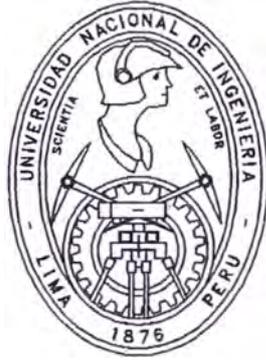


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



CONTROL DE CORROSION EN POZOS DE SELVA NORTE

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO DE PETROLEO

FERNANDO SIMEON ZEVALLOS PONCE

Promoción: 1985-I

LIMA - PERU
1996

CONTROL DE CORROSION EN POZOS DE SELVA NORTE

I. INTRODUCCION

II. FUNDAMENTO TEORICO

III. ANTECEDENTES

IV. IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

V. ELEMENTOS CORROSIVOS Y VARIABLES DEL PROCESO

VI. MONITOREO Y CONTROL DE CORROSION

VII. ASPECTOS ECONOMICOS

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

I. INTRODUCCION

En la industria del Petróleo, se ha estimado que un 80 % de las fallas ocurridas en los sistemas de producción y transporte de petróleo son causadas por la corrosión.

Las pérdidas económicas ocasionadas por la corrosión son cuantiosas, por lo que las compañías petroleras a nivel mundial no escatiman esfuerzos ni recursos económicos para minimizar su efecto destructivo.

El presente trabajo enfoca los problemas de corrosión presentados en los pozos de petróleo de la Selva Norte del Perú - Lote 8, habiéndose confirmado que el mecanismo principal de corrosión es ocasionado por el dióxido de carbono (CO₂).

Los problemas más graves de corrosión y que mayores dificultades han ocasionado a la Empresa para su solución, han sido en la tubería de revestimiento ocasionando incluso abandono de pozos.

Por otro lado, las estadísticas indican que el mayor porcentaje de fallas ocasionadas por la corrosión, se han tenido en los pozos del yacimiento Corrientes. Por ese motivo se ha usado como base, para la identificación de los factores causantes de la corrosión, los datos de reservorio, análisis de muestras, datos de perforación, completación y producción de los pozos del área de Corrientes.

DEFINICION DE CORROSION

Destrucción de un metal por reacción química o electroquímica con el medio ambiente. Los metales en la naturaleza se encuentran en forma de óxidos o sales. Se transforman a metal por adición de energía en procesos de refinación.

El metal reacciona (se corroe, se oxida) para liberar esa energía y volver a su estado de equilibrio como óxido o sal.

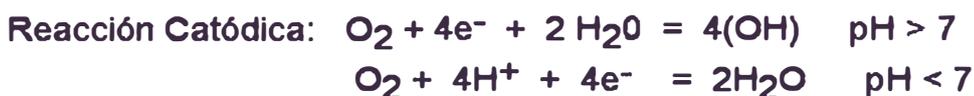
La tendencia a la corrosión de un metal depende de la cantidad de energía requerida para su refinación. A mayor energía más inestable es el metal y se corroe más fácilmente.

REACCIONES DE CORROSION

La mayoría de los problemas de corrosión que ocurren en la producción del petróleo se deben a la presencia del agua.

La corrosión es un proceso electroquímico y para que ocurra se requiere la existencia de una celda de corrosión.

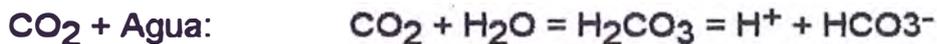
Corrosión de fierro por agua aereada



En presencia de ácidos se produce reacción catódica adicional:



Corrosión de hierro por ácidos



VARIABLES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE CORROSION

Conductividad del electrolito: Sólidos Totales Disueltos .- A mayor contenido de sales disueltas en el agua, mayor es la conductividad del electrolito y más rápidas son las reacciones de corrosión si no hay otros factores que la reduzcan.

Corrosividad del electrolito: Concentración del Agente Oxidante.- Depende de la presencia (concentración) o ausencia de agentes oxidantes. En los campos de petróleo los dos agentes oxidantes más importantes son: el Oxígeno y los iones H^+ . La concentración de iones hidrógeno se determina por el pH del medio.

$$\text{pH} = \text{Log} (1 / \text{H}^+)$$

Una solución con pH = 7 es neutra

Una solución con pH = 4 es 1000 veces más ácida que una de pH = 7.

Temperatura.- Generalmente, a mayor temperatura la velocidad de corrosión es mayor. En el caso de aleaciones férricas, en presencia de CO_2 , incrementa la solubilidad del carbonato de hierro (FeCO_3) desprotegiendo así el metal de su pasivante natural.

Velocidad.- En sistemas donde la corrosión se debe al CO_2 , La velocidad del fluido afecta el avance de corrosión por activación de la polarización (deposición y remoción de productos de corrosión de la superficie metálica) y

concentración de la polarización (transporte del CO_2 a través de la salmuera).

Presión.- Cuando la corrosión es causada por gases disueltos, a mayor presión la velocidad de corrosión es mayor. Aumenta la solubilidad de los gases corrosivos en el agua.

Aspectos metalúrgicos.- Los metales y las aleaciones son sólidos cristalinos, es decir los átomos de los metales están dispuestos en una forma regular repetitiva, según su ordenamiento cristalino, formándose zonas irregulares conocidas como espacios intergranulares, los cuales son más vulnerables durante un ataque corrosivo.

En cuanto a las aleaciones, que son mezclas de dos o más metales, las aleaciones homogéneas son más resistentes a la corrosión, aunque tienen menor resistencia mecánica que las aleaciones heterogéneas.

Otros defectos en los metales, que pueden ser de origen metalúrgico, químico o mecánico, que los hacen más susceptibles al ataque corrosivo por la formación de pilas locales en el seno del metal son: Impurezas tales como óxidos u otras inclusiones, escoria de fundición, orientación de los granos, segregaciones, dislocaciones, diferencias en composición de la nueva estructura, fases dispersas en la matriz del metal, esfuerzos localizados, raspaduras, abolladuras, regiones del metal deformado en frío, discontinuidades cubiertas por el metal y regiones del metal sometidos a deformación eléctrica.

AGENTES CORROSIVOS EN PRODUCCION DE PETROLEO

Corrosión por Oxígeno.- Causa picadura severa aún a concentraciones muy bajas (menores de 1 ppm). Aún cuando no se encuentra en forma natural en el agua de formación, puede ingresar: por el anular, a través de sellos de bombas, válvulas defectuosas (por difusión contra la presión), tanques, etc. Junto con CO_2 o H_2S incrementa drásticamente su poder corrosivo.

Las reacciones más comunes son:



Corrosión por CO₂.- Se denomina corrosión dulce (sweet corrosion). El CO₂ se disuelve en el agua y produce ácido carbónico.



La solubilidad del CO₂ en el agua aumenta con la presión, bajando el pH. La temperatura disminuye la solubilidad del CO₂. La presión parcial del CO₂ permite determinar aproximadamente la corrosividad del medio.

Guía práctica para predecir Corrosión por CO₂ (pueden haber variaciones por presencia de contaminantes metálicos en el agua de formación):

Presión parcial de CO₂ menores de 7 psi: No corrosivo.

Presión parcial de CO₂ entre 7 y 30 psi: Corrosivo.

Requiere tratamiento químico.

Presión parcial de CO₂ mayores de 30 psi: Muy corrosivo.

Requiere tratamiento y

mejores materiales en algunos casos.

$$\begin{array}{l} \text{Presión parcial} \\ \text{de CO}_2 \end{array} = \begin{array}{l} \text{Presión en el punto} \\ \text{de medición} \end{array} \times \begin{array}{l} \% \text{ CO}_2 \text{ en el} \\ \text{gas} \end{array}$$

Corrosión por H₂S.- Se denomina corrosión agria (sour corrosion). El H₂S gaseoso es muy soluble en agua y se comporta como un ácido débil. La combinación H₂S y CO₂ es más agresiva que el H₂S.



El FeS se adhiere al metal formando un depósito negro. Este depósito es catódico con respecto al hierro, produciendo en él picaduras profundas. El H₂ generado se introduce en el metal y produce esfuerzos internos y fracturas.

Este ataque es especialmente peligroso en las varillas de bombeo por sus esfuerzos cíclicos. El H₂S es también producido por bacterias sulfato reductoras.

TIPOS DE CORROSION

Corrosión Uniforme.- Desgaste parejo del material. Se mide en mpy (milésimos de pulgada de espesor perdidos por año). Se controla considerando un espesor adicional de tolerancia por corrosión en el diseño, usando materiales más resistentes o inhibidores de corrosión. Se considera aceptable una velocidad de corrosión de 3 - 5 mpy.

Corrosión Localizada.- Es la más problemática. Produce picaduras profundas (perforaciones) causando fallas prematuras de materiales y equipos. Un sistema con baja velocidad de corrosión uniforme, puede fallar en un punto específico por corrosión localizada. Su agresividad se mide por profundidad de picaduras.

Existen varios tipos siendo los más comunes en producción de petróleo:

Corrosión bimetalica o galvánica.- En lugares donde se juntan dos materiales muy separados en la serie galvánica y están en contacto con el medio agua-petróleo se corroe fuertemente el más activo o anódico. Por ejemplo, si están en contacto metálico fierro y cobre, se corroe el fierro por ser más activo.

La serie galvánica en operaciones de campo, ordenada desde los más activos o anódicos hasta los más nobles o catódicos, es la siguiente:

Magnesio y aleaciones

Zinc o metales galvanizados

Aluminio (aleaciones blandas)

Cadmio o enchapado de Cadmio)
Aluminio (aleaciones duras)
Acero, hierro fundido, hierro forjado
Soldadura (50% plomo, 50% estaño)
Acero inoxidable (AISI serie 300, activa)
Plomo
Estaño
Latón naval, bronce manganesico, latón cobrizo
Cobre, bronce silíceo
Inconel
Monel
Acero inoxidable (AISI serie 300, pasiva).

Corrosión Intergranular.- Es el ataque localizado en los espacios intergranulares o en zonas adyacentes a ellos, con relativamente poca corrosión en los granos. El metal se desintegra (por desprendimiento de los granos) y/o pierde resistencia.

La configuración más estable de un metal es su ordenamiento cristalino particular, luego los espacios intergranulares serán zonas de alto nivel de energía y por lo tanto químicamente más activos. Es por esto que los espacios intergranulares son generalmente atacados más rápidamente que las caras de los granos cuando se encuentran expuestas a un agente corrosivo.

Erosión - Corrosión.- Cuando la mezcla de petróleo-agua impacta al acero a velocidad en un cambio de dirección (codos), variación de diámetro de tuberías (reducción), bombas sumergibles, cabezales, etc. se producen picaduras profundas que hacen fallar el material rápidamente.

Celdas de aereación diferencial.- En las zonas expuestas al agua aereada (con oxígeno), se produce corrosión por picaduras debajo de depósitos. Por ejemplo, fondo de tanques.

Corrosión por picaduras.- En el acero al carbono generalmente las picaduras se originan por los tres casos mencionados arriba o por efecto del metabolismo de bacterias sulfato reductoras.

Estas bacterias se alimentan de iones sulfato y producen H_2S en los puntos donde están adheridas, produciendo picaduras profundas. Se reconoce su acción disolviendo el depósito de corrosión, sulfuro de hierro, con HCl 1:1. En este caso, se desprenderá un olor a huevos podridos (H_2S).

En las aleaciones, las picaduras aparecen generalmente en puntos donde hay inclusiones metálicas por falta de homogeneidad del material.

Corrosión Mesa.- Tiene como característica la formación de áreas catódicas no corroídas en forma de mesetas, adyacentes a áreas anódicas profundamente corroídas.

METODOS DE EVALUACION DE CORROSION

Análisis de depósitos de corrosión.- Su naturaleza indica el agente corrosivo.

Inspección Visual.- Cupones, piezas corroídas nos dan indicios del tipo de corrosión ocurrida.

Mediciones de velocidad de corrosión.- Cupones (efecto acumulado en los días de exposición), corrosómetro e instrumentos de polarización lineal (velocidad de corrosión instantánea).

Análisis de fierro en el agua producida.- Indica intensidad de corrosión, considerando que el fierro sale de instalaciones metálicas. Se debe tener como dato inicial el contenido de fierro en el agua de formación.

Historia de fallas.- Anuales, mensuales, etc. dependiendo del tipo de instalación.

CONTROL DE CORROSION CON INHIBIDORES

Inhibidores Fílmicos.- Los inhibidores usados en los campos petroleros para controlar la corrosión por CO_2 son de naturaleza fílmica o formadores de película.

La función de estos inhibidores fílmicos es adsorberse a la superficie metálica de las instalaciones del pozo de petróleo y formar una película aceitosa (hidrófoba) que evite que el agua producida contacte al metal. El agua producida es el electrolito donde están disueltos los agentes corrosivos: CO_2 y/o H_2S .

La molécula fundamental del inhibidor está compuesta de un extremo polar o "cabeza" que fija la molécula al metal, y un extremo o cola formado por un hidrocarburo alquílico de cadena larga, 18 carbonos o más que forma la película aceitosa repelente del agua. La parte polar del inhibidor puede ser un compuesto nitrogenado (amina, amida, amidazolina) grupos conteniendo azufre (sulfonatos) o grupos conteniendo oxígeno (ácidos grasos).

Solubilidad.- Desde el punto de vista de su solubilidad, los inhibidores fílmicos se pueden clasificar en solubles en aceite y solubles en agua.

Aquellos en que la parte hidrocarburo de la molécula es mayor que el extremo polar son solubles en aceite. Como los compuestos polares son solubles en agua, aumentando la parte polar o disminuyendo la "cola" se obtienen los inhibidores solubles en aceite dispersables en agua. También se puede lograr este efecto en las formulaciones comerciales, agregando al inhibidor soluble en aceite un surfactante que hace que este inhibidor se disperse en el agua.

Los inhibidores solubles en agua tienen una molécula constituida principalmente por la parte polar.

Los inhibidores solubles en aceite forman una película más resistente que los solubles en agua, los cuales generalmente forman películas monomoleculares.

Inhibidores para CO₂.- Los inhibidores para corrosión por CO₂ son de baja polaridad o sea, una baja relación nitrógeno / peso molecular de inhibidor; por ejemplo, aminas.

Formulaciones de Inhibidores para CO₂.- En la actualidad la mayoría de las formulaciones comerciales de inhibidores filmicos comprende alguno de los siguientes compuestos:

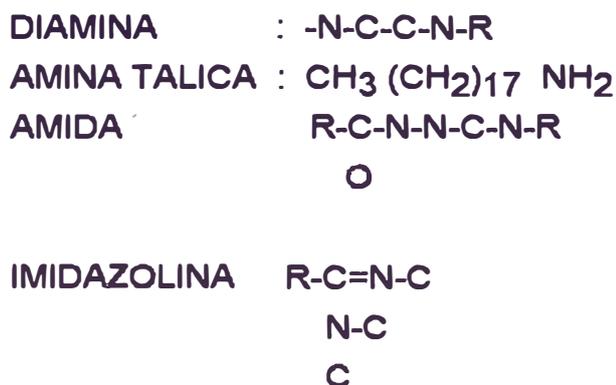
Inhibidores: Sales cuaternarias, imidazolinas, aminas, amidas, ácidos grasos.

Aditivos: Antiespumantes, desemulsificantes, detergentes, emulsificantes, agentes para dar peso, humectantes.

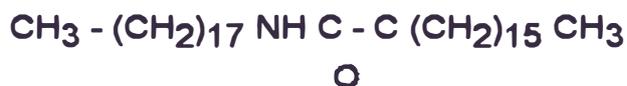
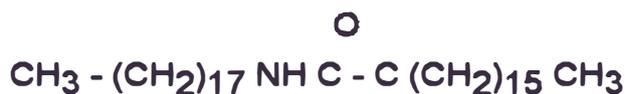
Solventes: Aminas, alcoholes, nafta aromática, productos refinados de petróleo, agua.

Las formulaciones comerciales incluyen estos aditivos para controlar otros problemas operativos que ya existan en la operación o se puedan generar por el uso de los inhibidores de corrosión. Algunos de estos compuestos son formulados para remover depósitos de la superficie o para evitar deposición de parafinas, etc. y permitir que el inhibidor llegue a la superficie metálica limpia para adsorberse.

Entre los compuestos polares presentes en las formulaciones comerciales de inhibidores filmicos contra la corrosión en pozos de petróleo se tienen:



SAL DE ACIDO DIMERO Y ALQUILAMINA



METODOS DE APLICACION DE INHIBIDORES.- Para que un programa de inhibición trabaje eficientemente, es necesario que en todo momento la superficie de la tubería esté recubierta de la película protectora de inhibidor. La forma más efectiva de lograrlo es mediante una inyección continua de inhibidor. En los casos en que no sea posible inyectarlo continuamente, o las razones operativas o económicas lo justifiquen, el inhibidor se aplicará en forma discontinua (batches) fijando en cada aplicación una película gruesa que aunque se desgasta continuamente, algo de ella permanezca hasta el momento de la siguiente aplicación. Para el tratamiento discontinuo se prefieren los inhibidores solubles en aceite debido a su alta persistencia.

La selección del método de aplicación depende de las características de producción del pozo: fluyente, con bombeo mecánico, hidráulico, etc. y de la completación o instalaciones en el subsuelo (existencia de empaques).

Inyección continua.- Inyección hasta el fondo del pozo mediante inyección de inhibidor puro o diluido por "macarronis" o tubos capilares o "kill strings". El uso de tubos capilares o macarronis se prefiere para tratar pozos fluyentes aunque tengan empaques. Recientemente se ha desarrollado un sistema en el cual el tubo capilar viene incluido en el cable eléctrico, de esta manera es más fácil su manipuleo durante los servicios de pozos.

En el caso que un pozo tenga kill string (tubería instalada en forma concéntrica en tubing para matar el pozo) se inyecta el inhibidor por esta tubería.

Los pozos que operan con bombeo hidráulico son tratados en forma continua inyectando el inhibidor al fluido motriz.

En pozos que operan con bombeo mecánico se pueden utilizar varillas huecas para transportar el Inhibidor al fondo del pozo.

En pozos que operan con bombeo electrocentrífugo, se ha popularizado la inyección del inhibidor en una pequeña corriente de fluido producido que es recirculado de la cabeza del pozo al espacio anular entre la tubería del pozo y el forro (casing). Esta corriente debe ser de magnitud suficiente para arrastrar el inhibidor y la mínima posible para no disminuir apreciablemente la producción del pozo.

En el caso de pozos que se presurizan en el espacio anular, se debe instalar una válvula de alivio que desfogue automáticamente el gas del pozo. De no contarse con esta válvula se detendrá la recirculación por la alta presión del espacio anular y el inhibidor no llegará al fondo causando depósitos que eventualmente pueden llegar a la bomba y causar obstrucciones que obliguen a un trabajo costoso de servicio de pozos.

Cuando se inicia la aplicación continua de un inhibidor, la concentración inicial debe ser calculada en base al área a proteger en un determinado tiempo. La razón de estas dosis altas es de establecer la película protectora inmediatamente y evitar la formación de zonas anódicas o de corrosión intensa en las áreas que quedarían descubiertas, si se inyecta una dosis baja.

El periodo de duración de estas dosis altas se determina mediante la instalación de elementos de monitoreo en cabeza de pozo y el manifold de llegada a la planta de tratamiento.

Conforme se recubre la tubería (y el elemento de monitoreo) irá disminuyendo la velocidad de corrosión hasta estabilizarse en un valor bajo. Entonces se reduce la inyección de inhibidor a la dosis de mantenimiento que es suficiente para mantener el equilibrio de adsorción / desorción de las moléculas del inhibidor en el metal de la tubería y mantener la película protectora intacta.

El tratamiento continuo generalmente consume menos inhibidor que el tratamiento discontinuo. Debe aplicarse mediante bombas reciprocantes de alta presión, mayor de 1,500 psi y con boquillas que dispersen homogéneamente en el centro de la tubería.

Aplicación Discontinua (Batch)

Inyección discontinua por recirculación periódica de Inhibidor.- Se recircula un volumen de inhibidor puro o diluido desde la cabeza del pozo por el espacio anular del pozo hasta la bomba, haciéndola subir nuevamente por la tubería del pozo. Esta recirculación se continúa por un espacio de tiempo que asegure la formación de una película protectora suficientemente gruesa que permita mantener la tubería protegida hasta la siguiente aplicación. Se recircula toda la producción del pozo.

Tratamiento por "Squeeze".- En este tratamiento discontinuo se desplaza un volumen de inhibidor hasta el fondo del pozo y dentro de la formación es empujado por un gran volumen de agua, aceite o gas inerte como el nitrógeno.

Una vez terminada la aplicación, se mantiene el pozo sin producir por un periodo aproximado de 24 horas para fijar el inhibidor en la formación.

Al reiniciar la producción del pozo, el inhibidor es arrastrado por el fluido producido, inicialmente a concentraciones elevadas, recubriendo la tubería con la película protectora. La concentración de inhibidor va disminuyendo gradualmente, pero aún debe existir película protectora al momento de la siguiente aplicación.

En algunos casos, los tratamientos "Squeeze" se aplican cada tres o más meses. Esta técnica debe aplicarse cuidadosamente para no causar daño a la formación o completación por un exceso de presión.

Entre otras técnicas de aplicación menos usuales están: desplazamiento en el tubo (especie de squeeze hasta el fondo del pozo solamente), tratamiento discontinuo con camiones, etc.

Si se aplican estrictamente, cualquiera de los métodos de aplicación discontinua de inhibidores debe resultar un efecto similar a la aplicación continua, es decir, permanente protección de las superficies metálicas de la tubería por la película de inhibidor.

Selección de Inhibidores

Antes de seleccionar un inhibidor, debe conocerse al detalle el problema de corrosión que se enfrenta. Es decir, si la corrosión que ocurre es por CO₂ o H₂S y si el oxígeno o bacterias sulfato reductoras están involucrados en el proceso corrosivo. Se debe conocer el tipo y severidad de la corrosión, el lugar donde está ocurriendo; fondo del pozo, tubería de producción, bomba de subsuelo, líneas de flujo, etc. También se debe determinar si ocurren algunos problemas de producción que afectan la corrosión o pueden afectar un programa de inhibición: depósitos, incrustaciones, emulsiones, etc.

Prueba de Laboratorio

En el caso de campos nuevos, se deben realizar pruebas de laboratorio con fluido producido y diferentes inhibidores.

Se han realizado estudios para hacer una selección entre varios inhibidores. Primero se someten a una prueba estática a presión y temperaturas moderadas en una autoclave. Se coloca un elemento de monitoreo de polarización lineal para realizar las mediciones de la velocidad de la corrosión. Los inhibidores de mejor comportamiento son sometidos a la prueba del cilindro rotatorio, la cual es básicamente igual a la primera, con la diferencia que en ésta el elemento sensor es un cilindro montado en un eje que gira a una velocidad determinada. Esta rotación genera un flujo turbulento en la superficie de medición, el cual simula el efecto de la velocidad del fluido en la pared de la tubería. Finalmente, los inhibidores se someten a una tercera prueba usando una corriente de recirculación.

Dependiendo de las características del sistema a tratar, se debe realizar una interpretación cuidadosa de los resultados a fin de seleccionar los mejores para una evaluación en el campo.

En el caso de campos petroleros, donde ya se han estado usando programas de inhibición o se cuenta con información suficiente para proceder a seleccionar un inhibidor, se puede prescindir de las pruebas de laboratorio mencionados. Sin embargo, es necesario verificar con otros aditivos químicos que se estén aplicando y si genera alguna tendencia a emulsificar el agua en el crudo.

Solubilidad

Seleccionar un inhibidor comercial es decidir si el tipo de inhibidor a aplicar debe ser soluble en aceite, soluble en agua o soluble en aceite/dispersable en agua.

Para esta selección no sólo cuentan las pruebas de laboratorio, sino también la forma en que se va aplicar y las características de producción del pozo: temperatura, relación agua/crudo, gases corrosivos presentes, si es pozo fluyente o con bomba, nivel del fluido del pozo con bomba, flujo de producción, la configuración del pozo en el subsuelo y el tipo de completación.

Temperatura

El efecto de la temperatura sobre el inhibidor depende del tipo que se está usando. En algunos casos, los componentes activos se degradan formando compuestos orgánicos insolubles, o se pierde el solvente depositando el compuesto activo, o simplemente pierden algo del poder surfactante y por lo tanto su dispersabilidad en el agua. La mayoría de los inhibidores son efectivos a 150°F y conforme va subiendo la temperatura se cuenta con menos inhibidores disponibles y muy pocos son estables a temperaturas mayores de 300°F. Es muy importante conocer la temperatura del punto donde se espera que actúe el inhibidor antes de seleccionarlo.

Relación agua/crudo

Con respecto a la relación agua/crudo, antes se prefería utilizar inhibidores solubles en aceite para pozos con menos de 50% de agua y los inhibidores solubles en agua para pozos con más de 50%. Esta regla práctica muy discutida aún, se basaba en el concepto de que el inhibidor debe ser soluble en la fase preponderante del fluido producido para que tenga mayores

probabilidades de llegar a la superficie metálica de la tubería. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que se obtienen excelentes resultados tratando con inhibidores solubles en aceite/dispersables en agua, pozos con altos porcentajes de agua en el fluido producido.

A las condiciones severas del fondo del pozo, los inhibidores solubles en aceite forman películas protectoras más resistentes que los solubles en agua. También se obtiene protección excelente tratando oleoductos, con menos de 1% de contenido de agua en el crudo, con inhibidores solubles en agua.

H₂S y CO₂

Con respecto a la presencia de H₂S y CO₂, se puede decir que los inhibidores filmicos que controlan la corrosión por H₂S también controlan la corrosión por CO₂, pero no siempre lo contrario. Las formulaciones comerciales de inhibidores de corrosión por H₂S deben incluir detergentes para mantener las superficies metálicas libres de sulfuro de hierro y/o agentes humectantes para que el sulfuro de hierro se torne soluble en el agua y no se sitúe en la interface crudo/agua de los tanques de lavado donde causaría problemas en el tratamiento de deshidratación del crudo.

Método de producción

La selección de inhibidores según el método de producción del pozo está más relacionada con el método de aplicación que permita el pozo. La aplicación de inhibidores de corrosión en pozos fluyentes se hace mediante tubos capilares o "macarronis" que llevan al inhibidor al fondo del pozo. Los pozos con bomba son más versátiles y pueden ser tratados con mayor tipo de inhibidores y más variados métodos de aplicación.

Método de aplicación del Inhibidor

La aplicación del inhibidor es el factor principal para definir su selección. En el caso de aplicación discontinua o periódica, se debe utilizar inhibidores solubles en aceite de alta persistencia de película. Cuando se realiza la aplicación continua, la selección del inhibidor depende del método de producción del pozo. Por ejemplo: inhibidores solubles en aceite se inyectan al fluido motriz en pozos con bombeo mecánico.

Flujo de Producción

El flujo producido es determinante para calcular la economía del tratamiento de inhibición según el inhibidor que se utilice. Este flujo y la dosificación del inhibidor determinan el consumo del inhibidor seleccionado.

Monitoreo de un Programa de Control de Corrosión con Inhibidores Fílmicos

La finalidad de monitorear un programa de control de corrosión es determinar su eficiencia y las mejoras operativas y/o económicas que se logran con su aplicación. Adicionalmente, conseguir información para realizar los ajustes correctivos necesarios al programa. Con este fin es imprescindible contar con datos base, obtenidos regularmente en un periodo anterior a la aplicación del nuevo programa.

Cuando se aplica un programa de control de corrosión con inhibidores fílmicos, lo más importante es monitorear los cambios observados con el nuevo programa de inhibición versus la situación o programa anterior, que tratar de interpretar los valores absolutos de las variables de corrosión que se miden.

Para detectar estos cambios, se puede monitorear: la velocidad de corrosión, tendencia a picaduras, conteo de hierro y frecuencia de fallas.

Entre los métodos o herramientas para monitorear un programa de control de corrosión en pozos de petróleo, se cuentan:

- Cupones
- Resistencia eléctrica
- Análisis de hierro
- Polarización lineal
- Observación visual
- Frecuencia de fallas
- Calibrador
- Ultrasonido

Cada una de estas herramientas tiene ventajas y limitaciones en su utilización, por lo que no es aconsejable tomar decisiones o establecer conclusiones en base a información obtenida con una sola de ellas.

Frecuencia de fallas

Es la más determinante de estas herramientas. Se determina la reducción en la frecuencia de fallas que se observe en un periodo largo, un año por ejemplo. Debe tenerse mucho cuidado al evaluar la frecuencia de fallas de los pozos. Asegurarse que los trabajos de servicio de pozos, incluidos en la relación de fallas, se hayan realizado por problemas de corrosión y no por fallas de bombas, mantenimiento del pozo por limpieza química, etc. También debe verificarse que la reducción en el número de fallas no se debe a mejoras operativas como cambio de materiales de bombas y tuberías, reemplazo de tuberías, etc. que hayan ocurrido simultáneamente con el uso del programa de inhibición.

Inspección Visual

Es otro método de monitoreo de corrosión no reemplazable por otros. Debe aprovecharse cualquier servicio para examinar el estado de las tuberías, tomar fotografías y mantener un archivo fotográfico para comparación. Debe registrarse apariencia de la zona corroída, presencia de depósitos, localización de la falla, a que profundidad del pozo, en que zona de la tubería, si está en una zona sometida a esfuerzos o no, etc. datos muy importantes que sirven para determinar las causas y mecanismo de la corrosión y las medidas correctivas a utilizar. Se acostumbra instalar tramos cortos de tuberías o niples en la tubería del pozo y/o tubería de flujo para poder retirarlos y observarlos visualmente durante los servicios de pozos. Para la inspección visual interna de las tuberías del pozo se cuenta con boroscopios.

Análisis de Hierro

El análisis de hierro en el agua producida es una herramienta muy discutida para evaluar la corrosión por CO_2 en pozos y no recomendable cuando hay corrosión por H_2S . Cuando se comparan las condiciones corrosivas, antes y después de la aplicación de un programa de inhibición, no se debe tomar en cuenta los valores del contenido de hierro en el agua producida, sino más bien convertirlos a peso de hierro extraído de la tubería por día (W_{Fe}), mediante la ecuación:

$$W_{fe} = (\text{mg/l}) (\text{BPD agua}) (3.5 \times 10^{-4})$$

donde $W_{fe} = \text{lbs./día}$

Frecuentemente se acostumbra a convertir este valor de hierro extraído de la tubería por día a velocidad de corrosión uniforme en mpy mediante la ecuación:

$$\text{mpy} = \frac{3.4 \times 10^4 (W_{fe})}{(L) (D)}$$

donde L = longitud de tubería, pies

D = diámetro interno, pulg.

Este valor en mpy no tiene mucha validéz ya que asume que la corrosión que está ocurriendo en la tubería del pozo es uniforme.

Calculando la profundidad del pozo a la que ocurre el punto de burbuja, se ha propuesto corregir este valor de mpy considerando que sólo la longitud de tubería mojada por el agua líquida, a partir de la profundidad donde ocurre el punto de burbuja, será corroída. Esta corrección es una mejor aproximación. Sin embargo, en el caso de corrosión por CO_2 las fallas en los pozos se deben a corrosión localizada por picaduras, que aunque sean profundas contribuyen muy poco al contenido de hierro en el agua producida. Cuando además existe corrosión por H_2S también ocurre corrosión por esfuerzos, por fallas repentinas de la tubería con muy poca pérdida de hierro de la tubería del pozo.

El análisis de hierro como herramienta de evaluación de corrosión tiene limitaciones: las variaciones observadas pueden ser producto de variaciones del contenido de hierro en el agua de formación, parte del hierro disuelto puede no ser detectado al oxidarse en el momento del muestro o purga insuficiente, puede incluir hierro extraído de la válvula de muestreo por agua estancada del muestreo anterior.

En el caso de corrosión por H₂S el hierro extraído de la tubería por corrosión, reacciona formando sulfuro de hierro, el que se dispersa en el petróleo o forma grumos, no disolviéndose en el agua producida, o sea no se detecta al analizar el agua producida.

Cupones

Los cupones de corrosión son láminas delgadas o pequeñas varillas de aproximadamente 3" de longitud del mismo material de la tubería.

Para el caso de tuberías de acero al carbono, se ha estandarizado los cupones de acero 1020. Generalmente se instalan en la cabeza del pozo, no muy cerca de la restricción, para medir solamente el efecto de la corrosión y evitar el efecto erosivo. Con el mismo fin de evitar la erosión, los cupones laminares se instalan en forma paralela al flujo. Siendo las condiciones del fondo del pozo mucho más severas que en la cabeza, las mediciones de velocidad de corrosión (mpy) que se hacen con los cupones, deberán ser utilizadas para comparar o establecer variaciones al aplicarse un programa de inhibición. Es muy difícil interpretar el valor absoluto medido en mpy.

La ventaja principal de los cupones es que se puede observar visualmente el tipo de corrosión y/o depósitos que están ocurriendo en el punto donde están instalados. Una limitación que presentan los cupones es que deben estar expuestos por periodos prolongados al fluido corrosivo (mínimo un mes) y por lo tanto no detectan variaciones instantáneas en la velocidad de corrosión que se observa. El valor obtenido viene a ser el valor promedio durante el periodo de exposición.

Otra limitación es que proporcionan información de la velocidad de corrosión que ocurre solamente en el lugar particular donde están instalados.

Instrumentos

El uso de instrumentos para monitorear un programa químico de inhibición de corrosión tiene las ventajas de que algunos de estos, como el Corrosómetro, el Paimeter, el Pautostat o el Potentiodyne, son muy sensibles y detectan cambios instantáneos en el proceso corrosivo.

Esta rápida respuesta nos permite hacer correcciones inmediatamente al programa de inhibición. Estos instrumentos tienen la desventaja de ser generalmente caros, requerir atmósferas especiales para su almacenamiento y personal entrenado en su operación e interpretación.

Equipos de Resistencia Eléctrica

El Corrosómetro permite medir la velocidad de corrosión instantánea (mpy) a partir del aumento de la resistencia eléctrica de un filamento metálico del mismo material de la tubería. Este filamento es el elemento sensor de la probeta que puede ser fija o retráctil. Esta última tiene la ventaja de poder ser instalada o retirada sin parar la producción del pozo. Por ser estos filamentos muy delgados, cualquier vibración en el ambiente puede causar lecturas erráticas o lecturas erróneas en casos que sean recubiertos por parafinas o incrustaciones. Al igual que los cupones, los valores de velocidad de corrosión que se miden se deben utilizar para comparar variaciones o tendencias al realizar un cambio en el programa de inhibición. La información que proporcionan es válida para el punto donde está instalada la probeta.

Polarización Lineal

Los instrumentos de polarización tipo Corrater, Pautostat y Potentiodyne, se usan para evaluar corrosión en pozos de petróleo con alto corte de agua ya que sus electrodos deben estar completamente sumergidos en el medio conductor (agua producida) para obtener mediciones representativas.

Para conseguir esto, se deriva parte del fluido producido a un miniseparador donde se crea una corriente inferior de drenaje de agua en la que van colocados los electrodos.

La utilización de estos instrumentos es ideal para evaluar la corrosión en sistema de inyección de agua para recuperación secundaria y sistemas de agua de enfriamiento.

Calibradores

El calibrador (caliper) es una herramienta mecánica que se introduce en la tubería del pozo y mediante numerosos sensores en forma de dedos, delinea su contorno interior y detecta picaduras. Las desventajas principales son: alto costo, incapacidad para detectar picaduras de pequeño diámetro y formación de zonas potenciales de corrosión al crear zonas con esfuerzos en las rayaduras producidas por los sensores en las tuberías.

El instrumento de ultrasonido nos permite detectar desgastes de la superficie interna de las tuberías y fondo de recipientes por corrosión, al medir su espesor colocando el sensor en la superficie externa. Sin embargo, no permite detectar pequeñas picaduras, es costoso y requiere personal entrenado para su operación.

III. ANTECEDENTES

El 16 de Noviembre de 1971 la Empresa Petróleos del Perú, "PETROPERU S.A.", confirma la existencia de petróleo en el Lote 8 de la selva peruana mediante la perforación del pozo 1X en el yacimiento Corrientes. Posteriormente se descubrieron los yacimientos de Capirona, Pavayacu, Yanayacu, Valencia, Nueva Esperanza y Chambira, los cuales actualmente se encuentran en explotación a excepción de Valencia y Nueva Esperanza.

En Marzo de 1974 se inició la producción de los primeros pozos luego de completar las instalaciones de recolección. Estos pozos produjeron inicialmente por surgencia natural y en forma intermitente debido a que el transporte de crudo se efectuaba mediante embarcaciones fluviales.

Fue necesario la construcción del Oleoducto Nor-Peruano para transportar el crudo hacia la costa, empezando su operación en Enero de 1977 con lo cual la producción de los pozos fué en forma continua.

A partir de Marzo de 1979 se instalaron en los pozos bombas eléctricas sumergibles (ESP), con la finalidad de incrementar los niveles de extracción de fluido de los pozos y poder contrarrestar la disminución de la producción de petróleo ocasionada por el incremento del corte de agua en los pozos como consecuencia del tipo de mecanismo de impulsión de los reservorios (water drive).

En los primeros años de explotación no se tuvieron problemas ocasionados por la corrosión. Recién cuando se observó en los servicios a los pozos que las instalaciones ESP de subsuelo comenzaron a salir corroídas (manifestados principalmente con orificios en la tubería), se decidió iniciar el tratamiento anticorrosivo.

De igual manera se tomó interés por conocer el estado de la tubería de revestimiento de los pozos, suponiéndose que podrían estar corroídos con la misma severidad que la tubería de producción.

Los problemas de corrosión en la tubería de producción fueron reducidas con la inyección de un inhibidor de corrosión, mientras que la corrosión en la tubería de

revestimiento no fue considerada como un problema grave hasta Diciembre de 1991, debido a que hasta esa fecha, este tipo de falla no había ocasionado producción diferida.

IV. IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

A continuación y con la finalidad de identificar el origen del problema de la corrosión, se efectúa un análisis desde la perforación de los pozos hasta las condiciones de explotación.

1. PERFORACION

Las formaciones que son atravesadas durante la perforación de los pozos de los yacimientos de PETROPERU Operaciones Selva Norte, tienen similares características estratigráficas y litológicas por pertenecer a la Cuenca del Marañón. Al respecto, una columna estratigráfica típica es mostrada en la figura No. 1. La mineralogía de las rocas no muestra en ninguna formación la presencia de rocas químicas y evaporíticas, presentándose en algunos casos intercalaciones calcáreas locales.

Algunas formaciones tienen intercalaciones de areniscas de diversos tipos de granulometría. A la fecha no se ha determinado el grado de corrosividad de los fluidos de estas formaciones, principalmente de la formación denominada Chambira donde parte de la tubería de revestimiento de los pozos perforados hasta Diciembre de 1991, se encuentran sin cemento.

El fluido de perforación usado es un lodo de base agua tipo lignosulfonato con un pH mayor que 9.

Los pozos perforados en el área de Corrientes son del tipo vertical y dirigido, mostrándose la secuencia de éste último en la figura No. 1-A.

Se ha detectado presencia de CO_2 en algunos pozos durante los trabajos de perforación. Este compuesto disuelto en el fluido de perforar disminuye el pH, creando un medio ácido lo que propicia la liberación de iones Calcio que afectan la reología incrementando la viscosidad, lo cual generalmente se manifiesta por la presencia de excesiva espuma en los tanques de lodo. Este problema se ha presentado en la formación denominada Huchpayacu que tiene zonas con intercalaciones de calizas de hasta 80 % en la composición total de la roca. La formación Huchpayacu generalmente es

cementada con lana de 7", eliminando la fuente corrosiva proveniente de esta formación.

2. COMPLETACION

Tubería de Revestimiento

Forro de superficie .- Este revestimiento se baja hasta aproximadamente 300 a 400 mts. y se cementa hasta superficie. El material tubular es acero al carbono, 13-3/8" de diámetro externo, grado H-40, 48 libras/pie de peso (En la actualidad, en el área de Chambira este forro es bajado hasta 700 - 800 mts.).

Forro intermedio .- Esta tubería se baja hasta la formación denominada Lutitas Pozo y se cementaba hasta el año 1991 hasta +/- 610 mts. por encima del zapato gufa, quedando lodo encima del cemento. El pH del lodo es mayor de 9 y no contiene sales solubles ni ácidos orgánicos. Se desconoce si la degradación del lodo en este caso ejerce un ambiente corrosivo contra la pared externa del casing.

A partir del año 1992 y debido a los problemas de corrosión que se tuvo en el casing intermedio, la cementación se efectúa hasta superficie.

La tubería de revestimiento es acero al carbono de 9-5/8", N-80 y 40 lbs./pie. La tubería N-80 tiene una resistencia a la tracción de 80,000 lbs./pulg², obteniendo un rango de dureza adecuado por el moderado contenido de carbono (0.40 % de C). Esta característica otorga cierto rango de resistencia a la corrosión, especialmente cuando la tubería se encuentra en contacto con el agua salada.

Forro de producción .- En los primeros pozos perforados se bajó casing de producción de 5-1/2" de diámetro externo; posteriormente se utilizó casing de 7" y liner de 7" O.D. La cementación del casing corrido hasta superficie cubre las zonas productivas, mientras que la cementación del liner de 7" abarca sólo hasta el colgador. Los pozos completados con casing de 5-1/2" y 7" corridos hasta superficie, están en las mismas

condiciones que aquellos con casing de 9-5/8", al quedar el espacio anular con lodo de perforar después de la cementación.
Esta tubería es también de grado N-80.

3. PRODUCCION

PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO

Características de la roca reservorio:

Las rocas reservorio son mayormente areniscas limpias, de buena a regular porosidad y de baja a excelente permeabilidad. Dependiendo del tipo de reservorio, las areniscas pueden ser de cuarzo, limpias o con intercalaciones de arcillas, glauconíticas de grano fino a medio, en algunos casos con trazas de material químico. Esta configuración descarta que el agente corrosivo provenga de la roca reservorio.

Propiedades de los fluidos del reservorio (Yacimiento Corrientes).

Petróleo

A continuación, en la Tabla No. 1 se muestra los resultados del análisis de una muestra de petróleo crudo del yacimiento Corrientes:

Tabla No. 1	
ANALISIS DE CRUDO	
YACIMIENTO CORRIENTES (Miembro Cético)	
Gravedad API a 60°F	25.0
Viscosidad SSU a 100°F	253.9
Viscosidad Cinemática a 100°F	54.6
Azufre (%)	0.35
Sales (PTB)	3.25
Vanadio (ppm)	-
Presión de vapor (PSC)	1.1
Punto de escurrimiento	+ 25
Agua y sedimentos (%)	0.85

El petróleo es de color negro HCT, parafínico intermedio. Las características principales del análisis PVT del crudo de los reservorios Pona y Cetico son los que se muestran en la tabla No. 2.

<u>Característica</u>	<u>Pona</u>	<u>Cetico</u>
API a 60°F	23.5	25.4
Presión de saturación (psi)	360	760
Presión inicial del reservorio (psi)	4208	4368
Nivel medido P_{ri} bnm (pies)	-9046	-9447
FVF del petróleo (B_o a P_{ri})	1.078	1.090
Solubilidad del gas en petróleo	31	85

Gas

El análisis del gas producido en la formación Chonta se muestra en la Tabla No. 3. La gravedad específica (Schilling) es de 0.74. El alto contenido de CO_2 indica que la fuente corrosiva es este fluido. El análisis no reporta contenido de H_2S .

<u>Composición</u>	<u>% Mol</u>
Hidrógeno	40.20
Nitrógeno	22.18
Oxígeno + Argón	4.10
Monóxido de carbono	Nulo
Dióxido de carbono	14.5
Metano	13.65
Etano	3.05
Propano	1.89
Iso-butano	0.35
Normal Butano	0.08
Iso Pentano	Trazas
Normal Pentano	Trazas

Agua de Formación

El agua de formación del reservorio Cetico y Pona en el yacimiento Corrientes tiene una densidad de 68.8 lb./cu.ft. a condiciones de reservorio y una salinidad de 110,000 ppm. El FVF (B_w) y la viscosidad a condiciones de reservorio son de 0.99 bbl/STB y 0.4 cp. respectivamente. Los resultados del análisis de una muestra de agua se indican en la tabla No. 4, observándose una alta cantidad de Fe^{+3} y sólidos totales disueltos.

**Tabla No. 4
ANALISIS DE AGUA
YACIMIENTO CORRIENTES (Miembro Cetico)**

Alcalinidad	60
Dureza (ppm $CaCO_3$)	25,400
S.T.D. (ppm)	144,000
pH	5.2
Salinidad (ppm)	110,000
Sulfatos (ppm)	450
Dureza Calcio (ppm)	18,000
Dureza Magnesio (ppm)	7,400
Fierro (ppm)	250
Gravedad Específica	1.090

INSTALACIONES DE PRODUCCION

Producción Surgente

En las instalaciones iniciales de producción se usó tubería de producción de 2-7/8" y 3-1/2" con empaques hidráulicos y camisas de circular, permitiendo el flujo sólo por tubos. Antes de sentar los empaques, se desplazaba todo el fluido de completación con crudo, quedando éste entre el tubing y el casing y proporcionando un ambiente de protección contra la corrosión en el casing.

Sin embargo, esta protección no alcanzaba al interior del tubing, donde se registraron casos de corrosión localizada a presiones cercanas al punto de burbuja, observándose tubos corroídos con agujeros e incluso rotura de la sarta de producción, ocasionando posteriores trabajos de pesca.

De igual modo se usaron instalaciones con un sólo empaque permitiendo el flujo simultáneo y segregado por tubos y forros. En este tipo de instalaciones se ha registrado corrosión en zonas donde se libera el gas del petróleo por disminución de presión (presión de saturación), observándose por ejemplo en un pozo, un tubo con 16 agujeros y ocasionando trabajos de pesca en otro. Es necesario indicar que en este tipo de instalaciones se registran daños en el casing ocasionados por la corrosión.

Producción con levantamiento artificial

A partir de Marzo de 1979, se inició la instalación en los pozos de equipos de bombeo electrosumergible con la finalidad de mantener el volúmen de producción de petróleo, disminuído por el incremento del corte de agua.

Al incrementar el caudal de extracción y de acuerdo a la productividad de cada pozo, la presión fluyente disminuye incrementándose el porcentaje de agua y el drawdown. La disminución de la presión fluyente de fondo aligera la columna, permitiendo la liberación del gas en el pozo (tubing y casing) a presiones cercanas al punto de burbuja.

Entre los años 1980 - 1984 se tuvieron numerosas fallas por corrosión en las instalaciones de subsuelo de los pozos con ESP, identificándose el tipo de corrosión como "corrosión dulce" o corrosión por CO₂. La agresividad de este gas es acelerada por la alta cantidad de sales disueltas que contiene el agua y la elevada temperatura de subsuelo. La presencia de procesos corrosivos en el conjunto de subsuelo (conjunto BES, tubería, cable) inducen a suponer que también ha habido la misma falla en el casing.

A partir de 1984 se inició la aplicación del inhibidor de corrosión soluble en aceite y dispersable en agua. Posteriormente se cambiaron los alojamientos (housing) de las bombas de acero al carbono por acero inoxidable martensítico, obteniéndose como resultado una drástica reducción de los casos de fallas por corrosión.

En la actualidad se está usando un inhibidor de corrosión soluble en agua y dispersable en petróleo, con resultados aceptables y buscando la optimización del volúmen de inyección en cada pozo con la finalidad de minimizar las fallas por corrosión.

bomba, mayor será la cantidad de CO₂ disuelto en el agua, lo cual aumentará la corrosividad del fluido.

La magnitud de la presión de admisión de la bomba (PIP) determina si la liberación del gas se produce en el tubing o en el casing por debajo del intake de la bomba.

- 4. Alto régimen de extracción de fluidos** .- La alta turbulencia y la velocidad de flujo manejado en pozos con altos caudales de producción, tienen influencia en el proceso de erosión-corrosión en la superficie del metal libre para el ataque por el CO₂.

Los sólidos suspendidos aumentan el efecto erosivo del fluido, mientras que los sólidos disueltos aumentan la conductividad del agua haciéndola más corrosiva.

- 5. Tiempo de operación** .- La tubería de revestimiento de un pozo antiguo es más propensa a presentar fallas por corrosión que la de un pozo nuevo. Independientemente de lo anterior, lo más importante es el periodo de tiempo que un pozo ha estado sin la protección de un inhibidor de corrosión.

En la actualidad, de acuerdo al corte de agua de producción, se ha determinado que un periodo corto de días sin inyección del inhibidor, es suficiente para que se inicie un problema de corrosión en las instalaciones de un pozo.

- 6. Calidad del material tubular empleado** .- Antes del año 1992, la composición química del material tubular adquirida estaba regulada por las Normas API. Luego de analizar los problemas de corrosión sufridos, especialmente en la tubería de producción, se llegó a la conclusión que se debería usar una tubería con una composición química que la haga más resistente a la corrosión por CO₂.

En la tabla No. 5 se muestra esta variación.

Tabla No. 5
COMPOSICION QUIMICA DEL MATERIAL
TUBULAR USADO

	Especificación API 5CT	Especificación No API
	%	%
Carbono	...	0.25 Min.
Manganeso
Molibdeno
Cromo	...	0.50 Min.
Nickel
Cobre
Fósforo	0.04 Máx.	0.04 Máx.
Azufre	0.04 Máx.	0.02 Máx.

Asimismo, el tratamiento térmico debe ser Normalizado con lo que se consigue una microestructura ferrítica-perlítica en reemplazo del tratamiento térmico de templeado y revenido con microestructura martensítica.

Se adquirió un lote de este tipo de tubería, habiéndose observado una mejor resistencia a la corrosión en los primeros servicios a pozos donde fueron instalados, aunque la evaluación completa llevará un mayor tiempo.

La tabla No. 6 contiene información referente al material tubular empleado en Selva Norte.

7. Daño mecánico .- El rozamiento de la tubería (drill pipe o tubing) con el casing durante los trabajos de servicio de pozos, especialmente en los pozos desviados, debilita la pared de ambos tubos, originándose fracturas las cuales son más propensas a ser atacados por la corrosión.

Lo anterior nos indica la complejidad del mecanismo de corrosión que resulta influenciado por características especiales que son diferentes para cada pozo, aún en un mismo reservorio. Las condiciones dadas anteriormente, son difíciles

de reproducir en el laboratorio para determinar la mejor manera de controlar el proceso corrosivo.

TABLA No. 6					
TUBERIA EMPLEADA EN POZOS DE SELVA NORTE					
	GRADO	PESO Lbs/pie	O.D. Pulg.	I.D. Pulg.	Espesor Pulg.
DE REVESTIMIENTO					
Conductora	H-40	94	20	19.124	0.438
Superficie	H-40	48	13-3/8	12.715	0.330
Intermedio	N-80	40	9-5/8	8.835	0.395
Producción	N-80	29	7	6.184	0.408
	N-80	17	5-1/2	4.892	0.304
DE PRODUCCION					
	N-80	9.3	3-1/2	2.992	0.254
	N-80	6.5	2-7/8	2.441	0.217

El tipo de corrosión por CO₂ que se aprecia en el Yacimiento Corrientes es localizada, tipo picadura en el tubing, tipo erosión-corrosión en zona de alta velocidad y tipo grieta en uniones cople-pin (tubo lavado).

Refiriéndonos especialmente al yacimiento Corrientes, las fallas por corrosión se encuentran a presiones cercanas al punto de burbuja. No se han presentado fallas en la cabeza de los pozos y líneas de superficie, donde la presión es menor, lo cual indica que el régimen de corrosión en estas partes es menor.

Las fallas ocurren cerca al punto de burbuja porque en este punto el CO₂ se separa del crudo y empieza a disolverse en el agua salada generándose ácido carbónico que corroe el metal.

Lo anterior se comprobó con el análisis efectuado a tres muestras de un tubo que salió con problemas de corrosión, luego de efectuado un servicio a un pozo del área de Corrientes, durante el año 1,994:

La causa del servicio fué por disminución del fluido total producido por posible hueco en la sarta de producción, siendo sus últimas pruebas de producción:

Fecha	Fluido		Total	% Fw	Presión (psi)
	Petróleo	Agua			
28.11	1,138	6,112	7,250	84.3	220
01.12	1,107	5,943	7,050	84.3	220
02.12	1,075	5,725	6,800	84.2	210
06.12	784	4,216	5,000	84.3	180
07.12	637	3,843	4,480	85.8	165

Profundidad final del pozo: 10,769.4 pies

Profundidad del Intake de la bomba: 2,901.4 pies

No. de tubos instalados: 93 de 3-1/2" O.D.

No. de tubo analizado: 73 (Prof.: 2,246.2 - 2,277.4')

Fecha de instalación: 21-04-94.

Fecha de retiro: 10-12-94.

Condición de la sarta de producción: Nueva.

Equipo BES instalado: GC-6100/65 et./165 HP/2200 V/43 A.

A continuación, se calculan las presiones en el Intake de la bomba y la presión a la altura del tubo 73, de acuerdo a los niveles de fluido reportados:

Fecha	Nivel pies	BFPD	% F _w	P _f psi	P _t psi	P _{intk.} psi	P _{tub. 73} psi
22-04	155	7,000	84.1	0	300	988.7	700.2
14-05	310	7,100	83.5	15	300	947.9	659.4
19-05	341	7,200	83.0	10	315	931.7	643.2
14-07	558	7,650	82.1	10	280	853.6	565.1
20-11	93	7,300	84.0	0	235	1011.0	722.5

Los problemas de corrosión ocurridos en el tubo No. 73, son mostrados en las fotografías del No. 1 al No. 10, observándose un ataque localizado por CO₂ tipo picadura, y corrosión Mesa. Asimismo, corrosión - erosión en la sección transversal del pin.

De la tabla anterior, se observa que la presión en el tubo No. 73, es cercana a la presión del punto de burbuja del crudo producido por el reservorio Cético (760 psi).

Los resultados del análisis arrojaron que la composición química del tubo y sus propiedades mecánicas, cumplen con la especificación 5CT para el grado N-80. Según este análisis, el porcentaje de carbono fué de 0.32 %, 0.04 % de cromo, 0.02 % de fósforo y 0.007 % de azufre.

Asimismo, la falla por corrosión se debe a su microestructura martensítica, no resistente a un medio corrosivo de elevado contenido de CO₂.

VI. MONITOREO Y CONTROL DE CORROSION

1. TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Registros Acústicos .- Estos registros fueron tomados hasta antes de Diciembre de 1991, con la finalidad de evaluar el estado de la tubería de revestimiento de 9-5/8" y 7". Estas herramientas tienen un dispositivo ultrasónico de alta frecuencia con ocho transductores focalizados que examinan diferentes azimuts de la cañería con una fina resolución vertical.

La información básica que se obtiene con este registro es:

- Desgaste. Corrosión de la tubería.
- Diámetro. Ovalidad de la tubería.
- Daño mecánico (fresado).
- Desviación.
- Orientación relativa.

Este registro ha sido tomado en 5 pozos, mostrándose en la figura No. 2 un ejemplo de la zona dañada, registrada por esta sonda.

Los resultados obtenidos sirvieron para detectar huecos, ovalidad, colapsamiento y con menor precisión desgaste de la pared interna del casing. Este registro no determina espesores, corrosión de la pared interna o externa, lo cual limita su alcance y eficiencia.

Posteriormente, con los problemas presentados en el casing y ante la necesidad de obtener mejor información para el control, detección y monitoreo de corrosión, se tomaron calipers mecánicos y registros electromagnéticos.

Registro Electromagnético .- Mide la atenuación y cambio de fase de un campo electromagnético transmisor para determinar espesor de casing y diámetro. La magnitud del cambio de fase es determinado por la conductividad eléctrica, permeabilidad magnética y el espesor del metal presente en el campo. Los parámetros derivados son: espesor de la pared

del casing, diámetro interno y relación de propiedades electromagnéticas (permeabilidad y conductividad).

Este registro ha sido tomado en cinco pozos del área de Corrientes y uno de Capirona, mostrándose en la figura No. 3 , la zona dañada registrada por esta sonda.

Callpers Mecánicos .- Esta herramienta determina diámetros internos con una alta resolución radial y vertical. Permite dimensionar agujeros y ubicar picaduras, siendo un buen complemento del registro electromagnético.

Este registro ha sido tomado en tres pozos del área de Corrientes. La zona dañada detectada por esta sonda es mostrada en la figura No. 4.

Registros de Temperatura .- Esta sonda determina la temperatura del fluido en el interior del pozo. Las zonas donde existen cambios bruscos de temperatura son interpretados como existencia de anomalías en la tubería de revestimiento.

Este registro siempre ha sido corrido en pozos fluyentes. En la actualidad, debido al sistema de producción artificial de bombeo electrosumergible, es necesario retirar el conjunto BEC del pozo, el menor tiempo posible de tal manera que la disipación de energía calorífica sea mínima y se mantengan los gradientes térmicos y sus variaciones en el pozo.

El uso de este registro ha permitido en el último año, restituir, e incluso incrementar la producción de petróleo en tres pozos del área de Corrientes, luego de aislar los tramos corroídos del revestimiento de los pozos, previamente identificados con el registro de temperatura (figura No. 5).

Servicio de Video pozo abajo .- Es una nueva tecnología que permite observar el interior de los pozos, el cual utiliza fibra óptica para transmitir las imágenes pozo abajo hacia la superficie.

Esta herramienta permite detectar tubulares dañados, incrustaciones, fracturas y su orientación, identificar un "pescado" y la herramienta requerida para el trabajo de pesca, causa de pérdida de producción y daños ocasionados por la corrosión en las instalaciones pozo abajo.

En los pozos de Selva Norte aún no se ha empleado esta innovación pero existe expectativa por iniciar su uso y conocer los resultados.

Análisis de los problemas en la tubería de revestimiento:

Efectuado el análisis en función de las variables del proceso corrosivo, se han determinado tres zonas a diferentes profundidades donde se han registrado los problemas de corrosión:

Zona I: Profundidad : 400 - 800 mts.

No. de Pozos : 4 de Corrientes y 1 de Pavayacu.

Causas : 1) Corrosión por CO₂

- Sistema ESP ha operado con presión en el Intake, menor que la presión de burbuja.
 $PIP < P_b$.

2) Erosión

- Alto régimen de extracción.
- Alto contenido de sólidos disueltos en el fluido producido.
- Alto porcentaje de agua producida.

3) Antigüedad del pozo.

4) Tipo de material

- Acero de baja calidad: material con tratamiento térmico de templado y revenido no resistente a la corrosión por CO₂.

Zona II: Profundidad : 800 - 2000 mts.

No. de Pozos : 5 de Corrientes y 1 de Pavayacu.

- Causas : 1) Corrosión por CO₂**
- Sistema ESP ha operado con $PIP < P_b$ (pozos con bajo Índice de Productividad).
- 2) Geometría del pozo**
- Pozo desviado.
 - Rozamiento de tubería con el casing.
- 3) Litología de la formación**
- Formación Chambira: Intervalos de areniscas, lodolitas y anhidritas.
- 4) Erosión**
- Alto régimen de extracción.
 - Alto contenido de sólidos disueltos en el fluido producido.
 - Alto porcentaje de agua producida.
- 5) Tipo de completación**
- Cementación parcial de forros intermedios de 9-5/8".
 - Casing tensionado sin cemento.
- 6) Tipo de material**
- Acero de baja calidad: material con tratamiento térmico de templado y revenido no resistente a la corrosión por CO₂.

Zona III: Profundidad : mayor de 2000 mts.

No. de Pozos : 5 de Corrientes y 1 de Capirona.

Causas : 1) Pozo antiguo.

2) Casing sin cemento

3) Zonas acuíferas (Vivian)

4) Erosión.

- Alto régimen de extracción.

- Alto contenido de sólidos disueltos en el fluido producido.

- Alto porcentaje de agua producida.

5) Tipo de material

- Acero de baja calidad.

2. TUBERIA DE PRODUCCION

El monitoreo de la velocidad de corrosión en los pozos de Selva Norte se ha llevado a cabo mediante la prueba "Side Stream" en la cabeza de los pozos y en un punto cercano al ingreso del fluido producido al separador de prueba de las Baterías de producción.

En el área de Corrientes, se efectuó el monitoreo de la velocidad de corrosión en 28 pozos durante el periodo diciembre 1994 a marzo 1995, extendiéndose también a las demás áreas operativas.

Se determinó un dosaje promedio de 15 ppm. del inhibidor fílmico "Cortron JRU-211" de la compañía "Champion Technologies, Inc.", y en base a este dosaje se efectuó el monitoreo de la velocidad de corrosión en cada uno de los pozos, permitiendo hacer las correcciones respectivas y encontrar el volumen óptimo de inyección del Inhibidor, con la finalidad de minimizar la corrosión, buscando que la velocidad de corrosión sea igual o menor que 5 mpy.

El volúmen de inyección del inhibidor en QPD (cuartos de galón por día) es calculado en función del volúmen de producción del agua y del dosaje recomendado, mediante la fórmula:

$$\text{QPD} = \text{BWPD} \times \text{ppm (dosaje inhibidor)} \times 0.000168$$

La velocidad de corrosión es obtenida en forma instantánea con ayuda del instrumento digital "Corrater 9,000". Adicionalmente no se usaron cupones en ningún pozo debido al mayor tiempo que se necesita para conocer el avance de la corrosión y por la urgencia de conocer en el menor tiempo la velocidad de corrosión de los pozos para su posterior control.

La frecuencia de medición de las velocidades de corrosión en los pozos fue diaria, obteniéndose de 4 a 6 lecturas por pozo, dependiendo si las condiciones climáticas eran favorables, ya que luego de una tormenta y por la lejanía de las plataformas, era imposible transitar por las carreteras.

La dosificación de partida fue de 15 ppm, previa inyección de un batch de 50 ppm por 24 horas para formar una capa protectora. Se subía el dosaje si la velocidad de corrosión medida era mayor a 5 mpy y si la velocidad de corrosión era menor a 5 mpy, se bajaba el dosaje. Esta variación continuaba hasta encontrar la dosificación óptima, cuyo límite era de 15 días por pozo.

Con respecto a las características del inhibidor de corrosión usado, el Cortron JRU-211 de la compañía Champion, es un inhibidor filmico compuesto por un solvente (metanol) y por una base (amina cuaternaria), con un punto de inflamación de 130°F, densidad igual a 8.34 lbs/gln y con un pH de 7.5 a 8.5.

La inyección del inhibidor se efectúa en la cabeza del pozo por recirculación, donde parte del fluído producido es empleado para transportarlo por el espacio anular hasta el intake de la bomba de subsuelo. Posteriormente es bombeado junto con el fluído producido por el interior de la tubería de producción. Con este recorrido, el inhibidor protege la pared interior de la tubería de revestimiento hasta la profundidad del

intake de la bomba y las paredes tanto exterior como interior de la tubería de producción (El diagrama respectivo se muestra en las figuras No. 6 y 7).

Volviendo al monitoreo, para tener una idea de la variación de la velocidad de corrosión en el tiempo, se suspendió en 2 pozos la inyección del inhibidor de corrosión durante 3 días, reiniciándose luego al mismo dosaje de 20 ppm y tomándose las respectivas lecturas. Las curvas son mostradas en el gráfico No. 1.

Obsérvese que el tiempo que demora el inhibidor de corrosión en disminuir la velocidad de corrosión de 82 y 52 mpy a 5 mpy es de 110 y 60 minutos, respectivamente.

En la tabla No. 7 se muestran los resultados de la velocidad de corrosión de pozos del área de Corrientes, observándose valores sin inyección del inhibidor (valor blanco) y para fines comparativos algunos pozos cuentan con valores medidos con diferente dosificación y en fechas distintas.

Es necesario recalcar que el objetivo del monitoreo no fué detectar el valor blanco de todos los pozos, ya que se estaría favoreciendo el avance de la corrosión, sinó el de determinar el dosaje óptimo de inyección del inhibidor en cada pozo, con la finalidad de mantener bajo control el avance de la velocidad de corrosión. La tabla No. 7-A nos muestra la dosificación recomendada de inyección del inhibidor de corrosión en los pozos del área de Corrientes, como consecuencia del monitoreo de la velocidad de corrosión.

VELOCIDAD DE CORROSION VS. TIEMPO

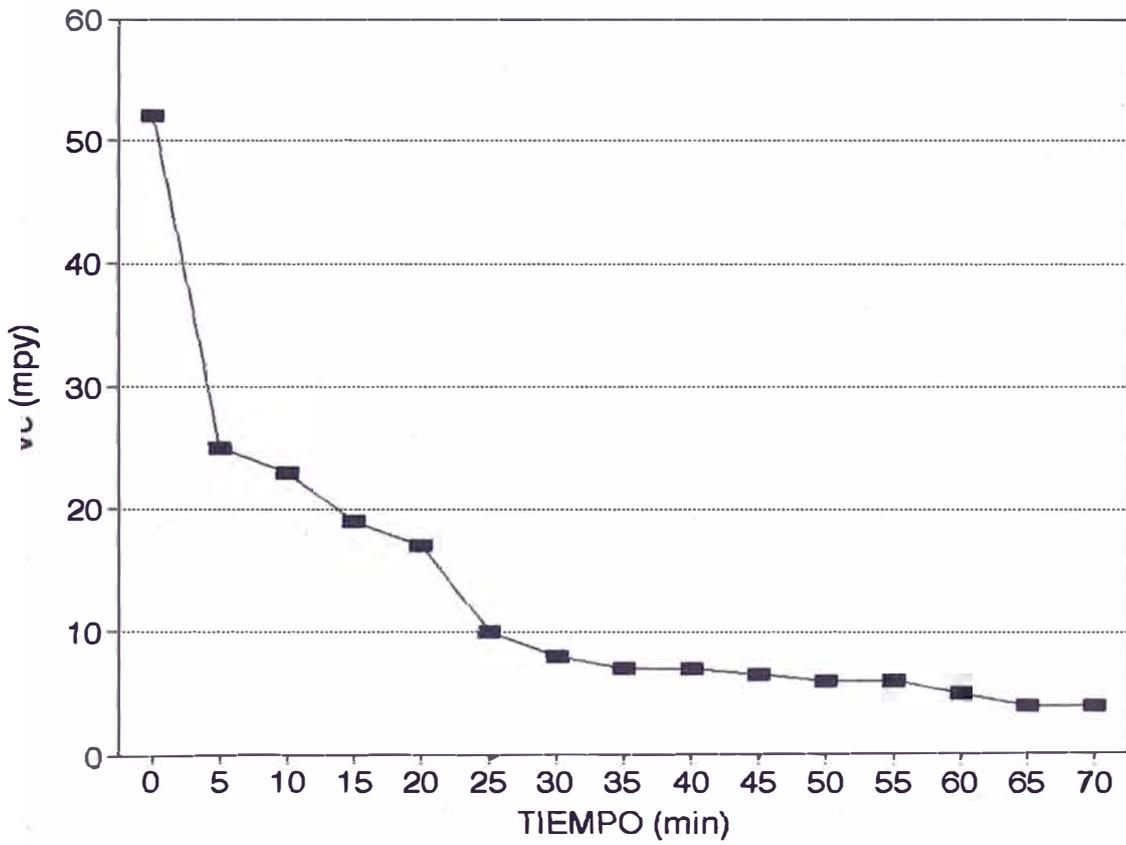
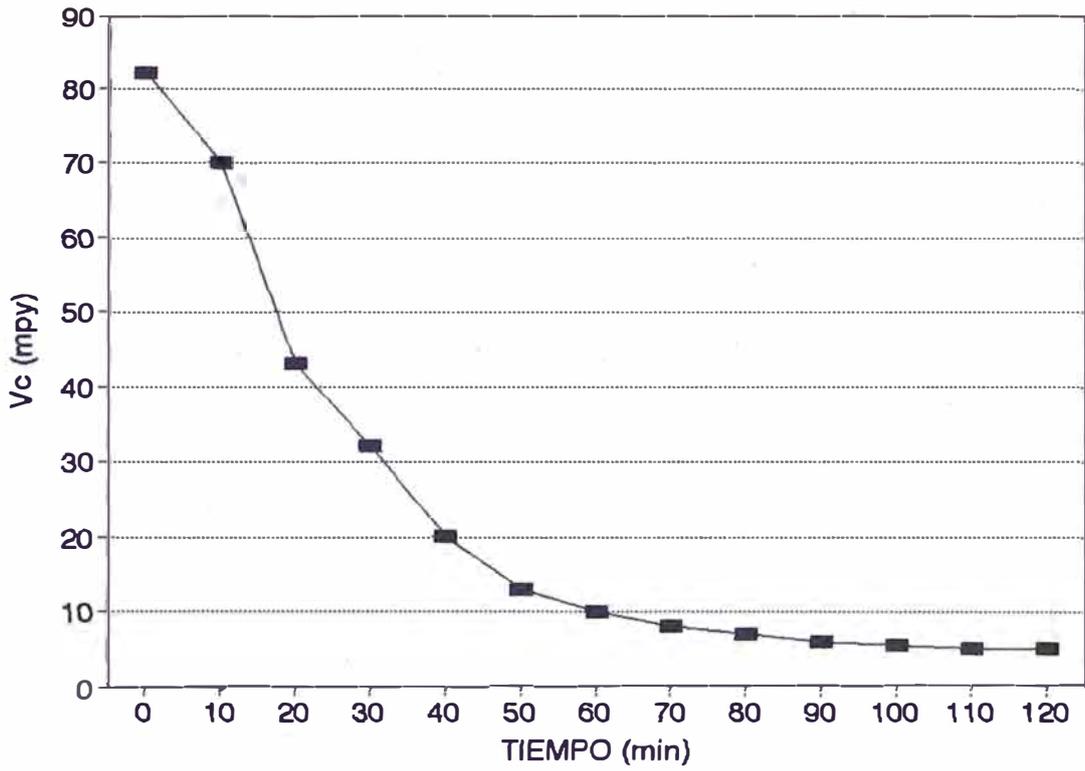


GRAFICO No. 1

TABLA No. 7

VELOCIDAD DE CORROSION - METODO DE SIDE STREAM
AREA DE CORRIENTES

Pozo	Fecha	Vc. mpy	Dosaje ppm	P psi	T °F	Veloc ft/sg	Fw %
C-1	21-03-95	42.0	0	42	164	5.9	93.2
C-2	24-03-95	34.0	0	43	160	11.5	93.1
C-3	18-12-94	13.0	15	30	165	11.7	87.6
C-4	19-12-94	14.0	15	45	173	9.8	86.8
C-5	19-12-94	9.0	15	45	133	9.4	88.0
C-6	17-12-94	42.0	15	45	93	4.7	60.8
C-7	20-12-94	13.0	15	45	153	5.7	91.4
C-8	16-12-94	42.0	0	48	170	13.6	84.1
	19-12-94	14.0	25	47	164	14.0	83.0
	31-03-95	11.0	18	55	126	10.7	84.6
C-9	22-03-95	35.0	15	42	165	4.3	75.8
C-10	20-12-94	11.0	15	48	182	10.3	91.6
C-11	20-12-94	14.0	15	45	187	11.7	93.0
C-12	22-03-95	46.0	0	42	162	3.9	82.0
C-13	17-12-94	54.0	15	45	140	10.7	93.1
C-14	17-01-95	5.4	15	120	180	6.1	82.5
	25-03-95	58.0	0	43	160	6.0	82.4
C-15	20-12-94	23.0	15	40	169	4.8	84.1
C-16	14-01-95	8.2	15	35	74	4.3	98.0
	23-03-95	39.0	0	43	164	4.5	98.0
C-17	18-01-95	3.5	15	80	200	4.2	91.3
	24-03-95	26.0	0	43	158	4.1	92.5
C-18	18-12-94	7.0	15	40	130	6.5	67.2
	01-04-95	10.5	15	40	105	8.8	71.0
C-19	20-12-94	13.0	15	45	158	8.3	80.0
C-20	08-01-95	4.5	15	48	160	11.6	85.1
C-21	18-12-94	29.0	0	48	169	10.4	89.5
	19-12-94	33.0	0	45	173	10.9	89.0
	20-12-94	24.0	25	45	180	11.5	86.3
C-22	11-01-95	110.0	0	40	72	5.8	91.2
C-23	19-12-94	12.0	15	48	140	6.1	72.0
C-24	25-03-95	36.0	0	43	185	7.0	94.7
C-25	20-12-94	4.6	15	45	149	7.8	80.5
C-26	22-03-95	44.0	0	45	165	5.9	84.5
C-27	29-03-95	1.7	15	46	156	4.7	72.8
C-28	01-04-95	65.0	0	40	115	8.4	61.3

TABLA No. 7-A

**DOSIFICACION RECOMENDADA EN POZOS
DEL AREA DE CORRIENTES**

Pozo	Dosificación ppm
C - 1	17
C - 2	17
C - 3	20
C - 4	20
C - 5	17
C - 6	25
C - 7	18
C - 8	18
C - 9	23
C - 10	18
C - 11	18
C - 12	18
C - 13	28
C - 14	15
C - 15	20
C - 16	16
C - 17	14
C - 18	16
C - 19	20
C - 20	15
C - 21	28
C - 22	23
C - 23	18
C - 24	16
C - 25	15
C - 26	18
C - 27	14
C - 28	18

VII. ASPECTO ECONOMICO

Para efectuar el análisis económico respectivo, consideraremos como inversión el costo actual del tratamiento anticorrosivo de US\$ 32,000 mensuales (US\$ 384,000 anual) y como utilidad el ahorro que se hubiese tenido por los gastos que se tuvieron en un pozo del área de Corrientes debido a problemas de rotura de la tubería de revestimiento, ocasionado por la corrosión.

El mencionado pozo se encontraba produciendo 383 barriles de petróleo diarios y según programa de reacondicionamiento, se tomaría un registro de producción y en base a su interpretación, aislar la zona aportadora de agua de formación.

El trabajo de reacondicionamiento no se ejecutó debido a la obstrucción presentada, por rotura de la tubería de revestimiento de 9-5/8", a la profundidad de 1,855.8 mts., motivo por el cual se efectuaron trabajos de resane y de pesca, inclusive, durante 75 días y sin resultados positivos, abandonándose finalmente el pozo.

Los gastos ocasionados fueron los siguientes:

- . Costo del Equipo de servicio de pozos: US\$ 375,000
(US\$ 5,000 por día de operación)
- . Trabajo de cementación: US\$ 6,660
- . Material tubular perdido: US\$ 600
- . Reservas remanentes: 475,000 barriles de petróleo.

Considerándose además una tasa de descuento del 20 %, impuestos del 30 % y una depreciación lineal, se obtienen los siguientes parámetros económicos:

$$\text{VAN (20 \%)} = \text{MUS\$ 2,724.5}$$

$$\text{TIR} = 376.5 \%$$

$$\text{PAY OUT} = 3 \text{ meses, } 15 \text{ días.}$$

Los cálculos respectivos son mostrados en la Tabla No. 8.

TABLA No. 8

EVALUACION ECONOMICA DEL CONTROL DE CORROSION

AÑO	INVERSION MUS\$	PRODUCC. M BLS.	VALOR PRODUCC. MUS\$	COSTO EQ. S.P. Y TRABAJOS	TOTAL MUS\$	FLUJO NETO FONDOS DESPUES IMPUESTOS MUS\$	AÑOS DEPRE.	VAN MUS\$	P.OUT	
0	384.00					-384		(384.0)	(384.0)	
1		140.00	1766.80	382.00	2148.80	1568.16	6	64.0	1,306.8	922.8
2		110.00	1388.20		1388.20	1035.74	6	64.0	719.3	1,642.1
3		88.00	1110.56		1110.56	841.39	6	64.0	486.9	2,129.0
4		68.00	858.16		858.16	664.71	6	64.0	320.6	2,449.5
5		40.00	504.80		504.80	417.36	6	64.0	167.7	2,617.3
6		29.00	365.98		365.98	320.19	6	64.0	107.2	2,724.5
TIR : 3.764789138							VAN : 2724.5			

RESULTADOS:

VALOR ACTUAL NETO (VAN AL 20%) : MUS\$ 2,724.5

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) : 376.5 %

PAY OUT: 3 meses, 15 días.

NOTAS:

- Precio del barril de petróleo: US\$ 12.62
- Depreciación: Lineal.
- Tasa de descuento: 20 %.
- Impuestos: 30 %.
- Costo por operación de Equipo de S.P. (75 días): US\$ 375,000
- Trabajo de cementación + material tubular perdido: US\$ 7,260

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El mecanismo de corrosión predominante en los pozos de Selva Norte - Lote 8, es corrosión por CO₂.
- 2.- Se ha determinado en el yacimiento Corrientes, que las fallas de corrosión ocurren a presiones cercanas al punto de burbuja. No se tienen problemas en los cabezales de los pozos ni en las líneas de producción en superficie.
- 3.- Los factores que inciden directamente en el deterioro del material tubular de los pozos están ligados entre sí y son:

A) Proceso Corrosivo

1. Cantidad de agua
2. Presión de succión de la bomba (PIP)
3. Contenido del CO₂ en el fluido producido.
4. Presión y temperatura del fondo del pozo.
5. Volúmen de gas
6. Velocidad de fluido (erosión)
7. Sólidos disueltos y suspendidos
8. Metalurgia
8. Formaciones portadoras de agentes corrosivos

B) Factores adicionales

1. Geometría del pozo
2. Trabajos de servicio de pozos:
 - Rozamiento del drill pipe y/o tubing con el casing.
 - Fluido de completación sin inhibidor de corrosión.
3. Casing libre sin cemento
4. Factores humanos
 - Transporte y manipuleo no adecuado.
5. Periodos de tiempo sin inyección de inhibidor por falta de stock.

4.- Los riesgos de corrosión están presentes durante toda la vida productiva del pozo. Desde las instalaciones de producción por surgencia natural para producir por tubos y forros, hasta las actuales instalaciones electrosumergibles (ESP).

5.- En el periodo 1979 - 1983, las instalaciones ESP no tenían tratamiento químico en el fondo del pozo, por lo que muchas de ellas sufren con fallas por corrosión. Esto induce a suponer que la tubería de revestimiento de estos pozos están afectados por la corrosión.

Actualmente el fondo del pozo está siendo protegido hasta el intake de la bomba mediante inyección de inhibidor de corrosión por el anular. de lo anterior se concluye lo siguiente:

a) Si la presión de admisión de la bomba es mayor que la presión de burbuja, la instalación de subsuelo y el casing están siendo protegidos por el inhibidor.

b) Si la presión de admisión de la bomba es menor que la presión de burbuja, la liberación del gas está ocurriendo por debajo del equipo del subsuelo. Esto indicaría que existe un proceso corrosivo en la tubería de revestimiento por debajo de la bomba.

6.- La agresividad de las formaciones superficiales no está demostrada. El tubo de 13-3/8" está protegido en la parte externa al estar cementado hasta superficie. Es posible que si el forro de superficie está en contacto con el suelo, pueda haber corrosión externa (oxígeno, suelos ácidos).

7.- Hasta la fecha, en las Operaciones Selva Norte de PETROPERU, se han tenido problemas de corrosión severa en la tubería de revestimiento de 12 pozos del área de Corrientes, uno de Capirona y uno de Pavayacu, tres de los cuales fueron perdidos por complicaciones en los trabajos de reparación de las zonas dañadas.

8.- Para la evaluación de los forros, se usaron inicialmente registros acústicos cuyos resultados no fueron completamente satisfactorios. Posteriormente, ante la necesidad de tener mejor información, se usaron registros electromagnéticos complementados con registros mecánicos.

En el último año se tuvo bastante éxito con el uso del registro de temperatura para la determinación de las zonas dañadas en la tubería de revestimiento de los pozos. Dichas zonas tenían un alto aporte de agua, las cuales fueron aisladas con empaques (solución parcial), después del cual los pozos recuperaron su producción de petróleo.

9.- Con respecto a los registros acústicos tomados en cinco pozos se concluye lo siguiente:

a) El registro acústico ha servido para determinar huecos, ovalidad, colapsamiento y desgaste en la pared interna (baja resolución).

b) Limitaciones de la herramienta no permiten determinar el espesor del metal, corrosión de la pared externa, corrosión de la pared interna (alta resolución).

c) Con este registro se ha confirmado el mal estado del casing en 3 pozos.

d) Los registros tomados indican que las lánas de 7" no presentan anomalías.

10.- El incremento del volúmen de extracción en algunos pozos con alto índice de productividad, para incrementar su producción de petróleo disminuído por el incremento del corte de agua, ocasionó problemas de desgaste severo por erosión - corrosión en el extremo roscado de los pines de la tubería de producción.

Para solucionar este problema es recomendable el uso de tubería de producción de mayor diámetro (4-1/2" en reemplazo de 3-1/2") y que

además al efectuar la conexión pin - cople, no presenten restricción alguna al flujo de producción.

- 11.- De acuerdo a las condiciones corrosivas existentes en los pozos de Selva Norte, se ha comprobado que la tubería de producción con metalurgia mejorada (principalmente incremento del contenido de cromo) con tratamiento térmico Normalizado y micro-estructura ferrítica-perlítica, es más resistente a la corrosión por CO₂ que los tubos de grado N-80 con composición química normada por el API, tratamiento térmico de templado y revenido y microestructura martensítica.

Se recomienda hacer extensivo esta mejora a la tubería de revestimiento.

12. En base a la experiencia adquirida con los problemas de corrosión en la tubería de revestimiento de los pozos, especialmente en el tramo intermedio de 9-5/8", es recomendable ejecutar un Proyecto para identificar los pozos que tienen aún un alto volumen de reservas por extraer y que en un futuro cercano puedan presentar problemas de corrosión, con la finalidad de cubrir en forma total el tramo de 9-5/8" con casing de 7" O.D.
13. La velocidad de corrosión en los pozos, obtenida mediante monitoreo, es única para cada pozo a pesar de producir de un mismo reservorio y pertenecer a un mismo yacimiento.
14. La dosificación recomendada de inyección del inhibidor de corrosión JRU-211 Champion, en pozos del área de Corrientes varía de 14 a 28 ppm, con lo cual se garantiza tener bajo control el avance de la corrosión.
15. Se debe evitar de dejar de inyectar el inhibidor de corrosión por periodos de tiempo mayores a 3 días, caso contrario se estaría favoreciendo el avance de la corrosión.

16. La evaluación económica nos indica la alta rentabilidad del control de la corrosión. Los parámetros obtenidos son:

VAN (20%) = MUS\$ 2,724.5

TIR = 376.5 %

PAY OUT = 3 meses, 15 días.

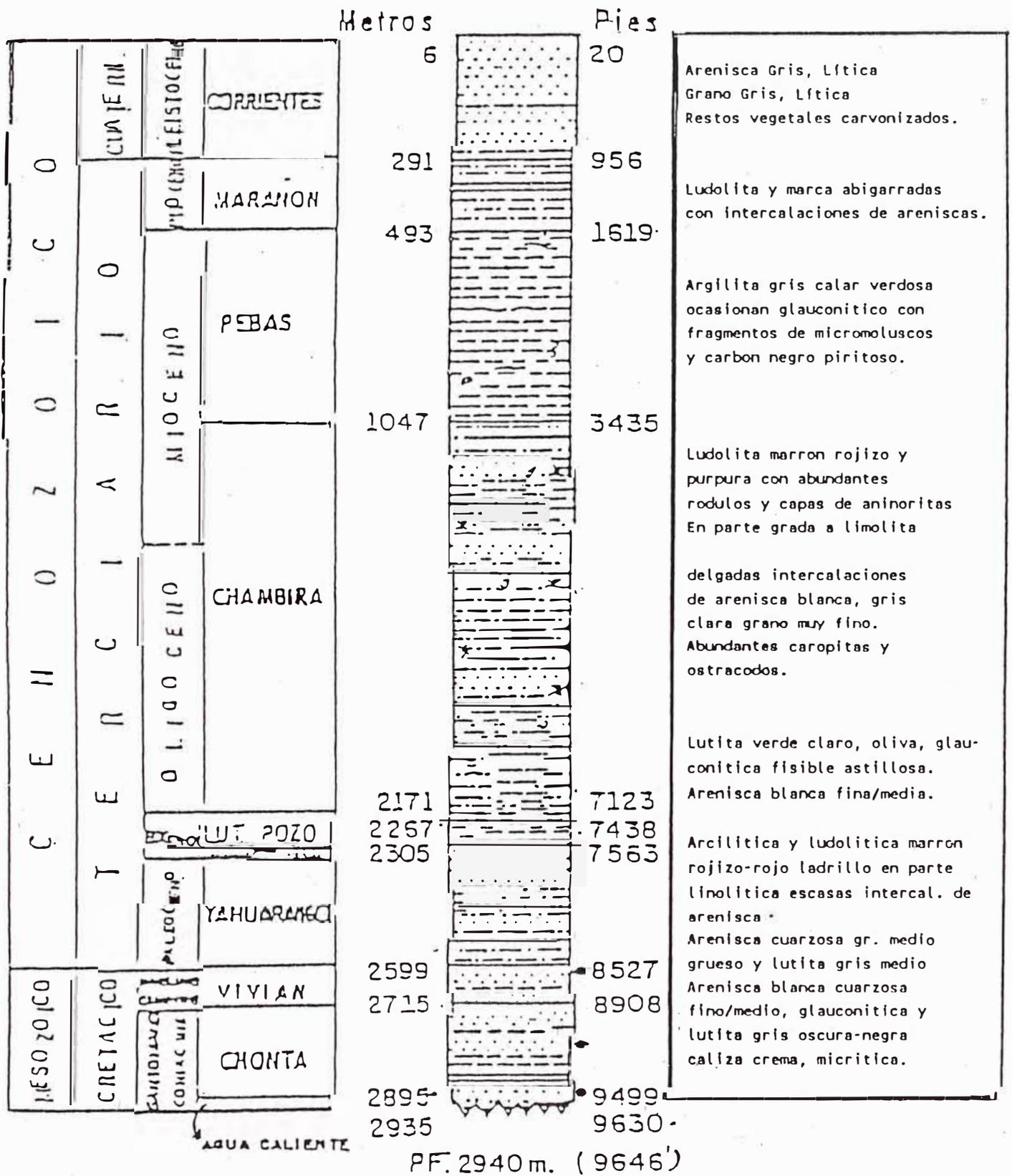


Fig. No. 1
Columna Estratigráfica

ANADRILL SCHLUMBERGER
 PETROPERU CORRIENTES
 141 D

Plane of Proposal
 S 27.70 W

VERTICAL SECTION
 Scale 1cm. = 200m.

HORIZONTAL PLAN
 Scale 1cm. = 75m.

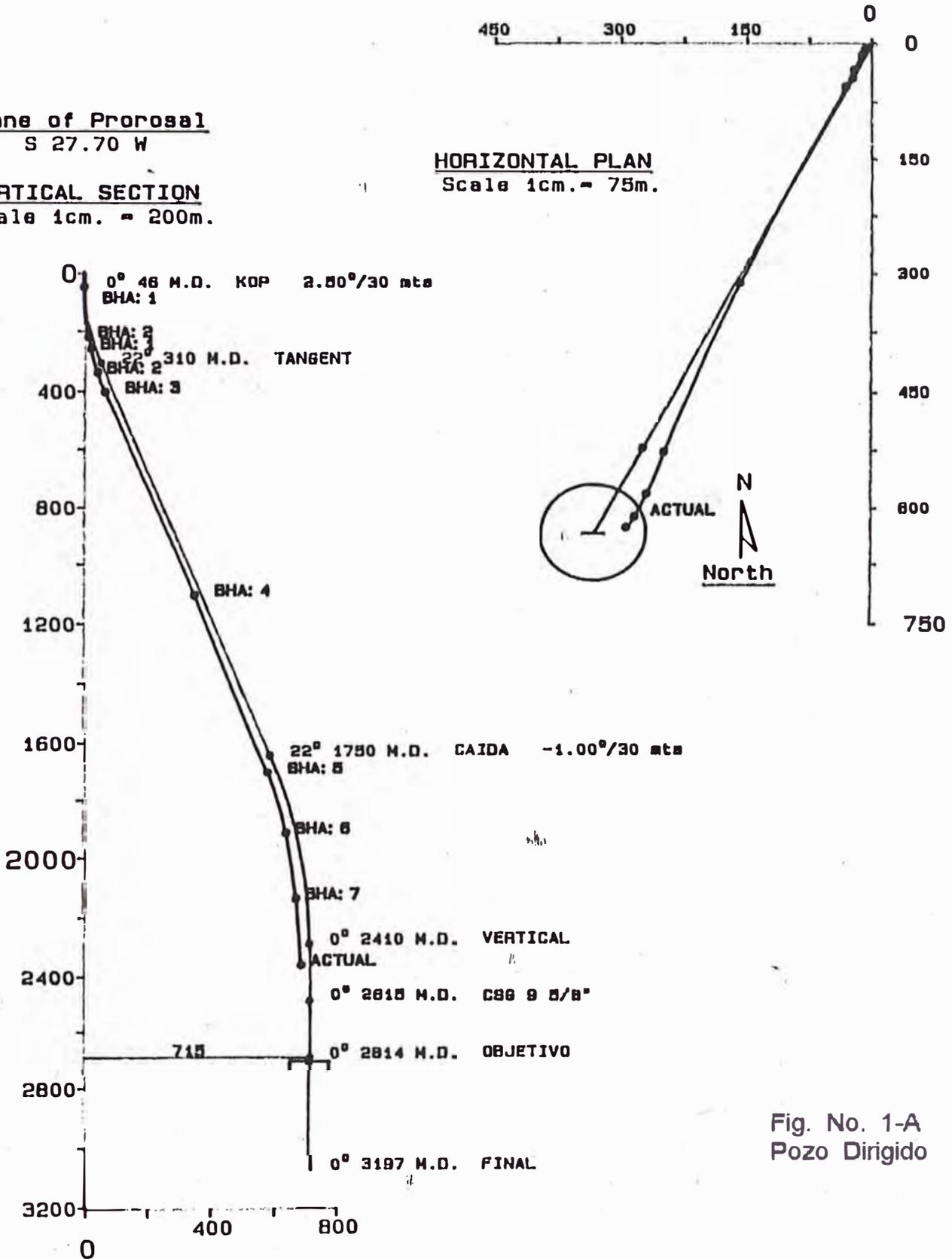


Fig. No. 1-A
 Pozo Dirigido

2887

REGISTRO ACUSTICO

POZO 50XCD PAVAYACU

14.09.86

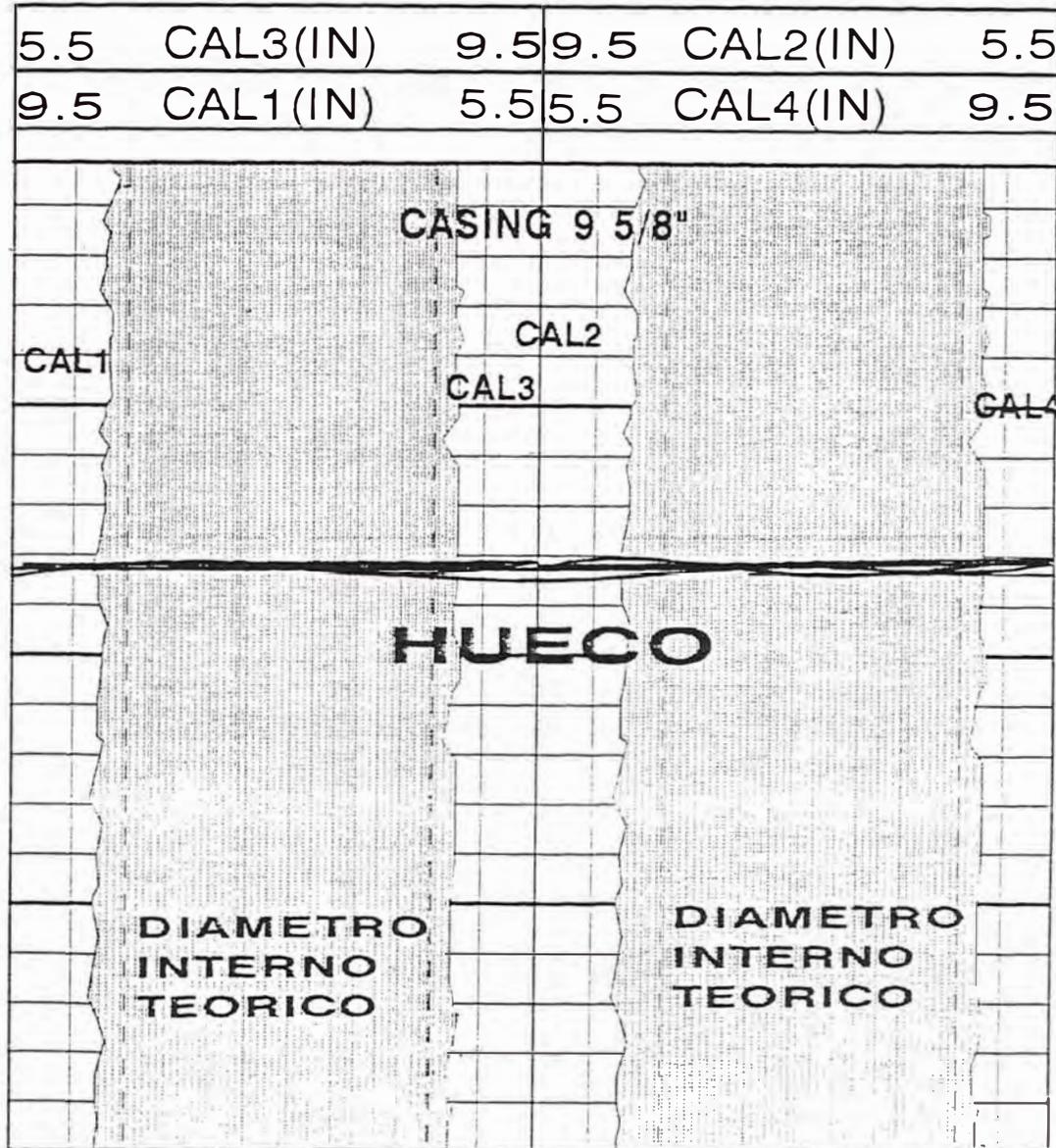
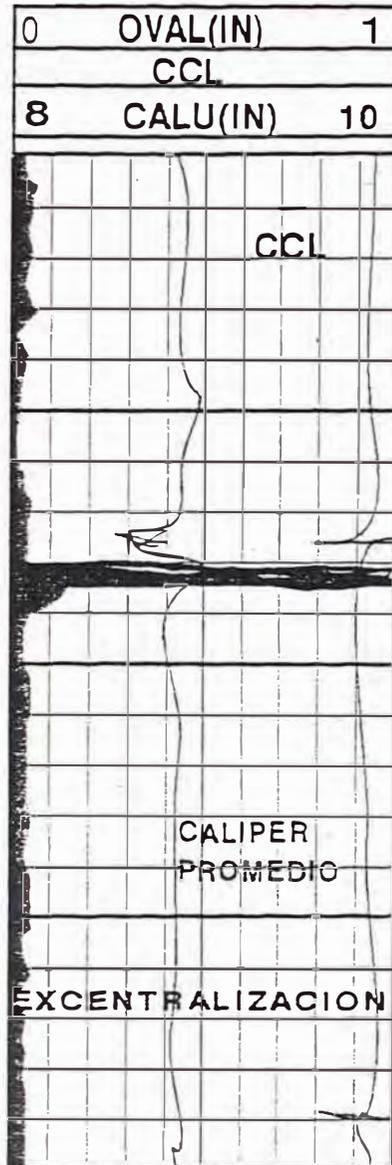
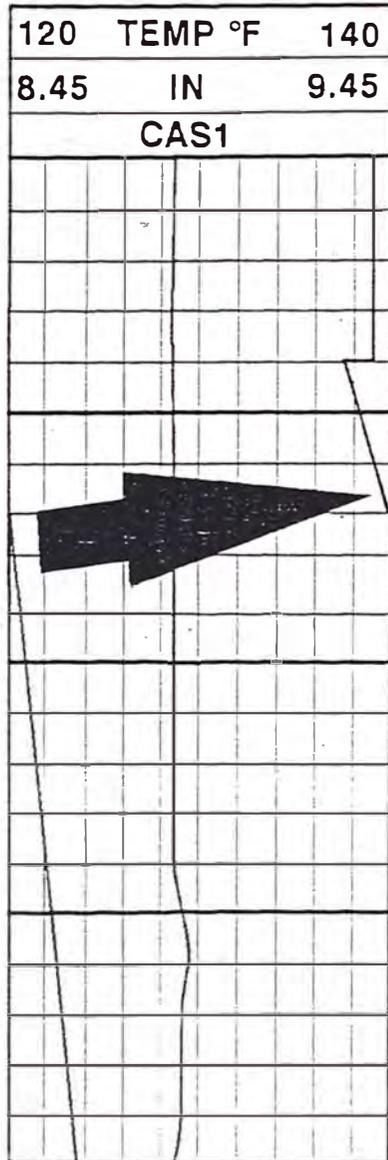


Figura No. 2

REGISTRO ELECTROMAGNETICO

POZO 120D CORRIENTES

23.11.92



1540

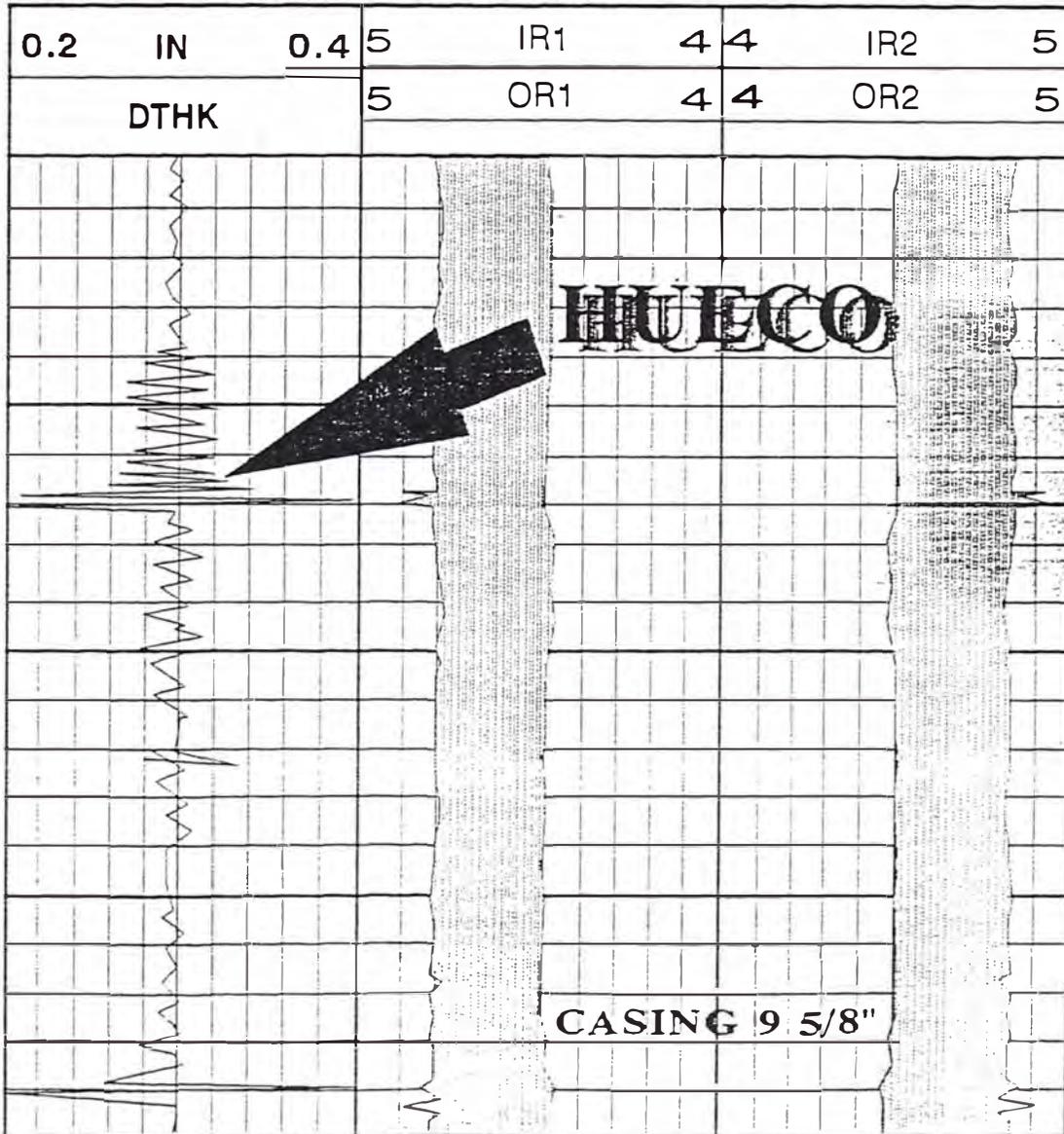


Figura No. 3

REGISTRO DE TEMPERATURA

POZO 105D - CORRIENTES

JULIO 1995

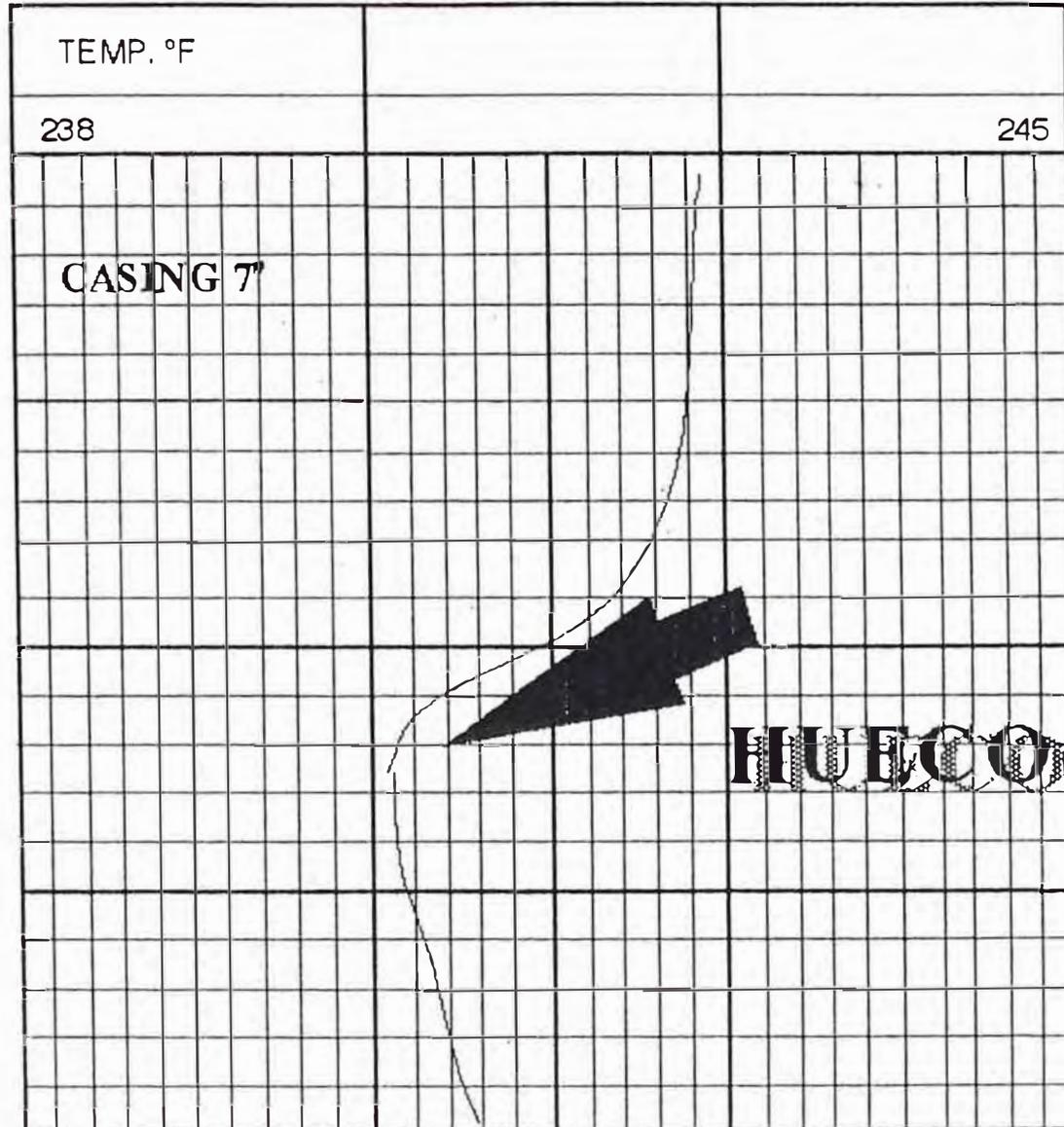
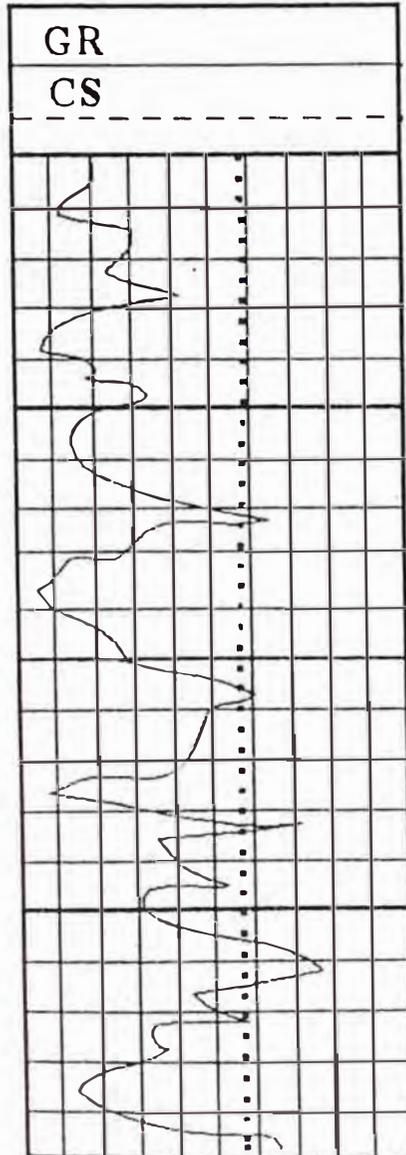


Figura No. 5

EQUIPO PARA EVALUACION DE INHIBIDOR DE CORROSION

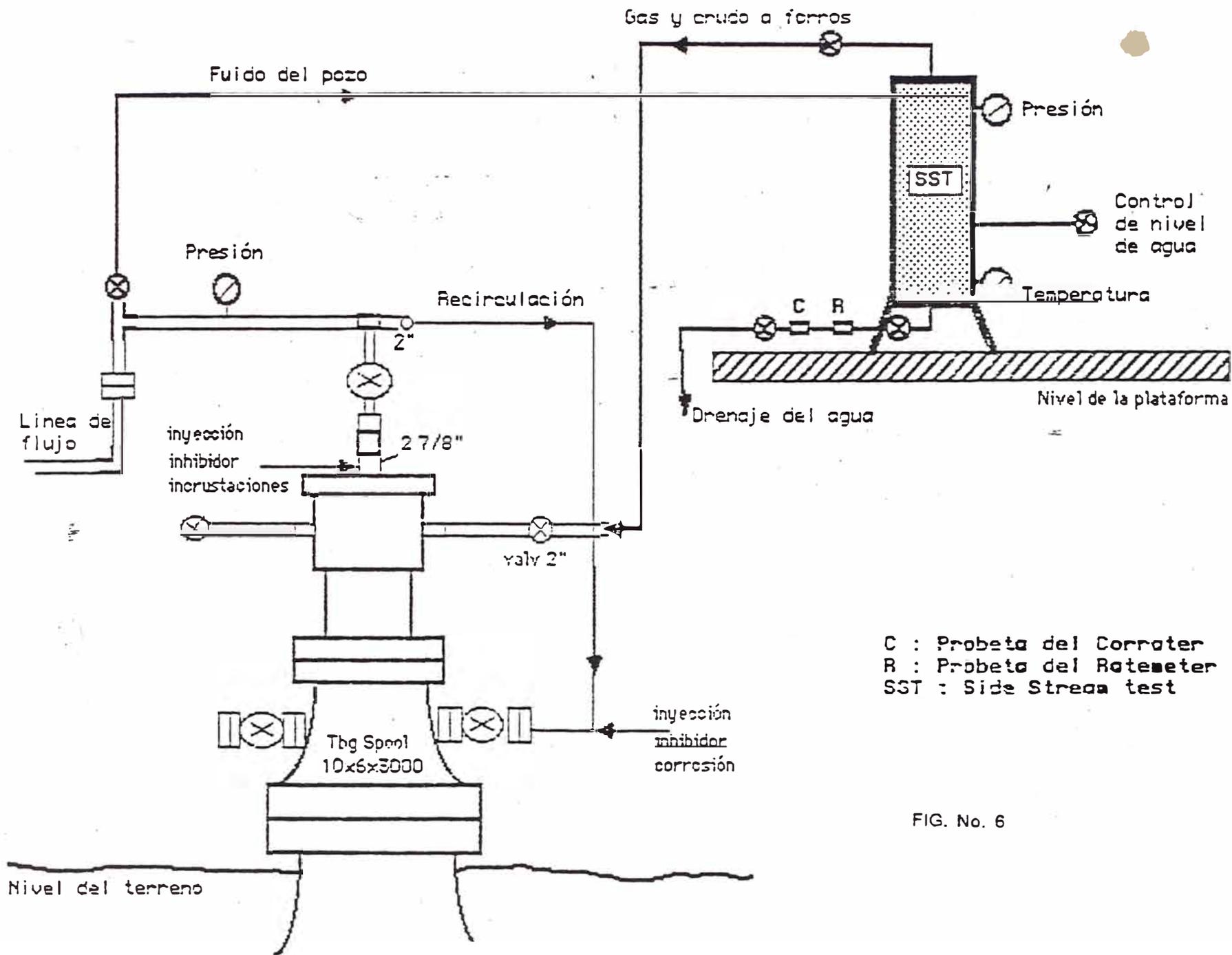


FIG. No. 6

INSTALACION POZO ABAJO

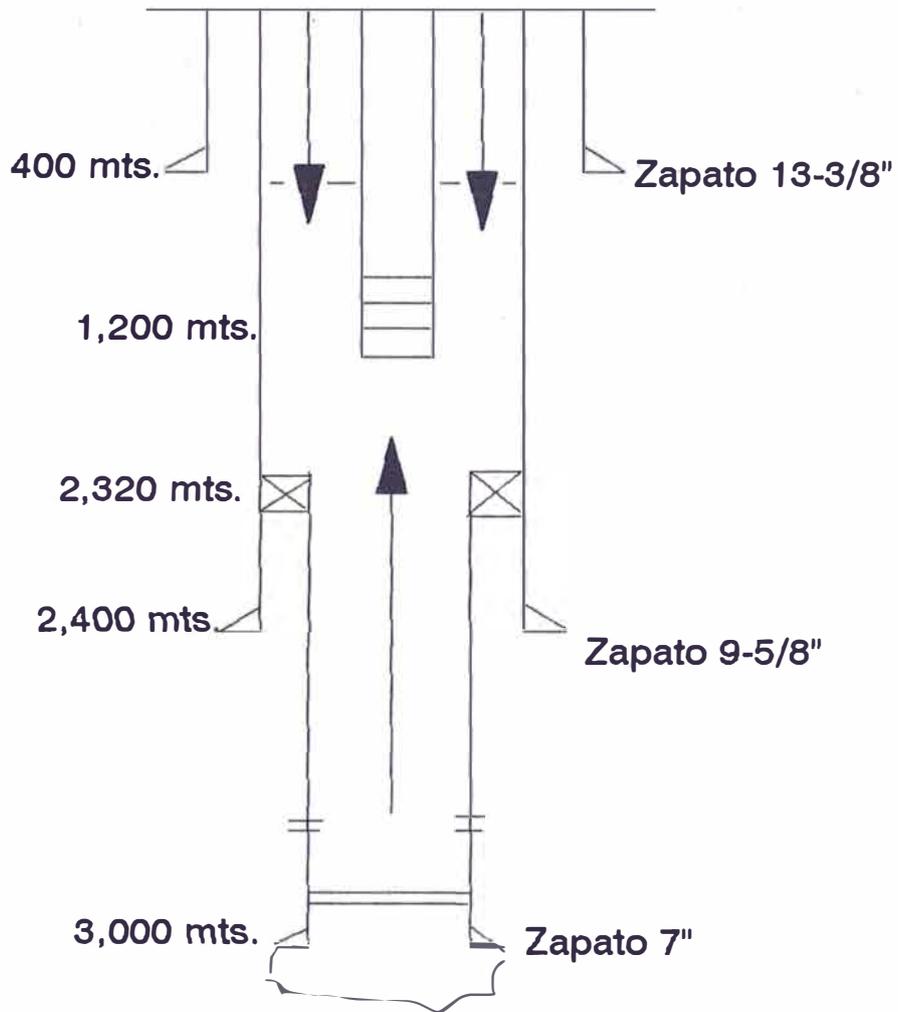
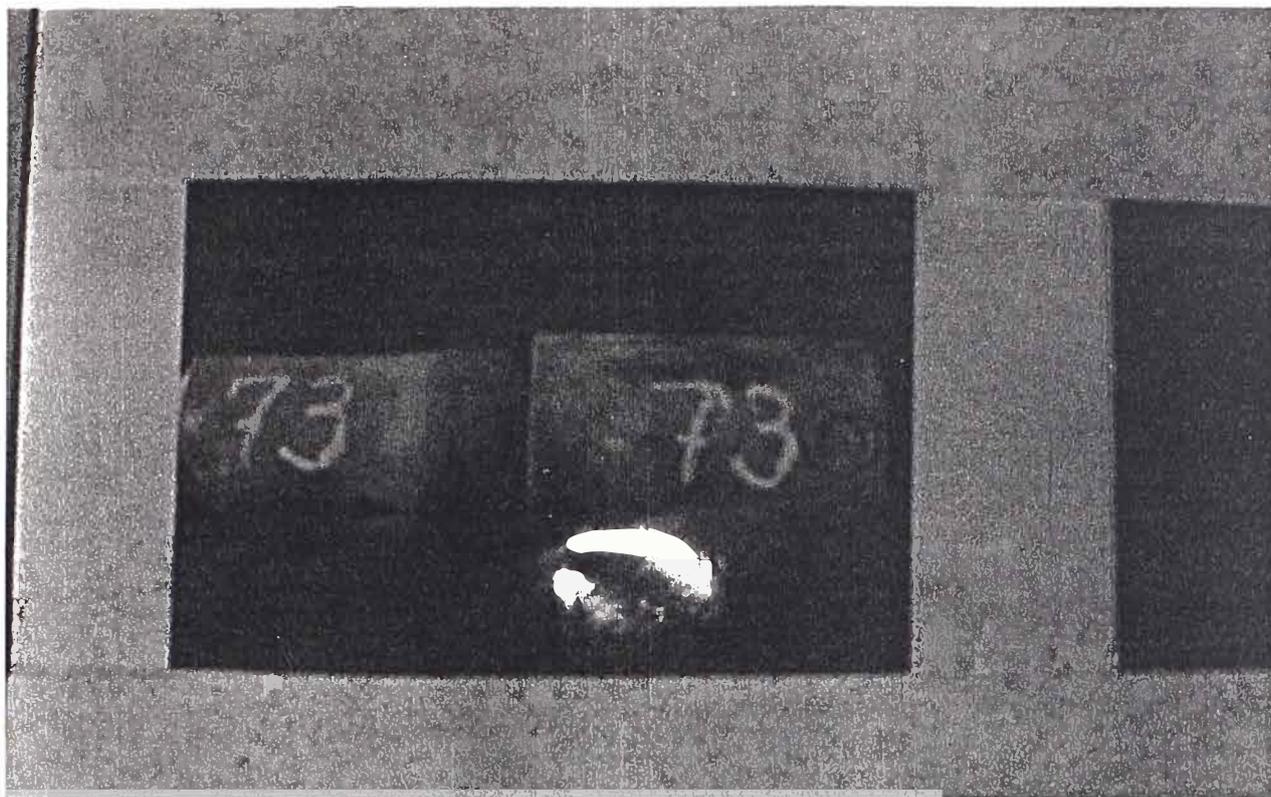
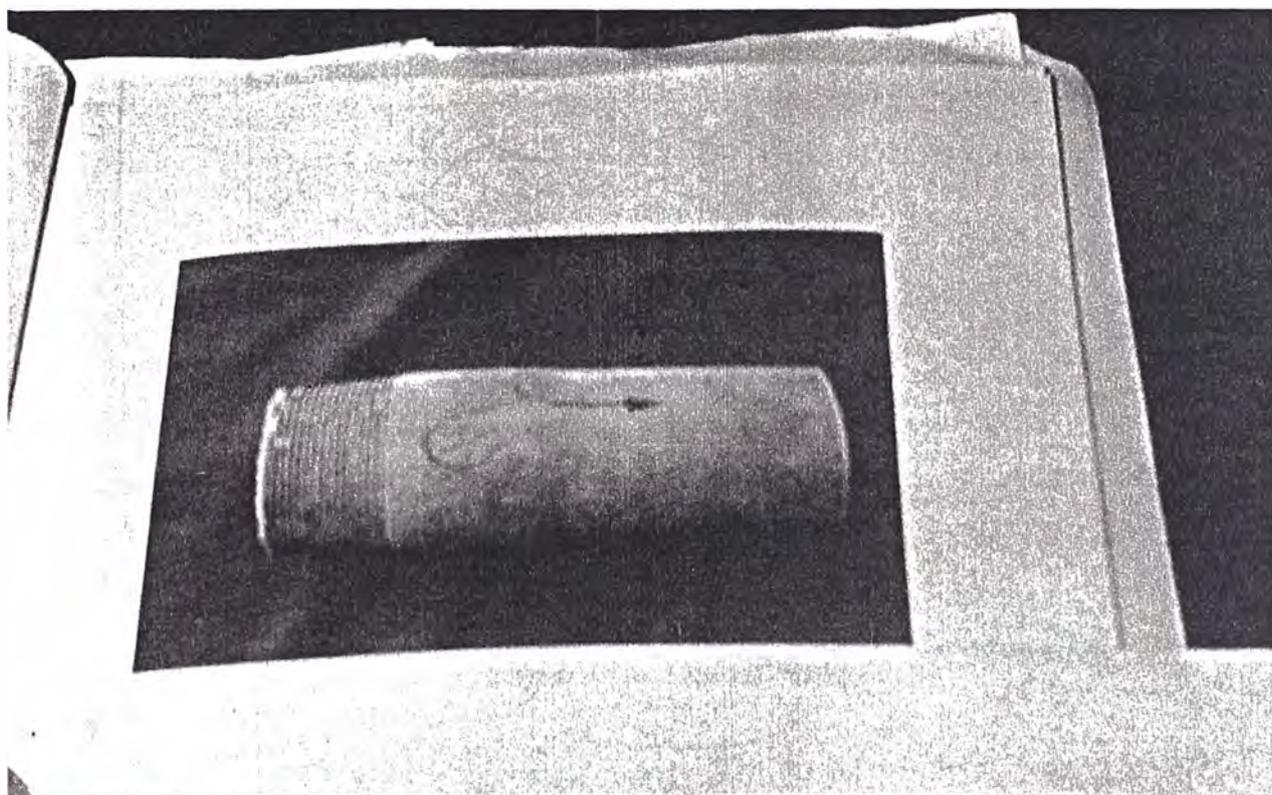


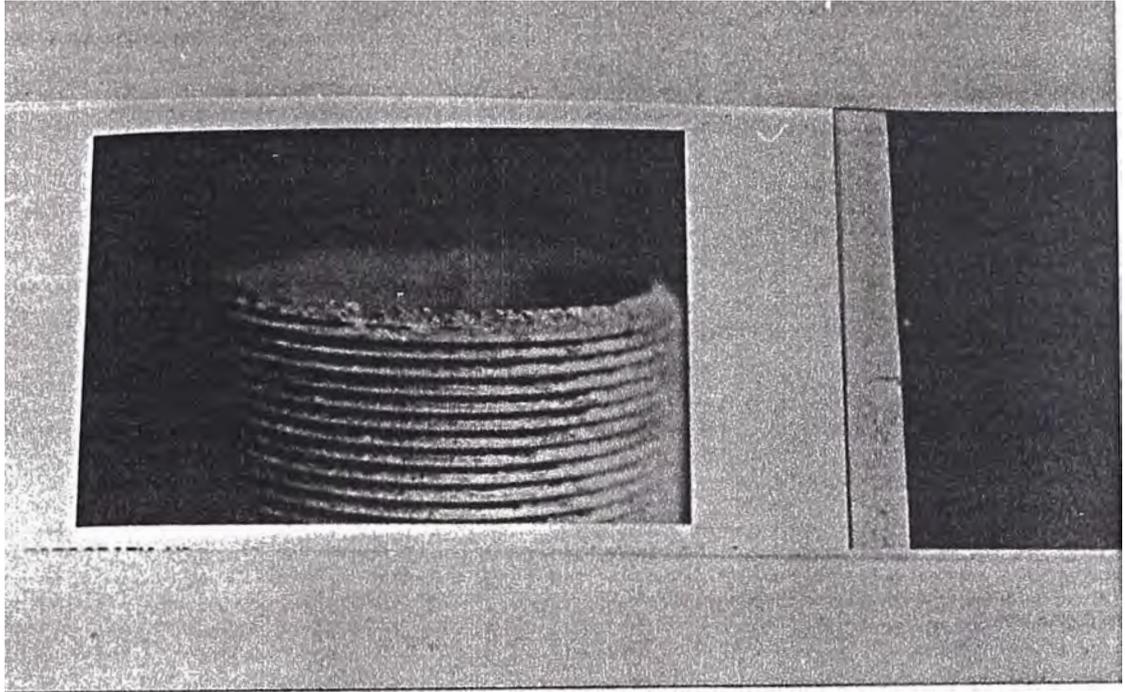
FIGURA No. 7



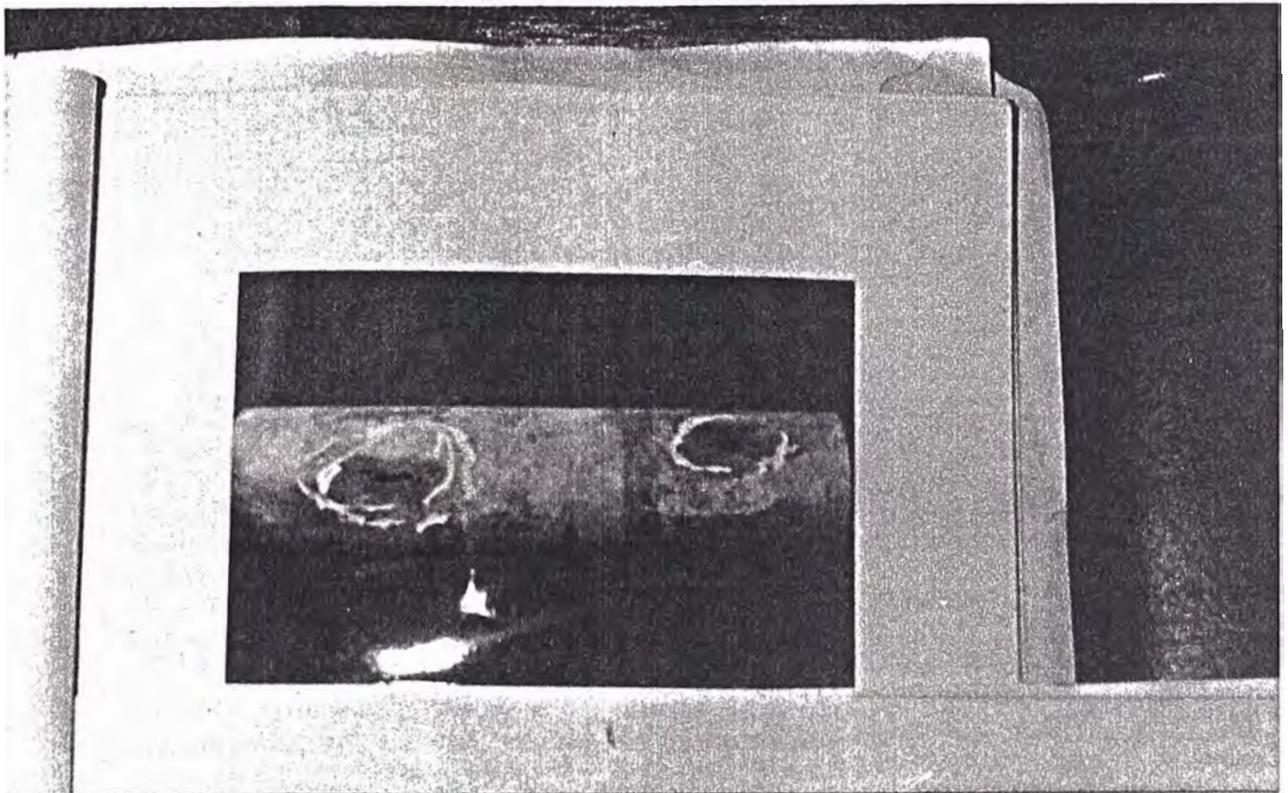
Fotografía No. 1 : Vista del cople del tubo No. 73. La tubería está identificada con un número a la altura de la flecha.



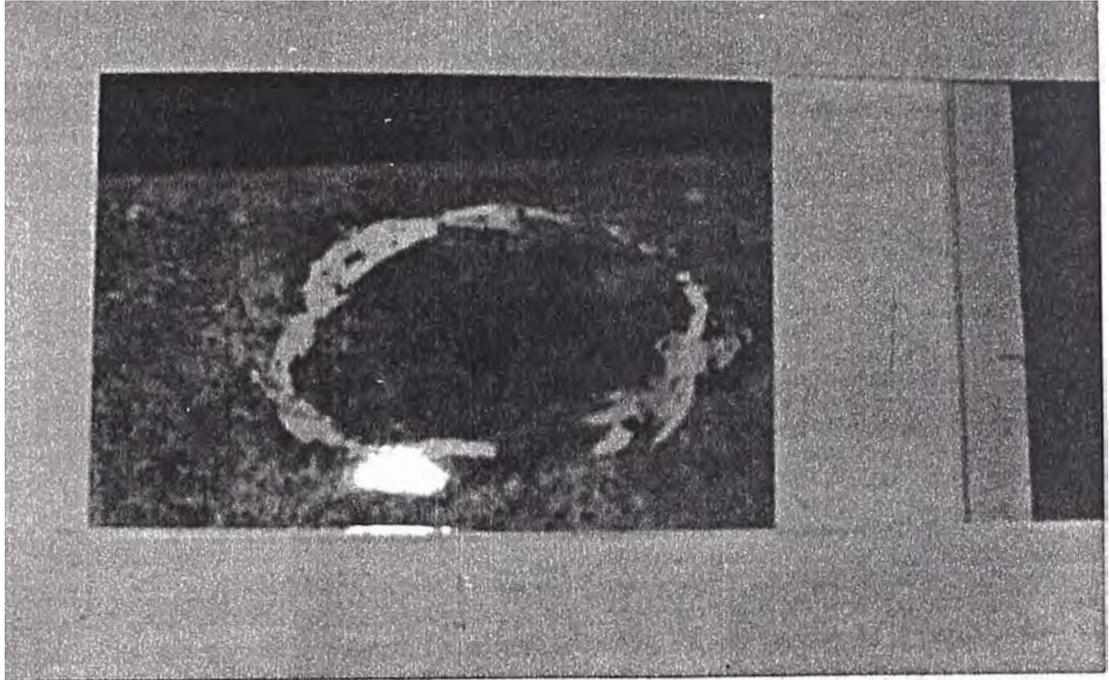
Fotografía No. 2 · Vista del pin del tubo No. 73.



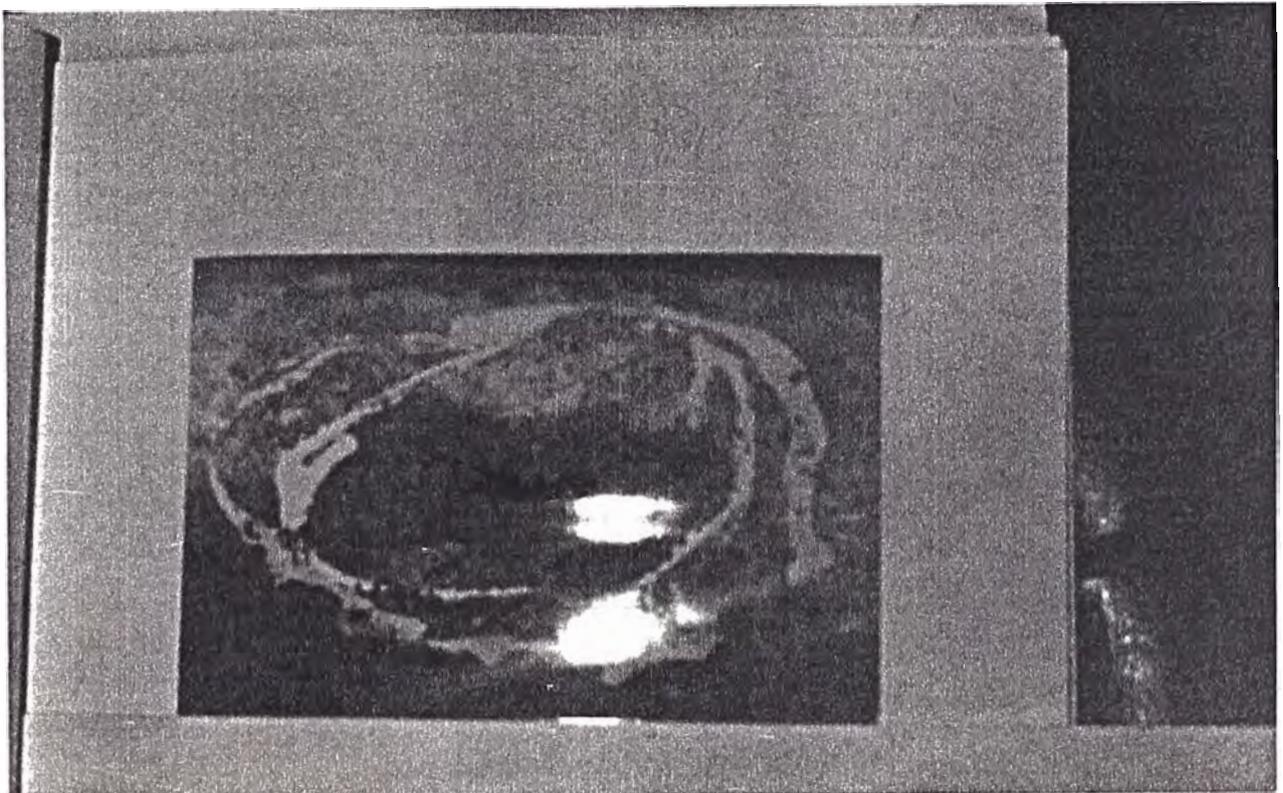
Fotografía No. 3 : Vista del borde de la rosca del pin, atacado por la erosión - corrosión.



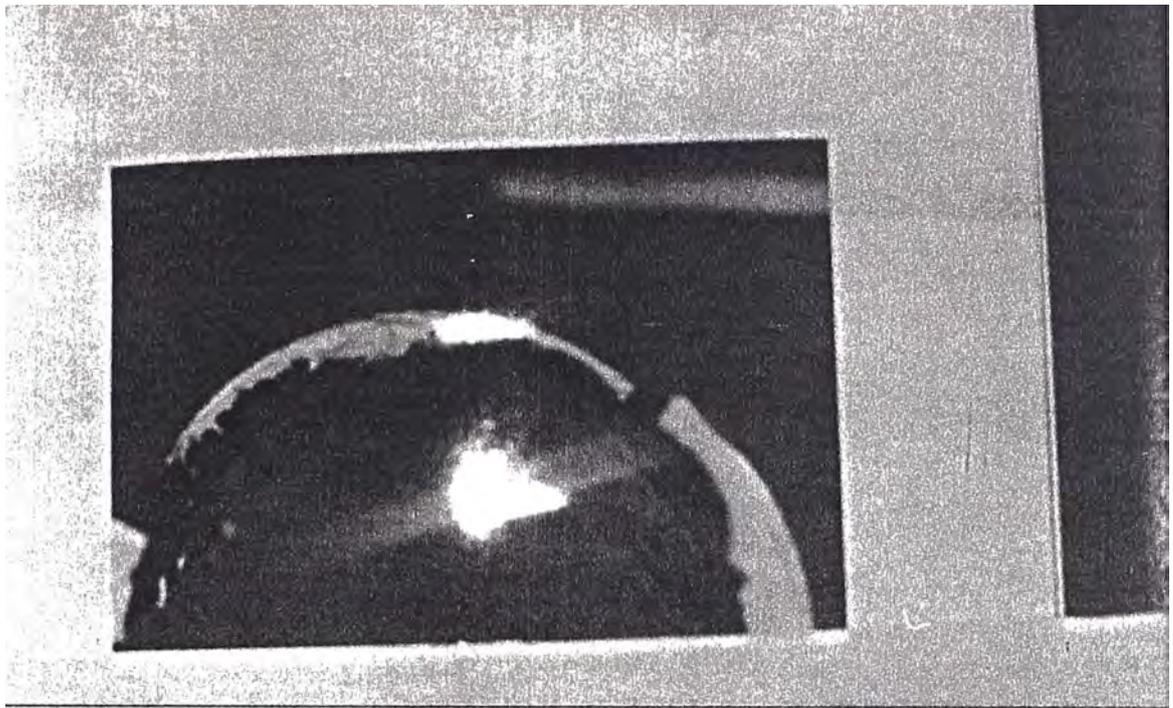
Fotografía No. 4 : Vista del ataque de la corrosión por CO_2 tipo picadura y mesa.



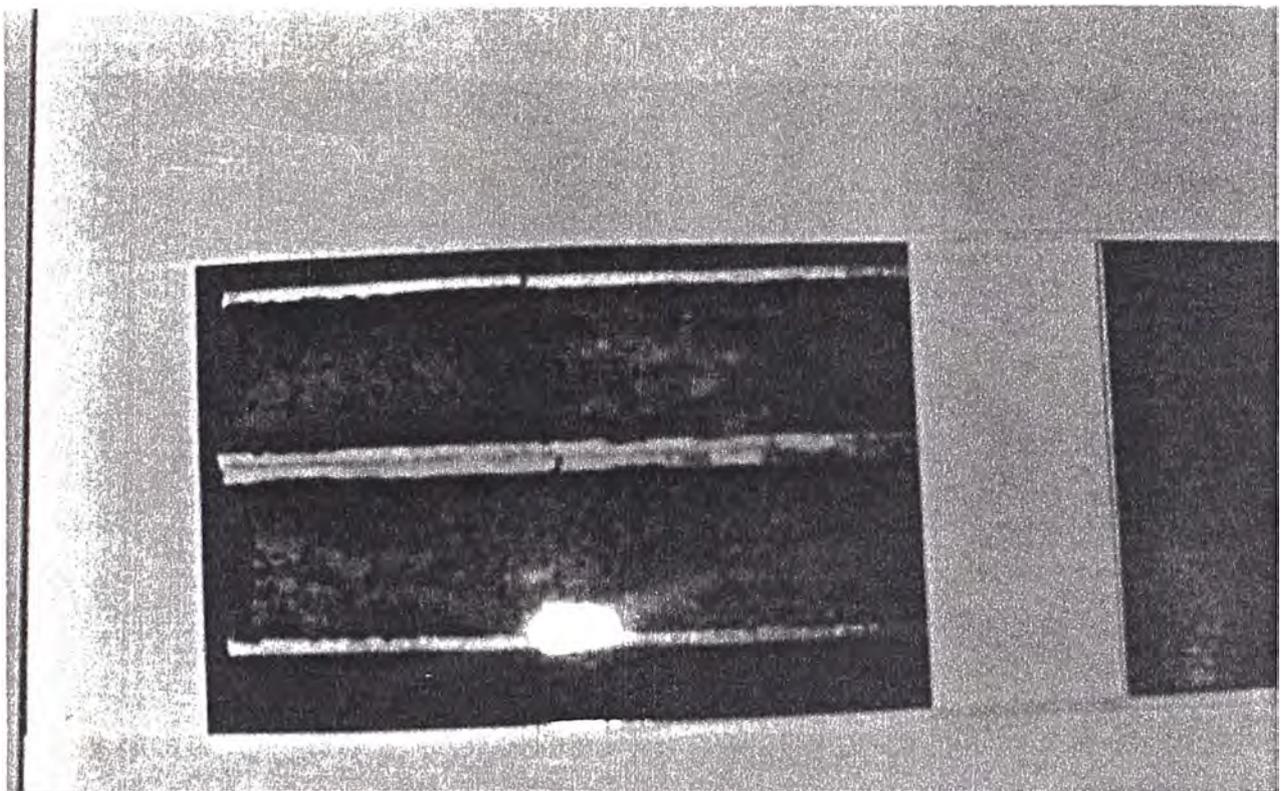
Fotografía No. 5 : Vista con mayor detalle de la corrosión por CO₂ tipo picadura.



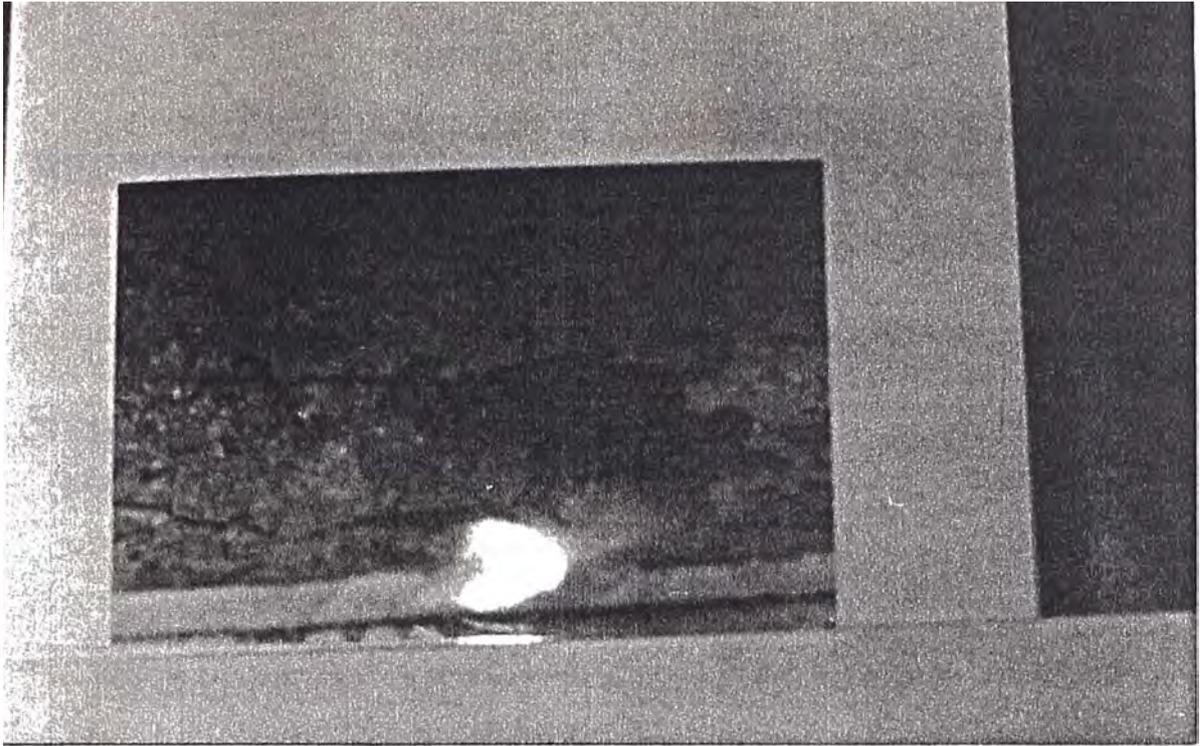
Fotografía No. 6 : Vista con mayor detalle de la corrosión por CO₂ tipo mesa.



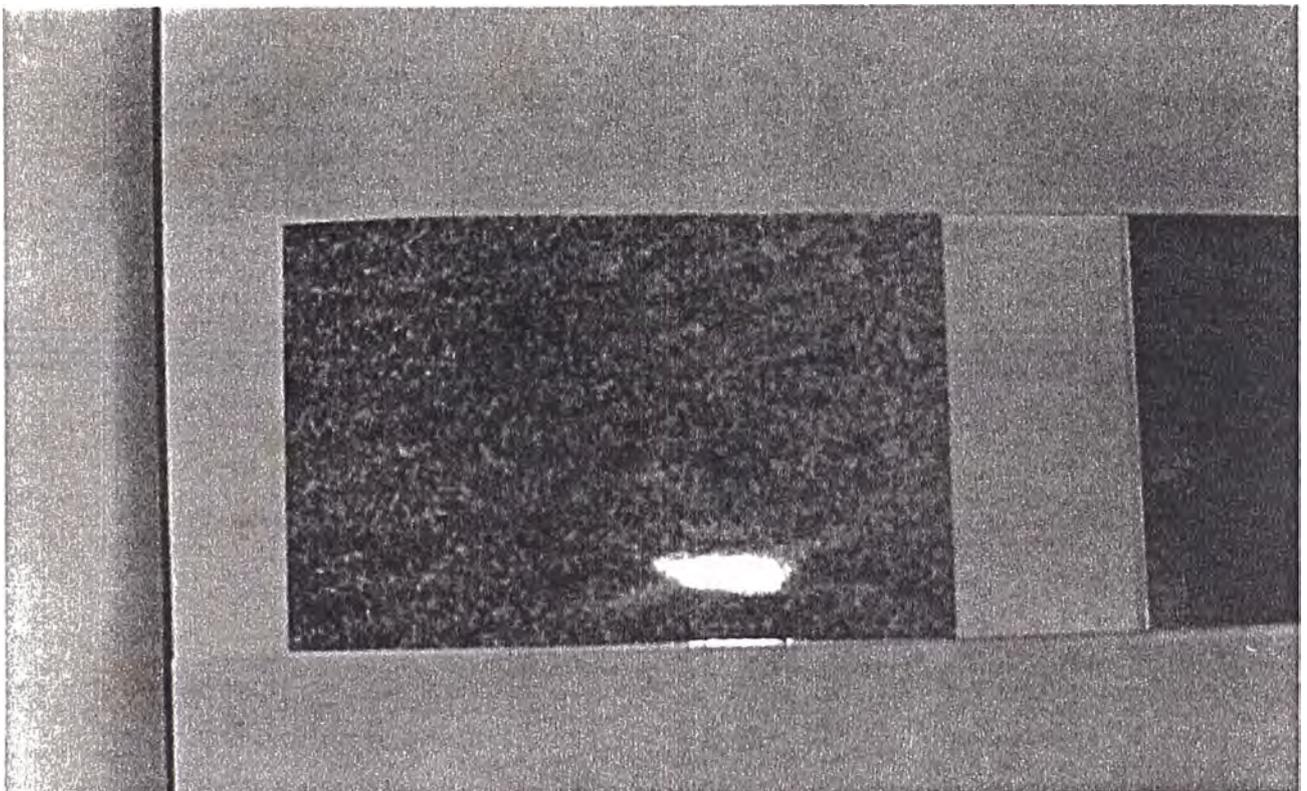
Fotografía No. 7 : Sección transversal de un tramo del tubo No. 73, apreciándose la pérdida de espesor de pared.



Fotografía No. 8 : Corte longitudinal de un tramo del tubo No. 73, observándose la morfología del ataque corrosivo de la superficie interna.



Fotografía No. 9 : Vista que permite apreciar la morfología del ataque corrosivo y la perforación de la pared del tubo.



Fotografía No. 10 : Vista de la microestructura martensítica correspondiente al tubo analizado.