

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**Facultad de Ingeniería de Petróleo**



**"PROBLEMAS DE ROTURAS DE CASING Y AISLAMIENTO DE ZONAS  
EN POZOS DE PETROLEO - YACIMIENTO CORRIENTES"**

**TESIS**

**Para Optar El Título Profesional de  
INGENIERO DE PETROLEO**

**JUAN RAUL TICLLA ENCISO**

**PROMOCION 91-1**

**LIMA - PERU - 1996**

A mis padres  
Griselda y Juan  
por su apoyo  
incondicional  
constante.

# PROBLEMAS DE ROTURAS DE CASING Y AISLAMIENTO DE ZONAS EN POZOS DE PETROLEO - YACIMIENTO CORRIENTES

Introducción.

Antecedentes.

## 1 Fundamento Teórico.

1.1 Causas que originan fallas en la tubería de revestimiento.

1.2 La corrosión como causa principal.

1.2.1 Mecanismos de corrosión.

1.2.2 Parámetros que afectan la corrosión del casing.

1.3 Técnicas de monitoreo y detección de la corrosión.

1.3.1 Herramientas para registrar la corrosión en el casing.

1.3.2 Prueba de presión con empaques

1.4 Prevención de la corrosión.

1.5 Alternativas de reparación a fallas en el casing.

1.5.1 Cementación Forzada (Squeeze).

1.5.2 Cementación del "Formation Packer Collar" y "Tie Back".

1.5.3 "Scab Liner".

1.5.4 "Casing Patch".

1.5.5 "Reemplazo de casing".

## 2 Aplicaciones al Yacimiento Corrientes.

2.1 Identificación de las causas que promueven la corrosión.

2.1.1 Perforación.

2.1.2 Completación.

2.1.3 Producción.

- 2.2 Análisis de las variables del proceso corrosivo
  - 2.2.1 Propiedades de la roca y fluido del reservorio.
  - 2.2.2 Elementos y factores corrosivos.
- 2.3 Monitoreo y control de corrosión.
  - 2.3.1 Registros de corrosión.
  - 2.3.2 Control de corrosión en pozos con levantamiento artificial.
- 3 Reparación de Pozos.
  - 3.1 Aspectos técnicos y operativos.
  - 3.2 Aspectos económicos.
- 4 Conclusiones y Recomendaciones.
- 5 Bibliografía.

Figuras y Tablas.

Anexos.

## INTRODUCCION

En las operaciones selva de Petróleos del Perú el Yacimiento Corrientes es el de mayor importancia, por el nivel de producción Y excelentes características de reservorio. Considerando estas características y el gran número de problemas sobre casing deteriorados (dañados) que existen, se ha preparado el presente trabajo denominado "Problemas de Roturas de Casing y Aislamiento de Zonas en Pozos de Petróleo - Yacimiento Corrientes" a fin de evaluar los diferentes métodos de resanar tuberías de revestimiento.

Las fallas por roturas y/o corrosión en el casing originan serios problemas que resultan en pérdidas de producción de petróleo y producción no deseada de agua; incrementando así los costos de operación y hasta en algunos casos la pérdida completa del pozo.

Tener un entendimiento de los mecanismos del fenómeno de corrosión (factor primario en el deterioro del metal del casing), ayuda tomar medidas preventivas pertinentes que eviten o retarden el deterioro del casing en los pozos de producción actual o en el diseño óptimo de completación de futuros pozos.

Asimismo la implementación de un método de aislamiento adecuado permite garantizar el drenaje de las reservas remanentes a un costo mínimo.

El objetivo del presente trabajo es establecer las causas que originan las fallas en la tubería de revestimiento, diagnosticar el problema desde la perforación del pozo hasta las condiciones de explotación y, presentado el problema de corrosión en el casing, determinar la elección de la mejor alternativa técnica-económica.

Es importante tener en cuenta que cada pozo tiene diferentes grados de corrosión por lo que no se puede generalizar un método único de prevención o alternativa de solución al problema presentado.

Es necesario mencionar que gran parte de los procedimientos descritos en este trabajo varían de una compañía a otra. Estas diferencias se derivan en muchos casos por los diferentes sistemas logísticos, sistemas de producción y características del reservorio.

La metodología utilizada en este estudio fue:

1. Información Geológica. Estudio geológico general y reportes de análisis de muestras de arena obtenidos durante la producción.
  
2. Información de Ingeniería (Reservorios, Perforación y Producción). Análisis de petróleo, agua y gas de los pozos a fin de determinar las causas de la corrosión. Análisis de parámetros de reservorios, comportamiento productivo, presiones en el pozo y correlaciones con las fallas en los tubulares.  
Revisión de formaciones atravesadas, datos de perforación, tabla de lodos usados en la perforación de pozos del área.  
Revisión de datos de completación, pruebas de formación, estimación de topes de cemento.  
Estadística de fallas durante la etapa productiva del pozo.  
Historial de producción  
Registros de corrosión  
Información de pozos de Selva de la Cía Occidental que tienen los mismos problemas.
  
3. Evaluación de Alternativas  
Se han considerado 5 pozos con la finalidad de evaluar los métodos básicos comúnmente empleados en la reparación de tuberías de revestimiento de pozos que presentan este problema.
  
4. Evaluación económica

## ANTECEDENTES

El Yacimiento Corrientes fue descubierto en Noviembre de 1971 con la perforación del pozo 1X. Posteriormente se descubrieron los Yacimientos de Capirona, Pavayacu, Yanayacu, Valencia y Nueva Esperanza, todos ubicados en el Lote 8 en actual explotación por Petroperú.

En Marzo de 1974 se inicia las operaciones regulares de producción de los pozos que producían por surgencia natural y en forma intermitente debido a que el transporte del crudo era por embarcaciones fluviales.

A partir de Enero de 1977 fue posible producir en forma continua los pozos, luego de poner en operación el Oleoducto Nor-Peruano.

Desde Marzo de 1979 se comenzó a producir parte de los pozos por medio de bombas eléctricas sumergibles, con la finalidad de mantener la producción de petróleo en niveles adecuados y debido a que no existe otra alternativa disponible para altos flujos de producción.

Desde 1980 este yacimiento presentó problemas de corrosión en las tuberías de producción causado por el dióxido de carbono disuelto en el agua de formación producido.

Recién a partir de 1992, mediante diversos tipos de trabajo se ha confirmado que también las fallas de roturas por efectos combinados de corrosión y continuos rozamientos metal-metal (que se han considerado graves) se han presentado en el casing.

Los pozos del Yacimiento Corrientes tienen amplia variedad de condiciones de operación. Así los cortes de agua varían entre 75 a 95%, el contenido de CO<sub>2</sub> varía de 4 a 12%, las concentraciones de cloruros varían de 80,000 a 110,000 ppm, la mayoría de los pozos son direccionales con alta desviación, la profundidad de instalación de la bomba varía entre 2500' a 4000'.

La producción del Yacimiento es de aproximadamente 14.4 MBOPD y 101.1 MBWPD (Diciembre de 1995).

## **1 FUNDAMENTO TEORICO**

La perforación y completación de un pozo involucra la mayor parte de la inversión. Si el casing falla, el tiempo y costo para repararlo significan pérdidas directas de dinero y producción diferida de petróleo.

Un problema que es común y ocurre durante la vida productiva en todo tipo de pozos en el mundo, es la falla en el casing.

### **1.1 CAUSAS QUE ORIGINAN FALLAS EN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO**

Mayormente las fallas de rotura en la tubería de revestimiento son causados por el efecto combinado de corrosión y continuos rozamientos metal-metal en operaciones durante la vida del pozo (desgastes por golpes o rozamientos del drill pipe o broca mientras perforamos debajo del casing de superficie o intermedio o al realizar trabajos de pesca). A veces la falla es imprevista, como resultado de un defecto no detectado.

Los tipos de fallas en el casing van desde simples agujeros, a casing partidos o sartas colapsadas.

Los agujeros en el casing (casing leaks), son fallas muy comunes en los pozos de petróleo y mayormente se deben a fallas por corrosión y desgastes mecánicos.

El colapso de casing puede ocurrir mientras se realizan trabajos de cementación forzada (squeeze) o tratamiento a presión debajo de un packer fijado en el casing (Fig. 1.1.1). Cuando exista una cementación pobre exterior al casing (cemento canalizado), y no haya suficiente presurización en el anular tubing-casing, la presión debajo del packer se comunica externamente al casing por

encima de la sección del packer. Esto causará un colapso por encima del packer si se excede la presión de colapso remanente. Esto se debe generalmente a un error operacional, puesto que el operador debe conocer la condición del cemento detrás del casing y debe aplicar suficiente presión en el espacio anular por encima del packer cuando se presuriza por debajo de él.

## 1.2 CORROSION

La corrosión es el principal factor en el deterioro del casing que puede actuar muy rápidamente. Para combatir la degradación de los metales, es necesario entender el mecanismo y detectar el proceso con anticipación, a fin de ejecutar las reparaciones o tomar las decisiones del caso.

El estudio de corrosión según la NACE<sup>(\*)</sup>, consiste en la investigación del deterioro de los materiales por el medio en que estos se utilizan.

La mayor parte de los metales se encuentran en la naturaleza como óxidos metálicos o sales. La refinación para producir metal puro requiere aplicarle gran cantidad de energía. Esta energía es almacenada y está disponible para suministrar la fuerza impulsora para hacer retornar el metal a su estado original: un óxido o una sal. Esto significa que los metales son inestables con respecto al medio que los rodea y tienen una tendencia natural a su estado de menor energía original, o sea corroerse.

\*) NACE: National Association of Corrosion Engineers

La corrosión es un proceso electroquímico. Esto significa que la corriente eléctrica fluye durante el proceso de corrosión. Para que la corriente fluya debe haber una fuerza impulsora o fuente de voltaje y un circuito eléctrico completo.

#### CLASIFICACION DE LA CORROSION

En los pozos de petróleo y/o gas la corrosión puede clasificarse de la siguiente manera:

- a. **Corrosión dulce:** Ocurre como resultado de la presencia de CO<sub>2</sub> o ácidos orgánicos, sin estar presentes el oxígeno y/o sulfuro de hidrógeno.
- b. **Corrosión ácida:** Se designa de esta manera cuando la corrosión se produce aún con trazas de ácido sulfhídrico.  
Estos pozos pueden contener también oxígeno, dióxido de carbono y ácidos orgánicos.
- c. **Corrosión por oxígeno:** Ocurre en cualquier equipo que se encuentra expuesto al oxígeno atmosférico. Los casos más frecuentes ocurren en instalaciones costa afuera, sistema de inyección y pozos poco profundos donde el aire puede ingresar al espacio anular.

Los tipos de ataque presentes en la corrosión son la corrosión uniforme y corrosión localizada.

**La corrosión uniforme generalizada.** Se caracteriza por un proceso de disolución anódica que se extiende de una manera uniforme sobre el total de la superficie metálica expuesta al medio corroído o al menos sobre un área extensa. Las zonas anódicas y catódicas se desplazan

continuamente cubriendo toda la superficie del material. Este tipo de corrosión es el que produce la mayor cantidad de pérdida de material pero no es la más peligrosa debido a que es previsible. En este caso la vida de un equipo o tubería es predecible cuantitativamente sobre la base de ensayos simples.

**La corrosión localizada.** Se distingue porque el ataque se limita a áreas determinadas de la superficie metálica expuesta al medio corrosivo o a pequeñas partes de un equipo. Este tipo de falla es mucho más difícil de predecir, prevenir y controlar que la corrosión uniforme. Tienen causas diversas como: Galvánica, por hendiduras, picaduras, selectiva y corrosión-erosión (Fig. 1.2.1).

#### CORROSION DULCE.

En 1950 estudios de la NACE establecen la responsabilidad de la falla a la presión parcial de CO<sub>2</sub> (Pp<sub>CO2</sub>), llegando con el tiempo, a una universalmente conocida regla empírica.

La presión parcial del CO<sub>2</sub> es uno de los parámetros usados para predecir la corrosividad del fluido del reservorio:

$$Pp_{(CO_2)} = Pt \times (\% CO_2)$$

Pp = Presión parcial

Pt = Presión total.

Tomando la Pp<sub>(CO2)</sub> como una guía, se han encontrado las siguientes relaciones:

Pp<sub>(CO2)</sub> > 30 psi  
Comúnmente indica corrosión.

7 psi < Pp<sub>(CO2)</sub> < 30 psi  
Corrosión leve.

Pp<sub>(CO2)</sub> < 7 psi  
Se considera no corrosiva

En la Fig. 1.2.2 se observa la influencia de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  como factor determinante en la corrosión del acero. Esta última se expresa en M.P.Y. (pérdida de milésimas de pulgada de espesor por año).

Para que exista corrosión, la tubería debe permanecer mojada por el agua y el elemento corrosivo, ya que el petróleo no es conductor y es indispensable poder cerrar el circuito eléctrico.

### **1.2.1 MECANISMOS DE CORROSION**

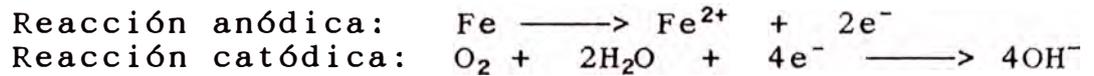
Como se vió, la corrosión es un proceso electroquímico donde las diferencias de potencial en el metal (o metales) dan como resultado el flujo de corriente tal como en una celda de corrosión. Tiene lugar solo cuando hay un ánodo (porción de superficie de metal que es corroída), un cátodo (porción de metal que no es corroída), un electrolito (el agua) y un conductor electrónico (el metal mismo). En realidad los gases disueltos en el agua (oxígeno, dióxido de carbono y ácido sulfúrico) son las causas principales de la mayoría de los problemas de la corrosión.

**Oxígeno disuelto.** De los tres gases mencionados, el oxígeno es el que más daño puede producir. Puede causar corrosión severa a muy bajas concentraciones ( menos que  $1.0 \text{ ppm}^{(4)}$  ), y si cualquiera o ambos de los otros dos gases están presentes, incrementarán drásticamente su corrosividad.

La solubilidad de oxígeno en agua es una función de la presión, temperatura y contenido de cloruros. El oxígeno es menos soluble en agua salada que en agua fresca.

4) ppm : partes por millón

La corrosión por el oxígeno ocurre por las siguientes reacciones:

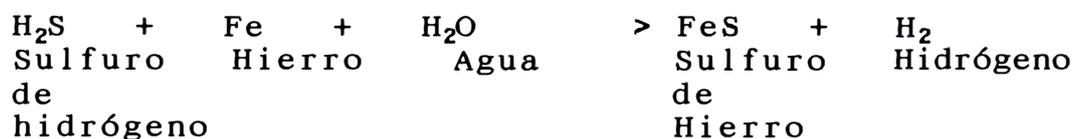


El oxígeno acelera la corrosión bajo muchas circunstancias. Esto porque es un fuerte (posee un alto potencial electroquímico) y rápido agente oxidante en la reacción catódica. Esto parece que facilita la combinación con los electrones en el cátodo permitiendo la reacción de la corrosión para proceder inicialmente a un rate limitado por la cual el oxígeno pueda difundirse hacia el cátodo. El oxígeno usualmente causa picaduras. Pequeñas concentraciones de oxígeno (menos de 1 ppm) pueden ser dañinos por su naturaleza fuerte como agente oxidante.

**Sulfuro de hidrógeno disuelto.** El sulfuro de hidrógeno disuelto es muy soluble en agua, y cuando este se disuelve se comporta como un ácido débil y usualmente causa "pitting". El ataque debido a la presencia de sulfuro de hidrógeno disuelto es conocida como corrosión "ácida".

La combinación del sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono es más agresivo que el sulfuro de hidrógeno solo y se le encuentra con frecuencia en el medio ambiente del campo petrolero.

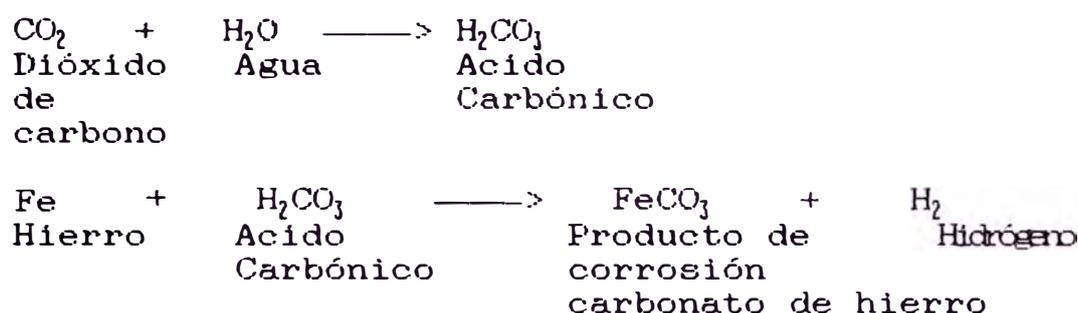
La reacción de corrosión general está dada por:



El sulfuro de hierro producido por esta reacción generalmente se adhiere a la superficie del hierro como un polvo negro o escama. La escama tiende a causar aceleración local de la corrosión porque el sulfuro de hierro es catódico para el hierro; esto usualmente resulta en profundos "pittings".

Otros problemas serios que pueden resultar de la corrosión del sulfuro de hidrógeno es el "hydrogen blistering"<sup>(8)</sup> y "sulfide cracking".

**Dióxido de carbono disuelto.** Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, se forma ácido carbónico reduciendo el PH del agua, e incrementando su corrosividad. Es menos corrosiva que el oxígeno, pero usualmente resulta en "pitting".



La corrosión causada por el dióxido de carbono disuelto es Comúnmente conocido como corrosión "dulce".

Debido a que el dióxido de carbono juega un rol importante en la corrosión dulce, deben considerarse los factores que gobiernan su comportamiento. Los factores importantes que gobiernan la solubilidad del dióxido de carbono son la presión, temperatura y composición del agua.

En la Fig. 1.2.3, se muestra que conforme se incrementa la presión parcial de CO<sub>2</sub> y/o se disminuya la temperatura, se obtienen menores valores de PH. Se puede observar que aún a bajos valores de presión parcial, la solución permanece ácida.

8) Hydrogen blistering. Es una forma de corrosión en donde el gas hidrógeno penetra dentro del metal que al aumentar su concentración y presión causan ampollas y roturas del metal.

## 1.2.2 PARAMETROS QUE AFECTAN LA CORROSION DEL CASING

El rate de corrosión de un metal en el medio ambiente en que se trabaja es afectado por un número de variables químicas, mecánicas y metalúrgicas.

Algunos de los más importantes se dan a continuación.

### a. VARIABLES QUIMICAS

**Composición química.** Esto incluye los componentes conocidos como son: presencia de  $\text{CO}_2$ , ácidos,  $\text{H}_2\text{S}$ , hidrógeno y oxígeno.

**Componentes de indicio.** Son los materiales inesperados los cuales entran en el sistema. Ejemplo son las sales y minerales disueltos en el agua. Estos compuestos de indicio frecuentemente tienen un mayor efecto en la corrosión.

Estudios recientes de campo indican que conforme se incrementa la salinidad de agua, también se incrementa el rate de corrosión.

### b. VARIABLES MECANICAS

**Temperatura.** En la corrosión dulce, es un factor que gobierna la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua. Al aumentar la temperatura, disminuye la solubilidad (Fig. 1.2.4).

**Presión.** Es otro factor que gobierna la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua. Un aumento de la presión involucra un aumento de la solubilidad (Fig. 1.2.4).

**Velocidad.** El movimiento relativo del fluido en contacto con el metal es frecuentemente muy importante. A relativamente altas velocidades se tendría el efecto combinado de corrosión-erosión teniendo mayor incidencia si el fluido transporta sólidos. En un

sistema de protección con inhibidores, las películas protectivas podrían ser dañadas.

**Crevices.** El crevice afecta la corrosión al permitir condiciones de diferente naturaleza química para desarrollar en pequeñas áreas localizadas. Con algunos metales, particularmente con propiedades activo-pasivos, pueden conducir a corrosión localizada severa.

**Material sólido insoluble.** Estas pueden ser partículas abrasivas, los cuales tienden a acelerar el daño por efecto de la erosión.

**Efecto de interfase.** Una interfase entre dos faces puede ser severamente corrosiva. Un ejemplo es el acero en agua aereada. El oxígeno disuelto consumido en la reacción de la corrosión es rápidamente reaprovisionada del aire a la interfase. Como un resultado, esta área es corroída más rápidamente.

**Tiempo de exposición.** Esto es importante porque los rates de corrosión inicial son diferentes (usualmente mayores) que los rates de largos períodos.

### **c. VARIABLES METALURGICAS**

**Composición.** La composición química del metal es una variable importante.

**Condición del metal.** Esto incluye el fundido, forjado, templado, endurecido, etc.

**Stress.** Frecuentemente el esfuerzo (stress) actúa acelerando la corrosión (stress corrosion) o causa rompimiento (stress corrosion cracking o corrosión por fatiga). El esfuerzo puede ser tensil o compresivo.

**Cople galvánico.** El cople galvánico hacia otro metal puede incrementar o decrementar la corrosión del metal bajo prueba.

El propósito de esta lista larga de variables es mostrar que la corrosión es un proceso complejo y una prueba de corrosión proporcionará información útil y segura que deben incluir las variables importantes en el campo. La mayoría de la información disponible en la literatura de la corrosión fue generada por simple prueba de inmersión, en el cual una muestra de metal es suspendida en una solución artificial con agentes reactivos. Tales pruebas evalúan solo pocas de las variables listadas dando resultados de mínima seguridad en la prueba para la predicción de la vida del equipo.

### **1.3 TECNICAS DE MONITOREO Y DETECCION DE CORROSION**

La medida del grado de corrosión y la efectividad de los métodos de disminución de la corrosión son fundamentales en un programa de control. Es importante "monitorear" el aditivo anticorrosivo aplicado, mediante cupones, corrosómetro, análisis de hierro, entre otros.

Los métodos de evaluación conocidos son:

#### **a) INSPECCION**

**Inspección visual.** Puede ser programada u ocasional. Es la técnica más importante de detección y monitoreo aplicable a todas las situaciones. Se debe guardar información y estadística de la condición de los equipos inspeccionados, en este caso tuberías de producción y equipos de bombeo.

**Calibración de tubería de producción y de revestimiento.** Para determinar la condición de estas tuberías en los pozos de petróleo y gas, usualmente se calibra la tubería de producción en pozos de gas y en pozos fluyentes de aceite. Se calibra la tubería de revestimiento en todo tipo de pozo. La tubería debe estar libre de depósitos. La calibración periódica se realiza para verificar los resultados del monitoreo.

**Espesor de pared de tubería de revestimiento.** Es usado para determinar la condición del casing.

#### **b) MEDICION DE VELOCIDAD DE CORROSION**

**Cupones de corrosión.** Ampliamente usados para monitoreo rutinario a fin de determinar la velocidad de corrosión, velocidad de formación de picaduras y tipos de ataque en sistemas de inyección de agua, pozos de gas y sistemas de transporte de gas y aceite con agua. Puede ser usado en cualquier medio ambiente. Es una técnica comparativa para evaluar la corrosión y el control de corrosión en varias partes de un sistema y en condiciones cambiantes con el tiempo.

**Niples de prueba.** Usados en líneas de agua y gas para exposiciones de períodos prolongados. Puede ser usado para inspecciones periódicas o puede ser procesada como cupón.

**Probetas de corrosión (para medidas eléctricas).** Requiere personal experimentado para leer e interpretar los resultados.

(.) Tipo de resistencia eléctrica: Puede ser usado en cualquier medio ambiente; usualmente aplicado en plantas.

(.) Tipo de lectura instantánea: Requiere suficiente agua para proporcionar el electrolito que cierre el circuito entre electrodos.

### c) MEDICIONES DE O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S

**Medidores de oxígeno.** Es usado para chequear de forma puntual el contenido de oxígeno disuelto en agua y el contenido de oxígeno gaseoso en los gases. La medición continua es posible pero no es usualmente práctica.

**Probetas galvánicas.** Es el sistema más práctico para monitorear la entrada de oxígeno en sistemas de agua. Se usan permanentemente montadas en el sistema.

**Análisis de gas.** Se usa para determinar el contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Para mediciones exactas deben ser hechas en el lugar del muestreo.

### d) PRUEBAS QUIMICAS

**Análisis rutinarios de agua.** Es usado para identificar los tipos de agua así como sus fuentes. Permite conocer los elementos corrosivos y el contenido de productos de corrosión.

**Hierro disuelto.** Es determinado en muestras tomadas específicamente para análisis de hierro. Es usado para monitorear programas de inhibidores en pozos de gas y de aceite. Los análisis de hierro disuelto en agua se usan para pozos de gas y los de hierro disuelto en el fluido total se usan en pozos de aceite.

**Sulfito residual.** Es usado para determinar las dosis de tratamiento cuando los sulfitos o dióxido de sulfuro son empleados como removedores de oxígeno (ejem: Sistema de inyección de agua).

**Cloro residual.** Es usado para determinar la dosis de cloro en agua fresca usado para control de micro-organismos.

**Presencia de inhibidor.** Puede ser usado en algunos sistemas de agua con ciertos inhibidores para determinar la cantidad de inhibidor arrastrado.

**Determinación de PH.** Usado para monitorear y ajustar el PH cuando este parámetro es usado como medio de control de corrosión. Se debe emplear un medidor de PH en vez de papel de PH, para obtener lecturas exactas.

#### **e) DETERMINACION DE MICROORGANISMOS**

**Indice de actividad bacterial.** Es usado para determinar la actividad de las bacterias sulfato reductoras. Este método es usualmente preferido en sistemas de inyección de agua.

**Conteo de bacterias.** Es ocasionalmente usado en el estudio de microorganismos. No es normalmente recomendado. La actividad es más importante que el número.

#### **f) PRUEBAS DE PROTECCION CATODICA**

**Toma de potenciales.** Usada para determinar la necesidad de protección catódica o para monitorear esta. Se utiliza en tuberías de producción, tuberías de revestimiento ("casing") y en estructuras sumergidas.

**Flujo de corriente.** Usada para medir y regular la salida de corriente de un ánodo de corriente impresa y para la salida de corriente para un ánodo de sacrificio.

## **ALGUNOS EQUIPOS Y PARAMETROS UTILIZADOS**

**Corrosómetro.** Son equipos útiles para monitorear la velocidad instantánea de la corrosión.

Son sistemas de circuitos impresos que le proporciona operación estable bajo amplios rangos de temperatura, corrosividad y conductividad del fluido.

Algunos equipos utilizan la "velocidad de admitancia de polarización instantánea" (PAIR) como una técnica de la medida de velocidad de corrosión. La técnica "PAIR" esta basada en el hecho de que la corriente necesaria para obtener una pequeña polarización de la prueba de un electrodo es proporcional a la corriente de corrosión del electrodo. El dispositivo suministra y mide la corriente requerida para obtener la polarización deseada de la prueba del electrodo y convierte la medida de la corriente de polarización directamente en unidades de velocidad de corrosión de MPY en el rango de 0.1 y 1000 MPY. El "PAIR" suministra datos inmediatos de velocidad de corrosión a diferencia del método de pérdida de peso que requiere mayor tiempo.

**Cupones.** Son muy usados en las evaluaciones de corrosión. Mediante estos medimos la corrosión uniforme. El uso de cupones nos permitirá conocer la velocidad de corrosión en el lugar donde ha sido instalado. Está limitado a las facilidades de superficie, cabeza de pozo y líneas de flujo. Es de gran interés el lugar donde debe ser colocado el cupón,

tal es así que pueden colocarse en lugares donde se presentan altas velocidades de corrosión causado por la turbulencia del fluido o el desprendimiento del gas. La medición de corrosión uniforme por cupones está dado por la fórmula:

$$MPY = \frac{\text{Pérdida de peso (gr)} \times 22,300}{A (\text{plg}^2) \times D (\text{gr/cm}^3) \times T (\text{días})}$$

Donde:

A : Area del cupón en prueba  
D : Densidad del acero = 7.86 gr/cm<sup>3</sup>  
T : Tiempo, días.  
22,300 : constante

**Análisis de fierro.** Es un parámetro muy utilizado si la evaluación de corrosión es el contenido de fierro en el agua de producción.

- El contenido de fierro en el fluido producido es originado en la superficie de la tubería como resultado de la reacción de corrosión.
- El contenido de fierro no es representativo en pozos que presentan corrosión localizada, por el hecho de que la corrosión localizada se extiende sobre una pequeña parte de toda la tubería.

Los ppm de fierro en el agua no son representativos, mejor es determinar las libras de fierro perdidos por día.

Lbs. Fe<sup>++</sup>/día = (Bls agua) (3.5 x 10<sup>-4</sup>) (ppm Fe<sup>++</sup>)  
y podemos estimar la velocidad de corrosión uniforme por:

$$\text{MPY} = \frac{3.4 \times 10^4 \times W}{L \times D \times T}$$

Donde:

W : Lbs. de Fe<sup>++</sup>  
L : Longitud, pies  
D : Diámetro, pulg.  
T : Tiempo, días.

### 1.3.1 HERRAMIENTAS PARA REGISTRAR LA CORROSION EN EL CASING

Existen distintos tipos de herramientas para medir la corrosión, pero sustancialmente las más difundidas podemos dividirlos en tres tipos: las mecánicas, las acústicas y las electromagnéticas.

#### **Herramientas mecánicas.**

Dentro del grupo de las herramientas mecánicas, encontramos dispositivos de brazos de diferentes diseños. Estas herramientas operan con un principio de funcionamiento bastante simple, ya que miden el calibre interno de la cañería con una sensibilidad que es propia de cada mecanismo. Las anomalías son detectadas solo en el lado interno de la tubería, lo cual es una gran limitación, además son muy susceptibles de fallar, ya que por suciedad o en fluidos densos el movimiento de los brazos se restringe demasiado, llegando a bloquearse. Son normalmente centrados pero no incorporan una corrección por excentricidad y esto puede conducir a medidas erróneas especialmente en pozos desviados.

En la Fig. 1.3.1 se muestra un registro corrido con este tipo de herramienta.

A pesar de sus limitaciones, esta herramienta es confiable y proporciona la base para hacer un análisis del interior del casing.

#### **Herramientas acústicas.**

Estas herramientas tienen dispositivos ultrasónicos de alta frecuencia con transductores focalizados que examinan diferentes azimuts de la cañería con alta resolución vertical. La herramienta BTT (Borehole Televiwer) es un dispositivo que posee un transmisor ultrasónico (0.5 a 1 Mhz) que rota alrededor del eje de la herramienta (3 - 10 rps). El tren de ondas acústicas pulsadas se transmite a través del lodo (250 medidas por vuelta) y llega al casing, las cuales producen una reflexión en la pared de la misma. Se mide el tiempo de viaje de las ondas junto a su amplitud. Esto ayuda detectar algún defecto local de perforación o elipticidad, pero no da información del espesor del acero.

La herramienta CET (Cement evaluation tool) ver Fig. 1.3.2, inicialmente desarrollado para evaluación de trabajos de cementación, posee 8 transductores electrónicos (400 600 Khz). La onda transmitida se propaga a través del lodo hacia el casing, el cual causa vibración. El tiempo de viaje de los dos caminos de la onda entre el transmisor y la pared del casing permiten tomar medidas del diámetro promedio del casing, su elipticidad y la excentricidad de la herramienta.

#### **Herramientas electromagnéticas.**

Estas herramientas de inspección de cañería, miden la atenuación y el cambio de fase de un campo electromagnético transmitido para determinar el espesor y el diámetro de la cañería. (ver Fig. 1.3.3)

La medida del espesor del casing, se realiza usando una combinación de bobinas. Una de las bobinas recibe pulsos de un circuito driver 7.5 veces/seg. La bobina a 30 hertz genera un campo electromagnético que produce corriente en la cañería las que a su vez producen otro campo electromagnético atenuado y con fase distinta al emitido, que es detectado por la bobina receptora. El espesor del casing es determinado por el desfase entre las dos señales, es decir la diferencia de fase entre las señales emitidas por la bobina exitadora y las recibidas por la bobina receptora, la cual es función del espesor del casing (THICKNESS).

Para determinar las anomalías del casing, fue necesario incorporar una nueva bobina receptora y efectuar una segunda medición del desfase entre las dos bobinas receptoras. Esta FASE DIFERENCIAL, es precisamente la que determina las anormalidades de la cañería, en una porción corta de aproximadamente 2 1/2" de longitud. Para determinar el diámetro del casing (CALIPER), también es necesario el uso de un nuevo conjunto de bobinas exitadora y receptora. La señal emitida por la bobina transmisora es de una frecuencia ligeramente distinta que la frecuencia usada por el arreglo de bobinas que determinan el espesor. Esta nueva señal produce corrientes parásitas superficiales dentro de la cañería (pared interna) que a su vez generan un campo electromagnético atenuado y desfasado, que es detectado por la bobina receptora y un rectificador de precisión. La señal resultante es una función del diámetro interno de la cañería.

Elementos tales como la parafina, cemento y los fluidos no tienen ninguna influencia sobre el campo resultante.

### **1.3.2 PRUEBA DE PRESION CON EMPAQUES**

Es un método de detección de fallas en la tubería de revestimiento. Esta prueba generalmente se efectúa luego de haberse corrido en un intervalo dado un registro de corrosión, complementando de esta manera la prueba.

El método consiste en bajar un tapón RBP o equivalente, por debajo del intervalo a ser evaluado. Luego se baja el tapón RTTS con tubería y se va probando, presurizando por la tubería y el anular de esta, sentando el tapón RTTS a diferentes niveles (Fig. 1.3.5).

### **1.4 PREVENCION DE LA CORROSION**

A continuación se dan algunas consideraciones que ayudan prevenir la corrosión.

- a. **Tener una buena cementación primaria.** El cemento actúa como una barrera protectora primaria entre el casing y los fluidos de las formaciones corrosivas. La ausencia del cemento o una cementación pobre permitirán que el fluido corrosivo entre en contacto con el casing. Es necesario realizar una evaluación técnico-económica para cementar las tuberías de revestimiento hasta superficie.
- b. **Fluidos de completación.** En los pozos con casing libre sin cemento, los fluidos de completación que quedan en el anular deben ser formulados con un óptimo PH. Acondicionar el lodo que va a quedar en el anular, encima del tope de cemento contra la degradación de los aditivos, presencia de bacterias, aereación, etc.

c. **Inhibidores, recubrimientos y materiales de selección.** Estos métodos de prevención están más orientados a tuberías de producción más que a las tuberías de revestimiento.

En la aplicación del inhibidor de corrosión con tratamiento continuo tipo "slip stream" que se muestra en la Fig. 1.4.1, se observa que la química aplicada por el anular llega hasta la succión de la bomba electrosumergible (BES). En su trayecto también protege la pared interna del casing desde el nivel del fluido (punto A) hasta la altura del intake de la bomba (punto B). La pared del casing por debajo del nivel de la bomba queda sin protección del proceso corrosivo.

d. **Protección catódica.** En áreas donde los pozos presenten corrosión externa, se debe estudiar la factibilidad de implementar un sistema de protección catódica. La efectividad de este sistema se pone de manifiesto en este tipo de pozos, al quedar protegidos de ambientes corrosivos más comunes como son las formaciones agresivas y acuíferos. El método de control de la corrosión con protección catódica esta basada en la generación de reacciones electroquímicas opuestas a la corrosión. La protección catódica opone la marcha del metal a su estado preferible de ser mineral natural, transfiriendo la corrosión a otra parte del sistema, es decir al ánodo sacrificial.

## 1.5 ALTERNATIVAS DE REPARACION A FALLAS EN EL CASING

### 1.5.1 CEMENTACION FORZADA (SQUEEZE)

Las técnicas de cementación convencional y las de cementación forzada han sido tratadas extensamente en publicaciones técnicas por diversas compañías, siendo el método de cementación forzada el que se usa con mayor frecuencia en la reparación de fallas de casing.

Las fallas de casing que requieren reparación mediante cementación pueden ser divididas en: cemento reforzado por metal y cemento reforzado por la formación.

La cementación en donde el cemento es reforzado por el metal es fácil de ejecutar y la sección reparada es a menudo más fuerte que el método de cemento reforzado por la formación.

En la situación en donde el cemento es respaldado por el metal, la falla es relativamente una rotura angosta rodeada por el metal (Fig. 1.5.1). Un ejemplo puede ser una falla en el collar, donde la falla es un casing partido en los hilos. Otro caso sería el de un hueco originado por el desgaste del casing interno de dos casings concéntricos. En este caso el metal de refuerzo es la pared externa del casing interno y la pared interna del casing externo. Un ejemplo similar es la cementación del tope de lana donde la pared interna del casing y la pared externa del liner en la sección del traslape actúan como refuerzo de metal.

Es también importante reforzar el metal con cemento para prevenir al metal de movimientos y reapertura del punto de falla. Si se repara la falla correctamente se tendrá altas resistencias al colapso. Luego que se ha reparado, se puede perforar o rimar el cemento al máximo calibre.

Debe desplazarse dentro de la apertura del refuerzo del metal una buena calidad de cemento. El volumen de cemento y el rate de bombeo debe ser lo suficiente como para barrer lo mejor posible el lodo y reemplazarlo con el cemento. No sobredesplazar y estar seguro de dejar algo de cemento en el hueco o entre las paredes del metal (Fig. 1.5.2). Frecuentemente se pueden necesitar de dos o más etapas para proporcionar un refuerzo adecuado.

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un programa de resane de casing con cementación por circulación squeeze del Pozo 81D-Corrientes.

#### **1.5.2 CEMENTACION CON FORMATION PACKER COLLAR Y TIE BACK**

##### **FORMATION PACKER COLLAR** (Fig. 1.5.3).

Para este caso de reparación de casing, se baja la sarta con el formation packer collar en el extremo inferior, se fija este packer y se cementa bombeando lechada a través del nuevo casing. El cemento retorna por el anular sobre el packer expandido.

##### **Operación de fijado del packer**

Se arroja una bola plástica en el casing el cual caerá por su propio peso al "gage" (jaula) en el tope del zapato del packer. Luego que la bola esté en la jaula se aplica presión para mover la válvula interna hacia abajo fijando el elemento del packer contra la pared del casing. Se abren las tres puertas de cementación sobre el elemento del packer y se cierra la válvula inferior.

La presión aplicada en el packer está encima de los 1000 psi, la que fija el packer y deforma el anillo en la jaula, permitiendo la salida y caída de la bola sobre la válvula de presión de retorno.

Se bombea el cemento a través de la puerta de cementación hacia fuera del casing nuevo, se envía un tapón de cementación de tope para lograr un cierre en la jaula.

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un programa de reparación de casing con Formation Packer Collar del Pozo 86D-Nueva Esperanza.

#### EQUIPO TIE-BACK (Figs. 1.5.4)

**Conversión de liner a sarta de casing corrido con equipo de Tie-back.**

Se puede correr una sarta de casing posterior a la completación inicial de un pozo y unirse al tope del liner existente, si el tope de liner es equipado con un Setting Sleeve con "Tie-back extension". El nuevo casing se baja dentro de este con un "Tie-back Stem" que haga juego con la extensión para extender el liner hacia la superficie con una completa apertura dentro de la dimensión.

Antes de bajar el "Tie-back Stem" se recomienda rimar con un molino (Tie-back Mill) el interior de la manga con la finalidad de remover el cemento o cortes existente.

Se puede programar la instalación del "Tie-back" en dos formas, una cuando se va a cementar la nueva tubería de revestimiento y otra cuando únicamente se conectará el "Tie-back".

En el segundo caso en donde no se cementa la tubería, se recomienda usar un "Tie-back" tipo "AT" con empacador (Figs. A y B). Se realiza la instalación exactamente en la misma forma que para el primer caso.

#### **Tipos de herramienta "Tie-back".**

"Tie-back Empacador tipo "AT" No. 2. Es recomendable usar este tipo de herramienta cuando la tubería no va a ser cementada. Esta herramienta está provista además de los anillos "O", que es un cuerpo de sello de hule que se comprime con el peso de la tubería de revestimiento después que se rompe un perno de seguridad (Fig. A).

"Tie-back Empacador tipo No 1. Se usa también cuando la tubería no va a ser cementada y lleva tres juegos de anillos "O" que empacan el cuerpo del "Tie-back" y la parte interior del cople soltador y un juego de dos sellos de hule que se expanden con peso al bajar la tubería de revestimiento, empacando la parte superior del cuerpo del "Tie-back" a la tubería de revestimiento de producción (Fig. B).

"Tie-back" Normal. Esta herramienta se usa cuando se va a cementar la tubería de revestimiento. Está provista de una serie de anillos "O" (Fig. D).

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un procedimiento de instalación de la herramienta Tie-Back Liner.

### **1.5.3 SCAB LINER**

Es una técnica para remediar zonas de casing corroído o colapsado. Consiste en instalar un tramo de casing de menor diámetro con dos empaques de tal manera que cubra la zona dañada. Se puede usar esta técnica en pozos completados con liner donde la falla se ubica por encima y bastante distante del tope de liner (Fig. 1.5.5). Se recomienda no cementar el nuevo casing, a fin de facilitar su retiro en posteriores trabajos donde se requiera espacios de calibre mayores al nuevo casing. Esta técnica también se usa y con mucha frecuencia en zonas en las que se requiere aislar perforados que han devenido en agua.

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un procedimiento de instalación de la herramienta Scab Liner.

La zona aislada mediante esta técnica puede cubrir un amplio intervalo. Una limitación que presenta el método es la restricción del diámetro en este intervalo para realizar trabajos por debajo de la zona aislada. De ser así, se tendrá que remover utilizando un Packer Milling Tool o herramienta similar.

### **1.5.4 STEEL LINER CASING PATCH**

El Steel Liner Casing Patch es una lana de acero de espesor mayor de 1/8", corrugado longitudinalmente para permitir su ingreso dentro del casing.

Tiene una cubierta de fibra a la cual se le aplica resina epóxica.

Cuando se sienta se expande radialmente al diámetro del casing.

El grosor del parche reduce el diámetro interno del casing en solo 0.3".

El diámetro de los parches vienen desde 2 3/8" a 13 3/8".

La longitud promedio de cada parche es de 20".

### **Usos del casing patch.**

Esta herramienta permite:

Sellar perforaciones.

Reparar roturas parciales del casing.

Reparar zonas corroidas.

Protección adicional para trabajos de squeeze.

Reparar pozos donde no han dado buenos resultados los trabajos de squeeze.

### **Ventajas de la Herramienta:**

Soportan presiones diferenciales de hasta 5,000 psi.

Permiten realizar reparaciones rápidas, dependiendo del tiempo de "viaje"<sup>(\*)</sup>.

Pueden correrse varios parches similares en un mismo pozo.

El diámetro interno del casing se reduce solo en 0.3".

La herramienta de sentado trabaja hidráulicamente.

Se puede emplear en trabajos donde la cementación squeeze no ha tenido éxito.

**\*) viaje: tiempo necesario para bajar e izar una determinada herramienta dentro del pozo a una profundidad definida**

## Componentes del Casing Patch (Fig. 1.5.7).

Slide valve.

Bumper jar.

Hold down.

Dual cylinder.

Liner stop.

Lower polish rod.

Polish rod coupling.

Rod extensión.

Safety joint.

Solid cone.

Spring collet.

Bull plug.

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un procedimiento de operación de sentado de la herramienta Steel Liner Casing Patch.

### 1.5.5 HERRAMIENTA PARA REEMPLAZO DE CASING (Fig. 1.5.8)

Esta herramienta de reparación de casing proporciona un método de sellado permanente conectando dos sartas de tuberías de revestimiento.

En el Anexo N<sup>o</sup> 2 se presenta un procedimiento de Reparación de Casing utilizando esta técnica de reemplazo de casing.

La herramienta es de fácil operación y no restringe el diámetro interno. La unión en la rotura queda bien asegurada.

## 2 APLICACIONES AL YACIMIENTO CORRIENTES

### BREVE RESEÑA DEL CAMPO

El Yacimiento de Corrientes se encuentra en la Selva Norte del Perú a 200 Km. de la ciudad de Iquitos (ver Fig. 2.1). Fué descubierto en Noviembre de 1971 con la perforación y completación del pozo exploratorio 1X, el cual encontró petróleo HCT de 25.4 °API en la Formación Chonta, Miembro Cetico a la profundidad de 9850'.

A Diciembre de 1995 se han perforado 55 pozos, de los cuales 48 resultaron productivos, 3 productivos no comerciales y 4 secos.

A esta fecha son 34 los pozos operativos con una producción diaria de 14.4 MBOPD y 101.1 MBWPD.

Desde los primeros años de explotación la corrosión se consideró un problema. Los pozos 10XC y 16XCD registraron problemas de corrosión con instalaciones de pozo surgente, produciendo segregadamente Cetico por tubos y Pona por forros. El pozo 6XC fué abandonado (por problemas de rotura de la tubería de producción causada por la corrosión) y reemplazado por el pozo 107D. El Anexo N<sup>o</sup> 1 muestra un reporte de análisis de laboratorio de tubería de 3 1/2" proveniente de este pozo. Del análisis se desprende que la corrosión se puede deber a dióxido de carbono o corrosión debido a la presencia de bacterias anaeróbicas. Este último fué descartado por análisis posteriores en otros pozos del área. La muestra analizada fué a 900' de profundidad (la tubería está igualmente corroída desde la superficie hasta 900').

Cuando las instalaciones de bombeo electrosumergibles empezaron a salir corroídas se tomó mayor atención por conocer el estado del casing, el cual se supuso podría estar corroído con la misma severidad. En la Tabla 2.1 se muestra una estadística de fallas por corrosión en OPS, período 1,979 - 1,991.

## **2.1 IDENTIFICACION DE LAS CAUSAS QUE AFECTAN LA CORROSION**

A continuación se hace un análisis de las diferentes etapas en la vida de un pozo con la finalidad de determinar las causas que originan la corrosión del casing.

### **2.1.1 PERFORACION**

De los 55 pozos perforados, 15 son verticales y 40 dirigidos (desviados hasta con 33° de inclinación). La profundidad final promedio en los verticales es de 10140' y en los dirigidos de 10650'.

En la mayoría de los pozos se usó lodo base agua tipo lignosulfonato con peso entre 9.7 - 10.3 lb/gal; en algunos pozos se usaron lodo base yeso y lodo base agua tipo lignosulfonato con peso entre 9.0 - 10.1 lb/gal; en un pozo se usó dos tipos de lodo: lodo base agua tipo lignosulfonato y lodo base KCL con peso entre 8.9 - 9.2 lb/gal, y en un pozo se usó lodo base inversa con peso entre 9.0 - 10.4 lb/gal. En la Tabla 2.2, se muestra la relación de pozos del Area Corrientes y el tipo de lodo usado.

En los pozos dirigidos se bajaron y cementaron forros intermedios de 9 5/8" hasta la profundidad promedio de 8070'.

En todas las áreas de Selva Norte se atraviesan formaciones que tienen características estratigráficas y litológicas similares (Cuenca del Marañón). La columna estratigráfica del Yacimiento Corrientes se muestra en la Fig. 2.2.

Cabe resaltar que el componente mineralógico de la formación Chambira muestra intercalaciones de anhídrita. Por lo general esta formación está libre frente a los forros de producción o forros intermedios de 9 5/8".

Pruebas de laboratorio muestran que esta formación aporta  $\text{CO}_2$

En todos los pozos el PH del lodo registrado fué mayor de 9, el cual evita fallas prematuras por corrosión en la tubería de perforar, casing u otras partes de acero (ver Tabla 2.2).

Se ha detectado en algunos pozos la presencia de  $\text{CO}_2$  que disuelto en el fluido de perforar disminuye el PH creando un medio ácido que propicia la liberación de iones calcio que afecta la reología incrementando la viscosidad, lo cual generalmente se manifiesta por la presencia de excesiva espuma en los tanques de lodo.

Tal es así que durante la perforación del Pozo 116D, a partir de los 8,200 pies se presentó una severa contaminación con  $\text{CO}_2$  al fluido de perforar, similar a lo sucedido en los pozos 105D, 118D y 114. Esta contaminación con  $\text{CO}_2$  se mantuvo hasta la parte final del intervalo hasta +/- 9380 pies incrementando la viscosidad marsh y ligeramente la reología.

El fluido del tipo lignosulfonato con el que se perforaba, se acondicionaba permanentemente y a pesar de afrontar la contaminación con  $\text{CO}_2$  se obtenía un lodo que garantizaba una buena limpieza del hueco y una estabilidad en las paredes del agujero, que se manifestaba con maniobras rápidas y sin problemas.

Este problema también se ha presentado en la formación 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.

## 2.1.2 COMPLETACION

La completación se efectuó bajando forros de producción de 5 1/2" en los primeros pozos y de 7" en los últimos. En la Fig. 2.3 se muestran los diferentes tipos de completación de los pozos del Area de Corrientes. En la mayoría de los pozos dirigidos se bajó lina de 7" con el colgador sentado aproximadamente 100' encima del zapato de 9 5/8". La cementación primaria de los forros de producción se efectuó en general usando cemento clase H, con aditivos para retardar el tiempo de fraguado y reducir la fricción. El peso promedio de las mezclas está en el orden de 15.5 lb/gal.

Frente a los forros que cubren las formaciones de interés, el tope de cemento, así como la calidad de la cementación fueron verificados con el registro CBL-VDL y con pruebas secas, siendo necesario efectuar numerosos trabajos de cementación forzada en varios pozos para subsanar la cementación primaria

En la cementación frente a los forros intermedios de 9 5/8", no se han determinado el tope de cemento ni la calidad de la cementación. Para fines de este trabajo, el tope de cemento se ha estimado en función a la cantidad y rendimiento de mezcla de cemento usado.

En la Tabla 2.3 se muestra la relación de pozos del Area Corrientes con los Topes de cemento.

### **Tuberías de revestimiento**

**Casing de superficie.** Este revestimiento se baja hasta aproximadamente 300 m. y se cementa hasta superficie. El material tubular es de acero al carbono, grado H-40, 48 lb/ft de peso.

**Casing intermedio.** El casing intermedio se baja hasta la formación Lutitas Pozo a +/- 2460m. ( 8070' ) y se cementa a +/- 1825 m., quedando lodo encima del cemento. El PH del lodo es mayor de 9 y no contiene sales solubles ni ácidos orgánicos. Las formaciones en el anular del casing de 9 5/8" hasta el tope de cemento no tienen significativo aporte de agentes corrosivos. La formación Chambira en cambio, sobre todo la base, sería portadora del agente corrosivo CO<sub>2</sub>. Generalmente el tope de cemento cae dentro del intervalo de esta formación, dejando libre frente a los forros intermedios. La degradación del lodo no ejerce un ambiente corrosivo contra la pared externa del casing.

La tubería de revestimiento es de acero al carbono de 9 5/8", N-80 y 40 lb/ft. La tubería N-80 tiene una resistencia a la tracción de 80,000 lb/pulg<sup>2</sup>, obteniendo un rango de dureza adecuado por el moderado contenido de carbono (0.40% de C). Esta característica ofrece un adecuado rango de resistencia a la corrosión, especialmente cuando la tubería está en contacto con el agua salada.

**Casing de producción.** En los primeros pozos perforados se bajó casing de producción de 5 1/2" de diámetro; posteriormente se utilizó casing de 7" y lana de 7". La cementación de los casing corridos hasta superficie cubren las zonas productivas, mientras que la cementación de la lana de 7" abarca hasta el colgador de lana. 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.

### 2.1.3 PRODUCCION

**Instalaciones iniciales de produccion.** En las instalaciones de producción iniciales se usó tubing de 2 7/8" y 3 1/2" con varios empaques hidráulicos FH y ventanas corredizas entre ellos, permitiendo el flujo solamente a través del tubing.

**Historia de presiones de los reservorios.** La presión de los reservorios Cetico y Pona es normal. La presión estática inicial de Cetico, referida a su WOC original (-9447'), fué de 4380 psi. La presión estática inicial del reservorio Pona, referida a su WOC original (-9046'), fué de 4205 psi. A Junio de 1995 la presión estática promedio del reservorio Cetico fué de 4270 psi y de 3845 psi para el reservorio Pona (ambos referidos a su contacto agua-petróleo original).

**Historia de produccion.** La producción del Yacimiento Corrientes se inicia en Marzo de 1974, después de instalar las facilidades de producción. La producción de los pozos era por surgencia natural y en forma restringida e intermitente debido a que el transporte de crudo era por embarcaciones fluviales. La mayoría de los pozos iniciaron su producción por surgencia natural. En Enero de 1977, entró en operación el Oleoducto Nor-peruano, permitiendo la producción continua de los pozos.

A partir de Marzo de 1979 se empezaron a instalar bombas eléctricas sumergibles (BES), con la finalidad de mantener la producción en niveles altos, pese al incremento del corte de agua experimentado en los pozos como consecuencia del tipo de mecanismo de impulsión de los reservorios del área Corrientes.

El mecanismo de impulsión en el reservorio Cetico es por empuje de agua de flancos al inicio, seguido por un proceso de digitación y conificación del agua. En el reservorio Pona el mecanismo de impulsión es por empuje de agua de

flancos y en el reservorio Vivian el mecanismo de impulsión es por empuje de agua de fondo.

Los problemas de corrosión han ocurrido durante toda la vida productiva de los pozos. Se han presentado con mayor frecuencia desde 1980 en los pozos con instalaciones BES causado por el dióxido de carbono disuelto en el agua de formación producida, de manera que esta situación ha comprometido los casing instalados en los pozos.

La producción del Yacimiento es de 14.4 MBOPD x 101.1 MBWPD siendo el corte de agua correspondiente de 87.5 % (Diciembre 1995). El acumulado de producción es de 137.8 MM bls. de petróleo y 296.0 MM bls. de agua. Las reservas de petróleo probadas desarrolladas para el reservorio Cético es de 10 MM bls y de reservorio Pona de 10 MM bls (Dato proporcionado por el Dpto. de Reservorios).

#### **PROBLEMAS DURANTE LA ETAPA PRODUCTIVA DE LOS POZOS.**

- a. **Producción surgente.** En las instalaciones iniciales de producción se usó tubería de producción de 2 7/8" y 3 1/2" (tubing) con empaques hidráulicos FH y camisas de circular, permitiendo el flujo solo por tubos. Antes de Sentar los empaques se desplazaba todo el fluido de completación con crudo, quedando este entre el tubing y el casing. El petróleo alojado en el anular permite un ambiente de protección contra la corrosión.

Sin embargo esta protección no alcanza al tubing donde se registraron casos de corrosión localizada a presiones cercanas al punto de burbuja. En el Anexo N<sup>o</sup> 3 se muestra los reportes de algunos casos registrados de corrosión.

- b. **Producción con levantamiento artificial.** A partir de Marzo 1979, se comenzaron a instalar equipos de bombeo electrosumergibles, con la finalidad de mantener los

volúmenes de producción en los niveles adecuados debido al incremento del corte de agua.

Al incrementar el caudal de extracción y de acuerdo a la productividad de cada pozo, la presión fluyente del pozo disminuye incrementando el corte y el drawdown. Esta disminución de la presión fluyente de fondo aligera la columna, permitiendo la liberación del gas en el pozo (tbg y csg) a presiones cercanas al punto de burbuja.

Entre los años 1980 - 1984 han ocurrido numerosas fallas por corrosión en las instalaciones de subsuelo de los pozos con BES (Tabla 2.7). El tipo de corrosión fué identificado como "corrosión dulce" o corrosión por CO<sub>2</sub>. La agresividad de este gas es acelerada por la alta cantidad de sales disueltas que contiene el agua y la elevada temperatura de subsuelo. Las zonas donde se han localizado procesos corrosivos en el conjunto de subsuelo (conjunto BES, tubería, cable) induce a suponer que también el casing haya sido atacado con la misma severidad.

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. El resultado de ello fué una drástica reducción en los casos de fallas por corrosión. En la Tabla 2.1 y Figs. 2.5, 2.6 y 2.7 se observa la estadística de fallas por corrosión entre 1979 - 1991.

## 2.2 ANALISIS DE LAS VARIABLES DEL PROCESO CORROSIVO

### 2.2.1 PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDOS DEL RESERVORIO

**CARACTERISTICAS DE LA ROCA RESERVORIO.** Las rocas reservorio en el yacimiento Corrientes 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, 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 formación.

#### FLUIDOS DEL RESERVORIO

**PETROLEO.** El petróleo del yacimiento Corrientes es de color negro HCT, parafínico intermedio. Las características principales de PVT del crudo tanto en el reservorio Pona como en Cetico son:

Característica	Pona	Cetico
- API @ 60 °F	23.5	25.4
Presión de saturación (psi)	460	760
- Presión inicial del reservorio (psi)	4208	4368
- Nivel medido Pri @ bnm	-9046'	-9447'
- FVF del petróleo (Bo @ Pri)	1.078	1.090
- Solubilidad de gas en petróleo	31	85

Una relación del análisis de crudo del Yacimiento Corrientes (Mb. Cetico) se muestra en la Tabla 2.4, donde se aprecia que el contenido de azufre y sal es bajo.

**GAS.** El análisis de gas producido de la Formación Chonta se muestra en la Tabla 2.5. La gravedad específica del gas es de 0.74. El alto contenido de CO<sub>2</sub> indica que la fuente corrosiva es este fluido. El análisis no reporta contenido de H<sub>2</sub>S.

AGUA. El agua de formación del reservorio Cético y Pona en el yacimiento Corrientes tiene una densidad de 68.8 lb/cu ft. a condiciones de reservorio y una concentración de cloruros de 110,000 ppm. El FVF (Bw) y la viscosidad a condiciones del reservorio son de 0.99 bbl/STB y 0.4 cp respectivamente. La Tabla 2.6 muestra un reporte de análisis de agua de un pozo del yacimiento Corrientes. Se registra una alta cantidad de Fe<sup>+++</sup>.

### **2.2.2 ELEMENTOS Y FACTORES CORROSIVOS**

Se ha identificado que el elemento corrosivo es el CO<sub>2</sub> proveniente del gas del petróleo. La corrosión por CO<sub>2</sub> o corrosión dulce es ocasionada por el bajo PH que se produce al formarse el ácido carbónico por disolución del CO<sub>2</sub> en el agua producida con el petróleo. Las picaduras (pitting) tienen bordes cortantes. El carbonato de fierro, producto de la corrosión da cierta protección contra la corrosión a bajas velocidades de fluido.

La naturaleza de la corrosión por CO<sub>2</sub> del acero al carbono y los diferentes factores que inciden en ella está influenciada por la presión parcial del CO<sub>2</sub> y la velocidad del fluido.

Los factores que inciden directamente en el proceso de corrosión en el pozo son:

- 1.- Contenido de agua
- 2.- Presión de succión de la bomba (PIP)
- 3.- Porcentaje de CO<sub>2</sub>
- 4.- Volumen de gas
- 5.- Velocidad del fluido
- 6.- Solidos disueltos y suspendidos
- 7.- Metalurgia.
- 8.- Formaciones portadoras de agentes corrosivos

Todos ellos están ligados entre sí y han sido considerados al hacer la evaluación del problema de corrosión en el casing.

Referido al reservorio Corrientes, las fallas por corrosión se han localizado en el subsuelo a presiones cercanas al punto de burbuja. No se han presentado fallas en cabeza de pozo y líneas de superficie donde la presión es menor, lo que indica que el régimen de corrosión es menor.

**a. Contenido de agua.** El contenido de agua del área de Corrientes es del orden de 87.5 %.

Relaciones de agua-petróleo altos contribuyen al deterioro del metal del casing debido a que el  $\text{CO}_2$  necesita disolverse en el agua y formar el ácido carbónico.

El agua con el cátodo y el ánodo completan el circuito eléctrico del proceso de corrosión. La conductividad se incrementa con el aumento de sales disueltas.

Debido al tipo de mecanismo de impulsión del yacimiento Corrientes, se experimenta un incremento en el corte de agua durante la etapa productiva del pozo, como consecuencia de la evolución de niveles de agua (WOC).

El agua de formación por si sola no es corrosiva, pero en presencia de gases disueltos, básicamente  $\text{CO}_2$  su corrosividad es drástica. En realidad este gas disuelto es causa principal del problema de corrosión.

**b. Presión de succión de la bomba (PIP).** La presión de succión de la bomba generalmente es mayor que la presión de saturación del gas. Cuando ocurre lo contrario, el gas se libera por debajo del nivel de la bomba ocasionando problemas de corrosión a partir del nivel de liberación y hacia arriba en el casing, tubing y equipo de bombeo de subsuelo.

- c. **Porcentaje de CO<sub>2</sub>.** El gas liberado tiene de 4 a 12 % de CO<sub>2</sub> (porcentaje molar), lo que indica que la fuente corrosiva es el gas.
- d. **Volumen de gas.** La producción de gas en Enero de 1,993 fué de 140 MPCPD en Bat. 1 y 745 MPCPD en Bat. 2.
- e. **Velocidad del fluido.** La velocidad del flujo de fluidos en la lana está en el orden de 0.8 a 1.4 ft/seg. y en los forros intermedios de 0.3 a 0.6 ft/seg. lo que indica que la velocidad no influye en el proceso de corrosión erosión de las tuberías de revestimiento, ver Tabla 2.8.  
La velocidad en las tuberías de producción sin embargo son relativamente significativas y están en el orden de 2.5 a 6 ft/seg. influyendo en el proceso de corrosión erosión, evitando muchas veces la formación de películas protectoras del inhibidor de corrosión.
- f. **Sólidos disueltos y suspendidos.** En general, no se tiene problemas de presencia de sólidos disueltos y suspendidos que erosionen las paredes de los tubulares.
- g. **Metalurgia.** En algunos casos, los factores metalúrgicos son predominantes, tales como los sucedidos en el material usados en las bombas electrosumergibles.
- h. **Formaciones portadoras de agentes corrosivos.** La Formación Chambira es un remoto aportador de CO<sub>2</sub>. Generalmente esta formación está libre frente a los forros intermedios de 9 5/8".

El tipo de corrosión por CO<sub>2</sub> que más se ve en Corrientes es localizada, tipo picadura en el tubing, tipo erosión

corrosión en zonas de alta velocidad, tipo grieta (crevice-corrosión) en uniones cople-pin (tubo lavado).

Las fallas se dan cerca al punto de burbuja porque en este punto el CO<sub>2</sub> se separa del crudo y empieza a disolverse en el agua salada generándose ácido carbónico que corroe el metal.

En las zonas donde hay alta velocidad también ha ocurrido corrosión por CO<sub>2</sub>. Como ejemplos podemos citar perforaciones en bombas sumergibles de acero al carbono, válvulas check, válvulas de drenaje y armadura del cable de extensión.

## **2.3 MONITOREO Y CONTROL DE CORROSION EN EL CASING.**

### **2.3.1 REGISTROS DE CORROSION.**

Con la finalidad de evaluar el estado de los casing (7" y 9 5/8") se han tomado registros CET, ETT, METT, MFC, CIT a los siguientes pozos: 16XCD, 8XC, 80D, 120D, 44XC, 81D, 20XCD, 115D de Corrientes, 50XCD Pavayacu y 74XC Nueva Esperanza. En el Anexo N<sup>o</sup> 4 se dan a conocer los resultados de los registros de corrosión tomados en estos pozos.

### **Análisis de resultados de los registros tomados**

La medida de calibres internos usando herramientas tanto mecánicas como acústicas, pueden ser precisas pero no indican la pérdida de metal en la pared externa.

Es necesario contar con una herramienta que dé la siguiente información:

- Espesor del casing.
- Corrosión de la pared externa.
- Corrosión en la pared interna (detección de picaduras y huecos del casing).

Las nuevas técnicas de resonancia acústica son prometedoras y pueden ser útiles algunas veces (CET digital).

Sin embargo, la mejor indicación de la pérdida de metal en general es obtenida de la fase invertida de un campo electromagnético inducido.

La sonda METT es una herramienta que más se ajusta a las necesidades de monitoreo y control de corrosión. Esta herramienta tiene las siguientes características:

Mide el diámetro interno absoluto con una precisión de  $\pm 0.6$  mm. (mejor resolución que el CET).

Medición de cambios de espesor de tubería (CET solo mide diámetro interno).

Mide y diferencia cada tubería en situaciones de múltiples revestimientos, hasta 3 tuberías concéntricas.

Es conveniente para aplicar en pozos de Selva Norte.

Puede utilizarse para monitoreo y control de la corrosión aplicando la técnica del TIME-LAPSE.

La información dada por el registro METT puede ser complementada con la toma de registro MFC en las zonas más críticas. El MFC tiene muy alta resolución radial (0.25 mm) y vertical (5.0 mm) el cual permite dimensionar agujeros y ubicar picaduras.

Otra sonda electromagnética factible de utilizar es el PAT. Esta sonda es un indicador de los defectos de la superficie interna, defectos totales y de la pared externa. Sin embargo es difícil de interpretar si existe un hueco, debido a que sus respuestas son similares cuando existe desgaste por corrosión, picaduras o huecos. Los resultados obtenidos con el registro METT pueden ser complementados por el registro PAT.

### 2.3.2 CONTROL DE CORROSION EN POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En promedio, los pozos de los yacimientos de Corrientes, Pavayacu, Yanayacu, Capirona y Nva. Esperanza tienen hasta la fecha aproximadamente 18 años de producción. A lo largo de su vida productiva han variado sus condiciones de producción, tanto en presión como en los porcentajes de agua, gas y petróleo. De todos estos cambios el más importante es el incremento de porcentaje de agua llegando en promedio en el área Corrientes al 87.5% (Diciembre 95). Esta agua que acompaña al petróleo tiene un alto contenido de gas dióxido de carbono disuelto y alta salinidad.

Al inicio de la vida productiva de los pozos, la mayoría han sido de surgencia natural, la pérdida de la presión de los pozos ha originado que actualmente sea necesario implementar levantamiento artificial escogiéndose el bombeo electrocentrífugo e hidráulico por tener el primero un gran rate de producción y el segundo para pozos de menor volumen. Actualmente en el área de Corrientes todos los pozos tienen bombeo electrocentrífugo. Esta ha introducido variantes muy importantes en la producción del pozo, ya que ha incrementado la velocidad del fluido y las proporciones de petróleo, gas y agua, dando cada vez más graves y continuas fallas por corrosión mayormente en las tuberías de producción.

En 1979 se instalaron las primeras bombas electrocentrífugas de subsuelo, incrementándose en forma notable las producciones de crudo y agua salada de formación (en adición a los incrementos por pozos nuevos).

En el mes de Enero de 1981, se detectaron los primeros problemas de corrosión severa en tubería de producción en el pozo 6X-Corrientes, con el correspondiente cierre temporal, difiriéndose una producción promedio de 600 BPD de petróleo. Posteriormente a esta fecha, se ha encontrado

el mismo problema en otros pozos de Corrientes y Pavayacu. Dando inicio a los trabajos para el control de la corrosión, se realizó una evaluación en todas las áreas de Operaciones Selva encontrándose serios problemas de corrosión interna en el tubing, bombas de subsuelo y líneas de producción, con la consiguiente pérdida de producción y gastos por reemplazo de materiales.

Se ha encontrado que el principal agente corrosivo es el CO<sub>2</sub> (en el orden del 4 al 12% porcentaje molar) disuelto en agua de formación, que se produce asociado con el petróleo.

Los problemas presentados en el tubing y bombas de subsuelo nos hacen pensar que las paredes interiores del casing deben estar siendo atacadas con la misma severidad, dándose una corrosión interna al casing.

Asimismo, análisis de muestras de arenas producidas de los pozos 80D (Oct. 82) y 81D (Ene. 92), y análisis de agua del pozo 120D (Mar. 92) indican que estas pertenecen a la Formación Chambira, y los registros de corrosión muestran que las fallas producidas están frente al intervalo de esta formación, que generalmente se encuentran descubiertas (sin cemento) lo que nos hace pensar que la corrosión se este dando también externamente.

En vista de la magnitud de los problemas presentados, se decidió el empleo de inhibidores de corrosión tipo fílmico en el área de Corrientes. Los resultados fueron favorables con los inhibidores de corrosión soluble en aceite y dispersables en agua, con los que se logró controlar el problema. Asimismo desde 1985 se cambiaron el material de fabricación de las BES que eran de acero al carbono por acero ferrítico (15-30 % Cr) contra el ataque corrosivo por CO<sub>2</sub>, con lo cual se disminuyeron completamente las fallas por corrosión en las instalaciones de subsuelo.

A raíz de los problemas ocasionados en los pozos 1X y 11X (excesivo aglomeramiento de química), en Marzo de 1991 se suspendió la inyección del inhibidor de corrosión soluble en petróleo y dispersable en agua en los pozos con casing de 5 1/2".

Se han evaluado y presentado como una alternativa para la protección anticorrosiva inhibidores de corrosión solubles en agua y dispersables en aceite para los pozos con casing de 5 1/2" y posteriormente hacerla extensiva para todos los pozos de la operación.

#### AVANCES EN EL CONTROL DE LA CORROSION

El Grupo de Trabajo del Comité de Corrosión, formado por ingenieros del Departamento de Tecnología-Lima y el Departamento Técnico de Petróleo OPS, realizaron en forma total las evaluaciones siguientes:

Inspección y calibración de tuberías de producción, desde las plataformas hacia las baterías N°.1 y 2 Corrientes, N°.3 - Yanayacu, N°.4 -Capirona y N°.5 Pavayacu.

Evaluación indirecta de las instalaciones de fondo de pozo con levantamiento artificial de las áreas de Corrientes, Yanayacu, Pavayacu y Capirona, mediante análisis de fierro total disuelto en el agua de producción que acompaña al petróleo. Según los datos obtenidos se detectó valores de corrosión mayores a 5 milésimas de pulgada por año (MPY), comprobándose la existencia de una severa corrosión en las instalaciones.

En el pozo piloto de evaluación 20XCD en Febrero de 1984 se inició la aplicación del inhibidor de corrosión soluble en petróleo y dispersable en agua con un tratamiento continuo de 100-200 ppm, evaluando y reduciendo posteriormente hasta obtener la dosificación de operación de 15 ppm.

En 1986 la aplicación de este inhibidor de corrosión se daba en el 100 % de pozos (30 pozos con BES), con lo cual la velocidad de corrosión quedo reducida en +/- 1 MPY. En este pozo piloto desde la implementación de la protección anticorrosiva se han efectuado 13 cambios de instalación BES. Siendo la razón del servicio:

- 7 paradas por problemas eléctricos
- 4 problemas de corrosión
- 2 paradas para efectuar reacondicionamiento

De los problemas de corrosión presentados, 3 se registraron en la tubería y 1 en el equipo de subsuelo. La corrosión en las tuberías se presentaron en 1988 y fué como consecuencia de la continua reutilización de la tubería que se bajó en los pozos sin previa inspección. La corrosión registrada fue de pared interna del tubo hacia afuera.

El equipo de subsuelo que presentó corrosión fue de acero al carbono.

Es posible que la alta velocidad del fluido no permita que se forme la película del inhibidor en la pared del tubing, causando desgaste por efecto erosión-corrosión.

Situación contraria al anterior ocurre en la pared externa al tubing desde el nivel del fluido hasta la sección de la bomba donde se registra un lento movimiento del fluido y corte de petróleo alto. En esta zona se presenta un gruesa película del inhibidor, situación que se agrava en los pozos completados con casing de 5 1/2" donde existe un espacio reducido casing-tubing. Es por ello que los pozos 1X y 11X han presentado un excesivo aglomeramiento de química debido principalmente al tiempo en que se inyectó el inhibidor de 6.1 y 3.4 años respectivamente.

La disminución de la profundidad de sentado de las bombas determina que el punto de liberación de burbuja de gas esta por debajo de esta profundidad, desprotegiendo el casing

que se ha comprobado en varios pozos se encuentra agujereada.

Se probó el inhibidor de corrosión soluble en agua y dispersable en aceite. Este producto fue evaluado en 2 oportunidades con resultados satisfactorios

	<b>Area de Prueba</b>	<b><u>Desde</u></b>	<b><u>Hasta</u></b>
1°	Pozo 8XC y 80D - Corr.	05.06.86	22.10.86
2°	Corrientes	11.11.86	30.01.90

Los valores alcanzados fueron de menos de 5 MPY con dosificación promedio de 10 ppm.

La inyección de inhibidor de corrosión en pozos completados con CSG de 5 1/2" se ha suspendido desde marzo de 1991 a raíz de los problemas ocasionados de pesca por rotura de tubería de producción por atascamiento debido al alto espesor de química en la región anular entre casing-tubing ocurridos en los pozos 1X y 11XC.

Los pozos completados con CSG de 5 1/2" (16XCD, 12XC, 10XC, 8XC y 1X) fueron sometidos a evaluación. El pozo 12XC presentó corrosividad elevada, el pozo 8XC presentó corrosividad baja, y los pozos 16XCD, 10XC y 1X presentaron corrosividad moderada.

Los inhibidores de corrosión solubles en agua-dispersables en aceite evaluados, representan una alternativa para la protección anticorrosiva no solamente en pozos con casing de 5 1/2" sino para todos los pozos de la operación.

### **3 REPARACION DEL CASING**

Hasta fines de 1995 se registraron en el área de Corrientes 12 pozos con presencia de corrosión severa en el casing, uno de ellos fué abandonado por complicaciones en los trabajos de reparación de las zonas dañadas.

Las fallas en el casing han sido identificadas mediante:

- (.) Toma de Registros de corrosión.
- (.) Incrementos de agua anormales en la producción del pozo.
- (.) Problemas operativos durante los servicio de pozos.

Para el estudio se han elegido 5 pozos, cada uno de los cuales representa un método diferente de reparación, a fin de abarcar y tener un entendimiento de la diversidad de metodos empleados en el área.

#### **3.1 ASPECTOS TECNICOS Y OPERATIVOS**

A continuación se da un programa general de resane de tubería de revestimiento:

Bajar drill pipe con casing roller para casing 9 5/8" hasta tope de lana.

Bajar tubería con rima de 9 5/8" hasta tope de lana, circulando por etapas. Sacar tubería y rima.

. Tomar registros de corrosión.

Bajar tubería con RTTS de 9 5/8", hacer prueba de hermeticidad con presión por forros y tubos, sentando el RTTS a diferentes profundidades hasta determinar el (los) punto(s) de rotura.

- Efectuar resane de casing<sup>(\*)</sup> en zona(s) de rotura detectada(s). Sacar tubería con RTTS.
- . Efectuar prueba de hermeticidad.
  - . Bajar instalación BES.

(\*) El resane de casing será efectuado eligiendo la mejor alternativa de los diferentes tipos de resane.

La alternativa de reparación es elegida al grado de corrosión y ubicación de la falla.

En la Cía. Occidental, en donde también se presentan estos problemas de roturas de tubería de revestimiento, se han reparado con éxito las fallas usando la técnica del Tie Back en zonas cercanas al tope de lana. En muchos casos se han usado técnicas de reemplazo de casing al tener fallas severas cercanas a superficie. Zonas presurizadas de producción de agua se han aislado usando la técnica de Scab Liner y cementación squeeze usando cemento micromático.

### **3.1.1 RESANE CON CEMENTACION FORZADA**

Los pozos 80D, 81D, 20XCD, 120D y aquellos en los que la reparación se efectúa en la región de los forros intermedios, o en general en zonas no muy presurizadas, el método de resane de cementación forzada utilizando cemento convencional a dado buenos resultados.

En la mayoría de trabajos que contemplan aislar zonas productoras de agua presurizadas, no se han logrado terminar satisfactoriamente el aislamiento.

a. POZO 120D - Corrientes

TIPO DE TRABAJO: Resane de los forros intermedios de 9 5/8" con cementación forzada.

El pozo dirigido 120D Corrientes, fué completado en Julio de 1986 en la Formación Chonta, miembro Cetico, arenas Cetico 2 (3,071.8      3,075.5 m. y Cetico 3 (3,080.6      3,081.5 m.)

El tope de cemento en los forros intermedios fué estimado a 5620'.

Luego de las pruebas de formación en ambas arenas, se produjo Cetico 3 con 2 empaques FH, aislando Cetico 2. su producción inicial fué de:

722 BOPD x 3% H<sub>2</sub>O x 3/8" x ST x 220 psi (01.07.86).

Luego de 37 días su producción fué la siguiente:

161 BOPD x 50% H<sub>2</sub>O x 3/8" x ST x 95 psi (08.08.86).

Por la baja producción se sacó instalación de producción. Se efectuó cementación forzada en Cetico-2, rebaleó y amplió a 3,073 - 3,077 m. de Cetico-2. Luego de la prueba de formación, el 08.09.86 bajó instalación BES para producir Cetico-2. Su producción inicial fué de:

1,317 BOPD x 16% H<sub>2</sub>O x BES (12.09.86).

Posteriormente se han efectuado varios cambios de instalación BES hasta Marzo de 1,992.

La producción acumulada a Marzo de 1992 fué de 945.8 MBO y la producción fué de 151 BOPD x 94.7% H<sub>2</sub>O.

Los análisis de agua efectuados arrojaron salinidades de ClNa de 130,360 ppm (Enero 1990) y 8,741 ppm (Marzo 1992).

Por el incremento repentino de la producción de agua (95%) se decidió cerrar el pozo para ser intervenido. Este incremento de agua es un indicativo de que el agua producida no provenía netamente de la zona de interés. En Noviembre del 92 se intervino el pozo. El registro electromagnético y el registro de temperatura tomados, detectaron hueco a 1528 m. (frente a la formación Chambira, que posee intercalaciones de anhídrita). La prueba de presión verificó flujo entre 1520 m. y 1541 m.

Las causas que se atribuyen a la falla en el casing son:  
Corrosión por CO<sub>2</sub>, con un alto corte de agua que propicia una mayor superficie mojada favoreciendo el proceso corrosivo. El sistema de bombeo estuvo operando con un PIP < P<sub>b</sub> (desde Set. 91).  
La desviación del pozo en la zona afectada (1.50 / 100') favorecen el rozamiento de la tubería con el casing durante los trabajos de servicio de pozos debilitando las paredes del casing.

En el Anexo N<sup>o</sup> 5 se da el programa de trabajo de resane de casing del pozo 120D con cementación forzada, la misma que fue realizada adecuadamente y con bajo costo.

La reparación del casing usando la técnica Tie-Back, es técnicamente recomendable en zonas de corrosión severa que esten cerca al tope de lina.

El registro tomado en el pozo 120D, y las pruebas de empaque efectuadas posteriormente, muestran el buen estado del casing, detectando solo la falla en un pequeño intervalo menor de 70' (entre 4987' y 5056') y muy alejado del tope de lina. Sin embargo se descartó la posibilidad de aplicación del Tie-Back por su costo relativamente elevado.

## b. POZO 115D - Corrientes

**TIPO DE TRABAJO:** Aislamiento de los intervalos baleados Vivian y Pona-3 mediante cementación forzada. Baleo de la formación Cetico-2 (3034.0 m. -3036.0 m.).

El pozo fué completado en Dic. 84. Se le asignó un RPI: 900 BOPD x 7.2% H<sub>2</sub>O x BEC de los miembros Pona-2 (2924.5-2928.5 m.) y Pona-3 (2941.0-2943.0 m.).

En Marzo de 1988 se aisló Pona-3 (sentó tapón a 2939.0 m.). En Febrero de 1991 se aisló Pona-2 y abrió Vivian. Prueba del pozo: 245 BOPD x 30% H<sub>2</sub>O x BES (Vivian, Marzo 91).

No se han registrado problemas de corrosión en el sistema BES y tubing debido a que desde el inicio de su vida productiva se le aplicó inhibidor de corrosión.

En Diciembre de 1993 baleó Cetico-2 (3034.0-3036.4m.), Cetico-4 (3049.0-3050.4m.) con 8 tiros por pie. Aisló Pona-3 con 2 Pkr. FH. Bajó y completó con equipo de bombeo electrosumergible.

A Dic. 95 la producción del pozo fué: 300 BOPD x 89% H<sub>2</sub>O x BES. La producción acumulada a esa fecha fué de 1355.8 MBO.

En el Anexo N<sup>o</sup> 5 se da el programa de trabajo de aislamiento de intervalos baleados mediante cementación forzada utilizando cemento convencional y opcionalmente cemento micromático.

### 3.1.2 SCAB LINER POZO 8XC

**TIPO DE TRABAJO:** Resane del casing de los forros de producción de 5 1/2" - Método Scab Liner. Aislar Cetico-3 con tapón EZ sellado. Rebaleo y ampliar baleo en Cetico-2.

Este pozo vertical fué completado en Noviembre de 1972. Se le asignó un RPI: 531 BOPD x 0.4% H<sub>2</sub>O x 1/4" x ST x 35 psi, del miembro Cetico-3 (Mar. 74).

En Febrero de 1981 se abrió Cetico-2 (9837'-45') y se instaló sistema BES. En Noviembre de 1992 se aísla Cetico-3 con tapón EZ y se rebalea Cetico-2 (9837-46').

El análisis de agua efectuado en Enero de 1990 arrojó salinidad de ClNa de 160,940 ppm

A Octubre del 92 la producción de este pozo fué de 39 BOPD x 98% H<sub>2</sub>O x BES, proveniente de la formación Cetico-2.

La producción acumulada de petróleo hasta Octubre del 92 fué de 2'118,142 Bls.

En Noviembre de 1992 se corrió el registro MFC en dos oportunidades.

El primer registro (de 5600' a superficie) no mostró fallas en el casing.

En la segunda vez, el MFC (de 9848' a 8270') mostró posibles huecos de 9407' a 8950'.

La prueba de empaques efectuada el 19 de Nov. 92 mostró mínima admisión en posibles huecos (9490'-9320').

En Dic. 92 se corrió el registro de inspección de casing CIT de la Cía HLS, el cual mostró corrosión severa y huecos en varios puntos. Zona de casing corroído: 8950'-9402'. Se aisló el intervalo corroído con empaques FH (FH @ 8422.0' y FH @ 9685.0').

Posteriormente se paró y cerró el pozo por problemas de alto corte de agua (pozo quedó con punta libre el 07.11.93).

Cabe resaltar que en este pozo se han registrado problemas de corrosión en el sistema BES y tubings desde Dic. de 1981 a Feb. 93 en 4 oportunidades al realizar cambios de BES.

Las causas que se atribuyen a la falla en el casing son:

Es un pozo antiguo y el tiempo de operación tiene influencia en el grado de corrosión.

El relativo alto régimen de extracción del fluido influencia en la erosión del metal.

Alto porcentaje de agua y salinidad alta.

La utilización del método de scab liner en este pozo fue la más adecuada por:

- . La zona aislada es un amplio intervalo (450') y se adecua a la aplicación de este método.
- . Una limitación que se presenta en este tipo de trabajo es la restricción al paso en este intervalo. Si se requiere hacer futuros trabajos por debajo del intervalo, se removerá el equipo scab liner perforándolo.

No es conveniente aplicar el método de cementación forzada por la mínima admisión que presentó el intervalo de la zona dañada.

Trabajos que contemplan aislar zonas perforadas o zonas presurizadas productoras de agua son aisladas con frecuencia y con buenos resultados utilizando este método en los pozos de la Cía. Occidental, para reducir los altos cortes de agua.

En el Anexo N<sup>o</sup> 5 se da el programa de trabajo de resane de los forros de producción de 5 1/2" con el método Scab Liner.

### **3.1.3 HERRAMIENTA PARA REEMPLAZO DE CASING**

#### **Pozo 11XC**

**TIPO DE TRABAJO:** Recuperar pescado y restaurar la producción del pozo mediante el reemplazo del casing de producción de 5 1/2 .

El pozo vertical 11XC-Corrientes fué completado en Dic. 72/Ene. 73, en los miembros Cético-2 (9817'-15') y Cético-4 (9848'-44') asignándosele un RPI: 744 BOPD x 7% H<sub>2</sub>O x 3/8"

x ST x 500 psi (producción por forros C-2; producción por tubos : C-4)

En Diciembre de 1981 se amplía Cetico-2 (9810'-17') y se instala sistema BES. (producción C-2,4).

En Dic. 84 se amplía Cetico-2 (9806'-10' y 9817'-22'). Sentó tapón EZ a 9838' aislando Cetico-4. Acidificó Cetico-2 (HCl al 33% 5600 gal. y musol 1200 gal. Recuperó en superficie mezcla 185 gal).

Se ha elegido este pozo dentro de la evaluación debido a lo siguiente:

Este pozo ha registrado problemas de corrosión severa en el tubing desde Julio de 1982.

Estas evidencias de corrosión hacen suponer de que el casing esta siendo dañado con la misma severidad, por lo que se decidió usar el inhibidor de corrosión soluble en petróleo y dispersable en agua.

En el espacio anular reducido casing - tubing se presentó un aglomeramiento excesivo de química (debido principalmente al tiempo de inyección del inhibidor por mas de 6 años), el cual aprisionó la bomba.

El 24 de Jul. 90 al sacar instalación BES para su cambio, el tubo N° 17 se rompió. Tope de pescado a 65'. Se efectuaron trabajos de pesca sin resultados positivos.

La producción acumulada de petróleo hasta la fecha del cierre fué de 3,143.3 MBO.

El Análisis de agua efectuado en Enero de 1990 arrojó salinidad de ClNa de 135,510 ppm.

El método de reemplazo de casing en este pozo, soluciona 2 problemas: recuperar el casing viejo reemplazándolo por uno nuevo y recuperar el pescado conjuntamente con el casing viejo, que no fué posible pescar por problemas de restricción en el anular por la presencia de química solidificada en las paredes internas del casing.

En el Anexo N<sup>o</sup> 5 se da el programa de reparación de casing mediante reemplazo del casing de producción de 5 1/2".

Este pozo fué intervenido en Julio de 1993. Se cortó casing a 637.5' (recuperándose el casing viejo y pescados) y reemplazado con casing nuevo. Se puso a producción con bombeo electrosumergible. El casing recuperado presentó corrosión severa.

#### **3.1.4 ALTERNATIVA DE CEMENTACION DE CASING INTERMEDIO HASTA SUPERFICIE**

Con la finalidad de evitar la corrosión externa y minimizar los problemas que ocasiona la corrosión interna del casing, es recomendable, en la perforación de pozos de Selva, se cimente hasta superficie. Los problemas de corrosión son similares a los que ocurren en los pozos de la Cía. Occidental, quienes han solucionado este problema mediante la cementación hasta superficie.

El Gráfico No 3.1 muestra la situación actual de los pozos en la Selva Norte. Los Gráficos Nos. 3.2 y 3.3 muestran la comparación de una cementación tradicional y la propuesta de cementación a superficie de los forros intermedios, respectivamente, para la perforación del Pozo 130XC Pavayacu.

La Tabla No 3.1 muestra los cálculos involucrados en la cementación de los forros intermedios de Csg. 9 5/8" con tope de cemento a 4200' (cementación tradicional) y cementación a superficie.

La gradiente de fractura de la formación es +/- 0.75 psi/ft. siendo mayor que la gradiente de la columna hidrostática de la mezcla de cemento propuesto, por lo que no será necesario utilizar el DV-Tool para la cementación de los forros intermedios.

### 3.1.5 ALTERNATIVA DE PERFORAR UN POZO DE REEMPLAZO

En ocasiones, los trabajos de reparación de casing pueden no ser posibles por diversas complicaciones y gravedad de la situación. Tal es el caso del Pozo 44XC-Corrientes.

En este pozo se presentó problemas de pesca al realizar trabajos de workover. La situación se agravó al detectarse deterioro del casing de producción el cual mostró zonas colapsadas y puntos de rotura.

Se evaluó 3 alternativas de solución:

- a. Continuar con los trabajos de pesca
- b. Corte del casing y reemplazo de la misma.
- c. Perforación de un Pozo de Reemplazo.

En el Anexo No. 6 se presenta la evaluación de las 3 alternativas.

Se eligió la alternativa de abandonar el pozo y perforar un pozo de remplazo para producir las reservas remanentes de 1420 MBls. de petróleo por ser la alternativa más atractiva desde el punto de vista técnico, económico y operativo.

### 3.2 ASPECTOS ECONOMICOS

La tabla que mostramos a continuación, es un resumen de los resultados económicos evaluados para cada pozo, para las diferentes alternativas planteadas.

	120D Corrientes	115D Corrientes	8XC Corrientes	11XC Corrientes	44AD Corrientes	
Método de reparación de casing	Cementación squeeze	Cementación squeeze (en intervalo baleado)	Scab Liner	Reemplazo de casing	Perforación de pozo de Reemplazo	TOTAL POZOS EN EVALUACION
Reservas @ Dic. 92 (MBO)	405	270	235	550	1420	2880
Inversión Integral (*)	347.85	591.11	378.56	413.33	1794.20	3525.05
VAN al 20% (M\$)	1397.90	472.83	554.30	1732.01	2719.00	7559.00
TIR	> 100 %	> 100 %	> 100 %	> 100 %	> 100 %	> 100 %
PAY OUT	4.87 meses	1.78 años	1.15 años	5.49 meses	1.16 años	11.00 meses
IVA	4.02	0.80	1.46	4.19	1.56	2.18
INV/RESERVA (\$/Bl.)	0.86	2.19	1.61	0.75	1.26	1.12

Para la evaluación económica se han considerado los siguientes parámetros:

#### 3.2.1 COSTOS

La Inversión Integral incluye Costos de Servicios en General, Costos de Facilidades de Producción, Costos de Bombas Electrosumergibles, Costos por Transporte, Rehabilitación de Plataformas y Costos por Compra de Grupos Eléctricos.

El detalle de los costos de los trabajos de reacondicionamiento y la evaluación económica para cada uno de los pozos están dados en el Anexo N° 7

Los Costos de Servicios en General están dados por los Costos que demandan en el Trabajo de Resane de Casing, así como la ejecución de otros trabajos de reacondicionamiento requeridos en el pozo.

Los Costos de Bombas Electrosumergibles, Costos por Transporte, Costos por Rehabilitación de Plataforma, Costos de Facilidades de Producción y Costos por Compra de Grupos Eléctricos, son valores promedios en base a costos globales referidos al área Corrientes.

Igualmente los Costos en Desarmado-Armado y Costos en Transporte de los equipos de servicio de pozos son valores promedios por unidad de pozo correspondiente a una plataforma.

Se ha incluido en la tabla la alternativa de Perforación de un Pozo de Reemplazo del 44XC-Corrientes.

### **3.2.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION Y RESERVAS**

Los pronósticos de producción y estimados de reservas están basados en los estudios de Simulación, Revisión del Comportamiento Productivo del área y corroborados con curvas de declinación.

### **3.2.3 PRECIO DEL CRUDO**

El precio de crudo en referencia se ha fijado en 12.74 \$/Bl.

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El Análisis de Sensibilidad Económica efectuado a la tasa de descuento de 20%, indica que los programas continúan siendo rentables (a VAN = 0) para valores mínimos de reserva, valores máximos de inversión y para valores mínimos del precio del crudo dados en la tabla que se da a continuación

Los valores de la inversión (columna 3) están referidos a montos globales que contemplan programas combinados y gastos en facilidades de producción (el detalle de las corridas económicas están dadas en las Tablas del Anexo N° 7).

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
POZO	RESERV.REMANENT. ( MBO )	INVERSION ( M\$ )	RESERV.MIN. ( MBO )	MAXIMA INVERS. ( M\$ )	MINIMO PRECIO DEL CRUDO(\$/Bl)
120D	405	347.85	114.94 (-71.62%)	2276.68 (+554.50%)	5.05 (-60.38%)
115D	270	591.11	153.20 (-43.26%)	1213.02 (+105.21%)	8.60 (-32.50%)
8XC	235	378.56	119.45 (-49.17%)	1103.88 (+191.60%)	7.46 (-41.45%)
11XC	550	413.33	147.12 (-73.25%)	2802.83 (+578.11%)	4.87 (-61.75%)
44AD	1420	1794.20	471.30 (-66.81%)	5394.44 (+200.66%)	7.24 (-43.16%)
TOTAL	2880	3525.05	836.93 (-70.94%)	13449.12 (+281.53%)	5.99 (-52.95%)

En el gráfico de sensibilidad del pozo 120D (Fig. N° 4.1) se observa las variaciones porcentuales de la reserva, precio del crudo y la inversión para un VAN = 0.

## CONCLUSIONES

1. Hasta fines de 1995 se han registrado en el área de Corrientes doce (12) pozos con presencia de corrosión severa en el casing, uno de ellos fué abandonado por complicaciones en los trabajos de reparación de las zonas dañadas.
2. El proceso corrosivo es el factor primario en el deterioro del metal del casing en los pozos de Operaciones Selva. El mecanismo predominante es la corrosión por CO<sub>2</sub>.
3. El proceso de corrosión en los pozos de petróleo es un fenómeno complejo que involucran distintos parámetros que están ligados entre sí y deben ser cuidadosamente considerados. Es un fenómeno que está presente durante toda la vida productiva del pozo. Los factores que inciden directamente en el proceso de corrosión en el pozo son:
  - a) Cantidad de agua
  - b) Presión de succión de la bomba
  - c) Porcentaje de CO<sub>2</sub>
  - d) Volumen de gas
  - e) Velocidad del fluido
  - f) Sólidos disueltos y suspendidos
  - g) Metalurgia
  - h) Formaciones portadoras de agentes corrosivos.

El problema de corrosión en el revestimiento es agravado por el rozamiento, por golpes con la tubería cuando se efectúan trabajos de

reacondicionamiento y/o cambio de instalación BES. Esto puede especialmente ocurrir en las zonas desviadas (KOP, BOP) o en zonas de agarre (drag).

4. La inyección del producto anticorrosivo, permite el control de corrosión de la pared interna del casing, desde la superficie hasta la profundidad de sentado de la bomba (intake) quedando sin protección la pared interna del casing por debajo de aquella.
5. En base a los casos analizados, el ataque corrosivo de la pared interna del tubing (sarta de producción) se encontraba localizado entre 900' 2000' de profundidad. Esto coincide aproximadamente con la presión del "punto de burbuja" (desprendimiento del CO<sub>2</sub> comprimido y/o atrapado dentro del petróleo, hacia el agua de formación. A partir de este punto de descompresión el agua solubiliza mayor cantidad de dióxido de carbono haciéndose más corrosiva.
6. Los problemas de erosión-corrosión severos que ocurrieron en los componentes de acero al carbono de las bombas eléctricas sumergibles se resolvieron exitosamente cambiando a componentes fabricados con aceros inoxidables martensíticos (12 13% Cr, 0.15% Carbono) desde Agosto de 1983.
7. El ataque corrosivo externo al casing se explicaría (aunque no se a podido probar) por lo siguiente:

Por la presencia de lodo entrampado al momento de completar el pozo; pero una vez que el O<sub>2</sub> normalmente disuelto en el lodo se agota, desaparece el ataque corrosivo.

La base de la Formación Chambira sería un remoto portador de agente corrosivo por contener intercalaciones de anhídrita.

8. La protección de la corrosión por CO<sub>2</sub> utilizando inhibidores fílmicos, es con frecuencia el más conveniente.
9. En el caso de inyección de inhibidor de corrosión al fondo del pozo mediante recirculación al casing se presentó el fenómeno de "formación de masas de gomas" (alrededor de la BES). A los pozos con casing de 5 1/2" en el campo Corrientes se les ha suspendido la adición del inhibidor de corrosión desde el mes de Marzo de 1991, a raíz de estos problemas ocurridos en los pozos 11XC y 1X.
10. Los registros electromagnéticos complementados con los mecánicos han dado resultados satisfactorios y se ajustan más a la necesidad de monitorear y controlar el proceso de corrosión en el casing.
11. En aquellos pozos en los que se requieren hacer reparación en la región de los forros intermedios, o en general de zonas no muy presurizadas, el método de resane por cementación forzada con cemento convencional a dado buenos resultados
12. El método de resane de casing por cementación forzada, es una alternativa de solución económica y rápida que se pueda efectuar (usando material y herramientas de disponibilidad inmediata). Su desventaja radica en ser una solución no permanente (de poca duración) con relación a otros métodos de resane.
13. Los métodos de resane utilizando herramientas como FPC o Tie Back proporcionan una mejor protección, que la obtenida mediante cementación

forzada. Requieren mayor tiempo de trabajo, más aún si no se tiene disponible los materiales y/o herramientas necesarias. Adicionalmente estos métodos limitan el diámetro del pozo a ser usado en el futuro.

14. Trabajos que buscan aislar zonas perforadas presurizadas, productoras de agua, con la finalidad de reducir los altos cortes de agua, no se han logrado con mucho éxito. Sin embargo trabajos de cementación forzada utilizando cemento micromático son muy prometedores para lograr este objetivo.
15. El método de reemplazo de casing efectuado en el pozo 11XC, solucionó 2 problemas: recuperar el casing viejo y gastado por uno nuevo, y recuperar el pescado que no fué posible recuperar por problemas de restricción en el anular por la química solidificada.

## RECOMENDACIONES

1. Para minimizar los efectos de la corrosión en el fondo del pozo, se recomienda continuar con la inyección del inhibidor de corrosión soluble en petróleo y dispersable en agua en aquellos pozos con casing intermedios de 9 5/8" y utilizar inhibidor de corrosión soluble en agua y dispersable en aceite en pozos con casing de 5 1/2".
2. Continuar con la evaluación de otros productos anticorrosivos, con el objeto de optimizar técnica y económicamente el tratamiento anticorrosivo.
3. Descartar el uso de tuberías de producción (tubing) de acero martensítico (12 - 13% Cr.), debido a su elevado costo, así como a que este material es susceptible a sufrir "galling" en los coples al momento de ser instalados en el pozo.
4. Continuar con la toma periódica de registros de corrosión de sondas electromagnéticas y calíper mecánico para detectar anomalías en el casing de los pozos.
5. Diseñar las bombas, de tal manera que la presión de admisión PIP sea mayor que la presión del burbuja del gas a fin de evitar el desprendimiento del gas en el intake de la bomba o debajo de esta.
6. Cementar los pozos nuevos hasta superficie, teniendo en cuenta que el costo adicional que demandaría cementar los forros intermedios hasta superficie representa el 70% del total del proyecto (US\$ 23,640) con lo cual es factible implementar esta mejora.

7. En la perforación de los próximos pozos, en el caso de que el tope de cemento no esté a superficie, acondicionar el lodo que va a quedar en el anular, encima del tope de cemento, contra la degradación de los aditivos, presencia de bacterias, aereación, etc.
8. Habiéndose obtenido resultados satisfactorios de resane mediante cementación forzada, continuar con este método con el que ya se tiene experiencia, para ser aplicados en otros pozos que presenten corrosión localizada severa. Probar Cementación forzada para resanar casing de 9 5/8" utilizando cemento micromático y ver las ventajas y hacerla extensiva a otros pozos.

## BIBLIOGRAFIA

1. J.A. "Jim" Short, Fishing and Casing Repair, 1981, Chapter 6
2. H. Monroe y S. Boyer, "Casing Corrosión, Origen and detection", The Log Analyst Nov - Dic. 1,992.
3. National Association of Corrosion Engineers. "Corrosion Control in Petroleum Production", Houston, Texas 77084.
4. Boletín Técnico Arpel, Vol 17 (1). "Corrosión por CO2 en Yacimiento de Loma de la Lata", Mar. 1,988.
5. Petrolite Oil Field Chemical Group. "Resumen del Historial del Inhibidor de Corrosión KY-6778"
6. James Barlow, "Inhibidor de Corrosión", Tema del Seminario Internacional sobre corrosión. Lima, May. 1,981.
7. A.S. Krisher. Paper: "Corrosion Testing, Evaluation, and Monitoring".
8. Informe SIDERCA, "Corrosión Carbónica en Pozos Petrolíferos y Gasíferos", Jun. 1,985
9. Juan Carquín M., "Corrosión en Campo de Producción de Petróleo", Petroperú - May. 1,985.
10. Enrique Alvarez G., "Experiencias y Aplicaciones en la Detección de Corrosión", tema del Seminario Sobre Procesos de Corrosión en Instalaciones de Perforación y Producción de Petróleo, Lima - Oct. 1,985.
11. Gustavo Torres. "Nuevas Técnicas Para Monitorear Corrosión en Cañerías", tema del Seminario Sobre Procesos de Corrosión en Instalaciones de Perforación y Producción de Petróleo, Lima - Oct. 1,985.
12. Separata de Conferencia - Cía. Schlumberger, "Control de Corrosión". Feb. 1,983.
13. Separata de Conferencia - Cía. Schlumberger, "Corrosion Monitoring"
14. Revista Schlumberger, "Wireline and Testing". 1,993.
15. HLS - Perú. "Aplicaciones del Perfil CIT". 1,992.
16. Juan Carquín M. "Evaluación Técnico-Económica de Tubería 13% Cr. Como Alternativa Para el Control de Corrosión en Selva". Petroperú, Dic. 1,985.

17. Cesar Chaparro Araujo. Primeras Jornadas Petroleras - Petromar: "Análisis de la Problemática de la Corrosión en Petromar S.A.". Agosto 1988.
18. IDPE. Programa de reacondicionamiento Pozo 81D-Corrientes. Feb. 1,992.
19. EPSV-TC V-740-91. O. León, "Instalación de Casing Patch Pozo Bartra 2-OXY. Iquitos, Dic. 1,991.
20. Informe Asistencia Campamentos Petroleros Cía Occidental. Ago. 1,991.
21. Sales and Services Catalog 44. Halliburton Services.
22. Baker Packers. "Special Remedial Completion", Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services. Vol. I, 1,984 - 85.
23. Baker Packers. "Permanent Packers Systems", Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services. Vol. I, 1,984 - 85.
24. Arrow Oil Tools, Inc. "Packers" Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services. Vol. I, 1,984 - 85.
25. Brown Oil Tools "Liner Tie-Back Equipment" Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services. Vol. I, 1,980 - 81.
26. Presión Mecánica S.A. (PREMESA) : "Colgadores", Mexico.
27. Minuta de Reunión de Intercambio de Experiencias con la Cía. Occidental Co. Jun. 1,991. Archivo 300.040
28. Pengo Oil Tool División, "Pengo Casing Patch". 1,986-88.
29. Brown Oil Tool "Specialty Tool and Services - Casing Repair Tool". Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services. Vol. I, 1,980 - 81.
30. F. Sotomayor, J. Felipa, W. Poquioma, D. Navarro. Estudio de Simulación del Yacimiento Corrientes. Formación Chonta - Miembro Cético. Ene. 1,977
31. J. Sierra, T. Diaz, C. Azalgara. Estudio de Simulación Yacimiento Corrientes. Formación Chonta. May. 1,983.
32. Estudio de Factibilidad- Yacimiento de Corrientes". Jun 1,991
33. M. Reynoso, R. Bolaños, F. Huerta y J. Pino. "Estudio Desarrollo Adicional Yacimiento Corrientes - Reservorio Vivian". Jul. 1,992.
34. Informe "Corrosión en Casing" OPS . Nov. 1,991.

35. Informes Mensuales División Producción Selva Norte (Dic. 1,992, Ene. 1993)
36. Files de Pozos
37. H. Chavarry R. "Proyecto de Control de Corrosión Interna en Fondo de Pozos con Levantamiento Artificial Electrocentrífugo" del seminario sobre Procesos de Corrosión. Lima, Oct. 1,985.
38. Javier Rivera H. IDPE-OP-642-91. "Cementación Casing Intermedio Hasta Superficie Pozo 130XC-Pavayacu".
39. Estudio Técnico Económico Para la Reactivación de la Producción Operaciones Selva. Grupo de Trabajo. Octubre 1992.
40. Javier Almeida L. "Diagnóstico de Planes de Trabajo Para Contrarrestar el Problema de Corrosión de Casing de Pozos en el Lote 8". Tema del Seminario Internacional "Mejoras en Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas" - INGEPET III. Noviembre 1993.

# **FIGURAS**

# FIGURAS

- Fig. 1.1.1 Casing colapsado durante operaciones de cementación forzada (squeeze)
- Fig. 1.2.1 Formas de corrosión (Mecanismos de ataque)
- Fig. 1.2.2 Corrosión uniforme del acero como una función de la presión parcial del CO<sub>2</sub> a 25 °C.
- Fig. 1.2.3 El PH en una mezcla de CO<sub>2</sub> - agua como una función de la presión y temperatura
- Fig. 1.2.4 Solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua como una función de la presión parcial del CO<sub>2</sub>
- Fig. 1.3.1 Registro MFC corrido en un pozo de csg. de 5 1/2"
- Fig. 1.3.2 Herramienta CET
- Fig. 1.3.3 Registro CIT en combinación con el registro de temperatura
- Fig. 1.3.4 Registro METT
- Fig. 1.3.5 Prueba de Empaques
- Fig. 1.4.1 Inyección de inhibidor de corrosión en pozos con bombeo electrosumergible
- Fig. 1.5.1 Cemento respaldado por metal
- Fig. 1.5.2 Operaciones de cementación forzada en el tope de lana
- Fig. 1.5.3A Formation Packer Collar
- Fig. 1.5.3B Formation packer shoe
- Fig. 1.5.4A Equipo Tie Back
- Fig. 1.5.4B Componentes del Tie Back Liner
- Fig. 1.5.5 Scab Liner
- Fig. 1.5.6 Componentes del Scab Liner
- Fig. 1.5.7A Componentes del Howco Steel Liner Casing Patch
- Fig. 1.5.7B Sentado del Casing Patch
- Fig. 1.5.8 Herramienta para Reemplazo de Casing
- Fig. 2.1 Mapa de Ubicación del Yacimiento Corrientes
- Fig. 2.2 Columna Estratigráfica del Yacimiento Corrientes

- Fig. 2.3** Diagramas de completación típicos de pozos de Corrientes
- Fig. 2.4** Tubería mostrando corrosión. Pozo 10XCD-Corrientes. 08 Abril 85
- Fig. 2.5** Frecuencia Anual de Fallas por corrosión Selva Norte entre 1,979 - 1,991
- Fig. 2.6** Frecuencia anual de Fallas por corrosión en Sistema BEC Selva Norte entre 1,979 - 1,991
- Fig. 2.7** Frecuencia Anual de Fallas por corrosión de Tubulares Selva Norte entre 1,979 - 1,991
- Fig. 2.8** Registro CET Pozo 16XCD-Corrientes. 28 Ago. 85
- Fig. 2.9** Registro CET Pzo 44XC-Corrientes. 18 Nov. 90
- Fig. 2.10A** Registro CET Pozo 50XCD-Pavayacu. 14 Set. 86
- Fig. 2.10B** Registro CET Pozo 50XCD-Pavayacu. 14 Set. 86
- Fig. 2.11** Registro CET Pozo 74X-Nva. Esperanza. 04.Jul.85
- Fig. 3.1** Cementación Actual - Casing 9 5/8"
- Fig. 3.2** Cementación casing 9 5/8" hasta superficie
- Fig. 3.3** Diagrama de completación actual pozos de Corrientes
- Fig. 4.1** Análisis de Sensibilidad Pozo 120D-Corrientes

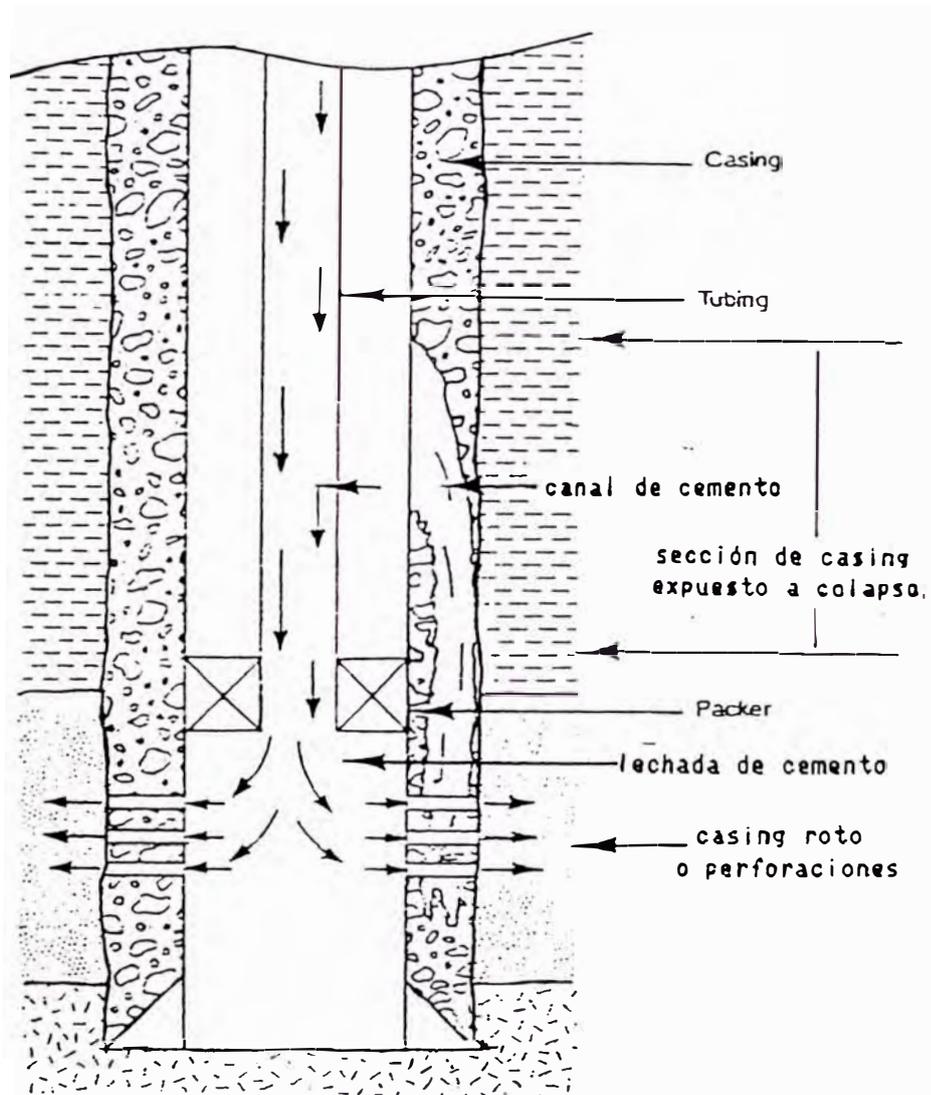


Fig. 1.1.1 Casing colapsado durante operaciones de cementación forzada (squeeze)

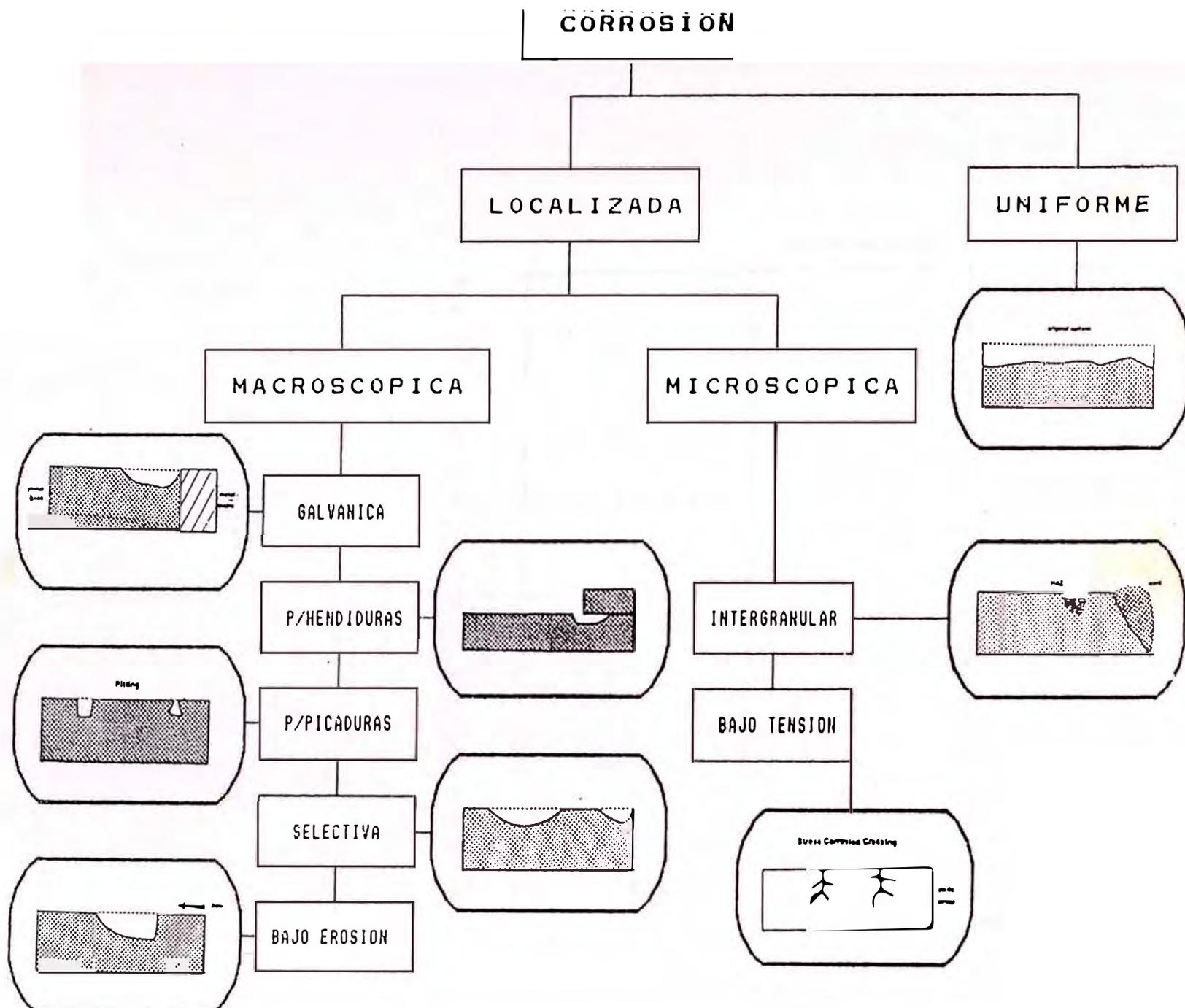


Fig. 1.2.1 Formas de Corrosión (Mecanismos de Ataque)

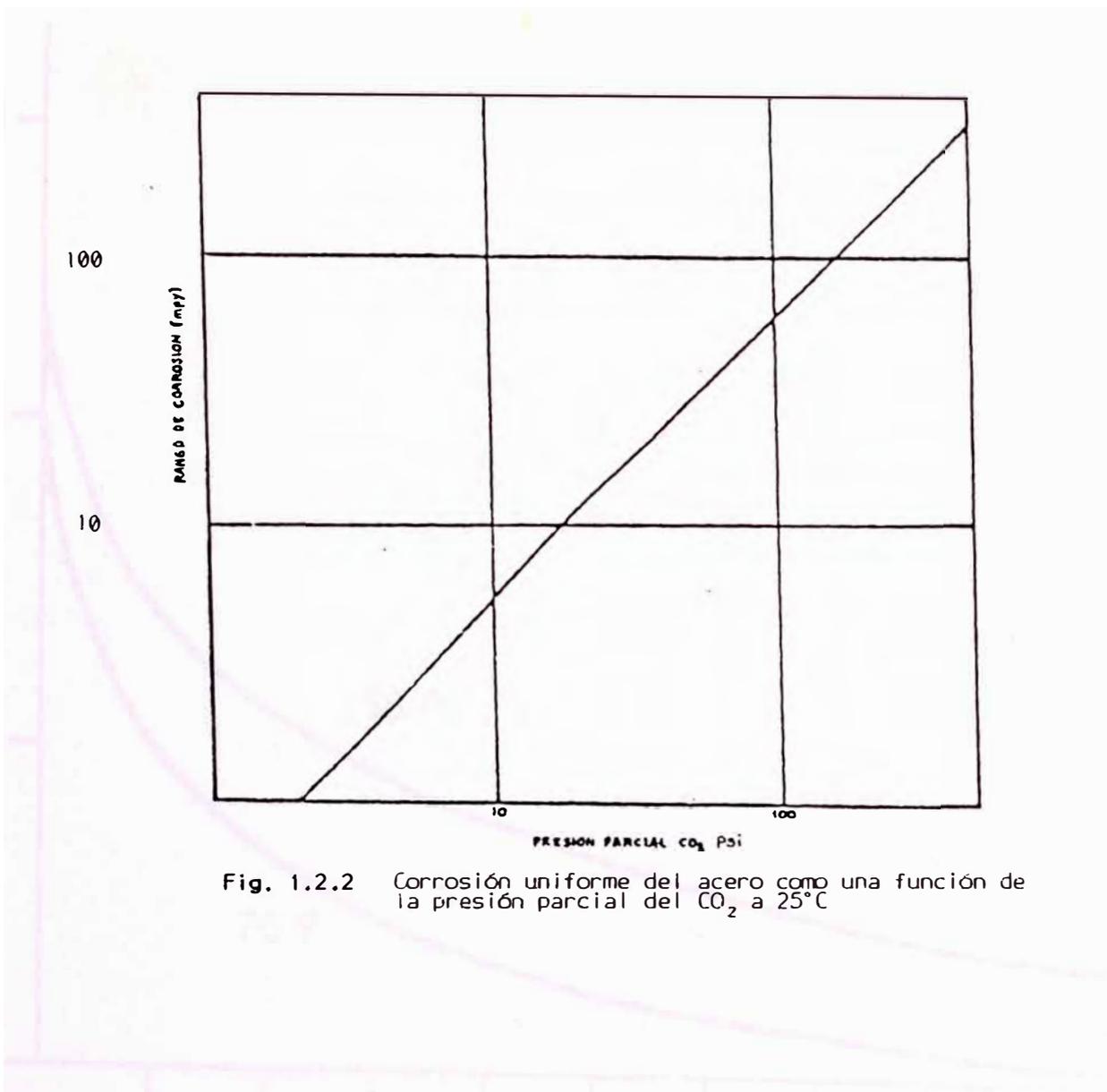


Fig. 1.2.2 Corrosión uniforme del acero como una función de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  a  $25^\circ\text{C}$

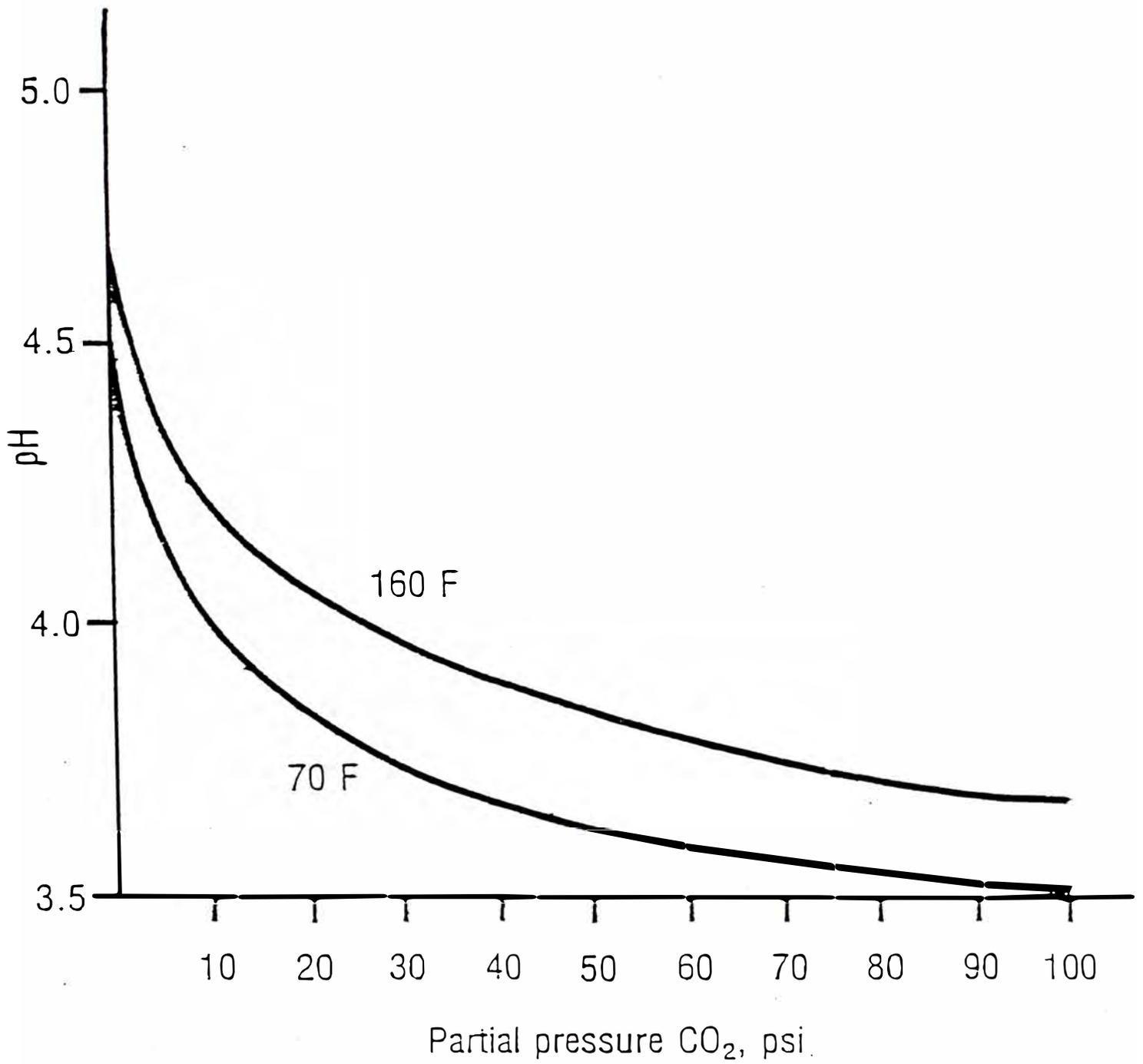


Fig. 1.2.3 El PH en una mezcla de CO<sub>2</sub>-agua como una función de la presión y temperatura

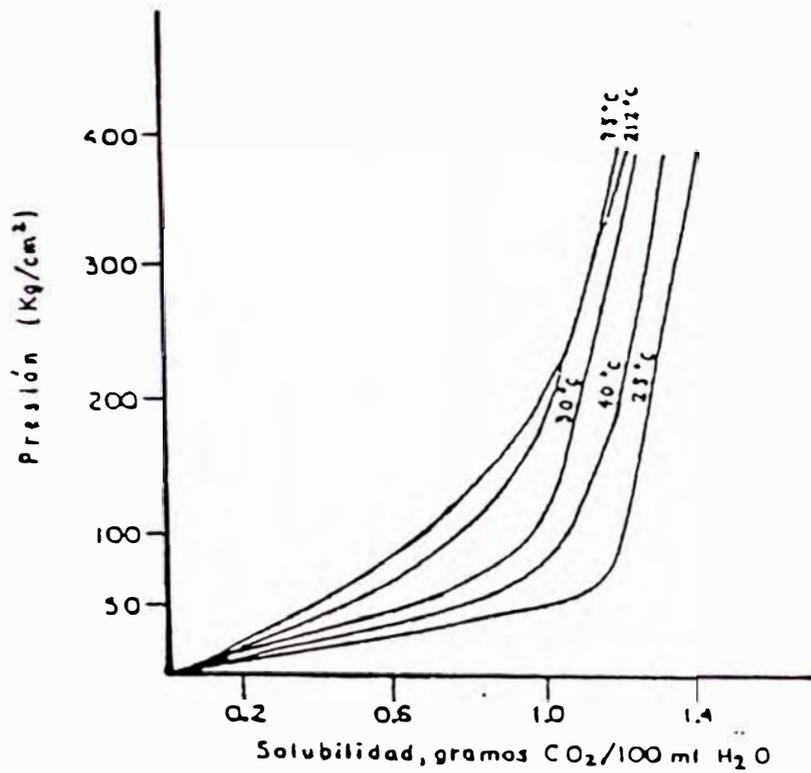


Fig. 1.2.4 Solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua como una función de la presión parcial del CO<sub>2</sub>

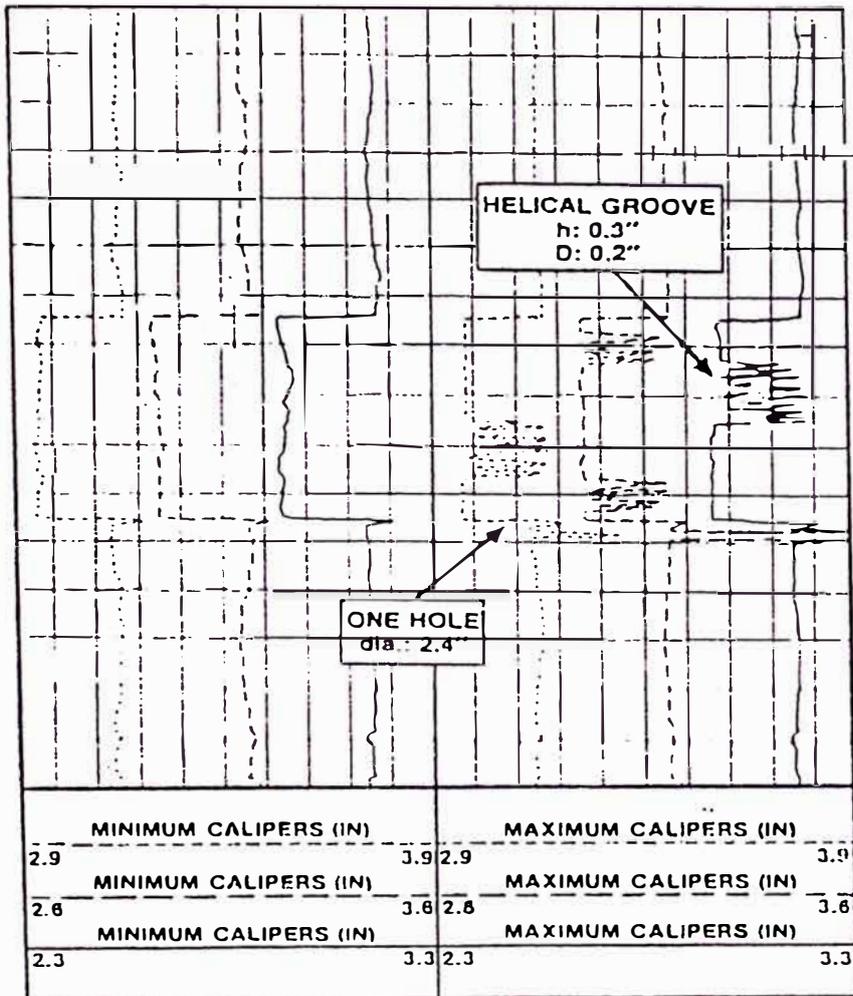


Fig. 1.3.1 Registro MFC corrido en un pozo de csg de 5 1/2"

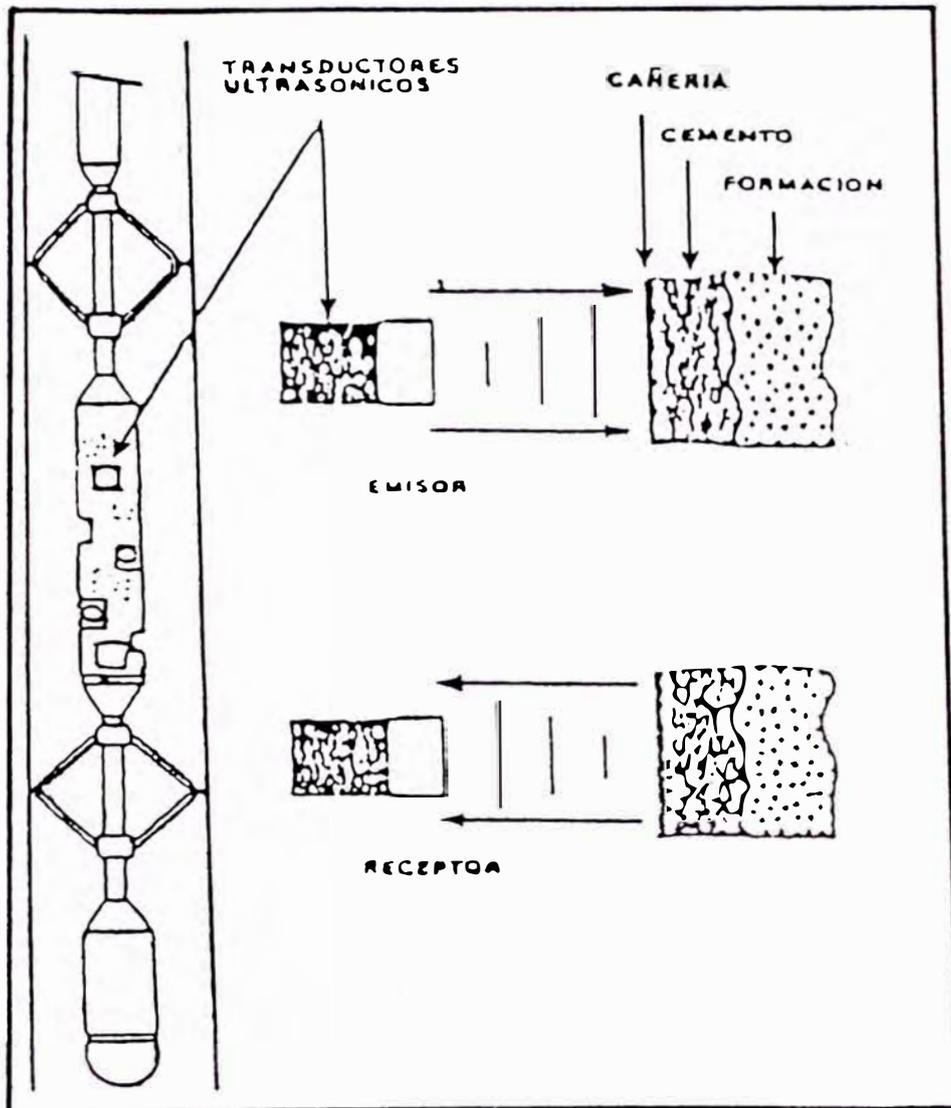
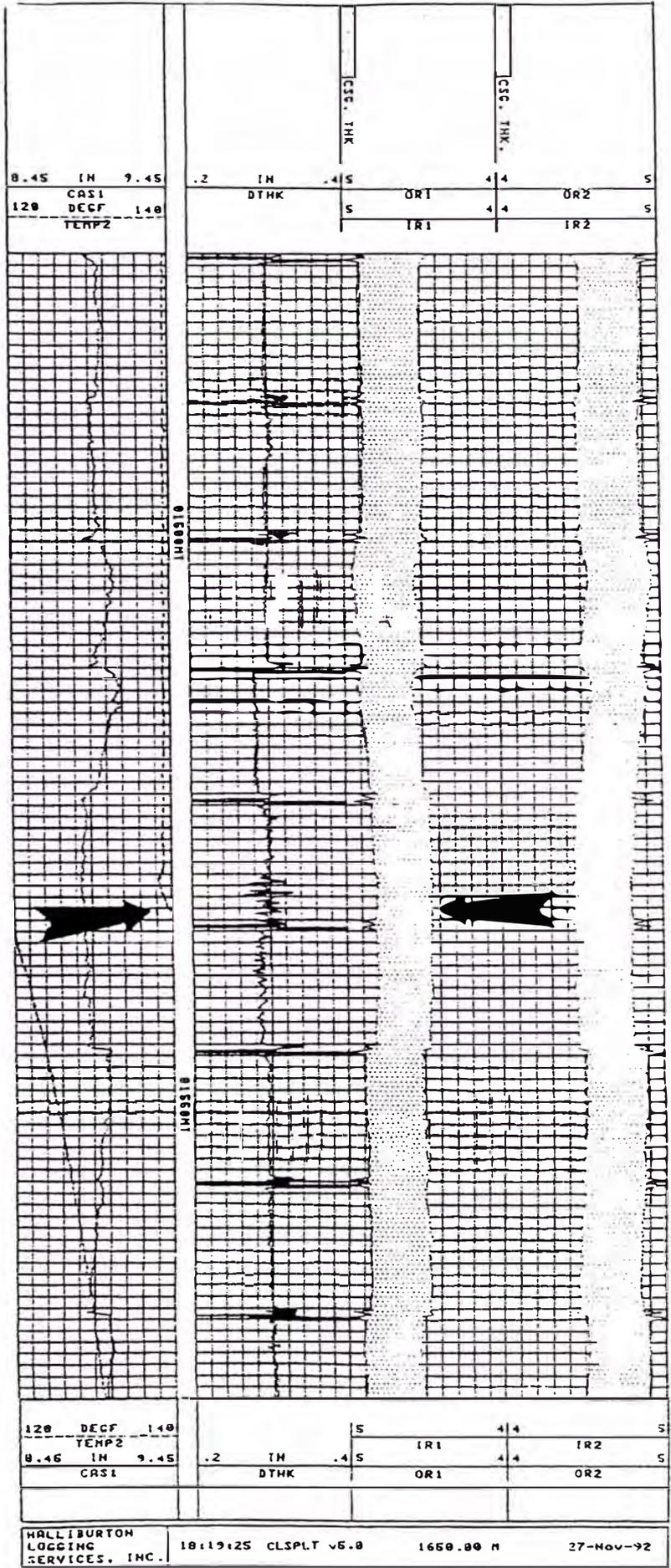


Fig. 1.3.2 Herramienta CET

Fig. 1.3.3 Registro CIT en combinación con Registro de Temperatura



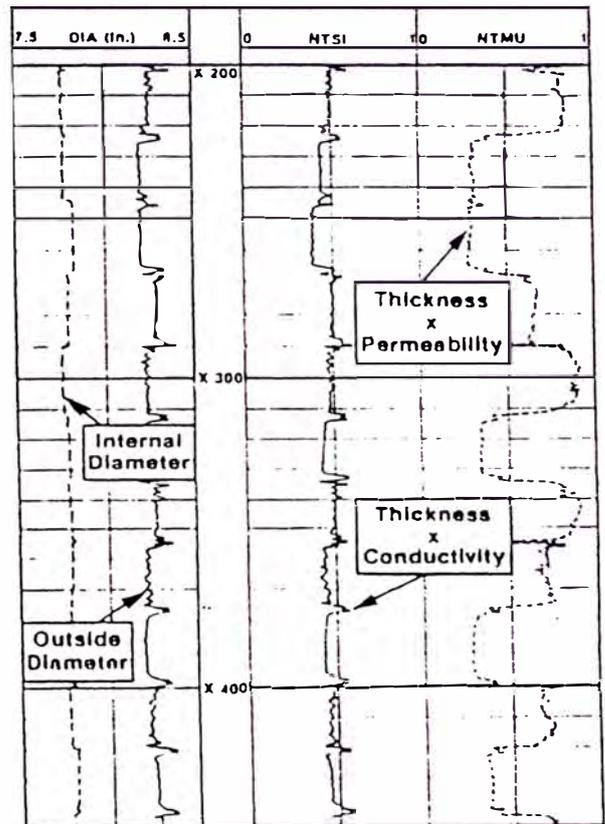
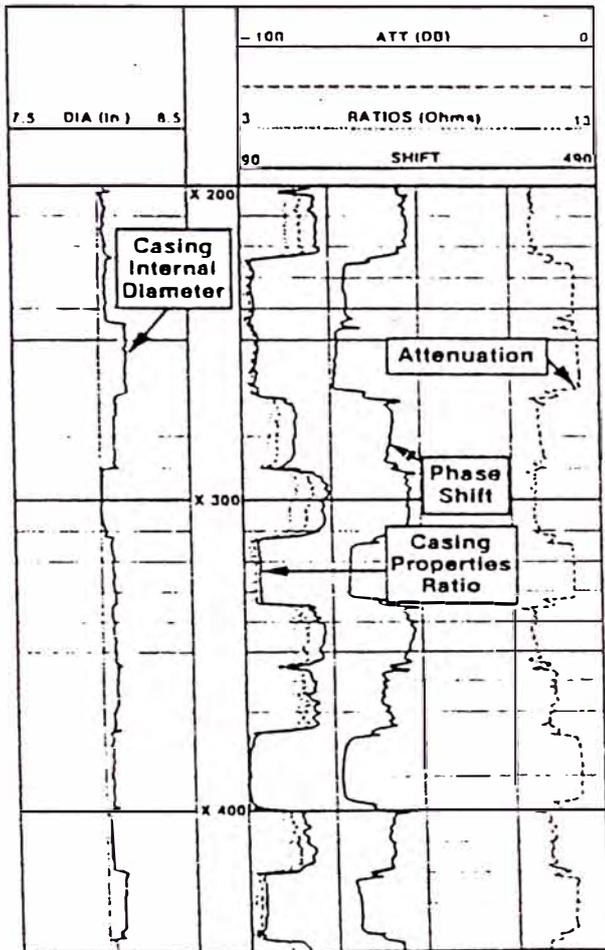
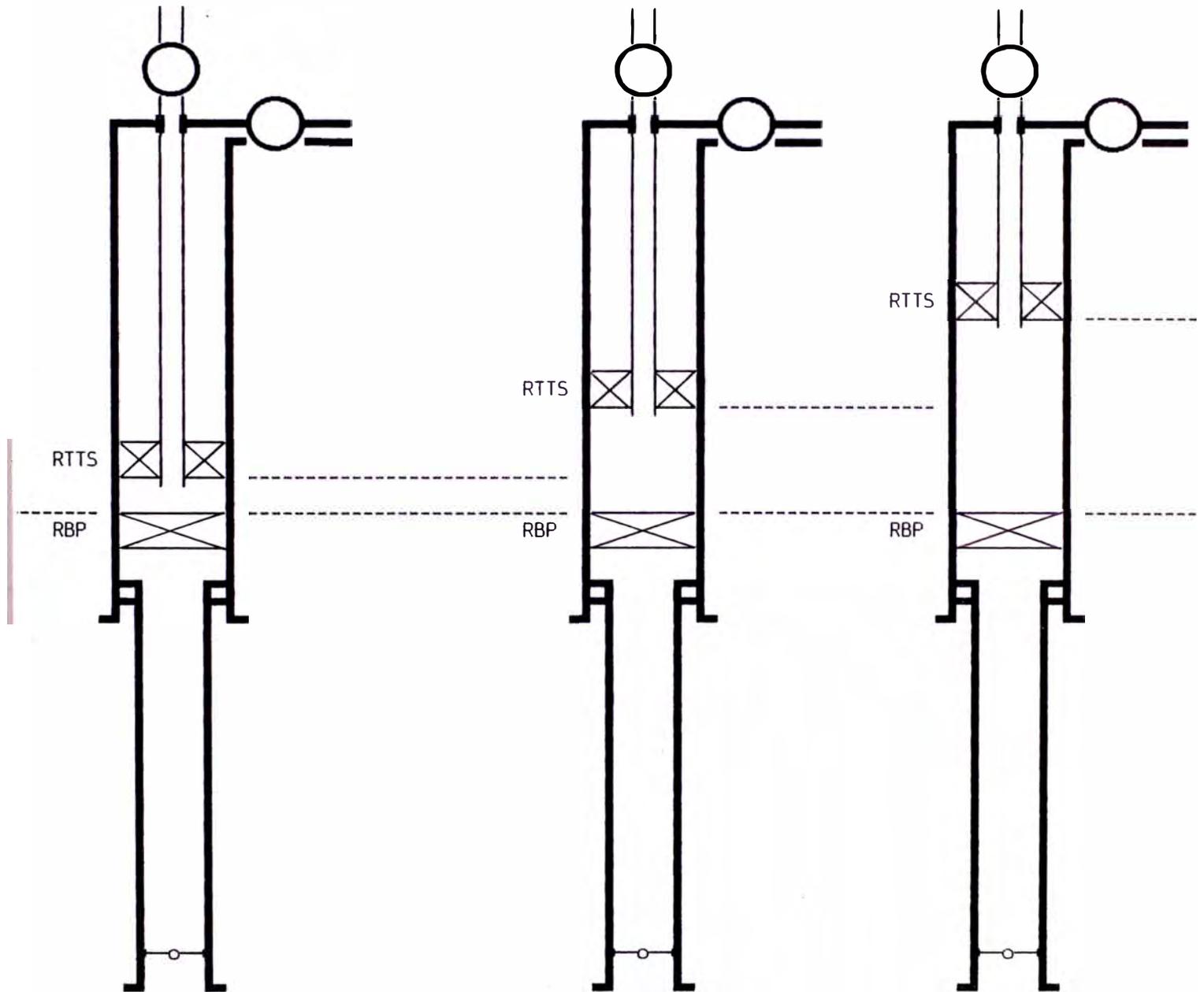


Fig. 1.3.4 Registro METT

Fig. 1.3.5 Prueba de Empaques

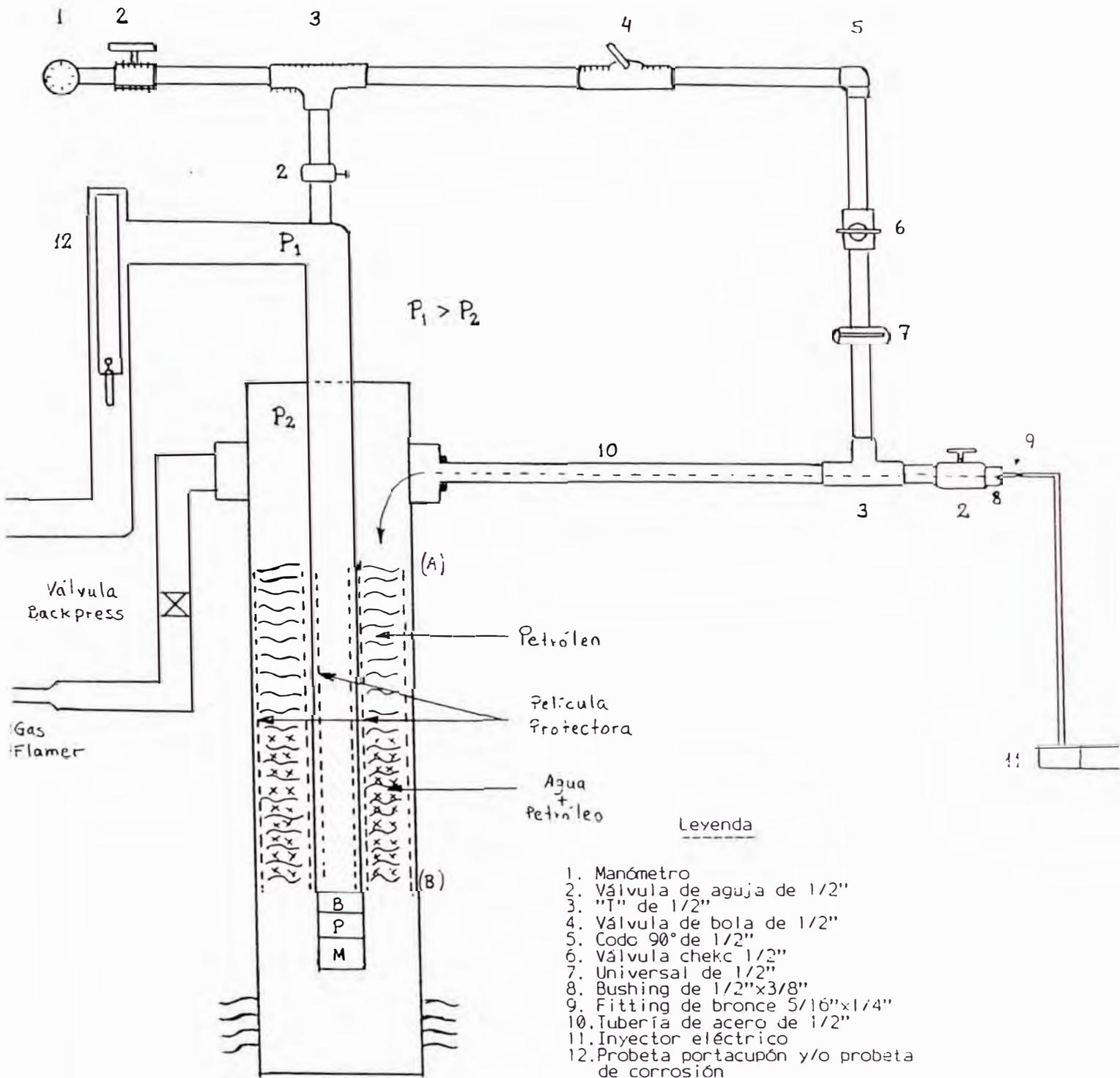


a. Aplicar presión por tubos para verificar hermeticidad y correcto funcionamiento del sistema de empaques.

b. Sentar el RTTS a diferentes profundidades y aplicar presión por tubos y luego por el anular tubería-forros para detectar fuga.

Fig. 1.4.1

### Sistema de inyección de inhibidor de corrosión en pozos con BEC'S



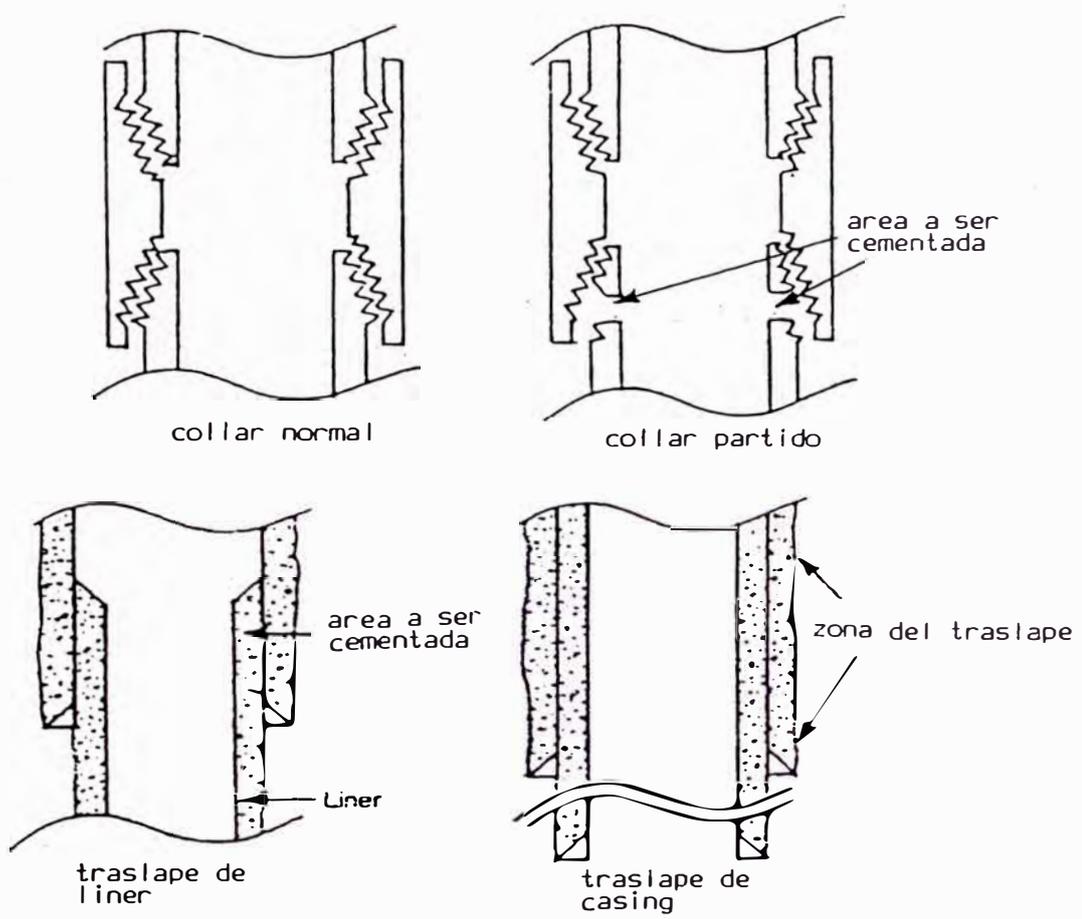


Fig. 1.5.1 Cemento respaldado por metal

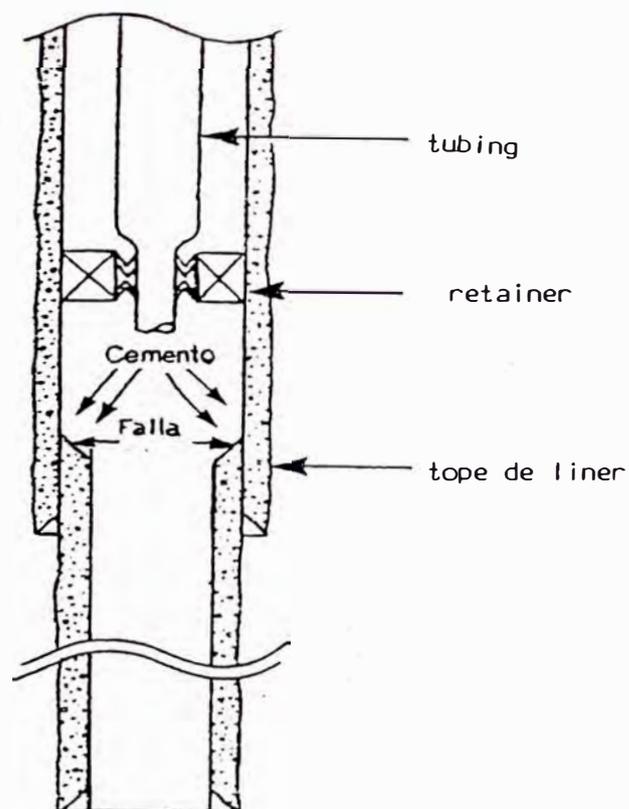
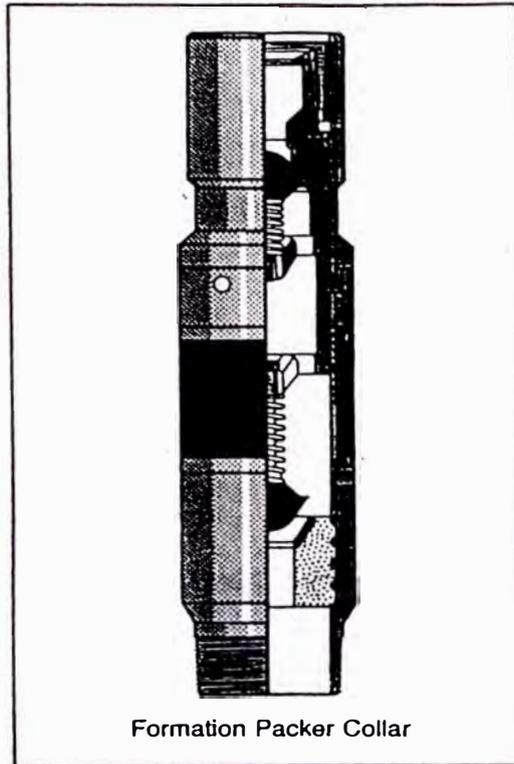
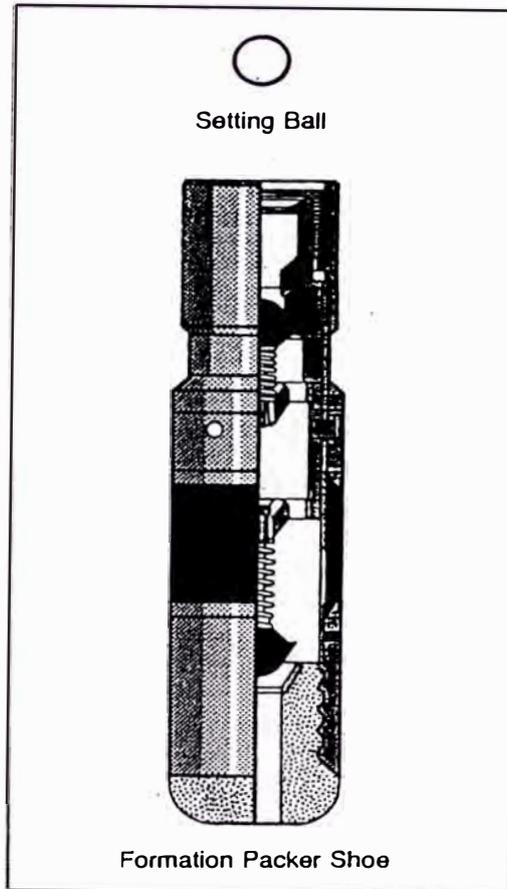


Fig. 1.5.2 Operaciones de cementación forzada en el tope de lina



Formation Packer Collar

Fig. 1.5.3A Formation packer collar



Setting Ball

Formation Packer Shoe

Fig. 1.5.3B Formation packer shoe

Fig. 1.5.4A Equipo Tie Back



AT Tie-Back Packer (Type 2)

Fig. A

Tie Back Empacador AT Tipo 2



Tie-Back Packer (Type 1)

Fig. B

Tie Back Empacador Tipo 2



COPEL FLOTADOR CON ORIFICIO

Fig. C

Cople Flotador con orificio



Tie-Back Stem

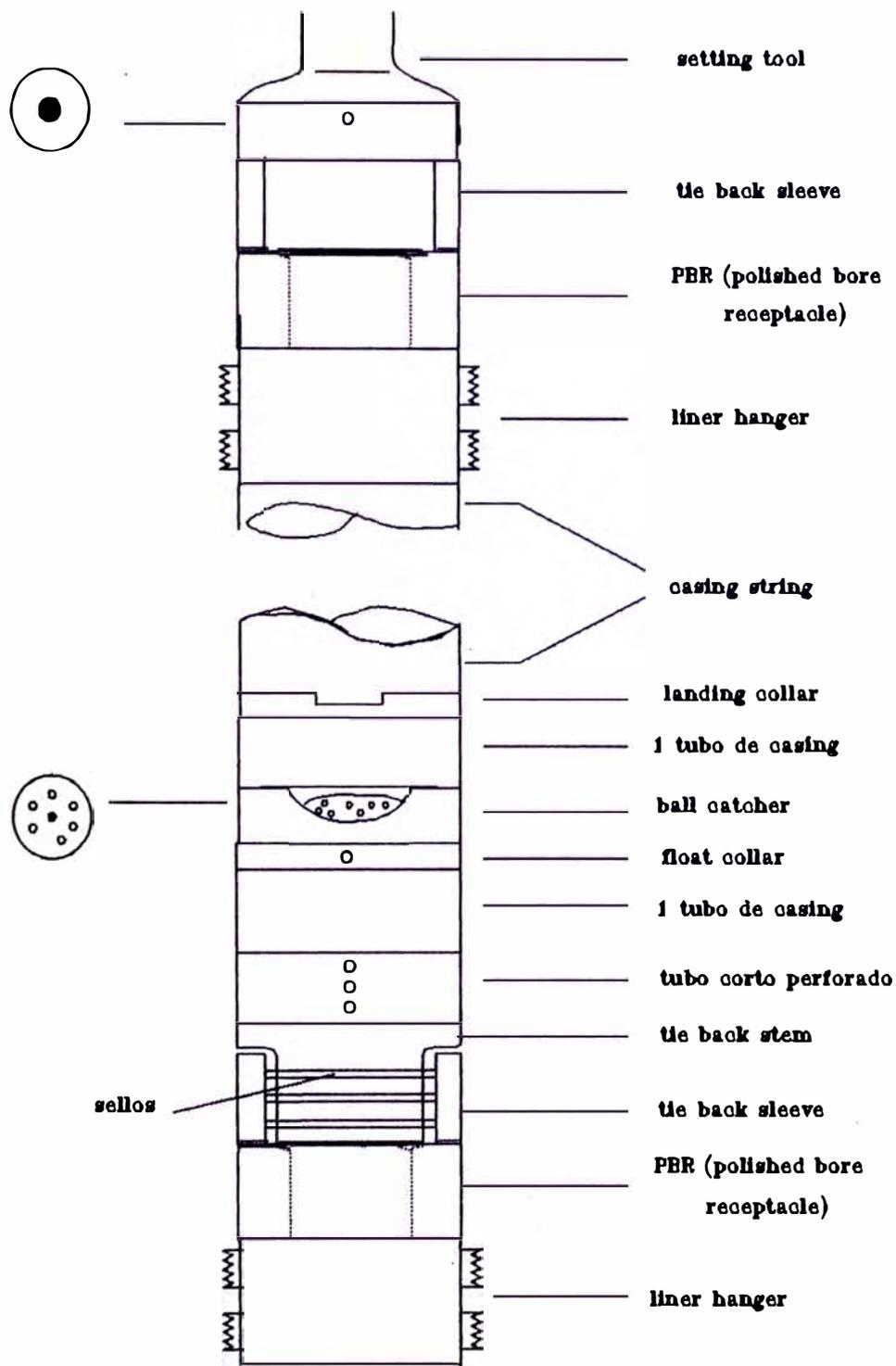


Tie-Back Stem

Fig. D

Tie Back Normal

Fig. 1.5.4B Componentes del Tie Back Liner



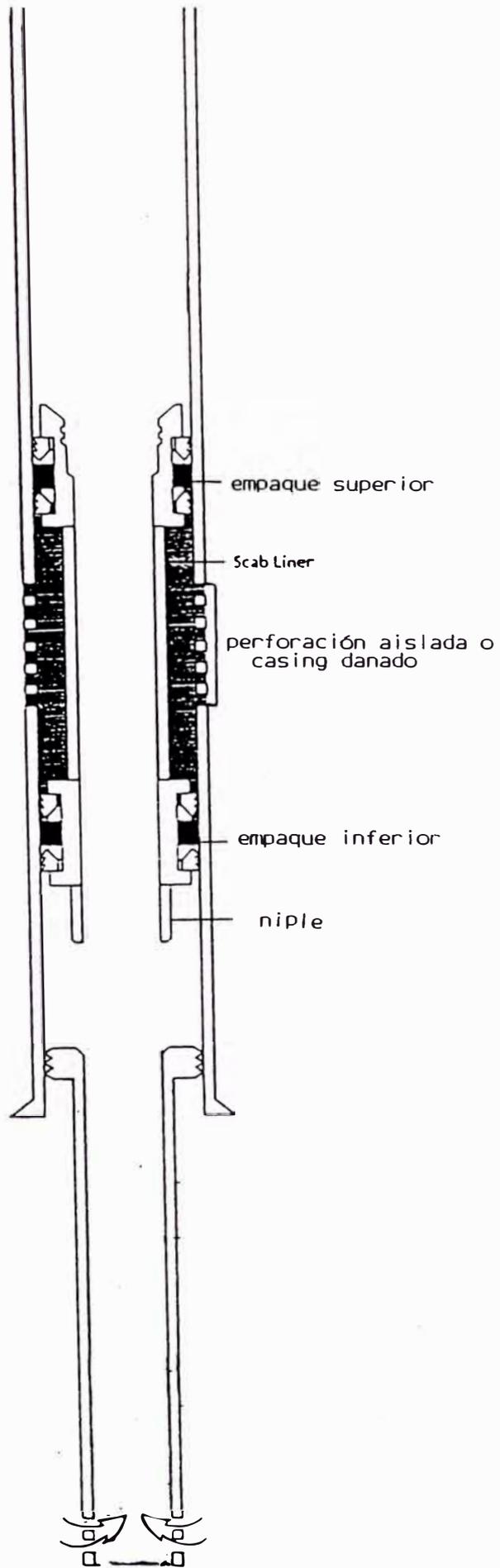
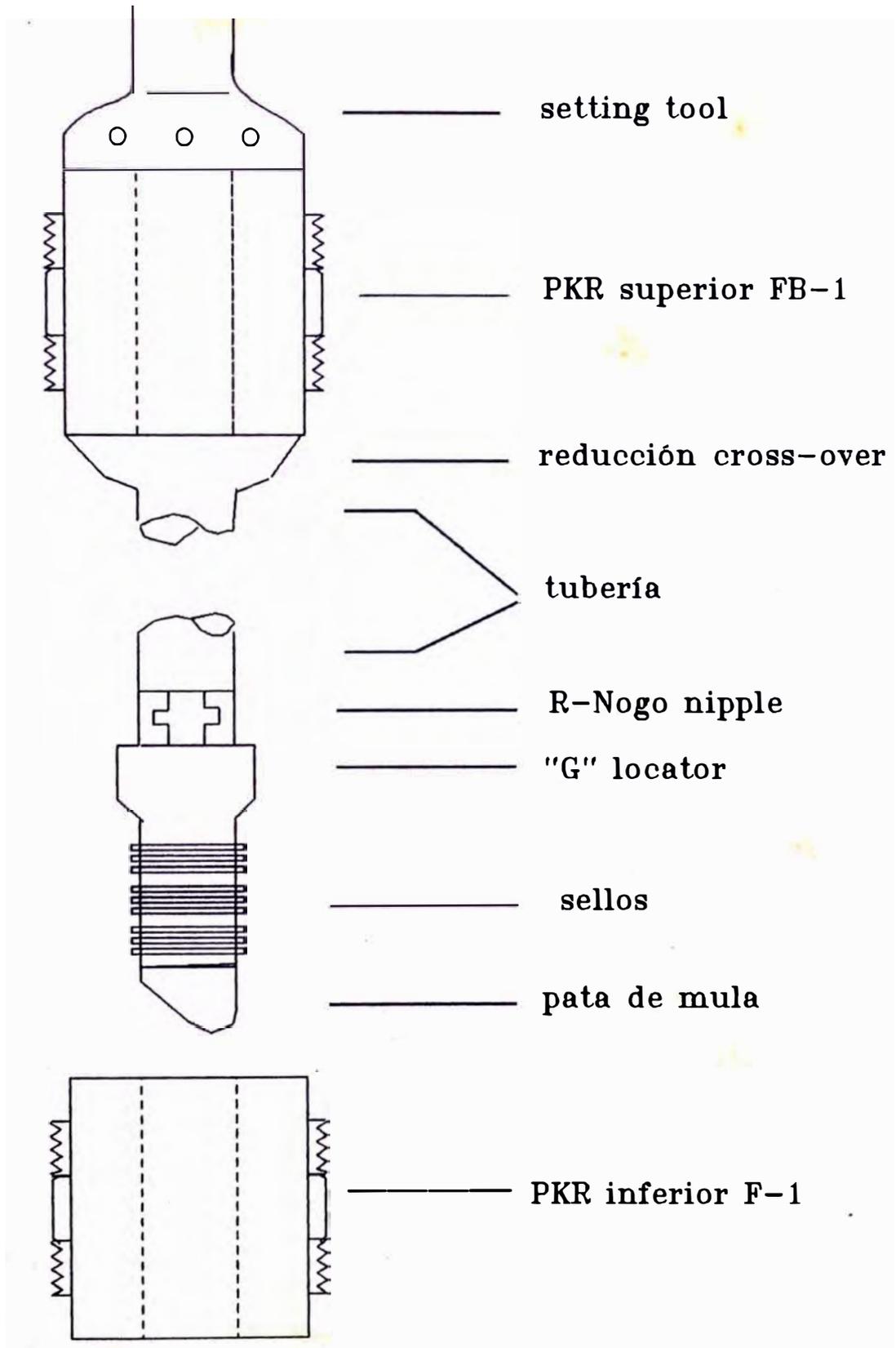


Fig. 1.5.5 Scab Liner

Fig. 1.5.6 Componentes del Scab Liner



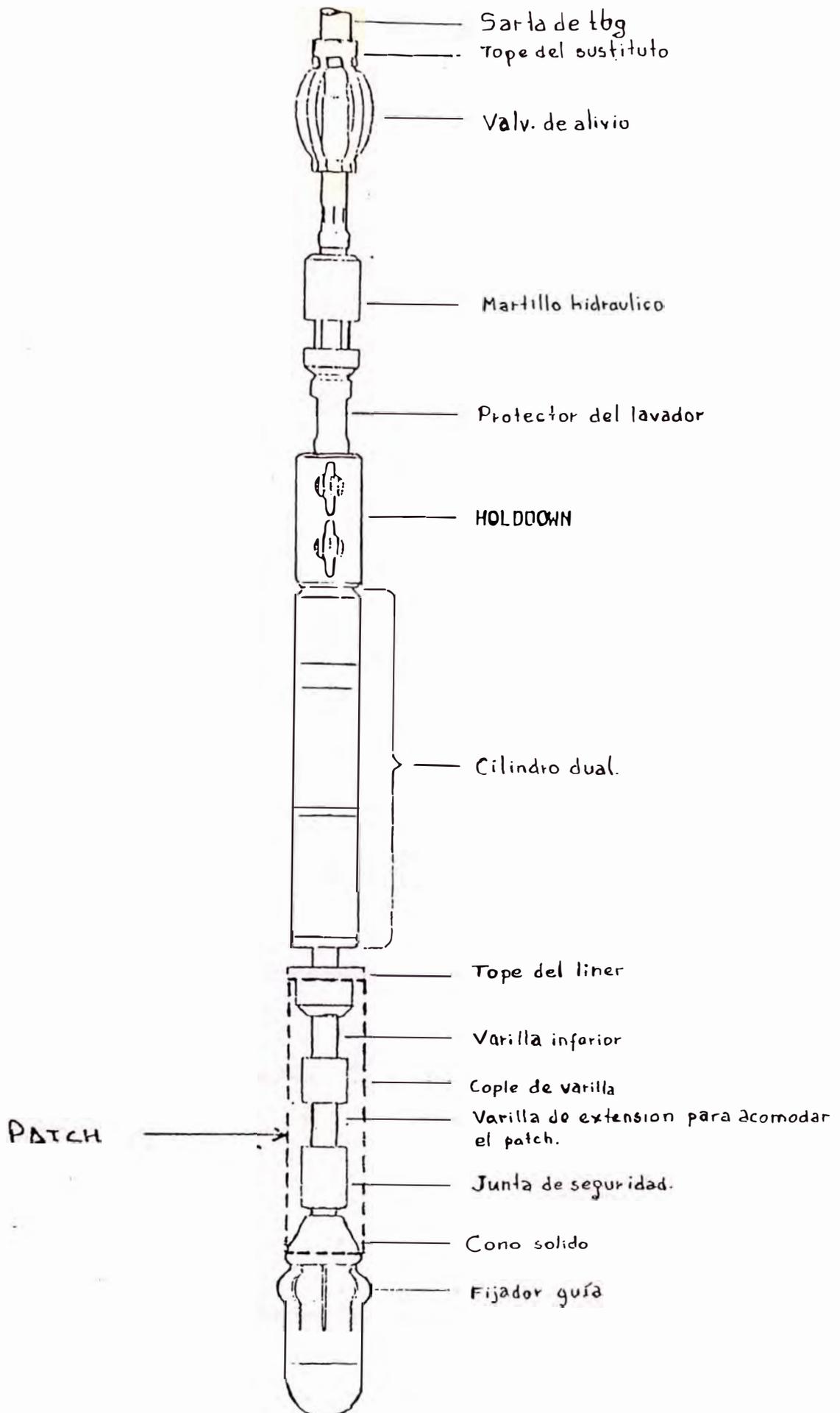


Fig. 1.5.7A Componentes del Howco Steel Liner Casing Patch

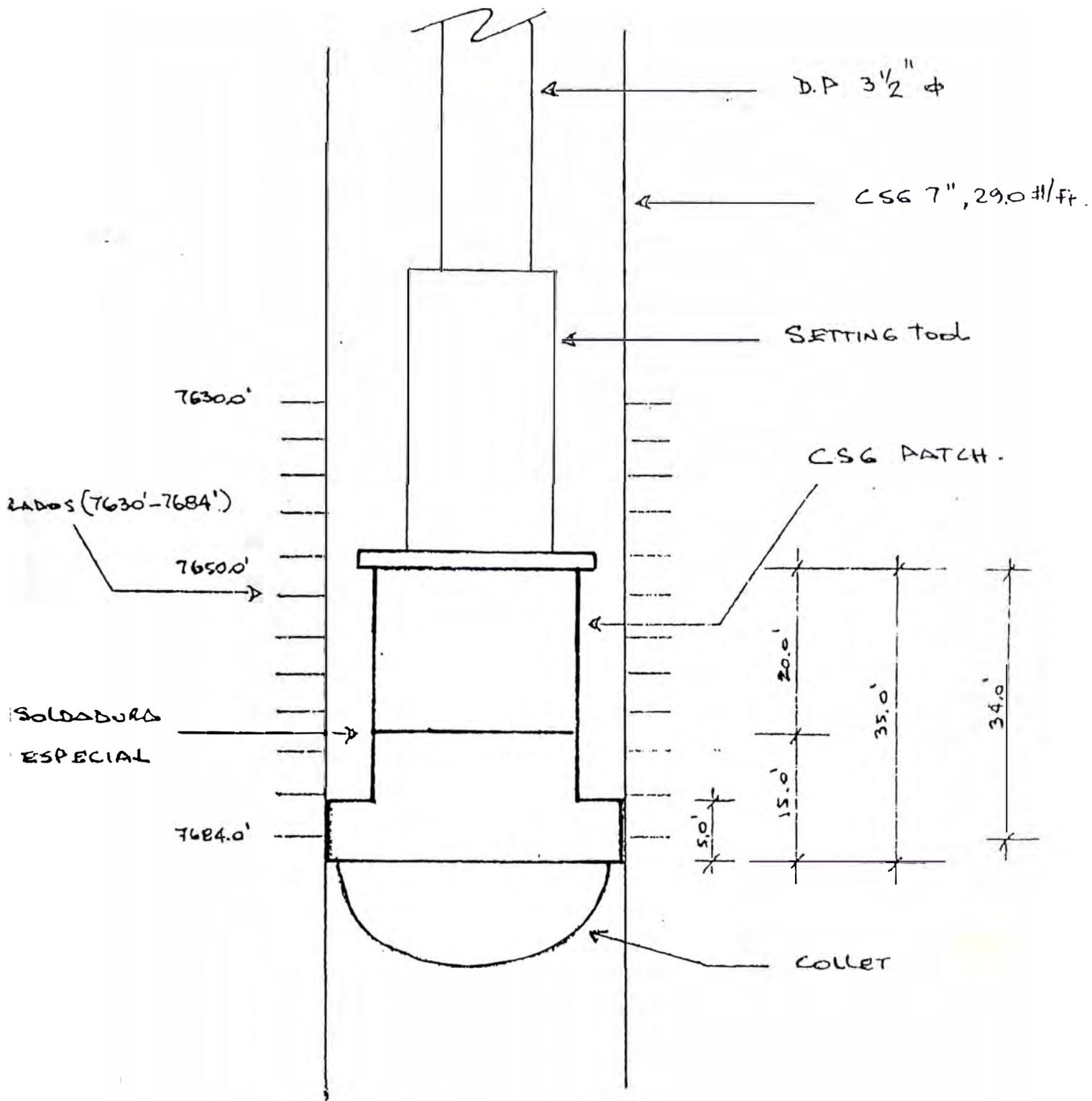


Fig. 1.5.7B Sentado del Casing Patch / Pozo Bartra 2

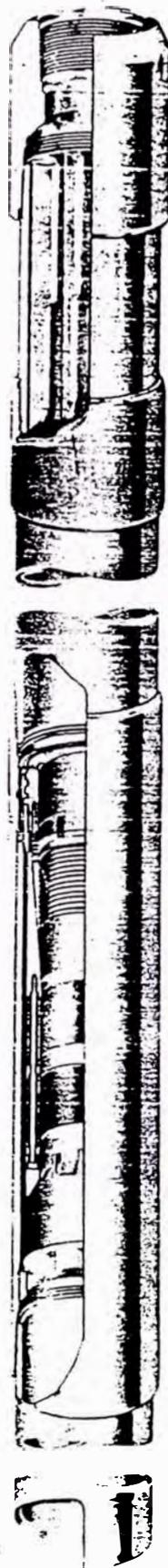
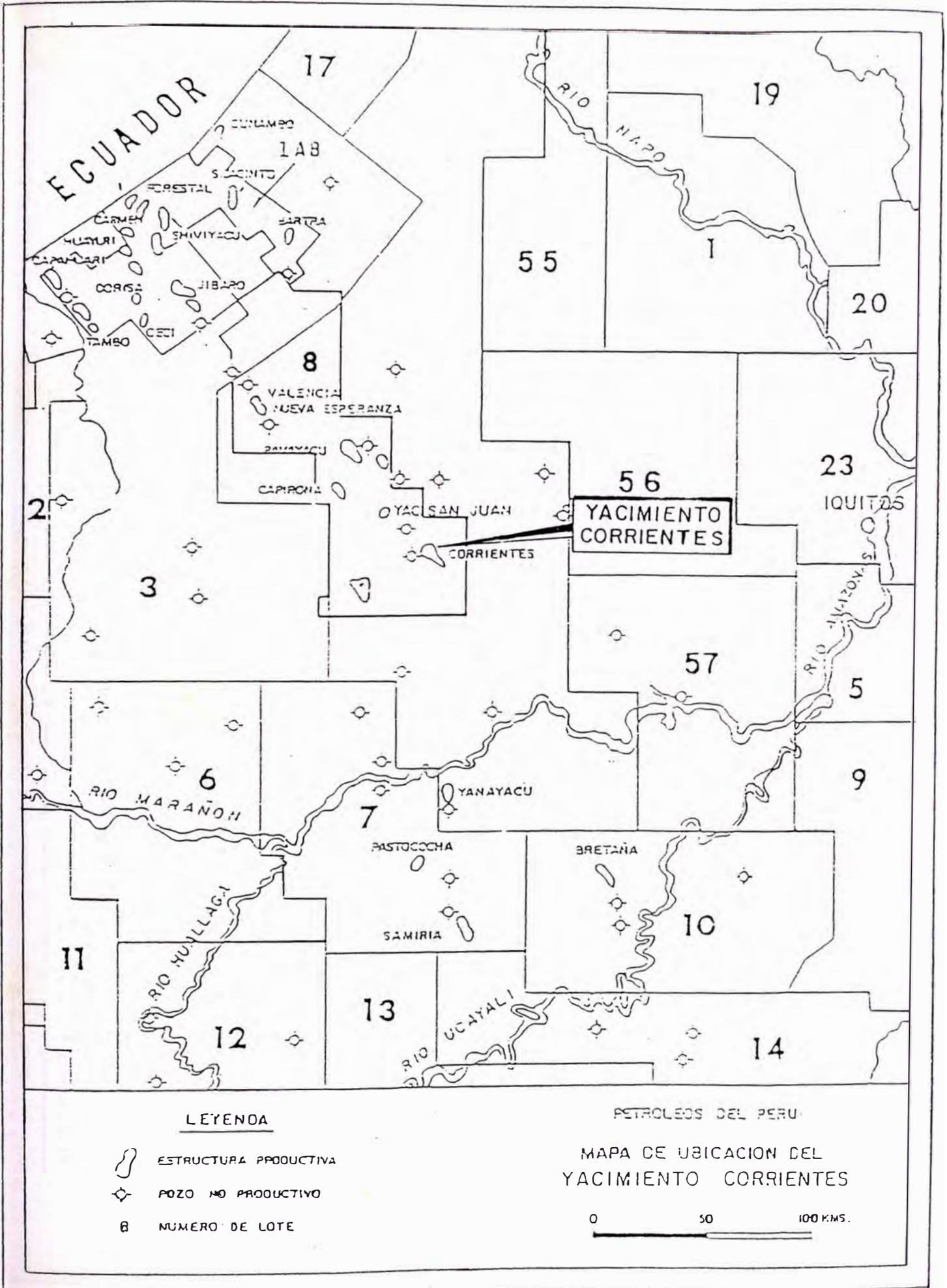


Fig. 1.5.8 Herramienta para Reemplazo de Casing

FIGURA N° 2.1 MAPA DE UBICACION DEL YACIMIENTO CORRIENTES



LEYENDA

-  ESTRUCTURA PRODUCTIVA
-  POZO NO PRODUCTIVO
-  NUMERO DE LOTE

PETROLEOS DEL PERU

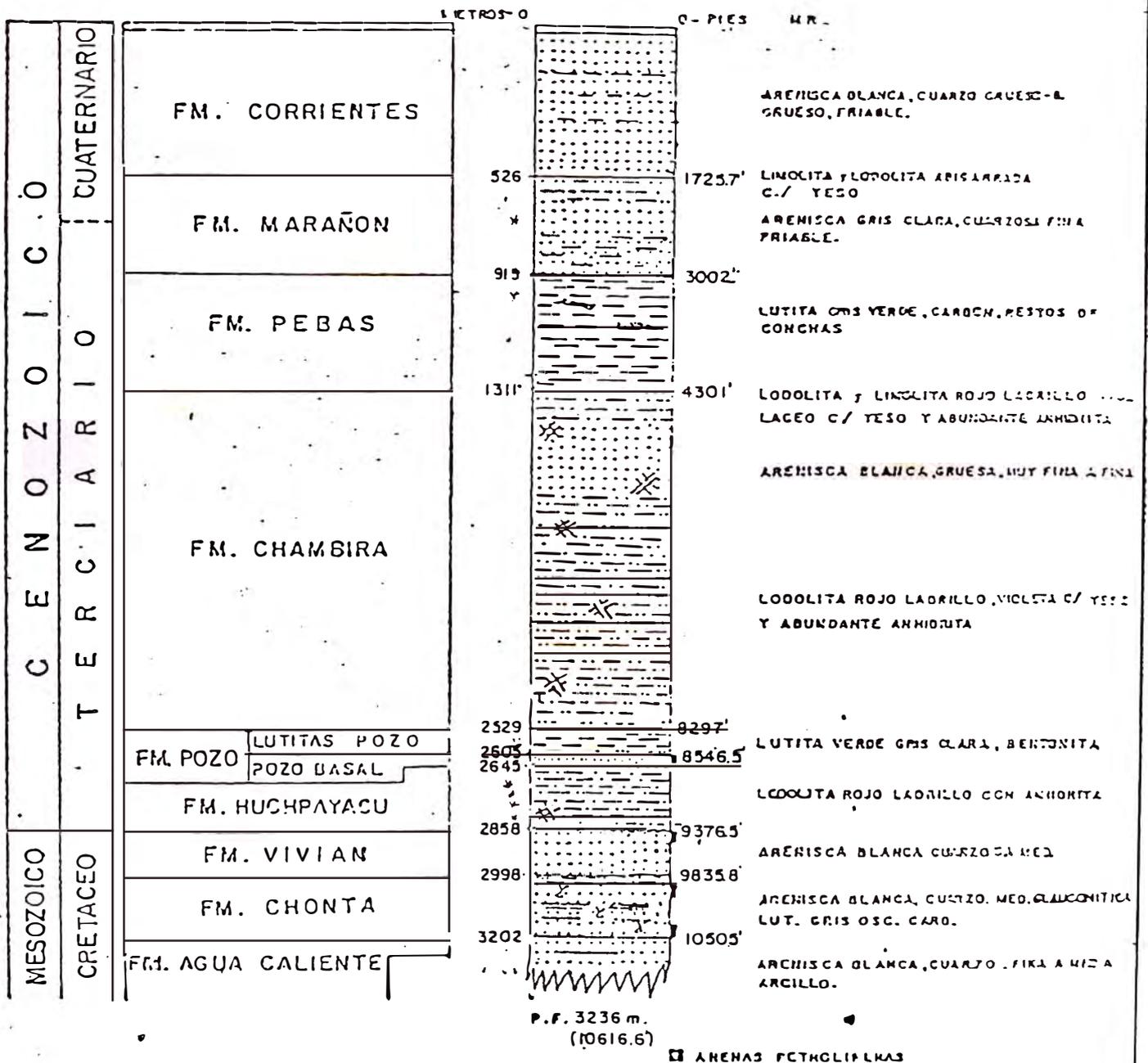
MAPA DE UBICACION DEL YACIMIENTO CORRIENTES

0 50 100 KMS.

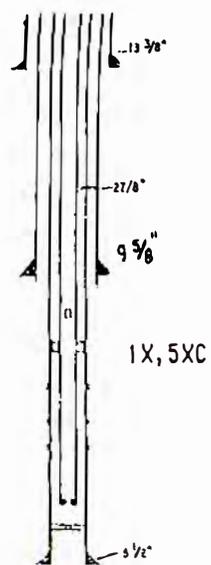
Fig. 2.2

## COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL YACIMIENTO CORRIENTES

PROFUNDIDADES DE PERFORACION INCLINADAS REFERIDAS  
A LA ELEV. 140 m. DE LA MESA ROTARIA



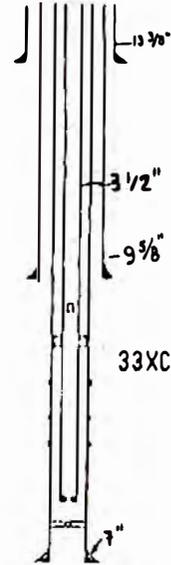
LIMA, ENERO 1984



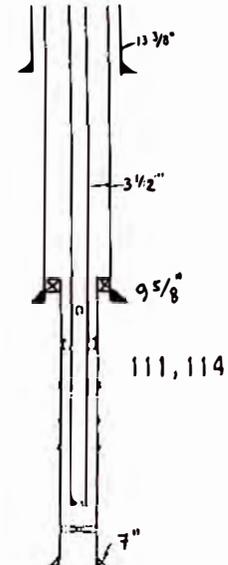
1X, 5XC



6XC, 7XC, 8XC, 9XC,  
10XC, 11XC, 12XC



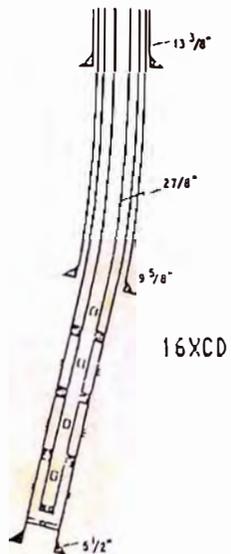
33XC, 44XC, 57XC



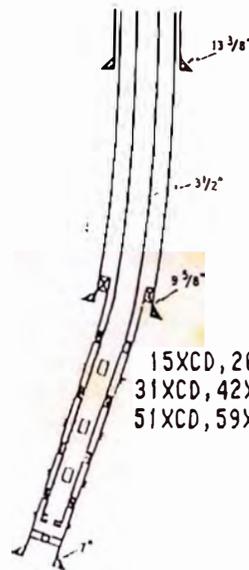
111, 114

Pozos Dirigidos

Tipo Sland

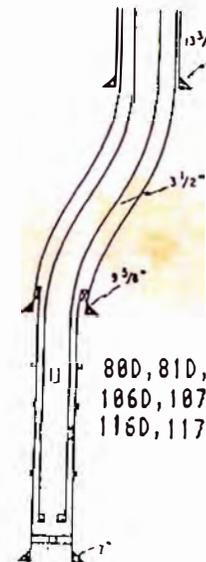


16XCD



15XCD, 20XCD, 28XCD, 30XCD,  
31XCD, 42XCD, 45D, 46D, 47XCD,  
51XCD, 59XCD, 59DST

Tipo "S"



80D, 81D, 89D, 90D, 97D, 98D, 105D,  
106D, 107D, 108D, 109D, 112D, 113D, 115D,  
116D, 117D, 118D, 120D, 139D, 140D

FIGURA N° 2.3 DIAGRAMAS DE COMPLETACION TIPICOS DE POZOS DE CORRIENTES

Fig. 2.4 Tubería mostrando corrosión  
 Pozo 10XC-Corrientes. 08 Abr.85

Tubo N° 41

Tubo N° 40

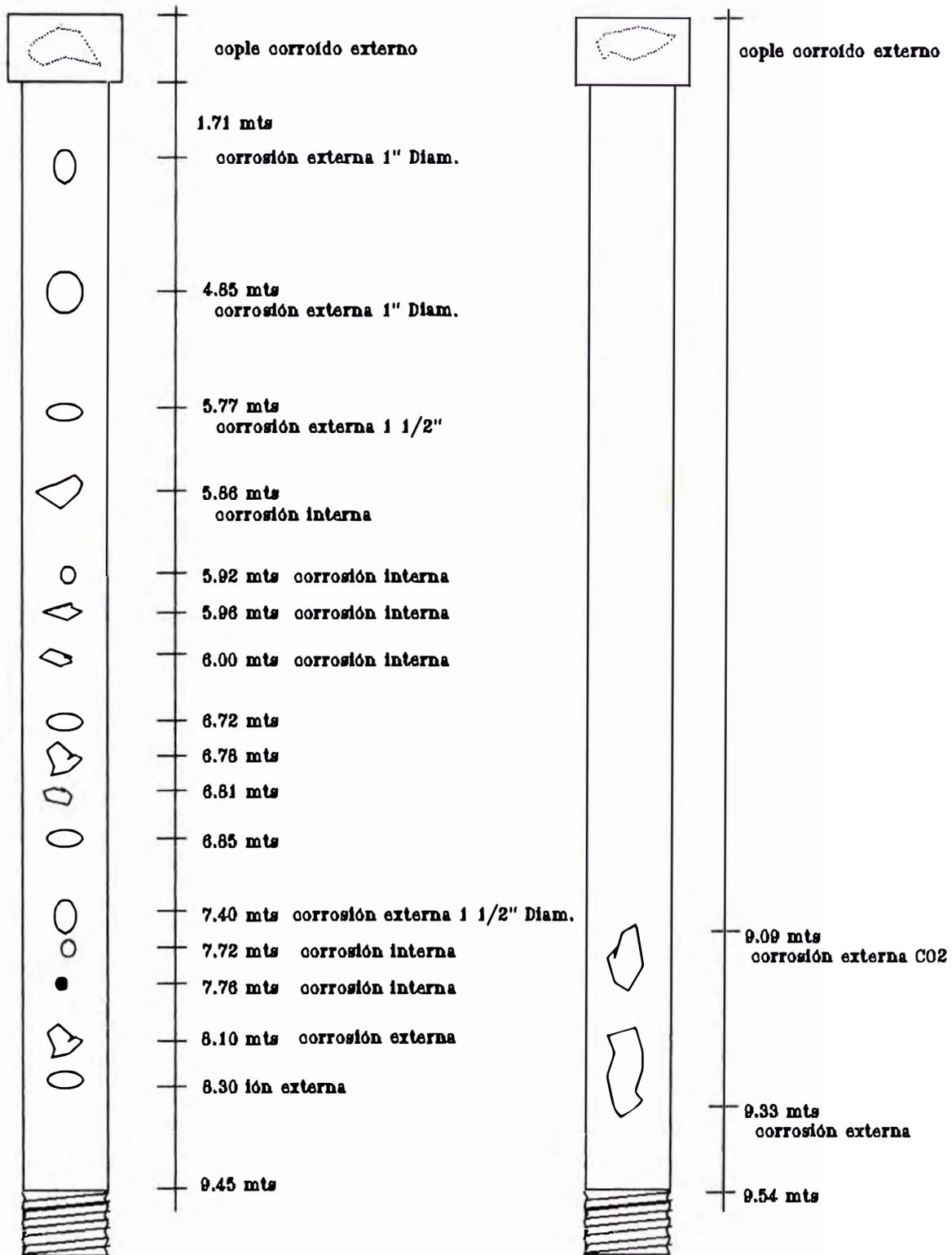


Fig. N° 2.5  
**FRECUENCIA ANUAL - FALLAS POR CORROSION**  
Selva Norte 1979 - 1991

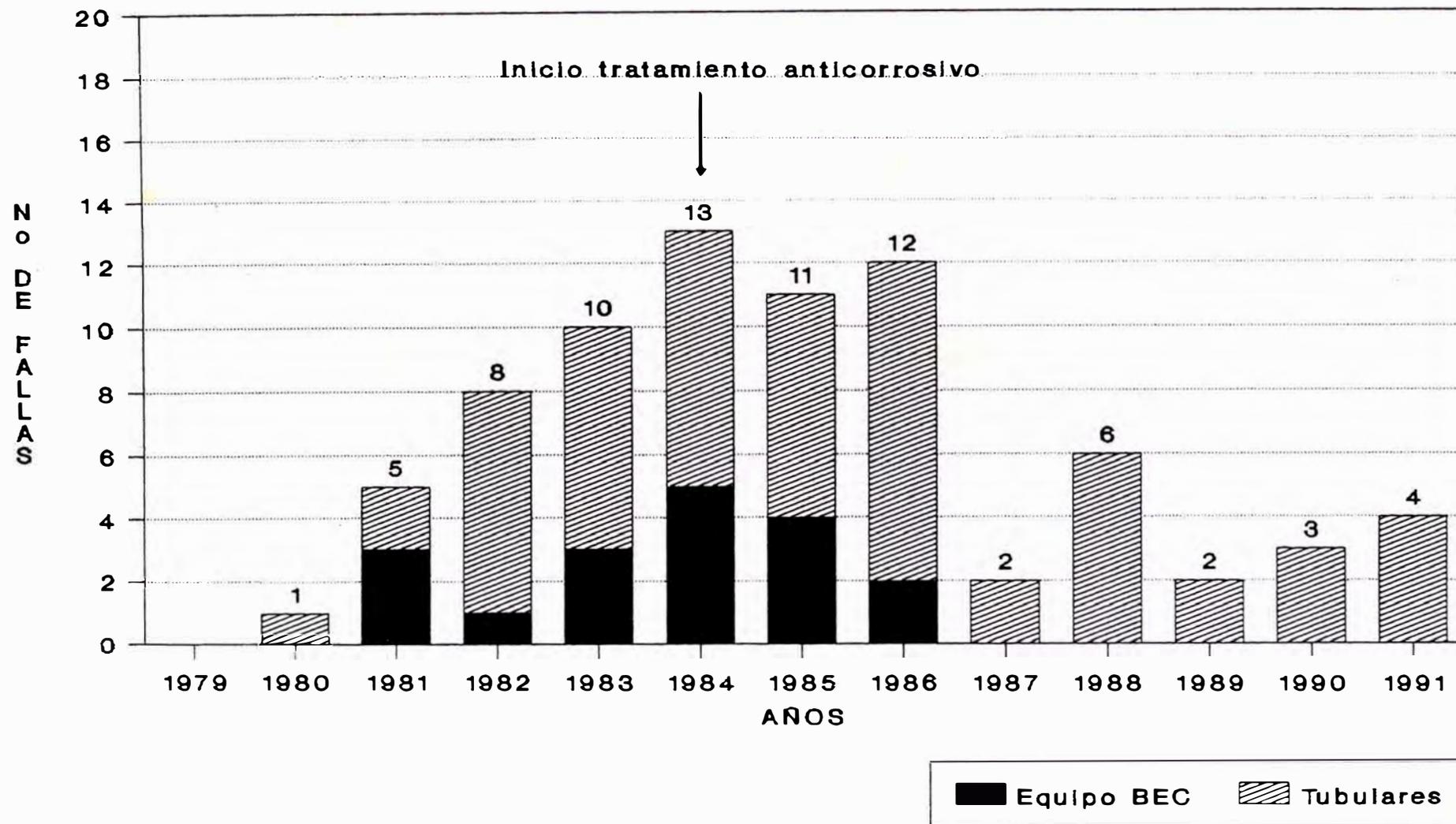


Fig. N° 2.6  
**FRECUENCIA ANUAL DE FALLAS EN SIST. BEC**  
**Selva Norte 1979 - 1991**

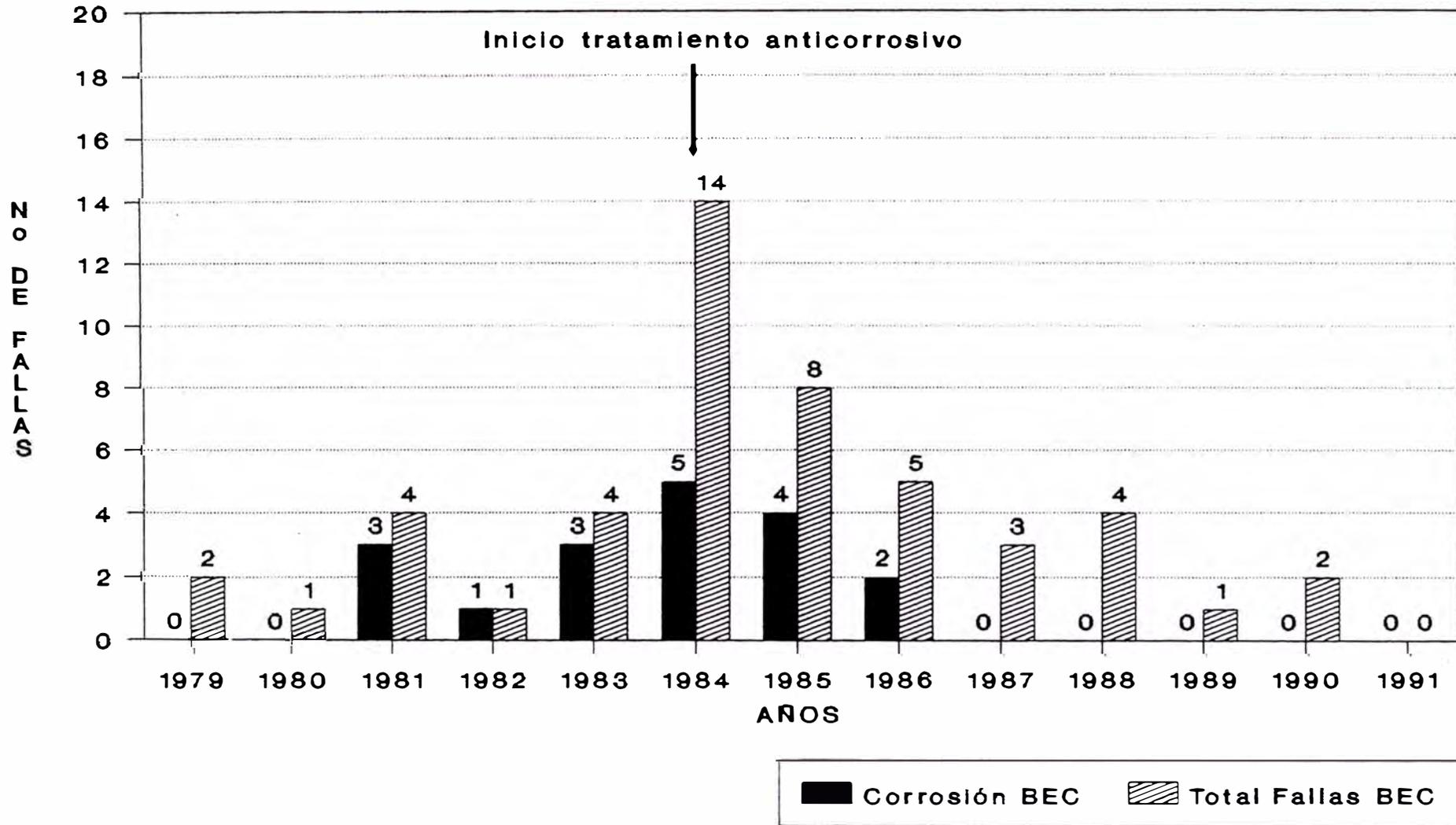
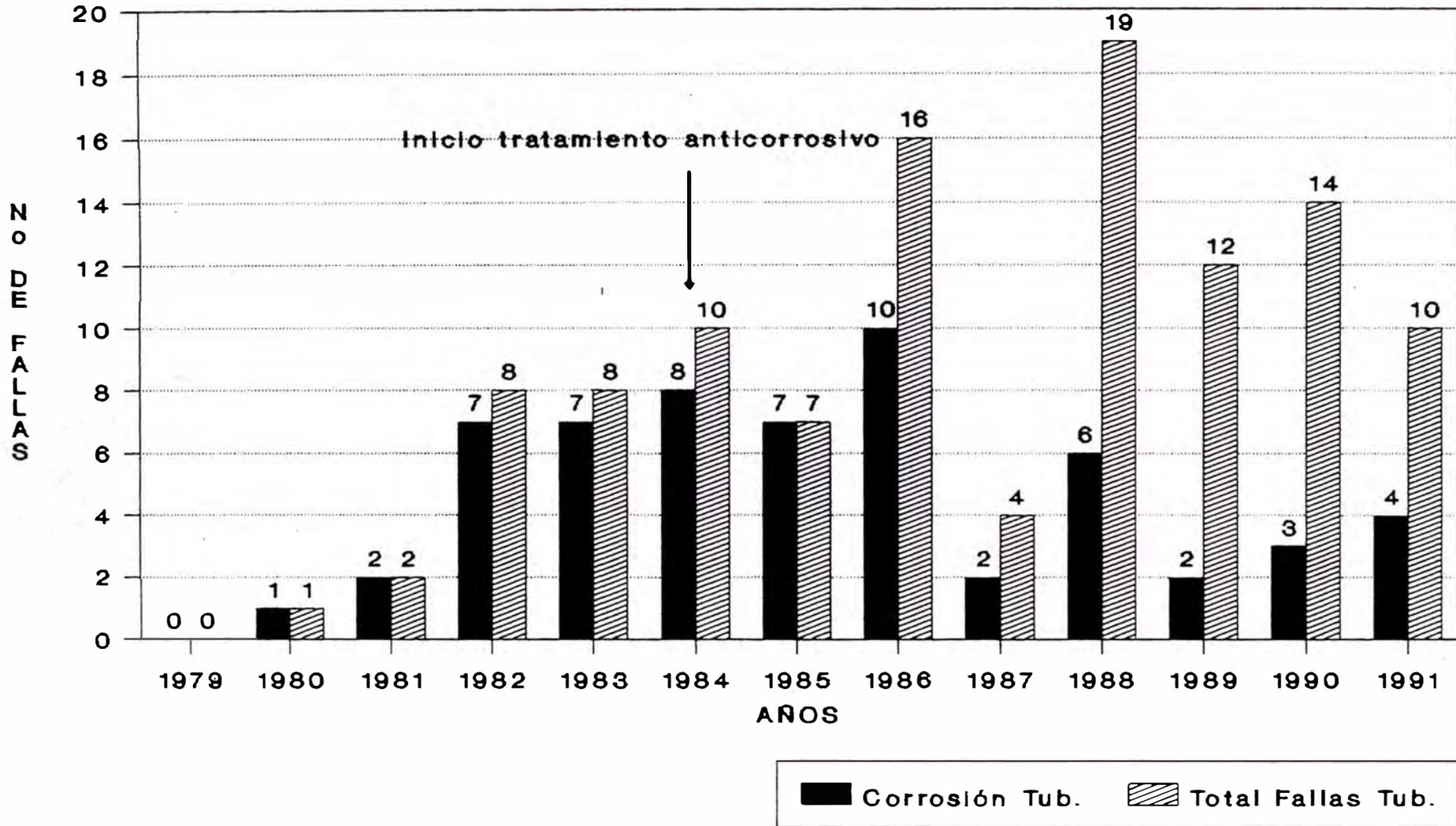


Fig. N° 2.7  
**FRECUENCIA ANUAL DE FALLAS EN TUBULARES**  
Selva Norte 1979 - 1991



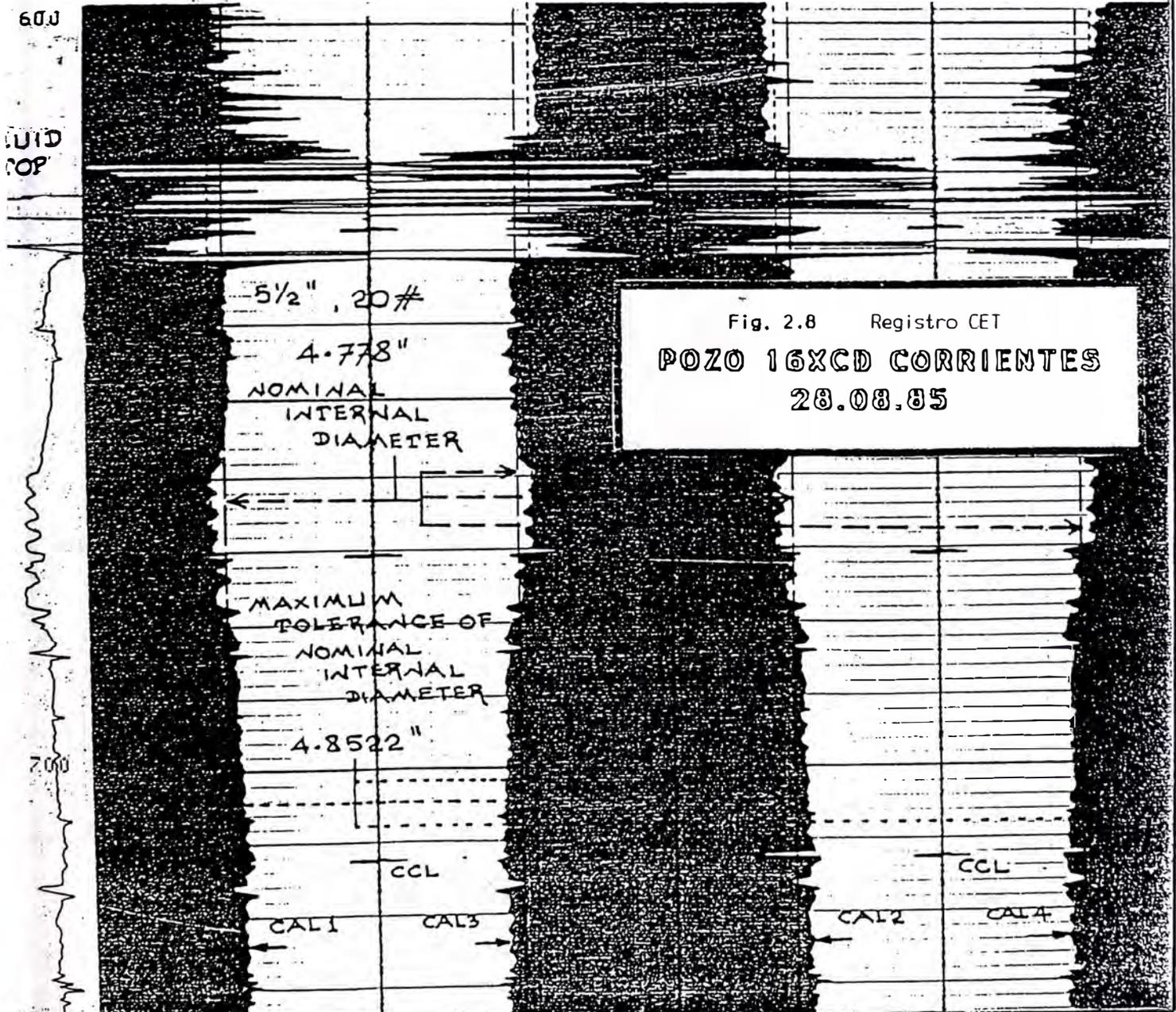
	.7220	.77800	.7780	.72200	.7220	.77800	.7780	.7220
	CAL1(IN )		CAL3(IN )		CAL2(IN )		CAL4(IN )	
	5.5000	4.0000	4.0000	5.5000	5.5000	4.0000	4.0000	5.500
	DUMM		DUMM		DUMM		DUMM	
	-.6478	.85220	.8522	.64780	-.6478	.85220	-.8522	.6478
	CCL				CCL			
	-1.000				1.0000			
CALE	DUMM	2126	DUMM	2126	DUMM	2126		
ANGES	-.5293	.97070	-.9707	.52930	-.5293	.97070		
CALE	DUMM	2126	DUMM	2126	DUMM	2126	DUMM	2126
ANGES	-.6080	.89200	.8920	.60800	-.6080	.89200	-.8920	.6080
CALE	DUMM	7650	DUMM	7650	DUMM	7650	DUMM	7650
ANGES	-.6478	.85220	.8522	.64780	-.6478	.85220	-.8522	.6478
CALE	DUMM	7650	DUMM	7650	DUMM	7650	DUMM	7650
ANGES	-.7220	.77800	.7780	.72200	-.7220	.77800	-.7780	.7220

MAIN LOG

CP 26.4

FILE 11

DATA ACQUIRED 28-AUG-85 04:28



100

1#  
718"  
2#

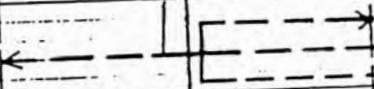
CCL

CCL

NOMINAL  
INTERNAL  
DIAMETER OF

5 1/2" 20#

4.778"



MAXIMUM  
TOLERANCE OF  
NOMINAL  
INTERNAL  
DIAMETER

4.8522"

200

CP 30.4

FILE 19

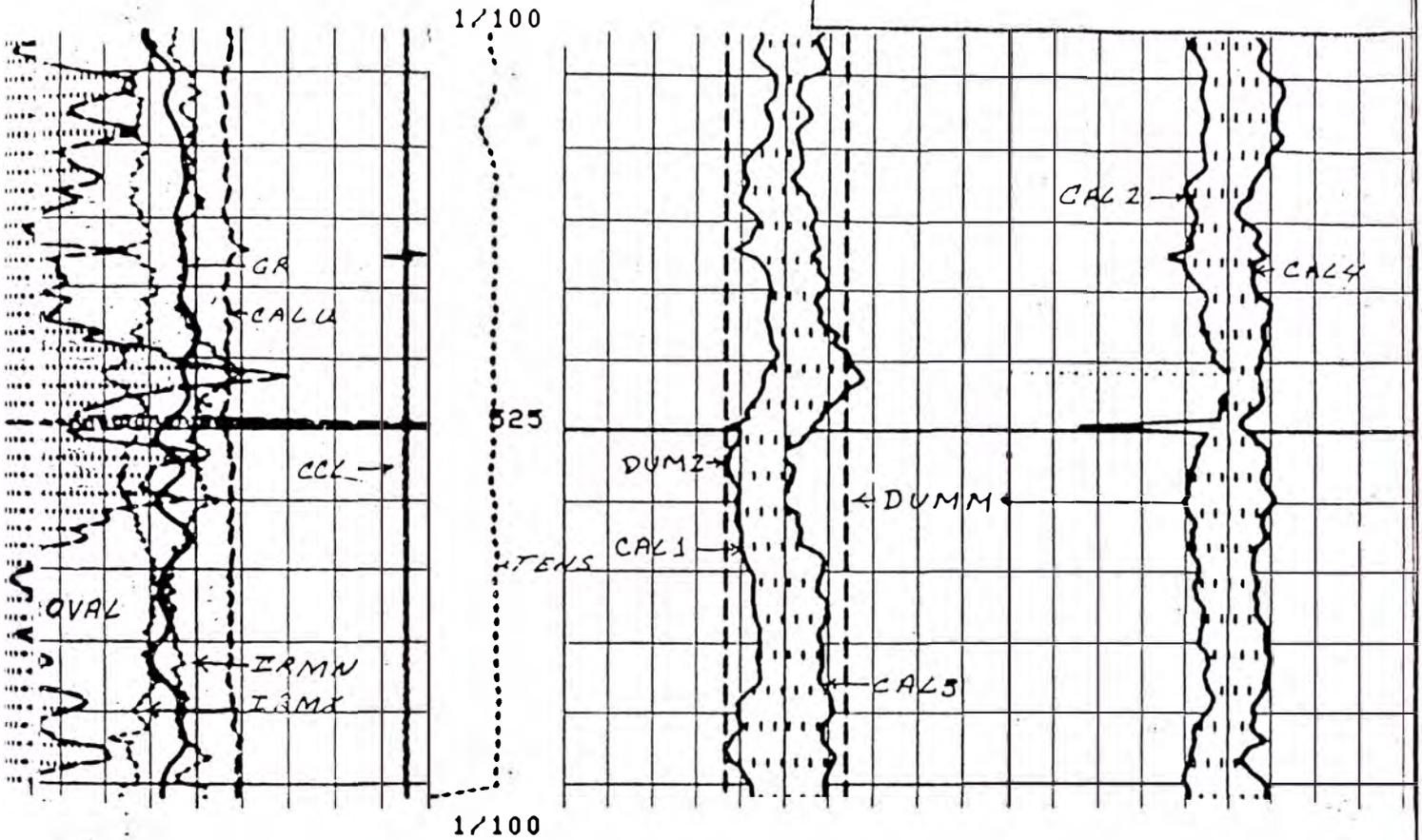
18-NOV

Fig. 2.9 Registro CE1

INPUT FILES  
10

DATA  
18-NOV

POZO 44XC CORRIENTES  
18.11.90



CP 30.4

FILE 19

18-NOV-90 18:23

INPUT FILES  
10

DATA ACQUIRED  
18-NOV-90 15:16

CCL			
0.00	1.0000		
IRMN<IN >			
35000	2.5000		
IRMN<IN >			
35000	2.5000		
CALU<IN >			
50000	7.0000		
OVAL<IN >			
0	.50000		
GR <GAPI>			
0	150.00		
		DUM2	
		7.0000	5.0000
		DUMM	
		5.0000	7.0000
		CAL3<IN >	CAL4<IN >
		5.0000	7.0000
		CAL1<IN >	CAL2<IN >
		7.0000	5.0000

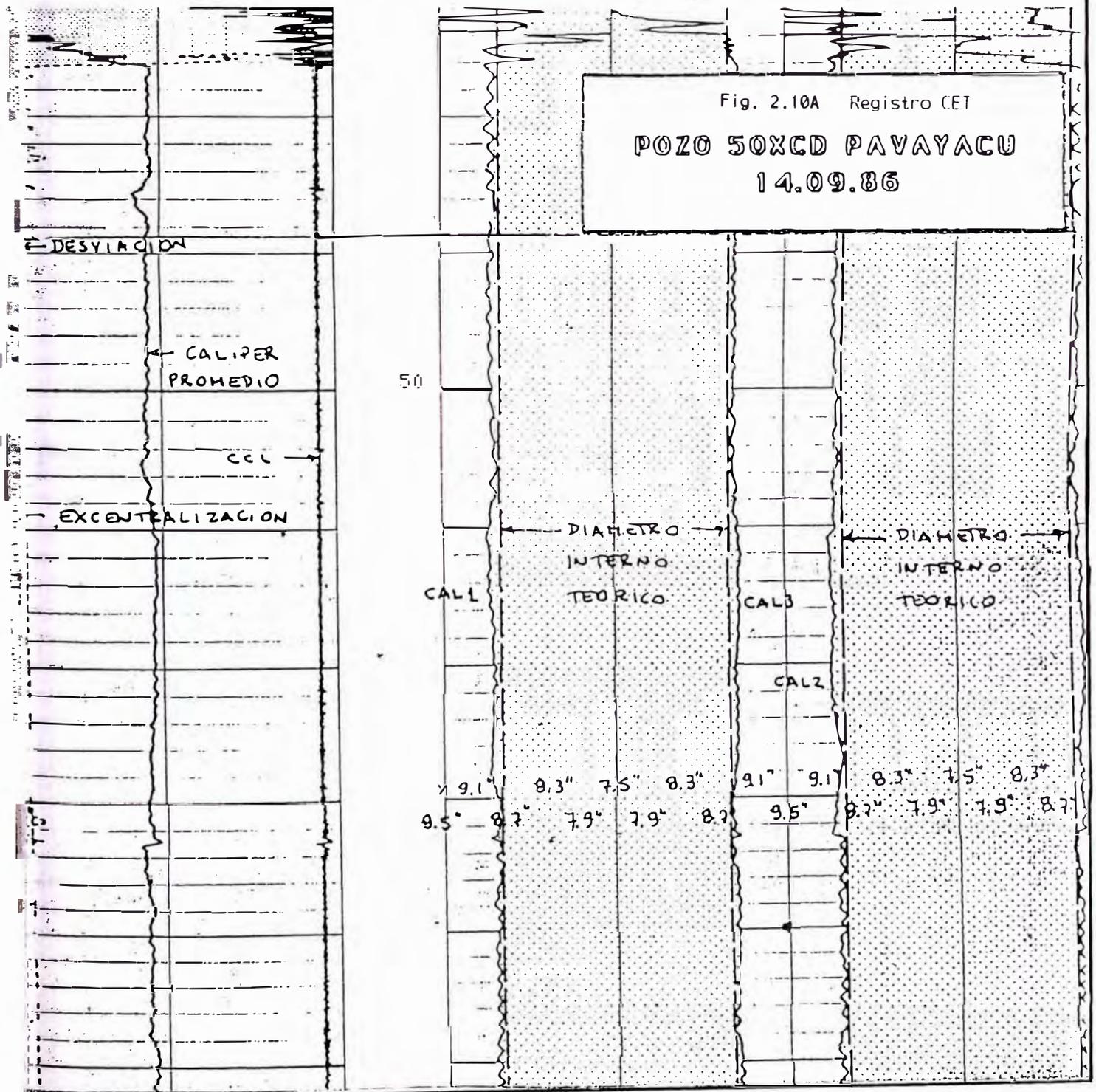
SENSOR MEASURE POINT TO TOOL ZERO

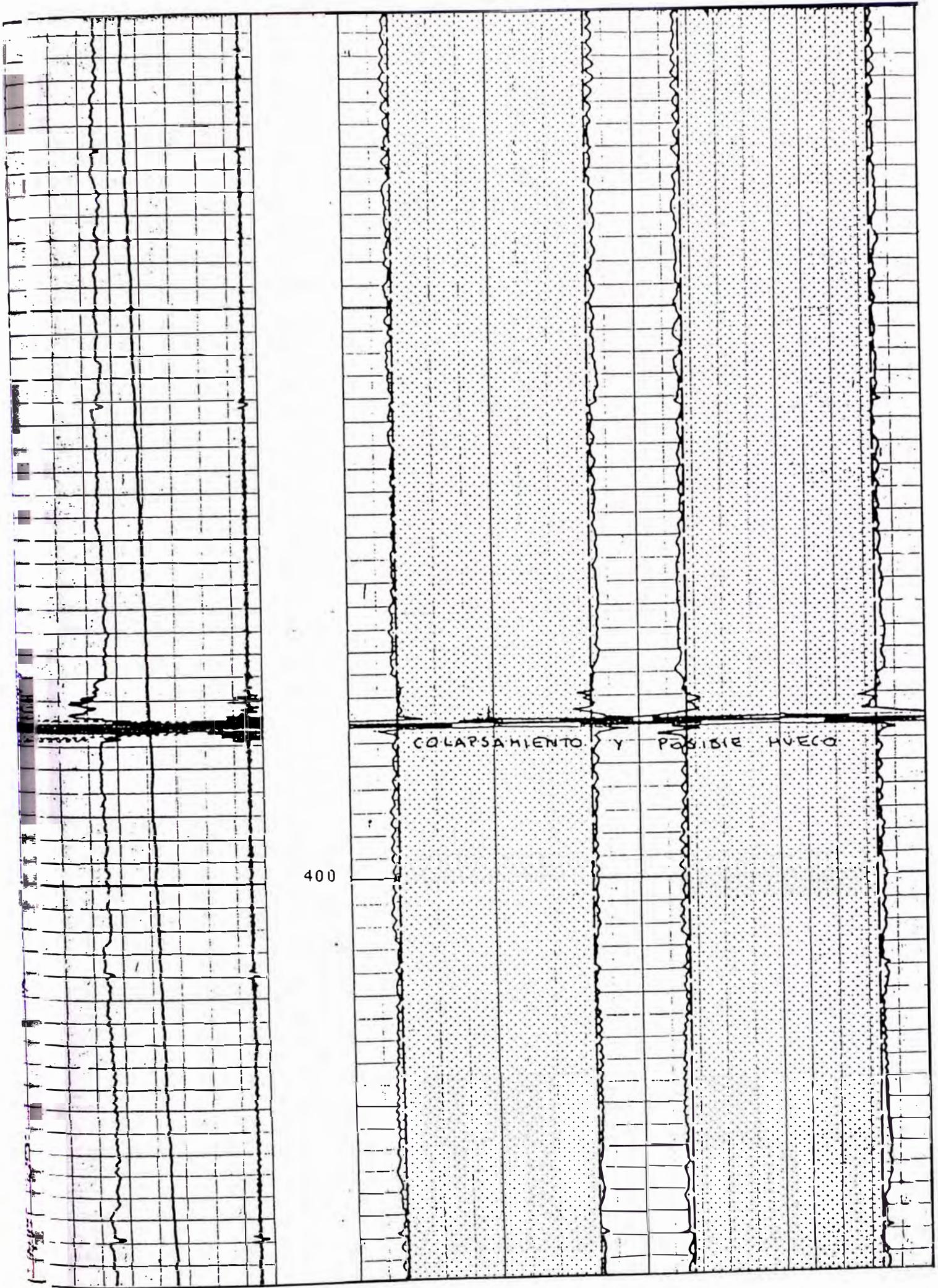
RB	2.01 METER	GR	7.42 METER
TENS	.91 METER	DEVI	2.01 METER
T9RD	1.52 METER	CCL	8.53 METER
T7RD	1.83 METER	T8RD	2.29 METER
T5RD	2.36 METER	T6RD	2.11 METER
T3RD	2.18 METER	T4RD	1.93 METER

0	1.0000	5.5000	9.5000	5.5000	9.5
9500	.05000	9.5000	5.5000	9.5000	5.5
0000	10.000	5.5000	9.5000	9.5000	5.5
.000	27.000	9.5000	5.5000	5.5000	9.5

CASING DE 9 5/8" (1200)

FILE 19 14-SEP-86 18:16





COLAPSA MIENTO Y POSIBLE HUECO

400

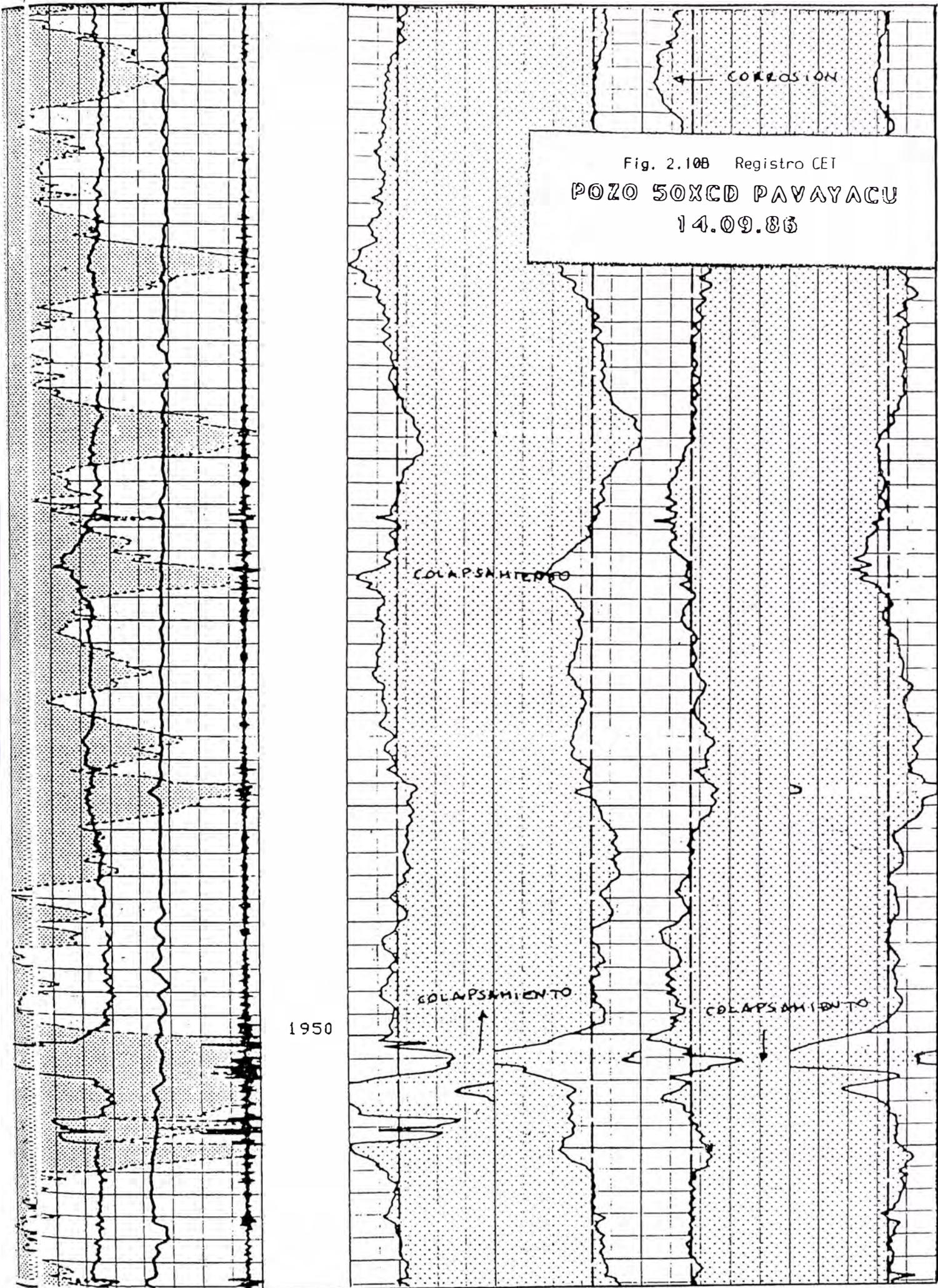


Fig. 2.10B Registro CET  
POZO 50XCD PAVAYACU  
14.09.83

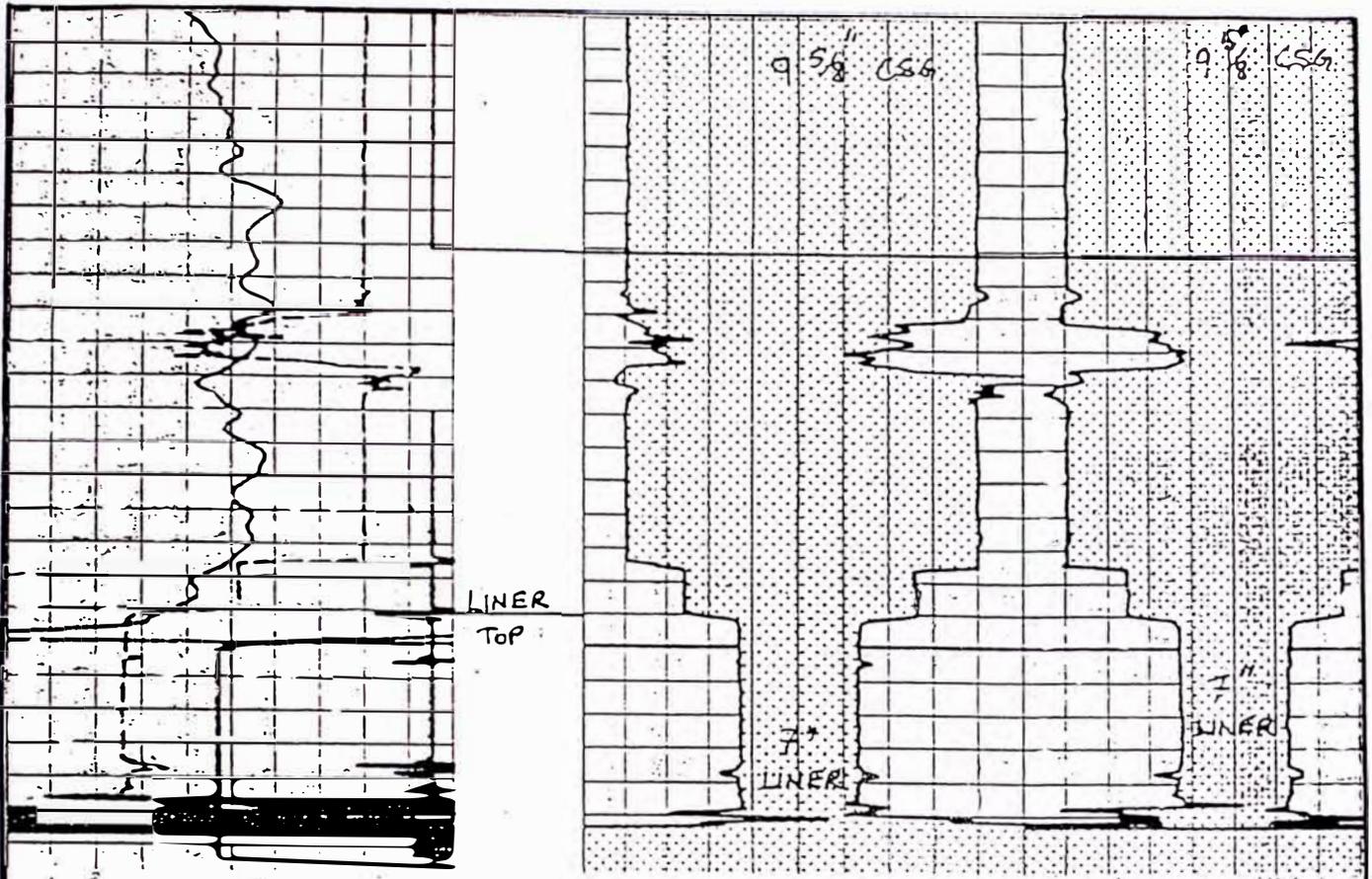
CORROSION

COLAPSO MEDIO

COLAPSO BAJO

COLAPSO BAJO

1950



FILE 5 05-JUL-95 16:57  
 DATA ACQUIRED 04-JUL-95 17:38

GR (GAPI)				
0.0	150.00			
CCLU		CAL3(IN)		CAL2(IN)
-0.9500	0.05000	10.000	0.0	0.0
CALU(IN)		CAL1(IN)		CAL4(IN)
5.0000	10.000	0.0	10.000	10.000

SENSOR MEASURE POINT TO

STSG	5.8	METER
RB	1.5	METER
T1RD	1.5	METER
T3RD	1.7	METER
T5RD	1.8	METER
T7RD	1.4	METER
T9RD	1.1	METER

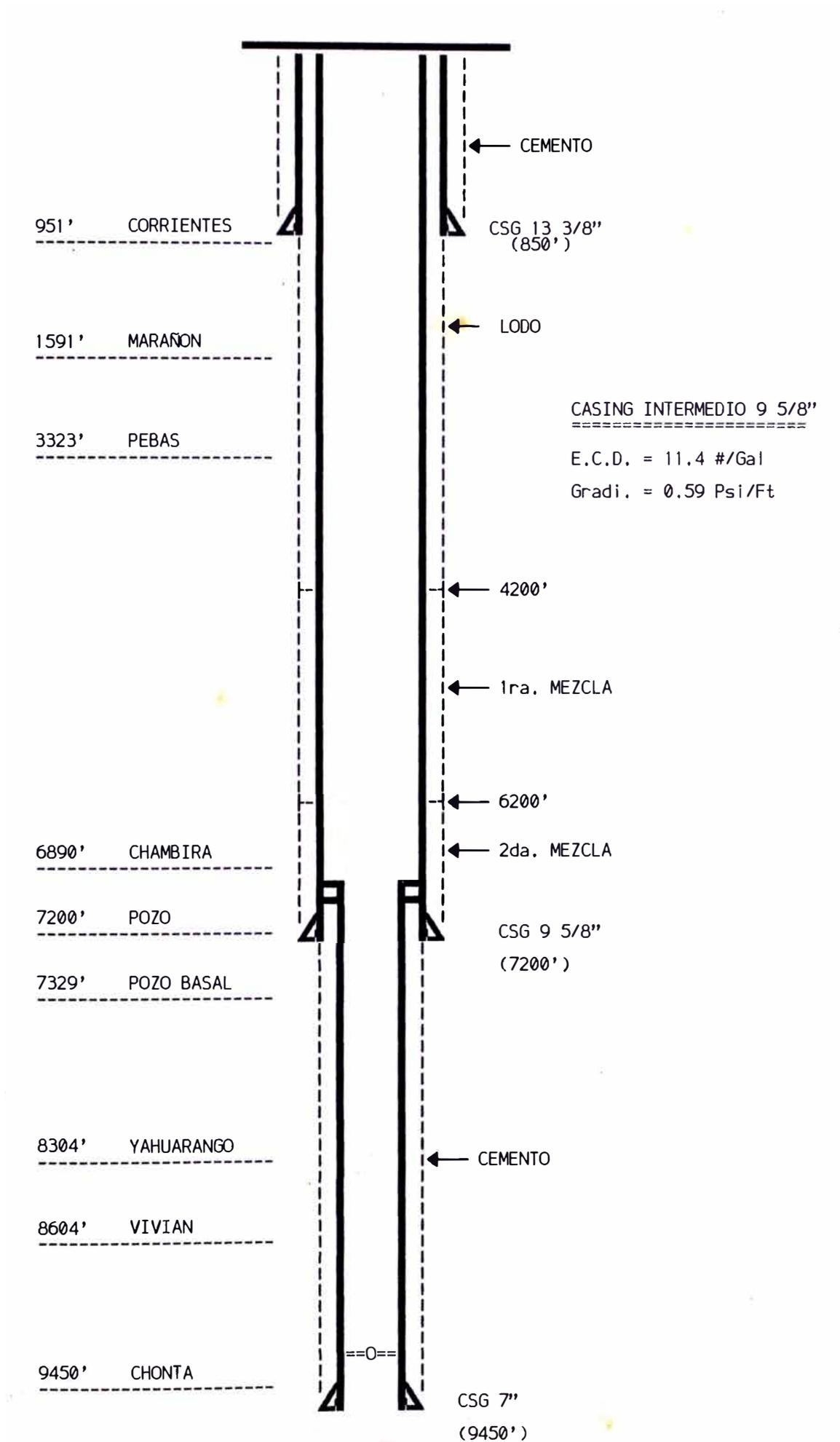
Fig. 2.11 Registro CET  
 POZO 74X Nva. ESPERAN:  
 04.07.85

T4RD	1.4	METER
T6RD	1.6	METER
T8RD	1.7	METER

PARAMETERS

NAME	VALUE	UNIT	NAME	VALUE	UNIT
L2	19.2000	US	W2FP	1.05000	
J3FP	.880000		IS2	19.2000	US
CSLL	500.000	PSIA	CCLU	1500.00	PSIA
BHS	CASE		IMAR	DISA	

CEMENTACION ACTUAL CASING 9 5/8"



CEMENTACION CSG 9 5/8" HASTA SUPERFICIE

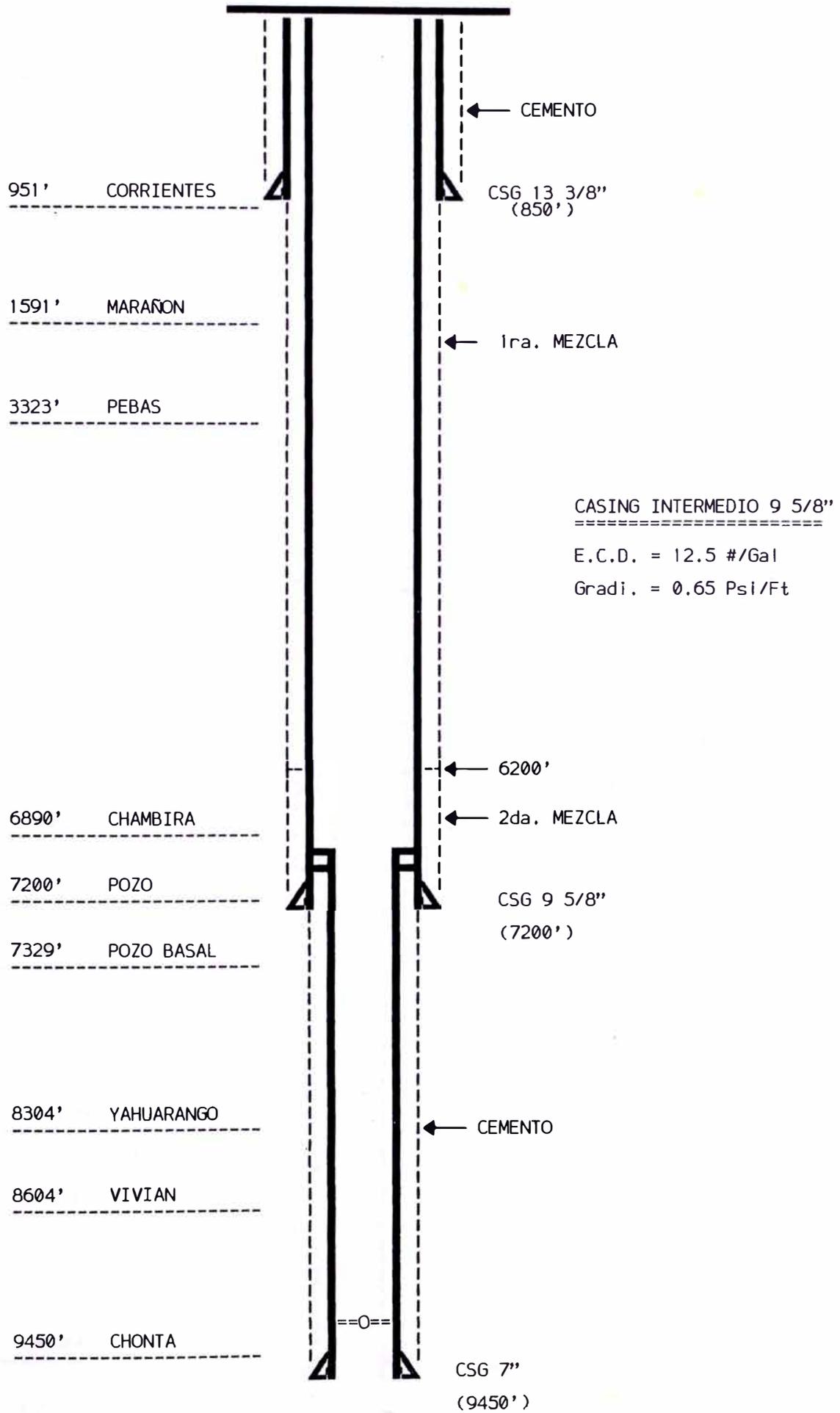


DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL  
POZOS SELVA NORTE

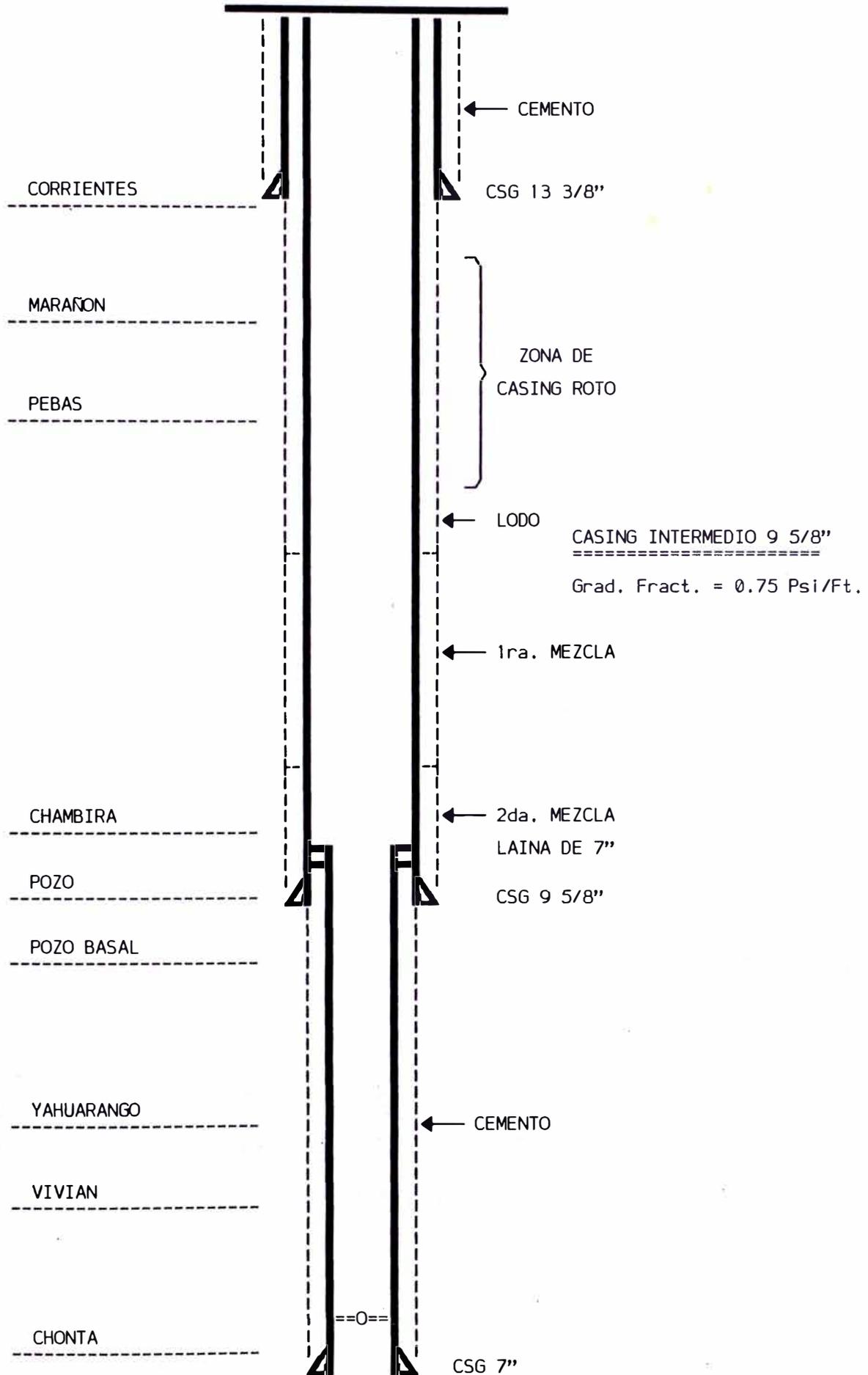
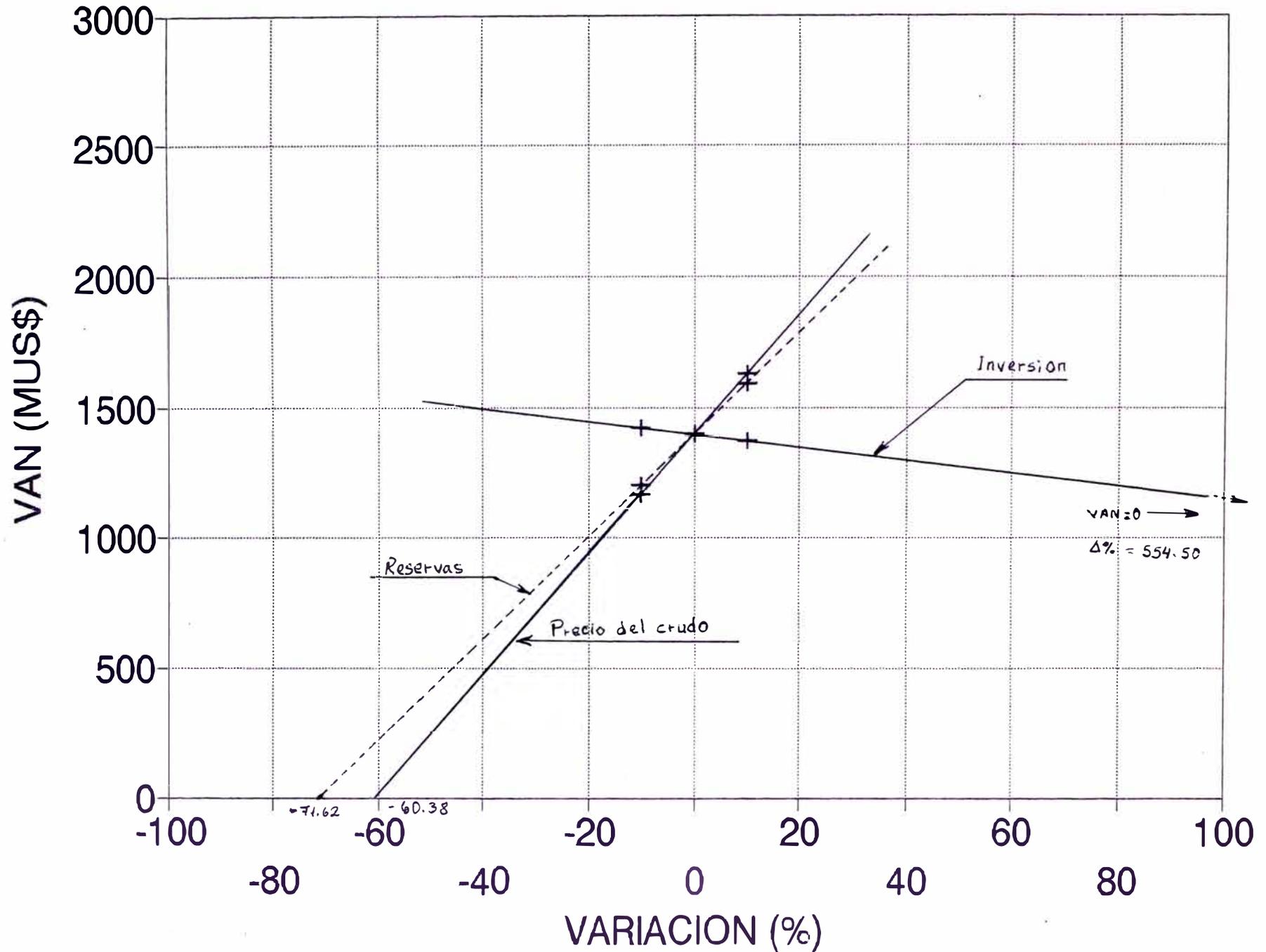


Figura 4.1

# ANALISIS DE SENSIBILIDAD POZO 120D



# **TABLAS**

## TABLAS

<b>Tabla 2.1</b>	Estadística de fallas y paradas en pozos de OPS
<b>Tabla 2.2</b>	Tipos de lodo usados en los pozos del Yacimiento Corrientes
<b>Tabla 2.3</b>	Topes de Cemento en pozos del Yacimiento Corrientes
<b>Tabla 2.4</b>	Análisis de crudo del Yacimiento Corrientes
<b>Tabla 2.5</b>	Análisis de gas del Yacimiento Corrientes
<b>Tabla 2.6</b>	Análisis de agua del Yacimiento Corrientes
<b>Tabla 2.7</b>	Fallas por corrosión en instalaciones de bombeo electrosumergibles
<b>Tabla 2.8</b>	Velocidad de flujo en el pozo a diferentes profundidades
<b>Tabla 3.1</b>	Tabla de comparación de costos: Cementación Actual Vs. Cementación a Superficie

Tabla 2.1

ESTADISTICA DE FALLAS Y PARADAS - SELVA NORTE  
 \*\*\*\*\*

TIPO DE FALLA / PARADA	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	TOTAL	( % )
MOTOR QUEMADO/SELLO	4	5	2	8	12	11	10	20	21	15	9	8	7	132	28
BOMBA	2	1	1	0	1	9	4	3	3	4	1	2	0	31	6
CORROSION BEC	0	0	3	1	3	5	4	2	0	0	0	0	0	18	4
TUBULARES															
- CORROSION	0	1	2	7	7	8	7	10	2	6	2	3	4	59	12
- OTROS	0	0	0	1	1	2	0	6	2	13	10	11	6	52	11
CABLE DE POTENCIA															
- CABLE PRINCIPAL	0	1	0	4	1	5	3	7	12	4	15	17	14	83	17
- CABLE DE EXTENSION											2	6	5		
- EMPALMES											0	2	1		
WORKOVER	2	3	2	1	2	5	4	4	4	2	2	4	1	36	8
OTROS (HWOR, baja perfor ance, pozo no apor, ect.)	0	5	5	8	6	6	9	7	6	0	3	4	7	66	14
TOTAL	8	16	15	30	33	51	41	59	50	44	42	49	39	477	100

PERFORACION-TIPO DE LODO USADO  
YACIMIENTO CORRIENTES

Pozo	Tramo (pies)	Tipo Lodo usado	Peso (lb/gal)	PH	Visc. plast. (cpe)
5XC	625-2640	Nativo		9.5	5-9
	2640-10155	Disperso	9.4-10.5	7.5-9.5	7-16
6XC	750-3152	Nativo	NR	10.5	21
	3152-4100	Salado	NR	9.5	18
	4100-10265	Disperso	NR	9.5-10.0	17-26
7XC	130-2946	Nativo	9.8	9.0-11.5	5-15
	2946-10100	Disperso	9.1-10.1	8.3-9.5	9-25
8XC	300-1180	Nativo			NR
	1180-10060	Disperso	9.8-10.1	8.5-9.5	16-26
9XC	0-2360	Nativo		9.5	10
	2360-10098	Disperso	9.3-9.4	8.8-9.6	14-28
10XC	600-1600	Nativo	9.0	8.5-9.5	5-8
	1600-10100	Disperso	9.0-10.3	8.5-9.0	15-26
11XC	425-727	Nativo	10.3	NR	NR
	727-10645	Disperso	8.7-10.4	8.5-9.7	11-32
12XC	355-2747	Nativo	9.0	9.7	NR
	2747-11921	Disperso	9.1-10.3	9.0-9.5	11-22
15XCD	530-1682	Nativo	9.2-9.7	9.5-10.0	20
	1680-10830	Disperso	9.3-10	7.5-10.0	12-26
16XCD	650-1214	Nativo	9.2	9.5	NR
	1214-10755	Disperso	NR	9.5-10.0	12-25
20XCD	467-1924	Nativo	9.0-9.8	9.5	10
	1924-10642	Lignosulf.	9.2-10.5	8.5-10.5	14-28
	8105-10650	Disperso	10.3	9.0-9.5	20-22
28XCD	722-2181	Nativo	9.0	9.5	12-14
	2181-2993	Semidiserso	9.0	9.5-10.0	15-17
	2993-10653	Disperso	9.0-9.8	9.5-10.0	10-27
30XCD	723-2405	Nativo	9.0-9.1	9.5	13-15
	2405-2882	Semidiserso	9.1	9.5	15-16
	2882-10840	Disperso	9.1-9.9		10-28
31XC	1551-10623	Disperso	9.9-10.4	9.5-10.0	16-27

33XC	249-2230	Nativo	10.0	NR	NR
	2230-3446	Semidisperso	10.0	10.5	16
	3446-10078	Disperso	9.5-9.9	9.0-10.0	15-30
42XCD	757-2202	Nativo	NR	NR	NR
	2202-2637	Salado	9.3	9.0	16
	2637-10668	Disperso	9.4-9.6	9.5-11.5	6-22
44	396-2460	Nativo	9.2	10	NR
	2460-4268	Semidisperso	9.3	10.0-10.5	6-10
	4268-10062	Disperso	9.6-9.1	9.5-10.5	9-19
45D	740-1932	Nativo	9.0	9.5-10.0	12-14
	1932-3988	Semidisperso	9.5	9.5	10-14
	3988-11502	Disperso	9.5-9.6	9.5-10.5	16-30
46D	230-2230	Nativo	9.6	9.5-11	15
	2230-10777	Disperso	9.7-9.6	9.5-12	10-20
47XCD	384-1945	Nativo	9.1	10	16
	1945-2815	Salado		10	19
	2815-10568	Disperso	9.7-9.9	9.5-11.0	12-28
51D	951-3412	Semidisperso		11	6-17
	3412-6009	Disperso		9.5-11.0	20-28
	6009-6524	Lignosulf.	10.1-10.3	9.0-10.5	16-23
	6524-10506	Disperso		10	16-26
55XCD	767-1883	Nativo	9.9	10.0-10.5	13
	1883-2507	Semidisperso		10.5	15
	2507-3261	NR		11.0	14
	3261-10797	Disperso	9.9	9.5-12.0	15-26
57XC	761-1108	Nativo	NR	NR	NR
	1108-4974	Semidisperso		10.5	10-12
	4974-9036	Lignosulf.	9.6-10.2	10.5	11-24
	9036-10151	Disperso	10.2	10.0-10.5	20-26
59XCD	722-1410	Nativo		NR	NR
	1410-2205	Semidisperso		10.5	11
	2205-10342	Disperso	9.3-10.2	9.5-10.5	14-25
60D	164-2070	Nativo	6.7-9.7	9.5-11.0	5-22
	2070-3097	Lignosulf.	9.2-9.7	10.0-12.0	6-24
	3097-6107	Disperso	9.4-10.0	10.0-12.0	13-26
	6107-10755	Lignosulf.	9.5-10.3	10.0-11.0	12-25
61D	120-2533	Nativo	6.6-9.2	10.0-11.0	7-9
	2533-10404	Lignosulf.	9.0-9.9	10.0-15.5	6-16
69D	136-3665	Nativo	NR	9.5-10.0	6-9
	3665-10434	Lignosulf.	NR	10	10-20
90D	217-2021	Nativo	6.6-9.1	9.0-11.0	6-17
	2021-10476	Lignosulf.	9.1-10.2	9.0-12.0	6-20

97D	728-10468	NR	8.9-10.2	9.5-11.0	11-20
98D	0-1814	Nativo	8.8-8.9	9.5-10.5	10-12
	1814-10341	Lignosulf.	8.7-10.5	9.5-11.5	10-18
106D	171-2015	Nativo	8.6-8.9	9.0-10.0	4-6
	2015-8757	Lignosulf.	8.9-10.1	9.5-11.5	8-19
	8757-10657	KCL	8.9-9.2	5.8-10.0	14-16
107D	843-2749	Nativo	8.8-9.0	9.5-10.5	10-18
	2749-10253	Lignosulf.	8.7-10.0	9.5-11.0	12-16
108D	0-1683	Nativo	8.6-8.8	9.0-11.0	10-25
	1683-10483	Lignosulf.	8.9-10.2	9.0-10.0	12-17
111	131-1030	Nativo	8.8-9.0	9.5-11.0	9-13
	1030-7308	Base Yeso	9.0-9.4	9.5	10-16
	7308-10063	Lignosulf.	9.2-9.8	9.0-10.0	16-20
112D	146-2123	Nativo	8.5-9.5	9.5	9-13
	2123-8111	Lignosulf.	9.2-10.2	10.0-11.0	9-20
	8111-8235	Semidisperso		NR	14
	8235-10276	Disperso	9.1-9.6	9.5-10.0	14-16
113D	125-1876	Nativo	8.5-9.4	10.0-11.0	8-11
	1876-10518	Lignosulf.	9.3-10.2	10.5-11.0	8-19
114	197-1017	Nativo		NR	NR
	1017-3957	Base Yeso		9.5	8-12
	3957-7824	Disperso		9.5	15-21
	7824-10078	Lignosulf.	9.7	9.0-9.5	18-22
115D	164-2274	Nativo	8.8-8.9	10.0-10.5	11
	2274-8071	Base Yeso	9.1-10.1	9.5-10.0	15-25
	8071-10286	No disperso	9.2-10.1	9.5-10.5	10-19
116D	9394-10630	Lodo Vert		NR	9-31
117D	0-1391	Nativo	8.8-8.9	10	NR
	1391-7592	Base Yeso	9.2-9.8	9.0-10.0	10-22
	7592-10726	Lignosulf.	9.8-10.0	9.0-10.0	17-23
118D	295-1667	Nativo		9.5	4-7
	1667-8500	Lignosulf.	9.7	9.0-10.0	10-20
	8500-8117	Disperso		9.5-10.0	16-19
	8117-10283	Semidisperso	9.2-10.2	10.0-10.5	12-28
120D	177-974	Nativo	8.8-9.0	9.5	14-15
	974-1873	No disperso	8.9-9.0	9.5	14-20
	1873-7326	Base Yeso	8.9-9.7	9.5-10.0	12-17
	7326-8373	Lignosulf.	9.4-10.4	9.5-10.0	15-20
	8373-10289	Disperso	9.3-9.7	9.5-10.0	17-20

Tabla N° 2.3

TOPES DE CEMENTO YACIMIENTO CORRIENTES

\*\*\*\*\*

POZO	TOPE DE CEMENTO	OBSERVACIONES
	-----	-----
1X	9 5/8": 1400'	
5XC	9 5/8": 6200'(Cal. Vol.)	Abandonado : NP.
6XC	5 1/2": 6995'(CBL-VDL)	
7XC	5 1/2": 8200'(Est.Ing.)	Abandonado : NP.
8XC	5 1/2": 8010'	
9XC		Pozo Seco
10XC	5 1/2": 7890'	
11XC	5 1/2": 8250'	
12XC	5 1/2": 6410'(CBL-VDL)	
15XCD	9 5/8": 5400'(CBL-VDL)	
16XCD	9 5/8": 6000'(Est.Ing.)	
20XCD	9 5/8": 4185'	
28XCD	9 5/8": 6390'	
30XCD	9 5/8": 5950'	
31XCD	9 5/8": 6635'	
33XC	7": 7570'(CBL-VDL)	
42AD	9 5/8":	
44XC	7": 7720'(CBL-VDL)	
45D	9 5/8": 5678'	
46D	9 5/8": 7015'	
47XCD		Cerrado por HWCT
51XCD		Abandonado
55XCD		Pozo Seco
57XC	7": 5902'(CBL-VDL)	
59XCD		Pozo Seco
59DST	9 5/8": 7090'	Cerrado por HWCT
60D	9 5/8": 6190'	
61D	9 5/8": 5800'	
69D	9 5/8": 6210'	
90D	9 5/8": 6370'	
97D	9 5/8": 5710'	
98D	9 5/8": 6180'	
105D	7": 4560'	
106D	9 5/8": 6390'	
107D	9 5/8": 5530'	
108D	9 5/8": 5695'	
111	9 5/8": 4830'	
112D	9 5/8": 5650'	
113D	9 5/8": 6605'	
114	9 5/8": 7620'	
115D	9 5/8": 4435'	
116D	9 5/8": 6165'	
117D	9 5/8": 6230'	
118D	9 5/8": 5795'	
120D	9 5/8": 5620'	

**Tabla 2.4**  
**ANALISIS DEL CRUDO**

Yacimiento corrientes (Mb. Cético)

Densidad del petróleo (lb/ft <sup>3</sup> )	:	56.53
Gravedad API a 60°F	:	25.4
Viscosidad (cp)	:	2.81
Azufre (%)	:	0.35
Sales (PTB)	:	3.25
Vanadio (ppm)	:	1.1
Agua y sedimentos (%)	:	0.85

**Tabla 2.5**  
**ANALISIS DE GAS**

Yacimiento corrientes (Mb. Cético)

COMPOSICION

Hidrógeno	:	44.08
Nitrógeno	:	24.91
Oxígeno + Argón	:	4.77
Monóxido de Carbono	:	Nulo
Dióxido de Carbono	:	4.05
Metano	:	15.77
Etano	:	3.46
Propano	:	2.53
Iso-Butano	:	0.35
Normal Butano	:	0.08
Iso-Pentano	:	Trazas
Normal Pentano	:	Trazas

**Tabla 2.6**  
**ANALISIS DEL AGUA**

Yacimiento corrientes (Mb. Cético)

Alcalinidad	:	6
Dureza (ppm CaCO <sub>3</sub> )	:	25,400
PH	:	5.2
Cloruros (ppm)	:	110,000
Sulfatos (ppm)	:	450
Dureza de Calcio (ppm)	:	18,000
Dureza de Magnesio (ppm)	:	7,400
Fierro (ppm)	:	250
Gravedad específica	:	1.09

FALLAS POR CORROSION EN INSTALACIONES BEC  
\*\*\*\*\*

AREA CORRIENTES

POZO	FECHA INSTALACION BEC	FECHA INICIO TRATAMIENTO QUIMICO	PROBLEMAS DE CORROSION	
			ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUES DEL TRATAMIENTO
1XC	13.04.83	10.12.84	1	-
8XC	25.02.81	84	4	1
10XC(*)	13.04.85	04.05.85	(**)	-
11XC	22.02.81	18.01.85	5	-
12XC	02.03.86	28.03.86	-	-
15XCD	15.07.83	15.02.85	-	-
16XCD(*)	17.10.87	22.11.87	(**)	-
20XCD	28.12.80	04.10.84	2	3
31XCD	20.06.81	06.07.84	3	-
33XC	26.10.81	29.11.84	5	1
42AD	27.04.85	16.07.85	1	3
44XC(*)	24.10.83	23.03.85	1	1
45XCD	04.10.81	06.08.84	2	-
46XCD	06.02.86	86	-	-
80D	11.12.84	26.02.85	-	-
81D	15.08.83	06.06.84	-	-
89D	17.11.84	18.01.85	-	-
90D	27.07.83	28.02.85	2	-
97D	13.12.85	10.01.86	-	-
98D	21.06.84	05.12.84	-	-
105D	11.07.88	88	-	-
106D	23.07.86	86	-	-
107D	17.10.85	17.01.86	-	-
108D	15.06.84	24.05.85	1	-
111	12.11.84	06.04.85	-	1
112D	03.07.84	06.09.84	-	1
113D	29.05.85	02.10.85	-	1
114	16.03.85	17.07.85	-	-
115D	07.12.84	17.07.85	-	-
116D	23.03.85	17.07.85	-	1
117D	15.12.84	84	-	-
118D	04.08.84	11.11.85	-	-
120D	07.09.86	26.12.86	-	-

(\*) Pozos en los que se han determinado problemas de corrosión en el casing mediante la toma de registros.

(\*\*) Los pozos 10XC y 16XCD registraron problemas de corrosión con instalaciones de pozo surgente, produciendo segregadamente Catfo por tubos y Pona por forros.

## AREA PAVAYACU

POZO	FECHA INSTALACION BEC	PROBLEMAS DE CORROSION REGISTRADO CON EL SISTEMA BEC
13XC	25.07.80	3
49XC	20.07.79	1
50XCD(*)	13.06.80	3
70XC	16.03.79	2
72XCD	11.03.79	3
73XCD	02.04.79	2
75AD	07.09.80	-
79D	15.09.80	-

## AREA YANAYACU

22AXCD	17.06.82	2
37XCD	27.07.82	3
38XC	21.08.82	1
39XCD	24.06.82	3
54XCD	29.08.82	-
56XCD	01.09.82	-
60XC	29.09.82	3
61XCD	09.10.82	1

## AREA NUEVA ESPERANZA

87D	10.11.82	-
74X	22.07.85	1

(\*) Pozo en el que se ha determinado problema de corrosión en el casing mediante la toma en el registro CET.

Tabla 2.8

	VELOCIDAD(FT/seg)		TEMPERATURA ( °F )			
	V(FP o L)	V(F.I.)	Vtbg	Tfondo	T(H @ Pb)	Tintak
1XC	0.6422		2.4606	232	129	137
8XC	0.8094		3.1011	233	126	127
10XC	1.2690		4.8622	229	120	124
11XC	1.8075		6.9252	232	120	135
12XC	1.3875		5.3162	229	124	128
15XCD	1.2289	0.6020	5.2495	230	123	126
16XCD	1.2737		4.8802	225	104	133
20XCD	1.5544	0.7615	6.6402	232	117	110
31XCD	0.8312	0.4072	3.5510	228	127	143
33XC	1.2312		5.2594	232	116	128
42XCD	0.8049	0.3943	3.4385	229	124	129
44XC	1.5059		6.4328	232	118	115
45D	0.6889	0.3375	2.9431	231	138	133
46D	1.5918	0.7799	6.8000	228	112	120
80D	0.4466	0.2188	1.9079	233	147	159
81D	1.5112	0.7404	6.4557	232	118	119
89D	1.5906	0.7793	6.7948	232	119	125
90D	1.3247	0.6490	5.6588	232	127	133
97D	0.6472	0.3171	2.7648	232	140	149
98D	1.2346	0.6049	5.2740	232	121	129
105D	0.8831	0.4326	3.7723	233	129	129
106D	0.3972	0.1946	1.6966	226	165	170
107D	0.5583	0.2735	2.3851	232	141	135
108D	0.6271	0.3072	2.6789	232	133	131
111	0.3917	0.1919	1.6735	226	131	133
112D	0.5234	0.2564	2.2357	226	113	152
113D	0.5951	0.2915	2.5420	226	118	146
114	0.4059	0.1989	1.7340	229	153	157
115D	0.1455	0.0713	0.6215	232	151	167
116D	0.7889	0.3865	3.3702	230	132	137
117D	0.6263	0.3068	2.6753	231	132	142
118D	0.4361	0.2138	1.8628	226	140	161
120D	0.6471	0.3170	2.7642	233	124	136
139	0.9225	0.4520	3.9410	232	113	119
140	0.7348	0.3600	3.1391	233	133	126
PROMEDIO	0.9161	0.4017	3.8231	230	128	136



## ANEXOS

- ANEXO N° 1 :** Reporte de Análisis de Laboratorio de Tubería de 3 1/2".
- ANEXO N° 2 :** Trabajos de resane de tubería de revestimiento.
- ANEXO N° 3 :** Reportes de algunos casos de problemas de corrosión.
- ANEXO N° 4 :** Resultados de los registros de corrosión tomados en algunos pozos.
- ANEXO N° 5 :** Secuencia operativa de trabajos de resane de tubería de revestimiento.
- ANEXO N° 6 :** Perforación de un Pozo de Reemplazo.
- ANEXO N° 7 :** Tablas de Costos y Evaluación Económica de trabajos de reacondicionamiento de los pozos propuestos.

# **ANEXO N° 1**

A N E X O N O 1

REPORTE DE ANALISIS DE PIEZA DE TUBERIA CORROIDA (Rep. CRD-A06-J006-81. 14.04.81).

Datos del Pozo:

Compañía	Petróleos del Perú
Pozo	6XC - Corrientes
Casing de Producción:	7", 29 lb/pie, grado N-80, 0' - 10000'
Prod. petróleo/agua	400/300 bpd
Salinidad de agua	150,000 ppm
H2S	Ninguno
CO2	No medido
GOR	No medido
Tubing	3 1/2", 9.3 lb/pie, grado N-80
Temperat. de fondo	210°F
Temperat. de superf.:	90°F

La muestra fué de 900' de profundidad (ver Figura). La tubería está igualmente corroída desde superficie hasta los 900'.

El material tubular tiene una dureza de 25 RC y la composición química se da a continuación:

Carbón	0.34%
Magnesio	1.09%
Azufre	0.012%
Fósforos	0.012%
Silicón	0.03%

El reporte indica que el ataque fué de corrosión por CO<sub>2</sub> o corrosión debido a la presencia de bacterias anaeróbicas.



Figura 1

## **ANEXO N° 2**

A N E X O N O 2

## TRABAJOS DE RESANE DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

### 1. Programa de resane de casing con cementación por circulation squeeze del pozo 81D - Corrientes.

Hueco detectado en el casing intermedio de 9 5/8" a la profundidad de 800.2 m.

Pozo 81D - Corrientes.

#### Procedimiento de trabajo.

1. Bajar rima hasta tope de obstrucción (2342 m.)
2. Bajar tapón RBP para casing de 9 5/8" y sentarlo a +/- 790 m.
4. Abrir válvula lateral entre casing de 9 5/8" y 13 3/8", tratar de circular. Si hay retorno en superficie, pasar al paso (6).
5. Si no hay retorno, hacer prueba de inyektividad. De acuerdo a información se determinará si es conveniente hacer cementación. Es importante observar si durante la circulación hay presencia de arena y/o muestras de formación.
6. Bombear 85 Sx. de arena Otawa 20/40.
7. Resanar casing con circulation squeeze.
8. Sacar RTTS, moler cemento hasta 810 m.
9. Efectuar prueba con presión +/- 500 psi. Si es OK, perforar cemento, circular y recuperar toda la arena; si prueba no es OK se hará nuevo intento de circulation squeeze.
10. Recuperar RBP.
11. Bajar zapato con D.P. de 3 1/2, tomar tope a +/- 2342 m., rotar y limpiar hasta tope de lana (2417 m.)

12. Avanzar hasta el tope del OTIS SEAL DIVIDER (+/-2895 m.).
13. Sacar conjunto y bajar instalación BES a +/- 3000'

**2. Programa de reparación de casing de 9 5/8" con Formation Packer Collar (FPC). Pozo 86D - Nueva Esperanza.**

1. Sacar instalación de producción.
2. Bajar Formation Packer Collar de 7" con casing de 7" N-80 29 lbs/ft hasta 300 m. (984 ft). Instalar en la punta una campana para evitar atascamientos en futuros trabajos de wire line.
3. Una vez que el empaque esté a esa profundidad, soltar bola de plástico de 2 3/8" esperar que llegue al fondo y aplicar +/- 1200 psi de presión de columna hidrostática para abrir la camisa y sentar los cauchos del empaque.
4. Circular de tubos a forros.
5. Bombear 10 bls de agua seguidos de 42 Bls. de la siguiente mezcla de cemento.

Mezcla de cemento:

200 sacos de Cemento Andino II  
173 lbs CaCl<sub>2</sub> (cloruro de calcio) (2%)  
Peso 15.6 lb/gln.  
Agua 5.2 gl/Sx.  
Volumen 1.18 ft<sup>2</sup>/Sx.  
Tiempo de espesamiento = 1hr : 30min

6. Desplazar con 36.5 Bls. de agua.
7. Esperar 12 horas fraguado de cemento.
8. Bajar tubería con broca y perforar tapón.  
(diámetro interior = 6.059")
9. Sacar tubería con broca y poner el pozo en producción.

### 3. Programa de reparación de casing utilizando la herramienta Tie-Back Liner.

#### Procedimiento de instalación

- 1.- Bajar Tie-back Mill y limpiar el tope de lana (Setting Sleeve).
- 2.- Armar Tie-back Assembly (Ver Fig. 1.5.4E):
  - Tie-back Stem
  - Casing corto perforado
  - 1 tubo de casing
  - Float collar
  - Ball catcher
  - 1 tubo de casing
  - Landing collar
  - Sarta de n tubos de casing necesarios
  - Liner hanger
  - Polished bore receptacle
  - Setting sleeve
  - Setting tool (hidráulico)
- 3.- Bajar todo el conjunto con tubería de perforación. (\*)
- 4.- Hacer el "Sting in" (introducir el Tie Back Sleeve en el Setting Sleeve, anteriormente limpiado).
- 5.- Soltar la bola y sentar el Liner Hanger con presión (la bola irá al Ball Catcher)
- 6.- Desenroscar el Setting Tool (se libera listo para sacarlo) dando (10) vueltas a la derecha
- 7.- Se hace la operación de cementación.
- 8.- Se levanta dos barras el setting tool y se reversa y se saca la sarta

(\*) Recomendación:

Hacer los cálculos de longitudes de la sarta, de los tubos de perforar y levantar tubos cortos, de manera que el Dropping Head no quede muy arriba.

**4. Programa de reparación de casing de producción de 5 1/2" con la Herramienta Scab Liner.**

**Procedimiento de Trabajo (Fig. 1.5.6).**

- 1.- Bajar y sentar packer inferior F1 5 1/2" con cable o tubería por debajo de la zona a aislarse (dependiendo del estado del casing antiguo).
- 2.- Armar el packer superior FB-1 con sus aditamentos:
  - . Guía pata de mula.
  - "G" locator con sus sellos
  - R - No Go nipple
  - . n tubos necesarios
  - . Reducción (cross over)
  - . Packer superior FB-1
- 3.- Bajar con tubería y setting tool, penetrar (sentar) toda la parte inferior del "G" locator hasta los hombros.
- 4.- Probar hermeticidad de tubería
- 5.- Fijar uñas del packer FB-1 aplicando presión.
- 6.- Liberar setting tool aplicando torque.

## **5. Programa de reparación de casing con la herramienta Steel Liner Casing Patch.**

### **Operación de sentado**

El procedimiento de sentado es el siguiente:

Ensamblar la herramienta con el patch (parche) entre el Dual Cylinder y el Cone.

Aplicar la resina epóxica.

Ubicar la herramienta y parche en el área dañada a sellar.

Cerrar la válvula y aplicar presión para accionar las uñas del Hold Down.

Incrementar la presión a los cilindros para recoger las varillas con el expansor dentro de la lana (5 pies por cada estroçada).

Esta operación se repite hasta sentar el patch.

Es necesario tener una buena ubicación de las uñas del Hold Down para un buen anclado de la herramienta.

El tiempo teórico de aplicación de la Resina Epóxica es de 8 a 12 horas.

## **6. Procedimiento de operación general de sentado de la Herramienta de Reparación de Casing.**

1.- Poner un tapón temporal debajo de la zona fallada.

2.- Cortar y remover la porción dañada de casing.

3.- Correr washover tool para limpiar el anular de la porción superior del casing en el hueco.

4.- Conectar la herramienta de reparación de casing en el extremo inferior del nuevo casing y bajar el conjunto en el pozo.

- 5.- Pasar la herramienta de reparación de casing alrededor del casing en el pozo hasta que este se detenga (hasta que el extremo superior del casing del pozo entre en contacto con el Casing Stop en la parte inferior de la herramienta).
- 6.- Circular para limpiar el hueco.
- 7.- Bombear un volumen calculado de lechada de cemento el cual fluirá hacia afuera por la parte inferior de la herramienta (entre el casing y labio guía) y hacia arriba por el anular.
- 8.- Rotar la tubería dos vueltas a la derecha y jalar hacia arriba para liberar el sello.
- 9.- Realizar prueba de presión en el parche.
- 10.- Remover el tapón temporal.

## **ANEXO N° 3**



15-16 Feb.81 Prod. Ant.: 243 x 143 x WO x 60psi x 37%BSW  
(Ene. 81)  
Al matar pozo notó comunicación entre F y T,  
deduciendo que hay hueco en el tbg 2 7/8".  
Bajó cortador y cortó a 9744'. Sacó cañería  
2 7/8" encontrando 4 tubos con hueco a las  
profundidades de:  
744', 1426', 1558' y 2232'. Armó molino y  
limpió la punta que se cortó.

POZO 15XCD

10 Oct. 79 WIRE LINE N° 3  
Sentó tapón 'RZR' en No Go Niple a 10459':  
Aislaron Cetico-4  
Bajó shifting tool y abrió sliding sleeve a  
10413' abriendo Cetico-1,2,3.  
Producción después:  
2147 x 921 x 3/4" x 230psi (Oct. 89)  
En producción: Cetico 1,2,3.

12-13 Jun.83 WORKOVER N° 2  
Mató Pozo.  
Desancló packer. Sacó una barra, se agarró.  
Armó y bajó cortador. En trabajos de pesca se  
trató de sacar instalación. Tope de pescado a  
3004m.

03-04 Jul.83 Sacó cañería 3 1/2" con pescado, observando  
lo siguiente:  
Packer rasgado por efectos de la pesca  
Tubo de cola con signos graves de corrosión  
No se encontró tapón R22 en el No Go niple,  
(en consecuencia produjo del Cetico-4)  
Cortador Wellex encima del No Go niple.

## POZO 45XCD

- 16 Feb. 76** Terminó de armar árbol de navidad. Sentó empaques hidráulicos de la siguiente forma:
- |                   |                   |
|-------------------|-------------------|
| SS-1              | 10,595'.          |
| FH-1              | 10,621'.          |
| SS-2              | 10,629'.(cerrada) |
| FH-2              | 10,729'.          |
| SS-3              | 11,131'.(abierta) |
| FH-3              | 11,165'.          |
| No Go Nipple      | 11,202'.(libre)   |
| Hydro Trip (HTPS) | 11,203'.          |
- Pozo quedó cerrado  
RPI: 750 x 1 x 24 Hrs. x 1/4" x ST x 580 psi (Oct. 76)
- 26 Oct. 76** Abrió SS-2 a 10,696' (conectando P-2) y sentó 'RZR' en No Go Nipple a 11,202', aislando C-4,5.  
Pozo surgente : P-2, C-2,3.

- 21-30 Set. 76** Bajó herramienta Wire Line hasta 10,595'.  
Abrió SS-1. Sacó herramienta  
Al desplazar crudo del pozo a Bat. con agua salada de F. a T. notó salida de petróleo con gas.  
Mató pozo. Desancló primer empaque. Trabajó cañería sin lograr desanclar los otros dos packer.  
Preparó y bajó cortador. Cortó a 3,263 m. Al sacar tubería notó hueco en el tubo N° 52 (500 m.)  
Sacó tubería con pescado, encontrando los 2 FH's que se habían sentado, la camisa N° 3 cerrada y 3 agujeros entre el 3er. FH y el No Go Nipple, también 2 'RZR' uno en el No Go Nipple y el otro encima de este, cerrado por lodo y partículas de metal y el pedazo de molino dentro de la tubería.

## POZO 57XC

- 03-07 Mar. 79** Workover N° 1.  
Mató pozo. Sacó empaques. Armó y bajó nuevos empaques.
- |              |                  |
|--------------|------------------|
| SS-1         | 9,745'.(cerrado) |
| FH-1         | 9,779'.          |
| SS-2         | 9,818'.(abierto) |
| FH-2         | 9,852'.          |
| SS-3         | 9,859'.(cerrado) |
| FH-3         | 9,867'.          |
| No Go Nipple | 9,872'.(libre)   |
| Hydro Trip   | 9,874'.          |
- Pozo quedó produciendo a batería

- 11-25 Mar. 79 Wire Line N° 6  
 Status: Abiertos: SS-2 y SS-3 (C-2 y C-3 resp.)  
 Aislado C-4 (tapón 'RZR' en No Go Nipple)
- 12 Feb. 80 Wire Line N° 7  
 Cerró SS-2 a 9818' (aisló C-2)
- 25-27 Ago. 81 Workover N°2.  
 Mató pozo.  
 Sacó empaque FH, encontrando hueco en tubería  
 entre SS-2 y FH-2. Tapón 'RZR' en el No Go. (en  
 consecuencia produciendo C-2 y C-3 desde Marzo 80)

Posteriormente se utilizó un solo empaque permitiendo el flujo simultaneo 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). Como ejemplo se menciona dos casos presentados en los pozos 10XC y 16XCD Corrientes.

### POZO 10XC

- 16 Ene. 84 Desarmó controles. Sentó RTTS, armó árbol de navidad, desplazó agua salada y 200 Bls. de crudo. Armó, lubricó y bajó shifting tool, cerró camisa de circular. Pozo entró en producción por T y F.

Instalación quedó de la siguiente manera:

MR-T	7.42m.
311 tubos de 2 7/8", 6.5 #/ft.	2951.98m.
Sliding sleeve	2950.93m.
Válvula decircular	2961.51m.
RTTS	2962.01m.
RPR: Prod. total: 1576 x 283 x 24hr x ST x SF	
	(Enero 84, solo 17 días)
Tubos C-1,C-2, bean 3/4"	
Forros: P-1,P-2, bean 3/4"	

- 07 Abr. 85 Sacó instalación de producción. Encontró el tbg. N° 41 con 16 agujeros (Fig 2.4). En la parte superior de la sarta se encontraron varios coples con picaduras de corrosión, sin que el resto de la tubería presentara esos mismos signos.

POZO 16XCD

- 17 Set. 85 Bajó 326 tbg. 2 7/8" con instalación de producción, packer FH.  
SS a 9710'  
FH a 10121'  
No Go a 10125'  
PT a 10128'  
Produc. por tubos: Lup.Sur, Cetico-2,4,5  
Pz.Basal, Pona-2,3
- 23 Set. 87 Sacó 299 tbg. 4 presentaban corrosión interna y externa: tbg. N°s 202, 203, 204 y 299. Quedaron como pescado 26 tbg. 2 7/8", camisa de circular y packer FH.
- 26 Set. 87 Pescó 26 tbg., camisa de circular y Packer FH de 5 1/2".

## **ANEXO N° 4**

A N E X O N O 4

**RESULTADOS DE LOS REGISTROS DE CORROSION TOMADOS EN ALGUNOS POZOS DEL YACIMIENTO CORRIENTES**

**Pozo 16XCD - Corrientes**

Casing 5 1/2", N-80, 8RD

0' - 2113'	20 lb/ft
2113' - 7030'	17 lb/ft
7630' - 10665'	20 lb/ft

Fecha de completación : Ene. 1974

Detección de la falla en el casing.

**Registro de Corrosión CET**

Fecha toma de registro : 28.08.85

Intervalo registrado : 632' - 10487'

**Comentarios**

1) Se presento problema de corrosión en la última instalación con pkr FH.

Profundidades críticas aproximadas : 6161', 6191', 6222', 9120'.

2) Determinación profundidad del casing por medio del CET.

Peso csg. 5 1/2"

(lb/ft)

Intervalo (ft).

Completación

CET

20	0' - 2113'	0' - 2752'
17	2113' - 7620'	2752' - 8614'
20	7630' - 10487'	8614' - 10487'

- En el intervalo 2752' - 8614' se detectaron 2 tubos de 20 lb/ft (3055' - 3136').

- Desde 8614' hasta el fondo se nota zonas de mayor diámetro que el valor máximo de tolerancia del csg. de 20 lb/ft.

3) Se detectaron zonas con agujeros en las siguientes profundidades: 4142', 6205', 7581', 7704' y 8134'. Los huecos detectados se aproximan a las profundidades halladas en la última instalación con packer FH. En la Fig. 2.8 se muestran las anomalías en el casing a 7581' y 7704'.

Los agujeros detectados a 4142' y 6205' son los más críticos por encontrarse encima del tope del cemento (6580').

### **Pozo 8XC - Corrientes**

Casing 5 1/2", N-80, 17 lb/ft., EUE-8RD  
0'-10,056'

Fecha de Completación: 03 Nov. 72

Detección de falla en la tubería de revestimiento

#### **a) Multifinger Caliper (MFC)**

(.) 1ra. Corrida

Fecha toma de Registro: 10-11 Nov. 92

Intervalo registrado: 0'-5600'

No mostró fallas en el casing.

(.) 2da. Corrida

Fecha toma de Registro: 16 Nov. 92

Intervalo registrado: 9848'-8270'

Mostró posibles huecos de 9407' a 8950'.

#### **b) Prueba de Empaques**

Fecha toma de Registro: 19 Nov. 92

Intervalo probado: 9490'-9320'

Mostró mínima admisión en posibles huecos.

#### **Casing Inspector Log (CIT)**

Fecha toma de Registro: 01 - Dic. 92

Intervalo registrado: 9850'-1000'

Mostró corrosión severa y varios huecos en diferentes puntos. Zona de casing corroído: 8950' - 9402'

### **Pozo 44XC Corrientes**

Casing 7", N-80, 29 lb/ft, 8RD  
0 - 3057 m.

Fecha de completación : Mar. 1976

Detección de la falla en el casing.

#### **Registro de Corrosión CET**

Fecha toma de registro : 18.11.90

Intervalo registrado : 3 - 2013 m.

## Comentarios

1) El pozo 44XC ha registrado problema de corrosión en el sistema BES antes y después del tratamiento. Además en los últimos trabajos de reacondicionamiento se han efectuado pruebas en el casing que determinan el mal estado del revestimiento.

2) Se detectó posible anomalía a 525 m. (Fig. 2.9).

3) El tubo que presenta anomalías, tiene variaciones en el diámetro y ovalidades.

Este pozo fué cerrado por problemas mecánicos (pescados). Posteriormente se decidió perforar un pozo de reemplazo, al detectarse zonas colapsadas y puntos de rotura graves.

### Pozo 80D - Corrientes

Csg. 9 5/8", N-80, 40 lb/ft, 0 - 2626.2 m.  
Laina 7", N-80, 29 lb/ft, 2489.3 - 3262.9 m.  
Fecha de completación: Set. 81.

Detección de la falla en el casing.

Registro de Corrosión ETT.

(.) 1ra. Corrida. (Registro corrido antes de rimar el pozo).

Fecha toma de Registro: 29 Ago. 92

Intervalo registrado: 1850 - 0 m.

No se detectó hueco: encontró restos de química solidificada y sunchos en el centralizador de la sonda, la cual no permite una buena centralización. Herramienta salió con un muelle de centralizador roto. Lecturas afectadas por mala centralización.

(.) 2da. Corrida. (Registro corrido después de rimar el pozo).

Fecha toma de Registro: 29 Ago. 92

Bajó scraper de 9 5/8" hasta tope de laina.

Tomó registro de 2480 m. a superficie. No detectó anomalías. Centralizador inferior salió con restos de química, la cual no permitió una buena centralización.

b) Registro de Corrosión Multifinger Calliper (MFC) (Registro corrido después de rimar)

Fecha toma de Registro: 29 Ago. 92

Intervalo registrado: 800 - 0 m.

El registro no detectó hueco. Sonda salió con dedos cubiertos con química y dos dedos deteriorados lo cual pudo afectar las lecturas.

c) Prueba de Empaques

Fecha : 15 Set. 92

Con empaque RTTS y tapón RBP, se efectuó prueba de presión en diferentes profundidades, detectando rotura de casing entre 1578 y 1590 m.

**Pozo 81D Corrientes**

Casing 9 5/8", N-80, 40 lb/ft, 8RD, 0 - 2482.05 m.

Laina 7" N-80, 29 lb/ft, 8RD, 2416.8 - 3172 m.

Fecha de completación : Nov. 1981

Detección de Fallas en Tubería de Revestimiento

a) Registro de Corrosión CET.

Fecha toma de registro: 06.01.87

Intervalo registrado : 8 - 3127 m.

Comentarios

1) No se han registrado problemas de corrosión en el sistema BES, debido principalmente a que el tratamiento químico fué efectuado inmediatamente después de instalar el equipo BES.

2) El registro fué corrido en todo el pozo sin que se hayan registrado anomalías por corrosión en el casing.

3) En algunos casing de 9 5/8" se han registrado ovalidades de hasta 0.35" (1412 m., 2300 m.). El casing de 7" no presenta ovalidades.

b) Registro de Corrosión Multifinger Caliper (MFC).

Fecha toma de registro 08 Ene. 92

Intervalo registrado 2341 - 0 m.

Se bajó sonda MFC a 2341 m. Se hizo varios intentos sin lograr pasar. Se decidió registrar a partir de esa profundidad al no lograr bajar al fondo. Al sacar sonda se sacó un suncho y una canaleta.

Se detectó hueco a 800.2 m.

c) Prueba de empaques

Fecha: 16 Feb. 92

realizó prueba de empaques detectando fuga en casing de 9 5/8" en el intervalo de 778 - 807 m.

**Pozo 120D - Corrientes**

Csg. 9 5/8" N-80, 40 lb/ft, EUE-8RD, 0 - 2508.5 m.

Laina 7", N-80, 29 lb/ft, BUT/EUE, 2426.2/3125.7 m.

Fecha de completación: Jul. 86.

**Detección de Fallas en Tubería de Revestimiento**

a) Registro de Corrosión Casing Inspector Log (CIT) - Registro de Temperatura. (Registro corrido después de rimar el pozo).

Fecha toma de registro: 23.Nov. 92.

Intervalo registrado 1475 - 1630 m.

Este registro detectó una anomalía de hueco en la tubería a la profundidad de 1528 m. (5013'). Esta anomalía es confirmado con la sonda de temperatura tomada desde 2463 m. a superficie, el cual registró cambio de la gradiente de temperatura a 1528 m.(ver Graf. 1.3.8)

b) Prueba de Hermeticidad

Fecha: 26 Nov. 92

Con prueba de hermeticidad detectó admisión de 0.75 Bls/min en forros intermedios de 9 5/8" con 250 psi entre 1520 y 1541 m.

**Pozo 20XCD - Corrientes**

Csg. 9 5/8" N-80, 40 lb/ft, LTC, 0 - 3300'.

J-55, 36 lb/ft, STC 3300 - 7823'

Laina 7", N-80, 29 lb/ft, LTC, 7587 - 10623'.

Fecha de completación: Jun. 74.

**Detección de Fallas en Tubería de Revestimiento**

a) Registro de Corrosión Casing Inspector Log (CIT). (Registro corrido después de rimar el pozo).

Fecha toma de registro 5 Feb. 93.

Intervalo registrado 7500' - 700'.

Se registró casing dañado en 4650' - 4770'.

Picaduras en el casing a las siguientes profundidades: 5148', 5162', 5204', 5230', 5288', 5335', 5812', 6870'.CIT

b) Prueba de Hermeticidad

Fecha: 08 Feb. 93

Con prueba de hermeticidad detectó admisión en forros intermedios de 9 5/8" de 1.88 BPM con 750 psi. entre 1643' y 1668'.

**Pozo 50XCD Pavayacu**

Casing 9 5/8", N-80, 40 lb/ft, 8RD, 0 - 2381.1 m.

Laina 7" N-80, 29 lb/ft, 8RD, 2295 - 3060 m.

Fecha de completación : Jul. 1977

## Detección de Fallas en Tubería de Revestimiento

### Registro de Corrosión CET.

Fecha toma de registro 14.09.86  
Intervalo registrado 38 - 3007 m.

### Comentarios

1) Durante los trabajos de reacondicionamiento efectuados en Mayo 1986 se detectó el casing dañado. La instalación BES que salió del pozo antes de estos trabajos mostró problemas de corrosión.

2) Se han registrado problemas de corrosión en tres instalaciones BES que han salido del pozo.

3) Los resultados del registro muestran lo siguiente:

Casing 9 5/8"

- Colapsamiento y posible hueco a 393 m. (Fig. 2.10A).

- Posible corrosión en las siguientes profundidades:

1150, 1195, 1120, 1251, 1276, 1330, 1400, 1431, 1443, 1679, 1849, 2039 y 2125 m.

- Corrosión y colapsamiento de 1450 a 1575 m. y 1925 a 1965 m. (ver Fig. 2.10B). Lo registrado en estos intervalos debió haber sido confirmado con la toma de una sección repetida. Es muy posible que en el alojamiento del 9no. transductor de la sonda hayan entrado partículas extrañas originando que la sonda registre anomalías.

- En el casing 7" no se registran anomalías.

- En Enero de 1994 al realizar trabajos de rimado, se tuvo dificultades en el avance de la herramienta, notando continuos agarres. El pozo fué abandonado con dos tapones de cemento.

### Pozo 74X Nueva Esperanza

Casing 9 5/8", N-80, 40 lb/ft, Butt., 0 - 2365.9 m.  
Laina 7" N-80, 29 lb/ft, Butt/8RD, 2274.7-3124.2 m.  
Fecha de completación : Dic. 1980

## Detección de Fallas en Tubería de Revestimiento

### Registro de Corrosión CET.

Fecha toma de registro 04.07.85  
Intervalo registrado 35 - 2272 m.

## Comentarios

- 1) Se registraron problemas de corrosión - erosión a la altura de los perforados en la última instalación FH. Este problema fué generado por la alta presión del reservorio y la producción de arena.
- 2) No se han registrado anomalías por corrosión en el casing de 9 5/8".
- 3) Se registra obstrucción cerca del tope de lana (Fig. 2.11). Esta obstrucción se debe a los residuos de cemento dejados por trabajos de liner tap.

## **ANEXO N° 5**

## A N E X O N º 5

### SECUENCIA OPERATIVA DE TRABAJOS DE RESANE DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO - POZOS CANDIDATOS.

#### a. PROGRAMA DE TRABAJO POZO 120D - Corrientes

Resane de los forros intermedios de 9 5/8" con cementación forzada.

1. Desfogar el pozo antes de intervenirlo.
2. Preparar lodo en cantinas.
3. Bajar 30 tubos de 3 1/2" adicionales.
4. Circular con lodo hasta controlar el pozo. Sacar tubería.
5. Bajar tubería con casing roller para 9 5/8" y limpiar hasta 1500 mts. Sacar tubería.
6. Bajar tubería con rima de 9 5/8" hasta tope de lana (2.426 m). Sacar tubería.
7. Bajar tubería con rima de 7" hasta tope de lana, rimar hasta el fondo o como mínimo 30 mts., debajo del tope de lana. Sacar tubería
8. Tomar registros de corrosión.
9. Bajar tubería con RBP de 7", sentar RBP a 2450 m. Sacar tubería.
10. Bajar tubería con RTTS de 7", hacer prueba de hermeticidad con presión por forros y tubos, sentando el RTTS a 2000, 1000 y 550, determinando el(los) punto(s) de rotura.
11. Efectuar resane de casing con cemento en zona(s) de rotura detectada(s) en paso 10. Sacar tubería con RTTS.
12. Esperar fraguado de cemento. Bajar tubería con broca y perforar cemento. Limpiar pozo hasta el fondo. Sacar tubería con broca. Efectuar prueba de hermeticidad.
13. Bajar instalación BES y probar.

**b. PROGRAMA DE TRABAJO POZO 115D - Corrientes**

Aislamiento de los intervalos baleados Vivian y Pona-3 mediante cementación forzada. Baleo de la formación Cético-2 (3034.0 m. -3036.0 m.).

1. Desfogar y controlar pozo.
2. Retirar BES desarmando tubo por tubo.
3. Bajar tubería con rima de 9 5/8" hasta tope de lana (2367.3 m), rimando y circulando por etapas. Sacar tubería y rima.
4. Bajar tubería con rima de 7" y rimar hasta el tope del EZ (EZ a 2905 m). Sacar tubería y rima.
5. Tomar registros de corrosión en casing de 9 5/8".
6. Bajar tubería con RTTS de 7" y tubería de cola.
7. Efectuar limpieza con ácido HCl al 10% y realizar cementación forzada para sellar Fm Vivian (Usar cemento Micro Matrix).
8. Esperar fraguado de cemento. Bajar tubería con broca y limpiar cemento hasta tope del EZ (EZ a 2905 m). Sacar tubería con broca.
9. Efectuar prueba de sello. Utilizar un colchón de agua de 1000 m. como mínimo.
10. Cambiar fluido del pozo por fluido de completación de 8.8 lb./gal. (densidad máxima). Perforar cemento y EZ's (ubicados a 2905 y 2939 m).
11. Bajar tubería con rima de 7" y rimar hasta 2943m (tope del EZ ). Sacar tubería y rima.
12. Sentar EZ abierto a 2939.5 m. para efectuar squeeze en Pona-3.
13. Bajar tubería con stinger y hacer prueba de admisión debajo del EZ. Emplear 5 Bbls. de ácido al 10 % (con aditivos). Efectuar Block squeeze con cemento Micro Matrix.
14. Esperar fraguado de cemento. Bajar tubería con broca y perforar cemento y EZ ubicado a 2939.5 m. (tope de tapón colocado en el paso 12). Sacar tubería con broca.
15. Efectuar prueba de sello. Utilizar un colchón de agua dulce de 1000 m. como mínimo.

16. Bajar tubería con broca y perforar EZ a 3013.4 m y limpiar hasta el fondo. Sacar sarta.
17. Bajar tubería con rima de 7" y rimar hasta el fondo. Sacar tubería y rima.
18. Tomar TDT y evaluar.
19. Balear Fm. Cetico-2 (3034.0-3036.0 mts). El intervalo podrá ser modificado de acuerdo a la interpretación del TDT. Rebalea Fm. Pona-2.
20. Bajar instalación BES y probar pozo.

#### **RECOMENDACIONES**

Acondicionar el sistema de circulación del equipo antes de intervenir el pozo.

- De no tener éxito en sellar Fm. Pona-3 con cemento, usar packers perforables (similar a FH's.)

#### **c. PROGRAMA DE TRABAJO POZO 8XC - Corrientes**

resane de los forros de producción de 5 1/2" con el método Scab Liner.

1. Sacar BEC.
2. Bajar broca y circular por etapas hasta 3500'.
3. Bajar tubería con rima de 5 1/2" y rimar por etapas hasta el fondo. Sacar tubería.
4. Tomar registro de corrosión. Si detecta rotura continuar con paso 7, caso contrario continuar con paso 5.
5. Bajar tubería con RBP de 5 1/2". Sentar RBP a 8000'. Sacar tubería.
6. Bajar tubería con RTTS de 5 1/2", hacer prueba de hermeticidad con presión por forros y tubos, sentando el RTTS a 7991', 5000', 3000' y 1050', para determinar el(los) punto(s) de rotura(s).

7. Efectuar resane de casing con cemento en zona(s) de rotura detectada(s) en pasos anteriores. Sacar tubería con RTTS.

De no ser posible resanar con cemento, aislar zona dañada con conjunto scab liner<sup>(\*)</sup>.

8. Esperar fraguado de cemento. Bajar tubería con broca y perforar cemento. Cambiar tipo de fluido por fluido viscoso (lodo). Limpiar pozo hasta el fondo. Sacar tubería con broca.

9. Rebalear Cetico 2 y sentar tapón EZ sellado a 9849'.

10. Bajar instalación BES (intake a 4500') y probar.

(\*) SCAB - LINER

1. Bajar y sentar packer inferior F1 5 1/2" con cable (o tubería) a 9550'.

2. Armar el packer superior FB-1 con sus aditamentos: Guía pata de mula, "G" locator con sellos, 750' de tuberías 2 7/8".

3. Bajar con tubería y penetrar (sentar) toda la parte inferior del "G" locator hasta los hombros.

4. Probar hermeticidad de la tubería.

5. Fijar uñas del packer FB-1 aplicando presión (packer FB-1 a 8800')

6. Liberar setting tool aplicando torque. Continuar con paso 9.

**d. PROGRAMA DE TRABAJO POZO 11XC - Corrientes**

Reemplazo de casing de producción de 5 1/2".

**Con la Unidad 104:**

1. Desfogar y controlar pozo.
2. Tomar impresión de tope del pescado con estampa.
3. Tomar tope en el espacio anular (entre pescado y casing de 5 1/2").
4. Bajar Drill tubing de 2 7/8" con overshot serie 70 y Jar. Circular encima del pescado.
5. Pescar y determinar "Free Point".

Inicialmente se deberá espotear (con la Unidad 104) solvente a la altura del pescado, para tratar de disolver el producto químico anticorrosivo que pudiera estar dificultando la recuperación del pescado. Luego se deberá intervenir el pozo con el Equipo I o II.

**Con el Equipo I o II:**

1. Desfogar y controlar pozo.
2. Pescar casing de 5 1/2" con spear, tensionar y sacar uñas.
3. Bajar tubos de lavar de 7 5/8", limpiar espacio anular (entre casings de 5 1/2" y de 13 3/8") hasta Free point (determinado anteriormente).
4. Bajar cortador externo de casing de 5 1/2", tensionar y cortar csg. debajo del free point. Sacar casing de 5 1/2".
5. Acondicionar tope de pescado (csg. 5 1/2") con molino cóncavo de 8 1/2".

6. Bajar casing patch con casing de 5 1/2", 17 lb./pie. Conectar casing patch, tensionar, colocar uñas y armar cabezal de producción.
7. Bajar tubería 2 7/8" con casing roller hasta el tope del EZ. Circular y sacar sarta.
8. Bajar tubería con rima de 5 1/2" y rimar hasta el EZ (EZ a 9838'). Sacar tubería y rima.
9. Tomar registro de corrosión (opcional) en casing de 5 1/2". Si no se detecta seguir con el paso 12, caso contrario continuar con paso 10.
10. Bajar tubería con RTTS de 5 1/2", hacer prueba de hermeticidad con presión por forros, sentando el RTTS a diferentes profundidades hasta precisar el(los) punto(s) de rotura(s). Resanar casing con cemento.
11. Esperar fraguado de cemento. Bajar tubería con broca y limpiar cemento. Sacar quebrando T x T.
12. Bajar instalación BES y probar pozo.

## **ANEXO N° 6**

## PERFORACION DE UN POZO DE REEMPLAZO.

ABANDONO DEL POZO 44XC - CORRIENTES Y PERFORACION DE UN POZO DE REEMPLAZO.

### ANTECEDENTES.

El Pozo 44XC Corrientes fue perforado en 1974 para producir la formación Chonta.

El pozo estuvo cerrado desde el 24.07.92, por problemas de pesca y roturas en el casing de producción.

Hasta Julio de 1992 el pozo ha acumulado una producción de petróleo de 5.71 MMBls. y tiene aún por producir 1.42 MMBls a razón de 1,100 BOPD (producción luego de la reactivación y del reacondicionamiento programado).

### Resumen de los trabajos que originaron los pescados.

**Primer pescado:** Con fecha 05.07.92, durante la ejecución de los trabajos iniciales del workover programado para este pozo, se produjo la rotura de la sarta utilizada, quedando como "pescado" en el fondo del pozo, una broca de 6", dos junk basket para 7", un bit sub y el pin roto de la reducción, quedando el tope a 535 m.

**Segundo pescado:** Posteriormente, durante las operaciones para recuperar el primer pescado, luego de varios intentos de pesca (utilizando pescantes convencionales), se optó por acondicionar el tope del pescado con un molino cóncavo, originándose el segundo pescado (10.07.92) por rotura de la reducción al bit sub. Quedó como segundo pescado: un molino cóncavo de 6", un bit sub y el pin roto de la reducción. Para tratar de recuperar este segundo pescado se han utilizado las herramientas de pesca convencionales sin resultados positivos.

**Tercer pescado:** El 19.07.92, al bajar overshot con zapato guía y tratar de pescar el segundo pescado, se quedó como tercer pescado el zapato guía de 5 3/4" OD de 2' de longitud, encima del anterior.

#### **OBSERVACIONES SOBRE LOS PESCADOS - GRADO DE DIFICULTAD OPERATIVA.**

El tope del pescado superior, a diferencia del primero, se encuentra modificado por el trabajo del junk mill de 5 7/8" y del taper tap, a 525 m. (ver Gráfico Adjunto).

Los pescados se originaron por roturas de los pines de las reducciones, en forma similar en los dos casos, por ser puntos débiles de los conjuntos bajados en cada oportunidad. Los pines de 2 7/8" IF presentaban roscas inferiores izquierdas con hilo grueso, no determinado.

Se ha observado deterioro del casing de 7" a partir de los 515 m. con zonas colapsadas y algunos puntos de rotura originados durante los trabajos en el pozo con la broca y el molino, manifestándose estas roturas por la presencia de arena y barro durante la circulación. El pescado se encuentra recostado al casing.

## ALTERNATIVAS DE SOLUCION

A continuación se presentan tres alternativas:

1.- Pesca: Continuar con los trabajos de pesca, empleando diferentes herramientas y procedimientos, tales como:

Continuar trabajando el pescado con un taper tap.

Desgastar exteriormente el pescado, para facilitar el ingreso de un overshot.

Desenroscar el pin roto que se encuentra sobre el bit sub, para poder bajar punta libre de 2 7/8".

2.- Corte de Casing: Cortar casing de 7" y levantarlo conjuntamente con los pescados, para un posterior trabajo de reemplazo de casing.

3.- Pozo de Reemplazo: Perforar un pozo dirigido de reemplazo desde la plataforma 137.

## EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS.

### Costos y rentabilidad de las alternativas (VAN)

**Costos:** El costo de la Alternativa Nro. 1 (Continuar con la Pesca) es de US\$ 620,640, similar al de la Alternativa Nro. 2 (Corte del Casing de 7" y trabajo de Reemplazo de Casing) cuyo costo es de US\$ 614,250. Ambas alternativas tienen un costo menor al Estimado para la Alternativa Nro. 3 (Perforar un Pozo de Reemplazo desde la Plataforma 137), cuyo monto asciende a US\$ 1'794,220.

Los cálculos de las alternativas se muestran en la tabla adjunta.

**VAN:** El valor del VAN de las alternativas se indica en el siguiente cuadro:

<u>ALTERN.</u> <u>Nro.</u>	<u>V.A.N.</u> <u>MUS\$</u>	<u>DESCRIPCION DEL TRABAJO</u>
1	5,077.08	Continuar tratando de pescar, empleando diferentes métodos y herramientas.
2	5,077.07	Corte de casing de 7" y trabajo de reemplazo de casing.
3	2,719.00	Perforar un pozo de reemplazo desde la plataforma 137.

## Determinación del Factor de Riesgo.

Si se cuantifica el Factor de Riesgo Operativo (probabilidad de lograr con éxito el objetivo de la ejecución de los trabajos programados), tenemos que para:

### La Alternativa No 1: Continuar con los trabajos de Pesca.

La probabilidad de recuperar los tres "pescados", resanar el casing y reactivar la producción del pozo, es baja debido a las condiciones como se encuentran dentro del pozo y al daño sufrido por el casing. La probabilidad de recuperar cada pescado es:

- Probabilidad de recuperar el 1er. pescado: 60%.
- Probabilidad de recuperar el 2do. pescado: 70%.
- Probabilidad de recuperar el 3er. pescado: 70%.

La probabilidad de recuperar los tres pescados sería una probabilidad conjunta de 29.4% ( $0.60 \times 0.70 \times 0.70$ ), además para calcular la probabilidad de éxito de las operaciones de pesca, es necesario agregar la probabilidad de resanar el casing a la altura de los pescados y debajo de ellos (estimada en 40%).

La probabilidad de reactivar la producción de este pozo sería finalmente:

$$\text{Factor de éxito} \quad 0.294 \times 0.4 \quad = \quad 0.12 \quad ( 12\% )$$

**La Alternativa No 2: Reemplazar el casing de producción de 7".**

Para calcular el factor de éxito de esta alternativa es necesario estimar inicialmente el factor de éxito de los trabajos involucrados, tales como:

Para la operación de corte de casing = 90%

Para la pesca y reemplazo del casing = 50%

Para el resto de trabajos = 40%

Luego la probabilidad (factor de éxito) de reactivar la producción de este pozo mediante esta alternativa sería:

Factor de éxito  $0.90 \times 0.50 \times 0.40 = 0.18$  ( 18% )

**La Alternativa No 3: Perforar un Pozo de Reemplazo.**

El factor de éxito de la alternativa de perforar un pozo de reemplazo es de 93%, es decir que de 100 pozos perforados estadísticamente se pierden por problemas operativos solo 7 (o menos de 7).

**CALCULO DEL VAN ESPERADO (Considerando el Riesgo Operativo).**

El valor actual neto (VAN) de las alternativas, es el VAN anterior, pero afectado por el factor de éxito de la alternativa correspondiente.

<u>ALTERN.</u>	<u>V.A.N</u> <u>MUS\$</u>	<u>FACTOR DE</u> <u>EXITO (%)</u>	<u>VAN ESPERADO</u> <u>_____ MUS\$</u>
1	5,077.08	12 %	609.24
2	5,077.07	18 %	913.87
3	2,719.00	93 %	2,528.67

La Alternativa 3, que considera la perforación de un pozo de reemplazo para producir las reservas remanentes del pozo 44XC - Corrientes, es más atractiva desde el punto de vista técnico, económico y operativo.

**ESTIMACION DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS DE PESCA**  
**POZO 44XC CORRIENTES**

		COSTO TOTAL EN MUS \$	
		1ra. ALTERNATIVA	2da. ALTERNATIVA
1- Materiales para preparar lodo		3,50	3,50
2- Equipo BEC		110,00	110,00
3- Servicios en General		132,98	130,58
4- Costos de transporte		2,48	2,48
	Días	6	6
5- Costo Rehabilitación de plataforma		10,00	10,00
6- Facilidades de Producción	2000	27,41	27,41
Además:			
- Casing Pacht			10,00
- Casing de 7" (2,000**15 \$/pie)	15		30,00
7- Compra de Equipo de G. Eléctrica		41,88	41,88
8- Equipo de Servicio de Pozos	Días	64	53
Días en Operación			
Días de desarmado y armado de Eq.	Días	7	7
	EQUIPO	11	11
Total días de Equipo (Desarmado, transporte y armado del Equipo)	Días	77	66
	MUS \$	292,40	248,40
Tangibles	MUS\$	179,29	219,29
Intangibles	MUS\$	441,36	394,96
Total	MUS\$	620,64	614,25

# POZO 44XC CORRIENTES

**ELEVACION :**

KB : 167.37 Mts.

GL : 161.60 Mts.

**CONJUNTO BEC :**

**BOMBA      PROTECTOR      MOTOR**

MOD.			
ETAP.			HF
			V
			A
SERIE			
SERIAL			

FECHA DE INSTALACION :

**CASING**

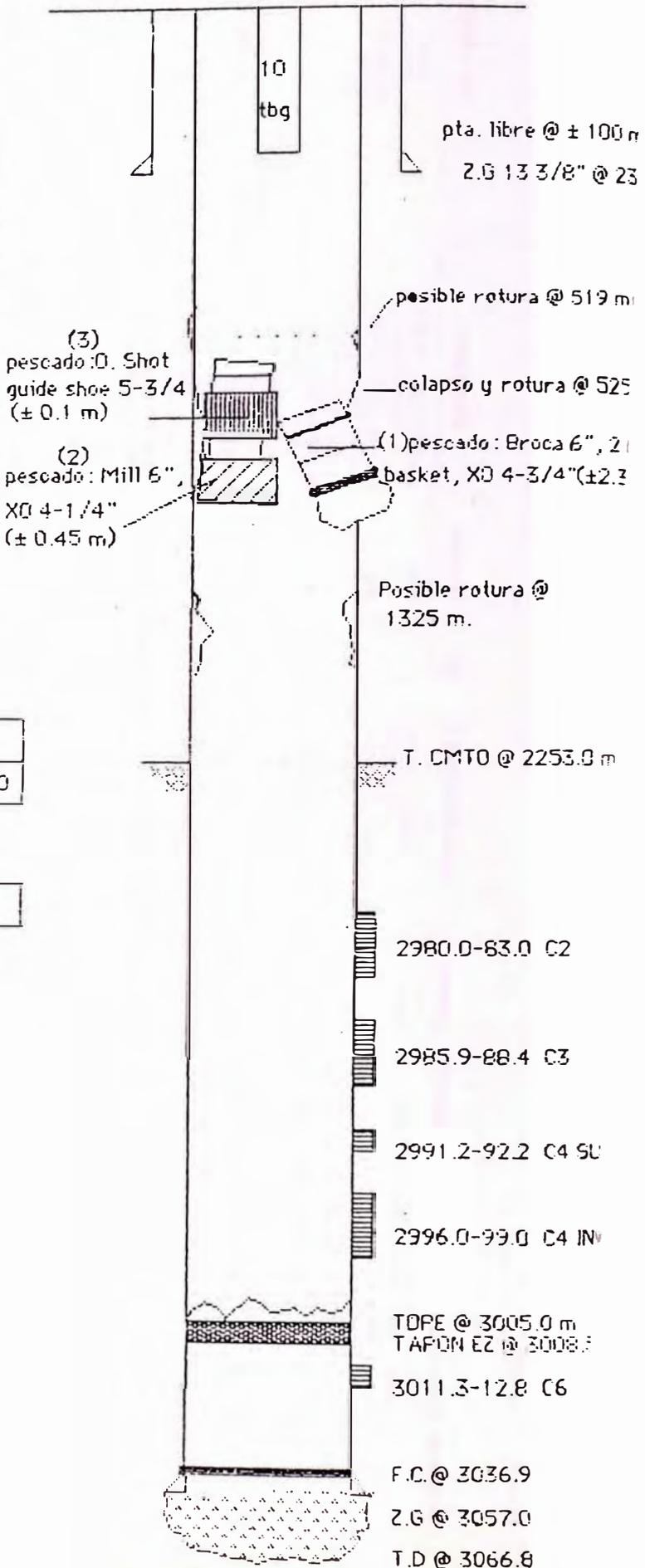
O.D.	GRADO	PESO */FT.	ROSCA	PROF.
13 3/8"	H-40	48.0	EUEBRD	0-231.3
7"	N-80	29.0	EUEBRD	0-3057.0

**TUBING**

3 1/2"	N-80	9.3	EUEBRD	0-
--------	------	-----	--------	----

FECHA DE COMPLETACION : MARZO 76

FECHA ULTIMO REACCION : JUL. 92



EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE PERFORACION

DPTO. PLANEAMIENTO Y EVALUACION DE GESTION  
AREA EXPLORACION PRODUCCION

FECHA : 22-Jun-98

DATOS DEL POZO					PARAMETROS		PETROLEO	GAS	INVERSIONES (MUS\$)			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL	RESULTADOS DEL PROYECTO		
PROPIEDAD	SELVA				PRECIO (\$/BL);(\$/MPC)		12.74		PERF. Y COMPLET.		274.0		1,276.8	1,550.8	V.A.N. al 20% (MUS\$)		2,719
POZO	44-AD				GTOS.OPERATIVO				POZO SECO						V.A.N. al 15% (MUS\$)		3,291
RESERVORIO	CORRIENTES				VARIABLE (\$/BL);(\$/MPC)		4.50		FACILD. DE PRODUCCION		5.3			5.3	T.I.R. (%)		MAS DE 100
PROFUND. (PIES)	10,381				FUJO (M\$/POZO-AÑO)				BOMBEO ARTIFICIAL		174.8			174.8	PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)		1.16
DURACION (DIAS)	33				TASA IMPOSITIVA (%)		30		REACONDICIONAMIENTOS						INDICE DE VALOR ACTUAL		1.56
R.P.I. (BPD)					TASA DE DESCUENTO (%)		20		PRIMER W.O.				63.3	63.3			
EQUIPO	131				POZO SECO (%)				SEGUNDO W.O.								
VOL.CRUDO.FRAC.			(M.Gls)		LUCRO CESANTE (%)				TERCER W.O.								
RESERVA	PETROLEO (MBIs)		GAS (MMPC)		PORC.UTILGAS (%)												
	PRIM	SECUND	PRIM	SECUND	ESCUJO TRIBUTARIO (AÑOS)		4		INVERSION NUEVA		454.1		1,340.1	1,794.2			
OBJETIVO					PRECIO VARIABLE			(1:SI ; 0:NO)	EJECUTADO						SENSIBILIDAD		
					PRODUCCION		DECUNACION		INVERSION TOTAL		454.1		1,340.1	1,794.2			
MINIMAS					DEFASE PRIMARIO		MESES		AÑO INSTALACION BOMBA		1.00				RESERVAS MIN. PETROLEO (MBIs)		471
PROBABL	1,150	270			DEFASE SECUNDARIO		MESES		AÑO PRIMERO W.O.				10		RESERVAS MIN. GAS (MMPC)		
MAXIMAS					RELACION GAS/PETROLEO		(1:SI ; 0:NO)		AÑO SEGUNDO W.O.						INV.MAX.PERF.Y COMPLT. (MUS\$)		5,394
PROBAB. (%)									AÑO TERCER W.O.						PRECIO MIN. PETROLEO (US\$/BL)		7.2
MINIMAS															PRECIO MIN. GAS (US\$/MPC)		
PROBABL	100	100	100	100											GTO.OPER.FUJO MAX (MUS\$/POZO)		
MAXIMAS															GTO.OPER.VAR.PROD.PET.MAX (US\$/BL)		
															GTO.OPER.VAR.PROD.GAS MAX (US\$/MPC)		
															TASA IMPOSITIVA MAXIMA (%)		
PRODUCCION																	
No. POZOS	AÑO	PETROLEO (MBIs)		GAS (MMPC)		VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION		INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS		INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS		INVERSION NUEVA	FLLJO DE EFECTIVO	FLLJO DE ACUMULAD	FLLJO DE EFECTIVO ACTUALIZ
		O.PRIM	O.SEC	O.PRIM	O.SEC			INTANGIBLE	TANGIBLE	IMPUESTOS	IMPUESTOS	IMPUESTOS	IMPUESTOS				
	0																
1	1	93.84	0.00			1,195.5	422.3		1,276.8	30.0	(533.6)	0.0	(533.6)	1,730.9	(957.7)	(957.7)	(957.7)
1	2	268.28	0.00			3,417.9	1,207.3		0.0	85.8	2,124.8	477.4	1,647.4	0.0	1,733.3	775.6	1,444.4
1	3	173.38	0.00			2,208.9	790.2		0.0	55.4	1,373.2	412.0	961.3	0.0	1,016.7	1,792.3	708.0
1	4	124.52	0.00			1,586.4	560.3		0.0	39.8	986.2	285.9	690.4	0.0	730.2	2,522.4	422.6
1	5	94.85	0.00			1,208.4	426.8		0.0	30.3	751.3	225.4	525.9	0.0	556.2	3,078.6	268.2
1	6	78.43	0.00			999.2	352.9		0.0	25.1	621.2	186.3	434.8	0.0	459.9	3,538.6	184.8
1	7	63.83	0.00			813.2	287.2		0.0	20.4	505.6	151.7	353.9	0.0	374.3	3,912.8	125.3
1	8	52.87	0.00			673.6	237.9		0.0	16.9	418.7	125.6	293.1	0.0	310.0	4,222.9	86.5
1	9	45.58	0.00			560.7	205.1		0.0	14.6	361.0	108.3	252.7	0.0	267.3	4,490.2	62.2
1	10	38.27	113.06			1,927.9	681.0		63.3	48.4	1,135.2	340.6	794.7	63.3	843.1	5,333.2	163.4
1	11	32.07	72.91			1,337.4	472.4		0.0	33.6	831.4	249.4	582.0	0.0	615.6	5,948.8	99.4
1	12	30.61	35.68			844.5	298.3		0.0	21.2	525.0	157.5	367.5	0.0	388.7	6,337.6	52.3
1	13	27.24	25.08			666.7	235.5		0.0	18.7	414.5	124.3	290.1	0.0	306.9	6,644.4	34.4
1	14	25.23	23.26			630.5	222.7		0.0	15.8	392.0	117.6	274.4	0.0	290.2	6,934.6	27.1
	15	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	16	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	17	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	18	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	19	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	20	0.00	0.00			0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,934.6	0.0
	TOTAL	1,150.0	270.00	0.00	0.00	18,080.8	6,380.0		1,340.1	454.1	9,906.6	2,972.0	6,934.6	1,794.2	6,934.6	6,934.6	2,719.1

# **ANEXO N° 7**

**ESTIMADO DE PRODUCCION ANUAL DE  
PETROLEO DE POZOS SELECCIONADOS  
YACIMIENTO CORRIENTES  
(EN MBls.)**

AÑO	POZOS					TOTAL
	120D	115D	8XC	11XC	44AD	
0	50.75	26.16	24.79	51.37	93.85	246.92
1	90.20	48.09	45.85	94.49	268.40	547.03
2	69.54	41.39	40.28	81.13	173.40	405.74
3	53.58	37.13	36.57	69.85	124.60	321.73
4	43.21	33.48	32.60	59.57	94.85	263.71
5	36.65	30.43	28.87	51.36	78.45	225.76
6	31.95	27.89	26.04	44.16	63.93	193.97
7	29.12	25.43		37.95	52.87	145.37
8				32.45	45.60	78.05
9				27.67	152.07	179.74
10					105.06	105.06
11					65.09	65.09
12					52.34	52.34
13					49.49	49.49
<b>TOTAL</b>	<b>405.00</b>	<b>270.00</b>	<b>235.00</b>	<b>550.00</b>	<b>1,420.00</b>	<b>2,880.00</b>



## COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO : 120D - Corrientes

ALTERNATIVA : RESANE DE CASING 9 5/8" CON CEMENTACION FORZADA  
(CEMENTO CONVENSIONAL)

### DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS

1. Materiales para lodo (1000 bls.)	MUS\$	3.50
2. Equipo BEC	MUS\$	50.00
3. Servicios en general	MUS\$	88.79
4. Costos por transporte	MUS\$	1.00
5. Costo Rehabilitación plataforma	MUS\$	20.00
6. Facilidades de producción	MUS\$	10.00
7. Compra de grupos eléctricos	MUS\$	20.00
8. Equipo de servicio de pozos N°	II	
Tiempo : - En operación	días	24.00
- En desarmado y armado	días	1.40
- En transporte	días	0.80
Tiempo total de Eq. Serv. Pozo		26.20
Costo por uso del Equipo	MUS\$	102.16
Costo de : INVERSIONES TANGIBLES	MUS\$	80.00
INVERSIONES INTANGIBLES	MUS\$	267.85
INVERSION TOTAL (En Miles de US\$)		347.85

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO- DIVISION PRODUCCION

EVALUACION ECONOMICA DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO: 120D

YACIMIENTO:	CORRIENTES	TAS.-ACT (i%)	VAN(i) (M\$)	FORMACION A ABRIR:
JHA:	17-Jun-96	0	2250	HORA: 09:00 PM
		10	1730	
ITOS:		15	1547	
STOS FIJOS	105.00 (M\$/POZO-AÑO)	20	1398	-RPR ESTIMADO: 150
STOS OP. PRODUCC.=	2.00 (\$/B)	25	1275	
Φ.(UNID/PRODUCC)=	0.20 (\$/B)	30	1171	-PROD. (BPD)
Φ. LINEAL=	267.85 (M\$/AÑO)	40	1009	EN EL PAYOUT: 278
		50	887	
PUESTOS =	0.30 (U.B.)	60	794	-EN EL 1er AÑO: 263
PRECIO DEL CRUDO =	12.74 (\$/B)	70	719	
		80	658	
TA DE ACT.=	0.20	90	608	
		100	566	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AÑO	PRODUCC. (MB)	% REC.	INVERSION INTANG (M \$)	TANG. (M \$)	ING.BRUT (OIL) (M\$)	COSTOS OPERAT (M\$)	DEPRECIACION INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)	UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMPTOS (M\$)	F.CAJA NETO (M\$)	F.C.N. ACUMUL. (M\$)	FCN ACTUALIZ (M\$)	FCNA ACUMUL. (M\$)
	50.747	12.53	267.9	80.0	647	153.99	267.9	10.0	214.64	64.39	80.27	80.27	80.27	80.27
1	90.194	22.27			1149	285.39		17.8	845.86	253.76	609.92	690.19	508.27	588.54
2	69.539	17.17			886	244.08		13.7	628.11	188.43	453.41	1143.61	314.87	903.41
3	53.582	13.23			683	212.16		10.6	459.88	137.96	332.50	1476.11	192.42	1095.83
4	43.213	10.67			551	191.43		8.5	350.58	105.17	253.94	1730.05	122.46	1218.29
5	36.653	9.05			467	178.31		7.2	281.41	84.42	204.23	1934.27	82.07	1300.37
6	31.955	7.89			407	168.91		6.3	231.88	69.56	168.63	2102.90	56.47	1356.84
7	29.120	7.19			371	163.24		5.8	201.99	60.60	147.15	2250.05	41.07	1397.90
8														
9														
10														
11														
TOTAL	405.000	100.00	267.85	80.00	5159.70	1597.50	267.85	80.00	3214.35	964.31	2250.05		1397.90	

RESULTADOS:

AN (i%)= 20.0 )=(M\$): 1397.90

IR (%) : (i>100% )

PAY-OUT : (MESES) 4.87

INV/RES : 0.86 (\$/BL) IVA : 4.02

BENEF-COSTO ((VAN+INV)/INV): 5.02

HECHO POR:

REV.POR:

POZO 115D - CORRIENTES

=====

RESANE DE CASING (Cemento MOC-ONE)

\*\*\*\*\*

1	- Registro de Corrosión	Cargo básico		3,000	
		Cargo por profundidad	1.21 x 7767'	9,400	
		Cargo por registro	1.21 x 7767'	<u>9,400</u>	
				21,800	21,800
2	- Prueba de Empaques				10,000
3	- Tapón de cemento en zona detectada	Costo de material + Costo de servicios			
		1036 + 4851			5,887
4	- Resane Cementación forzada : 2 veces	Costo de material + Costo de servicios			
		( 1270 + 5517 ) x 2			13,574
5	- Prueba de circulac./inyect. : 2 veces	Costo por trabajo : 2,500 US\$/serv. x 2			5,000
6	- Aislar intervalos baleados (Vivian y Pona-3)				
	. Limpieza con HCL al 10% - 2 veces:	3000 x 2		6,000	
	. Tapón de cemento - 2 veces :	8532 x 2		13,064	
	. Cementación forzada MOC-ONE - 2 veces:	7582 x 2		15,164	
	. Prueba seca - 2 veces :	8500 x 2		<u>17,000</u>	
				51,228	51,228
7	- Sentado EZ a 9644'				11300
8	- Baleo : 9954.0' - 9960.6' (Cetico-2)				9700
9	- Prueba DST				13250
10	- Registro TDT-K				28400
11	- Registro PLT + Y Tool				35000
12	- Fluido de completación				10000
					=====
			SUBTOTAL		215,139
			TOTAL POR POZO(*)		258,167

(\*) Incluye contingencia y otros gastos: 20% del subtotal

POZO 115D - CORRIENTES

=====

RESANE DE CASING (Cemento convencional)

\*\*\*\*\*

1	- Registro de Corrosión	Cargo básico		3,000	
		Cargo por profundidad	1.21 x 7767'	9,400	
		Cargo por registro	1.21 x 7767'	<u>9,400</u>	
				21,800	21,800
2	- Prueba de Empaques				10,000
3	- Tapón de cemento en zona detectada				
		Costo de material + Costo de servicios			
		1036 + 4851			5,887
4	- Resane Cementación forzada : 2 veces				
		Costo de material + Costo de servicios			
		( 1270 + 5517 ) x 2			13,574
5	- Prueba de circulac./inyect. : 2 veces				
		Costo por trabajo : 2,500 US\$/serv. x 2			5,000
6	- Aislar intervalos baleados (Vivian y Pona-3)				
	. Limpieza con HCL al 10% - 2 veces:		3000 x 2	6,000	
	. Tapón de cemento - 2 veces				
		Costo de material + Costo de servicios			
		( 1036 + 5496 ) x 2		13,064	
	. Cementación forzada cemento convencional - 2 veces:				
		Costo de material + Costo de servicios			
		( 1036 + 6312 ) x 2		14,649	
	. Prueba seca - 2 veces :		8500 x 2	<u>17,000</u>	
				50,713	50,713
7	- Sentado EZ a 9644'				11,300
8	- Baleo : 9954.0' - 9960.6' (Cetico-2)				9,700
9	- Prueba DST				13,250
10	- Registro TDT-K				28,400
11	- Registro PLT + Y Tool				35,000
12	- Fluido de completación				10,000
					=====
		SUBTOTAL	:		214,624
		TOTAL POR POZO(*)	:		257,549

(\*) Incluye contingencia y otros gastos: 20% del subtotal

## COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO : 115D - Corrientes

ALTERNATIVA : AISLAM. DE INTERVALOS BALEADOS CON CEMENTACION FORZADA  
(CEMENTO CONVENSIONAL). BALEO Fm. Cético-2

### DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS

1. Materiales para lodo (1000 bls.)	MUS\$	0.00
2. Equipo BEC	MUS\$	50.00
3. Servicios en general	MUS\$	257.55
4. Costos por transporte	MUS\$	1.00
5. Costo Rehabilitación plataforma	MUS\$	20.00
6. Facilidades de producción	MUS\$	10.00
7. Compra de grupos eléctricos	MUS\$	20.00
8. Equipo de servicio de pozos N°	II	
Tiempo : - En operación	días	37.00
- En desarmado y armado	días	1.40
- En transporte	días	0.80
Tiempo total de Eq. Serv. Pozo		39.20
Costo por uso del Equipo	MUS\$	154.16
Costo de : INVERSIONES TANGIBLES	MUS\$	80.00
INVERSIONES INTANGIBLES	MUS\$	511.11
INVERSION TOTAL (En Miles de US\$)		591.11

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO- DIVISION PRODUCCION

EVALUACION ECONOMICA DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO: 115D

YACIMIENTO:	CORRIENTES	TAS.-ACT (i%)	VAN(i) (M\$)	FORMACION A ABRIR:	Cetico-2
FECHA:	17-Jun-96	0	1065	HORA:	09:04 PM
		10	700		
		15	574		
COSTOS FIJOS	105.00 (M\$/POZO-AÑO)	20	473	-RPR ESTIMADO:	300
COSTOS OP. PRODUCC.=	2.00 (\$/B)	25	390		
EP.(UNID/PRODUCC)=	0.30 (\$/B)	30	321	-PROD. (BPD)	
EP. LINEAL=	511.11 (M\$/AÑO)	40	214	EN EL PAYOUT:	143
		50	135		
IMPUESTOS =	0.30 (U.B.)	60	75	-EN EL 1er AÑO:	138
PRECIO DEL CRUDO =	12.74 (\$/B)	70	28		
		80	-10		
TASA DE ACT.=	0.20	90	-41		
		100	-67		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AÑO	PRODUCC.	% REC.	INVERSION	TANG.	ING.BRUT	COSTOS	DEPRECIACION	UTILIDAD	IMPTOS	F.CAJA	F.C.N.	FCN	FCNA	
	(MB)		(M \$)	(M \$)	(OIL)	OPERAT	INTANG.	TANG.	BRUTA	(M\$)	NETO	ACUMUL.	ACTUALIZ	ACUMUL.
					(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
	26.163	9.69	511.1	80.0	333	104.83	511.1	7.8	-290.37		-362.62	-362.62	-362.62	-362.62
1	48.087	17.81			613	201.17		14.2	397.21	32.05	379.40	16.78	316.17	-46.45
2	41.391	15.33			527	187.78		12.3	327.28	98.18	241.36	258.14	167.61	121.16
3	37.125	13.75			473	179.25		11.0	282.72	84.82	208.91	467.05	120.89	242.05
4	33.480	12.40			427	171.96		9.9	244.66	73.40	181.18	648.23	87.37	329.43
5	30.429	11.27			388	165.86		9.0	212.79	63.84	157.97	806.20	63.48	392.91
6	27.891	10.33			355	160.78		8.3	186.29	55.89	138.66	944.86	46.44	439.35
7	25.434	9.42			324	155.87		7.5	160.63	48.19	119.97	1064.83	33.48	472.83
8														
9														
10														
11														
TOTAL	270.000	100.00	511.11	80.00	3439.80	1327.50	511.11	80.00	1521.19	456.36	1064.83		472.83	

RESULTADOS:

VAN (i(%)= 20.0)=(M\$): 472.83

TIR (%) : (i=>100%)

PAY-OUT : (AÑOS) 1.78

INV/RES : 2.19 (\$/BL) IVA : 0.80

BENEF-COSTO ((VAN+INV)/INV): 1.80

HECHO POR:

REV.POR:

**POZO 8XC - CORRIENTES**

=====

**SCAB LINER (BACKER)**

\*\*\*\*\*

1	- Registro de Corrosión	Cargo básico		3,000	
		Cargo por profundidad	1.21 x 9850'	11,918	
		Cargo por registro	1.21 x 9850'	<u>11,918</u>	
				26,836	26,836
2	- Sentado RBP a 8000'				7,500
3	- Prueba de Empaques				10,000
4	- Aislamiento de intervalo con Scab Liner(Empaques Baker)				
	· Packer F1 (inferior) y FB-1 (superior)			8,500	
	· Accesorios			2,000	
		Guía pata de mula			
		"G" Locator			
		Sellos			
		Reductor Cross over 5 1/2" - 3 1/2"			
		R-Nogo nipple			
	· 750 ft tubería 2 7/8", N-80, 6.5#, 8RD			3,750	
	· Servicio de sentado de los 2 packer			<u>5,000</u>	
				19,250	19,250
5	- Sentado de tapón EZ (Aislar Cetico-3)				11,300
6	- Baleo (Rebaleo Cetico-2)				9,700
					=====
					<b>84,586</b>
					<b>TOTAL POR POZO(*)</b>
					<b>101,503</b>

(\*) Incluye contingencia y otros gastos: 20% del subtotal.

**POZO 8XC - CORRIENTES**

=====

**SCAB LINER (FH's)**

\*\*\*\*\*

1	- Registro de Corrosión	Cargo básico		3,000	
		Cargo por profundidad	1.21 x 9850'	11,918	
		Cargo por registro	1.21 x 9850'	<u>11,918</u>	
				26,836	26,836
2	- Sentado RBP a 8000'				7,500
3	- Prueba de Empaques				10,000
4	- Aislamiento de intervalo con Scab Liner (Empaques FH's)				
		2 empaques FH		5,500	
		Accesorios		2,000	
		750 ft tubería 2 7/8", N-80, 6.5#, 8RD		3,750	
		Servicio de sentado		<u>4,000</u>	
				15,250	15,250
5	- Sentado de tapón EZ (Aislar Cetico-3)				11,300
6	- Baleo (Rebaleo Cetico-2)				9,700

SUBTOTAL : 80,586

TOTAL POR POZO(\*) : 96,703

(\*) Incluye contingencia y otros gastos: 20% del subtotal.

## COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO : 8XC - Corrientes

ALTERNATIVA : AISLAR ZONA DAÑADA DE CASING DE PRODUCCION DE 5 1/2"  
(SCAB LINER CON EMPAQUES BAKER)  
AISLAR CETICO-3 CON TAPON EZ SELLADO. REBALEAR CETICO-2

### DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS

1. Materiales para lodo (1000 bls.)	MUS\$	3.50
2. Equipo BEC	MUS\$	50.00
3. Servicios en general	MUS\$	101.50
4. Costos por transporte	MUS\$	1.00
5. Costo Reabllltación plataforma	MUS\$	20.00
6. Facilidades de producción	MUS\$	10.00
7. Compra de grupos eléctricos	MUS\$	20.00
8. Equipo de servicio de pozos N°	l	
Tiempo : - En operación	días	27.00
- En desarmado y armado	días	1.40
- En transporte	días	0.80
Tiempo total de Eq. Serv. Pozo		29.20
Costo por uso del Equipo	MUS\$	114.16
Costo de : INVERSIONES TANGIBLES	MUS\$	80.00
INVERSIONES INTANGIBLES	MUS\$	298.56
INVERSION TOTAL (En Miles de US\$)		378.56

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO- DIVISION PRODUCCION

EVALUACION ECONOMICA DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO: 8XC

YACIMIENTO: CORRIENTES

TAS.-ACT (i%) VAN(i) (M\$)

FORMACION A ABRIR: Cético-2

FECHA: 17-Jun-96

0	1024
10	739
15	638
20	554
25	485
30	427
40	335
50	287
60	214
70	173
80	139
90	112
100	89

HORA: 09:17 PM

DATOS:  
 COSTOS FIJOS 105.00 (M\$/POZO-AÑO)  
 COSTOS OP. PRODUCC.= 2.00 (\$/B)  
 DEP.(UNID/PRODUCC)= 0.34 (\$/B)  
 DEP. LINEAL= 298.56 (M\$/AÑO)  
 IMPUESTOS = 0.30 (U.B.)  
 PRECIO DEL CRUDO = 12.74 (\$/B)  
 TASA DE ACT.= 0.20

-RPR ESTIMADO: 150  
 -PROD. (BPD)  
 EN EL PAYOUT: 136  
 -EN EL 1er AÑO: 131

1 AÑO	2 PRODUCC. (MB)	3 % REC.	4 INVERSION INTANG (M \$)	5 INVERSION TANG. (M \$)	6 ING. BRUT (OIL) (M\$)	7 COSTOS OPERAT (M\$)	8 DEPRECIACION INTANG. (M\$)	9 DEPRECIACION TANG. (M\$)	10 UTILIDAD BRUTA (M\$)	11 IMPTOS (M\$)	12 F.CAJA NETO (M\$)	13 F.C.N. ACUMUL. (M\$)	14 FCN ACTUALIZ (M\$)	15 FCNA ACUMUL. (M\$)
	24.793	10.55	298.6	80.0	316	102.09	298.6	8.4	-93.23		-164.79	-164.79	-164.79	-164.79
1	45.849	19.51			584	196.70		15.6	371.80	83.57	303.84	139.05	253.20	88.41
2	40.279	17.14			513	185.56		13.7	313.88	94.17	233.43	372.48	162.10	250.52
3	36.566	15.56			466	178.13		12.4	275.27	82.58	205.14	577.62	118.71	369.23
4	32.595	13.87			415	170.19		11.1	233.97	70.19	174.87	752.49	84.33	453.56
5	28.882	12.29			368	162.76		9.8	195.36	58.61	146.58	899.08	58.91	512.47
6	26.038	11.08			332	157.08		8.9	165.78	49.74	124.91	1023.99	41.83	554.30
7														
8														
9														
10														
11														
TOTAL	235.000	100.00	298.56	80.00	2993.90	1152.50	298.56	80.00	1462.84	438.85	1023.99		554.30	

RESULTADOS:

-----  
 VAN (i%)= 20.0 )=(M\$): 554.30  
 -----  
 TIR (%) : (i=>100% )  
 -----  
 PAY-OUT : (AÑOS) 1.15  
 -----  
 INV/RES : 1.61 (\$/BL) IVA : 1.46  
 -----  
 BENEF-COSTO ((VAN+INV)/INV): 2.46  
 -----

HECHO POR:

REV.POR:

POZO 11XC - CORRIENTES

-----

REEMPLAZO DE CASING

\*\*\*\*\*

1	-	Determinación del free point			12,000
2	.-	Cortador externo de casing de 5 1/2"			11,000
3	.-	Casing patch 5 1/2" y accesorios			10,000
4	.-	Casing 5 1/2", N-80, 17#	: 650' x 9 \$/ft		5,850
5	-	Servicio de Herramienta de Reemplazo de Casing			10,000
6		Registro de Corrosión Cargo básico		3,000	
		Cargo por profundidad	1.21 x 9800'	11,858	
		Cargo por registro	1.21 x 9150'	<u>11,072</u>	
				25,930	25,930
7	.-	Prueba de Empaques			10,000
8	.-	Tapón de cemento en zona detectada			
		Costo de material + Costo de servicios			
		1036 + 5496			6,532
9	.-	Resane Cementación forzada : 2 veces			
		Costo de material + Costo de servicios			
		( 1270 + 6312 ) x 2			15,164
10	-	Prueba de Empaques			10,000
					=====
			SUBTOTAL		116,476
			TOTAL POR POZO(*)		139,771

(\*) Incluye contingencia y otros gastos: 20% del subtotal.

## COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO : 11XC - Corrientes

ALTERNATIVA : REEMPLAZO DE CASING DE PRODUCCION DE 5 1/2"

### DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS

1. Materiales para lodo (1000 bls.)	MUS\$	0.00
2. Equipo BEC	MUS\$	50.00
3. Servicios en general	MUS\$	139.77
4. Costos por transporte	MUS\$	1.00
5. Costo Rehabilitación plataforma	MUS\$	20.00
6. Facilidades de producción	MUS\$	10.00
7. Compra de grupos eléctricos	MUS\$	20.00
8. Equipo de servicio de pozos N°	II	
Tiempo : - En operación	días	27.00
- En desarmado y armado	días	1.40
- En transporte	días	0.80
Tiempo total de Eq. Serv. Pozo		29.20
Costo por uso del Equipo	MUS\$	114.16
Costo de : INVERSIONES TANGIBLES	MUS\$	80.00
INVERSIONES INTANGIBLES	MUS\$	333.33
INVERSION TOTAL (En Miles de US\$)		413.33

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO- DIVISION PRODUCCION

EVALUACION ECONOMICA DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO: 11XC

YACIMIENTO:	CORRIENTES	TAS.-ACT (i%)	VAN(i) (M\$)	FORMACION A ABRIR:
FECHA:	17-Jun-96	0	3147	HORA: 09:26 PM
DATOS:		10	2256	
COSTOS FIJOS	105.00 (M\$/POZO-AÑO)	15	1963	-RPR ESTIMADO: 250
COSTOS OP. PRODUCC.=	2.00 (\$/B)	20	1732	
DEP.(UNID/PRODUCC)=	0.15 (\$/B)	25	1547	-PROD. (BPD)
DEP. LINEAL=	333.33 (M\$/AÑO)	30	1397	EN EL PAYOUT: 282
		40	1167	
		50	1002	
IMPUESTOS =	0.30 (U.B.)	60	878	-EN EL 1er AÑO: 270
PRECIO DEL CRUDO =	12.74 (\$/B)	70	782	
		80	705	
TASA DE ACT.=	0.20	90	643	
		100	591	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AÑO	PRODUCC.	% REC.	INVERSION	ING.BRUT	COSTOS	DEPRECIACION	UTILIDAD	IMPTOS	F.CAJA	F.C.N.	FCN	FCNA	FCNA	FCNA
	(MB)		INTANG	TANG.	(OIL)	OPERAT	INTANG.	TANG.	BRUTA	NETO	ACUMUL.	ACTUALIZ	ACUMUL.	ACUMUL.
			(M \$)	(M \$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
	51.370	9.34	333.3	80.0	654	155.24	333.3	7.5	158.41	47.52	38.36	38.36	38.36	38.36
1	94.490	17.18			1204	293.98		13.7	896.08	268.82	641.00	679.36	534.17	572.53
2	81.125	14.75			1034	267.25		11.8	754.48	226.34	539.94	1219.30	374.96	947.48
3	69.850	12.70			890	244.70		10.2	635.03	190.51	454.68	1673.98	263.13	1210.61
4	59.565	10.83			759	224.13		8.7	526.06	157.82	376.91	2050.89	181.77	1392.37
5	51.370	9.34			654	207.74		7.5	439.24	131.77	314.94	2365.83	126.57	1518.94
6	44.165	8.03			563	193.33		6.4	362.91	108.87	260.46	2626.29	87.23	1606.17
7	37.950	6.90			483	180.90		5.5	297.06	89.12	213.46	2839.75	59.57	1665.74
8	32.450	5.90			413	169.90		4.7	238.79	71.64	171.88	3011.63	39.97	1705.72
9	27.665	5.03			352	160.33		4.0	188.10	56.43	135.69	3147.32	26.30	1732.01
10														
11														
TOTAL	550.000	100.00	333.33	80.00	7007.00	2097.50	333.33	80.00	4496.17	1348.85	3147.32		1732.01	

RESULTADOS:

VAN (i%)= 20.0 )=(M\$): 1732.01

TIR (%) : (i=>100% )

PAY-OUT : (MESES) 5.49

INV/RES : 0.75 (\$/BL) IVA : 4.19

BENEF-COSTO ((VAN+INV)/INV): 5.19

HECHO POR:

REV. POR: