CONTROL DE CORROSION EN EL TRAPIAL

A. Zubillaga, V. Sáenz, G. Henderson
ChevronTexaco

Introducción

El yacimiento ET (El Trapial) se encuentra ubicado en la cuenca Neuquina al norte de la provincia de Neuquén, a unos 40 km de la ciudad de Rincón de los Sauces. Fue descubierto en junio de 1991.

La producción es de 10000 m^3/día de petróleo seco más 36000 m^3/día de agua.

En este trabajo se exponen los tipos de corrosión, los agentes que lo provocan y la metodología empleada para controlar y monitorear la corrosión, para realizar una operación, segura, confiable y económica en el Yacimiento El Trapial

Características de yacimiento

Con 275 pozos productores, el yacimiento produce 10000 m^3/día de petróleo con 36.000 m^3/día de agua. Se inyectan 46200 m^3/día de agua en 193 pozos inyectores. La profundidad típica del yacimiento es de 1200 m. La presión de inyección de boca de pozo es de 700-800 psig. El petróleo producido es de API 37° oil.

La producción proviene de niveles arenosos del Miembro Troncoso Inferior, de arenas de la formación Agrio Superior y Avilé. La porosidad es principalmente de origen secundario, resultado de la disolución diagenética del cemento.

El gas de producción contiene más de 75 % de CO_2 (dióxido de carbono).

En el proyecto de recuperación secundaria, para el mantenimiento de la presión del reservorio se inyectan 2 tipos de aguas: agua del Grupo Neuquén (extraída de pozos productores de agua de una formación intermedia) y agua de producción (proveniente de los pozos de petróleo y separada en baterías y Planta de tratamiento de crudo).

Control de Corrosión:

1- Teoría de la corrosión

Definimos a la corrosión como la interacción de los metales existentes con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.
Como fenómeno electroquímico se identifican y se estudian la corriente entre una fuerza impulsora (diferencia de potencial) y un circuito eléctrico componentes de celdas de corrosión con sus correspondientes ánodos, cátodos, electrolitos y conductores electrónicos.

2- Tipos de corrosión en un campo petrolero

- <u>Corrosión por gases disueltos (CO_2, O_2, H_2S):</u>

El dióxido de carbono es un gas ionizable que forma ácido carbónico débil cuando se disuelve en agua. Es responsable también de la disolución de la piedra caliza de la roca del yacimiento, lo que aumenta la dureza y la alcalinidad. La corrosión por CO_2 es influenciada por las condiciones particulares de cada medio: temperatura, presión parcial de CO_2 y presencia de H_2S.

El oxígeno disuelto rara vez está presente en los fluidos producidos , debido que el sistema es cerrado, a menos que sea arrastrado por infiltración. También es responsable de la creación de agentes taponantes por la oxidación del hierro ferroso y del sulfuro de hidrógeno.

El H_2S (sulfuro de Hidrógeno) reacciona con el acero generando H el cual penetra en el acero alojándose preferentemente en zonas con tensiones de tracción y fragilizándolo. El H_2S en contacto con oxígeno disuelto puede producir azufre elemental que también es un serio agente taponador.

- Corrosión microbiológica:

Los hidrocarburos que forman el petróleo se puede degradar por los microorganismos bajo condiciones aeróbicas, pero no se pueden romper fácilmente bajo condiciones anaeróbicas.. Las altas temperaturas y presiones en muchos de los depósitos de petróleo también tenderán a limitar el crecimiento microbiológico.
En cuanto se produce el petróleo a la superficie, las condiciones se vuelven idóneas para el crecimiento de los microorganismos, con la reducción en la temperatura y presión. En estos casos el ingreso del oxígeno, estimula la corrosión metálica, y ayuda a aumentar el crecimiento micróbico. Estos microorganismos pueden ocasionar corrosión y/ taponamientos en los tanques para el almacenamiento de petróleo y agua, alrededor de los punzados del pozo y en la tubería de los pozos de producción de petróleo, en los fosos para el almacenamiento de petróleo y separadores API, en las líneas de flujo de petróleo donde el agua se puede separar para afuera en el área de flujo bajo.

Las especies principales de bacterias encontradas en los sistemas de producción de petróleo son:
Bacterias aeróbicas, Bacterias fototrópicas y Bacterias anaeróbicas: entre ellas las BRS (bacterias sulfato reductoras).
Dentro de las sulfatorreductoras, se encuentran las Desulfovibrio que reducen los sulfatos a sulfuros. Generan corrosión caracterizada por la presencia de sulfuro de hierro, picaduras profundas y la formación de tubérculos. Generan ácidos orgánicos que inician o aceleran la corrosión bajo depósito de la superficie metálica. El metal se endurece y se torna frágil. Producen enzimas (hidrogenasa) que aumentan la tasa de corrosión ya que favorecen despolarización catódica. Oxidan el hierro soluble en el agua, causando su precipitación y formando depósitos (tubérculos) que aceleran la corrosión por formación de celdas de hidrógeno. Este proceso ocurre bajo condiciones anaeróbicas y ocurrir fácilmente en muchos yacimientos de baja temperatura del campo de petróleo.

- Corrosión galvánica:

Se produce al conectar dos metales distintos. Esto ocasiona una pérdida del metal en el metal que tenga menor resistencia electroquímica. La velocidad de corrosión va a estar determinada por la diferencia de potencial eléctrico que exista entre los metales unidos.

También se puede presentar entre dos fases diferentes de una misma aleación (ringworm corrosion) o incluso entre 2 zonas contiguas de aleación.

- Corrosión por suelos:

Se designa químicamente a los procesos de degradación que son observados en estructuras enterradas. La intensidad dependerá de varios factores tales como el contenido de sales, arcillas, humedad, composición química, pH del suelo, etc. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la **resistividad eléctrica** del suelo como índice de su agresividad. La corrosión se genera por las diferencias de potencial entre el acero de las cañerías y el terreno generando una celda de corrosión.

- Corrosión por atmósferas agresivas:

Se produce cuando existen enfriamientos o calentamiento dentro del proceso. Parte de los gases disueltos en el fluido producido se desprenden de la masa líquida. Se producen fenómenos de condensación. Y los gases separados se disuelven en esas gotas de agua generando ácidos que provocan corrosión.

- Corrosión - erosión:

Es el producto de la erosión sobre las instalaciones. Se produce cuando los fluidos tienen sólidos abrasivos, altas velocidades, o en lugares con grandes disminuciones de diámetro. El principal efecto es provocar la remoción de películas protectoras presentes en la superficie metálica y hacer que el material sea más susceptible a la acción del medio corrosivo.

- Corrosión bajo depósito:

Un deficiente control de depósitos (sedimento o incrustación) puede originar consecuencias de largo alcance. Los sedimentos son menos adherentes que las incrustaciones. Las incrustaciones por su origen, normalmente son más duras, y pueden llegar prácticamente a obstruir el conducto además de producir corrosión por picaduras (pitting). La corrosión en este caso se acelera por la formación de celdas diferenciales de oxígeno. Se origina un ciclo de corrosión continua. El metal perdido por el proceso corrosivo forma depósitos adicionales, los cuales, a su vez, crean nueva celdas de aireación diferencial, siendo el resultado final, más corrosión. Frecuentemente, el ciclo conduce a una falla rápida del metal, a pesar de que se este aplicando un inhibidor de corrosión. Por lo tanto es esencial mantener limpio el sistema. Las áreas de bajo flujo son particularmente susceptibles a esta forma de corrosión.

3- Tipos de agua de inyección en El Trapial

a) Agua de Producción: Es el agua proveniente de los pozos de petróleo que pasa por las baterías y FWKO (free water). Es acondicionada en 2 PTAs (plantas de tratamiento de agua), a fin de obtenerla con la calidad necesaria para ser inyectada.
La producción de los pozos productores de petróleo con % de agua superior a 80, ingresan a un manifold en la batería, pasan por un separador trifásico y el agua va a un tanque. Luego es inyectada al reservorio. Este sistema es llamado LTW (Light Treated Water).

b) Agua de WW (Water Wells): los WW son pozos productores de agua de baja salinidad. Se extrae agua de la formación GN (Grupo Neuquén), que se encuentra aproximadamente a 600 m.

Se monitorea la calidad del agua de inyección en los pozos, en LTWs y en PTAs, para asegurar una buena inyección. Se previene el crecimiento bacteriano, la formación de incrustaciones, se controla el contenido de hidrocarburos, de sólidos totales disueltos, la cantidad de O_2 y de H_2S disuelto.
En la Tabla 1 se pueden ver las especificaciones requeridas como agua apta para inyectar y en la Tabla 2 se muestra la composición química de los tipos de agua.

4- Tendencia Corrosiva/Incrustante del Agua utilizada en El Trapial

Se utilizan simulaciones del programa de reservorios, análisis fisicoquímicas del agua, experiencias de las intervenciones y el índice de ODDO para determinar la tendencia del agua cuando se mezclan el agua inyectada por recuperación secundaria con el agua del pozo productor en producción.

- SI $CaCO_3$ (Índice de saturación de ODDO) (ver figura 1)

SI	>	0,4	Agua con tendencia incrustante
- 0,4	< SI	< 0,4	Agua con tendencia neutra
SI	<	- 0,4	Agua con tendencia corrosiva

Más de 3 mils/yr se considera corrosivo

Se realizó un mapa de agua (Figura 2) donde la zona verde representa los pozos con agua con tendencia corrosiva, y la zona rosa representa los pozos con tendencia incrustante. Este mapa se actualiza periódicamente.

5- Problemas más comunes en El Trapial:

5.1. Incrustaciones: Predominantemente de carbonato de calcio.
5.2. Corrosión debido a la presencia de CO_2.
5.3. Corrosión y taponamiento por Bacterias sulfatorreductoras.

5.1)- Incrustaciones

Estas juegan un papel importante ya que pueden originar corrosión bajo depósito.
Estos depósitos inorgánicos duros son producidos por la desestabilización de alguno de los componentes que posee el agua de producción y/o inyección formando carbonato de calcio.
Son generadas por desprendimiento de CO_2 debido a la reducción de presión, o a un aumento del pH, o a la disminución de la solubilidad con el aumento de la temperatura o con un aumento de la turbulencia. Se ven afectadas por la salinidad.

En El Trapial coexisten los tres mecanismos de formación de incrustaciones:

- Sobresaturación: se produce ya que el agua de producción es sobresaturada.
- Nucleación: Se forman los primeros cristales y se unen entre sí creando racimos
- Precipitación y adherencia: los cristales encuentran condiciones adecuadas para depositarse, como zonas de bajas velocidades, rugosas, o con otros depósitos.

Las incrustaciones ocasionan los siguientes problemas:

- Taponamiento de formación.
- Disminución de producción.
- Taponamientos en líneas.
- Mayor frecuencia de pullings e intervenciones en pozos
- Aumento de costos de energía de calentamiento.
- Corrosión bajo depósito.
- Aumento de costo de energía de bombeo.
- Dificultades en la medición de caudal.
- Ambientales y de seguridad.

5.2)- Corrosión por CO_2

Cuando el CO_2 se disuelve en agua forma ácido carbónico, disminuye el pH, y se incrementa la corrosividad del agua. Es también llamada corrosión dulce.

$$CO_2 + H_2O \longrightarrow H^+ + HCO_3^- \longrightarrow 2\,H^+ + CO_3^{\,2-}$$

$$2\,H^+ + CO_3^{2-} + Fe \longrightarrow FeCO_3 + 2\,H^+ + 2\,e^-$$

La solubilidad del CO_2 en el electrolito es una función de la presión parcial de CO_2. A menor pH, mayor corrosividad. La presencia del sulfuro de hidrógeno u oxígeno incrementa la corrosividad del CO_2.

5.3)- Corrosión por bacterias

En El Trapial, el H_2S presente en los pozos productores de petróleo, se debe a bacterias sulfatorreductoras presentes en el reservorio. El agriamiento se inició con la inyección de agua de baja salinidad (water wells) en el proyecto de recuperación secundaria.

Las bacterias forman colonias en la superficie metálica y desarrollan celdas de concentración. Estas celdas son anódicas para las secciones restantes de la cañería y por lo tanto se formarán pittings y crecerán debajo de cada colonia.
De las BSR, el género más común es el Desulfovibrio, que activa el hidrógeno catódico al oxidarlo (o los átomos de hidrógeno) a los iones de hidrógeno. Cuando la oxidación del hidrógeno ocurre en presencia de los iones de sulfato, el efecto neto es el de producir sulfuro libre:

$$8\,H^\circ \longrightarrow 8\,H^+ + 8\,e^-$$
$$8\,H^+ + 8\,e^- + SO_4^{2-} \longrightarrow S^{2-} + 4\,H_2O$$

El sulfuro libre producido se puede combinar con el Fe^{2+} anódico para formar FeS o reaccionar con el H+ adicional para formar H_2S. La ecuación equilibrada para la producción del FeS de la BSR se escribe de esta forma:

$$2\,H^+ + 4\,Fe + SO_4^{2-} + 2\,H_2O \longrightarrow FeS + 3\,Fe(OH)_2$$
$$SO_4^{2-} + 2H^+ \longrightarrow H_2S$$

6- Soluciones para controlar la corrosión.

6.1- Selección apropiada de materiales:

Los problemas de corrosión son minimizados con materiales especiales, tanto en acueductos, boca de pozo, líneas de conducción, e instalaciones en fondo de pozo. Estos materiales son:

- Líneas de conducción de pozos a batería, de ERFV (fibra de vidrio reforzada con epoxi), o de acero al carbono revestidos interiormente con coatings.
- Puente en boca de pozos productores con tendencia corrosiva, de acero inoxidable 316,
- Tubings de fibra de vidrio en pozos inyectores,
- Tubings J-55 normalizados, revestidos interiormente con coatings o linings, en pozos productores de oil y agua,
- Bombas de extracción de materiales especiales, resistentes a la corrosión (acero inox),
- Cuplas spray-metal, varillas de bombeo 4142 grado D (más inhibidores de corrosión).
- Pácker con recubrimiento niquelado en pozos inyectores.

- Tanques y recipientes con revestimiento interior de epoxi fenólico- bituminoso.
- Oleoducto interno y acueductos de ERFV.

6.2- Recubrimientos

Coatings y Linings son dos alternativas para prevenir la corrosión en el metal de las instalaciones de fondo de pozo y líneas de conducción. Forman una barrera entre el metal y los agentes corrosivos que lo rodean,
Los COATINGS son recubrimientos líquidos o en polvo, aplicados al diámetro interno del tubular, con un espesor de película seca de 5 a 30 mils (125 a 750 micrones). Los LININGS físicamente están insertos en los tubings. Tienen una barrera contra la corrosión de mayor espesor que los coatings.

Los recubrimientos actualmente en uso en El Trapial son:
Coatings: Se utilizan en tubings en pozos productores, en líneas de conducción y en colectores de las baterías. Estos recubrimientos son de epoxi-fenólicos modificados, novolac, y/o resinas de epoxi con partículas cerámicas.
Las resinas fenólicas están formadas por la reacción del fenol con el formaldehído. La resina epoxi más común, está formada por la reacción entre epiclorhidrina y bisfenol A. Los fenólicos modificados superan la fragilidad de los fenólicos debido a que el gas no puede escapar lo suficientemente rápido del Coating. La adición del epoxi reduce la tendencia al ampollamiento del coating. La adición de cresol-novolac al epoxi, le da mejor resistencia química y flexibilidad.

PP (polipropileno)/ Polietileno: Se los utiliza en cañerías enterradas. Este recubrimiento externo es tricapa: una primera capa de epoxi (barrera contra la corrosión), una 2° capa de adhesivo y la 3° de PP (le otorga la resistencia mecánica). Debido a la alta permeación al gas no son utilizados en pozos productores.

Linings: Se utilizan linings de fibra de vidrio en pozos inyectores y en pozos productores que no utilicen AIB (aparato individual de bombeo). Los tubings con estos linings se fabrican insertando un liner de fibra de vidrio de un epoxi curado con una amina aromática dentro del tubo de acero y luego rellenando el espacio anular con lechada de cemento. El liner resultante posee un espesor de 60 a 80 mils, que resiste químicamente hasta una temperatura de 350°F. Son una buena alternativa para recuperar tubings usados.
Se han experimentado colapsos del lining en recubrimientos con PP, debido a la permeación de gases y descompresión de los mismos en pozos productores de oil.

En tanques y recipientes se utilizan recubrimientos de epoxi fenólicos y/o bituminoso en el interior y pinturas poliuretánicas en el exterior de los mismos.

Las Compañías de revestimiento son auditadas bajo normas Chevron, basadas en Standards NACE (National Asociation Corrosion Engineers) RP0191-96 que establece los mínimos requerimientos de la aplicación de coatings. Se evalúa el grado de confiabilidad de las recomendaciones estándares. Los puntos más importantes son: Preparación de superficie, aplicación de Coating y control de calidad.

6.3- Protección catódica

La PC (Protección Catódica) es un método electroquímico, que fuerza la corriente de una fuente externa sobre toda la superficie de la estructura a proteger. Mientras que la cantidad de corriente que fluye, sea ajustada apropiadamente venciendo la corriente de corrosión y, descargándose desde

todas las áreas anódicas, existirá un flujo neto de corriente sobre la superficie, llegando a ser toda la superficie un cátodo.

En El Trapial las instalaciones de baterías, PTC (Planta de Tratamiento de crudo), oleoducto y gasoductos están protegidas con Protección catódica por CI (corriente impresa), con dispersores en profundidad. Los tanques y recipientes se protegen en su interior con recubrimientos y protección catódica con ánodos galvánicos.

En los sistemas de PC por Corriente impresa el mecanismo consiste en polarizar el cátodo, llevándolo mediante el empleo de una corriente externa, más allá del potencial de corrosión, hasta alcanzar por lo menos el potencial del ánodo en circuito abierto, adquiriendo ambos el mismo potencial eliminándose la corrosión del sitio (polarización catódica).
La PC por ánodo galvánico utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.. Los ánodos galvánicos que se utilizan son: Magnesio, Zinc, Aluminio.

Se utiliza el criterio de potencial mínimo para comprobar que una estructura está exenta de riesgo de corrosión. Es el potencial mínimo que debe existir entre la estructura y el terreno, medición que se realiza con un electrodo de referencia. El potencial es de -850 mV respecto al $Cu/CuSO_4$ como mínimo y se recomienda un máximo potencial de protección que puede estar entre los -1200 mV a -1300 mV, sin permitir valores más negativos, puesto que se corre el riesgo de sobre protección, que afecta de sobre manera al recubrimiento de la pintura, ya que hay riesgos de reacción catódica de reducción de hidrógeno gaseoso que se manifiesta como un ampollamiento en la pintura. Estos criterios son recomendados por RP 0169-92 de NACE.

6.4- Tratamientos químicos.

Se utilizan productos químicos para prevenir la corrosión, las emulsiones, parafinas y las incrustaciones. La efectividad de los tratamientos se basa en la adecuada selección del producto, del agregado periódico en el sistema y de los parámetros operativos actuales.

El crecimiento bacteriano se controla con un tratamiento de bactericidas glutaraldehído/ amonio cuaternario, en forma continua en pozos productores de agua (de baja salinidad). Se necesitan dos bactericidas a base alternante para poder prevenir la adaptación bacterial al producto químico.
Además se agrega glutaraldehído en forma continua en baterías, en las PTAs y LTWs. Este producto es muy eficaz contra las BRS, especialmente en aguas que contienen altos niveles de cloruros, carbonatos y grandes cantidades de sólidos y petróleos.
El sistema tiene instalado biocuponeras. El monitoreo, seguimiento y optimización del tratamiento se realiza mediante la siembra de bacterias sésiles en WW y PTAs, y de planctónicas en pozos inyectores y a la salida de tanques en las baterías, y LTWs.

La formación de incrustaciones en ET se previene con el agregado de inhibidores de incrustaciones base fosfonatos, en forma continua. Se dosifica en las plantas de tratamiento de agua, en las LTWs, en los colectores de las baterías, y en el fondo de pozo por capilares de acero inoxidable 316, donde la punta del mismo es colocado en el centralizador de la bomba electrosumergible. Figuras N° 3, 4 y 5. Cuando se comenzaron a colocar capilares las intervenciones por $CaCO_3$ disminuyeron drásticamente, con los consecuentes menores costos de reparación de BES en talleres, aumento de la vida útil de las BES y menores costos de pullings. Figura N° 6.

En pozos con AIB (aparato individual de bombeo) se dosifica inhibidor de corrosión soluble en HC (hidrocarburos) y dispersable en agua, por entrecolumna.

En oleoducto se dosifica un producto dual inhibidor de corrosión/ bactericida. El inhibidor es soluble en agua y dispersable en HC.

6.5- Limpieza de ductos.

Se utilizan scrappers de copas cónicas de uretano en oleoducto de acero al carbono, para remover depósitos y para optimizar el rendimiento del producto químico que se dosifica. Este scrapper se corre 2 veces por semana en invierno y 1 vez por semana en verano.

Se efectúan corridas con smart pig cada 2 años. El mismo nos da un mapa de defectos que permiten conocer la ubicación y magnitud de los defectos por corrosión internos y externos. Permite evaluar el tratamiento actual y tomar medidas correctivas. Con la información se tomaron medidas preventivas y se pudieron obtener datos de la evolución de los defectos.

Se verificaron las zonas de bajo espesor con medición puntuales de espesores por ultrasonido y se realizaron refuerzos en los puntos más comprometidos, con grampas especiales.

6.6- Perfiles de corrosión.

Debido a que el reemplazo de tubings no significa una solución global contra la corrosión en los pozos, se evaluó el estado de los casings mediante perfiles de corrosión.

Los vertilogs o perfiles de corrosión dan una idea del estado del casing; proporcionan datos de corrosión generalizada y de pittings aislados tanto interior como exterior.

Se corrieron perfiles de corrosión en 10 pozos, y se encontró que la mayoría de los defectos se encuentran en Grupo Neuquén y Rayoso y asociados a corrosión externa. Estas zonas no estaban cementadas.

A raíz de estos resultados es que actualmente se cementa Rayoso con lechadas removedoras de cemento.

A los pozos con pittings con pérdida de material > 50 %, se les hizo prueba de hermeticidad determinándose una buena integridad remanente en el casing.

7- Estudios, Monitoreo y Seguimiento

- Análisis químicos del agua y compatibilidad entre distintos tipos de agua. Medición de parámetros físicos en boca de pozo, en forma frecuente.
- Selección y optimización permanente de dosificaciones de productos químicos: bactericidas, inhibidores de corrosión e incrustaciones, desemulsionantes, floculantes, secuestrantes de sulfuros y H_2S.
- Actualización anual del Mapa de agua con zonas corrosivas e incrustantes.
- Medición semanal de residuales de fosfonatos y siembra de bacterias.
- Monitoreo diario de la calidad del agua de inyección.
- Cupones para bacterias, incrustaciones y corrosión.
- Actualización anual de mapa de H_2S.

- Medición anual de espesores con ultrasonido, para determinar el estado actual de las instalaciones. Análisis de criticidad de instalaciones.
- Análisis, identificación y selección de materiales en forma continua.
- Programa anual integral de cambio de líneas y puentes para pozos críticos.
- Cambio de cañerías e instalaciones con defectos por corrosión, por acero revestido interior, acero inox y ERFV.
- Perfiles de corrosión de casings en pozos comprometidos.
- Auditorías internas corporativas una vez cada dos años.
- Programa anual de apertura de TKs (tanques) que contienen agua en su operación, con el fin de reemplazar la masa anódica de protección catódica debido a bajos valores de potenciales registrados, reparar y pintar cuando sea necesario. Se utilizan Normas TAM-MS-5018. "Inspection of above ground storage tanks per API 653", para la inspección de TKs.

Para poder describir en forma integral la identificación, control y monitoreo de los problemas de incrustaciones y corrosión en el yacimiento, la Tabla 2 ayuda a visualizar dicha descripción.

Las acciones que se tomaron y los resultados para mejorar el control de corrosión se pueden resumir de la siguiente manera,

- Pozos: La inyección de inhibición de incrustaciones por capilar, aumentó la vida util de las BES, menores costos de pulling por bajar el índice de intervenciones y disminución de downtime, la Figura 6 muestra un gráfico del número de pullings realizados a las BES por incrustaciones de $CaCO_3$. La Figura 8, ilustra un perfil de valor actual avalando las inversiones de la instalación de capilares en los cables de potencia de las BES.

  Por su parte, la inclusión de tubings con revestimiento interior, mejoró el índice de intervenciones de pulling como se puede ver en la Figura 7.

- Puentes de producción, líneas de conducción e instalaciones: La figura 9 muestra la cantidad de eventos ocurridos entre los años 2001 y marzo 2003. Desde mediados del 2001, se comenzó con el plan descripto en la Tabla 3.

Conclusiones

- Hasta diciembre de 1997, se esperaba a un evento o falla para determinar el plan de acción. Posteriormente se cambió la política para actuar en forma preventiva.
- Las intervenciones por carbonato de calcio disminuyeron drásticamente debido al agregado de inhibidor de incrustaciones en forma continua por capilares en fondo de pozo.
- Aunque el yacimiento tiene un medio sumamente agresivo y con gran variación de contenido de sales y CO_2, se ha logrado una metodología organizada para controlar los efectos de la corrosión.
- Se redujo considerablemente la corrosión por bacterias con un tratamiento en forma continua con productos químicos.

- No se realiza inhibición de la corrosión en pozos (excepto en pozos con bombeo mecánico) sino que se recurre al uso de materiales apropiados, no corroíbles, lo que ha disminuído sustancialmente los eventos por corrosión.
- Se controla la corrosión interior en tanques y recipientes, con aperturas periódicas y recubrimientos y, con el complemento de la protección catódica.
- En ductos enterrados se aplican revestimientos externos, la tubería se aísla eléctricamente de otras estructuras metálicas, se instala un sistema adecuado de protección catódica y se agrega inhibidor de corrosión.
- La medición de espesores por ultrasonido a líneas, y recipientes, nos ha permitido visualizar cuáles son las instalaciones y fittings más comprometidos, establecer un orden de prioridades de cambios y prevenir eventos, derrames y/o pérdidas de producción.
- Existe un fuerte compromiso corporativo por la seguridad y medio ambiente siendo el control de la corrosión una llave importante en el cumplimiento de dicho compromiso.

Bibliografía

- Patton, Charles. C. Oilfield Water Systems. Campbell Petroleum Series, 1977.
- Montan, Mars G. Corrosion Engineering, 3rd Edition. McGraw- Hill.
- "Properties and Selection: Irons and steels" Metal Handbook, Volume 3.ASM.
- "Introducción a la Corrosión Microbiológica". Héctor Videla, R. Saslvarezza. 1984.
- Dillon, C.P. Corrosion Control in the Chemical Process Industries, Mc Graw-Hill, 1986.
- "Designing for Corrosion Control". Developed by James F. Jenkins. NACE International, 1990.
- "Protective Coatings and Linings". Course 1. NACE International.
- "Corrosion Prevention by Protective coatings. Charles Munger. Louis Vincent, PhD, NACE, 2nd Edition, 1999.

Tablas y gráficos.

Tabla 1: especificaciones de calidad de agua de inyección.

Especificaciones	Plantas de agua	LTW
Hidrocarburos (a la salida del TK)	< 10 ppm	< 50 ppm
Sólidos totales taponantes	< 5 g/m^3 en memb 3 µ y < 5 g/m^3 en 8 µ	< 10 g/m^3 en memb de 3 µ
Colonias de BSR sésiles	< 100 col/ml	< 100 col/ml
Cantidad de oxígeno	< 20 ppb	
Residual de bisulfito de amonio (en boca de pozo de inyectores)	> 3 ppm	> 3 ppm
Residual de fosfonatos (en boca de pozo de inyectores)	> 3 ppm	> 3 ppm
Cantidad máx. de hierro en solución	≤ valor de entrada de agua a tratar	≤ valor de entrada de agua a tratar
Cantidad máx. de calcio	≤ 10 % del valor de entrada	≤ 10 % del valor de entrada

Tabla 2: Análisis químico del agua.

	pH	Alkalinidad (mg/l)	HCO_3^- (mg/l)	D. Cálcica (mg/l)	Ca^{++} (mg/l)	D. Total (mg/l)	Mg^{++} (mg/l)	Fe Total (mg/l)	$SO_4^=$ (mg/l)	NaCl (mg/l)	Cl^- (mg/l)	Na^+ (mg/l)
LTW	6,80	1900	2318	900	360	2800	462	10,0	3700	154440	93720	0
PTA	6,50	1820	2220	2400	960	4600	535	8,1	4400	113830	69076	0
WW	7,16	950	1159	96	38,4	144	12	0,5	450	3218	1953	1739

Tabla 3: Identificación, control y monitoreo de problemas

	Problema	Control	Monitoreo	Periodicidad
Pozos productores e Inyectores	Incrustaciones $CaCO_3$	Inyección de inhibidor de incrustaciones por capilar	Medición de fosfonatos residuales	Semanal
	Corrosión Tubing	Tubing rev interior (petróleo) y Tubing ERFV (inyectores)	Pulling/ estadística de performance de revestimiento	Pulling
	Corrosión casing	Perfiles de corrosión	Pulling / estadística	En función del tiempo de producción o inyección de cada pozo
	Instalación de producción (BES y BM)	Acero inoxidable	Pulling/ estadística	Pulling
	Instalación en pozos inyectores	páckers con recubrimiento niquelado y niples de acero inox	Pulling/ estadística/ análisis de calidad recubrimiento	Pulling
	H_2S	Productos químicos	Siembras de bacterias/ Medición de H2S	Actualización anual de mapa H_2S
	Bacterias	Bactericidas en WW	Siembras de bacterias	Semanal
Puentes y líneas de conducción	Corrosión puente	Puentes de acero inox	Estadísticas	Evento
	Corrosión líneas de cond	ERFV/ acero al carbono rev int	Estadística de roturas	Evento
	Incrustaciones líneas cond	Inyección de inhibidor de incrustaciones	Medición de fosfonatos residuales	Semanal
Instalaciones	Incrustaciones	Inyección de inhibidor de incrustaciones	Medición de fosfonatos residuales / cupones	Semanal/ mensual

	Corrosión tanques y recipientes	Recubrimientos epoxi fenólicos y/o bituminosos (interior) y poliuretánicos (exterior). Ánodos de acrificio.	Medición de espesor ultrasonido / inspección soldaduras/ inspección revestimiento	Apertura cada 2 años.
	Corrosión por suelo	Protección catódica impresa/ revestimientos exterior en líneas	Medición de potencial	Trimestral
	Bacterias	inyección bactericida	siembra bacterias	Semanal
		líneas revestidas interior	medición espesores	Anual
Oleoductos / gasoductos	Corrosión interior	inhibidor de corrosión en oleoducto de entrega. ERFV en oleoducto interno.	monitoreo hierro. Smart pig para detectar defectos	Fe ++ semanal pig cada 2 años.
	Corrosión por suelo	Protección catódica impresa/ revestimientos exterior en líneas	Medición de potencial	trimestral
	depósitos/ parafinas	scrappers	visual	2 veces por semana

Figura 1. Índice de ODDO.

Champion Technologies, Inc., P.O. Box 450499, Houston, TX (281) 431-2561

version 3.7 — **Well and Facility Scale/Corrosion Prediction Model** — for help contact John Oddo

Operator: **Field:** ET-12 (11/06/02) **Well Name:** Example 2

Input Variables		Concentrations in mg/l		Output Variables	Concentrations in mg/l		
Wellhead Temperature (F)	126	Hardness as $CaCO_3$ (Not Required)		Sodium	32258	Hydraulic Diameter (in)	2,0625
Wellhead Pressure (psi)	64	Calcium as Calcium	840	Mg used in Calculations	583	Liquid Velocity (ft/sec)	2,0297
Separator Temperature (F)	95	Barium	0,0	TDS	88428	Liquid Velocity (m/sec)	0,6186
Separator Pressure (psi)	30	Strontium	0	Specific Gravity	1,061	Intake Pump Pressure (psi)	1566
		Iron	8,0	Ionic Strength (M)	1,58	Outtake Pump Pressure (psi)	1841
Bottomhole Temp. (F)	145	Weak Org. Acid Alkalinity as HCO_3		Sandstone Calc. Iron	9,4	Intake Pump Temperature (F)	144
Mid Point of the Perfs.	4329	Total Alkalinity as HCO_3	1976	Water Cut %	92,3		
Press. Gradient (psi/ft.)	0,22	Sulfate	3700,0	Oil Density (gm/cm^3)	0,8448	Bubble Point, if any (psi)	893
Production Tubing ID (in)	2,44	Chloride	49063	Moles Gas/Day	71877	Perforation Temp. (F)	145
Production Tubing OD (in)	2,875	Meas. % CO2 @ 75 F and 14.7 psi[1]		Moles Oil/Day	1560519	Calculated BHSIP (psi)	952
Casing ID (in)	7	Millions of Cubic Ft. of Gas per Day	0,060	Moles Water/Day	22100519	Calculated BHFP (psi)	1619
Annular Flow? Y/N	y	Barrels Oil Produced per Day	222				
Pump Depth (ft), if any	4211	Barrels of Water Produced per Day	2656			$BaSO_4$ Bottomhole Shut-in SI	-1,18
Fluid Temp. - Pump Discharge (F)	145	API Oil Gravity	36	Calc. % CO2 @ SC	74,68	HCO_3 Flowing Bottomhole (mg/l)	1976,0
Shut-in Fluid Level (ft)	650	Gas Gravity	1,257	Calc. % CO2 @ Perfs.	16,35	Bottomhole CO_2 Fugacity Coeff.	0,88
[1] Input not Recommended (See Read Me)		If Hardness Unknown, enter Mg	583			Log of Molar Calcium	-1,6786

Point Description	Calculation Temp. (F)	Calc. Depth (ft)	Calc. Static Pressure	Calc. Flow Press.	Gas Phase Present?	Corrosion mm/yr	SI CaCO3	SI Barite	SI Gypsum	SI Hemi-Hydrate	SI Anhydrite	SI Celestite	pH Calc.
Bottomhole	145	4329	952	1619		5,33	-0,00	-1,21	-0,68	-0,68	-0,43	N/A	5,37
Pump Intake	144	4211	899	1566		5,37	-0,00	-1,21	-0,68	-0,68	-0,44	N/A	5,37
Pump Output	145	4211	899	1841		5,57	-0,02	-1,22	-0,69	-0,70	-0,44	N/A	5,36
	142	3579	614	1556		5,82	-0,03	-1,20	-0,68	-0,68	-0,45	N/A	5,37
	141	3369	519	1461		5,90	-0,03	-1,19	-0,67	-0,67	-0,45	N/A	5,37
	139	2948	330	1271		6,06	-0,03	-1,17	-0,66	-0,66	-0,45	N/A	5,37
	137	2527	140	1082		6,22	-0,04	-1,15	-0,65	-0,65	-0,46	N/A	5,38
	136	2106	-49	893		7,43	-0,12	-1,13	-0,64	-0,63	-0,46	N/A	5,40
	134	1684	-236	705		7,07	-0,11	-1,12	-0,62	-0,62	-0,46	N/A	5,42
	132	1263	-419	523		6,15	-0,09	-1,10	-0,61	-0,61	-0,47	N/A	5,45
	130	842	-593	348		4,83	-0,05	-1,08	-0,60	-0,60	-0,47	N/A	5,51
	128	421	0	188		2,83	0,06	-1,06	-0,59	-0,59	-0,47	N/A	5,63
Wellhead	126	0	0	64		0,22	0,35	-1,05	-0,58	-0,58	-0,48	N/A	5,93
Flowline	70	0	N/A	60		1,11	-0,41	-0,76	-0,51	-0,55	-0,76	N/A	5,78
Choke	65	0	N/A	60		0,99	-0,48	-0,73	-0,50	-0,54	-0,79	N/A	5,76
In Treater	60	0	N/A	60		0,88	-0,56	-0,70	-0,49	-0,53	-0,82	N/A	5,75
Treater	60	0	N/A	55		0,83	-0,53	-0,70	-0,49	-0,53	-0,81	N/A	5,77
Mixing T/P ?	55	0	N/A	40	Y	0,60	-0,49	-0,67	-0,48	-0,52	-0,84	N/A	5,87
	50	0	N/A	40	N	0,42	-0,34	-0,64	-0,47	-0,52	-0,87	N/A	6,07

Más de 3 mils/yr se considera corrosivo

Figura 2: Mapa de agua.

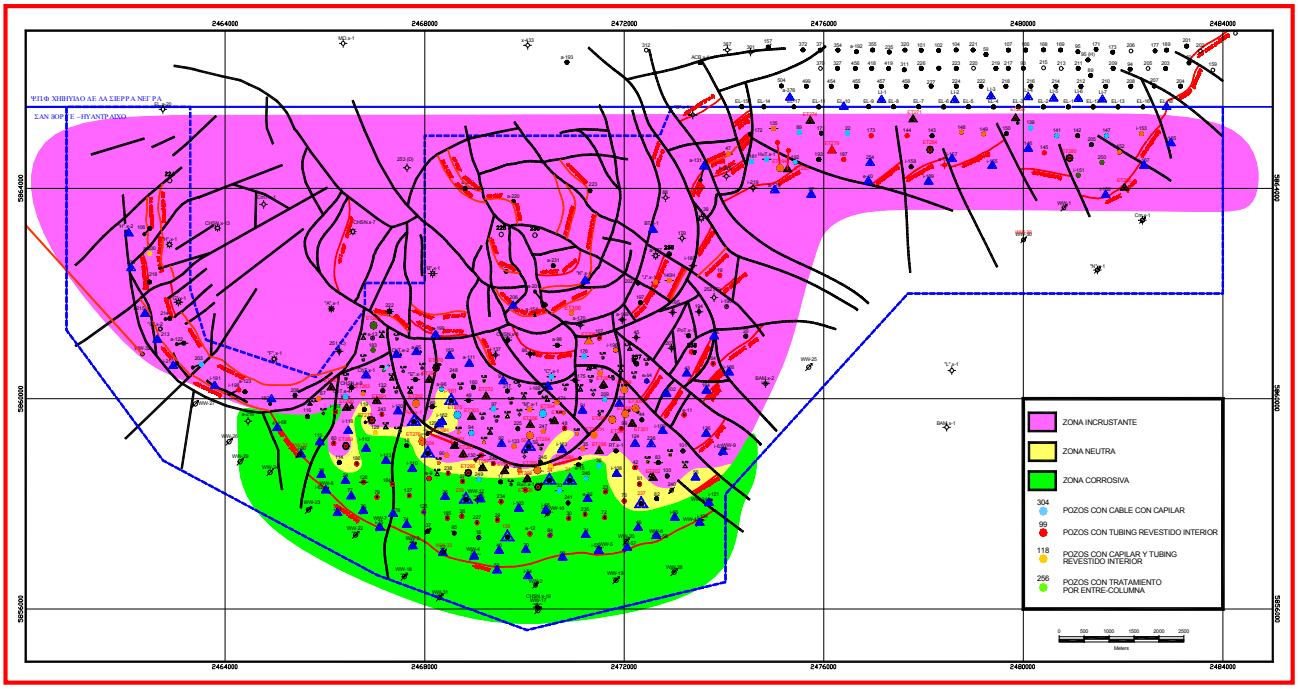


Figura 3: Kit de dosificación de inhibidores de incrustaciones

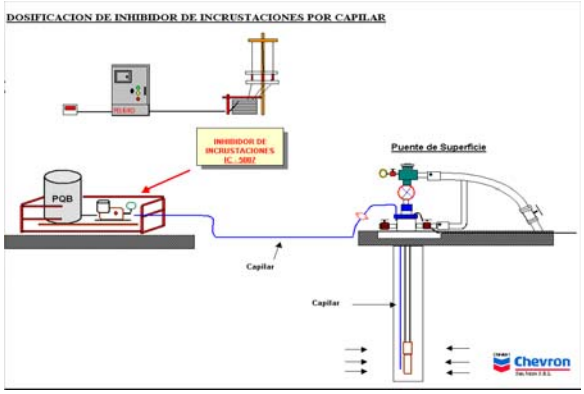


Figura 4: Cable de potencia de BES con capilar de acero inoxidable 316.

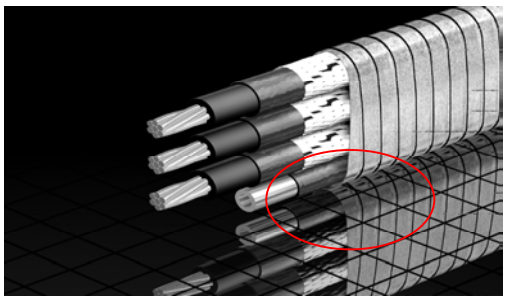


Figura 5: Instalación de un pozo con capilar.

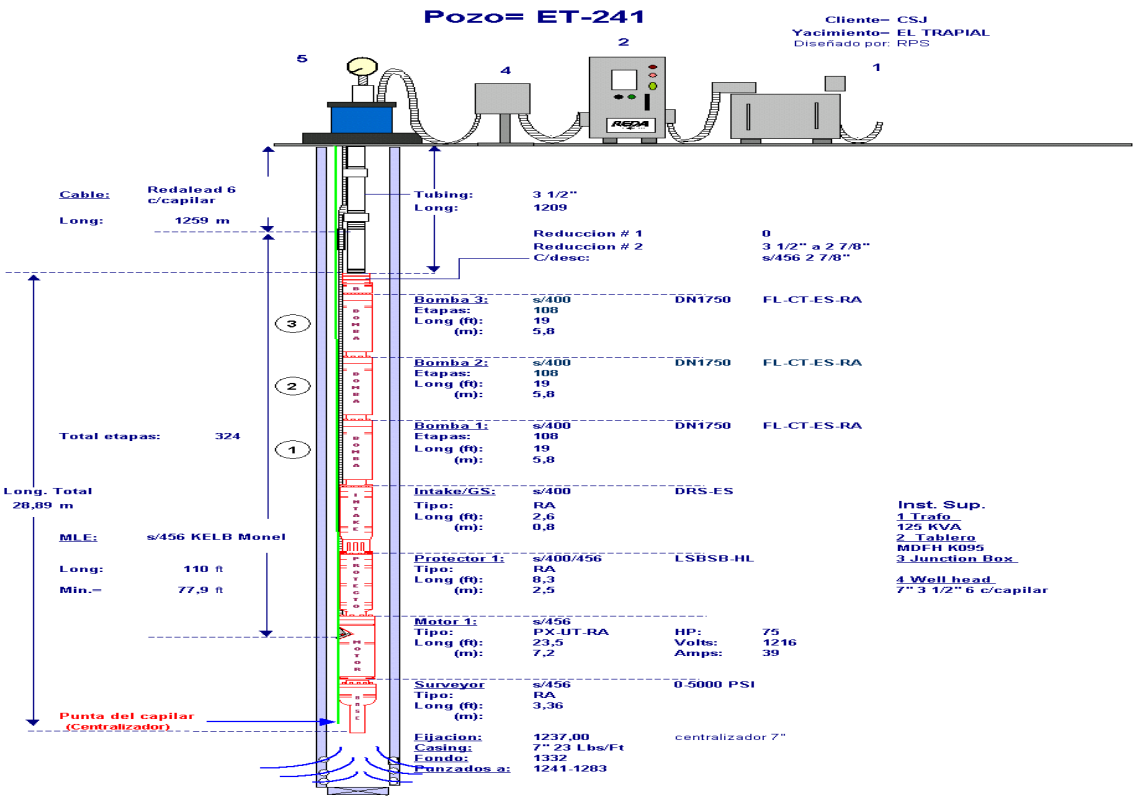


Figura 6: Estadística de intervenciones por incrustaciones.

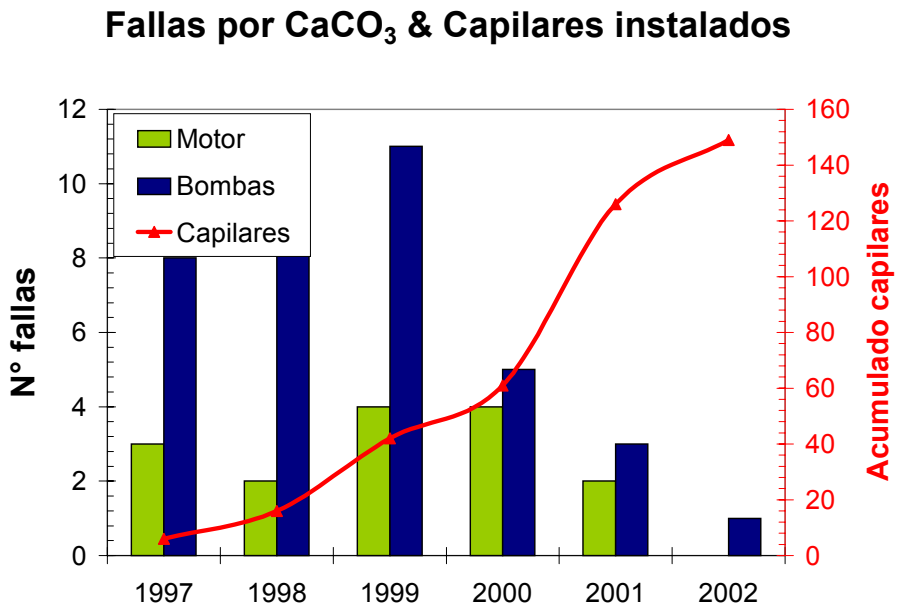


Figura 7: Estadística de pulling por pérdida o evento en tubings

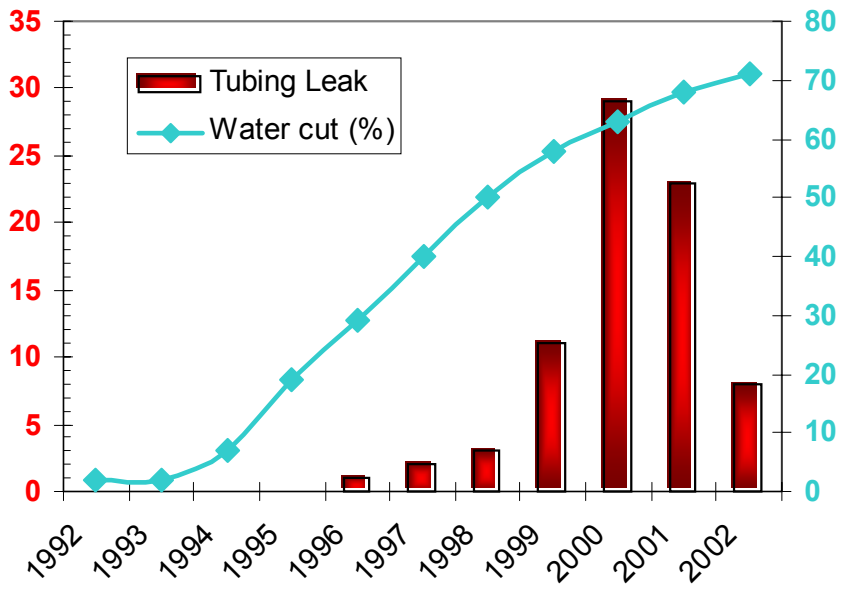


Figura 8: Perfil de valor actual en la utilización de capilares

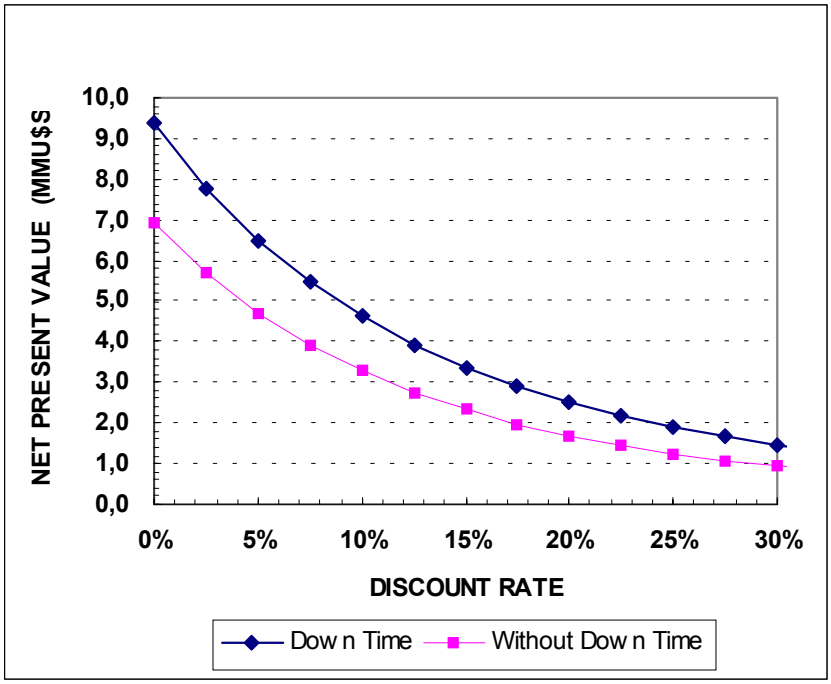
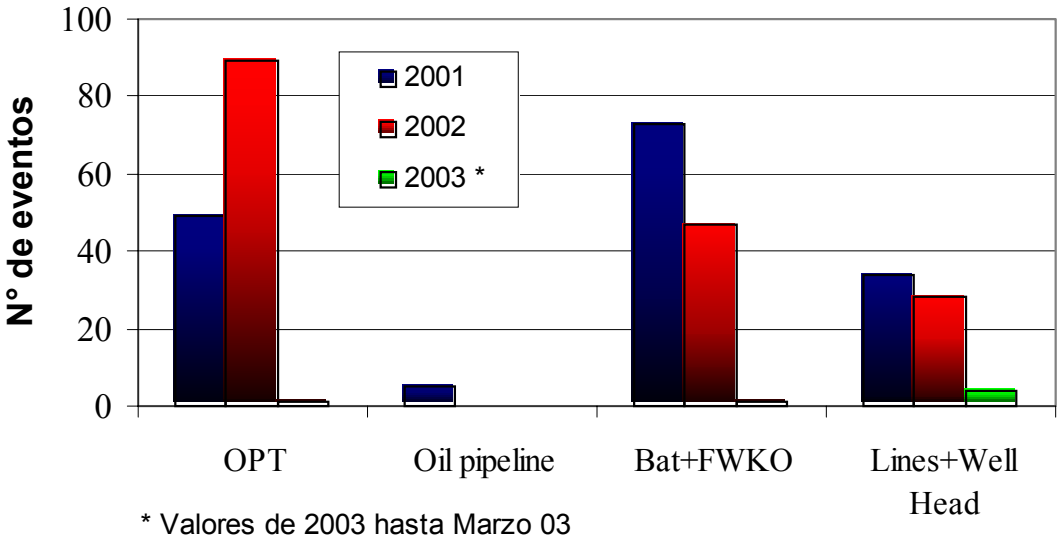


Figura 9: Eventos en instalaciones debido a corrosión



OPT: Planta de tratamiento de crudo

FWKO: Free water

Currículum Vitae abreviado de los autores:

A. Zubillaga: Ingeniero en Petróleo. Graduado en ITBA. Ingresó a Petrolera Argentina San Jorge en el año 1994. Actualmente se desempeña como Jefe de Ingeniería de producción para la cuenca neuquina para ChevronTexaco en Argentina

V. Sáenz: Ingeniero Químico. Graduado en Univ. Nacional del Comahue. Desde el 98 y hasta 2001 desarrolló tareas de laboratorio en el sector Inyección de fluidos para pozos. Desde julio del 2001 trabaja en ET como Ingeniera de Corrosión.

G. Henderson: Ingeniero Químico. Graduado en UNL – Santa Fe en 1979. Desde 1980 hasta 1992 trabajó en BJ Services. Ingresó a Petrolera Argentina San Jorge en 1992. Actualmente se desempeña como Gerente de Coordinación para la Producción y como Gerente de Ingeniería de Producción en ChevronTexaco en Argentina.

Agradecimientos: A Alejandro Suriano, Ricardo Aualle, Oscar Carpio y Omar Torres cuyo trabajo ha hecho posible que el control de corrosión en El Trapial tenga éxito.