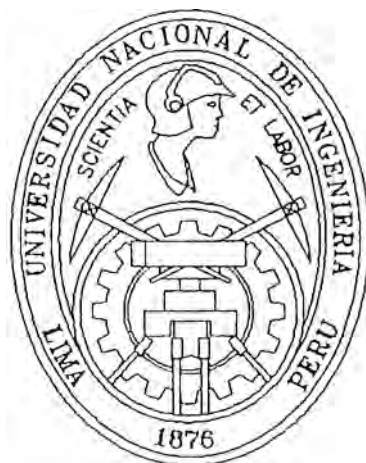


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO



**DEPOSITOS EN EL ANULAR DE POZOS, CON TRAMIENTO QUIMICO
CONTRA LA CORROSION EN PETROPERU - OPS**

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

**Para optar el Título Profesional de:
Ingeniero de Petróleo**

CARLOS CHANG MARZAL

LIMA - PERU

1996

S U M A R I O

DEPOSITOS EN EL ANULAR DE POZOS, CON TRATAMIENTO QUIMICO CONTRA LA CORROSION EN PETROPERU - OPERACIONES SELVA.

- I.- Introducción
- II.- Objetivo
- III.- Antecedentes
- IV.- Fundamentos Teóricos
 - IV.1.- Inhibidores Fílmicos de Corrosión.
- V.- Análisis del Problema
 - V.1 Factores que intervienen en la formación de depósitos
 - V.1.1 Solubles en crudo
 - V.1.2 Solubles en agua
 - V.2 Mecanismos de formación de depósitos
 - V.2.1 Solubles en crudo
 - V.1.2 Solubles en agua
- VI.- Problemas Encontrados
- VII.- Acciones Inmediatas Tomadas
- VIII.- Conclusiones
- IX.- Recomendaciones
- X.- Análisis de resultados.

DEPOSITOS EN EL ANULAR DE POZOS, CON TRATAMIENTO QUIMICO

CONTRA LA CORROSION EN PETROPERU - OPERACIONES SELVA.

I.- INTRODUCCION

El trabajo fue desarrollado con la finalidad de interpretar, minimizar e incluso eliminar el problema de formación de depósitos encontrados en el espacio anular de los pozos 105D, 11X, 139D, 81D, 114D y 45D - Corrientes, 22AXCD Yananacu, 143D Pavayacu y 123X Chambira.

Dicho problema se presentó a raíz de la aplicación de un nuevo producto químico inhibidor de corrosión que requiere un mayor control de los parámetros de aplicación y de altos regímenes de recirculación para mantener un tratamiento efectivo requiere además una mayor dosificación, por lo que el período de duración real de la cantidad adquirida de dicho producto es siete meses (30 %) menos de lo estimado, que es de 2 años.

La mayor parte del trabajo se desarrolló entre abril y octubre de 1995, pero contiene información de los resultados obtenidos hasta los primeros meses de 1996.

En la primera parte del trabajo se realiza un análisis con el fin de identificar el mecanismo de formación de los depósitos. A continuación se detallan las acciones tomadas y trabajos especiales efectuados para la prevención y limpieza de depósitos. Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones, además un análisis de pérdidas económicas debido al problema.

En un primer momento, la razón principal que se consideró para el desarrollo del proyecto fue la incidencia de formación de depósitos, que inclusive llegó a atascar la tubería de subsuelo en el pozo 105D-Corrientes, en Abril de 1995, uno de los pozos afectados. Sin embargo, luego de los primeros análisis, se concluyó que la consecuencia desde el punto de vista económico es aún más grave que el problema de depósitos en sí, puesto que se determinó que la ineficiencia del tratamiento químico original, incrementa considerablemente la incidencia de fallas en la tubería de subsuelo por corrosión; y esto a su vez la frecuencia de trabajos de Servicio de Pozo, originando pérdidas del orden de los US\$ 100,000.00 por mes por dicho servicio.

Parte de este trabajo corresponde a un informe que se está preparando, para dar respuesta a inquietudes de

nuestra gerencia de campo sobre detalles del problema de formación de costras y sus implicancias económicas.

II.- OBJETIVO

Como primer objetivo se pretende adquirir un amplio criterio sobre el tema, entendiendo las causas (las características de los productos químicos, los parámetros operativos de la instalación, las propiedades de los fluidos del pozo y las maniobras) que originan la formación de depósitos en el espacio anular, a fin de encontrar soluciones para minimizar y, de ser posible, evitar este problema, que es común en los yacimientos de Corrientes y Yanayacu. Dichos depósitos provocan obstrucciones en el espacio anular e inclusive atascamiento de la sarta.

Cumplido este primer objetivo se pretende estar preparados para adoptar las medidas mas adecuadas y, en lo sucesivo evitar el problema de depósitos, obteniéndose así dos beneficios adicionales:

1.- Reducción del índice de falla por corrosión, derivado de un mejor tratamiento con inhibidores, puesto que la progresiva acumulación de estos productos en el anular impide un tratamiento químico completo y origina mayor frecuencia de fallas con sus consecuentes implicancias económicas.

2.- Reducción del costo de tratamiento químico, ya que al mejorar el rendimiento puede reducirse el consumo mediante optimizaciones.

El objetivo principal que estamos trazándonos involucra los siguientes objetivos previos:

1.- Lograr una correcta selección de productos inhibidores, que bajo nuestras condiciones operativas y características de fluidos producidos, no tengan tendencias a formar depósitos.

2.- Contar con dispositivos o instalaciones para mantener una baja presión en forros, para evitar paradas de la recirculación por alta presión.

3.- Establecer en forma práctica (teórica en pozos nuevos) los regímenes de recirculación óptimos, para cada pozo, a fin de evitar taponamientos en la recirculación y en el anular, con un mínimo perjuicio de la producción del pozo.

4.- Lograr un control del flujo para asegurar los regímenes de recirculación constantes según el flujo establecido en el objetivo 3.

5.- Contar con un método químico-mecánico adecuado para la limpieza de los depósitos, que puedan formarse a pesar de las medidas tomadas.

III.- ANTECEDENTES

En el año 1979, Petroperú decidió instalar las primeras Bombas Electrosumergibles para incrementar sus volúmenes de extracción, en un intento de mantener la producción de petróleo ante el incremento del corte de agua de la mayoría de los pozos.

Junto con el fluido total, se incrementó también el agua producida. Esta puede considerarse como el agente primordial para la ocurrencia de corrosión en los pozos de

petróleo. Debido a esto, a partir de 1980 la incidencia de 0.15 fallas/mes, aumentó progresivamente hasta alcanzar en 1984 su máximo valor de 1.6 fallas/mes.

Ante esta situación, se iniciaron las pruebas con un producto inhibidor de corrosión fílmico soluble en crudo Visco-4907 - Nalco cuyas características se detallan en el anexo N° 1.

Ese mismo año se inició el tratamiento con el mencionado inhibidor, que si bien es cierto permitió disminuir el índice de fallas como se observa en el gráfico N° 1, con el tiempo, originó la formación de depósitos más graves que los que hemos tenido hasta el momento, provocando serios problemas por atascamiento de la sarta de producción.

El depósito tenía el aspecto de caucho negro y era muy estable, insoluble en crudo y en agua, se formaba a partir de la profundidad del nivel fluido, perdiendo espesor hacia abajo.

En 1991 se decidió suspender la inyección de este producto en los pozos con "casing" intermedio menor de

9 5/8" ϕ pero continuó inyectándose en pozos con "casing" de 9 5/8" ϕ hasta fines de 1992.

En el año 1993 se generalizó el tratamiento con productos inhibidores de corrosión solubles en agua. Los productos utilizados hasta finales del '94 fueron KY-6778, KW-28 Tretolite y V-3910 Nalco y durante ese período no se presentó ningún caso de formación de depósito en el anular, que pueda considerarse de importancia.

Los depósitos que en pocas ocasiones llegaron a formarse tenían el aspecto de una película delgada sin acumulación de sales.

En octubre de 1994 se inició la inyección del producto inhibidor de corrosión que actualmente usamos, luego de su evaluación por el método de polarización lineal con corriente lateral en el campo, dicho método se utiliza para medir velocidades de corrosión utilizando equipos tales como: corrater, ratemeter, pairmeter, etc.

Cabe señalar que en las pruebas no se consideró el aspecto formación de depósitos debido a que con este tipo de producto no se habían presentado problemas en nuestro

campo, además el método utilizado es el mismo método de evaluación que emplean otras compañías petroleras.

El primer indicio de que el producto no recirculaba eficientemente (tubos-forros-tubos) fue el bajo rendimiento observado (alto índice de fallas) desde enero a junio '95.

Parte de este problema se controló (al menos en lo relacionado a la corrosión) reduciéndose la incidencia de fallas en el período julio-enero 1996, lo que significó un aumento sustancial del dosaje y de la recirculación.

El primer caso de depósitos importantes con tratamiento de inhibidores solubles en agua, fue detectado en abril de 1995, durante el servicio del pozo 105-D Corrientes, donde se encontraron depósitos superficiales poco consolidados de sales e hidrocarburo con presencia de fosfonatos y aminas provocando el atasque del tubing de producción.

Casi simultáneamente se presentaron casos similares en los pozos 11X y 139D- Corrientes, hasta ese momento todos los pozos afectados tenían tratamientos simultáneos con inhibidores de corrosión e inhibidores de incrustaciones,

por lo que inicialmente se pensó en una posible incompatibilidad de productos o en una reacción evidentemente perjudicial entre ellos, estas apreciaciones posteriormente se descartaron.

Entre agosto y octubre de 1995 se presentaron cuatro casos más de formación de depósitos superficiales en los pozos 22-AXCD Yanayácu, 115-D, 45-D y 81-D Corrientes todos con tratamiento inhibidor de corrosión solamente.

Las características de estos depósitos son diferentes a los encontrados anteriormente en pozos que además tenían inyección de antincrustantes. En este caso se formó una costra consolidada y quebradiza, constituida por estratos de cristales de sal intercalados con películas de inhibidor de corrosión (aminas) mas o menos continuas. El espesor de estos depósitos varía de 1 mm hasta 2" (51 mm)

IV.- FUNDAMENTOS TEORICOS

IV.1.- Inhibidores Fílmicos de Corrosión.

Los inhibidores de corrosión son formulaciones compuestas de una base que pueden ser aminas, amidas, sales cuaternarias, ácidos grasos e imidazolininas; contienen también aditivos como surfactantes, detergentes, antiespumantes demulsificantes, humectantes, etc.; y los solventes que generalmente son agua, alcoholes, aminas y productos refinados del petróleo.

Están diseñados para formar una película aceitosa evitando que el agua producida (medio corrosivo) tenga contacto con la pared de metal de las instalaciones.

Si bien es cierto que no es posible evitar la corrosión con un buen tratamiento fílmico, puede controlarse limitándola a niveles aceptables.

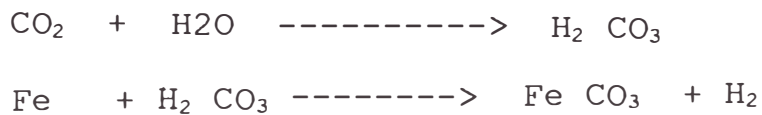
Tomando en cuenta la solubilidad, los inhibidores pueden ser clasificados en solubles en agua y solubles en aceite.

Las moléculas de los inhibidores solubles en aceite, tienen la parte hidrocarburo 'cola' y además del contenido de los aditivos arriba mencionados, pueden obtenerse

inhibidores con características de solubilidad y dispersabilidad intermedias.

Los inhibidores fílmicos de corrosión están formulados y su uso es altamente recomendable en la protección del lado interior de la sarta de subsuelo, de las líneas de superficie e inclusive de los equipos e instalaciones de la batería de producción, especialmente si la corrosión se da por ataque de CO₂, sin embargo muchos de estos inhibidores también son recomendables para ataque por H₂S.

Este tipo de corrosión se presenta cuando el Dióxido de carbono se disuelve en el agua de producción reduciendo el pH y volviéndola corrosiva según la siguiente reacción:



Como prácticamente nada puede hacerse para disminuir el pH del agua, el uso del inhibidor es pretender aislar dicho medio corrosivo de la pared de las instalaciones metálicas, evitando el contacto y por ende el ataque corrosivo.

Los inhibidores no controlan la corrosión cuando la velocidad y la erosión son muy altas, por ejemplo en la zona "J" (espacio entre 2 niples contiguos de la sarta) se presenta fuerte turbulencia, y se registra un mayor ataque corrosivo en esta zona.

La velocidad de corrosión puede ser acelerada por la velocidad de flujo por las siguientes razones:

- 1.- Remueve la película fílmica y/o productos de corrosión por el esfuerzo cortante.
- 2.- Despoja la película fílmica y/o productos de corrosión por acción del choque de gotas de líquido.
- 3.- Incrementa la velocidad de transferencia de masa.
- 4.- En caso de alto contenido de sólidos en suspensión, erosiona la pared de la tubería y barre la capa protectora.

Características que debe tener un inhibidor de corrosión, que va a inyectarse por el espacio anular:

- 1.- Debe ser soluble en el agua o soluble en aceite/dispersable en agua.
- 2.- Debe tener estabilidad térmica a condiciones del pozo.
- 3.- Debe formar películas delgadas, resistentes e impermeables al agua de producción.
- 4.- Debe ser compatible con productos demulsificantes, inhibidores de incrustación, biocidas, inhibidores de parafinas - asfaltenos, etc.
- 5.- No debe ser tóxico, y debe cumplir con las normas ecológicas existentes.
- 6.- Debe ser razonablemente económico.

En Petroperú se han utilizado los siguientes productos fílmicos:

- 1.- Solubles en crudo para control de corrosión en el tratamiento de pozos con bombeo hidráulico.

2.- Solubles en crudo y dispersables en agua al inicio del tratamiento en pozos con sistemas de bombeo electrosumergibles cuando los cortes de agua eran relativamente bajos.

3.- Solubles en agua. Se utilizan desde 1993 en forma generalizada en todo el campo, por el alto corte de agua de los pozos.

Existen varios métodos de aplicación de inhibidores. Nosotros utilizamos el método de inyección continua, dosificando el producto en una pequeña corriente del fluido producido que es recirculado de la cabeza del pozo hacia el espacio anular.

La magnitud del fluido recirculante debe ser tal que el inhibidor baje sin problemas por el anular hasta ser succionado por el "intake" de la bomba (ESP) pero que a su vez no afecte apreciablemente la producción.

Existen criterios para determinar esta magnitud, por porcentaje del fluido total del pozo (aprox. 5 %) y por concentración del producto en el fluido recirculante (1000 a 2500 ppm). Sin embargo la determinación de ese flujo se

afina en forma práctica y de acuerdo a resultados anteriores. Se hace hincapié en este aspecto porque es uno de los factores principales de la formación de depósitos en el anular.

V.- ANALISIS DEL PROBLEMA

V.1.- Factores que intervienen en la formación de depósitos

V.1.1.- Solubles en aceite:

1.- Alta solubilidad del producto inhibidor en la fase crudo y la tendencia a incrementar el espesor de la película a altas concentraciones. Esto ocurrió en el espacio anular por debajo del nivel del fluido donde básicamente solo hay crudo.

2.- Baja gravedad específica del producto, lo que dificulta su descenso a través del anular en forma pura, en caso de que fallen las recirculaciones.

3.- Alta presión en forros, por falta de desfogue, que impide que continúe la recirculación, manteniendo la fase dispersa en agua, innecesariamente en el anular.

4.- Bajo régimen de recirculación.

V.1.2.- Solubles en agua:

1.- Alta concentración de cloruros del agua de formación.

2.- Alta presión de forros.

3.- Bajo régimen de recirculación y/o interrupciones.

4.- Bajo "flash point" del producto, rápida pérdida del solvente.

5.- Alta afinidad del producto con los cristales de las sales.

6.- Rápida pérdida de fluidez a temperatura de trabajo, al perder el solvente.

7.- Alta dosis del producto, provoca sobresaturaciones y puede ocasionar obstrucciones iniciales.

Para más detalles, estos son los resultados de análisis del agua del pozo, el producto y los depósitos formados en el Pozo 1X-Corrientes:

a) Agua de producción:

- Alta salinidad, 119,269 ppm ClNa
- Acidez moderada (pH 6.0)
- Dureza total 18,700 ppm como CaCO₃, constituida en su mayor parte por Calcio.

- Leve saturación en carbonato de calcio (índice Stiff Davis 0.38)

- Tendencia no incrustante al sulfato de calcio (índice de Skillman 2.44; Concentración de saturación 10,630).

b) Inhibidor de Corrosión:

- Completamente soluble en crudo
- Se dispersa en agua del pozo formando una emulsión.
- Pierde 8 % del volumen expuesta 24 horas al ambiente.

- Pierde 55 % del volumen en 5 horas a 70 °C

- La emulsión del inhibidor en agua de formación deja depósitos en la pared del recipiente los que se presentan en forma de anillos de color amarillo en la interfase agua aire.

c) Los depósitos:

- Presentan una elevada adherencia.

- No fue posible disolverlos con agua de formación, crudo o mezcla de ambos.

- En el campo se intentó disolverlo con ácido clorhídrico a diferentes concentraciones, sin resultados.

Conclusiones de estos análisis:

El agua de formación se encuentra sobre-saturada en carbonato de calcio, sin embargo no se encuentra en los depósitos.

Es elevado el contenido de solvente volátil presente en la formulación del inhibidor, esto conlleva a la posibilidad de concentrar el agente activo en el fluido contenido en el anular, especialmente en el crudo y dificultar su llegada a la tubería de producción.

El inhibidor muestra como característica intrínseca la habilidad de formar un depósito adherente sobre las superficies con las que entra en contacto a partir de emulsiones en agua, esta característica sumada a las pérdidas de solvente por evaporación, con el consecuente aumento de la concentración del agente activo en la emulsión es la responsable de la formación de depósitos de alto espesor en la región anular.

V.2.1 Formación de depósitos en el anular aplicando el producto soluble el crudo.

Mecanismo:

El fluido recirculado y el producto inhibidor soluble en crudo, ingresan juntos al espacio anular a través del sistema de recirculación sufriendo una considerable caída de presión.

Si la presión no se incrementa rápidamente, no ocurriría la formación del depósito; si la presión continuara siendo baja, simplemente el efecto del chorro la lavaría y ejercería un control de espesor sobre ella, pero en pozos de alta presión de forros, ésta se restaura rápidamente ocasionando que la recirculación se detenga.

Al detenerse la recirculación se provoca concentraciones excesivas de inhibidor en la parte superior del anular, ya que las bombas de los inyectores de inmediato levantan su presión (pueden llegar hasta 1500 psi) y el ingreso del producto continúa.

De esta forma, la película de sal es protegida por el propio inhibidor debido a su rápida pérdida de fluidez y a su fuerte afinidad con los cristales de NaCl, impidiendo que la fina película de sal sea removida constantemente por el chorro de fluido líquido que evitaría su acumulación.

De modo que la película de sal se impermeabiliza con el propio inhibidor que a su vez atrae más cristales de NaCl (ambos son polares), repitiéndose el proceso indefinidamente cada vez que se presuriza el pozo,

llegando a formar una costra estratificada de sal con intercalaciones del inhibidor fílmico.

Cabe resaltar que hay factores muy importantes, tales como la alta concentración de cloruros e insuficiente fluido de recirculación, que contribuyen a que este mecanismo ocurra, pero el agente desencadenante para nuestro caso es la propia naturaleza del producto.

Para evitar la adquisición de productos con estas características, en la última evaluación se ha considerado volúmenes de recirculación bajos (de 20 a 70 bls), a esas condiciones se espera que la eficiencia de productos con tendencia a formar depósitos sea substancialmente más baja, limitandose por si mismos.

Otro factor que se ha tomado en la última evaluación es el contenido de Cloruros del agua de producción de los pozos elegidos para la evaluación, es muy importante que se trate de pozos con alto contenido de Cloruros.

También se tomó en cuenta pozos con alta presión en forros y una rápida restauración de la presión después del desfogue.

VI.- PROBLEMAS ENCONTRADOS QUE PROMUEVEN LA FORMACION DE DEPOSITOS

1.- El desfogue de los forros es manual y se realiza periódicamente, lo que en ocasiones no es suficiente para algunos pozos con alta presión en forros.

En este tipo de pozos la presión se acumula rápidamente manteniendo valores muy altos, similares a la presión de Tubos.

En estos casos que la recirculación se interrumpe por la alta presión en el espacio anular, cuando se descuida el desfogue diario, el inhibidor se queda en dicho espacio causando depositos, como se ha explicado líneas arriba,

2.- La operación de la válvula que conecta la recirculación a la cabeza del pozo, y que regula el régimen de recirculación, siempre ha sido motivo de controversias entre "producción" y "control de corrosión tratamiento químico".

Anteriormente sólo se utilizaban válvulas de aguja pero éstas tenían problemas de obstrucción por incrustaciones de carbonato de calcio. Ahora utilizamos válvulas de compuerta restringidas, que a pesar que no están diseñadas para eso, tienen un tiempo de vida aceptable.

El problema es serio puesto que dicha válvula es maniobrada por casi todos los operadores que frecuentan las plataformas. Los recorredores de plataformas la cierran para que no afecte su lectura de Presión de cabeza y algunas veces se olvidaban de reabrir la o casi siempre la abren insuficientemente, personal de producción la cierran dejando un flujo mínimo muchas veces insuficiente con la finalidad de no disminuir la producción del pozo y finalmente la gente de ESP también la cierra para que no afecte su lectura de nivel de fluido del pozo, dejándola algunas veces cerrada.

Es por eso que frecuentemente se presentan interrupciones y/o insuficientes regímenes de recirculación en los pozos, que escapan a nuestro control, lo que incrementa la posibilidad de formación de depósitos en el anular.

3.- Un problema que también reduce el régimen de recirculación e incluso lo interrumpe es la tendencia a incrustarse de la línea que conecta el cabezal con los forros, son muchos los pozos del yacimiento de Corrientes que tienen este problema, se debe a la fuerte caída de presión de tubos a forros que justamente se da en este tramo.

Tratar con inhibidores de incrustación vía anular, antes de recirculación, en la mayoría de los pozos no sería rentable, pero este problema es tan frecuente que el tiempo promedio de operación de las líneas de recirculación de acero al carbono de 1/2" es de aproximadamente 15 días antes que se incrusten.

VII.- ACCIONES INMEDIATAMENTE TOMADAS

Ante la formación de depósitos, el personal de Control de Corrosión dio especial importancia al mantenimiento de las recirculaciones de los pozos, reparando al momento cualquier falla de las líneas, revisando constantemente el flujo y el dosaje recomendado.

Inclusive para poder cumplir con estos trabajos y tener un mejor control del tratamiento se programó revisiones diarias del sistema de recirculación y de la presión de forros de todos los pozos del área de Corrientes, con la indicación de mantener un flujo adecuado y una presión baja, inclusive en ocasiones se realizó los desfogues de pozos problema, previa coordinación con Producción.

Además se destacó en forma permanente una persona, uno de los dos únicos empleados que tenemos por período, a la Zona Norte para mejorar el tratamiento. En síntesis se extremaron medidas para llevar un control estricto de los dosajes recomendados, de los sistemas de inyección, de la recirculación y especialmente de la presión en el anular.

En setiembre de 1995 se volvió a elaborar un pedido de productos inhibidores de corrosión, descartando el producto JRU-211 en uso por su tendencia a formar depósitos, en este caso se consideró solamente a los productos clasificados en 2° y 3° puesto de la última evaluación (KW-28 y V-3910) para aplicarlos bajo las mismas condiciones operativas.

Cualquiera de los dos puede ser utilizado ya que ambos han sido aplicados anteriormente en nuestra operación sin ese tipo de problemas y a un dosaje menor (15 ppm), se espera que en esta oportunidad las condiciones actuales no afecten el performance anterior de los productos KW-28 Tretolite y V-3910 Nalco.

Para superar el problema del mal manipuleo de la válvula que conecta la cabeza del pozo con el sistema de recirculación, se ha diseñado un dispositivo que consta de un capilar transversal disponible en tres diámetros 1/16", 1/32" y 1/8" que cubren rangos de 35 a 250 bls según las presiones de cabeza y de forros.

La ventaja de este dispositivo radica en que la válvula de recirculación, ya sea de bola, compuerta o aguja permanece abierta totalmente y, de ser necesario, cerrarla para cualquier trabajo en el pozo. es muy sencillo volverla abrir ya que no precisa ser regulada. sólo debe abrirse totalmente.

Con esto se evitaría los reclamos de los supervisores encargados de las baterías de producción sobre excesivos flujos de recirculación.

VIII.- CONCLUSIONES

1.- El producto inhibidor, actualmente en uso, tiene un buen rendimiento a altas dosificaciones, pero ocasiona problemas de atascamientos por acumulación de depósitos en la parte superficial del espacio anular. Esto se debe a su evidente baja movilidad y a su fuerte afinidad por los cristales de cloruro de sodio formados durante el proceso de recirculación y a características propias de sus ingredientes activos.

2.- Uno de los factores que contribuyen al problema es la concentración de Cloruros. Pudo comprobarse que todos los pozos con problemas de depósitos producen agua con alto ppm de Cl-, pero no se cumple lo inverso, esto nos indica que no se trata del factor desencadenante.

3.- La falta de recirculación por interrupciones o taponamientos parciales, también es un factor importante en la formación de costra, pero tampoco es el factor desencadenante, ya que al restaurarse el flujo debería renovarse, lo que no ocurre debido a que la película del inhibidor la impermeabiliza, fomentando la formación de capas gruesas de sal y producto.

4.- Este problema es muy perjudicial, a parte de posibles atascamiento ocasiona mayores consumos si se quiere lograr un buen control de corrosión, ya que una considerable cantidad del producto se queda en el anular. Existe la probabilidad de encontrar formación de depósitos similares de diferentes magnitudes en otros pozos que hasta el momento no se les ha efectuado Servicios de Pozo este año.

5.- Se ha comprobado que la inyección de agua dulce por el anular previamente tratada con biocidas y secuestrantes de oxígeno disuelve parte de los depósitos, permitiendo que no se tapone el anular, se ha realizado una primera prueba en el pozo 139D Corrientes que se encontraba casi totalmente obstruido, se logró restituir la circulación. Al ser retirada la sarta durante el último servicio de pozos (13.10.95) se encontró los 50 primeros tubos con una capa de 2 mm de sal e inhibidor.

IX. - RECOMENDACIONES

1.- Continuar aplicando los 300 drums de productos inhibidores de corrosión recibidos en Febrero de 1996, selectivamente en pozos con casing de 7" y 5 1/2" y en los que tienen mayor concentración de cloruros y corrosividad.

2.- En las evaluaciones, es necesario tomar en cuenta la tendencia de los productos participantes, a acumular estas costras, por esta razón se debe establecer un flujo mínimo de recirculación de prueba (de 20 a 70 bls por día) que será determinado según las características de cada pozo donde se realizarán las evaluaciones.

3. Es importante que los pozos elegidos para la evaluación tengan alto contenido de cloruros y alta Presión de forros (preferiblemente pozos que recuperen rápidamente su presión después del desfogue)

Otros factores que deben tomarse en cuenta son las características como el flash point del solvente y el % de NVR (Residuos No Volátiles) del producto.

4.- En vista que este inhibidor se va a continuar utilizando por lo menos hasta Marzo 96', se deberán tomar medidas extremas para el control del tratamiento, y principalmente las siguientes:

a. Durante el tratamiento con el producto actualmente en uso se deberá realizar un estricto control sobre la continuidad del flujo recirculante, para evitar interrupciones, cuyo caudal necesariamente debe

incrementarse si se quiere minimizar la acumulación de depósitos, la magnitud del flujo debe ser acordada con el Dpto. Perf.-Producción Selva, para lo cual es necesario fomentar una reunión sobre este grave asunto.

b. Ni bien llegue el lote de 300 Drums de productos correspondientes al P/M TPSV-096-95, se deberá usar en pozos con alto contenido de cloruros y con un flujo de recirculación incrementado según acuerdo con "Producción".

5.- Para superar los problemas que ocasionan las altas presiones en el espacio anular, se puede utilizar una válvula de contrapresión que mantenga la presión de forros controlada entre 20 y 50 psi, de esta manera sería posible mantener un adecuado régimen de recirculación y por consiguiente se evitaría la formación de depósitos por altas presiones en el espacio anular.

Cabe señalar que se está construyendo líneas de desfogue de gas en todas las plataformas que van a través de un colector hasta todas las baterías, con el fin de desfogar en forma continua, todos los pozos a una sola presión constante.

6.- Instalar un dispositivo regulador de flujo en las recirculaciones de todos los pozos, excepto para las más incrustantes.

Dicho accesorio se está utilizando actualmente en los pozos 139D, 81D, 16D, 114D, 115D y 116D en forma experimental con muy buenos resultados.

7. Continuar limpieza mecánica periódica de las recirculaciones de acero al carbono de 1/2" hasta que puedan ser reemplazadas progresivamente en su totalidad por cañería de acero inoxidable.

Sobre la tendencia incrustante en el tramo de la recirculación que une el cabezal del pozo con los forros, se trata de una situación severa forzada que no indica una fuerte tendencia incrustante en el pozo.

No es económicamente conveniente inyectar inhibidores de incrustación en todos los pozos por este motivo. Al respecto se recomendó el uso de líneas de recirculación de acero inoxidable que por ser internamente lisas, tienen menor opción de incrustarse.

Al momento más de 50% del total de los pozos de Petroperú OPS ya tienen sistemas de recirculación con líneas de este tipo, con buenos resultados, en todos los casos se ha disminuido la frecuencia de mantenimiento (limpieza de carbonatos) y en otros ya no es necesario.

De todos modos, mientras se implementa recirculaciones de acero inoxidable en el resto de pozos, es necesario continuar con el programa de limpieza mecánica de los carbonatos que se forman en esta parte de la instalación para evitar taponamientos y consecuente formación de depósitos.

8. Evaluar el método de inyección mediante "MACARRONES", capilares y sistemas similares de inyección de productos químicos directo al "intake" de la bomba ESP. Este sistema de inyección consta de un tubo capilar que baja hasta la profundidad del motor del conjunto ESP, a partir de allí puede bajar a mayores profundidades inclusive hasta el fondo del pozo por la parte interna de un tubo de 2" 'colgado' de la sarta de producción.

La ventaja principal de este sistema es la versatilidad para inyectar el producto en zonas profundas

del pozo donde no se llegaría con el método tradicional de recirculación de forros a tubos.

Con este sistema se puede proteger zonas del casting por debajo del intake de la bomba e inclusive bajar a la profundidad de fondo del pozo.

X.- RESULTADOS DE ALGUNAS DE LAS RECOMENDACIONES APLICADAS

1.- Si analizamos los gráficos 2 y 3 vemos que el producto trabajó a concentraciones elevadas, aprox. 20 ppm de Junio a Setiembre '95 controlando los problemas de Corrosión.

Si tomamos en cuenta que la concentración promedio de los productos solubles en agua, aplicados antes de Octubre '94 no pasaban de 15 ppm, hay indicios de que cierta cantidad de producto está quedando en el espacio anular, formando depósitos.

2.- Vemos también que hay una disminución de los consumos entre los meses de Setiembre y Enero '96. Se está tratando

de llegar a 15 ppm en promedio, luego de haber realizado los trabajos mencionados en este informe, con los que se espera controlar (detener) el incremento de los depósitos ya formados, evitar que se formen nuevos y además controlar la corrosión en la sarta de producción.

Esta disminución de 20 a 15 ppm en promedio permitirá un ahorro en consumo de productos químicos de US\$ 110 diarios.

3.- Inicialmente, la formación de depósitos provocó un incremento de la dosificación de 15 a 22 ppm lo que nos indica que aproximadamente 7 ppm del inhibidor se estuvo quedando en la parte alta del anular formando depósitos. Esto no quiere decir que en todos los pozos ocurriera en la misma proporción, pues está claro que en los pozos más críticos hubo una mayor retención del inhibidor mientras que en otros prácticamente no hubo problema de depósitos.

Los trabajos realizados han permitido disminuir a 16 ppm la dosificación actual (65 bl/mes de consumo de inhibidor de corrosión), consumo que llegó a un promedio de 90 bls (22 ppm) en los primeros meses de 1995.

Si bien es cierto que se obtuvo un ahorro por la menor dosificación del orden de US\$ 4,600 mensuales el mayor beneficio económico se logró al disminuir la frecuencia de falla por hueco en tubería y corrosión de la sarta de 1.6 fallas al mes a 0.5 fallas por mes a partir de Junio '95. Esto representa un ahorro de US\$ 66,000 mensuales, 14 veces más que el ahorro por consumo de productos químicos.

Hay que tomar en cuenta que tenemos que considerar las pérdidas económicas por caídas de producción antes del servicio y durante la duración del mismo.

Considerando 400 bls de crudo por pozo y una pérdida de 20% promedio por 1 mes antes del servicio del pozo. (debido a la declinación por hueco en tubería) además de una duración del mismo de 1.5 días, un cálculo aproximado sería el siguiente $0.20 \times 400 \times 30 + 1.5 \times 400$ que arrojan 3,000 bls. de petróleo no producido.

Como se ha disminuido en 1.1 fallas/mes (de 1.6 a 0.5), el ahorro al mes por este concepto se estima en $3000 \times 1.1 = 3300$ bls de crudo es decir unos US\$ 33,000 si consideramos a US\$ 10.00 el barril).

Aunque los trabajos realizados para controlar la formación de depósitos han permitido disminuir significativamente las pérdidas ocasionadas por la alta incidencia de fallas (US\$ 103,600), debemos atribuir parte de este beneficio económico a otros trabajos que realizaron paralelamente tales como:

a. La implementación de inspecciones visuales y el reporte correspondiente después de cada servicio de pozos, con lo que se logró identificar, tendencias a formar depósitos y corrosividad propia de cada pozo.

b. Mejor distribución de la dosificación del producto, utilizando los datos del punto 1.

c. Confección de maestras de datos para una mejor correlación de características y parámetros, que sirvió para determinar el mecanismo de formación de depósitos y para realizar las recomendaciones y luego llevarlas a cabo.



VISCO® 4907

CORROSION INHIBITOR

Product Benefits

- Oil soluble, extremely water dispersible
- Provides maximum film persistency
- Allows infrequent batch treatment
- Effective against attack by H_2S and CO_2 corrosion
- Helps control solids accumulation.
- Effective in high fluid level wells

Principal Uses

VISCO 4907 is an oil soluble, extremely water dispersible corrosion inhibitor formulated to control sweet and sour corrosion in producing oil wells, flow lines and water disposal systems.

Because of its high dispersibility in water, VISCO 4907 is especially suited for treating wells with high fluid levels and varying oil/water ratios. VISCO 4907 is effective in treating systems burdened with deposit problems.

General Description

Color Brown
Odor Aromatic
Pour Point $-20^{\circ}F$
Flash Point (PMCC) $80^{\circ}F$
Density 7.7 lbs/gal.

Specific Gravity (@ $60^{\circ}F$) 0.919
Viscosity (@ $60^{\circ}F$) 62 cps
Solubility Oil soluble — highly water dispersible in all brine concentrations

Dosage

The maintenance dosage will depend on the type and severity of the corrosion attack. Typical treatments range between 10 and 50 ppm. Circulate five to ten gallons

initially to establish maximum corrosion protection. In wells with high fluid levels, circulate with sufficient fluid to get the chemical to the bottom of the well.

Feeding

VISCO 4907 can be fed from the drum or mixed with oil or water for treatment. Because of its exceptional adsorption characteristics, VISCO 4907 is very effective for regular batch treatment, extended period batch treatment and squeeze application. VISCO 4907 has been tested for compatibility with materials of construc-

tion and may be used with copper, aluminum, brass, mild steel, 304 SS, 316 SS, Plasite 10-6000, Plasite 10-7122, Plasite, Teflon, polypropylene and Plexiglas. VISCO 4907 *should not* be used with rubber, PE, Neoprene, PVC, Hypalon, Viton, Buna-N, vinyl, ethylene propylene or polyurethane.

(Continued on Reverse Side)

NALCO CHEMICAL COMPANY

VISCO CHEMICALS
POST OFFICE BOX 8711 SUGAR LAND, TEXAS 77478

SUBSIDIARIES IN ARGENTINA, AUSTRIA, BRAZIL, CHILE, COLOMBIA, ECUADOR, FINLAND, FRANCE, GERMANY, HONG KONG, ITALY, JAPAN, KOREA, SAUDI ARABIA, SPAIN, SWEDEN, SWITZERLAND AND WEST GERMANY & AFFILIATES IN AUSTRALIA, CANADA, JAPAN, MEXICO, NORWAY, SOUTH AFRICA, TAIWAN, UNITED KINGDOM, AND THE UNITED STATES



Registered Trademarks of Nalco Chemical Company ©1982 Nalco Chemical Company
All Rights Reserved Printed in U.S.A. 12-82

**Oil Field
Chemicals**

**Product
Bulletin**

**VISCO®
3910**

**CORROSION
INHIBITOR**

A-3910



Product Benefits

- Water soluble type corrosion inhibitor
- Effective in sweet and sour systems
- For use in oilfield waterflood/disposal systems

Principal Uses

VISCO 3910 is a water soluble corrosion inhibitor for use in oilfield waterflood and salt water disposal systems. It is effective in both sweet and sour systems.

VISCO 3910 has detergent properties which help keep metal surfaces clean, thus inhibiting localized cell corrosion.

General Description

Color	Light Brown
Odor	Sweet
Flash Point	86°F
pH	5.3 - 5.7
Density	0.26 lbs/gal
Specific Gravity (@ 60°F)	.992

Pour Point	-30°F
Solubility	1% NaCl brine soluble 5% NaCl brine soluble 10% NaCl brine dispersible 20% NaCl brine dispersible Sat. NaCl brine dispersible Insoluble in hydrocarbons

Dosage

VISCO 3910 must be fed continuously and in a manner to promote thorough mixing. Injection through a stinger which extends into the fluid is recommended. Injection at pump suction is also

desirable. Laboratory tests indicate normal dosages will range from 15 to 20 ppm. Extremely corrosive fluids may require higher dosages.

Handling

VISCO 3910 has been tested for compatibility with materials of construction and may be used with 304 SS, 316 SS, Teflon, PVC, polypropylene, Plexiglas and polyethylene. VISCO 3910 *should not*

be used with aluminum, mild steel, copper, brass, rubber, Neoprene, Viton, Hypalon, Buna-N, vinyl, ethylene propylene, polyurethane, Plaste 10-6000, Plaste 10-7122 or Plaste 8-4005.

Shipping

FLAMMABLE. Keep away from heat or open flame. Avoid contact with skin, eyes and clothing. Avoid breathing vapors. Do not take internally. In case of contact,

immediately flush thoroughly with water. Eye protection to prevent splashing contact is recommended. Use in well ventilated areas.

NALCO CHEMICAL COMPANY
VISCO CHEMICALS
POST OFFICE BOX 8711 SUGAR LAND, TEXAS 77478

BRANCHES IN ARGENTINA, AUSTRIA, BRAZIL, CHILE, COLOMBIA, ECUADOR, FINLAND, FRANCE, HOLLAND, HONG KONG, ITALY, JAPAN, PHILIPPINES, SAUDI ARABIA, SPAIN, SWEDEN, VENEZUELA AND WEST GERMANY • AFFILIATES IN AUSTRALIA, CANADA, JAPAN, MEXICO, SINGAPORE, SOUTH AFRICA, TAIWAN, UNITED KINGDOM, AND THE UNITED STATES



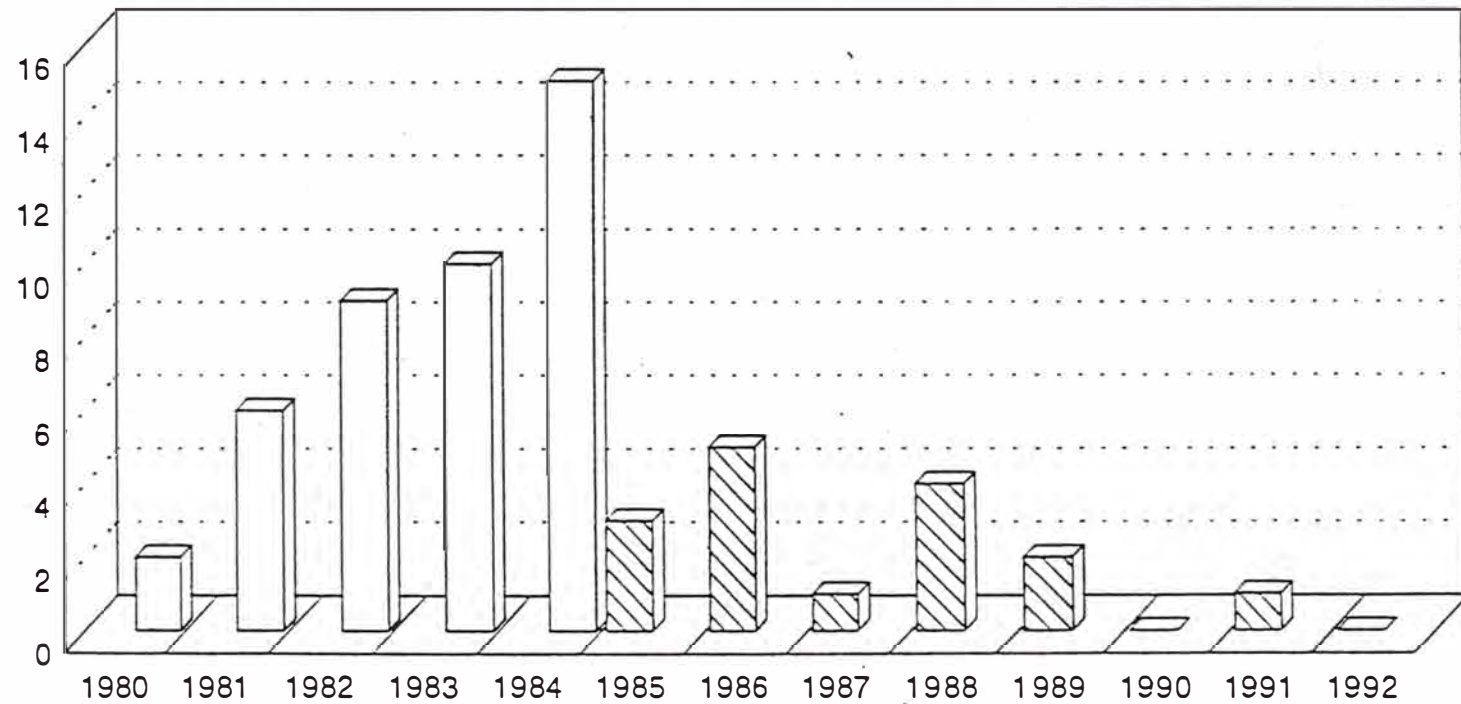
Registered Trademarks of Nalco Chemical Company ©1983 Nalco Chemical Company

All Rights Reserved Printed in USA 3 83

FALLAS POR CORROSION EN TUBING DE PRODUCCION

PETROPERU S.A. DIVISION PERFORACION - PRODUCCION SELVA

FALLAS

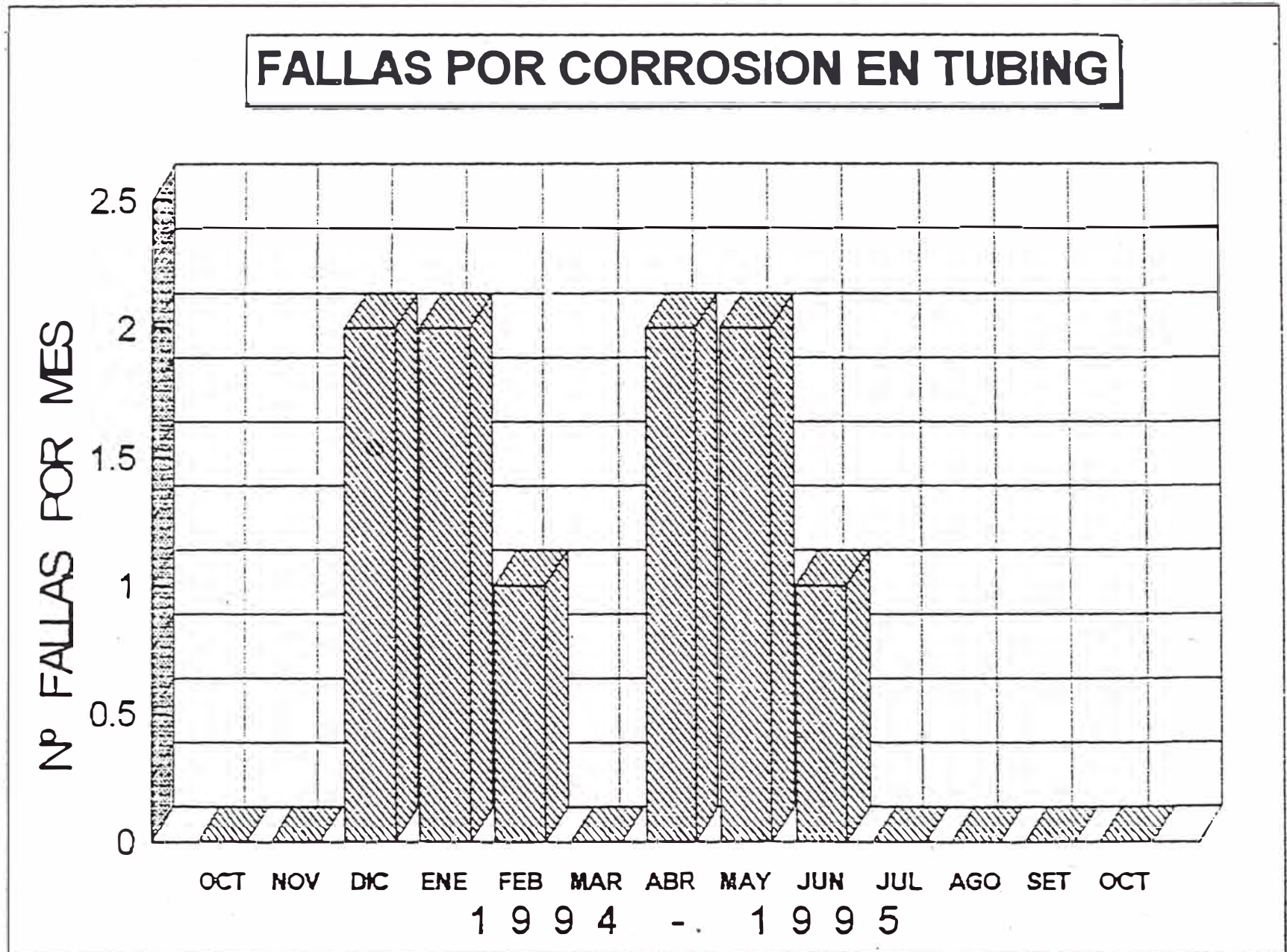


VISCO 4907						3	5	1	4	2	0	1	0
SIN TRATAMIENTO	2	6	9	10	15								

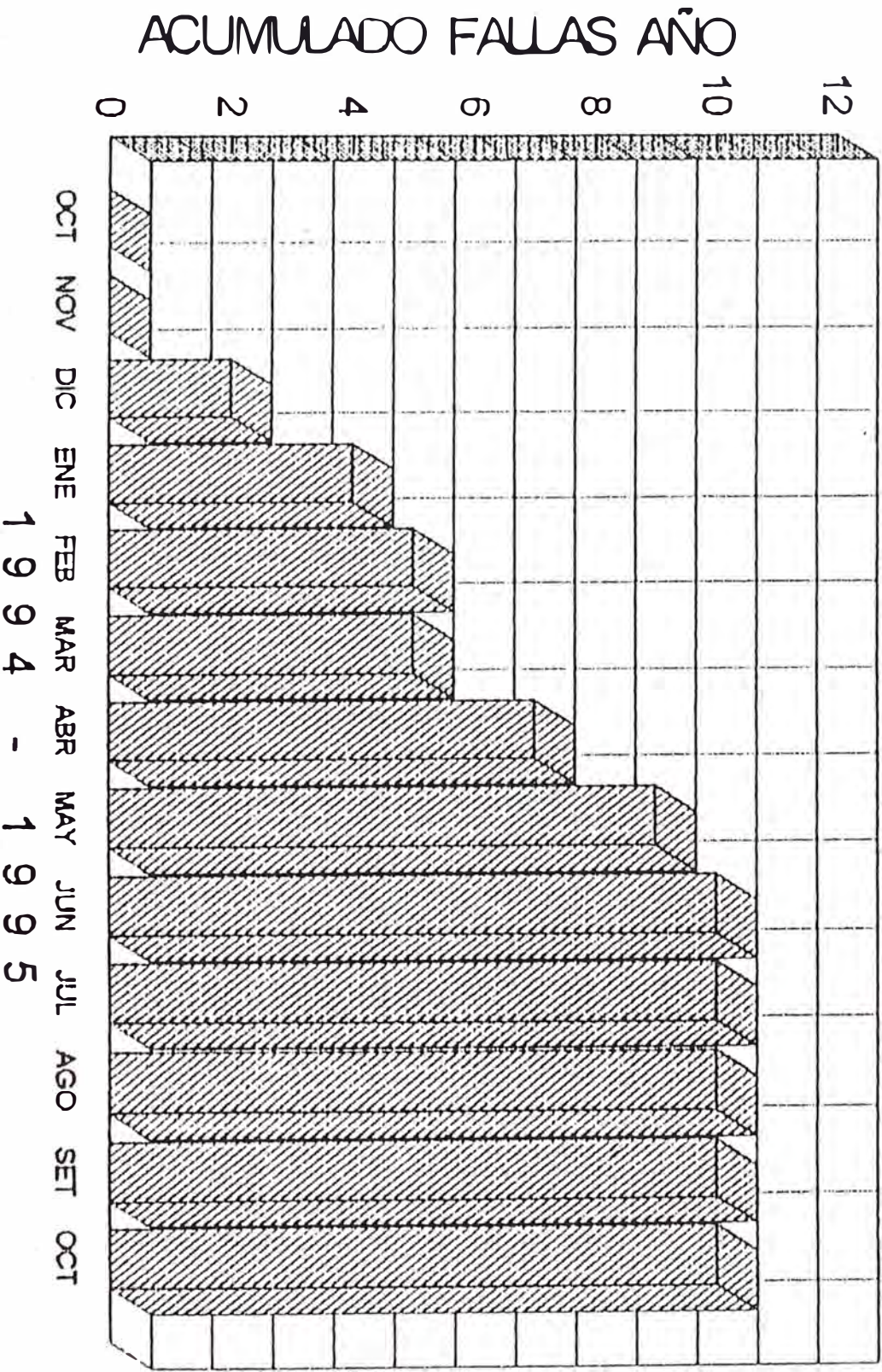
FECHA

 VISCO 4907
  SIN TRATAMIENTO

GRAFICO 2



FALLAS ACUMULADAS CORROSION



CONSUMO MENSUAL DE INH. CORROSION

