se lleven a cabo con las siguientes precauciones:

- w = en gramos, con aproximación de décimas de miligramo.
 a = en centímetros cuadrados, con aproximación de centésimas de centímetro cuadrado.
 t = en horas completas.

De acuerdo con lo anterior, a continuación se presenta una tabla con las unidades deseadas, las dimensiones y el valor de la constante. En la práctica se acostumbra obtener las velocidades de corrosión en milésimas de pulgada por año, por lo que el factor K más común es de 3.45×10^6 :

UNIDADES DESEADAS	DIMENSIONES	CONSTANTE K
mpa	milésimas pulgada / año	3.45×10^6
ipy	pulgada / año	3.45×10^3
ipm	pulgadas / mes	2.87×10^2
mm / año	milímetros / año	8.76×10^4
pm / año	micrómetros / año	8.76×10^7
pm / seg	pico-metro / segundo	2.78×10^6

Tabla 5.1 Valores de la constante K comúnmente usados.

5.3 PRUEBAS ACELERADAS DE LABORATORIO.

Puesto que requiere mucho esfuerzo hacer varias pruebas de corrosión y aplicar esta información hacia la selección de materiales apropiados para su uso en varios ambientes, es lógico que estos pasos sean examinados en forma crítica.

Las lecturas "en bruto" que afectan la corrosión son bien conocidas y son razonablemente bien controladas en la mayoría de las pruebas estándar, de modo que se puede esperar un cierto grado de confianza en los resultados de la prueba.

Las pruebas de corrosión pueden ser clasificadas en tres categorías:

1. Pruebas hechas bajo condiciones de laboratorio controladas cuidadosamente para determinar el comportamiento de corrosión bajo las condiciones actuales de la prueba.
2. Pruebas hechas bajo condiciones de laboratorio controladas cuidadosamente para predecir el comportamiento de corrosión bajo condiciones aproximadamente similares pero diferentes.
3. Pruebas hechas bajo condiciones de operación industrial para evaluar materiales de comportamiento de corrosión bajo condiciones de operación.

Las pruebas que funcionan en operaciones de plantas piloto y bajo otras condiciones pueden caer ingeniosamente dentro de alguna de estas tres categorías. El resultado final, sin embargo, es frecuentemente usado para seleccionar materiales adecuados o para estar seguro que una cierta aleación funcionará satisfactoriamente bajo un grupo dado de condiciones.

Control de condiciones.

Se ha encontrado un número suficiente de datos de prueba para ingenieros de corrosión para convencer hasta al más escéptico de que ocurren frecuentemente variaciones amplias en los resultados, incluso bajo condiciones controladas "idénticas". Uno puede estar inclinado a pensar que la corrosión no es predecible, o que la naturaleza es inconsistente.

Los autores sienten seguridad en la opinión de que la naturaleza nunca es inconsistente, pero que nuestros intentos por duplicar condiciones a la perfección nos decepcionan y que variaciones, sin embargo, insignificantes a menudo son suficientes para producir resultados significativamente diferentes. Si pudimos duplicar condiciones perfectamente, esperaríamos resultados duplicados.

El uso de datos de pruebas de laboratorio cuidadosamente controladas para predecir el comportamiento de corrosión bajo condiciones más bien diferentes, como las pruebas aceleradas, deben ser desde luego aplicados con considerable precaución o hasta renuencia.

Pruebas aceleradas.

Usualmente el tiempo es un factor importante. Para ahorrar tiempo, están siendo continuamente desarrolladas pruebas aceleradas a corto plazo, en un intento por predecir un comportamiento fiable a largo plazo. Las siguientes son algunas de las técnicas que han sido empleadas para corrosión acelerada en un esfuerzo por ahorrar tiempo y obtener datos de corrosión a "largo plazo" :

1. Incremento en temperatura.
2. Alteración del ambiente de corrosión para incrementar la severidad de la corrosión.
 - Humedad alta (pruebas atmosféricas)
 - Rocío salino (pruebas atmosféricas)
 - Acidificación (pruebas de corrosión acuosa o atmosférica)
 - Introducción de acoplamiento galvánico (pruebas acuosas)
 - Estimulación eléctrica externa (acuosa)
 - Otros factores los cuales incrementan la agresividad del ambiente.
3. Medición de potencial relativo a algunos electrodos de referencia.

Los métodos de prueba acelerados han llegado a ser aceptados como estándar por la milicia y la industria. No obstante, ninguno puede ser realmente considerado en una prueba de diseño para medir la vida esperada de un metal o de una estructura en un ambiente corrosivo. No es posible la evaluación estadística de los datos, porque la determinación de desviaciones estándar y límites de confianza es excluyente por la naturaleza de las pruebas en sí mismas. Las pruebas de corrosión en uso corriente como se describen y estandarizan por especificaciones militares, especificaciones federales y estándares ASTM, son ante todo pruebas aceleradas aprobadas. Estas pruebas no son pruebas de vida esperada, pero las pruebas "aceptado-no aceptado" funcionan sobre materiales, recubrimientos, metales chapeados, etc., diseños para aplicaciones específicas. Obviamente los resultados de las pruebas obtenidas bajo condiciones simuladas o no relacionadas completamente no producen datos capaces de correlación estadística con el comportamiento de los materiales bajo condiciones de uso actual. Los métodos de prueba no pueden introducirse en consideración de

variaciones aleatorias en el ambiente, las cuales están siempre presentes en la práctica actual. Como se mencionó anteriormente, varios factores influyen sobre la fiabilidad de los resultados de las pruebas y pueden ser clasificados como sigue:

1. Factores relacionados a los métodos de prueba.
2. Factores relacionados al metal o material y los métodos de fabricación o ensamble de configuraciones más complejas.
3. Factores relacionados al ambiente.

Método de prueba de la rueda utilizado para la evaluación de inhibidores de corrosión de película persistente para aplicaciones en campos petroleros.

La tecnología actual para valorar la eficacia de inhibidores de corrosión propuestos para analizar lotes de muestras de pozos de aceite es un tema de mucha discusión y en muchos casos, disconforme. El propósito de esta sección es describir el método de prueba que se ha usado para evaluar inhibidores de corrosión de película persistente para aplicaciones en campos petroleros. El método de prueba descrito en este capítulo no es aceptado uniformemente por toda la industria petrolera, pero es resumido aquí para tener información disponible de por lo menos un tipo de prueba de rueda usado comúnmente, las variables involucradas y algunas fuentes de variación e imprecisión. Todos los datos contenidos aquí son presentados para propósitos informativos solamente.

El método de prueba presentado aquí (el tan llamado “prueba de la rueda”) es versátil en el sentido que a menudo se ha ajustado para probar una variedad de inhibidores y se ha realizado sobre varios especímenes de prueba. Esta versatilidad también ha permitido modificaciones para variables de prueba específicas, tales como temperatura, vida de la película, condiciones de superficie, concentración de agentes corrosivos y relaciones aceite-agua. Con respecto a ésta versatilidad, la prueba es similar a otras pruebas con el mismo propósito general. Los problemas de reproductividad parecen ser encontrados cuando la prueba es realizada por más de un técnico. Un solo técnico parece ser más apropiado para reproducir sus propios resultados sobre una base regular.

La prueba de la rueda es una prueba dinámica realizada por la colocación de fluidos (aceite, agua e inhibidor) en una botella de bebida de 200 ml. (7 oz) con un espécimen de prueba metálico, purgando con un gas corrosivo y tapando la botella. Generalmente la botella se agita por un período de tiempo asegurándola a la circunferencia de la “rueda” y rotándola. Después de la agitación, los especímenes de prueba se transfieren a otra botella que no contiene inhibidor (sólo fluidos corrosivos) y agitada por un largo período de tiempo. Al final de este momento, el espécimen de prueba metálico es removido, limpiado y se mide la pérdida de peso.

Descripción de las técnicas empleadas en cada paso del procedimiento de prueba.

Químicos y fluidos.

El aceite empleado generalmente es aceite crudo. Usualmente se purga con gas inerte o uno de los gases corrosivos tal como bióxido de carbono (CO_2) o sulfuro de hidrógeno (H_2S), antes el aceite se mide dentro del recipiente de prueba. Se hace todo el esfuerzo posible por excluir el aire. Cuando el aceite crudo no está disponible, se emplea un aceite refinado. Los aceites refinados contienen oxígeno y pueden tener contenido de aditivos polares. Ambos materiales han parecido contribuir con resultados pobres y por lo tanto usualmente son removidos.

El material polar se ha removido por filtración a través de bentonita o tierra de batán. El oxígeno es removido cubriendo el aceite con nitrógeno libre de oxígeno (99.99%) y agitando el aceite con una solución acuosa de sulfato de sodio catalizado. Se hace esto con 150 ml. de sulfato de sodio catalizado al 1% por cada 3 lts. de aceite.

Las salmueras se purgan con nitrógeno para remover oxígeno, luego se rocía con CO_2 o H_2S para simular el agua producida. La salmuera sintética es comúnmente 9.62% de cloruro de sodio, 0.305% de cloruro de calcio, 0.186% de cloruro de calcio hexahidratado, y 89.89% de agua destilada; sin embargo, se ha empleado agua de mar sintética de acuerdo con la norma ASTM D1141 para propósitos especiales. Las trazas de oxígeno probablemente han sido responsables para muchos de los resultados inconsistentes de las pruebas; por lo tanto, se han empleado las prácticas siguientes para remover oxígeno y preparar la salmuera para la prueba. La salmuera se rocía con nitrógeno (2 lts/min). Usualmente se emplea un rocío de 30, minutos por 4 litros (1 galón) de salmuera. Se añade sulfato de sodio catalizado (4 mg/lit) para barrer cualquier oxígeno residual. Para pruebas dulces (no sulfurosas), se purgan 4 litros de salmuera con CO_2 por aproximadamente 30 minutos. El pH de esta salmuera generalmente es de 4.5 a 4.8. Para pruebas amargas (con H_2S), se genera una cantidad reproducible (500 mg/lit de H_2S) in situ por adición de 1700 mg/lit de ácido acético y 3530 mg/lit de sulfato de sodio puro de grado reactivo ($\text{Na}_2\text{S} \cdot 9\text{H}_2\text{O}$) a la salmuera. Se han obtenido altas concentraciones de H_2S por saturación de la salmuera a una presión y temperatura dada, empleando H_2S embotellado. Los inhibidores generalmente se añaden bien proporcionados, las concentraciones de inhibidor empleadas en la porción de filme de la pruebas son de 1 a 5% basadas en aceite. Para concentraciones bajas de 50 a 100 partes por millón (ppm), los inhibidores primero se diluyen al 1% con queroseno. Se emplea xileno si el inhibidor no es soluble o no es fácilmente dispersado en el queroseno.

Especímenes de prueba.

Ha habido una amplia variación entre varios laboratorios en la selección de especímenes de prueba (cupones). Se han empleado cupones, de 0.13 x 12.7 x 76 mm (0.005 x 0.500 x 3.0 pg) para la mayoría de pruebas amargas, porque este material puede ser fácilmente observado para tendencia de picadura. Se han usado a menudo especímenes cortados de la tubería de producción, 1.5 x 150 mm (0.060 x 6.0 pg) después de limpiarlos con chorro de arena para pruebas dulces y amargas cuando la picadura no ha sido de esencial afectación. Los especímenes de prueba se limpian con benceno, se limpian con un trapo seco y se almacenan en un desecador hasta que estén listos para ser pesados. Las huellas digitales se evitan por el manejo con guantes limpios, fórceps, o un magneto.

Equipo de prueba.

Los recipientes de prueba usados más a menudo son botellas de 200 ml. (7 oz) con recubrimiento o tapas de plástico con tubo. Los fluidos de prueba se miden dentro de las botellas mientras éstas son purgadas con nitrógeno para prevenir la entrada de aire. Se han empleado varios métodos para evadir la contaminación por oxígeno, un método económico es usando jeringas y un múltiple de purga que se muestra en la figura 5.7.

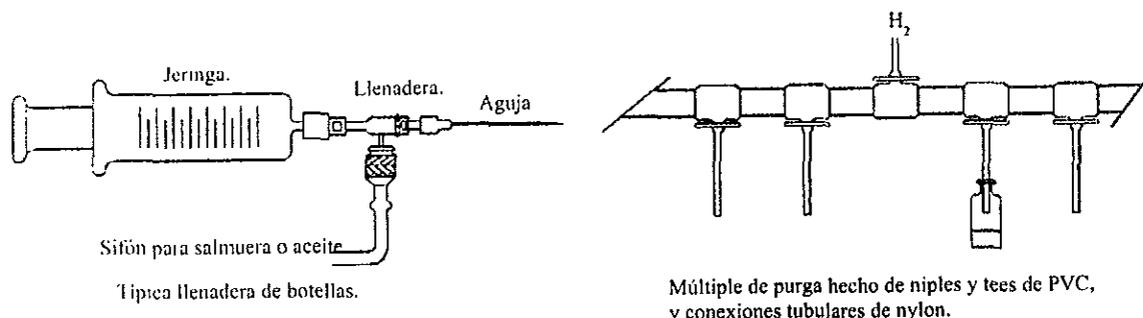


Fig. 5.7 Método para evadir la contaminación de oxígeno.

Procedimiento.

Generalmente el inhibidor al ser probado se agrega primero a la botella. En seguida se purga el aire de la botella. Se contabiliza o mide dentro de la botella primero la salmuera, luego el aceite. Después se añade el espécimen de prueba, la botella se tapa y se coloca en la rueda. Generalmente, se prueban dos relaciones agua/aceite y dos concentraciones de inhibidor por triplicado con objeto de obtener información adecuada para cada inhibidor. Las relaciones aceite/agua elegidas más a menudo son 50/50 y 10/90 aceite a agua. Las concentraciones de inhibidor basadas en volumen de aceite son de 1.0 y 5.0%.

Se colocan las botellas tapadas en tituladoras sobre la rueda y se rotan a la temperatura deseada por una o dos horas para permitir a los especímenes de prueba ser "filmados" por los fluidos inhibidores. Los especímenes de prueba después son cuidadosamente removidos de las botellas, transferidos a otra botella de fluidos purgados, tapados y regresados a la rueda para ser rotados otra hora para enjuagar el inhibidor libre pegado al espécimen de prueba. Se hace la transferencia fácilmente con una barra magnetizada en un resorte tubular o cualquier recuperador magnético sin perturbar la película protectora. El espécimen de prueba enjuagado es entonces transferido a otra botella de fluidos purgados que no contienen inhibidor, se tapa se coloca sobre la rueda y se rota a temperatura ambiente por 24 a 72 horas. Algunos inhibidores producen suficientes películas para permitir el filme del espécimen de prueba para ser transferidos dentro de fluidos puros no inhibidos otra vez por un segundo o tercer período de 24 horas. Los blancos (especímenes para pruebas en blanco) sin película de inhibidor usualmente se transfieren a diario si son llevadas a cabo pruebas prolongadas. Los blancos generalmente no se transfieren durante los pasos de transferencia de filme y enjuague de las pruebas inhibidas. Al final de la prueba, se recuperan los especímenes de las botellas, se enjuagan con isopropil alcohol/xileno para remover aceite y película de inhibidor, y se secan con un trapo. Si fue usado un ambiente amargo, la película sulfurosa se remueve por un baño de 10 a 15 segundos en ácido clorhídrico al 10% inhibido. Se usa un trozo de fibra de acero para restregar cualquier producto remanente de corrosión del espécimen de prueba. Después el espécimen de prueba se enjuaga en agua y se seca con un baño de acetona o alcohol. Finalmente se deseca y se pesa en una balanza analítica a la aproximación de 0.1 mg.

Cálculo de resultados.

Se calculan las pérdidas de peso y se promedian los resultados de especímenes triplicados. En el caso de un resultado descabellado (uno que es más de cuatro veces la desviación promedio), usualmente éste es desechado y se promedian los resultados de los dos especímenes sobrantes.

Después se calcula el porcentaje de protección como se muestra a continuación en la siguiente ecuación 13.

$$\% \text{ Protección} = \frac{\text{mg. de pérdida de peso en blanco} - \text{mg. de pérdida de peso del espécimen de prueba}}{\text{mg. de pérdida de peso en blanco}} \times 100 \dots\dots$$

ec.13.

Tratamiento continuo.

La simulación de un tratamiento continuo por una prueba de concentración constante se lleva a cabo por la adición de 100 ppm de inhibidor basado sobre fluidos totales para botellas de prueba preparadas como blancos. Un buen inhibidor da hasta 90% de protección.

Muchas variables, tales como el efecto de las relaciones aceite/agua sobre los ritmos de corrosión, el efecto de varios contaminantes en el agua, tanto como el efecto de estas variables en la inhibición por uno o más inhibidores, se han estudiado usando este método de prueba.

Este método básico de prueba se ha usado en algunas pruebas de alta temperatura empleando fittings de tubería de alta presión como el recipiente de prueba. Es del consenso general de aquellos quienes han usado este método de prueba que el oxígeno entra mientras cambian los especímenes de prueba y el efecto de trazas de oxígeno en la prueba han sido la razón para concordancias pobres de un laboratorio a otro. Cuando fueron llevadas a cabo pruebas dulces, ocasionalmente una botella de prueba enrojeció y se encontró conteniendo óxido de fierro, mostrando que el oxígeno no ha sido siempre excluido.

En otras variaciones, los especímenes de prueba se han reemplazado con sondas para lecturas de polarización lineal. Se han usado pruebas de flujo para pruebas de concentración constante por recirculación de agua o mezclas de agua-aceite por delante de especímenes de prueba filmados y enjuagados afuera del sistema, después del cuál fueron insertados, después se monitoreó por polarización lineal o resistencia simple determinada por caída de voltaje impreso.

La conveniencia de las pruebas de la rueda radica en gran parte en el uso de una mínima cantidad de fluidos de prueba y en la capacidad de reemplazar fluidos contaminados por depuraciones sucesivas. No hay conocimiento de pruebas dinámicas de laboratorio de película persistente que no sean variaciones de este método. No ha sido reportado un método de prueba de laboratorio usando corrientes secundarias de fluidos producidos.

ESTA TESIS NO DEBE
SER DE LA BIBLIOTECA

6 PRESENCIA DE LA CORROSIÓN EN CAMPOS DE ACEITE Y GAS

6.1 ASPECTOS GENERALES DE LA CORROSIÓN.

Hasta aquí hemos generalizado en las causas, efectos y soluciones en el control de la corrosión, en instalaciones superficiales, en este capítulo se hace mención respecto del control de la corrosión a nivel de pozo. La vida útil del equipo de los campos de aceite a menudo es reducida como resultado de la corrosión.

Se pueden describir algunas afirmaciones generales concernientes al ritmo de corrosión :

– El acero al carbón usualmente se corroerá más rápido que las aleaciones resistentes a la corrosión usadas en los campos petroleros. Hay notables excepciones, tales como las fallas de aceros resistentes en sistemas de H₂S.

– Los corrientes principales encontrados en un campo petrolero son el bióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, ácidos orgánicos, ácido clorhídrico y oxígeno disuelto en agua.

– Las películas en la interface entre el metal y los corrientes influyen en el ritmo de corrosión. Estas películas incluyen productos de corrosión, recubrimientos de fábrica e inhibidores de corrosión.

– Los factores del medio ambiente, tales como la composición química del agua, la temperatura y la velocidad del fluido afectan el ritmo de corrosión. En algunos casos los llamados inhibidores naturales presentes en los fluidos producidos reducen grandemente esos ritmos.

– Los voltajes impresos y las corrientes eléctricas dispersas son a menudo fuente de serios daños por corrosión.

Para consideraciones prácticas la corrosión en la producción de pozos de aceite y gas pueden ser clasificados dentro de cuatro principales tipos:

1. La corrosión dulce ocurre como un resultado de la presencia de bióxido de carbono y ácidos grasos, el oxígeno y el ácido sulfhídrico no están presentes. Este tipo de corrosión ocurre en pozos de aceite y de gas y condensado.

2. La corrosión amarga está denominada como corrosión en pozos de aceite y gas produciendo cantidades uniformes de sulfuro de hidrógeno. Estos pozos también pueden contener oxígeno, bióxido de carbono o ácidos orgánicos.

3. La corrosión por oxígeno ocurre dondequiera que el equipo esté expuesto al oxígeno de la atmósfera. Esto ocurre más frecuentemente en las instalaciones costa afuera, el manejo de salmueras en los sistemas de inyección y en pozos productores poco profundos donde se permite al aire entrar al espacio anular.

4. La corrosión electroquímica está denominada como la que ocurre cuando las corrientes que generan la corrosión pueden ser medidas fácilmente o cuando la corrosión puede ser mitigada por la aplicación de corriente, tal como la corrosión debida al suelo.

6.2 CORROSIÓN DULCE.

El término “crudo amargo” ha sido empleado por el personal de producción para designar a un fluido corrosivo y el término “crudo dulce” designa a los fluidos no corrosivos.

La corrosión dulce, puede ser definida como la corrosión que ocurre en los pozos de aceite y gas donde el sulfuro de fierro no es producto de la corrosión y no hay olor de H₂S. Algunos pozos dulces contienen muy bajas concentraciones de sulfuros.

La corrosión dulce puede ocurrir en cualquiera de los pozos ya sea de aceite o gas y debido a que sus procedimientos de mitigación son materialmente diferentes, serán discutidos separadamente.

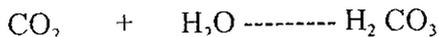
Para facilitar esta discusión, un pozo de gas y condensado es uno en el cual todos los fluidos entran al pozo como un vapor y en el pozo de aceite es uno en el cual todo o parte de los fluidos producidos existen en estado líquido en la formación. Sin embargo, no es raro para los pozos de gas comportarse como pozos de aceite, en el sentido de corrosión, después comienzan a producir agua salada.

El control de la corrosión en pozos de gas y condensado fue uno de los problemas agobiantes anteriormente en la industria hace unos cuantos años. Excesivas jornadas de trabajo, daños al yacimiento y peligro al personal de operación, todo esto contribuyó para hacer de ello un serio problema. Se han empleado inhibidores químicos, recubrimientos y aleaciones para combatir esta situación.

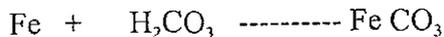
La corrosión en pozos de aceite dulce usualmente llega a ser seria después de que el pozo ha producido por algunos años y es asociado con producciones altas de agua salada. Usualmente los pozos llegan a ser corrosivos cuando la producción de agua alcanza del 40% al 50%.

Descripción del daño y química de la reacción.

La corrosión en pozos de gas y condensado es atribuida al bióxido de carbono (CO₂) y a los ácidos orgánicos. El bióxido de carbono (CO₂) es no corrosivo en ausencia de humedad. Cuando la humedad está presente, el (CO₂) se disuelve y forma ácido carbonico.



Este ácido carbónico causa una reducción en el pH del agua el cual la hace totalmente corrosiva al acero.



Además a la acidificación producida por el bióxido de carbono, los ácidos orgánicos de bajo peso molecular, tales como el ácido acético, contribuyen a la corrosión. Estos ácidos son rara vez considerados la causa primaria de corrosión dulce.

Debido a que el bióxido de carbono juega un papel prominente en la corrosión dulce, algunos factores que gobiernan su comportamiento deben ser considerados. Los factores importantes que gobiernan la solubilidad del bióxido de carbono son la presión, temperatura y la composición del agua. La presión incrementa la solubilidad, figura 6.1 la temperatura decrementa la solubilidad figura 6.2 y muchos minerales disueltos pueden mitigar la acción del agua (previniendo la reducción del pH). En un pozo de gas y condensado, con minerales no disueltos y a temperaturas relativamente altas, la presión es el factor que controla la influencia de la solubilidad del bióxido de carbono. De hecho, la presión parcial del bióxido de carbono puede ser usada como un parámetro para predecir la corrosividad de los pozos de gas y condensado.

La presión parcial del bióxido de carbono puede ser estimada por la fórmula siguiente :

$$\text{Presión parcial} = \text{presión total} \times \% \text{ bióxido de carbono.}$$

Por ejemplo, en un pozo con la presión en el fondo del pozo de 3,500 lb/pg² y un gas conteniendo 2% de CO₂ :

$$\text{Presión parcial} = 3500 \times 0.02 = 70 \text{ lb/pg}^2 \text{ en el fondo del pozo.}$$

Utilizando la presión parcial del bióxido de carbono como un criterio para predecir la corrosión, se han encontrado las siguientes relaciones :

- Una presión parcial arriba de 30 lb/pg² usualmente indica corrosión.
- Una presión parcial entre 7 y 30 lb/pg² puede indicar corrosión.
- Una presión parcial abajo de 7 lb/pg² se considera no corrosiva.

El agua salada usualmente producida por un pozo de aceite dulce contiene minerales disueltos. Las relaciones anteriores, no siempre se aplican. Sin embargo la corrosión es más a menudo encontrada cuando el contenido del bióxido de carbono es alto. Como una primera aproximación, la presión parcial del bióxido de carbono es útil en la predicción de la corrosividad de pozos de aceite dulce. En la figura 6.3 se ha calculado la solubilidad del CO₂ en un pozo de aceite típico.

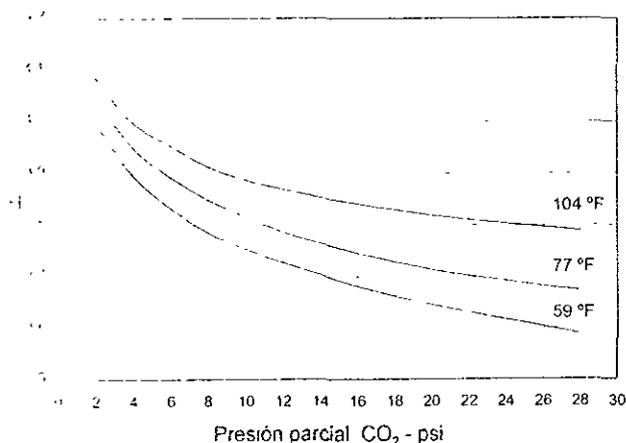


Fig. 6.1 Efecto de la presión parcial del CO₂ sobre el pH del agua condensada.

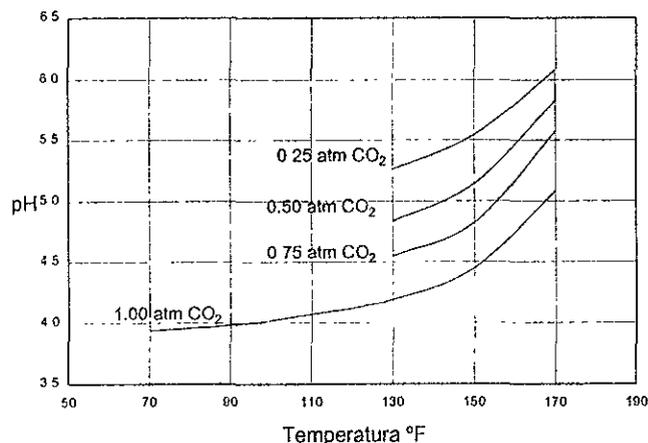


Fig. 6.2 Efecto de la temperatura sobre el pH.

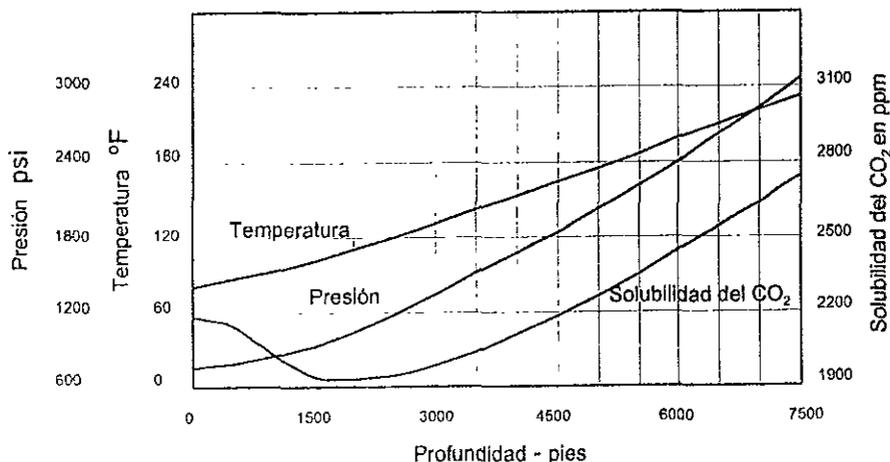


Fig. 6.3 Solubilidad del CO₂ a varias profundidades de un pozo de aceite típico.

Pozos de gas y condensado.

La corrosión en la TP. de los pozos de gas y condensado, normalmente toma la forma de profundas picaduras, como se muestra en la figura 6.4. La TP. es atacada en forma de picaduras marcadas bien definidas que pueden penetrar la pared en un período de tiempo relativamente corto. Esta picadura es causada por gases ácidos disueltos en gotas de agua condensada en la pared de la TP, y la tubería debajo del punto de condensación puede estar relativamente libre del daño de corrosión.

Otro tipo de corrosión algunas veces encontrado en la TP de los pozos de gas y condensado es conocido como una corrosión "en forma de empeine o acuñada".

Como el término implica, la corrosión ocurre en un anillo a unas pocas pulgadas de la perturbación como se muestra en la figura 6.5.

Esta corrosión puede tomar la forma de una corrosión muy lisa o de severas picaduras cercanas al daño.

Otro tipo de daño por corrosión es comúnmente llamado "corte por arena" o erosión. Aunque algunas veces "el corte por arena" ocurre como una acción puramente mecánica, el daño usualmente se ve como una combinación de corrosión y erosión. Este tipo de daño es ilustrado en las figuras 6.6 a 6.9. El daño de este tipo usualmente se encuentra cerca de una restricción (tales como un estrangulador) donde la velocidad y la turbulencia son más altas que las normales. Los productos de la corrosión que normalmente sofocan la reacción de la corrosión son removidos y la corrosión continúa sin haber disminuido. Como debería esperarse, el daño de este tipo es más prevaleciente en las instalaciones de la cabeza del pozo, pero la experiencia ha probado que la velocidad también tiene un efecto considerable en la corrosión de la TP. Un estudio de campo, demostró que incrementos en la velocidad del gas en 3.7 veces incrementa la corrosión a razón de 5 veces.



Fig. 6.4 Tubería de un pozo de gas y condensado, picadura severa.

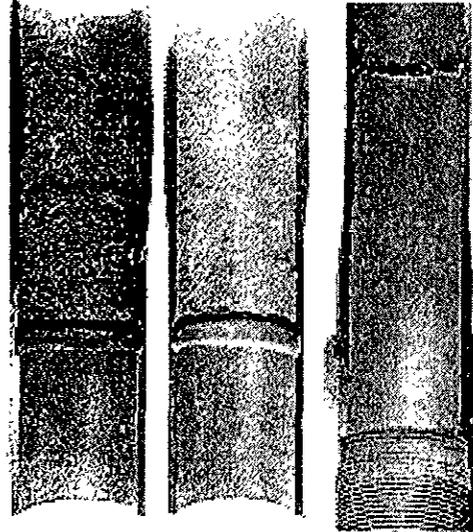


Fig 6.5 Corrosión acuífada.



Fig. 6.6 Corrosión erosiva de una conexión en cruz.

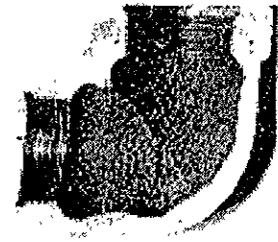


Fig. 6.7 Corrosión erosiva de un codo.

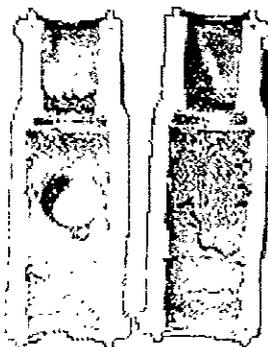


Fig. 6.8 Corrosión erosiva del cuerpo de un estrangulador.



Fig. 6.9 Corrosión erosiva de TP con perforación en la pared opuesta.

Pozos de aceite dulce (con baja concentración de H_2S).

Los daños de la corrosión en las varillas de bombeo en pozos de aceite dulce, pueden tomar la forma de picaduras severas, como se muestra en las figuras 6.10 a 6.12, o el daño puede ser en forma de finas cuarteaduras que no son tan visibles, como se muestra en la figura 6.13.



Fig. 6.10 Picadura severa de una varilla de succión.



Fig. 6.11 Picadura severa de varillas de succión.



Fig. 6.12 Corrosión dulce con corrosión.



Fig. 6.13 Roturas de corrosión por fatiga con picadura no visible.

En muchas áreas las fallas de pernos y acoplamientos son una mayor fuente de preocupación figuras 6.14 a 6.19; las figuras 6.20 y 6.21 muestran la corrosión erosiva del cuerpo de un acoplamiento y varilla.

El daño de la T.P., en pozos de bombeo mecánico puede tomar la forma de picaduras, desgaste de varilla o combinación de los dos.

Las picaduras de la T.P., en pozos de aceite dulce figuras 6.22 y 6.23 es similar a aquella de los pozos de gas y condensado. Las fallas atribuidas al desgaste de varilla normalmente son el resultado de la corrosión y desgaste, figuras 6.24 y 6.25. El vástago de succión roza en la TP. y remueve los productos de la corrosión que pueden sofocar la reacción de corrosión permitiendo de éste modo a ésta proceder. La primera evidencia externa de ésta condición es una hendidura o rotura en la pared de la TP.



Fig. 6.14

Perno roto.



Fig. 6.15



Fig. 6.16 Rotura de un cople roscado.

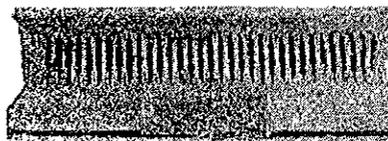


Fig. 6.17 Corrosión por desgaste de un cople.

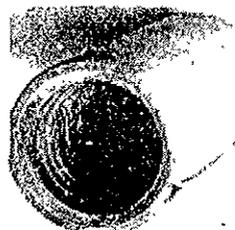


Fig. 6.18 Corrosión severa de un cople.

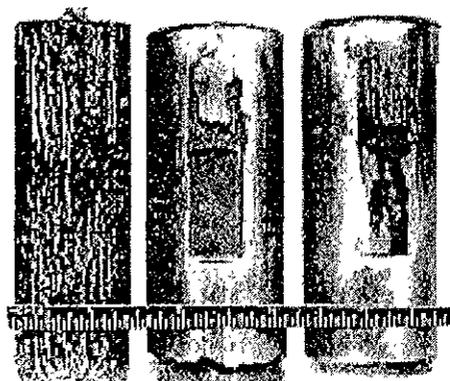


Fig. 6.18 a Corrosión de un cople en un pozo de condensado dulce.

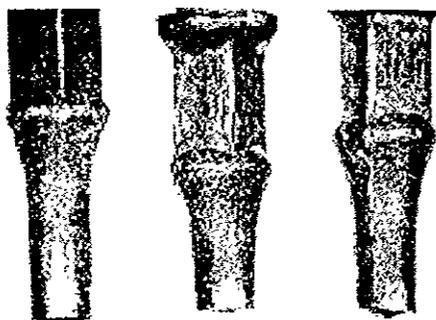


Fig. 6.19 Roturas en los asientos de la varilla.



Fig. 6.20 Corrosión erosiva de un acoplamiento.



Fig. 6.21 Corrosión erosiva de una varilla.



Fig. 6.22

Picadura severa de TP en pozos de aceite dulce.

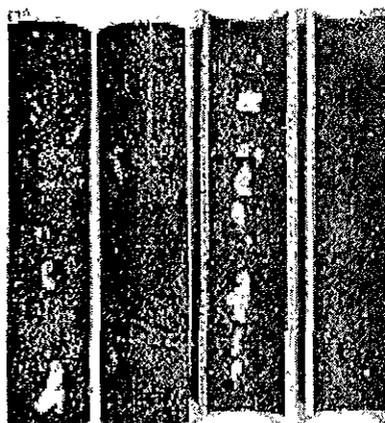


Fig. 6.23

Probablemente el problema más serio de corrosión por aceite dulce es en pozos de bombeo neumático. Estos pozos normalmente son profundos, con altas presiones en el fondo del pozo y correspondientemente una alta presión parcial de bióxido de carbono. También son usualmente grandes productores de agua. Este problema es a menudo acelerado por la inyección de gas para bombeo neumático el cual puede contener pequeñas cantidades de oxígeno. Una válvula de inyección de gas severamente corroída del tubo compensador, es ilustrada en la figura 6.26. El problema de la inyección del gas es doblemente severo porque, es difícil de conseguir tratamientos químicos hasta el fondo, por el espacio anular y debajo de las válvulas de inyección de gas.

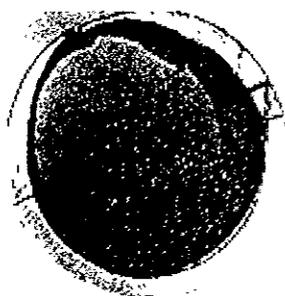


Fig. 6.24 Corrosión por desgaste de TP con total desgaste en un lado y el recubrimiento protector intacto en el otro.

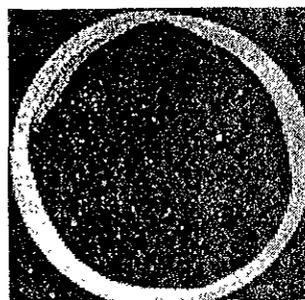


Fig. 6.25 Corrosión por desgaste de TP El desgaste ha sido severo en varios puntos.



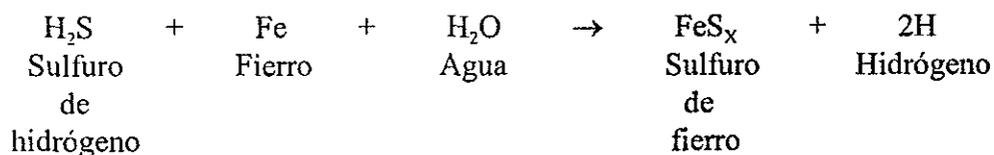
Fig. 6.26 Corrosión severa de un tubo compensador.

6.3 CORROSIÓN AMARGA.

La corrosión amarga generalmente comienza lentamente y el ritmo se incrementa con el tiempo. Se han empleado la inhibición química, recubrimientos y en algunos casos, aleaciones especiales con éxito para combatir este tipo de ataque. Los beneficios económicos de la mitigación de la corrosión han sido demostrados por la mayoría de los operadores y los métodos de control son una práctica normal en las operaciones de campo.

Química de la reacción.

A pesar de que el sulfuro de hidrógeno no es corrosivo en ausencia de humedad, si ésta está presente el gas llega a ser corrosivo. Se vuelve severamente corrosivo donde el bióxido de carbono (CO_2) u oxígeno (O_2) se encuentra presente también. El mecanismo general de este tipo de corrosión puede simplificarse químicamente aunque no completamente como se indica:



Aunque es usado el fierro en este ejemplo, otros metales reaccionan esencialmente en la misma manera para producir sulfuros metálicos. El sulfuro de fierro producido por esta reacción generalmente se adhiere a las paredes del acero como un polvo o incrustación negra. La incrustación tiende a causar una aceleración local de la corrosión porque el sulfuro de fierro es catódico al acero. Esta reacción resulta en una notable picadura profunda sobre el equipo como se muestra en la figura 6.27.

Otra reacción acontece con la corrosión amarga. El hidrógeno liberado en la reacción anterior penetra en el acero donde puede alearse con el fragilizándolo, o forma hidrógeno molecular el cual conduce a ampollas y resquebrajaduras figuras 6.28 y 6.29.

Como se vio en la ecuación anterior para la reacción de corrosión, ni oxígeno ni bióxido de carbono se requieren para producir corrosión sulfurosa. Su presencia, no obstante, acelera enormemente la severidad de la corrosión amarga. De hecho, alguno de éstos, está siempre presente donde la corrosión por sulfuro de hidrógeno, es un problema severo.



Fig. 6.27 Picadura profunda de varilla de succión en servicio amargo.



Fig. 6.28 Ampollamiento debido a H₂S.



Fig. 6.29 Roturas debidas a H₂S originadas en diminutas picaduras.

Se ha demostrado por varios investigadores que los microorganismos pueden afectar enormemente los ritmos de corrosión. Para que los microorganismos puedan acelerar la corrosión, el ambiente debe ser adecuado para su crecimiento y multiplicación. Debe suministrarse humedad, minerales esenciales, materia orgánica, una fuente de energía y un pH apropiado. En muchos casos, cuando las estructuras de acero están en contacto con la tierra o agua, son hallados todos los requerimientos necesarios. Por tanto, no es sorprendente que la corrosión microbiológica, sea muy común.

Microorganismos tales como el desulfobrio (sulfato reductores) pueden causar corrosión sulfurosa en ausencia de oxígeno atmosférico (condiciones anaeróbicas). Estos organismos utilizan hidrógeno formado por corrosión electroquímica durante su crecimiento y reducen el sulfato (SO₄) a H₂S. El empleo de hidrógeno y la formación de H₂S causan incremento en los ritmos de corrosión.

Tubería de producción.

En la tubería de producción las gotas de agua escapan del aceite y mojan la superficie de la tubería. El sulfuro de hidrógeno se disuelve en estas gotas y causa el desarrollo de picaduras. Sobre superficies tales como el interior de tuberías y varillas de succión, donde el flujo de fluidos genera erosión, las picaduras son generalmente lisas y aparecen como depresiones figura 6.30. Otra causa mayor de corrosión en tubería de producción es la corrosión erosiva o la que es comúnmente llamada "caja de desgaste", figura 6.31.

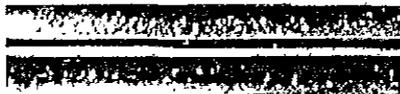


Fig. 6.30 Corrosión de TP en un pozo de aceite amargo.

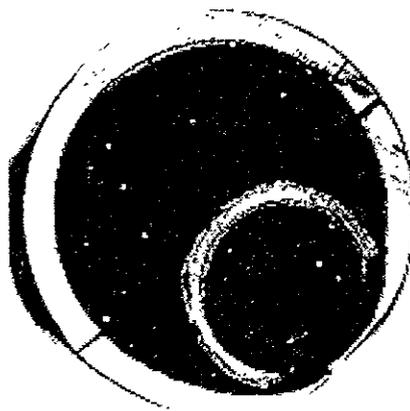


Fig. 6.31 Corrosión por desgaste de TP en un pozo productor de aceite amargo.

Corrosión en el espacio anular.

Sobre el exterior de la TP o el interior del revestimiento, arriba del nivel anular de fluido, donde la erosión no afecta la operación, las picaduras pueden ser cavernosas y tener bordes afilados figura 6.32.



Fig. 6.32 Picadura de tipo cavernoso en el exterior de la TP (espacio anular)

En el interior de la tubería de revestimiento, el mecanismo de ataque por sulfuro de hidrógeno es como sigue: en ausencia de un empacador, el espacio anular TR-TP es expuesto a los gases del yacimiento. El gas está saturado con agua a condiciones de yacimiento, como el gas, se difunde hacia arriba del agujero, el agua se condensa sobre la superficie de la TR en áreas que están enfriadas abajo del punto de rocío figura 6.33. El sulfuro de hidrógeno entonces se disuelve en la gota de agua y se inicia la corrosión. Como hay poco o nulo flujo en el espacio anular, la incrustación de sulfuro de hierro no es removida. Esta incrustación estimula la picadura como se mencionó anteriormente.

Una sección de TR corroída internamente se muestra en la figura 6.34.

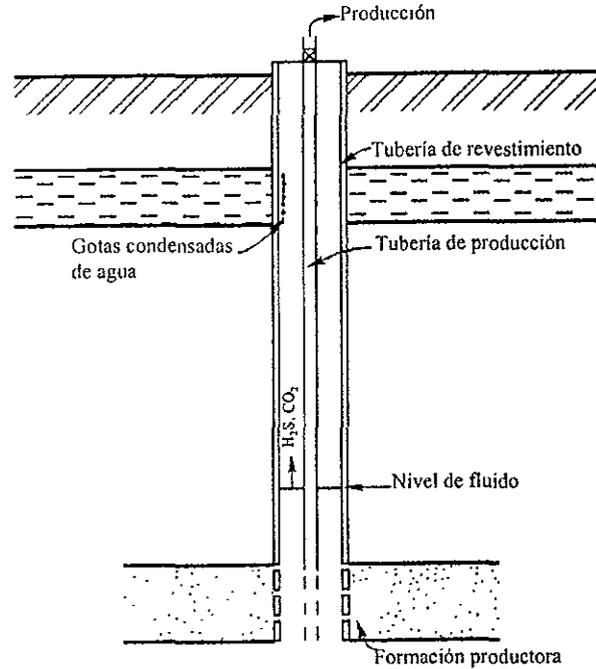


Fig. 6.33 Corrosión interna de la tubería de revestimiento.

En muchos casos, la superficie externa de la TP no muestra los efectos de la corrosión por sulfuro de hidrógeno. La carencia de corrosión sobre la tubería de producción se cree ser el resultado de la alta temperatura comparada con la TR. El flujo de la producción a través de la TP puede aumentar la temperatura de sus superficies arriba del punto de rocío del agua en el espacio anular. Si esto pasa, no ocurrirá condensación del agua y como resultado, las superficies externas de la TP estarán libres de ataque. En casos donde se corroe el exterior de la TP puede parecerse a la figura 6.35.



Fig. 6.34 TR de 5 1/2" corroida Internamente.

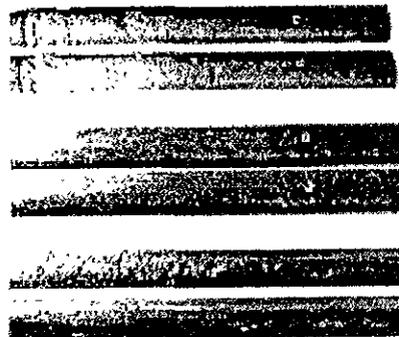


Fig. 6.35 Corrosión externa de TP.

Varillas de succión.

La corrosión sulfurosa sobre varillas de succión, de acero al carbón usualmente aparece como picadura lisa figura 6.36. Pequeñas rajaduras por fatiga, pueden estar en la base de estas picaduras. Resquebrajaduras similares se forman en áreas de superficie dañada, tales como marcas retorcidas, incluso cuando la corrosión ataca es inapreciable. Este resquebrajamiento es causado por concentraciones de esfuerzo desarrolladas en la base de la picadura y por fragilización resultante del ataque de sulfuro. Algunas fragilizaciones pueden esperarse en sistemas amargos. Varios ejemplos de falla en varilla son mostrados en la figuras 6.37 a 6.42.



Fig. 6.36 Picadura amarga de varilla de succión..



Fig. 6.38 Roturas originadas en series de picaduras angulosas.



Fig. 6.39 Algunas roturas originadas en picaduras extensas.



Fig. 6.41 Corrosión severa del área carburizada de un cople.

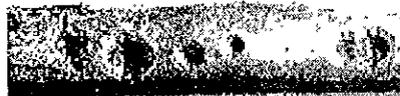


Fig. 6.37 Picadura de varilla de succión en servicio amargo.



Fig. 6.40 La varilla superior era acero al 3.5%, la varilla inferior una pearlitica pobre (dio un servicio prolongado).



Fig. 6.42 Corrosión severa del extremo de un perno.

El examen de los extremos rotos de la varilla de succión que fallaron en servicio generalmente manifiestan una superficie lisa extendiéndose encima de aproximadamente un medio del plano de rotura. La sección restante mostrará una rotura por tensión con un borde dentado donde ocurrió la separación final. Evidencia del rompimiento inicial, puede a menudo ser encontrada sobre el lado opuesto de este borde dentado figura 6.43. La pequeña rotura inicial se extendió al otro lado de la varilla en etapas graduales y el rompimiento fue ayudado por la corrosión. Las fallas de este tipo son descritas como fallas de corrosión por fatiga.

Pozos de gas.

En ciertos pozos de gas muy pequeños, si cualquier picadura ataca, ésta podrá ser visible sobre la superficie del equipo, no obstante ocurre una falla rápida sobre el equipo. Las fallas de este tipo son atribuidas a resquebrajaduras de esfuerzo por sulfuro o fragilización por hidrógeno. Un ejemplo sorprendente es la rotura resultante de un resorte de relevo figura 6.44 .



Fig. 6.43 La corrosión sulfurosa de varilla de succión.

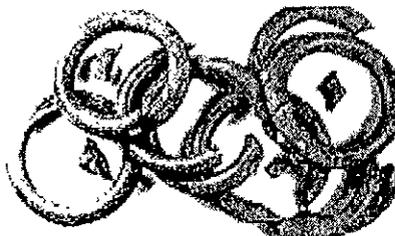


Fig. 6.44 Resorte de relevo fragilizado expuesto a un condensado amargo.

Equipo superficial.

El equipo superficial de manejo de producción amarga va, con pocas excepciones, a exhibir el mismo tipo de ataque que el equipo subsuperficial. En los tanques de almacenamiento de aceite y equipo que maneja esta clase de producción, donde el oxígeno está presente, la corrosión sulfurosa puede ser muy severa y rápida. Varios tipos de corrosión se presentan en la figura 6.45.

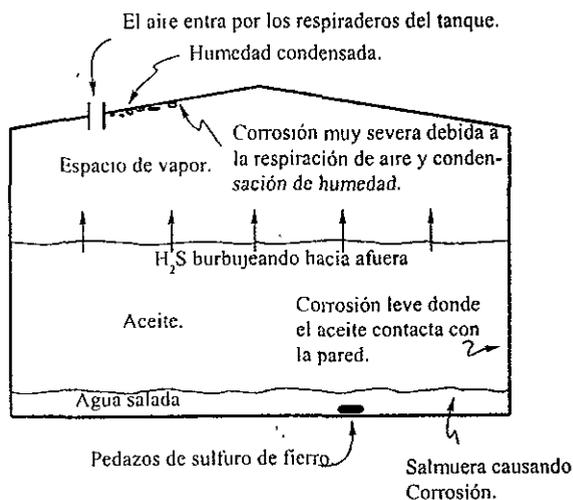


Fig. 6.45 Zonas corrosivas en tanques almacenadores de crudo amargo.

En los tanques de almacenamiento de aceite, la corrosión sobre la parte inferior de las cubiertas proviene de una combinación de ataque de sulfuro y oxígeno. Este ataque resultará, por sí mismo, en picaduras extensas y pueden perforar la cubierta del tanque. Un segundo tipo de ataque ocurre sobre los fondos de los tanques de almacenamiento. Ésta corrosión es el resultado de la capa de agua que es generalmente encontrada sobre el fondo de todos los tanques. Ésta agua sulfato

saturada provoca la corrosión que se desarrolla rápidamente y genera la perforación del fondo del tanque. Una reacción secundaria ocurre en el fondo de los tanques la cual es causada por la caída de pesadas costras de productos de corrosión de la parte inferior de las cubiertas del tanque. Estos grandes pedazos de incrustación, caen al fondo del tanque donde causan ataque por celdas de concentración ocasionando picaduras severas. La corrosión de la pared de los tanques es normalmente despreciable.

Asimismo, un ataque severo se ha notado en el fondo en la interfase agua-aceite. A veces un severo ampollamiento por hidrógeno es el mayor problema en el tanque de almacenamiento figura 6.46.

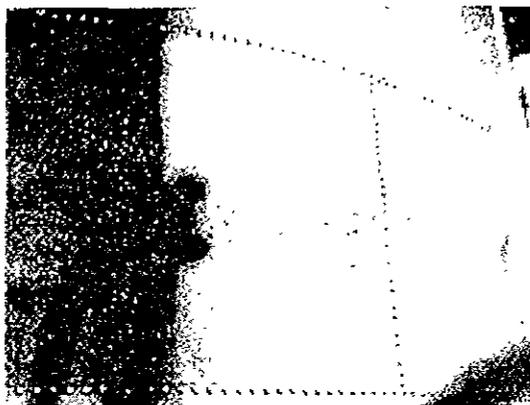


Fig. 6.46 Ampollamiento por hidrógeno en un tanque de almacenamiento de crudo amargo.



Fig. 6.47 Corrosión muy severa en una TP de un pozo inyector.

Equipo de inyección de agua.

El equipo para la inyección de agua o gas del que se puede esperar a mostrar, en general, la misma corrosión comparada al equipo de producción. En el caso de inyección de agua, se puede esperar un alto ritmo de corrosión a causa de la posible contaminación con oxígeno a través de la superficie de manejo. Una prueba de corrosión severa de tubería expuesta por 18 meses en un pozo inyector se muestra en la figura 6.47. El equipo de manejo de agua de probable producción dulce se ha encontrado que sufre corrosión severa por ataque microbiológico. En algunos casos, el H_2S producido por actividad biológica puede ser detectado sólo como un producto de corrosión sulfurosa en fierro. Un problema adicional, es el taponamiento de pozos inyectores por sulfuro de fierro y óxido de fierro, productos de corrosión.

6.4 CORROSIÓN POR OXÍGENO.

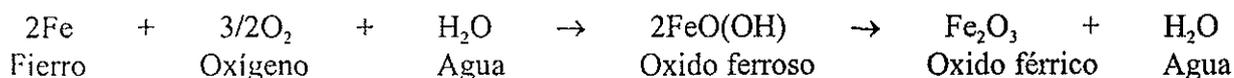
La forma más común de corrosión, la oxidación del acero, es un ejemplo de corrosión por oxígeno. El ritmo de la corrosión por oxígeno puede variar dependiendo de varios factores, tales como la temperatura, la erosión de las superficies del metal, capas de productos de corrosión y disponibilidad y tipo de electrolito. Uno de los factores más importantes es la presencia de agua sirviendo como electrolito. En general la corrosión se incrementa conforme se incrementa la

humedad, el electrolito está más disponible o actúa más libremente. La corrosión por oxígeno es usualmente más severa en agua salada que en agua dulce.

Reduciendo el abastecimiento de oxígeno o previniendo que tenga contacto con el acero es una medida útil en la reducción de este tipo de corrosión. Una manera de poder realizar esto es pintando el acero. El ritmo de la corrosión por oxígeno varía ampliamente con la localización geográfica. Como un ejemplo, la superficie externa del equipo usado en las costas se corroe rápidamente, mientras que la corrosión del mismo equipo en un área media continental será despreciable. La pérdida debida a corrosión depende del valor del equipo afectado. La corrosión será indeseable por otras razones aparte del costo, la seguridad del personal de operación y apariencia del equipo.

Descripción del daño y química de la corrosión por oxígeno.

A pesar de que algunos detalles de la corrosión por oxígeno no son aún completamente comprendidos, la reacción química puede ser explicada como sigue:



Esta ecuación muestra que el fierro se combina con oxígeno y agua para formar herrumbre.

Este tipo de corrosión puede ser identificada por los FeO(OH) (amarillo) y el Fe₂O₃ (anaranjado), productos de corrosión que se ven sobre el acero.

El ritmo de reacción de corrosión depende de la naturaleza del producto de corrosión, si éste es compacto y protector o flácido y poroso. El contacto de la superficie de metal por gases ácidos, tales como el bióxido de carbono y el sulfhídrico del gas natural y por sales de salmuera, usualmente incrementan el ritmo de corrosión.

Pozos de aceite.

La discusión anterior ha señalado la necesidad de que el oxígeno o aire estén presentes antes de que pueda ocurrir la corrosión por oxígeno. Por esta razón, la corrosión por oxígeno no se esperaría a ser predominante en el equipo subsuperficial del pozo de aceite.

El agua comúnmente producida con el aceite, incluso cuando es dulce, rara vez contiene oxígeno disuelto. A pesar de que la mayoría de los hidrocarburos no reaccionan con el oxígeno a la temperatura del yacimiento, el aceite crudo contiene un cierto número de otros componentes orgánicos los cuales reaccionan fácilmente con el oxígeno. Probablemente algo de oxígeno originalmente presente en el yacimiento habría sido consumido por estos componentes orgánicos.

Algunas veces, no obstante, la corrosión por oxígeno es encontrada en el fondo del equipo del pozo. Cuando esta condición ocurre, es usualmente causada por descuido de los técnicos de operación del equipo o falla de éste. Una causa común de entrada de oxígeno a pozos de bombeo es un espacio anular abierto. El aire para elevar la producción en los pozos introduce oxígeno dentro de éste.

El aire puede entrar en el pozo con la operación de bombeo neumático si el compresor de gas succiona abajo de la presión atmosférica.

La presencia de bióxido de carbono y/o sulfhídrico incrementa el ritmo de la corrosión por oxígeno. También, como se estableció previamente, el oxígeno aspirado dentro del equipo del pozo, puede incrementar el ritmo de corrosión sobre el nivel encontrado normalmente.

Tubería de perforación.

El oxígeno y las fluctuaciones de esfuerzo (fatiga) son considerados la principal causa de falla en la tubería de perforación. Las picaduras causadas por corrosión por oxígeno y las muescas de servicio, tales como marcas y rasguños mecánicos, concentran e incrementan esfuerzos locales en la tubería de perforación, causando resquebrajaduras. Durante la operación de perforación, la presencia de oxígeno en el lodo, agrava la acción por fatiga, este proceso es conocido como corrosión por fatiga. Como la picadura por corrosión se hace más profunda, la rotura de corrosión por fatiga, se desarrolla a un ritmo acelerado. Cada una de estas acciones promueve la otra, y es creado un círculo vicioso. Ejemplos de este tipo de corrosión, son mostrados en las figuras 6.48 y 6.49. La falla ocurre cuando una rotura o picadura progresa a través de toda la pared de la tubería y el fluido es expulsado. El fluido corta rápidamente agrandando inclusive una pequeña perforación hasta que se forma un agujero considerable. La tubería de este modo debilitada, puede ser fácilmente deformada.



Fig. 6.48 Roturas por fatiga en la base de picaduras en una tubería de perforación.



Fig. 6.49 Sección transversal de roturas por fatiga en la base de picaduras en una tubería de perforación.

La corrosión exterior de la tubería de perforación no es localizada ni forma picaduras, a causa del continuo roce en las paredes del agujero. Las picaduras de corrosión internas son más prevalecientes y por esta razón, las fallas por fatiga usualmente comienzan en el interior de la tubería.

Equipo superficial.

La corrosión por oxígeno, es generalmente un problema exterior en el equipo de producción primaria.

En áreas de alta humedad relativa, pueden ocurrir picaduras severas y corrosión total como se muestra en la unidad de bombeo de la figura 6.50. La presencia de sólidos acumulados, tales como la sal, pueden actuar como una esponja, absorbiendo agua del aire, incrementando de esta manera el ritmo de corrosión por conservar la superficie húmeda.

La parte inferior de las cubiertas del tanque de almacenamiento, a menudo exhiben una seria corrosión por oxígeno figuras 6.51 y 6.52 . El respiradero del tanque introduce aire en contacto con humedad condensada sobre la superficie del acero. La presencia de sulfhídrico y bióxido de carbono incrementen el ritmo de ataque, como se mencionó anteriormente.

La superficie de la tubería puede mostrar el mismo ataque general como otro equipo. La corrosión de tubería expuesta al rocío de agua, tales como tuberías en torres enfriadoras, puede llegar a ser extremadamente severa figura 6.53.

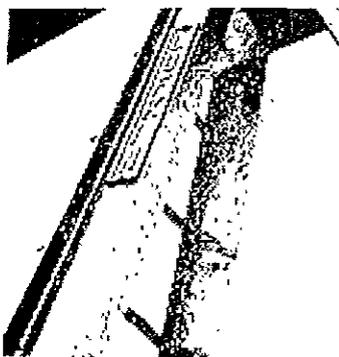


Fig. 6.50 Picadura severa de una unidad de bombeo expuesta en un área de alta humedad.

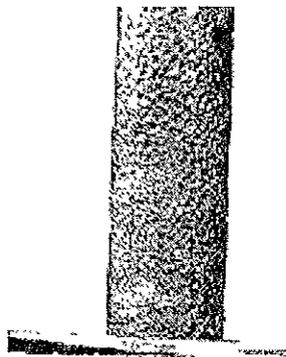


Fig. 6.53 Picadura severa de una línea de gas expuesta al rocío de una torre de enfriamiento.

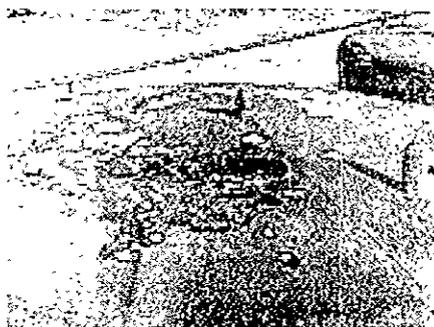


Fig. 6.51

Corrosión de la cubierta del tanque de almacenamiento.

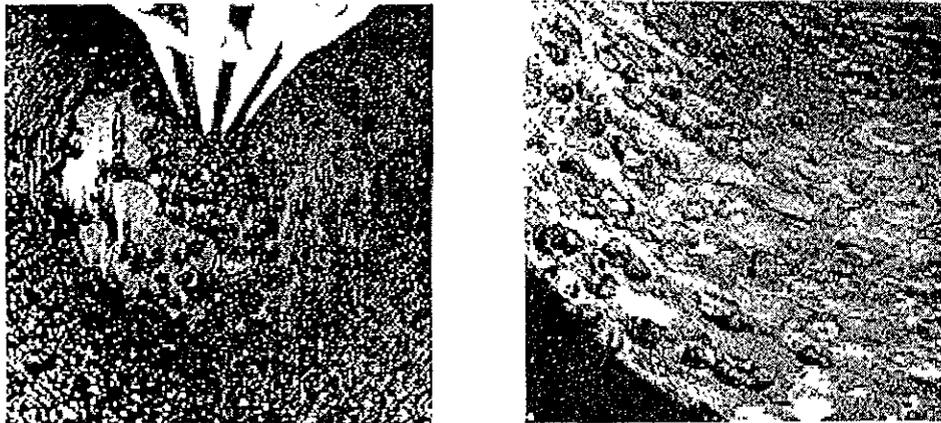


Fig. 6.52

Equipo de inyección de agua.

El oxígeno en salmueras de campos de aceite o agua de inyección es la mayor causa de corrosión en este tipo de equipo. El limitado abastecimiento de oxígeno, puede causar la formación de distintas protuberancias llamadas tubérculos, figura 6.54. El producto de corrosión es un material blando gelatinoso, y se pueden formar picaduras profundas de fondo agudo bajo esta depositación. Puede esperarse la rápida perforación del metal, obstrucción del flujo, y formación de tapones por los productos de corrosión. El volumen de los productos de corrosión comparado con la cantidad de oxígeno puede ser sorprendentemente grande y causar más daño a la formación del que el oxígeno mostraría. Pequeñas cantidades de productos de corrosión pueden causar taponamiento del equipo y también taponamiento de la formación en pozos inyectoros. El oxígeno puede causar taponamiento

del pozo de inyección de otra manera. Si el agua inyectada contiene fierro disuelto o componentes de manganeso éstos pueden oxidarse para formar productos insolubles.



(a) en una caldera.

(b) En una línea.

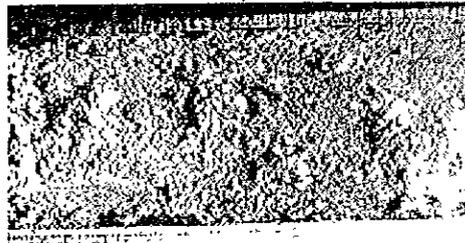


Fig. 6.54 Tubérculos de productos de corrosión por oxígeno causados por bacterias del fierro.

Operaciones costa afuera.

La corrosión, como ocurre sobre estructuras costa afuera, puede ser dividida en tres zonas de ataque. Estas zonas se superponen un poco, y pueden esperarse algunas diferencias en los ritmos de corrosión dentro de la misma zona como es señalado en la figura 6.55. Las tres zonas son:

1. La zona sumergida o bajo el agua, donde el metal está siempre cubierto por agua.
2. La zona salpicada, arriba de la línea de agua, donde la acción del oleaje usualmente mantiene mojado al metal.
3. La zona de rocío, donde el metal parece estar seco la mayor parte del tiempo.

En la zona sumergida o bajo el agua, la corrosión tiende a ser bastante uniforme. La picadura general poco profunda es común figura 6.56, y el promedio de ritmo de corrosión es usualmente de 4 a 5 milésimas, por año (esta información fue obtenida de estudios de pilotajes en una playa de la Costa Atlántica, las cuales difieren de estructuras en otras áreas), donde las olas rompen contra la estructura, la erosión se presenta en la línea de arena a causa de la acción abrasiva de la onda de arena. Este es primeramente un problema de erosión; asimismo, la corrosión es probablemente un factor contribuyente. En algunas localidades la pérdida de metal en la línea de arena han sido tan grandes como 100 milésimas de pulgada por año.

El daño a las estructuras costa afuera, es más severo en la zona salpicada. Aquí la acción lavadora del agua salada tibia bien-aereada remueve los productos de corrosión antes de que pueda formarse un recubrimiento protector, resultando picaduras profundas.

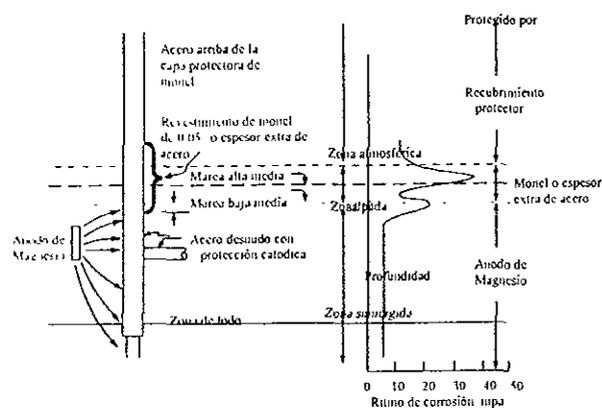


Fig. 6.55 Ritmos de corrosión y medidas protectoras típicas de estructuras de acero en varias zonas corrosivas.

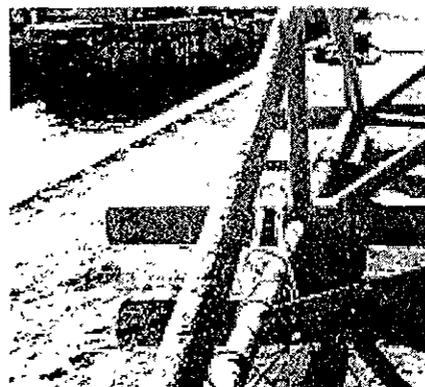


Fig. 6.56 Picaduras poco profundas Área sumergida costa afuera.

La extensión vertical de la zona salpicada depende del rango de la marea y la altura normal de las olas. Un área más grande de metal será expuesto en esta zona en el Pacífico que en la Costa del Golfo donde las olas no son tan altas.

El diseño de la estructura y el método usado para unir los miembros puede reducir el daño por corrosión en esta zona. Debido a que esta parte es la más difícil de proteger, es deseable limitar el número de miembros cruzados a un mínimo. La experiencia ha demostrado que conexiones soldadas son superiores a las conexiones remachadas.

Sin embargo, la calidad superior de la soldadura es esencial. Una soldadura pobre puede permitir fisuras que coleccionarán agua. Soldaduras quebradizas pueden resquebrajarse y causar falla inmediata. Los miembros tubulares, son más fáciles de proteger de la corrosión que otros tipos de acero estructural.

La zona de rocío usualmente aparece seca, pero siempre tiene una película de sal sobre esta superficie. La noche es la hora de mayor actividad corrosiva en la zona de rocío. Como la estructura se enfría de noche y la humedad se incrementa, esta sal absorbe agua del aire y pronto una película salada de humedad cubre la superficie. El sol seca la película de humedad y reduce el ritmo de corrosión. Los productos de corrosión tienden a escamarse en hojas y éste lajamiento irregular promueve picaduras.

En general, la picadura es más profunda sobre la parte inferior sombreada de la estructura que sobre las superficies altas secadas por el sol.

6.5 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA.

Descripción del daño.

Hay dos tipos básicos de corrosión electroquímica. El primer tipo, el cual es una operación contraria al chapeado, ocurre cuando corrientes directas, abandonan un sistema subterráneo de tubería, en un tiempo ésta fue causada frecuentemente por corrientes de vías férreas electrificadas. La causa más común de este daño por corriente dispersa en campos petroleros hoy en día es la inadecuada protección catódica. La segunda y con mucho más frecuente tipo de corrosión electroquímica es la que ocurre naturalmente cuando la tubería está expuesta en tierra húmeda.

Cuando aleaciones de cierta resistencia a la corrosión, fueron primeramente usadas en pozos de condensado, fue estudiado su efecto en la corrosión acelerada de la TR. Se temió que acoplamientos de acero al níquel o cromo con TR N-80 resultarían en corrosión severa de TR. La experiencia práctica demostró que el sistema pronto fue polarizado; es decir, la corrosión no continuó. El punto importante para ser aprendido de esta situación es que acoplamientos de acero distinto juntos en un electrolito neutral no aerado no causa corrosión. Se requiere de algún agente corrosivo tal como el oxígeno para continuar la reacción. El electrolito tiene que ser corrosivo para que por lo menos un miembro del acoplamiento metálico diferente, si lo hay, presente corrosión bimetalica.

La tubería como viene del taller siderúrgico, es usualmente cubierta con un recubrimiento de fábrica. Este recubrimiento es un buen conductor de la electricidad y al mismo tiempo, es también insoluble en agua y ácido débil. Esto quiere decir que las áreas cubiertas con recubrimiento de fábrica están protegidas y actúa para concentrar la corrosión donde no hay recubrimiento. Después de un período de tiempo el recubrimiento de fábrica se desprende. Consecuentemente, la aceleración del ataque es importante sólo en la vida temprana de la tubería.

Buenos ejemplos de corrosión bimetalica causada por el recubrimiento de fábrica, son mostrados en la figura 6.57. La tubería es de un pozo en el cual el ácido llegó dentro del espacio anular, durante el proceso de acidificación. El recubrimiento de fábrica concentra el efecto de corrosión sobre las partes de metal desnudo inmediatamente adyacentes al recubrimiento figura 6.57. Las nuevas secciones de tubería en una línea vieja son algunas veces atacadas porque la tubería vieja está cubierta con capas resistentes de óxido el cual es catódico a la tubería nueva figura 6.58.

Corrosión de la tubería y equipo superficial debida al suelo.

Las características del suelo pueden afectar la corrosión. En las celdas de concentración mencionadas en el capítulo 2 hubo también alguna clase de sal presente, estas sales participan en el flujo de corriente. El agua pura es un pobre conductor de la electricidad, y la corrosión en agua pura es considerablemente diferente de lo que ordinariamente se experimentaría cuando las sales están presentes. Los suelos arenosos muy frecuentemente no tienen sal presente, con el resultado de que no ocurren flujos pequeños de corriente, picaduras significantes y localización del ataque.



Fig. 6.57 Corrosión galvánica causada por el recubrimiento de fábrica en una tubería de acero.

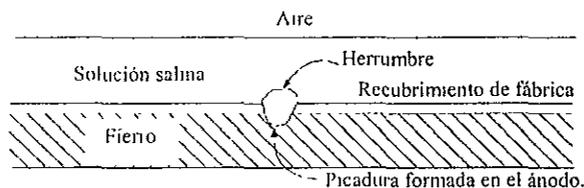


Fig. 6.57 a Corrosión galvánica del hierro debida recubrimiento de fábrica.



Fig. 6.58 Corrosión electroquímica por tubería nueva.

Por supuesto, el agua debe estar presente para permitir a corrientes apreciables, fluir a través del suelo. El acero no se corroe en clima muy seco. De la misma manera, la corrosión en suelos muy secos es despreciable. El agua y la alta concentración de sal explican la corrosión severa encontrada donde las líneas van bajo las presas de lodo. El oxígeno es todavía el real agente corrosivo; el agua y la sal le permiten actuar y picar el acero.

La caliza tiene todavía otro efecto. Permite una capa de carbonato de cal ferroso (calcáreo) para formar algún recubrimiento protector sobre la tubería en el área catódica. Este reduce la cantidad de superficie disponible para la reacción y de este modo decremента la corrosión. El material orgánico, como la vegetación putrefacta es generalmente ácido. Al mismo tiempo hay una deficiencia de oxígeno el cual, cuando se combina con la acidez, resulta en una picadura severa del tipo celda de concentración de oxígeno. Este efecto de la caliza la hace deseable para aislar uno del otro aquellas secciones de tubería expuestas a condiciones de suelo diferentes apreciablemente a menos que ambas secciones estén bajo buena protección catódica. No sólo la tubería es afectada por la corrosión electroquímica, es todo el equipo de acero en contacto con el suelo. Las grandes áreas

de la superficie del fondo del tanque están expuestas al suelo el cual tiene poco acceso al oxígeno. Este conduce a severa corrosión en el fondo del tanque como ésta ilustrada en la figura 6.59.

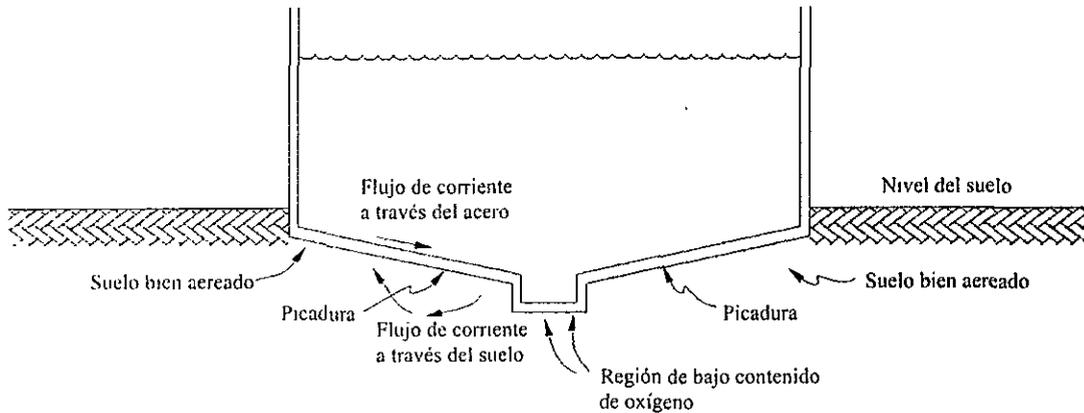


Fig. 6.59 Picadura sobre el fondo de un tanque.

Corrosión de la tubería de revestimiento.

La tubería de revestimiento (TR o casing) es, en un sentido, la última línea de defensa. De aquí la corrosión de la TR, interna o externa, es una cuestión seria. La corrosión interna se ha estudiado en una sección previa. La discusión en esta sección será confinada a corrosión externa de la TR.

La corrosión externa se ha atribuido a un tipo electroquímico de ataque resultado de una transferencia de corriente causada por una diferencia de potencial entre dos puntos de un pozo. Estas diferencias de potencial pueden ser entre:

1. La TR en contacto con una formación y otra.
2. La TR en contacto con una formación y una costra de lodo.
3. Línea de flujo eléctrico superficial y la TR.
4. Tubería superficial y la TR.
5. Áreas de metalurgia diferente.

La figura 6.60 muestra la acción electroquímica entre dos formaciones, A y B. En el área anódica, la oxidación se lleva a cabo mientras iones de fierro, van dentro de la solución en la formación A, como un producto de corrosión. En el área catódica, se lleva a cabo la reducción y se forman átomos de hidrógeno en el límite entre la tubería y la formación B.

El flujo de corriente es dentro de la formación en el ánodo o el área corroída y dentro de la tubería en el cátodo. Como se lleva a cabo este mecanismo de batería, la capa de hidrógeno desarrollada sobre el cátodo, ofrece una resistencia al flujo de corriente en la celda. El cátodo se ha polarizado de esta manera.

Esta película polarizada puede ser removida por acción mecánica o por la adición de un agente despolarizante el cual reacciona con y remueve esta capa de hidrógeno. Tal agente debe estar presente con objeto de que esta reacción de corrosión se desarrolle en un ritmo suficiente para causar un problema severo de corrosión.

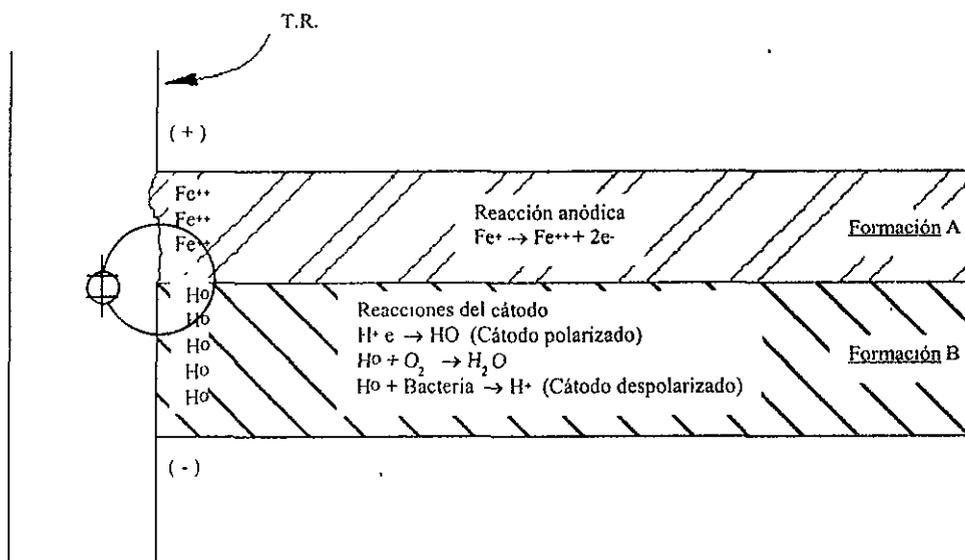


Fig. 6.60 Sección entre dos formaciones resultando en corrosión electroquímica de la tubería de revestimiento.

Dos agentes despolarizantes comunes, son:

1. Oxígeno, el cual reacciona con el hidrógeno.
2. Ciertas bacterias, las cuales usan hidrógeno atómico como parte de su proceso de vida.

Cuando la línea superficial o una porción de la TR hasta unos pocos cientos de pies en el pozo es el cátodo, el oxígeno es un obvio agente despolarizante.

Cuando el cátodo está a grandes profundidades, parece probable que las bacterias sulfato reductoras son un factor importante en la corrosión de la TR. Pueden originalmente estar en los pozos o ser introducidas a través del sistema de lodo. El rol de las bacterias sulfato reductoras como un factor en la causa de corrosión es todavía controversial.

6.6 CORROSIÓN BACTERIANA

Las bacterias sulfato reductoras (SRB), son un grupo taxonómicamente diverso de bacterias que tienen un importante número de características en común. Su biología ha sido bien descrita por un gran número de autores a causa de su impacto directo económico en términos de corrosión y producción de sulfuro de hidrógeno. Por esta razón, sólo un breve resumen de SRB será descrito aquí. Sus características importantes, son:

Obligadamente son anaeróbicas, y de esta manera crecerán solo en la completa ausencia de oxígeno. Las SRB son, asimismo, capaces de sobrevivir en aguas bien aereadas.

Requieren condiciones muy reducidas para desarrollarse (potencial más negativo que -100 mv). Usan iones de sulfato en lugar de oxígeno como electrón terminal admitido, experimentando una forma única de metabolismo: reducción desigual del sulfato. Ésta libera iones de sulfuro al ambiente como un subproducto. Se piensa que este sulfuro está directamente implicado en las reacciones de corrosión microbiana.

Crecen sobre un limitado rango de componentes orgánicos de cadena corta (lactato y acetato), aunque algunas especies de SRB son capaces de utilizar un amplio rango de componentes como cadenas largas de ácidos grasos y algunos componentes aromáticos.

Las SRB generalmente crecen en asociación cerrada con otros tipos de microorganismos (tales como el consorcio). Es común en la naturaleza que una especie sea dependiente sobre otra por un abastecimiento de nutrientes o modificando el ambiente físico y químico local. El consorcio puede ocurrir en microambientes entre SRB y una bacteria anaeróbica facultativa o un ambiente sulfurado entre una SRB y una bacteria sulfato oxidante.

Especies thiobacilos.

La mayoría de especies utilizan hidrógeno por medio de enzimas hidrogenadas para proveer energía metabólica, conduciendo a la hipótesis en que esta reacción podría estar presente en el mecanismo de corrosión por remoción del hidrógeno producido catódicamente del acero.

Bajo ciertas condiciones, las SRB pueden también producir hidrógeno durante su desarrollo.

La figura 6.61 muestra un esquema simple para el metabolismo de la SRB; las características esenciales son la oxidación de fuentes simples y reducidas de carbón asociado a la reducción de sulfato a sulfuro.

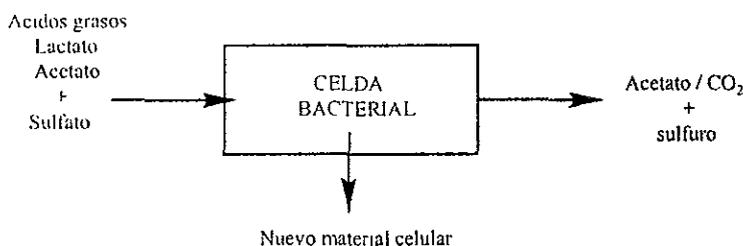


Fig. 6.61 Esquema simple mostrando las características esenciales del metabolismo terminal oxidante de las SRB.

Las SRB pueden ser encontradas en un amplio rango de ambientes, extendiéndose de formaciones de aceite de alta presión a agua de mar bien aereada, pero esto no implica que sean industrialmente significantes en cualquier ambiente dado.

Su desarrollo, sólo se dará cuando las condiciones de tensión de oxígeno, abastecimiento de nutrientes y iones de sulfato sean favorables: en condiciones menos favorables las SRB no serán activas, solamente sobrevivirán. Las SRB son encontradas en bajo número en aguas abiertas del mar, como miembros de la flora microbiana natural. Pueden estar presentes en elevado número en áreas locales las cuales son afectadas por operaciones industriales, por ejemplo, la producción de aceite en plataformas. Cuando el metal es inmerso en agua de mar, las SRB y otras bacterias atacan la superficie casi inmediatamente, seguida por el enmarañamiento de organismos marinos más grandes.

Las biopelículas microbianas también se desarrollan sobre las superficies internas de la tubería de plantas que emplean agua de mar para la recuperación secundaria de aceite. El crecimiento de la SRB en la biopelícula sobre la superficie del metal ocurrirá cuando las condiciones sean idóneas.

La producción de sulfuro y SRB mediante corrosión puede entonces empezar bajo tales condiciones.

Las relaciones dentro del consorcio que se edifica sobre la superficie del metal son compleja s y cerradas: inicialmente la bacteria anaeróbica se desarrolla usando fuentes de carbón adsorbidas por la superficie del metal o disuelto en el agua de mar, produciendo a menudo fango extracelular. Como esta población se desarrolla en tamaño, surgen áreas localizadas de baja tensión de oxígeno, permitiendo el crecimiento de bacterias anaeróbicas en microambientes dentro de la biopelícula.

Estas bacterias realizan reacciones de fermentación que liberan componentes orgánicos de bajo peso molecular como subproductos, las SRB pueden usar estos componentes como carbón y/o fuentes de energía, creciendo, produciendo sulfuro y estimulando potencialmente la corrosión.

Al mismo tiempo, los microambientes pueden ser establecidos como áreas locales de agotamiento de oxígeno sobre la superficie del metal, o como una zona discreta dentro de la biopelícula desarrollada.

Corrosión por Bacterias Sulfato Reductoras (SRB)

La corrosión del acero por SRB es un fenómeno bien conocido, y existe una extensa literatura sobre esta ocurrencia, importancia y posibles mecanismos. La corrosión por SRB lleva dos distintas formas que pueden ocurrir en una variedad de ambientes como se muestra en la figura 6.62. donde puede observarse lo siguiente:

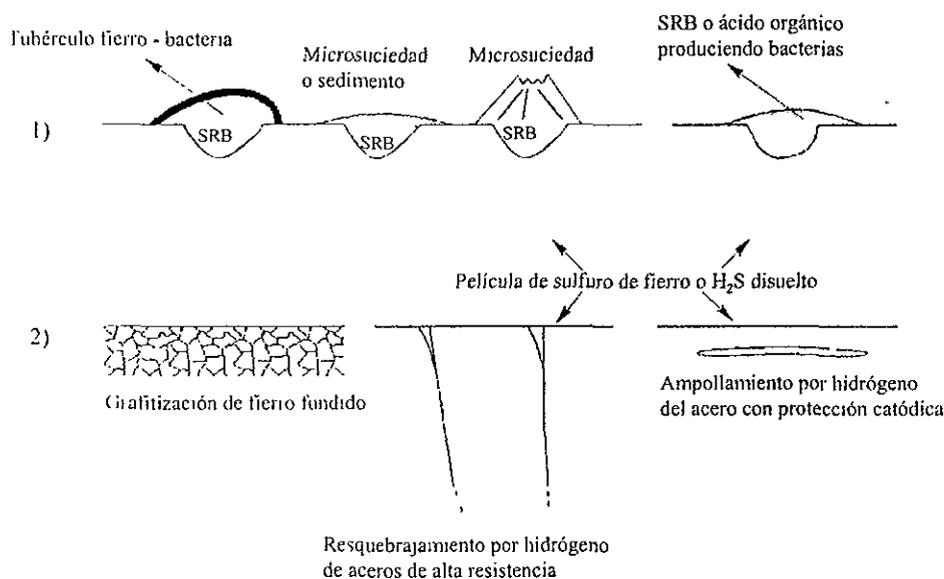


Fig. 6.62 Algunos tipos de corrosión y fallas metálicas causadas por crecimiento de las SRB y generación de sulfuro.

- 1) Picadura localizada del metal, especialmente en acero estructural de baja resistencia y aleaciones no ferrosas, causadas por la actividad del crecimiento de la SRB en la biopelícula sobre la superficie del metal.
- 2) Sulfuro induciendo corrosión bajo esfuerzo (SCC), hidrógeno induciendo resquebrajamiento (HIC) o ampollamiento causado por penetración de hidrógeno en condiciones de alta disolución de sulfuro. Este es particularmente prevalente con aceros inoxidables de alta resistencia y para tuberías bajo protección catódica.

Bacterias sulfato reductoras induciendo picaduras.

Bajo condiciones anaeróbicas, la corrosión electroquímica normal no ocurre porque el cátodo llega a ser polarizado por la creación de una capa de hidrógeno atómico. Esta polarización catódica reprime la disolución de fierro en cualquier sitio anódico. La actividad de la SRB se piensa que estimula los mecanismos normales de corrosión electroquímica por la remoción de hidrógeno catódico y/o por la formación de sulfuros de fierro, que son por sí mismos catódicos al acero. Es ahora generalmente aceptado que, a pesar de que ambos de estos mecanismos pueden operar, el mayor efecto de corrosión es debido a la producción biológica de sulfuro. Evidencias para esto son encontradas en la naturaleza corrosiva de los sulfuros biogénicos (derivados de SRB), cuando son añadidos al acero bajo condiciones estériles. La corrosión sulfurosa bajo estas condiciones es inicialmente alta, pero pronto cae debido al enlace del hidrógeno dentro del enrejado cristalino del sulfuro de fierro. Rápidamente la corrosión vuelve a empezar cuando otro sulfuro es añadido, cuando la capa de sulfuro es interrumpida o cuando el crecimiento de la SRB es estimulado por adición de nutrientes.

Algunas evidencias sugieren que las SRB pueden causar una extra demanda de 100 mV sobre sistemas de protección catódica comúnmente usados para prevenir la corrosión.

6.7 PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCIÓN DEBIDOS A LA CORROSIÓN

La baja productividad del pozo es frecuentemente resultado de una descompostura en alguna parte del equipo de producción. Podrían ser problemas en el equipo superficial (líneas de flujo, estranguladores, etc.) o equipo subsuperficial (tubería de producción, bombas, válvulas de bombeo neumático, etc.). Para el propósito de este trabajo, sólo describiremos algunos problemas del equipo subsuperficial.

Tubería de revestimiento y cemento.

Desde que la TR y el cemento son deseados a que físicamente estén afianzados juntos, los problemas asociados con un mal funcionamiento de ambos están algo interrelacionados. Por ejemplo, si el cemento no está bien adherido a la TR, podría existir una ruta de comunicación entre zonas.

Además de la comunicación entre zonas a través de una ruta exterior de la TR, los agujeros en la TR pueden resultar en fugas que producen el mismo tipo de condición de daño al pozo. Estos agujeros usualmente son un producto de acción corrosiva sobre la tubería. La corrosión de la TR puede resultar de la exposición a fluidos producidos (sulfuro de hidrógeno, bióxido de carbono, etc.) o de tratamiento (ácido clorhídrico, lodo ácido) o de diferencias de potencial debidas a el contacto con dos fluidos de salinidades diferentes. Los agujeros o rajaduras en la TR pueden también ser el resultado del colapso de la TR. el derrumbe de la formación y la carga de la TR puede causar esfuerzo excesivo sobre la tubería. Si fue mal diseñada para el servicio particular requerido de ésta o si esta en una condición debilitada debida a la corrosión, los esfuerzos de la formación pueden causarle colapso.

Cuando ocurre comunicación con otras zonas si es a través de rutas por detrás de la TR, agujeros o rajaduras en la tubería, pueden pasar dos cosas: fluidos indeseables pueden fugarse dentro de la zona productora y dañarla, o aceite y/o gas pueden ser "robados" por la zona comunicada

impidiendo a los fluidos ser producidos. la baja productividad del pozo es el resultado en cualquiera de los dos casos.

Tubería de producción.

La baja productividad resultante de problemas asociados con la sarta de producción puede ser causada por fallas (agujeros o rajaduras) o un tamaño inadecuado de la sarta de producción. Los agujeros son causados generalmente por acción corrosiva tal como la que se mencionó en relación con fisuras de la TR o por desgaste.

Las fallas por desgaste ocurren más frecuentemente en pozos de bombeo mecánico. Además al desgaste mecánico, los acoplamientos de las varillas rozan con el interior de la tubería y pueden generar condiciones favorables a la corrosión. Las rajaduras en la TP pueden resultar en pérdida de fluidos empacantes (capítulo 7) a través de la TP y hacia el interior de la formación. El daño a la formación puede resultar así como la pérdida de protección proporcionada por los fluidos empacantes a los bienes tubulares del agujero. En pozos de bombeo, se pierden fluidos de la TP hacia el interior del espacio anular decrementando de este modo la superficie de salida de los fluidos producidos.

Válvulas de inyección de gas.

La corrosión puede crear rajaduras a través del cuerpo de la válvula o alrededor del vástago, resultando en un funcionamiento pobre. Ciertos tipos de válvulas tienen resortes y éstos pueden llegar a ser debilitados o rotos a través del desgaste o corrosión. Si esto pasa, el vástago no abrirá ni cerrará correctamente causando de este modo que el sistema funcione mal. Finalmente, una rajadura o rajaduras en la TP en sí pueden permitir al gas circular por ésta resultando en incorrecta o ni siquiera acción de la válvula. Todas estas condiciones reducen la eficiencia del sistema en conjunto. Los costos de operación se incrementan y la productividad del pozo es afectada.

Sistemas de bombeo.

Hay varios tipos de sistemas de bombeo, usados como medios para elevar artificialmente los fluidos del pozo. Ellos incluyen bombas de varillas de succión, bombas hidráulicas y bombas eléctricas sumergibles. El apropiado funcionamiento de cualquiera de estos sistemas, requiere la aplicación de procedimientos convenientes de diseño bajo las cuales deben operar.

La corrosión causa picadura, crea fisuras en partes críticas, desmorona y destruye partes de trabajo activas. La arena producida con los fluidos del pozo es particularmente abrasiva a las partes metálicas de estos sistemas de bombeo y puede causar desgaste excesivo.

7 CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS CERRADOS EN EL DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN, VER.

Hasta aquí hemos generalizado las causas, efectos y soluciones en el control de la corrosión en instalaciones superficiales. En éste capítulo se hace mención con respecto del control de la corrosión a nivel de pozo.

Hasta ahora, para disminuir el efecto de la corrosión se han aplicado sistemas de control en procesos durante la estimulación y terminación de pozos, a continuación se describe en forma general para ambos casos más adelante se menciona para pozos cerrados temporalmente.

7.1 CONTROL DE LA CORROSIÓN DURANTE LAS ESTIMULACIONES DE POZOS.

Estimulación matricial reactiva.

La estimulación matricial reactiva, conocida normalmente como acidificación matricial o estimulación ácida, consiste en la inyección de una solución de ácido, a bajos gastos y presiones. El volumen de tratamiento está basado en la longitud del intervalo disparado. El ácido incrementa la permeabilidad en la zona vecina al pozo disolviendo incrustaciones, productos de corrosión, lodo y/o una porción de la formación. En general, en este tipo de estimulación se tienen resultados satisfactorios y aún sorprendentes cuando la formación se encuentra dañada. En el caso de que no hubiese daño, sólo pequeños incrementos en la productividad podrán esperarse.

Técnica.

Precolchón.

Función: Eliminar carbonatos y desplazar salmuera; comúnmente HCl del 5 al 15%, entre 50 y 100 gal/pie de formación, dependiendo del contenido de carbonatos (0 al 20%)

Sistema ácido.

Función: Remover daño y mejorar permeabilidad, entre 125 a 200 gal/pie, según procedimiento de cálculo.

Postcolchón.

Función: Desplazar sistema ácido al menos dos pies del pozo hacia la formación y asegurar mojabilidad con agua.

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos. Los ácidos no se pueden usar solos.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección se lleva a cabo en laboratorio debiendo ser muy cuidadosa, ya que representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos

puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo del pozo y daños severos en la formación.

La mayor parte de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo son similares a aquéllas recomendadas por las normas API-RP-42.

Entre los problemas más importantes que el ácido puede crear, se tienen los siguientes:

- Corrosión del acero del equipo de bombeo y el equipo subsuperficial y superficial del pozo.
- Daño a la formación por la presencia de emulsiones, generación de lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación y precipitaciones secundarias (los ácidos son potencialmente emulsionantes y dejan la roca mojada por aceite).

Para evitar estos problemas que puede causar el ácido y asegurar la remoción del medio poroso de los productos de reacción se utilizan los aditivos. El número de aditivos se ve incrementado cuando es necesario adecuar el sistema ácido, por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluido de estimulación de una zona a otra etc.

Los ácidos y sus aditivos son sustancias en general peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener siempre a la mano instructivos sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo. La mayor parte de los aditivos son surfactantes.

Aditivos.

Inhibidores de corrosión:

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se adsorben a las paredes metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie.

La adición de un inhibidor de corrosión a un ácido, es indispensable para disminuir la velocidad con la cuál la corrosión ocurre. La mayor parte de los inhibidores de corrosión actualmente utilizados son compuestos orgánicos que se agregan al ácido a determinadas concentraciones, y en general debe buscarse que el inhibidor no sea excesivamente soluble en el ácido o tenga poca solubilidad en él, ya que esto, va en detrimento de su efectividad. Los inhibidores de corrosión orgánica son surfactantes que se adsorben a la pared metálica.

Los inhibidores orgánicos pueden usarse en pozos previniendo la precipitación de materiales sólidos que pueden causar daño a la formación; no son dañinos a los catalizadores de las refinerías y pueden utilizarse en todos los tipos de ácidos y a cualquier concentración. Los inhibidores de corrosión orgánicos pueden degradarse a temperaturas mayores de 200 °F. Aún en estos casos existen ciertos aditivos llamados intensificadores los cuáles no pueden considerarse como inhibidores, tales como el yoduro de potasio, el yoduro de cobre y otros. La acción de estos productos es sinérgica con los inhibidores de corrosión orgánicos y permite mejorar su efectividad. Adicionalmente los inhibidores orgánicos son productos caros.

Aún cuando existen inhibidores inorgánicos, más económicos que los orgánicos, debido a sus desventajas, actualmente son poco utilizados. Estos inhibidores son generalmente sales de arsénico que reaccionan con la superficie metálica formando arseniato de fierro que actúa como barrera de protección entre el ácido y el metal. Estos inhibidores son muy efectivos a altas temperaturas y tiempos prolongados de contacto; sin embargo a altas concentraciones de ácido pierden su efectividad, pueden propiciar precipitaciones dentro de la formación y son un veneno para los catalizadores de las refinerías. Adicionalmente son altamente tóxicos y deben de tomarse mayores precauciones en su manejo.

Agentes antilodos asfálticos.

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfaltenos, éstos se pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfaltenos sólidos no son redissueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatir la formación de lodo asfáltico se utilizan surfactantes, los cuáles se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfaltenos.

Agentes de suspensión.

Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material ya que las formaciones en lo general, no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan. Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear los canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación. Es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con el ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan dos tipos de aditivos. El primero es un surfactante que se absorbe a los finos y los mantiene en suspensión por repulsión electrostática. El otro aditivo disponible es un polímero que a nivel molecular crea un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

Agentes de mojabilidad.

En general, se ha demostrado que el aceite y el gas, fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite. Por tanto, siempre que sea posible, es deseable dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido. Si el sistema ácido deja la roca mojada por aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

Agentes secuestrantes de fierro.

En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de fierro, como óxidos o sulfuros; asimismo estos compuestos pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por el agua de inyección o fluidos de desechos, en pozos inyectoros de desechos. Al inyectar ácido éste disuelve los depósitos minerales de fierro transformándolos en cloruros de fierro solubles en los productos de la reacción, mientras el ácido esté vivo. Al desgastarse el ácido se precipitarán óxidos hidratados de fierro, que son compuestos insolubles que se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

Agentes penetrantes.

En formaciones poco permeables ($K < 10$ md), principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca. Así mismo para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido, esto permitirá minimizar los efectos de jamin y propiciarán un mayor contacto entre la roca y el ácido.

Aditivos reductores de fricción.

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tienen en estos casos. Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del 65 al 85%.

Otros aditivos.

Alcoholes (metílico y propílico) son usados para ayudar en la remoción del ácido gastado en pozos de gas. No se recomienda a temperaturas mayores de 185 °F por precipitación de cloruros orgánicos.

Solventes mutuos (etilenglicol monobutileter) ayudan la formación y los finos liberados mojados por agua, y mejoran la efectividad de los agentes no emulsificantes.

7.2 CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LA TERMINACIÓN DE UN POZO (FLUIDOS EMPACANTES.)

En las terminaciones de pozos es común controlar la corrosión en el espacio existente entre la tubería de revestimiento o casing y la tubería de producción (espacio anular), mediante el empleo de un fluido empacante, el cuál es acondicionado con inhibidor de corrosión, dado que estas superficies de la tubería quedan expuestas al medio corrosivo ya que quedarán empacados indefinidamente.

Las funciones principales que realizan los fluidos empacantes son seguridad, protección a la formación y control prolongado de la corrosión. Se añaden varios tipos de químicos para obtener las características deseadas del fluido empacador, especialmente para disminuir los ritmos de corrosión.

Como se mencionó anteriormente, las razones para el uso de fluidos empacantes son diversas. La seguridad se logra a través de contener las presiones de la formación y previniendo el colapso de la T.P. o la T.R. el fluido empacador debe tener alta densidad con propiedades reológicas estables para ese propósito.

Para proteger la formación de la hidratación de arcillas, un fluido que contiene sales solubles como cloruro de calcio y cloruro de potasio, se puede usar como fluido empacador. El fluido puede ser usado para proteger la formación durante las fugas de la T.P. o del empacador y cuando se suelta este al principio de las operaciones de rehabilitación del pozo, o se puede usar, cuando se presente la necesidad, como fluido de rehabilitación.

Un estudio de las mayores compañías petroleras en Estados Unidos, asesoradas por personal de compañías químicas, indican que estas desean un ritmo de corrosión menor a 5 milésimas de pulgada por año, y un promedio de vida del empacador de 10 a 15 años. Para lograr este propósito, las compañías químicas han desarrollado tecnología y productos para combatir los problemas de corrosión en los diferentes medios ambientes de los fluidos empacantes. Esta sección analiza los

tipos de fluidos empacantes y los métodos y recomendaciones de las compañías químicas en su tratamiento para protección contra la corrosión.

Antes de discutir los tipos de fluidos empacantes, sería conveniente describir en donde se utilizan estos fluidos.

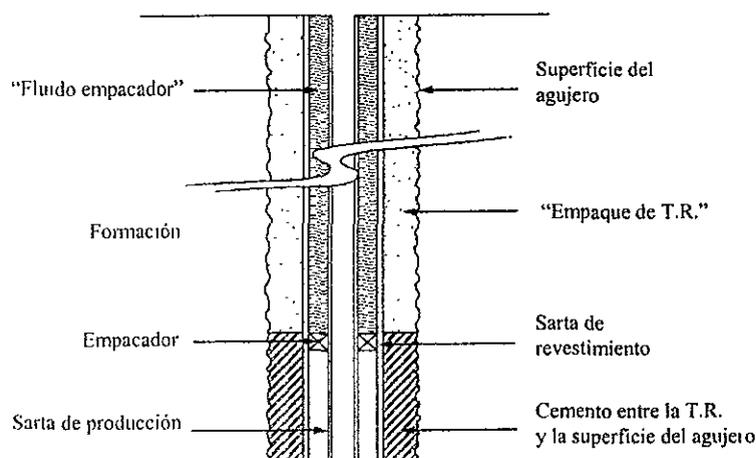


Fig. 7.1 Diagrama del "fluido empacante" o anular TP - T.R. y el área del "empaque de T.R." o anular T.R. - formación.

Cuando un fluido se deja en el espacio anular, entre la cara de la formación y la sarta de T.R. se conoce como "fluido empacador de T.R." figura 7.1. Si un fluido de perforación base agua no está acondicionado, la superficie externa de la T.R. en contacto con el fluido es vulnerable a la corrosión, y las fallas pueden ocurrir en corto tiempo. El acondicionamiento de un fluido de perforación base agua se logra por el ajuste de las propiedades reológicas del lodo, elevando el pH a 11-12 y un tratamiento con microbicidas. Los fluidos empacantes de T.R., se pueden formular también con aceite como fase continua para proteger la superficie externa de la T.R. contra la corrosión.

Un fluido, el cuál es colocado en el espacio anular entre dos sarts de T.R. o entre una sarta de T.R. y la sarta de T.P. es normalmente referido como "fluido empacante".

Un fluido empacante debe proporcionar protección contra la corrosión a la sarta de T.R. internamente y a la sarta de T.P. externamente. Los fluidos empacantes varían en propiedades físicas y químicas. La mayoría de operadores seleccionarán el fluido empacante apropiado para sus necesidades, basados en las ventajas específicas de un tipo de fluido sobre otro. Un ejemplo de esto sería un operador seleccionando una salmuera de cloruro de sodio, y cloruro de potasio con una densidad de 9.5 lb/gal. Sobre un lodo de lignosulfonato para prevenir la hidratación de arcillas de la formación durante una rehabilitación. En este caso el bajo costo, la accesibilidad de los componentes y el bajo ritmo de corrosión hecho posible por tratamiento con inhibidor de corrosión, hace preferible la selección del sistema de salmuera. El lodo de lignosulfonato sería probablemente no deseable debido a la posible degradación de los aditivos del lodo dentro del sulfuro de hidrógeno y bióxido de carbono.

Hay muchos tipos diferentes de fluidos empacantes usados hoy en día como los siguientes:

1. Fluidos de perforación base aceite.
2. Crudo acondicionado o fluidos empacantes de aceite refinado.

3. Fluido de perforación base agua.
4. Agua limpia o salmueras bajas en sólidos, tales como:
 - a) Agua de ríos y lagos.
 - b) Salmueras producidas.
 - c) Salmueras sintéticas consistentes de cloruro de calcio y cloruro de sodio, cloruro de zinc, cloruro de calcio-bromuro de calcio, cloruro de calcio-cloruro de potasio y otras sales.

Un fluido de perforación base aceite, acondicionado apropiadamente, tiene propiedades corrosivas mínimas y es biológicamente inactivo. Cuando se usa un aceite crudo o diesel como fluido empacante, a menudo contiene suficiente agua para justificar ser tratado con un inhibidor de corrosión. Los inhibidores de corrosión deberán inhibir las fases líquida y vapor de los fluidos empacantes base aceite. Algunas compañías recomiendan el uso de un inhibidor de corrosión con un porcentaje de tratamiento de 1 a 2% en volumen para ambas fases líquida y gaseosa para el control de la corrosión, algunos inhibidores de corrosión se pueden usar a un ritmo de tratamiento de 0.5% en volumen, para proporcionar protección contra la corrosión en ambas fases aceite y agua. La selección del inhibidor apropiado deberá estar basado en su solubilidad en el aceite a ser empleado como fluido empacante.

Los lodos base agua se han usado por muchos años como fluidos empacantes. Los fluidos base agua están limitados a pozos relativamente poco profundos donde no son encontradas altas temperaturas, ya que estos fluidos tienden a tener pobre estabilidad con la temperatura, las altas temperaturas pueden causar solidificación del lodo resultando en T.P. y empacadores pegados y/o degradación termal de los aditivos del lodo. Tales degradaciones termales pueden generar sulfuro de hidrógeno y/o bióxido de carbono resultando en fallas por corrosión. Los lodos base agua los cuáles se dejan como fluidos empacantes deberán ser tratados por la adición de 30 a 55 galones de microbicida por cada 100 barriles de lodo (la proporción puede variar según el producto empleado) e incrementando el pH a 11-12, o tan alto como permita la bombeabilidad del lodo. Los fluidos empacantes de agua limpia o salmuera baja en sólidos no tienen los problemas inherentes como los arriba listados. Si los fluidos empacantes de agua limpia se seleccionan y tratan apropiadamente contra la corrosión, estos fluidos continuarán teniendo utilidades substanciales en el futuro. Las recomendaciones para el tratamiento de los fluidos empacantes de agua limpia, varían mucho dependiendo de la composición química exacta del fluido empacador a ser tratado.

Una recomendación común usada hoy en día es la de alcanzar el pH del fluido de 11-12 y tratar con microbicidas y un inhibidor de corrosión. Las recomendaciones varían ampliamente entre las compañías químicas, algunas recomendando tratamientos químicos en el rango de 0.25 a 1.0% de químicos en volumen.

Algunas otras recomiendan un rango de tratamiento químico entre 1.0 y 2.0% en volumen para acondicionar al fluido contra posibles fugas de la T.P. y el empacador, y asegurar la vida promedio 10 a 15 años lo cuál deben pretender las compañías petroleras. Los datos de las pruebas de laboratorio indican que se obtiene muy poca protección contra la corrosión, de cualquier inhibidor abajo de un 1.0% en volumen.

Antes de recomendar un inhibidor, se deberá comprobar se compatibilidad y solubilidad con el fluido específico a ser usado como fluido empacador. Algunos microbicidas son cloruros sensibles y pueden causar problemas de espuma en algunos fluidos. Algunos químicos no son solubles en agua y flotarán en la superficie de la columna de agua y por consiguiente, no

proporcionan protección a la corrosión a lo largo de la columna de fluido. Otros inhibidores pueden reaccionar para formar precipitados insolubles y depositarse o causar corrosión por celdas de concentración por la formación de un precipitado irregular (no continuo) sobre la superficie del metal.

Es importante entender no sólo las recomendaciones químicas, sino también las funciones de los químicos. Para elevar el pH de un fluido, se usan comúnmente sosa cáustica, cal o hidróxido de potasio. Elevar el pH de un fluido neutraliza los gases ácidos; sulfuro de hidrógeno y bióxido de carbono en el fluido, lo regula contra la invasión de estos gases provenientes de fugas del empacador y/o T.P. y películas precipitadas de hidróxido insolubles, tales como el hidróxido de fierro el cuál suministra una barrera protectora contra la corrosión. Los altos pH también actúan como un agente biostático. Cuando el pH de un fluido se incrementa arriba de 12, los precipitados de hidróxido pueden redisolverse resultando en la pérdida de la barrera resistente a la corrosión.

Los tratamientos microbicidas previenen el crecimiento bacterial. Las bacterias son perjudiciales porque causan corrosión por celdas de concentración, reactivación de celdas de corrosión electroquímica inactivas por la despolarización del cátodo y fragilización por hidrógeno del metal circundante. Las bacterias sulfato-reductoras en el fluido empacador, pueden producir sulfuro de hidrógeno como un subproducto metabólico, que puede contaminar la formación de un pozo productor de aceite dulce durante las operaciones de rehabilitación o por fugas del empacador, causando de ese modo que la producción llegue a ser amarga. Los inhibidores usados normalmente en agua limpia o fluidos empacantes bajos en sólidos, son aminas orgánicas y sales de aminas solubles en agua. Los inhibidores usados normalmente en fluidos empacantes base aceite son solubles en aceite y ampliamente dispersantes en agua formando películas de sales aminas.

El uso general de depuradores de oxígeno en fluidos empacantes base agua limpia, no es recomendado. La pequeña cantidad de oxígeno en el agua de las salmueras se agota en un período muy corto de tiempo, y no es un factor en la corrosión por fluidos empacantes a largo plazo.

Se admite que los fluidos empacantes funcionan distintamente de los fluidos de perforación debido al medio ambiente en el cuál son usados. Las funciones principales que estos fluidos aportan son seguridad, protección a la formación durante las rehabilitaciones, previenen fugas del empacador y control de la corrosión a largo plazo. Los inhibidores de corrosión y microbicidas se adicionan a estos fluidos para obtener el criterio deseado de bajos ritmos de corrosión.

El costo directo de tratamiento químico de los fluidos es mínimo, considerando el beneficio derivado del tratamiento en prolongar la vida de los bienes tubulares, e impidiendo costos de rehabilitación innecesarios y la pérdida de producción.

7.3 CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS CERRADOS TEMPORALMENTE.

En el capítulo siguiente se hace mención de una prueba piloto realizada en algunos pozos con alta concentración de gases amargos considerando además su análisis económico. Hasta ahora no es práctica común proteger los pozos cuando éstos son cerrados temporalmente, esto motivo a llevar a cabo un análisis de su protección por lo cuál en este capítulo se hace una descripción detallada del proceso aplicado. El objetivo principal de este estudio fue investigar alguna técnica de control de la corrosión en pozos cerrados, consistiendo en mantener en condiciones óptimas de operación las tuberías de revestimiento y producción, protegiéndolas contra la corrosión causada por el medio agresivo a que están expuestas durante períodos temporales de cierre de los pozos evitando de esta

manera, inversiones por concepto de reparaciones en tuberías de revestimiento o hasta cambios de aparejos de producción para cuando se abran a producción nuevamente los pozos.

El presente trabajo es el resultado de una prueba de campo, que contempló la necesidad de proteger contra la corrosión causada por ataque de gas sulfhídrico las tuberías de revestimiento y aparejos de producción de pozos que se encontraban cerrados temporalmente por diferentes motivos técnicos. La protección fue a partir del empleo de un producto inhibidor de corrosión formador de película. Para esto se seleccionaron cuatro pozos que antes de su cierre fueron productores de gas. La prueba consistió en evaluar el estado de estos con respecto a la corrosión existente antes y después del tratamiento de inhibición, a manera de evaluar la eficiencia protectora del inhibidor. Los resultados indicaron que el dejar empacados los pozos previo a una limpieza antes de su cierre, redundará en ahorros sustanciales al prolongar la vida del aparejo de producción, tubería de revestimiento e interior del árbol de válvulas, manteniendo la seguridad y confiabilidad de las operaciones cuando los pozos vuelvan a su etapa productora normal.

La prueba se llevó a cabo para cuatro pozos cerrados productores de gas no asociado del Distrito Cuenca del Papaloapan Ver.: Matapionche 40, Matapionche 2014, Mecayucan 21 y Mecayucan 53, los dos primeros productores de aceite y los dos restantes de gas no asociado.

La Cuenca de Veracruz, se encuentra ubicada en la planicie Costera del Golfo de México, entre los 18^o y los 20^o de latitud Norte. Ocupa una porción central del Estado de Veracruz e incluye además, pequeñas porciones de los estados de Puebla y Oaxaca. Sus límites geográficos son : al Norte, con el complejo Ígneo de San Andrés Tuxtla, al Occidente la Sierra Madre Occidental , hacia el Oriente se extiende más allá del Golfo de México y al sur con el estado de Oaxaca.

La cuenca así delimitada tiene una superficie aproximada de 24,000 Km², orientada NNW-SSE, burdamente paralela a los pliegues de la Sierra Madre Oriental. Tiene una longitud de 240 Km. y su anchura media es de 100 Km.

El Campo Mecayucan se encuentra ubicado en la Región Norte. Se localiza en la porción central del Estado de Veracruz a 55 Km. al Suroeste del Puerto de Veracruz.

Se halla ubicado similarmente al Campo Matapionche, en la Plataforma de Córdoba en el frente tectónico sepultado. Las trampas son sedimentos carbonatados del Mesozoico.

En él se encuentran dos yacimientos: Orizaba, productor de aceite negro con una densidad de 32^o API en la Formación Orizaba del Cretacico Medio y Guzmantla, productor de gas y condensado en las brechas basales de la formación San Felipe del Cretacico Superior. El área cubre 16 km² habiéndose perforado 24 pozos, de los cuáles 14 están en producción.

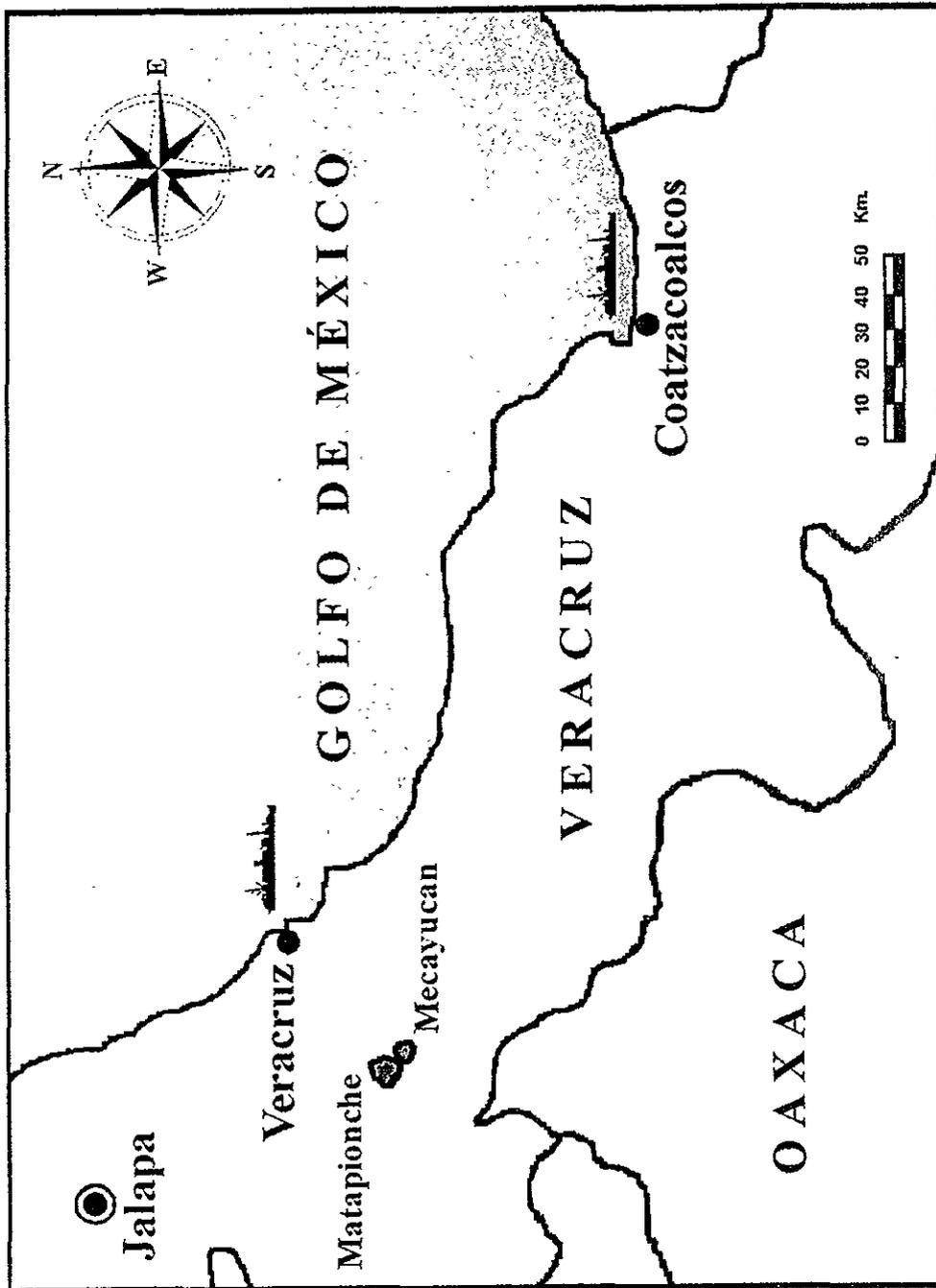
Una vez corroborada la existencia de hidrocarburos comercialmente explotables en la estructura, se desarrolló el campo con la perforación de 24 pozos, de los cuáles 19 fueron productores y 5 improductivos. El espaciamiento entre los pozos es de 800 m.

El Campo Matapionche, se encuentra ubicado en la Región Norte y se localiza en la porción central del Estado de Veracruz a 50 Km. al Suroeste del Puerto de Veracruz.

Se localiza en la misma Plataforma de Córdoba en la que se encuentra el Campo Mecayucan.

Cubre un área de 23 Km², con 61 pozos perforados, de los cuáles 30 de encuentran activos.

Se han perforado 61 pozos de los cuáles 54 resultaron productores , 6 invadidos de agua salada y uno taponado por accidente mecánico. De éstos 55 pozos, 30 son activos. El espaciamiento promedio entre pozos es de 450m, (ver mapa 1)



Mapa 1. Localización de los campos Matapionche y Mecayucan en la cuenca del Papaloapan, Ver.

El motivo de reabrir los pozos, fue debido a que para satisfacer la demanda de gas hacia la batería de Matapionche, se hizo necesaria una revisión de los pozos, con mayores posibilidades de cumplir con la demanda de gas, así como de sus condiciones de operación normal durante la etapa producción, por lo cuál :

- Se llevó a cabo una selección de pozos.
- Se revisaron las condiciones mecánicas de los mismos.
- Se revisó la composición de fluidos existentes en cada pozo, encontrándose que en algunos pozos hubo manifestaciones de H_2S , por lo que se supuso que habría ataque corrosivo sobre los aparejos de producción y por lo tanto daños no cuantificados pudiendo ser de alto riesgo.

Para verificar los daños y determinar si los pozos estaban listos para entrar a operación inmediata se corrió un registro de calibración. Para nuestro caso en base a velocidades de registros anteriores se determinó que los pozos estaban en condiciones de operación.

Por el tiempo en que los pozos seleccionados estuvieron cerrados, se decidió que lo más conveniente era únicamente limpiar los pozos y mantener el beneficio de la limpieza el mayor tiempo posible (para efectuar esta operación de limpieza se utilizó una solución con características de detergencia). Como sabemos, el pozo está lleno y limpio pero no protegido (se sabe que el diesel no es corrosivo pero se sabe también que no protege ni forma película), por lo que se pensó en emplear un inhibidor de corrosión.

Para ello, se consultó con el IMP solicitando un producto que cumpliera los requerimientos de protección anticorrosiva de acuerdo a las condiciones que presentaran los pozos (se tuvo conocimiento que también se consultó con empresas privadas en el ramo).

Con base en una revisión de la literatura teórica, se encontró que el producto IMP-IC-IN-3 tenía características similares a los productos que se utilizan en el extranjero para el caso que aquí nos ocupa.

Debido a que en el pasado no se tenía experiencia de cómo evaluar la corrosión de una manera confiable y sencilla, se acudió al campo para acordar el método más adecuado que nos indicara la evaluación de la corrosión en el interior del pozo con y sin inhibidor.

Para lograr esto, se emplea la técnica del fluido empacador mencionada anteriormente con un fluido base aceite refinado (diesel), se eligió éste por ser económico y no daña a la formación, acondicionado con un inhibidor de corrosión formador de película soluble en hidrocarburos.

Para hacer la medición de la corrosión en el aparejo de producción, se decidió emplear el método de "pérdida de peso" por ser el que representaba confiabilidad, menos riesgos operativos, pocas necesidades de recursos materiales, personal y erogaciones económicas.

La instalación y retiro de los cupones corrosimétricos se hace en forma sencilla pero cuidadosa para garantizar la veracidad de los resultados. Para esto se diseñó y fabricó un portatestigos que permitió introducir en la cabeza del pozo un juego de cupones para evaluar las condiciones antes y después de la inhibición del pozo .

Inicialmente, es importante recopilar la información lo más preciso posible para el diseño; estado mecánico del pozo, muestreo de los fluidos, propiedades de las tuberías, registros de calibración de espesores, toma de registro de nivel de líquido, historia de intervenciones, historia de producción, motivos del cierre (cierre temporal, presencia de agua, recuperación de presión, perspectivas a futuro del pozo, etc., etc).

Posteriormente se analiza la información y se elabora un programa de pruebas de laboratorio afines a las condiciones del pozo, éstas consisten en lo siguiente:

Pruebas de laboratorio.

Previo al tratamiento se efectúa una evaluación “en blanco” que consiste en efectuar la prueba con los fluidos sin inhibidor para determinar el ritmo de corrosión como se lleva a cabo en el pozo en forma natural.

Paralelamente se diseña un sistema fluido surfactante, cuya función es la de hacer una remoción de todo material indeseable, del interior de la tubería de producción para que el inhibidor pueda formar película sobre la superficie.

Se realiza una prueba acelerada en el laboratorio con la muestra tomada o si no se tiene ésta, preparar una muestra sintética con el mismo fin, probando con diferentes concentraciones de los productos que se van a emplear.

Se lleva a cabo la evaluación de resultados para determinar la concentración óptima de inhibidor de corrosión.

Con los datos del estado mecánico se calcula el volumen del pozo.

Cálculo del volumen del pozo.

Para efectuar el cálculo del volumen del pozo consideremos un segmento de tubería como el de la figura 7.2

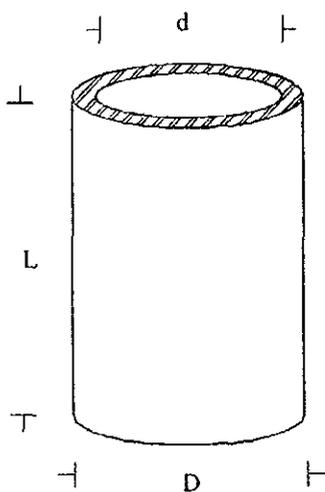


Fig. 7.2 Segmento de tubería.

Donde:

D= diámetro exterior de la tubería.

d= diámetro interno de la tubería.

L= longitud del segmento de tubo.

Partiendo de la ecuación para obtener el volumen de un cilindro circular recto:

$$V = D^2 \frac{\pi}{4} L \quad (1)$$

El volumen de acero es la diferencia entre el volumen definido por el diámetro externo (V_E), menos el volumen definido por el diámetro interno (V_I):

$$V_A = V_E - V_I \quad (2)$$

Sustituyendo la ec. (1) en la ec. (2) y factorizando:

$$V_A = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) L \quad (3)$$

Sabemos que la densidad se define como:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \text{Por lo que: } V = \frac{m}{\rho} \quad (4)$$

Sustituyendo la ecuación (4) en la ec. (3):

$$\frac{m_A}{\rho_A} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) L \quad (5)$$

Despejando d^2 :

$$d^2 = D^2 - \frac{4m_A}{\pi L \rho_A} \quad (6)$$

En unidades de campo L (pie), ρ (lb/pie³) y D (pg):

$$d^2 = D^2 (\text{pg}^2) - \frac{4m_A (\text{lb})}{\pi L (\text{pie}) \rho_A \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)}$$

Simplificando unidades:

$$d^2 = D^2 (\text{pg}^2) - \frac{4m_A}{\pi L \rho_A} (\text{pie}^2) \quad (7)$$

Para tener consistencia de unidades y d en (m²), para el primer miembro del lado derecho:

$$D^2 (m^2) = D^2 (pg^2) \times \frac{0.0254^2 (m^2)}{1 (pg^2)} = (0.0254 D (pg))^2 \quad (8)$$

Para el segundo miembro:

$$-\frac{4 m_A}{\pi L \rho_A} (m^2) = -\frac{4 m_A}{\pi L \rho_A} (pie^2) \times \frac{0.3048^2 (m^2)}{1 (pie^2)} = -0.3048^2 \frac{4 m_A}{\pi L \rho_A} (m^2) \quad (9)$$

Sustituyendo (8) y (9) en (7):

$$d^2 (m^2) = (0.0254 D (pg))^2 - \frac{(4) 0.3048^2 m_A (lb)}{\pi L (pie) \rho_A \left(\frac{lb}{pie^3} \right)} \quad (10)$$

La densidad promedio del acero es de:

$$\rho_A = 488.8027 \left(\frac{lb}{pie^3} \right)$$

Sustituyendo este valor en la ecuación (10) y efectuando operaciones:

$$d^2 (m^2) = (0.0254 D (pg))^2 - \frac{2.41995 \times 10^{-4} m_A (lb)}{L (pie)} \quad (11)$$

Dado que los pesos de las tuberías vienen dados en lb/pie entonces $L=1$ y cambiando m_A/L por W_T la ecuación queda:

$$d^2 (m^2) = (0.0254 D (pg))^2 - 2.41995 \times 10^{-4} W_T \left(\frac{lb}{pie} \right) \quad (12)$$

Esta expresión permite calcular el diámetro interno de la tubería dado su diámetro exterior y su peso.

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación (1) para calcular el volumen interno del tubo:

$$V (m^3) = \frac{\pi}{4} \left((0.0254 D (pg))^2 - 2.41995 \times 10^{-4} W_T \left(\frac{lb}{pie} \right) \right) L (m) \quad (13)$$

Expresión que permite calcular la capacidad de la tubería dados su diámetro externo y peso unitario donde:

D = diámetro externo del tubo (pg).

W_T = peso unitario de la tubería (lb/pie).

L = longitud del tramo de tubería (m).

V = capacidad de la tubería (m³).

Para la capacidad en un espacio anular consideremos la figura 7.3:

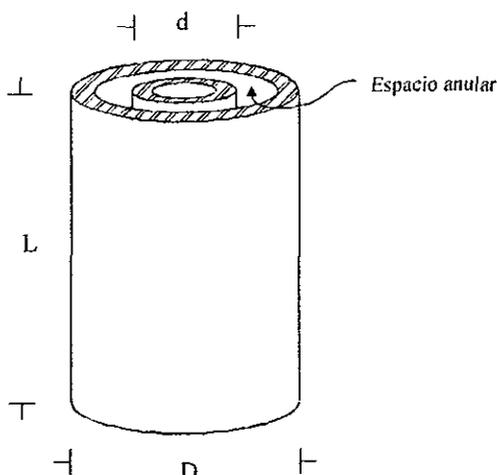


Fig. 7.3 Segmento de un espacio anular.

Donde:

D= diámetro exterior de la tubería externa.

d= diámetro externo de la tubería interior.

L= longitud del segmento de tubo.

La capacidad del espacio anular quedará definida por la capacidad del tubo exterior V_D menos el volumen del tubo interno V_d :

$$V_{EA} = V_D - V_d \quad (14)$$

El volumen del tubo interior se calcula en unidades de campo, sustituyendo la ecuación (8) en la ecuación (1) para d:

$$V_d (m^3) = \frac{\pi}{4} \left((0.0254 d (pg))^2 \right) L (m) \quad (15)$$

La capacidad del tubo exterior se calcula con la ecuación (13).

Sustituyendo las ecuaciones (13) y (15) en la ecuación (14):

$$V_{EA} (m^3) = \frac{\pi}{4} \left((0.0254 D (pg))^2 - 2.41995 \times 10^{-4} W_T \left(\frac{lb}{pie} \right) \right) L (m) - \frac{\pi}{4} \left((0.0254 d (pg))^2 \right) L (m) \quad (16)$$

Factorizando:

$$V_{EA} (m^3) = \frac{\pi}{4} L (m) \left(0.0254^2 \left((D (pg))^2 - (d (pg))^2 \right) - 2.41995 \times 10^{-4} W_T \left(\frac{lb}{pie} \right) \right) \quad (17)$$

La ecuación (17) permite calcular la capacidad del espacio anular, dados los diámetros externos de las dos tuberías, el peso unitario de la tubería externa y la longitud del tramo.

Donde:

D = diámetro externo del tubo exterior (pg).

W_1 = peso unitario de la tubería exterior (lb/pie).

d = diámetro externo del tubo interior (pg).

L = longitud del tramo (m).

$V_{i,A}$ = capacidad del espacio anular (m^3).

Para facilitar los cálculos se elaboró un programa en EXCEL aplicando las ecuaciones (13) y (15), el cuál se encuentra listado en el anexo A.

Una vez definido el volumen y la relación de tratamiento del sistema fluido inhibidor se procede a preparar un programa de operación de inhibición, de la siguiente manera:

Pruebas de campo.

Trabajos preliminares:

- Acondicionar el área (pera, caminos y presa para desfogar).
- Mantenimiento del árbol de válvulas de producción (inspeccionar graseras, verificar que la válvula maestra no tenga pase, examinar las válvulas laterales de T.P. y T.R., revisar que las conexiones no tengan fugas, y que la válvula superior tenga instalada su brida y buen mantenimiento (mantenimiento preventivo).
- Conexión de las líneas de desfogue y accesorios (T.P. 2 7/8" la línea de desfogue e instalación de estranguladores ajustables).
- Instalación de manómetros en T.P. y en T.R. para conocer la presión a pozo cerrado.

Programación del equipo a emplear:

- Unidades para el transporte del material y personal.
- Unidad de alta presión.
- Unidad de Geofísica.
- Autotanques.
- Unidad contra incendio.
- Unidad de tubería flexible (se requiere sólo en caso de haber una obstrucción en T.P. o que la operadora no baje por causa de la presencia de asfaltenos o parafinas.)

Operación:

1. Verificar presión en T.P. y en T.R. en las ramas laterales del árbol figura 7.4.
2. Desfogar los fluidos de la formación en T.R.
Debe efectuarse estrangulando de menor a mayor diámetro con estrangulador ajustable.
3. Desfogar los fluidos de la formación en T.P.
Debe efectuarse estrangulando de menor a mayor diámetro con estrangulador ajustable.
4. Con unidad de línea de acero bajar el calibrador troquelador hasta la camisa:
Se debe verificar que no exista ninguna obstrucción (depósitos de parafinas, incrustación de sales, colapsos en tuberías, etc.), desde el árbol de válvulas hasta la camisa antes de bajar la operadora para abrirla. La operadora podría no bajar hasta la camisa o quedar atrapada al intentar recuperarla.
5. Recuperar calibrador troquelador.
6. Bajar operadora y abrir camisa
7. Sacar operadora a la superficie.
8. Iniciar el llenado del pozo con diesel e inhibidor:
Se procede a inyectar fluido (diesel + un bache surfactante con la finalidad de lavar o limpiar la T.P. y T.R. inmediatamente despues se procede a inyectar diesel + inhibidor de corrosión desplazándolo a través de T.P. hacia T.R. (el volumen que se va a inyectar depende de la profundidad del pozo y los diámetros de T.R. y T.P.)
9. Bajar operadora y cerrar camisa:
Una vez inyectado el volumen, se procede a cerrar camisa con unidad de línea de acero, con la finalidad de aislar la comunicación de fluidos entre T.R y T.P.
10. Sacar operadora a la superficie:
11. Comprobar el cierre de la camisa:
Se procede a verificar presiones. Con unidad de alta se confirma que se encuentre cerrada la camisa desplazando un pequeño bache del fluido en cuestión para comprobar el cierre.
12. Cerrar la válvula maestra.
13. Operación finalizada.

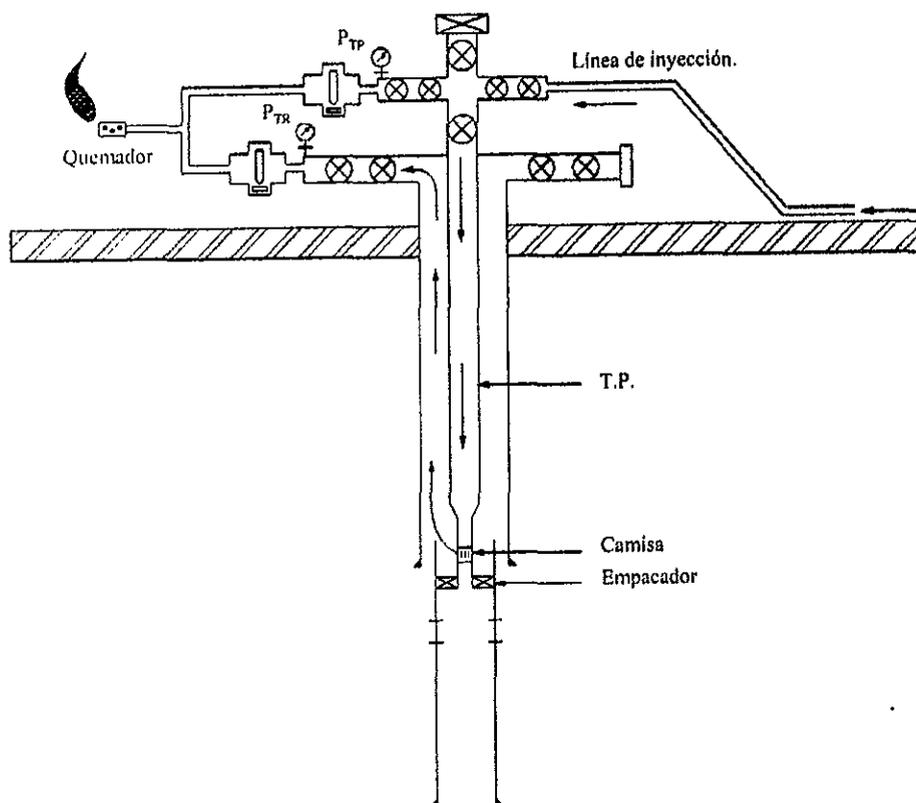


Fig. 7.4 Proceso de inhibición del pozo.

Para el caso del pozo Matapionche 40 no se logró abrir la camisa, por lo cuál se procedió de la manera siguiente a partir del paso 6:

1. Sacar operadora a la superficie:
2. Bajar pistola para perforar T.P.
3. Perforar TP:

Con unidad de línea bajar pistola y perforar T.P. con agujero de 3/8" de 10 a 30m arriba de la camisa (por experiencia operacional) observando la presión en la T.P., si ésta declina y en la TR aumenta indica que la operación tuvo éxito y existe comunicación de fluidos entre T.P y T.R..

Por seguridad, se recomienda consultar el registro magnético de espesores de tubería para localizar los coples y no perforar en alguno de ellos, ocasionando desprendimiento de T.P.

4. Sacar pistola a la superficie.

5. Desfogar bache en T.R.

Debido al tiempo que implica realizar la operación anterior, la formación ha aportado fluidos hacia la T.P., por lo que es necesario desfogarlos por T.R.

6. Iniciar llenado del pozo.**7. Cerrar válvula maestra.****8. Operación finalizada.**

Para el pozo Mecayucan 21 se presentó el caso de que no se logró abatir su presión en T.P., motivo por el cual el programa operativo se modificó de la manera siguiente, a continuación del paso 3:

1. Bombear bache de control:

Con la unidad de alta, se bombea un bache de diesel con inhibidor para controlar el pozo observando las presión en T.P. se recomienda que la altura del bache sea la de toda la longitud de la T.P.

2. Continuar con el programa original a partir del paso 4.

Después analizar los problemas que se presentaron en la prueba piloto, arriba descritos, se elaboró un procedimiento general para la operación de inhibición, figura 7.5 para futuras operaciones de inhibición queda integrado este procedimiento con la finalidad de prevenir retrasos en la operación y tenerlos bien identificados.

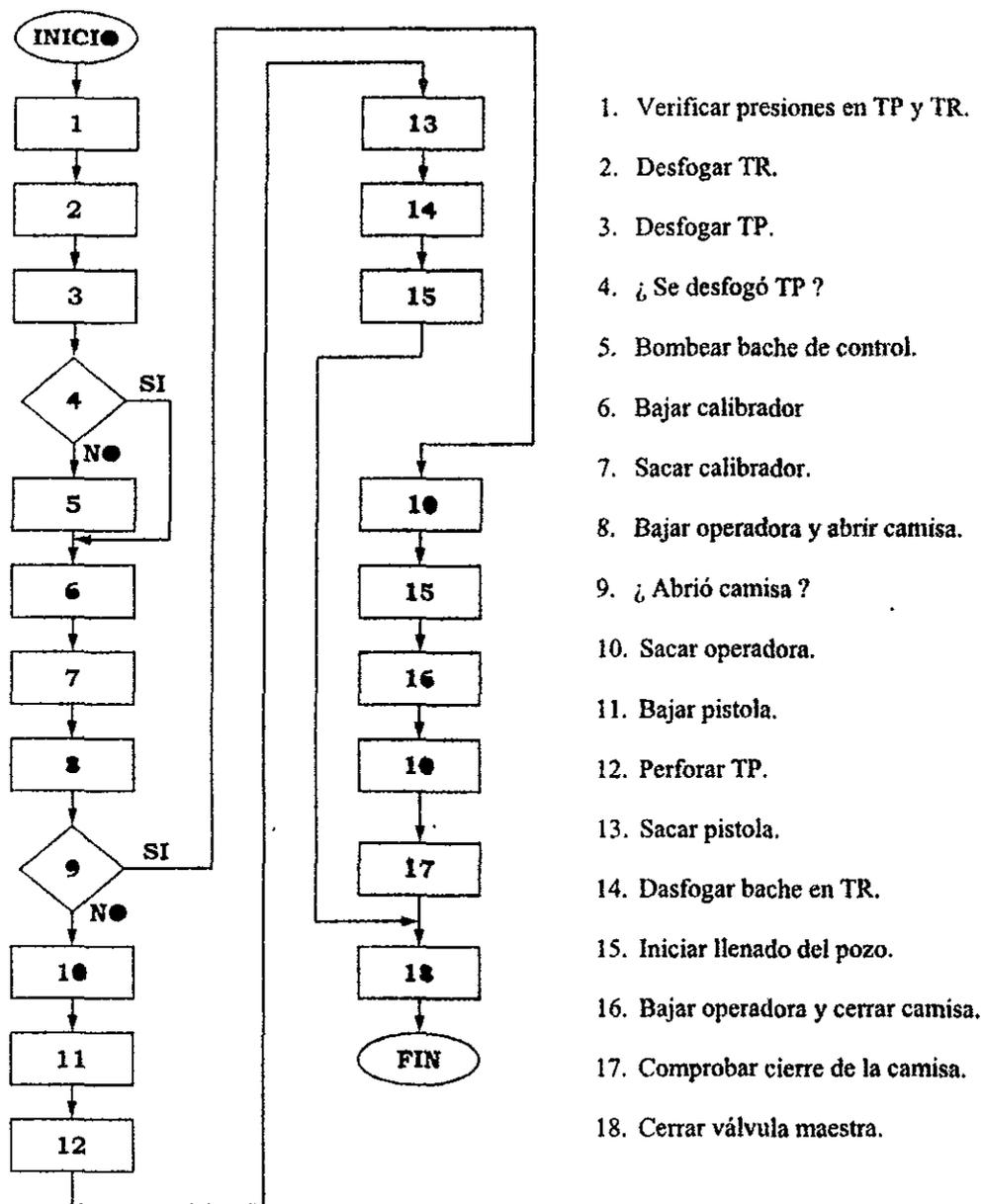
Una vez inhibido el pozo se instalan los cupones para, posteriormente, hacer la evaluación en el período de tiempo establecido.

Este estudio está enfocado a una prueba de campo realizada a nivel de pozo para proteger en contra de la corrosión a todo el equipo expuesto en el interior de éste, tales como T.R. y aparejos de producción, etc.

El estudio aquí presentado servirá para las futuras operaciones de los pozos que por algún motivo técnico debieron de cerrarse temporalmente, hasta su nueva puesta en marcha.

Es importante resaltar la importancia de contar con la mayor cantidad y calidad de información del pozo para el diseño del tratamiento a realizar en él como lo son, la historia de producción, historia de intervenciones, motivos de cierre, perspectivas a futuro, etc.

Procedimiento general para la operación de inhibición en campo.

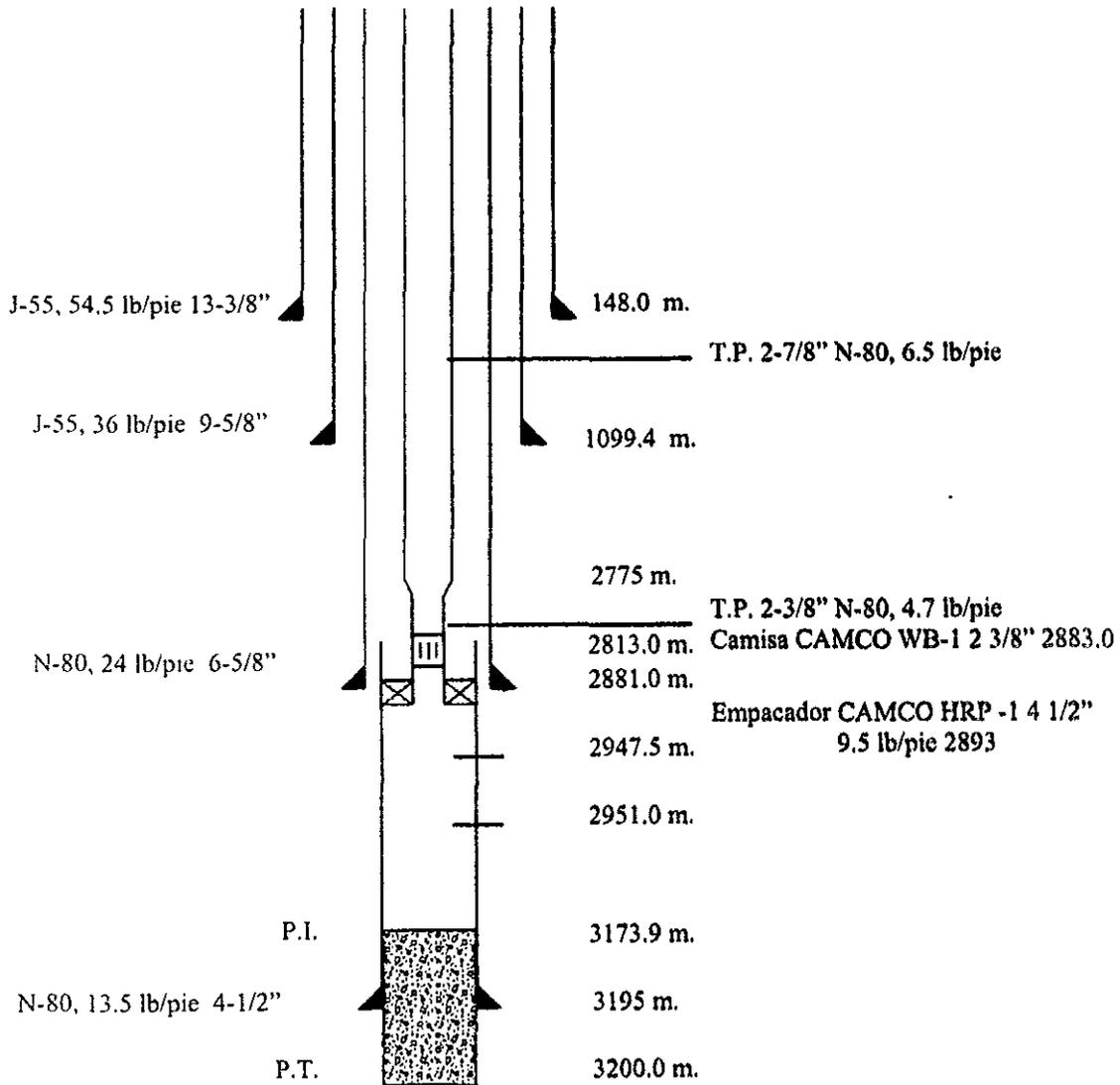


1. Verificar presiones en TP y TR.
2. Desfogar TR.
3. Desfogar TP.
4. ¿ Se desfogó TP ?
5. Bombear bache de control.
6. Bajar calibrador
7. Sacar calibrador.
8. Bajar operadora y abrir camisa.
9. ¿ Abrió camisa ?
10. Sacar operadora.
11. Bajar pistola.
12. Perforar TP.
13. Sacar pistola.
14. Dasfogar bache en TR.
15. Iniciar llenado del pozo.
16. Bajar operadora y cerrar camisa.
17. Comprobar cierre de la camisa.
18. Cerrar válvula maestra.

* Cabe mencionar que éste es un procedimiento estandarizado, ya aplicado; sin embargo, podrá modificarse y adecuarse de acuerdo con las condiciones del pozo.

Fig. 7.5 Procedimiento general para la operación de inhibición.

Ejemplo:
 Para el Matapionche 40, productor de aceite, su estado mecánico simplificado, se muestra en la figura 7.6:



Árbol de válvulas 9-5/8" X 6-5/8" X 2-7/8" FIP- S -1500

Fig. 7.6 Estado mecánico del pozo Matapionche 40.

Se efectuaron pruebas dinámicas de corrosión con una muestra de diesel con inhibidor obtenida del pozo Matapionche 40 (tabla.7.1):

Concentración de inhibidor (ppm)	Velocidad de corrosión (mpa)
100	0.250
500	0.023
1250	0.019
2500	0.029
5000	0.048

Tabla. 7.1 Resultados de las pruebas dinámicas con fluidos del pozo Matapionche 40.

Para obtener la dosificación óptima se elaboró una gráfica con los datos anteriores, figura. 7.7:

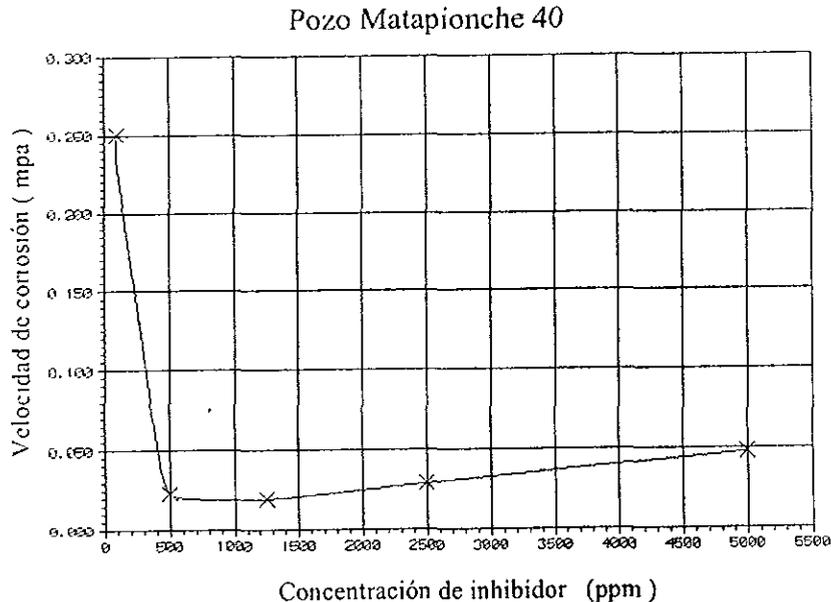


Fig. 7.7 Comportamiento de las pruebas estáticas con fluidos del pozo Matapionche 40.

Para este caso la dosificación óptima resultó aproximadamente entre 1250 ppm (0.125%) y 2500 ppm (0.25%) de inhibidor diluido en diesel, teniéndose una protección excelente similar a la obtenida con 5000 ppm (0.5%), se eligió ésta última tomando en cuenta la posible degradación del inhibidor dentro del pozo..

Operaciones de campo.

Se inyectó un bache lavador al 2% (5m^3 de diesel + 100 lts de surfactante).

Se procedió a empacar el pozo con una solución al 0.5% (47.54 m^3 de diesel + 240 lts. de inhibidor). El cálculo del volumen de fluido de tratamiento se resume en la tabla 7.2.

Pozo: Matapionche 40

TABLA DE CÁLCULO DEL VOLUMEN DE FLUIDO PARA INIER POZO														
Espacio anular														
Ip														
Tram	diametro diam (pg)	Reso (lb/pie)	profundidad (m) inicial	profundidad (m) final	Cap. Ip (m ³)	Tram N°	Casing diam (pg)	Reso (lb/pie)	Tip diam (pg)	profundidad (m) inicial	profundidad (m) final	Cap. casing (m ³)	Vol. Ip (m ³)	Cap. EA (m ³)
1	2 7 / 8	2875	0	2775	8.19	1	6 5 / 8	6625	24	2 7 / 8	2875	48.06	11.62	37.43
2	2 3 / 8	2375	2775	2893	0.23	2	6 5 / 8	6625	24	2 3 / 8	2375	0.67	0.11	0.56
3	/	/	/	/	/	3	4 1 / 2	4500	13.5	2 3 / 8	2375	0.62	0.23	0.39
4	/	/	/	/	/	4	/	/	/	/	/	/	/	/
5	/	/	/	/	/	5	/	/	/	/	/	/	/	/
6	/	/	/	/	/	6	/	/	/	/	/	/	/	/
7	/	/	/	/	/	7	/	/	/	/	/	/	/	/
8	/	/	/	/	/	8	/	/	/	/	/	/	/	/
9	/	/	/	/	/	9	/	/	/	/	/	/	/	/
10	/	/	/	/	/	10	/	/	/	/	/	/	/	/
						VBE*	4 1 / 2	4500	13.5	2893	2897.5	0.42	Suma	38.38

Vol. Ip (m³) 8.43

Vol. E. anular (m³): 38.38

Vol. bajo emp. (m³): 0.42

Total (m³) 47.23

VBE* Volumen desde el empacador
hasta el intervalo productivo.

Tabla 7.2 Cálculo del volumen del pozo Matapionche 40.

Un procedimiento similar se llevó a cabo en los tres pozos restantes con una solución inhibidora al 0.5%, las mediciones para pruebas en blanco, así como con inhibidor, se efectuó en la evaluación de las pruebas, como se muestra en la tabla 7.3:

POZO MATAPIONCHE 40		POZO MATAPIONCHE 2014	
Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpa)	Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpa)
Prueba sin inhibidor		Prueba sin inhibidor	
38	0.5	-----	-----
Prueba con inhibidor		Prueba con inhibidor	
35	0.08	32	0.06
63	0.05	63	0.07
92	0.11	92	0.06
		269	0.635

POZO MECAYUCAN 21		POZO MECAYUCAN 53	
Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpa)	Tiempo de exposición (días)	Velocidad de corrosión (mpa)
Prueba sin inhibidor		Prueba sin inhibidor	
63	0.5	38	17.1
Prueba con inhibidor		Prueba con inhibidor	
26	0.18	26	0.58
95	0.24	63	1.45
204	0.39	64	1.98
		95	5.75
		204	6.56

Tabla. 7.3 Resultados de la prueba en los campos Mecayucan y Matapionche.

Los resultados de la prueba se presentan en la figura 7.8 para su análisis (para efecto de graficación para los días de las pruebas con inhibidor se sumaron los días de las pruebas en blanco).

Las velocidades de corrosión promedio obtenidas fueron menores a 5 mpa consideradas excelentes y una eficiencia anticorrosiva satisfactoria, mayor al 80 %, mientras que en las pruebas en blanco se tuvieron ritmos de hasta 17.1 mpa (Mecayucan 53). Para el caso de las velocidades de corrosión, la clasificación referida al sistema que nos ocupa, se considera como sigue:

Velocidad de corrosión obtenida	Resistencia a la corrosión de los materiales
menor de 5 mpa	excelente
de 5 a 10 mpa	bueno
mayor de 10 mpa	pobre

PRUEBAS CON INHIBIDOR EN POZOS DEL DISTRITO CUENCA DEL PAPALOAPAN, VER.

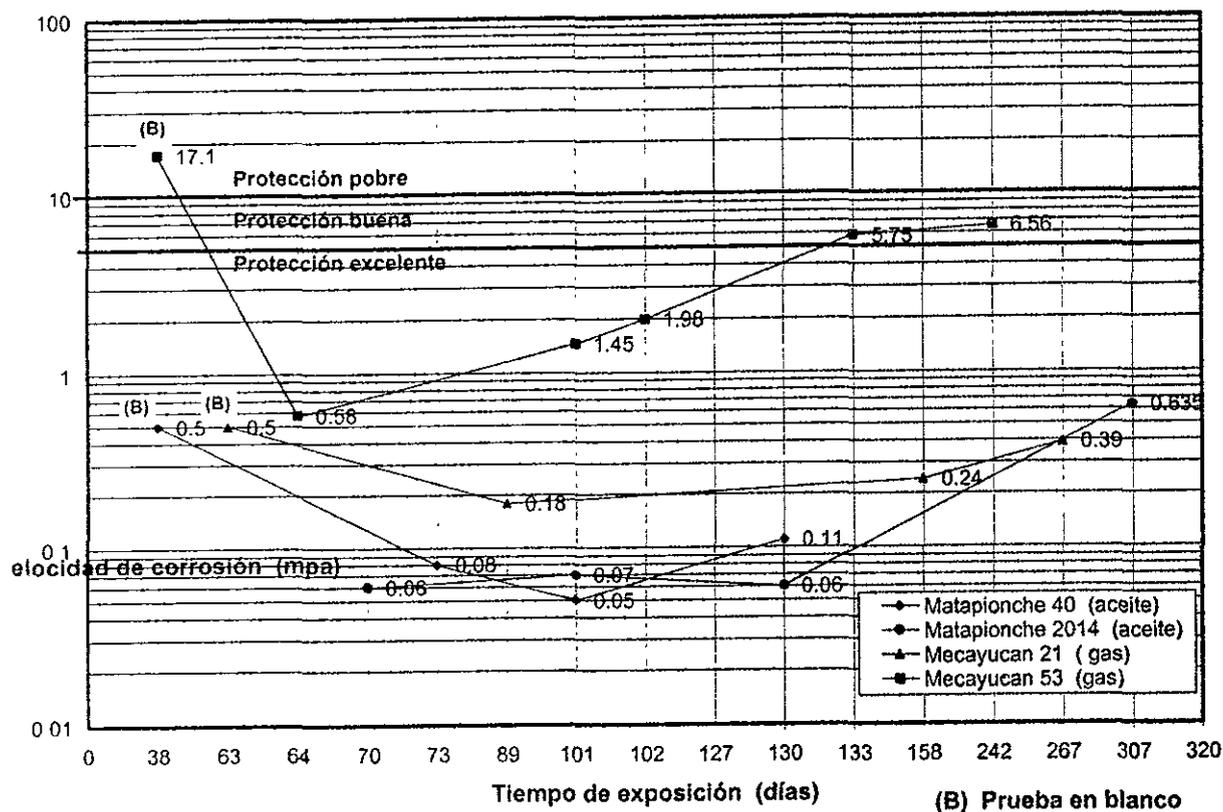


Fig. 7.8 Variación de las velocidades de corrosión antes y después de la prueba.

Por los datos obtenidos en la evaluación (velocidades de corrosión promedio menores a 5 mpa consideradas excelentes y una eficiencia anticorrosiva satisfactoria mayor a 80%), se puede afirmar que el uso del inhibidor de corrosión permite mantener protegidos a los aparejos de producción en pozos con altas velocidades de corrosión de la posible agresividad del medio, interior y exteriormente, desde la válvula de circulación hasta el árbol de válvulas.

En la práctica del control de la corrosión, considerando ciertos criterios de la American Standards Asociation (ASA) y de la ASTM, se puede clasificar una eficiencia de inhibición a la corrosión de 80% como mínima satisfactoria.

Este método, no obstante, sólo permite detectar la corrosión en la parte superior interna del árbol de válvulas, lo cuál es relativo, sin embargo, considerando que el gas amargo siempre tenderá a ocupar el espacio más elevado del pozo, se estimó que los testigos de corrosión ahí instalados indicarían valores de corrosión significativos. Debido a lo anterior, y a pesar de haberse obtenido en su prueba en blanco velocidades de corrosión bajas en los pozos Matapionche 40 y 2014 (inferiores a 0.5 mpa), se llenaron con una solución de 0.5% de IMP-IC-IN-3 en diesel, como medida de prevención a posibles irregularidades. Por otro lado, en pruebas dinámicas realizadas en los laboratorios del IMP con muestras de solución inhibidora, se observó una buena protección anticorrosiva con 0.25% y 0.125% de IMP-IC-IN-3 por lo que es recomendable verificar esta información con pruebas de campo.

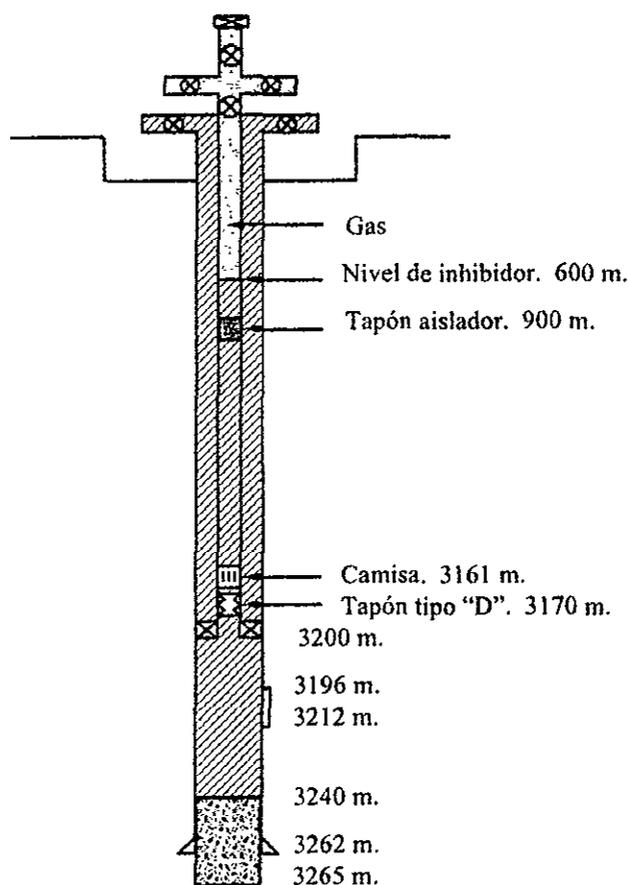


Fig. 7.9 Pozo Mecayucan 53.

Para futuras inhibiciones se propone instalar un tapón tipo "D" abajo de la camisa con la finalidad de evitar la comunicación de la formación con el interior de la T.P, ya que de esta manera no habrá flujo de gas de la formación al pozo, ni del fluido con inhibidor del pozo hacia la formación (por densidad y diferencia de presiones) quedando desprotegida la T.P en el tramo donde queda gas y agua. Para el caso del pozo Mecayucan 53, figura 7.9, se propuso instalar el tapón a una distancia considerable debajo del nivel de fluido para llenar el pozo y evitar que quede sin protección la parte superior, pues como se mencionó, el fluido que ocupaba esta sección se desplazó a la formación.

Es importante que el tapón se verifique antes de instalarlo con el diámetro que tiene la camisa, pues al introducirlo es seguro que pase a través de la camisa, pero al retirarlo puede que ya no pase de regreso (atorándose), ya que trabaja por percusión (de aquí el riesgo).

Finalmente, el prevenir la corrosión de los aparejos, lavando los pozos y llenándolos con inhibidor de corrosión diluido en diesel, antes de cerrarlos temporalmente (empacar los pozos), le dará a PEMEX ahorros sustanciales al prolongar la vida del aparejo de producción, manteniendo la seguridad y confiabilidad de la operación cuando los pozos vuelvan a su etapa productora normal

7.4 APLICACIONES A POZOS EN OPERACIÓN.

Algunos procesos de inyección de químicos.

Existen sistemas para el control de la corrosión, escamas o parafinas en pozos fluyentes o por algún tipo de bombeo. Cada sistema esta específicamente diseñado, moldeado y finamente medido a las condiciones del pozo, para su óptimo funcionamiento.

Estos sistemas proveen de la tecnología química, las bombas, consolas de control, la tubería de inyección, las abrazaderas de la línea de inyección, los empacadores subsuperficiales, las válvulas de inyección a los sistemas completos de diseño e instalación por especialistas con experiencia en la inyección química en los campos petroleros.

Estos sistemas de inyección química son aceptados por completos, por su ingeniería, facilidades en el servicio, y de los considerables recursos de los equipos petroleros para lograr el control químico de muchos problemas en los pozos.

Estos sistemas ponen fin a algunas ineficiencias, e inefectivos procesos costosos de distribución. El resultado final es el tratamiento químico optimado al más bajo costo posible, para la vida del pozo.

La eficiencia de los sistemas de inyección continua al fondo del pozo (SICFP).

Los sistemas de inyección continua hacia el fondo del pozo (SICFP), utilizados por las compañías petroleras las cuáles tienen SICFP muestran que tienen un promedio de 93.5(%) de reducción en los problemas de corrosión.

Una comparación de los métodos de tratamiento de la corrosión, muestra que el (SICFP) tiene beneficios superiores y los menores problemas potenciales, que los baches, desplazamiento por T.P., o la formación de sobre-esfuerzo. La SICFP realiza el mejor uso de sus químicos, reduciendo de ese modo sus costos de los mismos mientras se incrementa su efectividad. Los tratamientos químicos se realizan mientras el pozo está en flujo, no hay pérdida de producción debida al tiempo de cierre, porque la película del inhibidor se repara continuamente así misma, el pozo, puede ser puesto inmediatamente a producir.

El costo del SICFP resulta en un pago muy atractivo comenzando a notarse a partir de un mes y notándose mejor al transcurso de los meses. Este bajo costo, en conjunción con una reducción en los ritmos de corrosión en un orden del 95(%), ofrece al ingeniero de corrosión, una herramienta efectiva al realizar su evaluación de costos.

Lo más notable del SICFP es la de proveer el mejoramiento por medio de los sistemas multiusos cuyas características son:

- La inyección de solventes parafinicos para remover o eliminar la acumulación de los componentes parafinicos.
- La inyección de inhibidores de escamas para eliminar la acumulación de escamas.
- La inyección de metanol para reducir o eliminar problemas de enfriamiento en los pozos de gas.
- La inyección de fluido con agentes aceleradores tales como: gases o espumas para mantener o elevar los desechos fuera de los pozos y volverlos a producir.

- La inyección de agua para disolver la sal.
- La protección de las líneas de flujo desde la cabeza del pozo.
- La eliminación de los requerimientos para tuberías revestidas.
- La eliminación de los requerimientos para los altos costos de metalurgia “exótica” en la producción continua de la tubería.
- La prolongación de las operaciones de reoperación de los pozos indefinidamente.
Evitar la presuración del espacio anular.
- Asegurar la limpieza química y prolongar la vida útil de la válvula de inyección.
- Los más bajos requerimientos de las cantidades en los químicos y consecuentemente los más bajos costos y se evite la contaminación química.

El diseño de un sistema continuo de inyección química, al fondo del pozo, requiere la consideración de muchos factores interrelacionados, tales como:

- | | |
|---|---------------------------|
| - Presión de cierre en el fondo del pozo. | - Geometría del agujero. |
| - Temperatura en el fondo del pozo. | - Corrosividad de pozo. |
| - Viscosidad del fluido al ser inyectado. | - Fluido empacador. |
| - Gasto de inyección. | - Programa de T.R. y T.P. |
| - Pérdidas por fricción. | - Tiempo de duración. |

Línea de inyección .

La línea de inyección química básicamente es un tubo continuo de acero inoxidable.

El acero inoxidable soldado es la norma opuesta a aquél sin costura. La tubería sin costura es notablemente más costosa. El diámetro interior de las tuberías soldadas es uniforme, las cuáles debido a sus procesos de manufactura, puede no ser la misma situación con aquéllos sin costura.

La tubería puede ser corrida “desnuda” (no encapsulada) en su estado original de manufactura o en cualquier número de diseños encapsulados. La típica tubería de inyección química (1/4 x 0.049 ss) es una TIG soldada en todo su alrededor de un área de junta de corte irregular.

La tubería se encuentra disponible en una variedad de materiales para satisfacer los requerimientos de las presiones y de los medioambientes. El acero inoxidable 316 L ofrece un rango bueno a la presión con resistencia a la corrosión a un precio económico. Sin embargo, cuando existe la presencia de cloros en el fluido empacador, existe la posibilidad de un esfuerzo por rompimiento al cloro. Esto depende de la concentración de los cloros y de los esfuerzos en la tubería. En casos donde exista un problema por cloro, la aleación Incolloy 825 puede ser usado. Éste ofrece un mejor rango de presión con excelente resistencia a la corrosión. La línea de inyección está disponible en varios espesores de pared para manejar diferentes presiones. La línea de inyección puede correrse con diferentes cables de alambre y con diferentes configuraciones del material de encapsulación. La cuerda de alambre sirve para tres funciones primarias :

1. Previene la destrucción de la línea de inyección química durante la instalación.
2. Previene el daño o el rompimiento de la línea de inyección por la aplicación de tensión excesiva durante la instalación.
3. Por la utilización de dos cuerdas de acero, la ley de la mano derecha e izquierda, la línea encapsulada resiste el ondulamiento la tendencia al enrollamiento.

La selección del material de encapsulación es muy importante y tiene las siguientes funciones:

- Se adhiere a la fuerza integral del sistema.
- Protege a la tubería del daño debido al trituramiento y abrasión.
- Prevé una mejor superficie, para aprisionar al mismo tiempo que asegura a la línea de inyección al exterior de la tubería.

Por años, la industria del servicio, usó materiales de encapsulamiento, las cuáles tenían abrazaderas PVC con resultados desastrosos.

Aprisionamiento de la línea de inyección.

Existe una amplia variedad de sujetadores para la línea de inyección. Todos están bien equipados y disponibles para líneas simples y encapsuladas. Existen rangos de protectores de tuberías para todos los metales referentes a los protectores de coples. Estos sujetadores pueden ser usados con cualquier línea encapsulada. Se dispondrá de sujetadores de acuerdo al complejo tubular del pozo y de la configuración o tamaño de la línea de inyección química.

Punto de inyección química.

El punto de inyección química estaría abajo en donde los problemas de corrosión, escamas y parafinas, se espera que se presenten. Se recordará que éstos problemas del área sucederán durante la vida del pozo. Esto será debido a la declinación de los ritmos de producción, incremento de la producción de agua, declinación de las temperaturas, recuperación secundaria y terciaria de los fluidos especialmente con agua y CO₂.

El punto de inyección puede estar en cualquier parte, desde la cabeza del pozo hasta debajo de las perforaciones. Cuando sea el tratamiento en contra de la corrosión por bióxido de carbono, el punto de inyección estaría abajo de la zona de condensación. El bióxido de carbono en estado seco no es corrosivo, pero, con el incremento de la corrosión y la condensación del agua, llega a ser corrosiva. Cuando el tratamiento sea en contra de la acumulación de parafina, el punto de inyección estará abajo de la zona en la cuál los componentes parafínicos se enfrían y se solidifican. Algunos sistemas tienen un punto de inyección y una junta arriba del empacador en dicho diseño del complejo. Otros sistemas, usan un empacador by-pass para inyectar el químico debajo del empacador para proteger la lingada completa de tubería. Esto es muy importante, donde existen problemas de escamas y/o corrosión. Pozos terminados sin empacadores típicamente tienen un punto de inyección en cualquiera de éstos, justo arriba de las perforaciones o abajo de éstas, dependiendo en donde haya sido inyectado y sus efectos potenciales en la zona convenida.

Métodos continuos para la inyección química.

Se encuentran disponibles una variedad de mandriles de inyección simples, de una pieza de diseño no soldado con válvula check anular que puede ser adherida a éste. El mandril está diseñado, para proteger la válvula check cuando ésta trabaja. Existen otros con niples que es otra forma de inyección de químicos, en donde una válvula check anular no está adherida al niple. Los hay también con válvula de inyección para inyectar dos diferentes químicos. Este sistema está diseñado para evitar la mezcla de los dos químicos que son incompatibles, como algunos inhibidores de corrosión y de escamas. Un químico es inyectado al mandril, el otro viaja alrededor de un tubo concéntrico y es mezclado con los fluidos del pozo. Este tubo puede ser de cualquier longitud

dependiendo del lubricador disponible de la línea de acero. Un viaje de la línea de acero, recupera ambas partes de las válvulas.

También los hay con un tipo de mandril de inyección soldado. Éste está diseñado para ser usado con una válvula check anular. Éste protege a la válvula check y la conexión de la línea de inyección y tiene 2 piezas de manija de palanca con abertura, las cuáles están soldadas al mandril y al ancho de los cables de acero de la línea de inyección encapsulada. Éstos también guían a la línea de inyección hacia la válvula de inyección con la línea de acero recuperable o una válvula "muda".

Empacadores de inyección química by-pass.

Los empacadores by-pass se presentan en ambos modelos: permanentes y recuperables. Para la inyección química a través del empacador, toda la lingada de la tubería y la parte más baja de la lingada de la T.R., puede ser protegida.

Los empacadores by-pass pueden ser combinados con una variedad diferente de sistemas de válvulas de inyección para asegurar un sistema bueno y eficiente.

Éstos pueden ser usados en combinación con otras herramientas, tales como mandriles de inyección.

Conjunto hidráulico para anclador /atrapador de la tubería con línea de inyección by-pass.

El conjunto hidráulico para anclador/atrapador es un medio para sujetar la línea de la tubería en tanto se aloja para ser puesta a tensión. La tensión es requerida para prevenir el movimiento que causa el exceso de tubería, varillas y el uso de bombas y la pérdida de la eficiencia del bombeo. Si las partes de la tubería del anclador/atrapador, previenen el movimiento hacia abajo del fondo por la fuerza de la tubería, por lo que reduce las veces en que la línea de varillas se pudieran partir. El atrapador/sujetador, es accionado por la presión aplicada a la tubería. La no rotación es requerida. La rotación, necesariamente coloca los sujetadores convencionales usados como parte de un sistema de líneas de inyección, pueden dañar la línea de inyección causando costosos retrasos y reparaciones.

El procedimiento de colocación normal de el anclador/atrapador está hecho sobre la línea de la tubería y se corre a la profundidad de colocación diseñada. Una canica se fuerza a hundirse en un niple debajo del anclador/atrapador. La tubería es entonces presionada a un límite predeterminado establecido por las condiciones del pozo y otro equipo de operación. Esta válvula inicia la colocación de el anclador/atrapador y es pre-colocada antes de la puesta en uso. La tensión requerida se retrae en la tubería y ésta puede entonces ser conectada al equipo superficial. Cuando llega a ser necesario remover la tubería se requiere sacarla en forma recta, la cuál vence el esfuerzo cortante el cuál libera un mecanismo y el anclador/atrapador puede ser recuperado.

Válvulas de inyección química.

Existen dos tipos de válvulas de inyección química :

- 1.) Válvula tipo check.
- 2.) Cargada con resorte.

Cada tipo está disponible en varios tipos de metales y de materiales de sello. La válvula tipo check, es una simple válvula check de resorte cargado. Ésta aloja el químico para ser inyectado a muy bajas presiones diferenciales o de fracturamiento a la válvula.

Este tipo de válvula cargada con resorte, actúa como una válvula check, pero tiene una alta presión de fracturamiento. La presión de fracturamiento es pre-ajustada por el ajuste del resorte. Para hacer esto, la válvula soportara la presión hidrostática del químico en la línea de inyección. Esto es importante en los pozos de gas, donde la presión hidrostática es mucho mayor que la presión en el fondo del pozo ahora o en un futuro. Esta válvula puede mantener la línea de inyección llena con el químico. También por el ajuste de la fuerza del resorte, la presión puede ser mantenida en la línea de inyección que vaya a ser usada. Si ocurre un escape, éste será detectado inmediatamente. Este tipo de válvula de inyección también tiene una válvula check en la parte más baja, lo cuál ayuda a retener los desechos, expulsándolos de la válvula de inyección mientras se previenen medidas extras de seguridad.

Empacadores químicos y sistemas múltiple.

Se emplea el uso de un bombeo químico en un sistema múltiple de inyección. El corazón del sistema es la bomba. Ésta puede ser cualquiera, ya sea manejada neumática, eléctrica o mecánicamente.

Si ésta es neumáticamente manejada, entonces el abastecimiento de gas será filtrado y humedecido. Una válvula de descarga automática reduce los requerimientos del mantenimiento. Un regulador de dos pasos será utilizado para ayudar a prevenir el congelamiento en invierno. El químico se filtra dos veces antes de la inyección. Un filtro de succión, limpia el químico antes de que éste llegue a la bomba o a los sellos de la válvula check, que deberán romper separadamente en adición a cualquier desecho del cuál sea introducido dentro del sistema cuando el filtro de succión esté en servicio. El filtro corriente abajo, rara vez requerirá atención.

Son usadas dos válvulas check. Una está en la cabeza del pozo que deberá ser de la línea superficial dañada. Otra válvula check, ésta con 100 lb/pg² de presión de fracturamiento, es usada en la bomba. La presión hidrostática en la cabeza de la línea de inyección, deberá ser mucho más grande que la presión en el fondo del pozo, entonces las emboladas de la bomba serán muy pequeñas, en contra de cualquier contrapresión. Esto puede reducir la vida de la bomba. Usando una presión de fracturamiento de 100 lb/pg² en la válvula check, ayudará a prolongar la vida de la bomba por el efecto de la contrapresión.

Acoplado superficial.

El método primario de la terminación superficial es el acoplado superficial en la línea de inyección del colgador de la tubería. Este método es idéntico al de la línea de control de redes para una superficie controlada por una válvula de seguridad subsuperficial en pozos costa-afuera. Un porteador de tubería, el cuál es un accesorio fuera del equipo requerido.

Es lo común en los sistemas colgadores de tubería, que se encuentran disponibles para ser conectada al fondo del colgador utilizando accesorios de la tubería, por fuera de la válvula en la T.R, con la instalación de un tapón de barro y se usa con un accesorio hidráulico, el cuál utiliza dos casquillos. La línea de inyección se corre a través del tapón antes de que se adhiera a la válvula de la T.R. Cuando se está introduciendo la línea de inyección por fuera utilizando este método, la línea de

inyección debe de hacer una curvatura de 90° . Un soporte de línea de inyección aloja a ésta para hacer la curva sin ondulado. La línea de inyección también puede ser productora a través de la cabeza del pozo a lo largo del cable eléctrico en los pozos. Éste requiere menos modificaciones de las ya existentes en la cabeza del pozo/ensamble colgador

Una válvula check o válvula manual se correrá en la cabeza del pozo cuando se esté usando cualquiera de los dos sistemas.

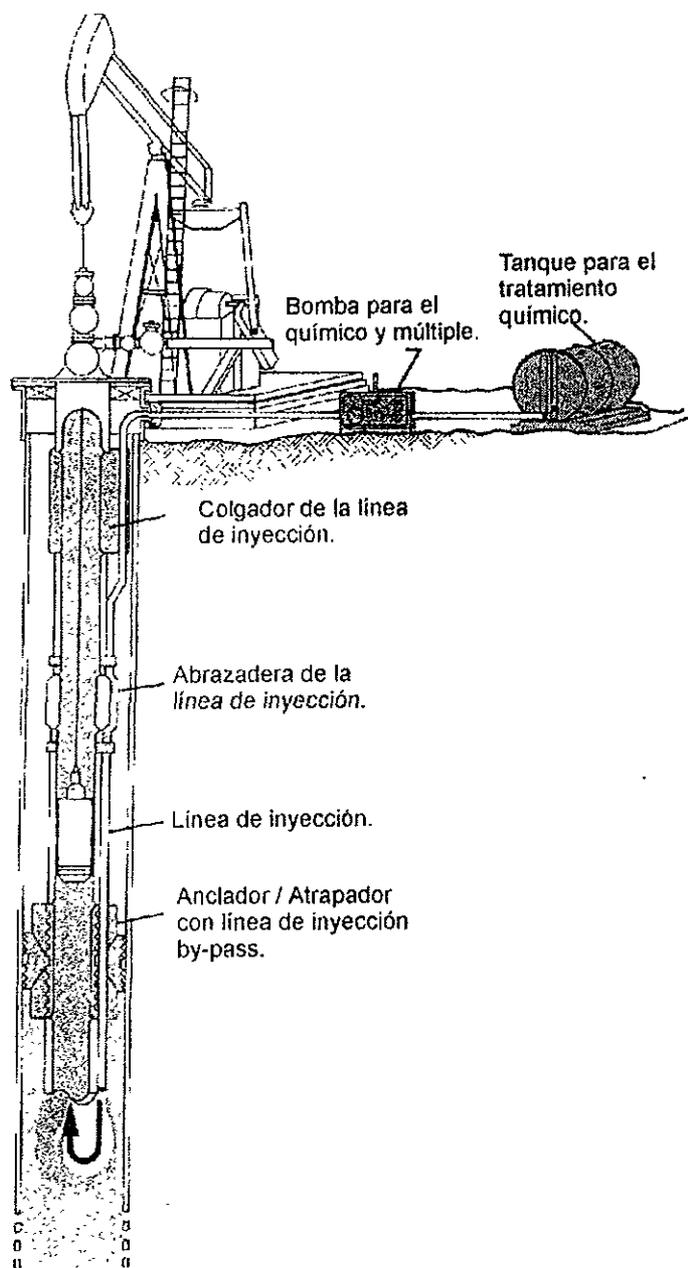


Fig. 7.10 Sistema de inyección química para pozos por bombeo mecánico.

La figura 7.10 muestra el sistema que se utiliza para inhibidores de corrosión por bombeo mecánico donde el nivel de fluido es alto. También puede ser utilizado para inyectar otros químicos, es decir, inhibidores de escamas y de parafinas. La instalación hidráulica para anclar el atrapador con una línea de inyección "bypass" requiere la no rotación para anclarlo o recuperarlo. La línea de inyección está sujeta a la tubería de producción en cada cople. Un colgador especial de la línea de inyección protege a ésta del ondulamiento en donde éste se presente o exista por medio de una válvula en la TR. Una bomba neumática y un sistema múltiple proporcionan la cantidad de químico filtrado.

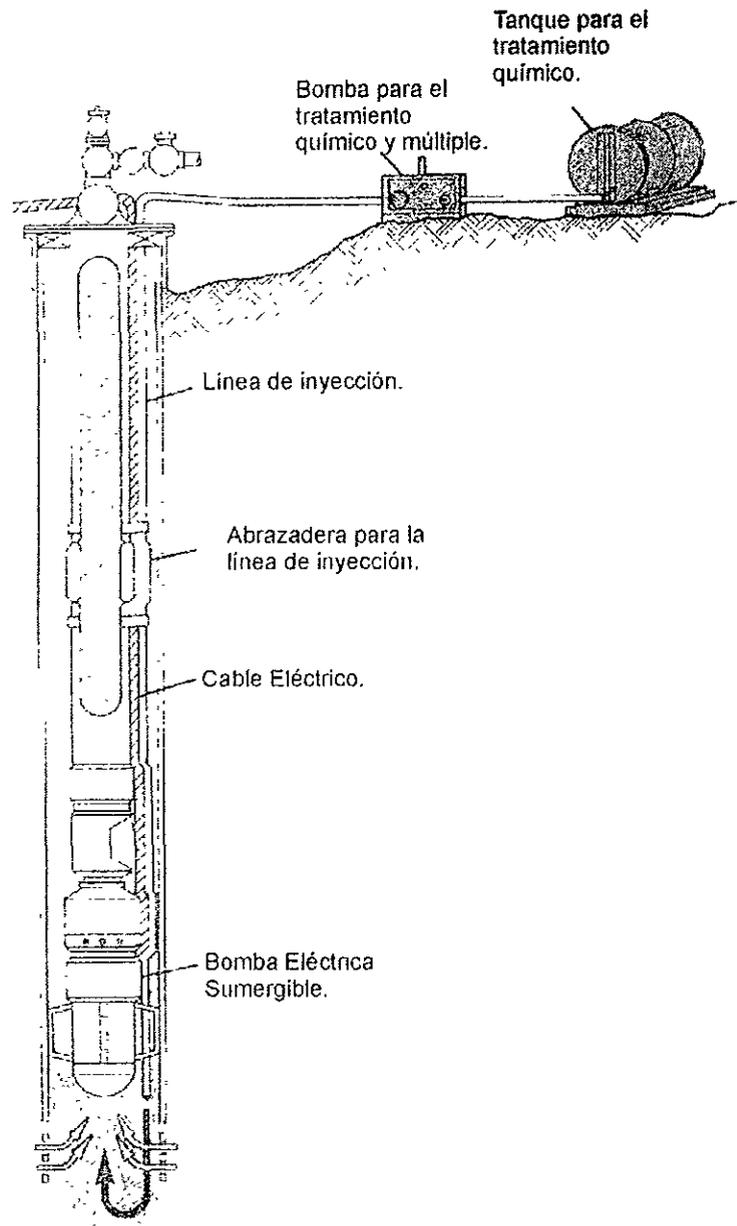


Fig. 7.11 Sistema de inyección química para pozos con bombeo eléctrico.

La figura 7.11 muestra el sistema que se utiliza para inhibidores de corrosión de pozos utilizando bombas eléctricas sumergibles en donde el nivel del fluido es alto. También puede ser usado para inyectar otros químicos, es decir, inhibidores de escamas y de parafinas. La línea de inyección está sujeta a la tubería de producción, junto con la línea eléctrica; ya que la línea es más pequeña que la línea eléctrica, la cuál está protegida por ésta cuando se corre. Una bomba neumática y un sistema múltiple abastecen la cantidad de químico filtrado.

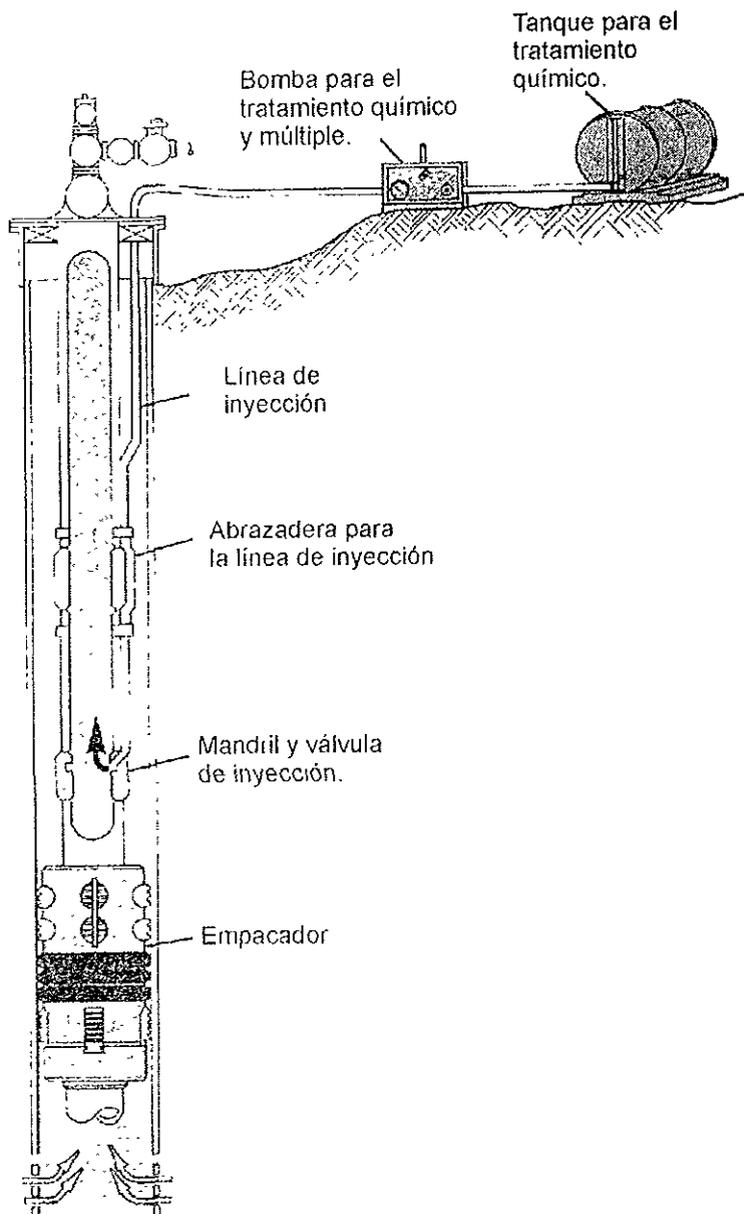


Fig. 7.12 Sistema de inyección química para pozos con problemas de corrosión, escamas o de hidratación.

La figura 7.12 muestra el sistema que se utiliza para la inyección química arriba del empacador donde ocurre la corrosión. Este sistema también puede ser utilizado para pozos con problemas de hidratación, escamas o parafinas. Arriba del empacador se corre una subinyección con la línea de acero recuperable para la válvula de inyección. La línea de inyección está sujeta a la tubería de producción en cada cople. Una bomba neumática y un sistema múltiple suministran la cantidad necesaria de químico filtrado.

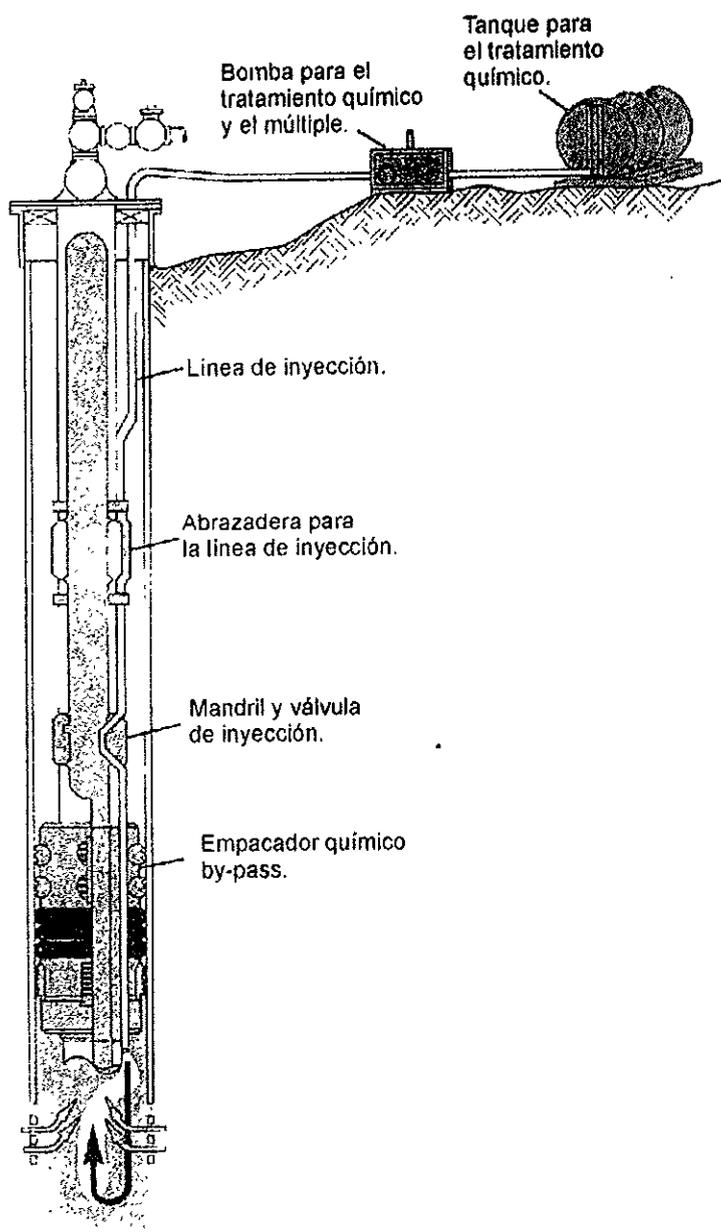


Fig. 7.13 Sistema de inyección química para pozos fluyentes.

La figura 7.13 muestra el sistema que se utiliza para corrosión completa o de escamas, desde las perforaciones hasta la cabeza de pozo. Este contiene un empacador hidrostático modificado del tipo FHL o de un modelo de empacador permanente, D, con una línea de inyección "bypass". Una válvula check es instalada en la parte superior del empacador por el sistema integral. Arriba del empacador se corre una subinyección con una línea de acero recuperable con una válvula de inyección. La línea de inyección está sujeta a la tubería de producción en cada cople. Una válvula de inyección neumática y un sistema múltiple suministra la cantidad de químico filtrado.

8 ANÁLISIS ECONÓMICO.

El análisis económico de este trabajo está enfocado exclusivamente para el estudio realizado en la prueba piloto de pozos cerrados temporalmente, por consiguiente, considerando que la corrosión es un problema sólo cuando afecta la seguridad o costos, la seguridad es por supuesto, la primer consideración. La corrosión raramente afecta la seguridad en operaciones diarias; sin embargo, la seguridad debería ser el primer motivo considerado cuando se aplican medidas de control de la corrosión.

Los programas de control de corrosión están propiamente vinculados a la economía debido a los costos, afectan la magnitud de la utilidad que se obtiene de cada pozo, cada campo y cada operación ejercida por el productor.

La medición de la corrosión es la primera parte, la necesidad real es medir el costo de la corrosión. Es necesario medir la pérdida de metal, o el ritmo de la pérdida de metal para medir costos. A menudo debemos comprometernos a medir algo más, lo cual puede entonces ser relacionado con a un ritmo igual de pérdida de metal. Estimamos entonces el costo total de metal perdido y llamamos a este término el "costo estimado de corrosión". La medición se necesita para saber si la corrosión está costando lo suficiente para merecer nuestra atención. Probablemente cada pieza de fierro se corroe a pequeños trozos. La corrosión en estos casos rara vez cuesta lo suficiente para pagar por un tratamiento, sin embargo, se necesita la predicción para saber si el tratamiento se "pagará".

8.1 COSTOS EN FUNCIÓN DE LA PÉRDIDA DE ESPESOR Y RITMO DE CORROSIÓN PROMEDIO.

El procedimiento empleado para determinar la pérdida de espesor para el pozo Mecayucan 53, se describe a continuación:

1. Se graficó en coordenadas cartesianas el tiempo de exposición (t) contra velocidad de corrosión (V_c), a partir del tiempo t_0 correspondiente al inicio de la prueba, figura 8.1.
2. Se realizó un ajuste de la curva considerando una tendencia lineal a partir de 242 días (punto 1).
3. Se extrapoló la curva hasta el valor de V_c igual a 10 (mpa), límite al cual los materiales todavía presentan buena resistencia a la corrosión.
4. La absisa de este punto corresponde al tiempo t_1 , al cual se alcanzarían 10 (mpa) (punto 3)
5. Se obtuvieron los coeficientes del polinomio ajustado para formar el modelo que representa la velocidad de corrosión en función del tiempo $V_c(t)$.

6. Se calculó la pérdida de espesor integrando la función $V_c(t)$ en el intervalo $t_0 - t_n$.
7. Se obtuvo la velocidad de corrosión promedio en el intervalo considerado.
8. Se realizó el análisis de costos.

Se recomienda llevar a cabo, el mayor número posible de mediciones en los pozos, de esto, dependerá en gran medida la adecuada interpretación de los resultados y la exactitud de los cálculos.

8.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN.

De los resultados de la prueba para el pozo Mecayucan 53, tenemos la tabla 8.1, los cuales son presentados en forma gráfica para su análisis en la figura 8.1:

Tiempo de exposición (días)		Velocidad de corrosión promedio (mpa)	
prueba	sin	inhibidor	
38		17.1	
prueba	con	inhibidor	
64		0.58	
101		1.72	
133		5.75	
242		6.56	

Tabla 8.1 Resultados de la prueba para el pozo Mecayucan 53.

La línea continua en la gráfica representa el comportamiento medido de la velocidad de corrosión, desde la prueba en blanco hasta el punto 1, a partir del cual suponemos el inicio de una tendencia lineal (línea punteada).

El ajuste lineal se realiza de la manera siguiente:

Velocidad de corrosión:

$$V_c(t) = mt + b \quad (1)$$

Donde m representa el valor de la pendiente, b es la intersección con el eje V_c y t es en este caso la variable independiente (tiempo de exposición).

$$m = \frac{V_{c1} - V_{c2}}{t_2 - t_1} \quad (2)$$

Pozo Mecayucan 53.

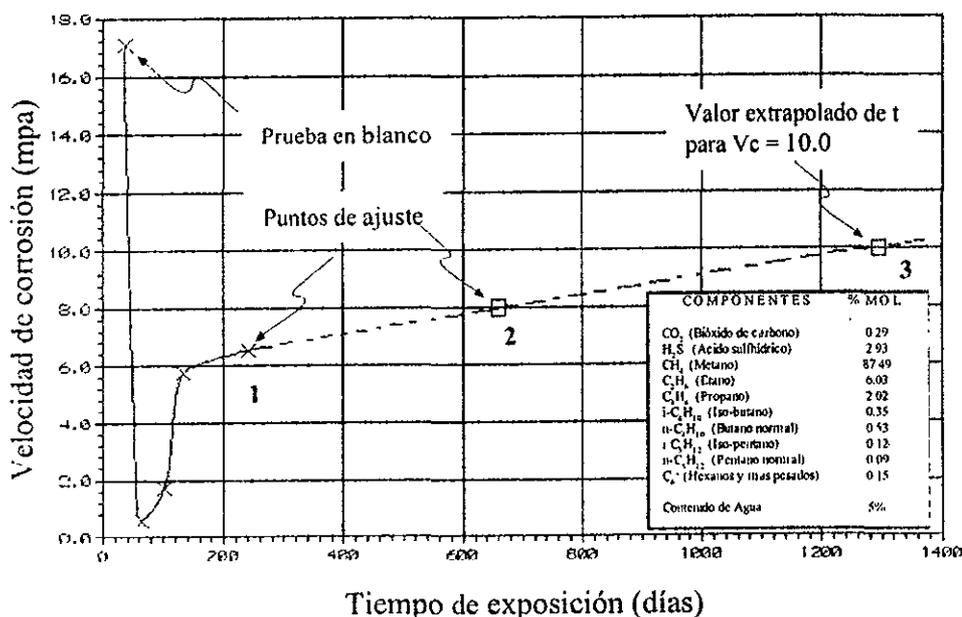


Fig. 8.1 Variación de las velocidades de corrosión del pozo Mecayucan 53 durante la prueba..

El ajuste se realizó entre dos puntos; el punto 1, que es la última medición efectuada de V_c ($t=242$, $V_c=6.56$), y el punto 2 que es tomado sobre la línea punteada ($t=660$, $V_c=8.0$).

sustituyendo estos valores en (2):

$$m = \frac{8.0 - 6.56}{660 - 242} = 0.0034 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{día}} \right] \quad \text{o también} \quad 0.0034 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{día}} \right] \times 365 \left[\frac{\text{días}}{1 \text{ año}} \right] = 1.2574 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right]$$

De (1):

$$b = V_c(t) - mt \quad (3)$$

Sustituyendo en (3) en el punto $t=242$, $V_c(t)=6.56$ y el valor de m en $\left[\frac{\text{mpa}}{\text{día}} \right]$ se tiene:

$$b = 6.56[\text{mpa}] - 0.0034 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{día}} \right] 242[\text{días}] = 5.7372[\text{mpa}]$$

Sustituyendo los valores de m en $\left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right]$ y de b en $[\text{mpa}]$ en (1):

$$V_c(t) = 1.2574 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right] t [\text{años}] + 5.7372[\text{mpa}] \quad (4)$$

La ecuación (4) representa el comportamiento de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición t para el pozo Mecayucan 53.

Despejando t de (4):

$$t [\text{años}] = \frac{V_c(t) [\text{mpa}] - 5.7372 [\text{mpa}]}{1.2574 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right]}$$

Si suponemos una velocidad de corrosión máxima recomendada de $V_c=10$ [mpa], entonces:

$$t [\text{años}] = \frac{10 [\text{mpa}] - 5.7372 [\text{mpa}]}{1.2574 \left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right]} = 3.3902 [\text{años}]$$

Por lo tanto, de acuerdo con el modelo, se requieren 3.39 años para alcanzar una velocidad de corrosión de 10 mpa (punto 3). Si se quiere mantener la velocidad de corrosión por debajo de este valor, se recomienda efectuar otro tratamiento a este tiempo.

Determinación de la pérdida de espesor.

Considerando el comportamiento de la velocidad de corrosión variable en función del tiempo, figura 8.2.

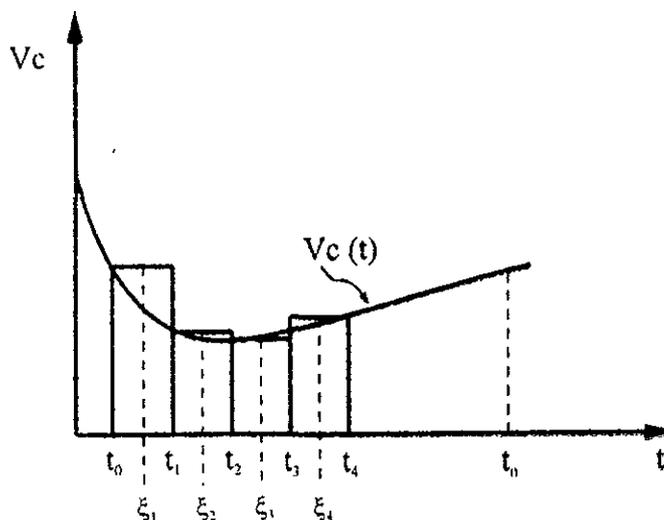


Fig. 8.2 Variación de la velocidad de corrosión con el tiempo de exposición.

Donde existen puntos ξ_i en cada subintervalo de tal forma que $\xi_i \in [x_{i-1}, x_i]$ donde $x_{i-1} \leq \xi_i \leq x_i$, y formando la suma de productos de V_c por cada punto, ξ_i , por la amplitud, t , de cada celda y la pérdida de espesor, se calcula como:

Pérdida de espesor [mp] = Velocidad de corrosión [mpa] x t [años] entonces

$$Pe = Vc(\xi) \cdot t \quad (5)$$

para un tiempo t_0 :

$$Pe_0 = Vc(\xi_0) \cdot \Delta_0 t \quad (6)$$

Para un tiempo t_1

$$Pe_1 = Vc(\xi_1) \cdot \Delta_1 t \quad (7)$$

la pérdida de espesor acumulativa hasta un tiempo t_n :

$$Pe_T = Pe_{t_0} + Pe_{t_1} + \dots + Pe_{t_n} = Vc(\xi_0) \Delta_0 t + Vc(\xi_1) \Delta_1 t + \dots + Vc(\xi_n) \Delta_n t \quad (8)$$

de otra forma:

$$Pe_T = \sum_{i=0}^n Vc(\xi_i) \Delta_i t \quad (9)$$

Si $Vc(t)$ es una función continua en el tiempo, podemos aproximar el valor de la pérdida de espesor de la manera siguiente:

$$Pe_T = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \sum_{i=1}^n Vc(\xi_i) \Delta_i t \quad (10)$$

y de acuerdo con los postulados del cálculo diferencial e integral ,se tiene:

$$Pe_T = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \sum_{i=1}^n Vc(\xi_i) \Delta_i t = \int_{t_0}^{t_n} Vc(t) dt$$

Por lo tanto, la pérdida de espesor total, desde el tiempo t_0 hasta t_n , estará dado por la ecuación:

$$Pe = \int_{t_0}^{t_n} Vc(t) dt \quad (11)$$

Donde Pe , es la pérdida de espesor total en el intervalo considerado y $Vc(t)$ es la función que representa la variación de la velocidad de corrosión en el tiempo.

Para el modelo ajustado al pozo Mecayucan 53 se tiene:

$$Pe = \int_{t_0}^{t_n} (1.2674t + 5.7372) dt$$

resolviendo la integral:

$$Pe = \frac{1.2674}{2} t^2 + 5.7372 t \Big|_{t_0}^{t_n} = \frac{1.2674}{2} t_n^2 + 5.7372 t_n - \frac{1.2674}{2} t_0^2 - 5.7372 t_0$$

si $t_0 = 0$ entonces:

$$Pe = \frac{1.2674}{2} t_n^2 + 5.7372 t_n$$

evaluando para $t_n = 3.3902$ y considerando unidades:

$$Pe = \frac{1.2674}{2} \left[\frac{\text{mpa}}{\text{año}} \right] \times 3.3902^2 [\text{año}]^2 + 5.7372 [\text{mpa}] \times 3.3902 [\text{año}]$$

$$Pe = 26.7337 [\text{mp}]$$

∴ se pierden 26.73 milésimas de pulgada en 3.39 años.
la velocidad de corrosión promedio es:

$$\bar{V}_c = \frac{26.7337}{3.3902} = 7.8856 [\text{mpa}]$$

Efectuando el cálculo con el programa PESP.BAS (ver apéndice B) se obtuvieron para este caso 25.48 [mp] y una velocidad de corrosión promedio de 7.76 [mpa].

Comparación de Costos.

Para este análisis se consideró un pozo con características similares al Mecayucan 53.

Inhibición:

- Bache lavador: 5 m³
- Tensoactivo : 100 lts.
- Inhibidor: 262.9 lts.
- Diesel: 52.58 m³
- Días de operación: 1

Reparación menor.

- Profundidad T.P. : 3170 m.
- Dias de operación: 2

El análisis de costos completo se muestra en forma resumida en las tablas 8.2 a la 8.4.

LISTA DE COSTOS UNITARIOS		
<u>Mano de obra y servicios:</u>		
Acondicionamiento de camino y pera	5,000.00	\$
Apriete de tubería	60.00	\$/conex
Costos por equipo de operación	19,670.00	\$/dia
Prueba de conexiones	2,800.00	\$
Transporte de equipo	16,210.00	\$/dia
Unidad de alta pres. autotanques y pers.	58,000.00	\$/dia
Unidad contra incendio	2,000.00	\$/dia
unidad de geofísica c/herramientas	30,000.00	\$/día
Unidad de tubería flexible	30,000.00	\$/día
Instalación, retiro y evaluación de cupones	1,000.00	\$/mes
<u>Material:</u>		
Camisa 2-7/8"	25,000.00	\$ c/u
Carrete colgador	2,106.00	USD c/u
Carrete del cabezal	5,808.00	USD c/u
Colgador	1,308.00	USD c/u
Empacador permanente	40,000.00	\$ c/u
Tubería de producción 2-7/8", 6.4 lb/pie L-80	243.00	\$/m _L
Tubería de revestimiento 9-5/8"	600.00	\$/m _L
Diesel *	3.00	\$/lt
Inhibidor de corrosión	15.00	\$/lt
Tensoactivo	20.00	\$/lt

* Se consideró como precio comercial; pero se obtiene este producto por traspaso directamente con PEMEX Refinación a un precio todavía mas económico.

Tabla 8.2 Costos unitarios principales de una reparación menor y tratamiento inhibidor.

ESTIMADO DE COSTOS PRINCIPALES DE UN TRATAMIENTO DE INHIBICIÓN.

Aparejo de producción (*)	Mano de obra y servicios (\$)	Material (\$)	Total (\$)
Superficiales:		GASTOS NO CAPITALIZABLES	
Acondicionamiento de camino y pera	5,000.00		
Unidad de alta pres. autotanques y pers.	58,000.00		
Unidad contra incendio	2,000.00		
unidad de geofísica c/herramientas	30,000.00		
Instalación, retiro y evaluación de cupones	41,000.00		
Subtotal:	136,000.00		
Subsuperficiales:		GASTOS CAPITALIZABLES	
Diesel *		172,740.00	
Inhibidor de corrosión		3,943.50	
Tensoactivo		2,000.00	
Subtotal:		178,683.50	
Mas 20%, imprevistos:			62,936.70
		GRAN TOTAL:	377,620.20

* Se consideró un pozo con una profundidad de 3170 m., similar al MECAYUCAN 53

Tabla 8.3 Análisis de costos de un tratamiento de inhibición.

ESTIMADO DE COSTOS PRINCIPALES DE UNA REPARACIÓN MENOR.

Aparejo de producción (*)	Mano de obra y servicios (\$)	Material (\$)	Total (\$)
Superficiales:		GASTOS NO CAPITALIZABLES	
Acondicionamiento de camino y pera	5,000.00		
Apriete de tubería	20,800.52		
Costos por equipo de operación	39,340.00		
Prueba de conexiones	2,800.00		
Transporte de equipo	16,210.00		
Subtotal:	84,150.52		
Subsuperficiales:		GASTOS CAPITALIZABLES	
Camisa		25,000.00	
Carrete colgador		22,113.00	
Carrete del cabezal		60,984.00	
Colgador		13,734.00	
Empacador permanente		40,000.00	
Tubería de producción		770,310.00	
Subtotal:		932,141.00	
Mas 20%, imprevistos:			203,258.30
		GRAN TOTAL:	1,219,549.83

* Se consideró un pozo con una profundidad de 3170 m., similar al MECAYUCAN 53

Tabla 8.4 Análisis de costos de una reparación menor.

Costo estimado de un tratamiento de inhibición : \$ 377,620.20

Costo estimado de una reparación menor : \$ 1,219,549.83

Si se tuvieran 125 milésimas de pulgada de espesor disponible entonces:

$$\frac{125}{17.11} \left[\frac{\text{mp}}{\text{mpa}} \right] = 7.3057 [\text{años}]$$

Sin inhibir el pozo se requieren 7.3 años para perder el espesor disponible y cambiar aparejo, que costaría:

Costo de cambio de aparejo = \$ 1,219,549.83

Por otra parte 2 tratamientos de inhibición protegerán la tubería durante 6.8 años, es decir:

Costo de 2 tratamientos de inhibición = \$ 377,620.20 x 2 = \$ 755,240.40

y la pérdida de espesor será de: $7.8856 [\text{mpa}] \times 6.78 [\text{años}] = 53.46 [\text{mp}]$ que equivale a perder el 42.77 % del espesor disponible entonces:

$$\frac{\$ 755,240.40}{\$ 1,219,549.83} \times 100 = 61.93 \%$$

El costo estimado de inhibir el pozo sería del 61.93 % del costo que se tendría si el pozo no fuera inhibido exponiendo la tubería al medio agresivo. Cabe mencionar, además, que no se considera el daño a la tubería de revestimiento ni al árbol de válvulas, que incrementaría el costo por corrosión. Por estos motivos, el tratamiento es rentable para el caso aquí presentado.

9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Las estructuras cristalinas metálicas no son perfectas, los metales siempre tienen imperfecciones conocidas como defectos en sus estructuras reticulares y éstos a menudo tienen un efecto considerable sobre las propiedades de corrosión en el metal

En función de la composición de los fluidos manejados en la tubería se puede definir la agresividad de éstos en el sistema, además de establecer el mecanismo prevaeciente de la corrosión.

La evaluación de la corrosión en las líneas superficiales se llevan a cabo mediante una inspección y monitoreo. Para el caso de pozos, hasta ahora sólo se aplica el método de inspección (registros de producción).

La inspección es un método de evaluación de tuberías que determina primeramente si la corrosión se ha llevado a cabo, y, de ser así, el mecanismo y severidad. El monitoreo, es el que determina las medidas de control, para detener o minimizar la corrosión. Los cupones corrosimétricos o especímenes metálicos, son las técnicas de monitoreo más ampliamente usadas a través el mundo.

Los métodos para el control de la corrosión son usados en forma aislada o combinada, dependiendo del sistema a proteger.

Para proteger de la corrosión a un sistema, el primer paso es la selección del material; para ello, deben tomarse en cuenta diferentes factores como: el costo, disponibilidad, resistencia física, apariencia y resistencia a la corrosión.

Los aspectos de la corrosión a nivel de pozos están en función como se ha mencionado de la composición de los fluidos producidos, presiones y temperaturas por lo cuál se hace necesario realizar un análisis detallado de los pozos propuestos a tratamiento dado que, además, el agua salada usualmente producida por un pozo contiene minerales disueltos que pueden mitigar la acción del agua previniendo la reducción del pH.

Otro tipo de daño es comúnmente conocido como "corte por arena" o erosión que a veces ocurre como una acción puramente mecánica. El daño de este tipo, generalmente se encuentra, donde la velocidad y turbulencia son más altas que las normales, aunque la experiencia ha probado que la velocidad también tiene un efecto considerable de corrosión de la tubería de producción.

Hasta ahora, para disminuir el efecto de la corrosión en pozos se han aplicado sistemas de control en procesos durante la estimulación y terminación de pozos. El objetivo principal de este estudio fue, investigar alguna técnica de control de la corrosión en pozos cerrados, consistiendo en mantener en condiciones óptimas de operación, las tuberías de revestimiento y producción, protegiéndolas contra la corrosión, causada por el medio agresivo a que están expuestas durante períodos temporales de cierre de los pozos, evitando de ésta manera, inversiones por concepto de reparaciones en tuberías de revestimiento o hasta cambios de aparejos de producción .

El estudio mostró que es importante proteger los pozos cerrados temporalmente, dado que las velocidades de corrosión promedio obtenidas fueron menores a 5 mpa, consideradas excelentes y una eficiencia anticorrosiva satisfactoria mayor al 80% para pozos con ritmos altos de corrosión.

Por los datos obtenidos en la evaluación, se puede afirmar que el uso del inhibidor de corrosión permite mantener protegidos los aparejos de producción y tuberías de revestimiento en pozos con altas velocidades de corrosión.

Existen sistemas para el control de la corrosión para pozos fluyentes o que producen por algún tipo de bombeo. Los sistemas de inyección continuos de inhibidor hasta el fondo del pozo, han demostrado tener una eficiencia del orden del 95% en la reducción del ritmo de corrosión. No obstante, para nuestro caso, hasta ahora no se considera práctico aplicarlo, sin embargo, se podría recomendar este sistema para pozos con alto contenido de gases amargos, y, que por motivos justificables y económicos se considere protegerlos.

El análisis económico de este estudio, fue referido a un pozo evaluado antes y después de la aplicación del proceso de inhibición. El pozo sin inhibidor de corrosión arrojó resultados de 17 mpy considerado como un ataque severo. Después de aplicado el aditivo los resultados fueron bastante satisfactorios, ya que logró abatirse la velocidad de corrosión durante los primeros 2 meses, hasta un valor máximo de 1.72 mpy, obteniéndose una eficiencia de 89.94%. El costo estimado de inhición del pozo en estudio fue de 41.7% menor al costo que se tendría por reacondicionamiento para cuando se requiera su reapertura.

Cabe mencionar que no se consideró el posible daño a la tubería de revestimiento ni al árbol de válvulas que incrementaría el costo por corrosión. Por estos motivos, el tratamiento se considera rentable para el caso aquí presentado.

BIBLIOGRAFÍA.

1. "The Corrosion and Oxidation of Metals:
Scientific Principles and Practical Applications"
R. Evans Ulick. 1960.
2. "Corrosion for Students of Science and Engineering"
R. Trethewey Kenneth. 1988.
3. "Curso Internacional Ingeniería de Corrosión"
Guerrero F Manuel, Genesca LL Juan.
Avila M. Javier
Instituto Mexicano del Petróleo.
4. "Estudio para el Control de la Corrosión en Pozos Temporalmente Cerrados
en el Distrito Cuenca del Papaloapan, Ver."
Janitzio Morales Francisco.
Jornadas Técnicas; A.I.P.M., I.M.P.
5. "Control de la Corrosión en Pozos Petroleros"
González M. Ana B.
Tesis profesional, FI U.N.A.M. 1989.
6. "Biologically Induced Corrosion"
National Association of Corrosion Engineers.
Houston Texas.
7. "Corrosion of Oil and Gas-Well Equipment" Book 2
Of the vocational training series.
1978.
8. "Diccionario de Química"
Sharp.
9. "Química Básica: Principios y Estructura"
E. Brady James, E. Huminston Gerald.
Limusa 1983.
10. "Corrosion Surveillance for Continuous Pipeline Integrity Monitoring".
K. Brown. Gerald, Rothwell Neil.
Corrosion Prevention & Control. February 1993.
11. "Corrosion and Corrosion Protection Handbook"
A. Schweitzer Philip, P.E.
Marcel Dekker Inc. 1989.

-
-
12. "Medición del Estado de las Tuberías o Corrosión en Pozos de las Áreas Marina y Terrestre"
Vargas Flores Mario, Juárez García Dionisio
A.I.P.M. XXVI Congreso Nacional, Monterrey N.L.
 13. "Whell Test Method Used for Evaluation of Film-Persistent Corrosion Inhibitors for Oilfield Applications"
NA.C.E. International, 1995.
 14. "Packer Fluid Corrosion Control".
NL Treating Chemicals / NL Industries, Inc.
Houston Texas. 1977
 15. "Apuntes de Estimulación de Pozos Petroleros".
Islas Silva Carlos, Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1989.
 16. "Apuntes de Técnicas Avanzadas de Programación"
Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1997.
 17. "Apuntes de Cálculo Diferencial e Integral"
Andrade D. Arnulfo, García Y C. Pablo,
Origel S Felipe, Castañeda De I.P. Erik.
Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1982.
 18. "Apuntes de Métodos Numéricos".
Iriarte B. Rafael, Borrás G. Hugo E., Durán C. Rossynela
Facultad de Ingeniería U.N.A.M. 1983.
 19. "Production Operations Course II, Well Diagnosis"
K. Strubhar Malcom, S. Blackburn James.
SPE 1972

CALCULO DEL VOLUMEN DE FLUÍDO EN EL INTERIOR DE LA TP, ESPACIO ANULAR Y BAJO EL EMPACADOR.

ENTRADAS (ROJO)

TP:

{E6} ; {C6} ; {E6}

{G6}

{H6}

{Y6}

Diámetro Tp (pg)

Peso Tp (lb/pie³)

Inicio tramo Tp (m)

Fin tramo Tp (m)

ESPACIO ANULAR:

{N6} , {O6} ; {W6}

{S6}

{T6} ; {U6} ; {W6}

{Y6}

{Z6}

{N16} ; {O16} ; {Q16}

{S16}

{Y16}

{Z16}

Diámetro TR (pg)

Peso TR (lb/pie³)

Diámetro Tp (pg)

Prof. Inicial del tramo (m)

Prof. Final del tramo (m)

Diámetro TR B.E. (pg)

Peso TR B.E. (lb/pie³)

Prof. Empacador (m)

Prof. Inicio int. Prod. (m)

SALIDAS (AZUL)

TP:

{F6}=SI (E6<>" ; SI (E6<>" ; B6+C6/E6 ; B6) ; ""

{J6}=SI (I6<>" ; (3.14159/4) * ((0.0254*F6)^2-0.000241995*G6) * (I6-H6) ; ""

{J17}=SI (J6<>" ; SUMA(J6:J16) ; ""

Diámetro Tp (pg)

Capacidad Tp. (m³)Suma cap. Tp. (m³)

ESPACIO ANULAR:

{R6}=SI (N6<>" ; SI (Q6<>" ; N6+O6/Q6 ; N6) ; ""

{X6}=SI (T6<>" ; SI (W6<>" ; T6+U6/W6 ; T6) ; ""

{AA6}=SI (Z6<>" ; (3.14159/4) * ((0.0254*R6)^2-0.000241995*S6) * (Z6-Y6) ; ""

{AP6}=SI (Z6<>" ; (0.0254*X6)^2*3.14159/4 * (Z6-Y6) ; ""

{AC6}=SI (AA6<>" ; AA6-AP6 ; ""

{AA16}=SI (Z16<>" ; (3.14159/4) * ((0.0254*R16)^2-0.000241995*S16) * (Z16-Y16) ; ""

{AC17}=SI (AC6<>" ; SI (AA16<>" ; SUMA(AC6:AC15) ; ""

{R16}=SI (N16<>" ; SI (Q16<>" ; N16+O16/Q16 ; N16) ; ""

{I21}=SI (AA16<>" ; 0 ; AA16 ; ""

{I22}=SUMA(I19:I21)

{I24}=SI (I22=0 ; "" ; I22)

Diámetro TR. (pg)

Diámetro Tp. (pg)

Capacidad TR (m³)Volumen Tp. (m³)Capacidad E. Anular (m³)Volumen B.E. (m³)Suma cap. E. Anular (m³)

Diám. TR B.E. (pg)

Volumen B.E. (m³)

Celda de control (oculta)

Suma total (m³)

B.E. BAJO EMPACADOR

```

*****
*****
*****
*****          PROGRAMA PARA CALCULAR LA          *****
*****          PERDIDA DE ESPESOR EMPLEANDO      *****
*****          CUADRATURA DEL RECTANGULO        *****
*****
*****
DO
  CLS : COLOR 15, 1: PRINT STRING$(2000, 32)
  LOCATE 3, 1
  INPUT " " CUANTOS PARES DE PUNTOS (N>1):"; N
  IF N < 2 THEN
    LOCATE 12, 29: PRINT "N DEBE SER MAYOR QUE 1"
    COLOR 14, 4
    LOCATE 23, 42: PRINT "OPRIMA CUALQUIER TECLA PARA CONTINUAR"
    COLOR 15, 1: DO: CAR$ = INKEY$: LOOP UNTIL CAR$ <> " "
  END IF
  LOOP WHILE N < 2
  DIM X(N), Y(N), M(N), B(N), F(N)
  LOCATE 5, 1
  PRINT : PRINT "INTRODUZCA LOS PUNTOS:"
  FOR I = 1 TO N
    COLOR 14, 1
    PRINT I; " $ PAR: "
    COLOR 15, 1
    INPUT "t(días)="; X(I)
    INPUT "Vc(mpa)="; Y(I)
    PRINT
  NEXT I
  CLS
  S = 0
  FOR I = 1 TO N - 1
    M(I) = (Y(I + 1) - Y(I)) / (X(I + 1) - X(I))
    B(I) = Y(I) - M(I) * X(I)
    F(I) = M(I) * (X(I + 1) + X(I)) / 2 + B(I)
    A(I) = (X(I + 1) - X(I)) * F(I)
    S = S + A(I)
  NEXT I
  VC = S / 365
  TP = X(N) - X(1)
  VCP = VC * 365 / TP
  CLS
  COLOR 15, 1: PRINT STRING$(2000, 32)
  LOCATE 5, 18: PRINT "===== "
  LOCATE 6, 20
  PRINT "R E S U L T A D O S   D E L   P R O G R A M A"

```

```
LOCATE 7, 18: PRINT "=====  
LOCATE 11, 20:  
PRINT "Perdida de espesor ="; VC; "(mp)"  
LOCATE 12, 20: PRINT "Intervalo de tiempo considerado ="; TP; "(dias)"  
LOCATE 13, 20: PRINT "Ritmo de corrosi3n promedio ="; VCP; "(mpa)"
```