

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“MEJORAS EN LA RECUPERACION, SELECCION  
Y CONTROL DE TUBERIA DE PRODUCCION  
EN OPERACIONES SELVA”**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

**JULIO HECTOR CUADROS OLAVE**

**PROMOCION: 1984-II**

**LIMA - PERU**

**1995**

**MEJORAS EN LA RECUPERACION, SELECCION  
Y CONTROL DE TUBERIA DE PRODUCCION  
EN OPERACIONES SELVA**

**INDICE**

I. INTRODUCCION

II. DESARROLLO DEL TEMA

II.1. ANTECEDENTES

II.2. RECUPERACION Y UTILIZACION DE TUBERIA DE PRODUCCION DURANTE 1994

II.2.1. CARACTERISTICAS DE LA INSPECCION

II.2.2. CARACTERISTICAS DE LA REPARACION

II.2.3. RESULTADOS OBTENIDOS

II.2.4. EVALUACION ECONOMICA

II.3. IMPLEMENTACION DE NUEVAS MEJORAS EN LA SELECCION, RECUPERACION Y CONTROL DE TUBERIA DE PRODUCCION

II.3.1. USO DE TUBERIA CON METALURGIA MEJORADA

II.3.2. OPTIMIZACION EN RECUPERACION DE TUBERIA Y DISEÑO DE SARTAS DE PRODUCCION COMBINADAS

II.3.3. MEJORAS EN EL CONTROL DE LA VIDA UTIL DE TUBERIA DE PRODUCCION

III. CONCLUSIONES

IV. RECOMENDACIONES

V. BIBLIOGRAFIA

VI. CUADROS, FIGURAS Y ANEXOS

## **I. INTRODUCCION**

En el presente informe se dan a conocer las mejoras implementadas en lo relacionado a la metodología de recuperación, selección y control de la vida útil de la tubería de producción "Tubing", con la finalidad de mantener y/o optimizar la continuidad operativa de los pozos de petróleo en la áreas productivas de Operaciones Selva de Petróleos del Perú.

Uno de los principales problemas que se presenta en la vida operativa de la tubería de producción, es el deterioro del metal cuando está sometido a condiciones ambientales de corrosión severa conjuntamente con los equipos de producción de subsuelo, lo cual ocasiona continuas interrupciones en el proceso productivo de los pozos, con la consiguiente producción diferida e incremento en los gastos operativos. Esta situación en algunos casos ha determinado el cierre temporal del pozo por falta de tubería de reemplazo, e inclusive la pérdida del mismo, cuando se trata de corrosión severa en la tubería de revestimiento "casing" intermedio ó de producción.

El trabajo de recuperación de tubería de producción de 2-7/8" y 3-1/2", consiste básicamente en efectuar una inspección completa de los tubos salientes de los pozos luego de ser intervenidos, y en la reparación de los mismos. Los resultados estadísticos obtenidos han propiciado la realización de estudios y toma de acciones inmediatas a fin de mejorar la calidad de la tubería a emplearse. Esto incide directamente en la mejor selección y control de las sartas de producción que se bajan en los pozos, conjuntamente con los equipos de subsuelo, razón por la cual, actualmente se está probando tubería con metalurgia especial para mejorar su resistencia a la corrosión carbónica.

Los trabajos preliminares de estudio y evaluación se incrementaron en 1993; sin embargo, para el presente informe se tomó como punto de partida los resultados obtenidos de la recuperación de tubería de producción durante 1994, debido principalmente a la mayor continuidad de los trabajos de

inspección y reparación de tubería de 2-7/8" y 3-1/2" que efectuaron Cías. especializadas a través de Concursos de Precios por Competencia.

## **II. DESARROLLO DEL TEMA**

### **II.1. ANTECEDENTES**

Desde la instalación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible "BEC" en Operaciones Selva (1979), se han presentado continuas fallas en la tubería de producción por problemas de corrosión y otros factores asociados al manipuleo de los tubos ó a condiciones operativas del pozo.

Para contrarrestar esta situación, a partir de 1984 se inició la inyección de inhibidores de corrosión en el fondo del pozo; y paralelamente, se cambió el material de las carcazas "housing" de los equipos BEC, de acero al carbono a acero ferrítico-martensítico, con lo cual se registró una drástica reducción en la frecuencia de fallas debido a corrosión.

Por otro lado, para controlar y disminuir las fallas en las sargas de producción de subsuelo, la tubería que iba a utilizarse en un pozo era previamente inspeccionada antes de ser bajada; sin embargo, con el tiempo de uso, continuaban presentándose fallas de la sarga, debido principalmente a picaduras localizadas en el cuerpo de los tubos, y al deterioro de los hilos en las uniones tanto en el pin como en el cople.

En tal sentido, a fin de optimizar el uso y la recuperación de tubería, el Dpto. Técnico de Petróleo de Operaciones Selva, en coordinación con la Unidad Producción, viene efectuando desde 1992, trabajos continuos de inspección de tubería de producción de 2-7/8" y 3-1/2", con la finalidad de mantener un stock adecuado de estas; así como, para tener confiabilidad en la operatividad de la sarga de producción que queda trabajando en los pozos productivos luego de los servicios.

Inicialmente estas inspecciones se llevaban a cabo sólo en las plataformas de producción, debido a la falta de vehículos y equipos pesados para trasladar los tubos a un patio debidamente acondicionado en cada área productiva, lugar apropiado para la inspección, reparación, mantenimiento y almacenamiento. A la fecha, y sólo en el área de Corrientes, todas las inspecciones se llevan a cabo en un patio acondicionado que se encuentra ubicado en una zona adyacente a la bodega de perforación; en las demás áreas productivas, se continúa inspeccionando la tubería en cada plataforma de producción.

## **II.2. RECUPERACION Y UTILIZACION DE TUBERIA DE PRODUCCION DURANTE 1994**

A fin de llevar a cabo los trabajos de recuperación (inspección y reparación) de tubos de 2-7/8" y 3-1/2", para mantener la continuidad productiva de los pozos en Operaciones Selva, durante el año 1994 se contrataron a Cías. especializadas en brindar este tipo de servicio, mediante la modalidad de Concursos de Precios por Competencia. En tal sentido, a continuación describiremos los diferentes trabajos de inspección y reparación efectuados, de acuerdo a las normas vigentes del API (American Petroleum Institute):

### **II.2.1. CARACTERISTICAS DE LA INSPECCION**

El proceso de inspección de la tubería de producción usada, ayuda a identificar la que es adecuada para continuar produciendo normalmente un pozo, la que servirá para condiciones de producción con limitaciones, y la que debe ser descartada. Asimismo, considerando los costos actuales para reemplazar la tubería usada por nueva, y los costos de servicio de pozos, los ahorros logrados en recuperación de tubería usando los servicios de inspección son bastantes substanciales.

Los defectos inducidos en la tubería de producción, de acuerdo al servicio en los pozos, se pueden clasificar en varias categorías que requieren técnicas de inspección diferentes para cada una, si se busca la mayor exactitud en la detección de los mismos. A continuación señalaremos los más representativos:

**a. Picaduras por corrosión:** Este es el defecto más común en tubería de producción usada. Puede ocurrir en la superficie interna ó externa del tubo, y puede cubrir toda la longitud del tubo ó existir solamente en un área aislada.

**b. Daños mecánicos:** El manipuleo rutinario de la tubería puede frecuentemente ocasionar daños mecánicos. Esto es particularmente común en el área en que se colocan las cuñas y las llaves, en donde el tubo se puede aplastar ocasionando restricciones del diámetro interior. Asimismo, también se produce deterioro de los hilos tanto del pin como del cople de los tubos durante el transporte a la locación del pozo, y en algunas ocasiones, en el proceso de enroscado cuando se efectúan los trabajos de servicio de pozos.

**c. Erosión:** En este caso, el diámetro interior del tubo se puede desgastar por la acción abrasiva de la arena u otras partículas abrasivas del fluido que se está produciendo. La erosión es acelerada a menudo cuando hay presencia de severas picaduras de corrosión.

Entonces, para la detección de los defectos mencionados anteriormente, los principales servicios de inspección de tubería de producción usada, son los siguientes:

#### **a. Inspección con cabezal electromagnético:**

Esta inspección localiza los defectos inducidos por el uso en tubería de producción usada. La tubería se clasifica de acuerdo a las especificaciones definidas por el cliente.

En este caso, el tubo se pasa por el interior del cabezal "Sistema Sonoscope", en donde se magnetiza y se revisa su superficie para descubrir variaciones del flujo magnético, resultantes de las picaduras por corrosión internas y/o externas y/u otros defectos tridimensionales.

Las señales de cada sistema de inspección se transmiten a una consola electrónica en donde se analizan, amplifican y registran en forma de carta perfil para ser evaluadas por inspectores calificados.

Los extremos de cada tubo se calibran internamente en una longitud de aproximadamente 5 pies para asegurarse de que cumplen con las especificaciones para el diámetro interior del API.

#### **b. Medida de espesor de pared por ultrasonido:**

Para medir las pruebas unitarias del espesor de pared del material tubular se emplean instrumentos supersónicos con onda de compresión. Esta medida se realiza en los puntos de la tubería en donde se reflejan los picos críticos observados en la carta perfil, determinada en el paso de cada tubo por el cabezal electromagnético.

#### **c. Inspección de extremos:**

Las áreas terminales de cada tubo se limpian y se examinan visualmente para localizar defectos visibles. Las roscas, tanto del pin como del cople, también se limpian y se inspeccionan con el calibrador de hilos adecuado, para descubrir defectos identificables visualmente.

Los datos de los servicios de inspección mencionados anteriormente se correlacionan, y la tubería de producción es clasificada según las especificaciones definidas por el cliente.

De acuerdo a lo anterior, los tipos de inspección No destructiva para tubería de producción, según la Norma API 5CT, considerados como trabajos obligatorios en los servicios efectuados durante 1994, fueron los siguientes:

- a. Inspección con cabezal electromagnético.
- b. Medida de espesor de pared por ultrasonido.
- c. Inspección de extremos.

Asímismo, los trabajos considerados como opcionales, de acuerdo al requerimiento de la tubería, fueron:

- a. Limpieza externa.
- b. Limpieza interna (alternativamente limpieza con remoción de escorias tipo "Rattling").
- c. Calibración del diámetro interno permisible del tubing "Drift".

Además de lo anterior, para definir los rangos utilizados en la clasificación e identificación de la tubería, luego de efectuado los trabajos de inspección, se consideró lo siguiente:

CONDICION	PERDIDA ESPESOR DE PARED	IDENTIFICACION
2	<0 - 20] %	Banda Amarilla
3	<20 - 30] %	Banda Azul
4	<30 - 40] %	Banda Verde
5	<40 a más %	Banda Roja



## **II.2.2. CARACTERISTICAS DE LA REPARACION**

La reparación de la tubería de producción consistió básicamente en la ejecución de los siguientes trabajos:

### **a. Maquinado de pines:**

Es la fabricación de los hilos 8RD (8 hilos por pulgada) en la zona del recalque ("Upset") de la tubería que queda en buenas condiciones, luego de recortar el extremo deteriorado. Para este fin, se utiliza un torno especial de plato doble, acondicionado para efectuar el trabajo de acuerdo a las especificaciones normadas por el API.

### **b. Sustitución de coples:**

Consiste en la remoción del cople en malas condiciones (determinado en las inspecciones previas a la tubería), el cual es sustituido por un cople nuevo ó uno recuperado en buenas condiciones de los tubos que resultan con el cuerpo malo, luego de concluidos los trabajos de inspección.

### **c. Estampado:**

Se refiere al marcado en bajo relieve de todos los tubos nuevos e inspeccionados y reparados que están en condiciones de ser bajados en el pozo. Dicha marca consiste en un número de cinco cifras que se estampa en la zona del recalque "Upset", tanto del lado del pin como del cople de cada tubo, el cual es correlativo, siendo el rango utilizado función de la fecha en que se realiza el marcado de un lote dado de tubería.

### **II.2.3. RESULTADOS OBTENIDOS**

Durante 1994 se efectuaron cinco concursos de precios por competencia entre las Cías. de Servicio especializadas para efectuar los trabajos de inspección; así como, cuatro concursos y dos adjudicaciones directas para los trabajos de reparación, tal como se detalla en el Cuadro No. 1. Estos trabajos han requerido un tiempo total de ejecución de aproximadamente 10 meses para realizar las inspecciones, y 8,5 meses para las reparaciones, durante los cuales el personal contratista permaneció en nuestras instalaciones de campo sólo cuando existía tubería disponible para inspeccionar y/o reparar; esto se hizo, con la finalidad de reducir los gastos operativos totales de los servicios. Los costos de los servicios de inspección y reparación; así como, los gastos por alimentación y transporte del personal contratista y equipos utilizados en los servicios mencionados, se detallan en los Cuadros Nos. 2, 3 y 4 respectivamente.

Del total de tubería de 3-1/2" inspeccionada durante 1994 (6.215 tubos), resultaron solamente el 44 % (2.887 tubos) de Condición 2 y el 3 % (187 tubos) de Condición 3 con extremos buenos, los cuales se consideraron como aptos para ser instalados inmediatamente luego de los servicios a los pozos, tal como se muestra en el Cuadro No. 5.

También se observa que, el 38 % (2.336 tubos de 3-1/2" de Condición 2) y el 5 % (341 tubos de 3-1/2" de Condición 3) necesitaron reparación de conexiones (maquinado de hilos de pines y/o sustitución de coples), lo cual también se realizó mediante concursos de precios entre las Cías. especializadas.

Finalmente, cabe resaltar que del total de tubería inspeccionada durante 1994, se obtuvieron 464 tubos de 3-1/2" (7 %) y 133 tubos de 2-7/8" (13 %) de Condición 4 y 5 (desechables para

pozos productivos), los mismos que fueron utilizados en otros trabajos, los cuales se detallan en el Cuadro No. 6.

Del Cuadro No. 7, observamos que se realizaron 43 servicios a pozos productivos existentes donde se bajaron 5.878 tubos de producción de 3-1/2"; asimismo, 9 servicios en los pozos nuevos recién perforados (primera instalación) utilizando 1.110 tubos de 3-1/2", resultando un total de 6.988 tubos de 3-1/2" empleados durante 1994. Sin embargo, en ese año sólo se contaba con 1.126 tubos nuevos de 3-1/2" destinados prioritariamente para la producción de los pozos nuevos que se programó perforar. Esta falta de tubería llevó a ejecutar un programa de inspección de tubería de producción en forma continua, a fin de cumplir con los objetivos de producción estimados para 1994, completándose los 5.862 tubos faltantes, inclusive con el stock de tubería inspeccionada disponible que quedó remanente a fines de 1993.

#### **II.2.4. EVALUACION ECONOMICA**

Con la finalidad de cuantificar el ahorro obtenido mediante los trabajos de recuperación de tubería de producción de 2-7/8" y 3-1/2" durante 1994, se ha efectuado una evaluación económica comparativa, tomando en cuenta los costos totales de recuperación de la tubería versus la alternativa de adquirir tubería nueva, la cual se ha desarrollado en los Anexos Nos. 1 y 2, obteniéndose los siguientes resultados:

Valor Actual Neto (VAN) = MUS\$ 272,62

Rentabilidad, IVA (VAN / INVERSION) = 4,01

Estos parámetros económicos, resultantes de dicha evaluación, indican la alta rentabilidad que han representado los trabajos de recuperación de tubería de producción durante 1994.

## **II.3. IMPLEMENTACION DE NUEVAS MEJORAS EN LA SELECCION, RECUPERACION Y CONTROL DE TUBERIA DE PRODUCCION**

### **II.3.1. USO DE TUBERIA CON METALURGIA MEJORADA**

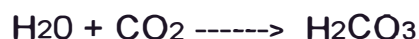
#### **II.3.1.a. Antecedentes.-**

Con el objeto de aumentar la resistencia de los aceros al carbono usados en la fabricación de tubería de producción "Tubing", sin costura, la cual será bajada en pozos productivos con ambientes altamente corrosivos, se está realizando a nivel mundial una intensa actividad de investigación y desarrollo. Por lo tanto, la producción de este tipo de tubería de aplicación muy especializada, debe cumplir con normas de calidad y rendimiento más estrictas que los tubos normalmente fabricados bajo la actual Norma API, dando como resultado productos diferenciados con un valor agregado tecnológico importante.

En los aceros al carbono que actualmente se utilizan como tubería de producción, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) presente en el pozo ocasiona la denominada corrosión dulce, la cual morfológicamente se puede presentar como corrosión generalizada ó ataque localizado.

#### **II.3.1.b. Corrosión por CO<sub>2</sub>.-**

El CO<sub>2</sub> seco no es una sustancia corrosiva, pero en presencia del agua de formación se forma ácido carbónico, que es corrosivo.



Dado que nuestros pozos productores de petróleo tienen agua de formación, la presencia de CO<sub>2</sub> implica siempre riesgo de corrosión, siendo la severidad del ataque función también de otras variables, tales como: porcentaje de agua producida, contenido de

sales en el agua, temperatura, velocidad de flujo, presencia de ácidos orgánicos, ácido sulfhídrico, etc.

La corrosión por CO<sub>2</sub> se puede presentar de dos formas:

- **Corrosión uniforme:** caracterizada por un proceso de disolución generalizada del material.

- **Corrosión localizada:** que es más grave que la anterior, debido a la mayor velocidad de ataque en un área específica, con la consiguiente posibilidad de perforación del tubo.

Una forma común de corrosión localizada que se presenta en los aceros al carbono es el picado, que como se muestra en la Figura No. 1, implica la posible perforación del tubo.

La corrosión también se presenta en una forma denominada tipo meseta, en la cual se produce un ataque en forma escalonada. En este caso, la velocidad del flujo dentro de la tubería es una de las variables que condiciona la aparición de este tipo de ataque, también denominado "erosión-corrosión"; en tal sentido, las alternativas empleadas para controlar la corrosión por CO<sub>2</sub> varían con la agresividad del medio.

Para contrarrestar este problema, actualmente estamos utilizando como sartas de producción, tubería de acero al carbono, aplicando en forma continua a los pozos productivos, productos químicos inhibidores de corrosión. Asimismo, se está probando tubería con recubrimiento interno, el cual consiste en una capa protectora de un producto orgánico (pueden ser polímeros base fenólica ó epoxy). Esta última alternativa resulta conveniente cuando las condiciones de producción en el pozo permiten reducir los riesgos de deterioro del recubrimiento, debido al paso de herramientas a través del interior de la tubería.

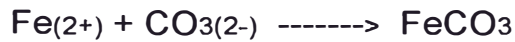
En el caso de presentarse ambientes de producción más agresivos, se recomienda recurrir al uso de aceros con adiciones de cromo considerables (Cr 9, 13, 15 ó 22 %, de acuerdo a las especificaciones de las normas API), quedando como alternativa para otros casos, con elevado contenido de CO<sub>2</sub> y presencia de H<sub>2</sub>S, la aplicación de aleaciones base níquel.

### **II.3.1.c. Aceros con metalurgia mejorada.-**

Para contrarrestar los efectos corrosivos por CO<sub>2</sub>, se está probando desde el mes de Enero del presente año, sartas de producción consistentes en tubería de acero con un porcentaje moderado de cromo (Cr del orden del 1 %) en su composición química, lo cual es adecuado para casos de agresividad corrosiva media; más aún, si consideramos que contamos con pozos de baja a mediana productividad de petróleo, en los cuales no resulta económicamente conveniente el uso de aleaciones con alto porcentaje de Cr (9 % ó más). Sin embargo, también estamos considerando que la adición de 1 % de Cr implica un incremento adicional en el costo del acero líquido usado para la fabricación de este tipo de tubería, la cual resulta mejorada al tener una resistencia superior a la corrosión por CO<sub>2</sub>, respecto a los aceros al carbono sin adición de cromo considerados en las Normas API 5CT, actualmente vigentes para los grados J-55 y N-80.

Cabe señalar que, la composición química y el tratamiento térmico normalizado final del acero con metalurgia mejorada son las variables de diseño utilizadas para llegar a obtener una microestructura de tipo ferrítico-perlítica, con un porcentaje de perlita superior al 60 % (Figura No. 2).

Con este tipo de microestructura se facilita la adherencia a la tubería de los óxidos y carbonatos que se forman en la superficie interna de la misma en presencia de CO<sub>2</sub> (Figura No. 3), actuando esta capa como una barrera protectora.



En línea con lo anterior, de acuerdo a nuestras condiciones operativas actuales, y tomando en cuenta las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante, la tubería que cumple adecuadamente con nuestros requerimientos puede ser de dos tipos: SD55CS y SD70CS, cuyas características genéricas describimos a continuación:

- Resistencia al esfuerzo (Yield Strength).-
  - SD55CS : 55 Ksi (380 Mpa) - 80 Ksi (552 Mpa)
  - SD70CS : 70 Ksi (483 Mpa) - 85 Ksi (586 Mpa)
- Composición Química.-
  - SD55CS : C 0,32/0,36 %; Cr 0,50/0,60 %
  - SD70CS : C 0,36/0,41 %; Cr 1,00/1,10 %

Además, es necesario mencionar que la tubería de producción de 3-1/2" que hasta 1994 utilizabamos, era generalmente de grado N-80, de acuerdo con las especificaciones API; sin embargo, los requerimientos de composición química y tratamiento térmico final del acero de esta tubería ha cambiado en los últimos años, lo cual observamos a continuación mediante un cuadro comparativo de las diferencias más significativas:

<b><u>CARACTERISTICAS</u></b>	<b><u>ANTES</u></b>	<b><u>AHORA</u></b>
Composición Química	0.40 % C	0.28 % C
	1.3 a 1.5 % Mn	1.2 % ó menos de Mn
	En algunos casos tenía:	
	0.15 a 0.25 % Mo ó	No más aleante
	0.15 a 0.30 % Cr	

Podemos observar que, antes la composición química del acero grado N-80, contaba con algunos elementos que indirectamente lo hacían resistente a la corrosión carbónica; además, el tratamiento

térmico final normalizado antes determinaba una microestructura granular de acero del tipo ferrítica-perlítica que es una condición más estable ante el ataque del CO<sub>2</sub>.

Las características dadas por la Norma API 5CT, 3ra. edición Dic. 1ro. 1990, están mostradas en los Anexos Nos. 3 y 4 (tablas 3.1 y 4.1 para la composición química y requerimientos de esfuerzos físicos, respectivamente).

### **II.3.2. OPTIMIZACION EN RECUPERACION DE TUBERIA Y DISEÑO DE SARTAS DE PRODUCCION COMBINADA**

Con la finalidad de optimizar el uso y la vida útil de la tubería de producción usada e inspeccionada que se baja en los pozos, principalmente en los que tienen problemas de corrosión, se ha revisado la clasificación de los tubos de acuerdo a su Condición, definida luego de los trabajos de inspección, obteniéndose una nueva clasificación que sería la más adecuada para nuestras actuales condiciones de operación, la cual describimos a continuación

CONDICION	PERDIDA ESPESOR DE PARED	REUSO	BANDA	OBSERVACION
1	0		Blanca	Nueva, sin uso
2A	<0 - 10] %	SI	01 Amarilla	Daños leves
2B	<10 - 20] %	SI	02 Amarillas	Daños moderados
3A	<20 - 30] %	SI	01 Amarilla + 01 Azul	Daños externos
3B	<20 - 30] %	NO	02 Azules	Daño interno ó interno-externo
4	<30 - 40] %	NO	01 Verde	
5	<40 ó más %	NO	01 Roja	



En ese sentido, los detalles de la nueva clasificación son:

- La columna REUSO define si la Tubería de producción está o no en condiciones de ser bajado nuevamente en el pozo.
- DAÑO indica el desgaste ó deterioro de los tubos por corrosión, erosión ó por causas mecánicas.
- En pozos con problemas de Corrosión severa, sólo se bajará tubería inspeccionada de Condición 1, 2A ó 2B.
- En pozos con corrosividad moderada, se podrá bajar tubería inspeccionada de Condición hasta 3A.
- En pozos con corrosividad leve, se podrá bajar tubería inspeccionada de Condición hasta 3B.

Asímismo, de acuerdo a la clasificación señalada anteriormente, se han determinado rangos de presión de trabajo de la tubería de producción recuperada de 3-1/2" para los grados N-80 y J-55, tal como se detallan en los Anexos Nos. 5 y 6. Esto permitirá recomendar adecuadamente la sarta de producción que finalmente deberá ser bajada en el pozo, tomando en consideración la disponibilidad de tubulares en el momento de efectuarse los trabajos; así como, los futuros trabajos de servicio de pozos que se programen, de acuerdo al rendimiento operativo y al límite económico de cada pozo.

### **II.3.3. MEJORAS EN EL CONTROL DE LA VIDA UTIL DE TUBERIA DE PRODUCCION**

A fin de mejorar el control de la vida útil de la tubería, y recomendar acciones inmediatas para mejorar el rendimiento operativo de la sarta de producción que se bajan en los pozos, actualmente se elabora un reporte de servicio para cambio de instalación de producción de subsuelo ("pulling"), el cual tiene como objetivo evaluar mediante inspección visual en el lugar de

trabajo, las condiciones mecánicas en que salen las instalaciones de subsuelo, retiradas en las intervenciones a los pozos.

Para ilustrar mejor el presente sistema de control, en el Anexo No. 7, presentamos un ejemplo de este tipo de reporte, elaborado luego de la intervención que se le hizo al pozo 139D en el Area Corrientes, el cual paró el día 18-04-95 debido a la caída del fluido total de producción.

En este caso, la disminución en la producción fué causada por corrosión interna en la tubería de producción debido al CO<sub>2</sub> disuelto, que se manifestó con mayor agresividad en el tubo No. 59 (Código No. 10525) que resultó perforado y, en 10 tubos que sufrieron corrosión agresiva localizada en la zona "J".

### **III. CONCLUSIONES**

Los trabajos de inspección y reparación de la tubería de producción constituyen actividades fundamentales que ayudan a optimizar la vida productiva de los pozos con cualquier sistema de producción, razón por la cual, actualmente es práctica usual en Operaciones Selva de Petróleos del Perú.

Durante los dos últimos años, se ha contado en Operaciones Selva, con tres Cías. especializadas que brindan los servicios mencionados, lo cual ha originado una mayor competencia en el mercado, dando como resultado que a la fecha se haya obtenido una reducción sustancial en los costos unitarios de sus listas de precios, manteniendo la buena calidad de los trabajos.

Tomando en cuenta que, la tubería de producción de características metalúrgicas y tratamientos térmicos finales, ofrecidos en la actualidad por los proveedores en el mercado internacional, de acuerdo a las normas API vigentes, no han estado dando buenos resultados en nuestros campos de producción, alternativamente estamos probando, desde el mes de Enero del presente año, tubería con metalurgia mejorada, es decir, con porcentaje moderado de cromo (Cr del orden del 1 %) en su composición química, y con microestructura granular final del tipo ferrita-perlita, a fin de contrarrestar los efectos por corrosión carbónica que están ocasionando fallas prematuras en las sargas de producción que se bajan en los pozos.

Los rangos estandar de clasificación, establecidos por las normas API de acuerdo al desgaste del espesor de pared de los tubos inspeccionados, han sido variados en función a las condiciones actuales de operación de los pozos en Operaciones Selva, a fin de optimizar la recuperación y clasificar adecuadamente la tubería disponible; de esta manera, poder seleccionar y definir la sarga de producción que se baje cuando un pozo sea intervenido.

Actualmente, se están implementando nuevos criterios técnicos a fin de optimizar la recuperación y el rendimiento operativo de la tubería de producción; considerando además, el adecuado marcado de los tubos, el tiempo de operación de los mismos, la productividad de los pozos y la severidad de la corrosión u otros problemas inherentes a cada pozo.

En adición a lo anterior, también se ha establecido un reporte especial de servicio a los pozos ("pulling"), elaborado con la finalidad de mejorar el control de la vida útil de la sarta de producción; así como, para recomendar acciones inmediatas que mejoren su rendimiento operativo en los pozos en que se baje luego de ser intervenidos.

#### **IV. RECOMENDACIONES**

Mantener la continuidad de los trabajos de recuperación de la tubería a través de los servicios contratados a Cías. especializadas, a fin de inspeccionar y reparar todos los tubos de producción que se retiren, luego de efectuarse los servicios de pozos; y de esta manera, brindar la confiabilidad operativa necesaria de las sartas de producción que se baje nuevamente, luego de la intervención a los pozos.

Económica y técnicamente, es recomendable para la Empresa aprovechar las ventajas competitivas que actualmente ofrece el mercado de precios, en lo referente a trabajos de inspección y reparación de tubería de producción, con la finalidad de incentivar la competencia entre las Cías. especializadas que brindan estos servicios, y así, mantener ó mejorar la calidad de los trabajos a precios unitarios razonables.

Continuar con las pruebas alternativas del uso de tubería mejorada, con porcentaje moderado de cromo, tratamiento térmico normalizado y microestructura ferrita-perlita, a fin de contrarrestar los efectos de la corrosión carbónica en las sartas de producción, lo cual minimizará las paradas prematuras de los pozos y la consiguiente producción diferida.

Con la información que actualmente se está recopilando a través de los reportes especiales de servicio a los pozos ("pulling"), elaborar una base de datos con la finalidad de llevar un mejor control del uso adecuado de la tubería disponible, y de la vida útil de cada tubo que se utilice en las instalaciones de producción que se baja en los pozos productivos.

## **V. BIBLIOGRAFIA**

- Norma API 5CT "Especificaciones técnicas para Tubing y Casing", 3ra. edición Diciembre 1ro. 1990.
- Norma API 5A "Especificaciones técnicas para Tubing y Casing y Drill Pipe".
- Artículo técnico de la Cía. TECHIN No. 277 "Desarrollo de aceros para tubos petroleros a utilizar en aplicaciones críticas".
- Artículo técnico de la Cía. SUMITOMO METALS "Especificaciones técnicas para Tubing y Casing".

**CUADRO No. 1**

**CONCURSOS DE PRECIOS EJECUTADOS EN 1994**

**INSPECCION**

CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	FECHA INICIO DE TRABAJOS	DURACION PROMEDIO DE LOS TRABAJOS (Meses)
I1-94	05-Marzo	2.5
I2-94	03-Junio	2
I3-94	25-Julio	2
I4-94	16-Setiem.	2.5
I5-94	08-Diciem.	1
	<b>TOTAL :</b>	<b>10</b>

**REPARACION**

CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	FECHA INICIO DE TRABAJOS	DURACION PROMEDIO DE LOS TRABAJOS (Meses)
R1-94	05-Marzo	0.5
R2-94	28-Marzo	3
Adj. Directa	15-Agosto	0.5
Adj. Directa	01-Setiem.	0.5
R3-94	25-Julio	2
R4-94	16-Setiem.	2
	<b>TOTAL :</b>	<b>8.50</b>

**CUADRO No. 2**

**COSTOS POR SERVICIO INSPECCION DE TUBERIA DURANTE 1994**

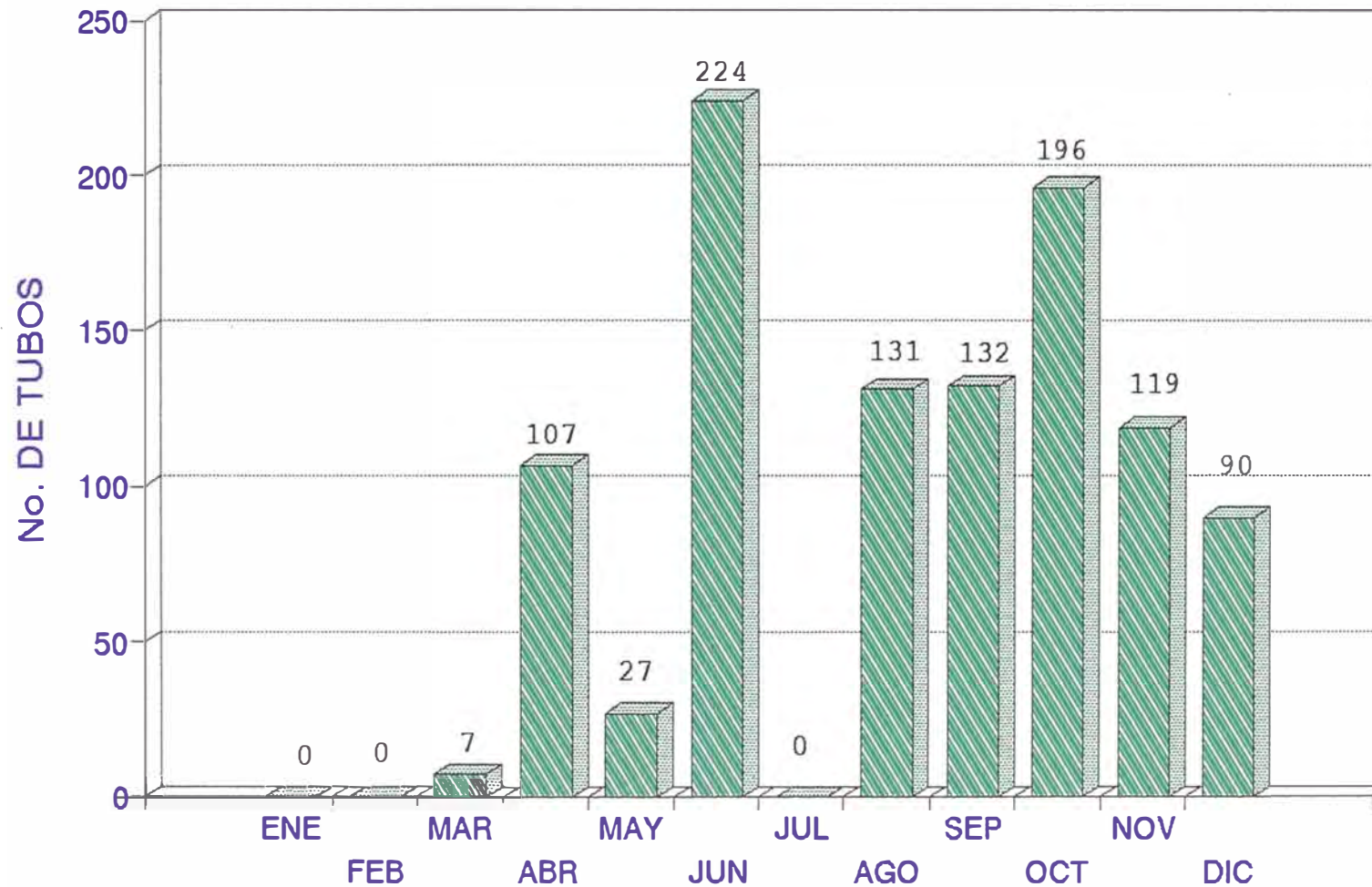
CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	DESEMBOLSOS		No. DE SERVICIOS	No. DE TUBOS INSPECCIONADOS		MONTO (US\$)
	No.	FECHA		2-7/8"	3-1/2"	
I1-94	1	22-Marzo	I	7	327	2,609
	2	06-Abril		107	409	4,019
	3	21-Abril		27	260	2,235
			Sub-total :	141	996	
I2-94	1	17-Junio	II	129	336	3,264
	2	30-Junio		95	217	2,191
	3	12-Julio		0	432	3,033
	4	19-Julio		0	337	2,366
			Sub-total :	224	1,322	
I3-94	1	24-Agosto	III	131	109	1,685
	2	06-Setiem.		0	512	3,595
	3	08-Setiem.		132	216	2,521
	4	14-Setiem.		0	386	2,710
	5	27-Setiem.		0	115	807
			Sub-total :	263	1,338	
I4-94	1	27-Setiem.	IV	94	* 325	2,244
	2	25-October		102	342	3,117
	3	26-October		0	89	625
	4	17-Noviem.		0	* 418	2,294
	5	18-Noviem.		119	409	3,707
			Sub-total :	315	1583	
I5-94	1	05-Ene.'95	V	90	976	7,653
			<b>TOTAL :</b>	1,033	(*) 6,215	50,675

(\*) El total para 3-1/2" incluye 259 (135+124) tubos que sólo requerían inspección de extremos.



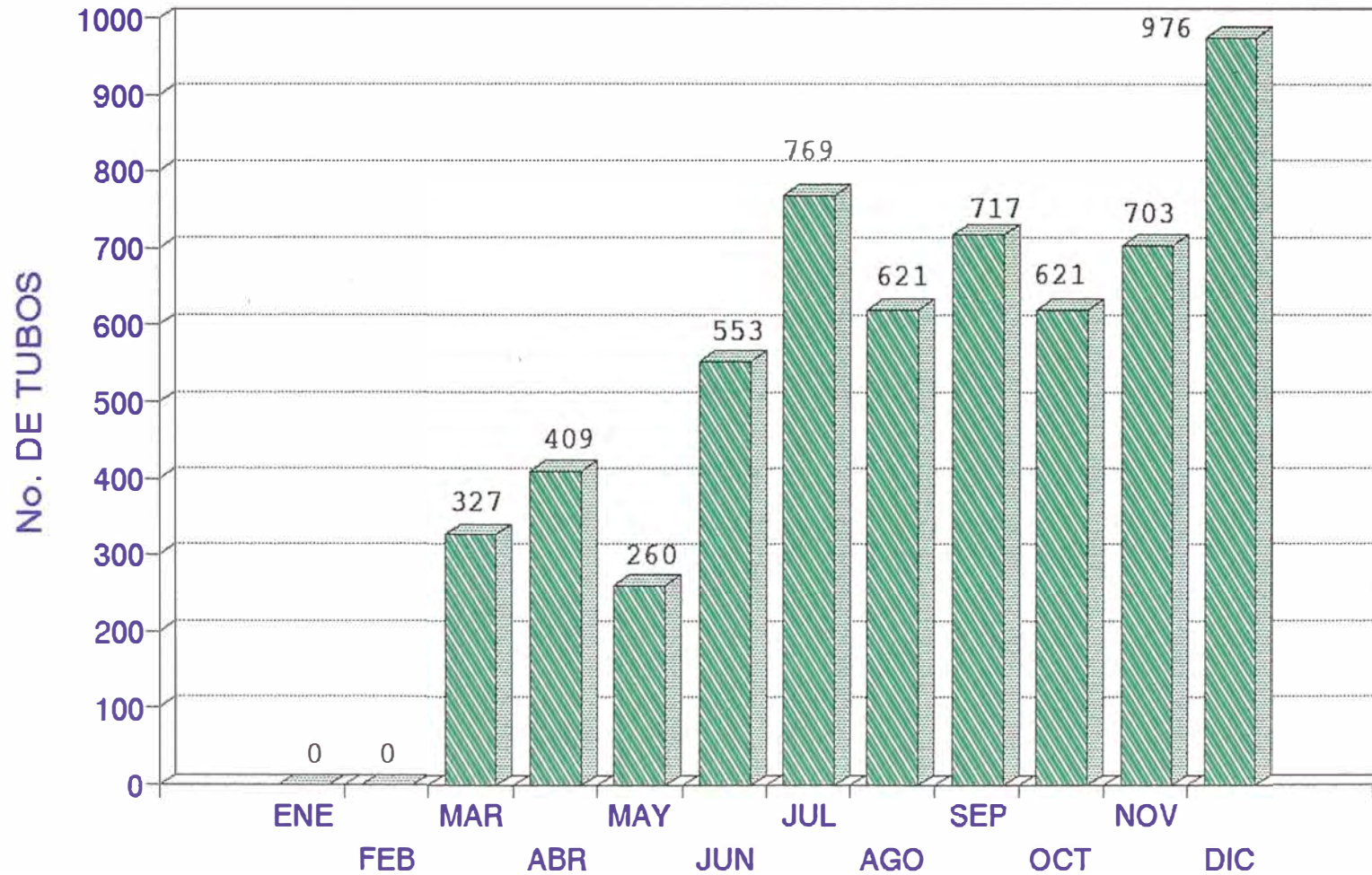
# FRECUENCIA TRABAJOS INSPECCION EN 1994

## TUBERIA DE 2 7/8"



# FRECUENCIA TRABAJOS INSPECCION EN 1994

TUBERIA DE 3 1/2"



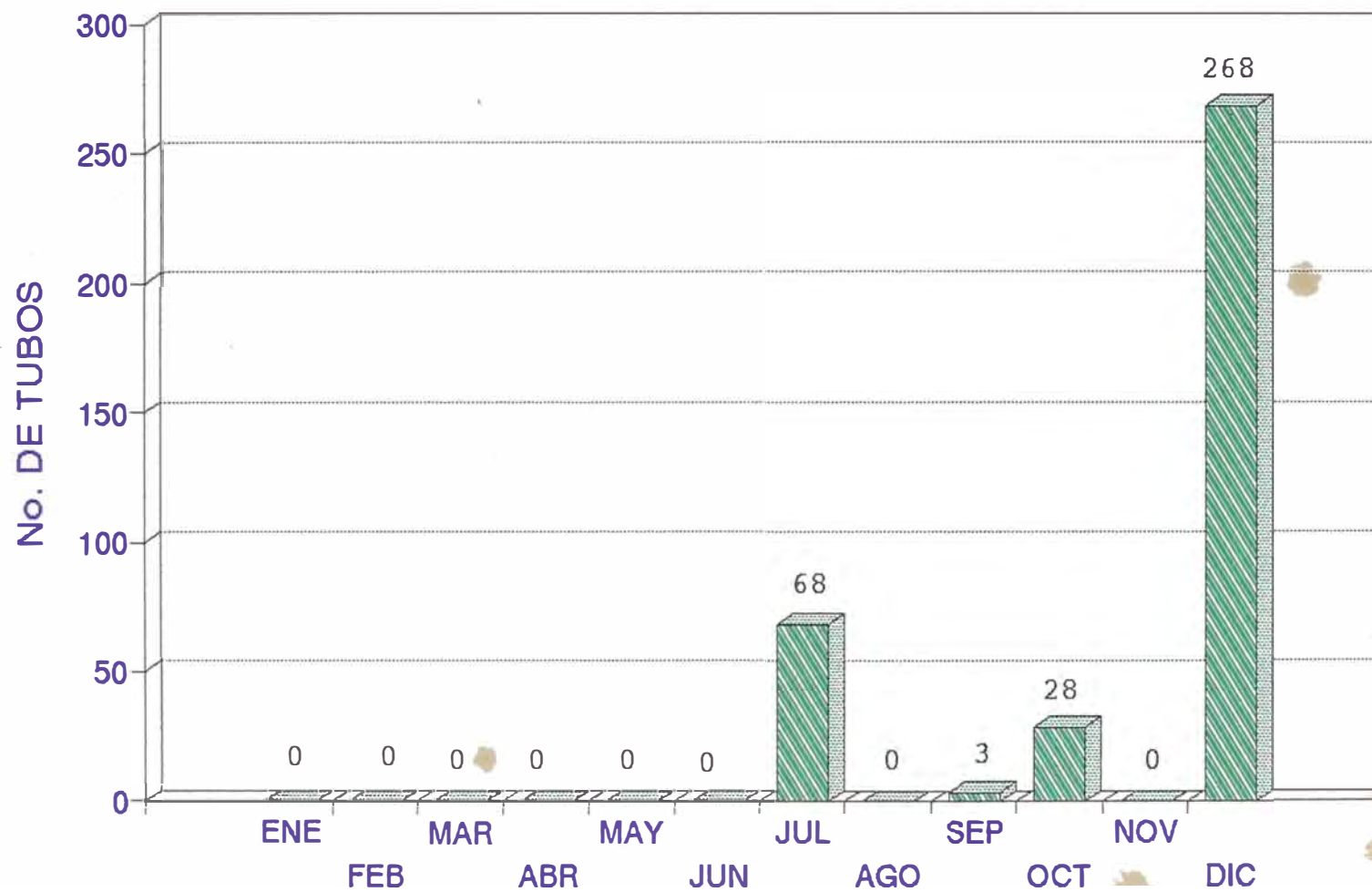
**CUADRO No. 3**

**COSTOS POR SERVICIO REPARACION DE TUBERIA DURANTE 1994**

CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	DESEMBOLSOS		No. DE SERVICIOS	No. PINES MAQUINADOS		No. COPLES SUSTITUIDOS		No. TUBOS ESTAMPADOS		MONTO (US\$)
	No.	FECHA		2-7/8"	3-1/2"	2-7/8"	3-1/2"	2-7/8"	3-1/2"	
R1-94	1	22-Marzo	I	0	0	0	0	0	1,285	2,563
R2-94	1	17-Mayo	II	0	0	0	139	0	0	369
	2	21-Julio		68	194	0	0	0	0	2,029
	3	19-Setiem.		3	235	0	0	0	0	1,901
Sub-total :				71	429	0	139	0	0	
Adjudicación Directa	1	01-Setiem.	III	0	0	0	200	0	0	500
Adjudicación Directa	1	14-Setiem.	IV	0	0	0	200	0	0	500
R3-94	1	04-October	V	0	126	0	0	0	0	1,008
	2	13-October		28	107	0	0	0	0	1,052
	3	01-Diciem.		0	129	0	0	0	0	1,032
	4	13-Diciem.		67	44	0	0	0	0	822
Sub-total :				95	406	0	0	0	0	
R4-94	1	27-Diciem.	VI	0	0	201	600	0	0	5,568
TOTAL :				166	835	201	1,139	0	1,285	17,344

# FRECUENCIA TRABAJOS REPARACION EN 1994

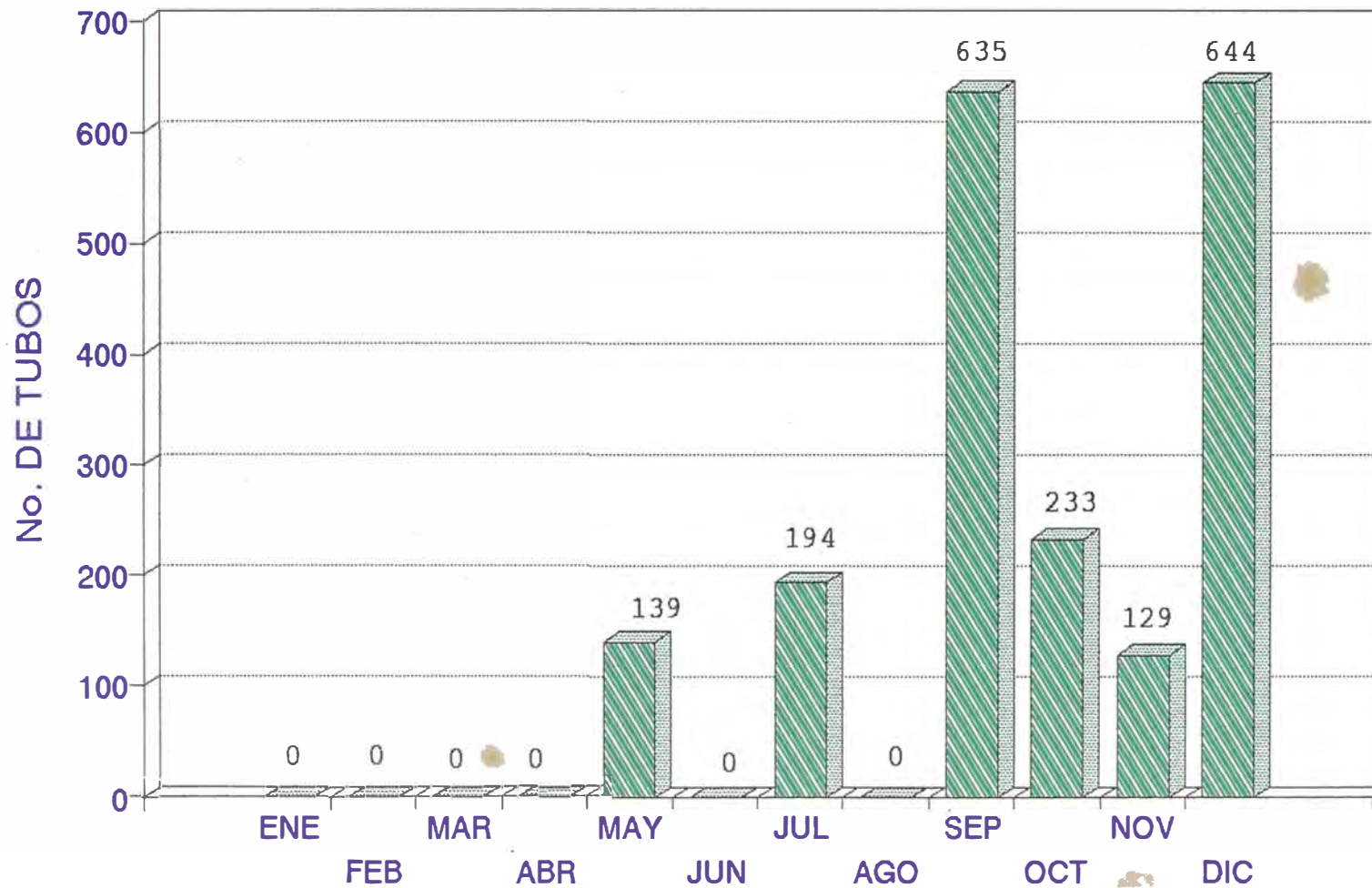
## TUBERIA DE 2 7/8"





# FRECUENCIA TRABAJOS REPARACION EN 1994

## TUBERIA DE 3 1/2"



#### CUADRO No. 4

### GASTOS EN ALIMENTACION Y TRANSPORTE PARA RECUPERAR TUBERIA EN 1994

#### INSPECCION

CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	ORDEN DE TRABAJO No. TPSV-	FECHA INICIO DE TRABAJOS	PERMANENCIA EN CAMPO (Días)	No. DE PERSONAL SERVICIO	PESO DE EQUIPOS (Kg)	ALIMENTACION Y TRANSPORTE (US\$)
I1-94	IT1-94	05-Marzo	40	08	700	10,671
I2-94	IT2-94	03-Junio	44	08	700	11,631
I3-94	IT3-94	25-Julio	58	08	700	14,991
I4-94	IT4-94	16-Setiem.	66	08	700	16,911
I5-94	IT5-94	08-Diciem.	24	05	700	4,431
		<b>TOTAL :</b>	232			58,635

#### REPARACION

CONCURSO DE PRECIOS No. TPSV-	ORDEN DE TRABAJO No. TPSV-	FECHA INICIO DE TRABAJOS	PERMANENCIA EN CAMPO (Días)	No. DE PERSONAL SERVICIO	PESO DE TORNO (Kg)	ALIMENTACION Y TRANSPORTE (US\$)
R1-94	RT1-94	05-Marzo	13	03	0	1,170
R2-94	RT2-94	28-Marzo	90	05	3,000	9,000
Adjud.Directa	Campo	15-Agosto	15	04	0	1,350
Adjud.Directa	Campo	01-Setiem.	15	04	0	1,350
R3-94	RT3-94	25-Julio	58	08	0	5,220
R4-94	RT4-94	16-Setiem.	66	08	0	5,940
		<b>TOTAL :</b>	257			24,030

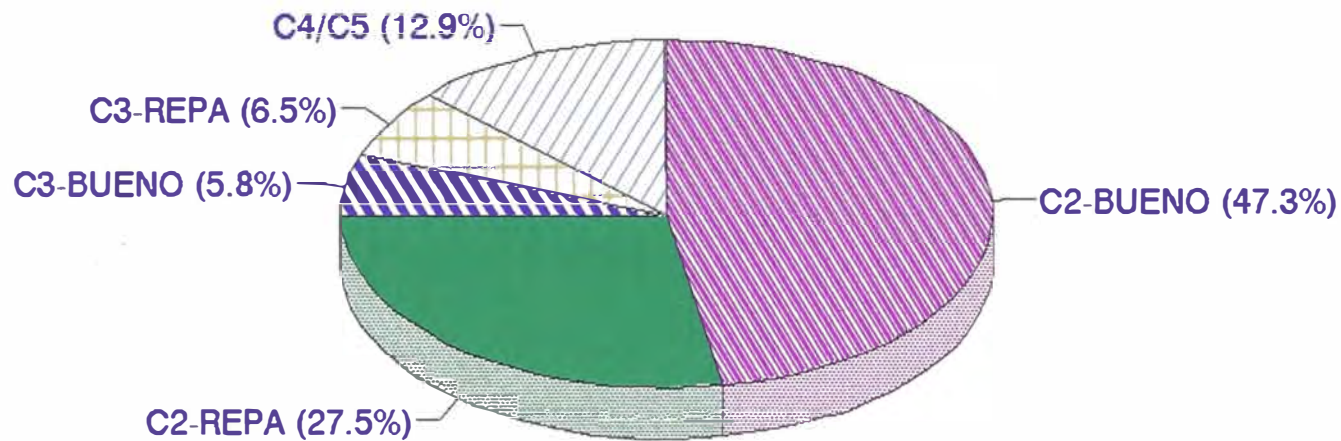
**CUADRO No. 5**

**RESULTADOS DE LA INSPECCION DE TUBERIA DURANTE 1994**

<b>CONDICION</b>	<b>SITUACION</b>	<b>TUBERIA 2-7/8"</b>		<b>TUBERIA 3-1/2"</b>	
		<b>CANTIDAD</b>	<b>(%)</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>(%)</b>
2	BUENOS	489	47.34	2,887	46.45
	REPARABLES	284	27.49	2,336	37.59
	Sub-Total :	773	74.83	5,223	84.04
3	BUENOS	60	5.81	187	3.01
	REPARABLES	67	6.49	341	5.49
	Sub-Total :	127	12.29	528	8.50
4 y 5	RECHAZADOS				
	Sub-Total :	133	12.88	464	7.47
	<b>TOTAL :</b>	1,033	100.00	6,215	100.00

# RESULTADOS DE INSPECCION EN 1994

## TUBERIA DE 2-7/8



### LEYENDA

C2-BUENO: UTILIZABLES

C2-REPA: REPARABLES

C3-BUENO: UTILIZABLES

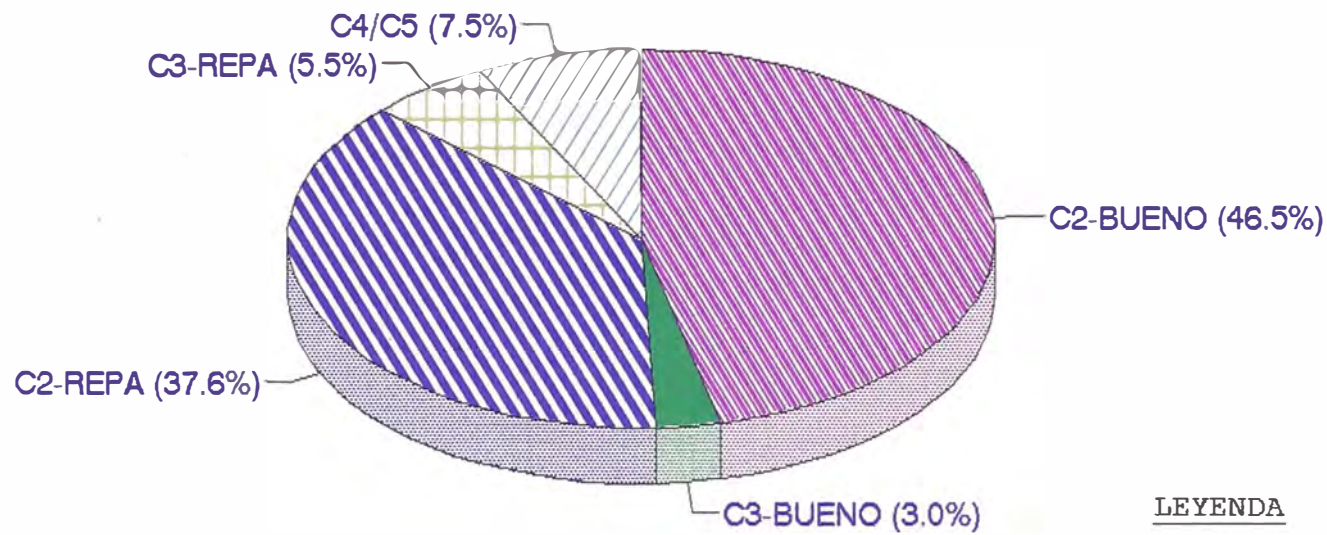
C3-REPA: REPARABLES

C4/C5: DESECHABLES



# RESULTADOS DE INSPECCION EN 1994

## TUBERIA DE 3-1/2"



### LEYENDA

- C2-BUENO: UTILIZABLES
- C2-REPA: REPARABLES
- C3-BUENO: UTILIZABLES
- C3-REPA: REPARABLES
- C4/C5: DESECHABLES

**CUADRO No. 6**

**UTILIZACION DE LA TUBERIA RECUPERADA CONDICION 4 y 5**

**TUBERIA 2-7/8"**

FECHA DE SOLICITUD	CANTIDAD DE TUBOS	UNIDAD DE DESTINO	TRABAJOS A REALIZAR
Marzo'95	25	Seguridad	Red de Contraincendio.
Marzo'95	94	Construcción	Línea de agua entre Plataformas de producción, marcos "H" y caceta.
Abril'95	14	Logística	Construcción de tinglado.
<b>TOTAL :</b>	<b>133</b>		

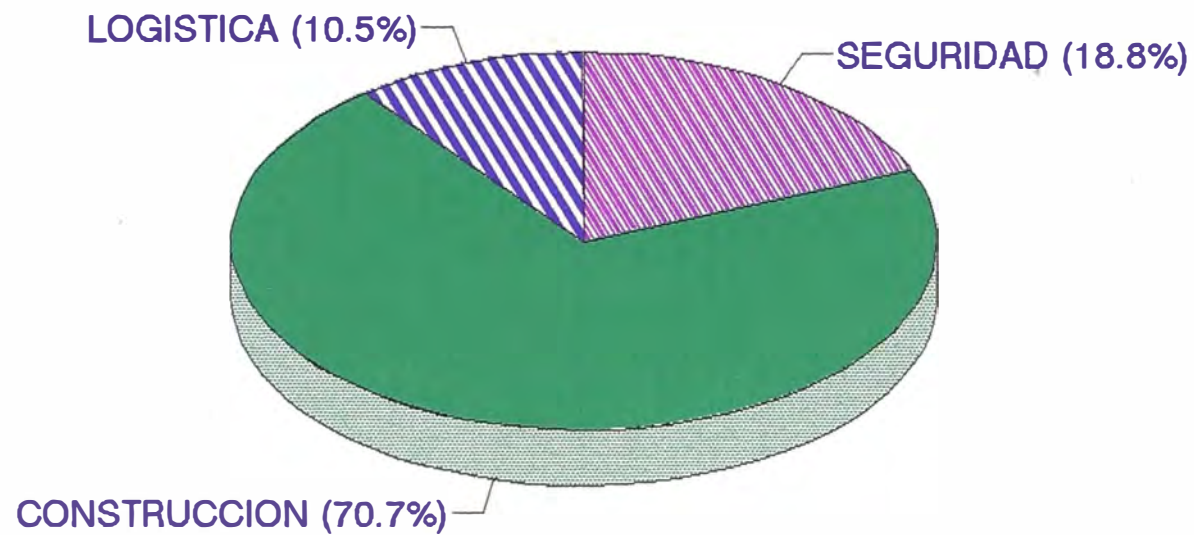
**TUBERIA 3-1/2"**

FECHA DE SOLICITUD	CANTIDAD DE TUBOS	UNIDAD DE DESTINO	TRABAJOS A REALIZAR
Diciembre'94	40	Protección Ambiental	Recuperación de crudo en Area de entrapamiento.
Marzo'95	404	Construcción	Línea de agua entre Plataformas de producción, marcos "H" y caceta.
Marzo'95	15	Construcción	Soportes marcos "H" para soprtar un Oleoducto.
Abril'95	5	Oleoducto	Construcción de un aparejo.
<b>TOTAL :</b>	<b>464</b>		

# UTILIZACION DE CONDICION 4/5 DESECHABLE

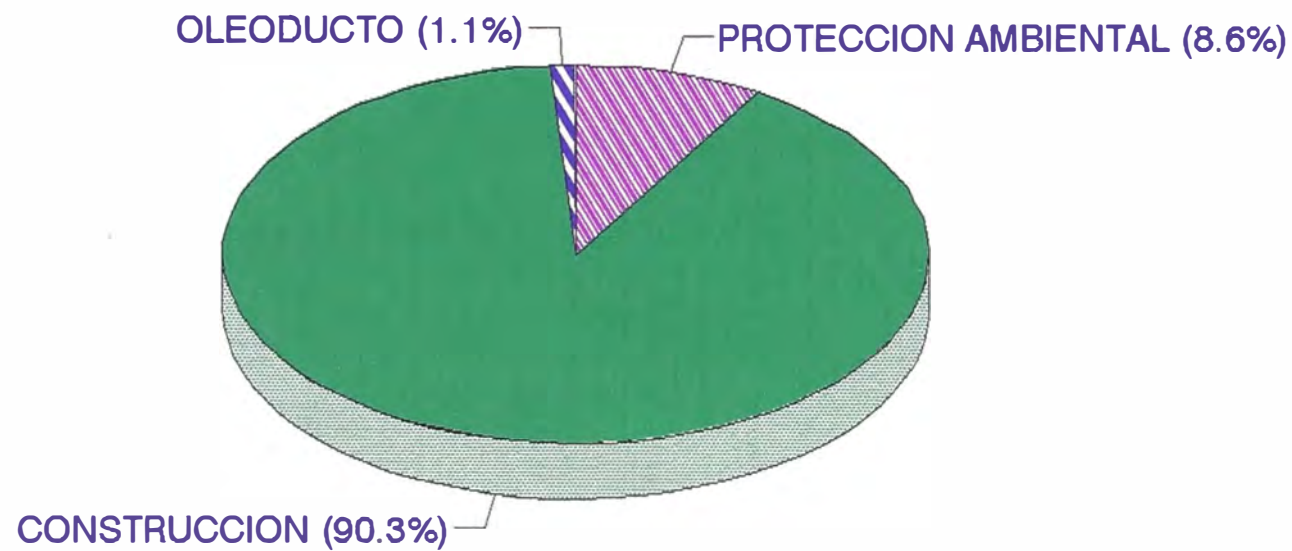
---

## TUBERIA DE 2-7/8"



# UTILIZACION DE CONDICION 4/5 DESECHABLE

TUBERIA DE 3-1/2"



**CUADRO No. 7**

**BALANCE DE LA TUBERIA DE PRODUCCION EN 1994**

	<b>TUBERIA 2-7/8"</b>	<b>TUBERIA 3-1/2"</b>	
	<b>CANTIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>TOTALES</b>
- POZOS NUEVOS PERFORADOS	0	9	9
- TUBOS BAJADOS EN LOS POZOS PERFORADOS	0	1,110	1,110
- SERVICIOS DE POZOS EFECTUADOS EN EL AÑO	5	43	48
- TUBOS BAJADOS EN LOS POZOS CON SERVICIO	558	5,878	6,436
<b>TOTAL DE TUBOS REQUERIDOS</b>	558	6,988	7,546
<b>TUBOS NUEVOS DISPONIBLES</b>	0	1,126	1,126
<b>TUBOS OBTENIDOS DE LOS TRABAJOS DE RECUPERACION</b>	558	5,862	6,420



FIGURA No. 1

EJEMPLO DE CORROSION LOCALIZADA EN TUBOS  
DE UN POZO CON ALTO CONTENIDO DE CO<sub>2</sub>

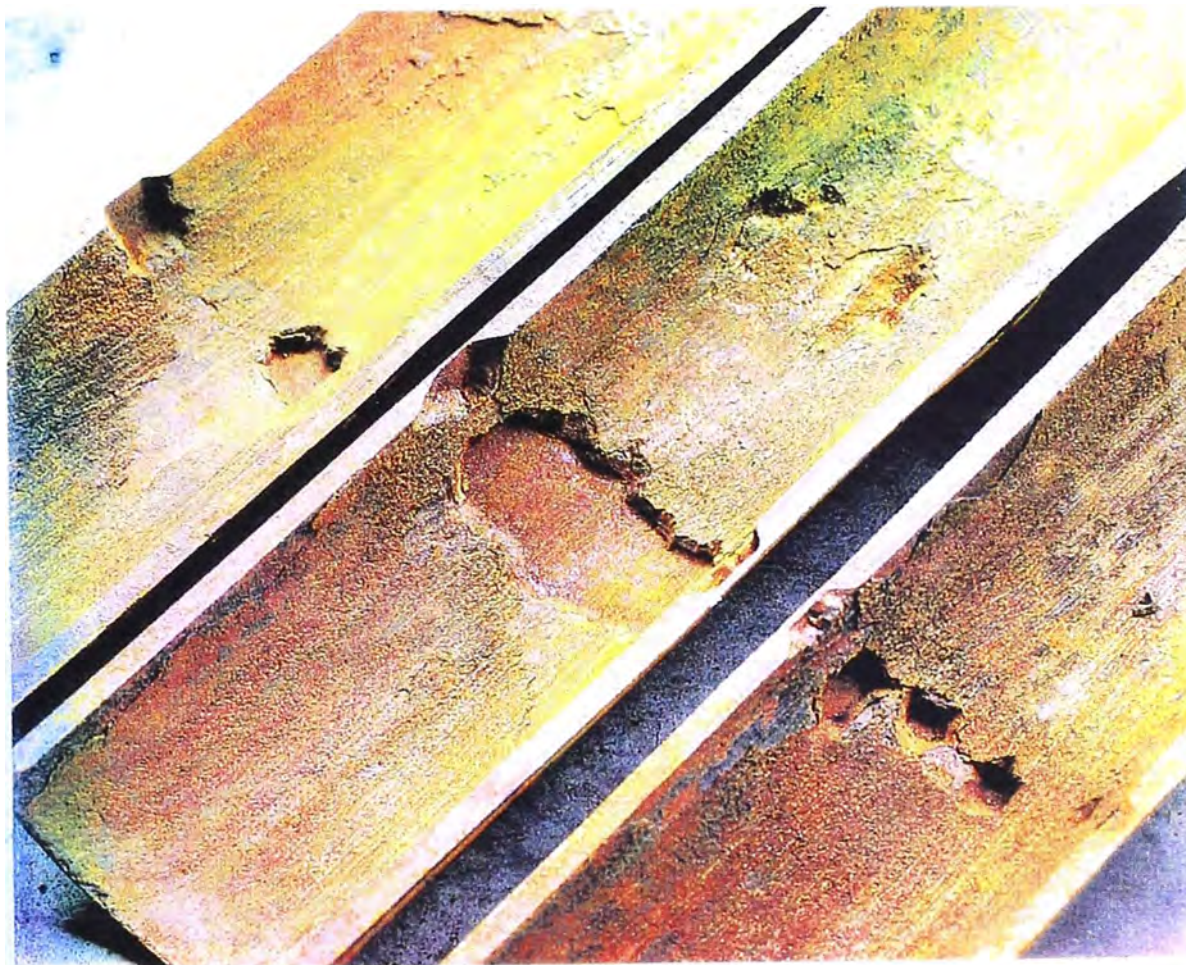
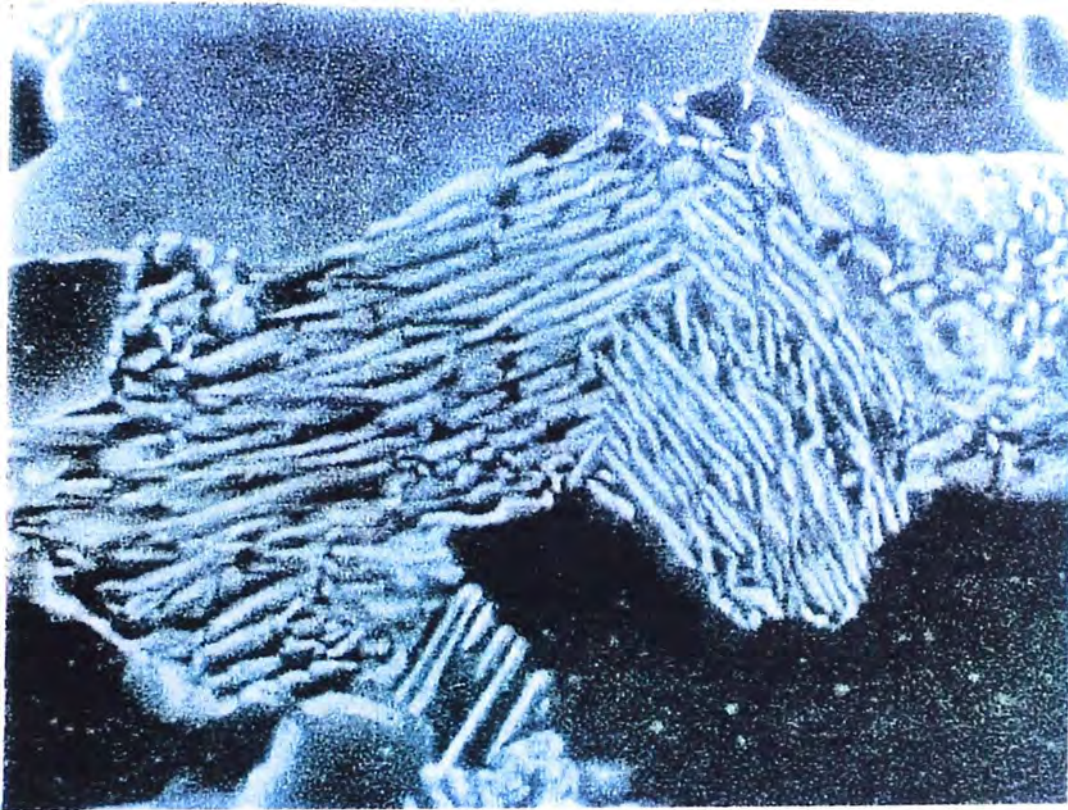


FIGURA No. 2

MICROESTRUCTURA FERRITICO PERLITICA CON  
BUENA RESISTENCIA A LA CORROSION CARBONICA





TUBO CON CORROSIÓN  
ZONA 4 CORRIENTES



FOTOGRAFIA N° 1 Vista del extremo inferior del "tramo A" del tubo 73



FOTOGRAFIA N° 2 Vista macrografía donde se aprecia la morfología del ataque en el borde de la rosca.



TUBO CON CORROSION  
(POZO 46D CORRIENTES)



FOTOGRAFIA N° 3 Problemas de corrosión localizados en el "tramo B" del tubo 73.



FOTOGRAFIA N° 4 Obsérvese con mayor detalle una de las perforaciones

E UN TUBO CON CORROSION  
(POZO 46D CORRIENTES)

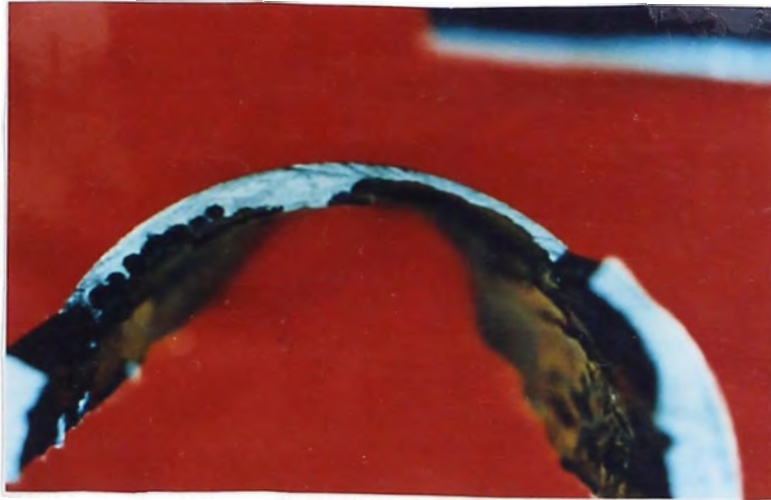


FOTOGRAFIA N° 5 Obsérvese la diferencia de la morfología del ataque con respecto a la otra perforación



FOTOGRAFIA N° 6 Vista del extremo superior del "tramo C" del tubo 73.

ANALISIS DE TRAMOS DE UN TUBO CON CORROSION  
(POZO 46D CORRIENTES)

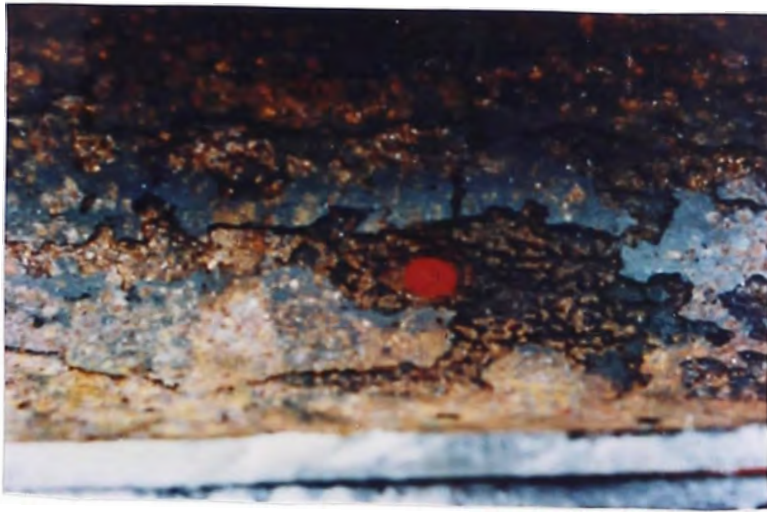


FOTOGRAFIA N° 7 Sección transversal del tramo B" del tubo 73, donde se aprecia la pérdida del espesor de pared del materia

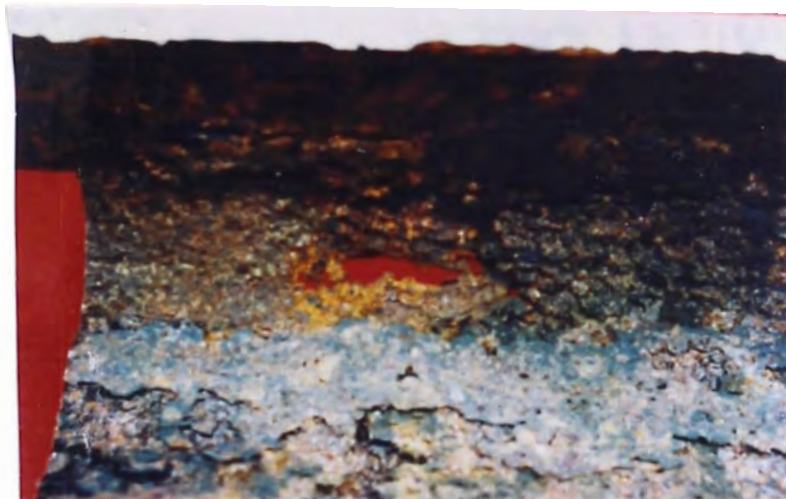


FOTOGRAFIA N° 8 Corte longitudinal del "tramo B" del tubo 73. Obsérvese la morfología del ataque corrosivo de la superficie interna.

RAMOS DE UN TUBO CON CORROSION  
(POZO 46D CORRIENTES)



FOTOGRAFIA N° 9 Obsérvese la morfología del ataque y la perforación de la pared de tubo.



FOTOGRAFIA N° 10 Cómparese la morfología del proceso de corrosión y la forma de ataque que ha destruido la pared del tubo.



TRAMOS DE UN TUBO CON CORROSIÓN  
(POZO 46D CORRIENTES)



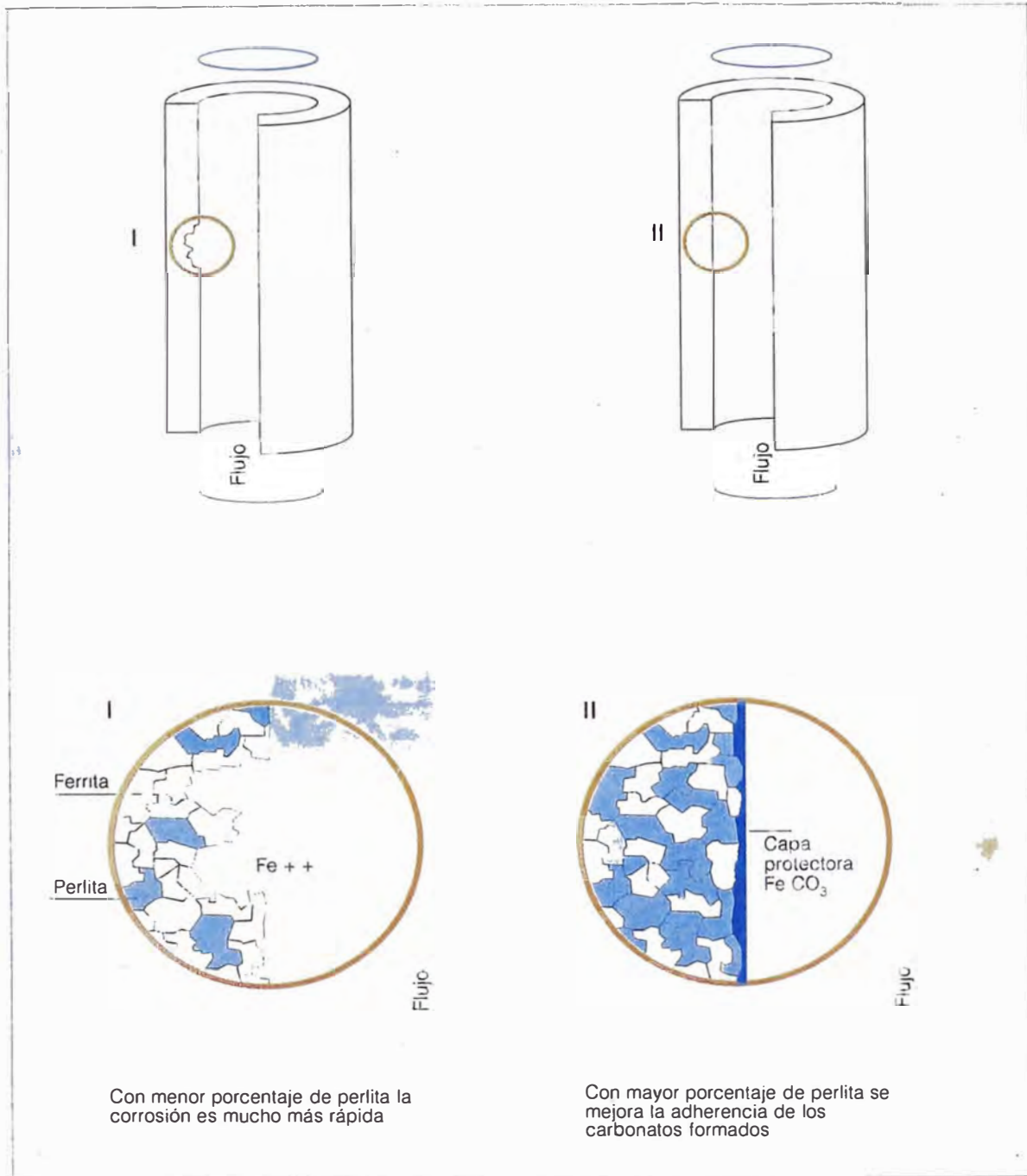
FOTOGRAFIA N° 11 Microestructura de martensita revenida correspondiente a la sección longitudinal del "Tramo A" del tubo 73 (500x)



FOTOGRAFIA N° 12 Microestructura de martensita revenida correspondiente a la sección transversal del "tramo A" del tubo 73 (500x)

**FIGURA No. 3**

**ESQUEMA DEL MECANISMO DE ADHERENCIA DE LA CAPA PROTECTORA DE CARBONATO DE FIERRO A LA PERLITA**



## ANEXO No. 1

### EVALUACION ECONOMICA PARA RECUPERACION TUBERIA EN 1994

#### (Información Preliminar)

#### **INVERSION** (Costos en el año, Cuadros Nos. 2 y No. 3)

Servicios Contratados	(US\$)
De Inspección	50.675
De Reparación	17.344
Total :	68.019

#### **GASTOS OPERATIVOS** (Alimentación y Transporte de Personal y Equipos, Cuadro No. 4)

Gastos Efectuados	(US\$)
En Inspección	58.635
En Reparación	24.030
Total :	82.665

#### **INGRESOS** (Ahorro estimado en tubería recuperada)

Diámetro Tubería	Condición 2		Condición 3		Monto (US\$)
	Tubos	(US\$/pie)	Tubos	(US\$/pie)	
2-7/8"	773	2,63	127	1,75	67.541
3-1/2"	5.223	3,00	528	2,00	501.750
				Total :	569.291

**NOTA :** - Para efectos del valor de recuperación de tubería usada, se estima el 75 % del costo de un tubo nuevo para Condición 2 y el 50 % para el caso de Condición 3.

- Este ahorro no incluye lo dejado de gastar en servicios de pozos adicionales, ni las consiguientes pérdidas por producción diferida, debido a paradas por problemas de tubería, los cuales se evitan al bajar al pozo tubos en buenas condiciones.

En tal sentido, a continuación se cuantificará dicho ahorro adicional:

Continúa ....



## AHORRO ADICIONAL ESTIMADO

(\*) Considera básicamente que con las mejoras implementadas en la recuperación, selección y control de la tubería de producción, se reducirá la frecuencia de fallas anuales (5 servicios de pozos menos por problemas de tubería).

### Información para calcular el ahorro.-

- Costo promedio por efectuar un servicio de pozo : US\$ 60,000  
US\$ 60,000 x 5 pozos = US\$ 300,000 (A)
- Producción promedio de pozos parados por tubería : 500 BOPD
- Tiempo requerido para realizar el servicio : 3 días promedio / pozo
- Costo del crudo para evaluaciones : US\$ 14 / Bl.
- Factor de descuento para la producción diferida =  $[ 1 - 1/(1+i) ]$   
donde i es la tasa de descuento anual = 20 %.
  
- Entonces, el valor presente de la producción diferida (VP) resulta:

$$VP = 500 \text{ BOPD/pozo} \times 3 \text{ días} \times 14 \text{ US\$ / Bl} \times ( 1 - 1/1.2)$$

$$VP = \text{US\$ } 3,500 / \text{pozo} \times 5 \text{ pozos} = \text{US\$ } 17,500 \text{ (B)}$$

Por consiguiente :

$\text{AHORRO TOTAL} = (A) + (B) = \text{US\$ } 317,500 \text{ anuales}$
--

NOTA : - Este ahorro no es considerado en la evaluación económica para 1994, debido a que la reducción de fallas por tubería es esperada para 1995.

ANEXO No. 2

EVALUACION ECONOMICA COMPARATIVA PARA 1994

RECUPERACION DE TUBERIA Vs. ADQUISICION DE TUBOS NUEVOS

(Flujo de Caja)

DATOS INICIALES

Inversión en el año = MUS\$ 68,02

Tasa Impositiva = 30 %

Tasa de descuento anual = 20 %

AÑOS	INGRESOS	GASTOS OPERATIVOS	DEPRECIACION TANGIBLE	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION EN EL AÑO	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZ.
1	569.291	82.665	0	486.626	145.988	340.638	68.019	272.619	272.619

PARAMETROS ECONOMICOS RESULTANTES

VAN : MUS\$ 272,62

TIR : Considerando una tasa promedio de descuento con la cual se recupera la Inversión a partir del flujo de efectivo durante el año 1994, se obtiene un valor > a 300% (mayor al 20 % anual fijado como mínimo para ser rentable). Este valor resulta referencial toda vez que la inversión se va recuperando durante el mismo año.

PAY OUT : Es inmediata conforme se realiza la inversión.

IVA : VAN/INVER. = 4,01

**ANEXO No. 3**

**REQUERIMIENTOS DE COMPOSICION QUIMICA**

**TABLE 3.1  
CHEMICAL REQUIREMENTS  
(By Weight Per Cent)**

0	1	2	3		4		5		6		7	8	9	10	11
			Carbon	Manganese	Molybdenum	Chromium	Nickel	Copper	Phosphorous	Sulfur					
Group	Grade	Type	min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.	max.	max.	max.	max.	max.
1	H-40	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	...
	J-55	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	...
	K-55	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	...
	N-80	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	...
2	L-80	1	...	0.43 <sup>1</sup>	...	1.90	...	...	...	...	0.25	0.35	0.030	0.030	0.45
	L-80	9Cr	...	0.15	0.30	0.60	0.90	1.10	8.00	10.00	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	L-80	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00	...	...	12.0	14.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	C-90	1	...	0.35	...	1.00	0.25 <sup>2</sup>	0.75	...	1.20	0.99	...	0.020	0.010	...
	C-90	2	...	0.50	...	1.90	...	NL	...	NL	0.99	...	0.030	0.010	...
	C-95	...	...	0.45 <sup>2</sup>	...	1.90	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	0.45
3	T-95	1	...	0.35	...	1.20	0.25 <sup>1</sup>	0.85	0.40	1.50	0.99	...	0.020	0.010	...
	T-95	2	...	0.50	...	1.90	...	...	...	...	0.99	...	0.030	0.010	...
4	P-110	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	0.030	0.030	...
	Q-125	1	...	0.35	...	1.00	...	0.75	...	1.20	0.99	...	0.020	0.010	...
4	Q-125	2	...	0.35	...	1.00	...	N.L.	...	N.L.	0.99	...	0.020	0.020	...
	Q-125	3	...	0.50	...	1.90	...	N.L.	...	N.L.	0.99	...	0.030	0.010	...
	Q-125	4	...	0.50	...	1.90	...	N.L.	...	N.L.	0.99	...	0.030	0.020	...

**ANEXO No. 4**

**REQUERIMIENTOS DE ESFUERZOS FISICOS**

**TABLE 4.1  
TENSILE AND HARDNESS REQUIREMENTS**

1	2	3	4				5		6		7		8	9
			Yield Strength				Tensile Strength		Hardness		Specified Wall Thickness, Inches	Allowable Hardness Variation, HRC		
			min.		max.		min.		max.*					
Group	Grade	Type	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	HRC	BIIN				
1	H-40		40,000	276	80,000	552	60,000	414	...	...				
	J-55		55,000	379	80,000	552	75,000	517	...	...				
	K-55		55,000	379	80,000	552	95,000	655	...	...				
	N-80		80,000	552	110,000	758	100,000	689	...	...				
2	L-80	1	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241				
	L-80	9Cr	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241				
	L-80	13Cr	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241				
	C-90	1.2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.500 or less	3.0		
	C-90	1.2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.501 to 0.749	4.0		
	C-90	1.2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.750 to 0.999	5.0		
	C-90	1.2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	1.000 and above	6.0		
	C-95		95,000	655	110,000	758	105,000	724	...	...				
	T-95	1.2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.500 or less	3.0		
	T-95	1.2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.501 to 0.749	4.0		
T-95	1.2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.750 to 0.999	5.0			
3	P-110		110,000	758	140,000	965	125,000	862	...	...				
4	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930	...	...	0.500 or less	3.0		
	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930	...	...	0.501 to 0.749	4.0		
	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930	...	...	0.750 and above	5.0		

\*In case of dispute, laboratory Rockwell C hardness tests shall be used as the referee method.

**PROCESO DE FABRICACION Y TRATAMIENTO TERMICO**

**PARA TUBULARES (NORMA API 5CT)**

**TABLE 2.1  
PROCESS OF MANUFACTURE AND  
HEAT TREATMENT**

	Grade	Type	Process of Manufacture	Heat Treatment	Tempering Temp., Min.		
					°F	°C	
Group 1	H40	—	S or EW	None	—	—	
	J55	—	S or EW	None.	—	—	
	K55	—	S or EW	None.	Note 1	—	—
					Note 1	—	—
	N80	(Casing)	S or EW	None.	—	—	
N80	(Tubing)	S or EW	Note 1	—	—		
Group 2	C75	1	S or EW	N&T	1150	621	
	C75	2	S or EW	Q&T	1150	621	
	C75	3	S or EW	N&T	1150	621	
	C75	9 Cr	S	Q&T*	1100	593	
	C75	13 Cr	S	Q&T*	1100	593	
	C90	1	S	Q&T	1150	621	
	C90	2	S	Q&T	1150	621	
	C95	—	S or EW	Q&T	1000	538	
	L80	1	S or EW	Q&T	1050	566	
	L80	9 Cr	S	Q&T*	1100	593	
L80	13 Cr	S	Q&T*	1100	593		
Group 3	P105	—	S	Q&T or N&T†	—	—	
	P110	—	S	Q&T or N&T†	—	—	
Group 4	Q125	1	S or EW*	Q&T	—	—	
	Q125	2	S or EW*	Q&T	—	—	
	Q125	3	S or EW*	Q&T	—	—	
	Q125	4	S or EW*	Q&T	—	—	

Note 1: Full length normalized, normalized and tempered (N&T), or quenched and tempered (Q&T), at the manufacturer's option or if so specified on the purchase order.

\*Type 9 Cr and 13 Cr grades may be air quenched.

†Unless otherwise agreed on between purchaser and manufacturer/processor.

\*Special requirements unique to electric welded Q-125 casing are specified in SR11. When electric welded Q-125 casing is furnished, the provisions of SR11 are automatically in effect.

## ANEXO No. 5

### CALCULO DE PRESION MAXIMA DE TRABAJO ESTIMADA

#### PARA TUBERIA CON PERDIDA DE ESPESOR DE PARED

##### 1. DATOS DE CALCULO

Pd = Presión de diseño, Psi

T = Espesor mínimo de pared, Pulg. (Nominal x % Espesor remanente)

R = Radio interior, Pulg.

S = Máximo esfuerzo permisible, Psi

E = Eficiencia de la junta : 1

A = Margen por corrosión (% de T)

##### 2. FORMULA PARA LA PRESION DE DISEÑO

$$Pd = \frac{S \times E (T - A)}{R + 0.6 (T - A)}$$

##### 3. CALCULO PARA LA PRESION DE TRABAJO

Pt = Presión de trabajo, Psi

Pd = Presión de diseño, Psi

Cs = Coeficiente de seguridad (Función del % de Espesor remanente)

$$Pt = \frac{Pd}{Cs}$$

Referencias :

. API 5A

. ASME Secc. VIII

**ANEXO No. 6**

**PRESION MAXIMA DE TRABAJO ESTIMADA PARA TUBERIA INSPECCIONADA**

**TUBERIA 3-1/2" GRADO N-80**

CONDIC.	% REMANT.	S (Psi)	E	R (Pulg.)	T (Pulg.)	A (0,3 T)	S x E (T - A) (Lb/Pulg.)	R + 0,6 (T - A) (Pulg.)	Pd (Psi)	Cs	Pt (Psi)
2A	0.90	80,000	1.00	1.496	0.2286	0.06858	12801.6	1.592012	8,041.15	1.30	6,185.50
2B	0.80	80,000	1.00	1.496	0.2032	0.06096	11379.2	1.581344	7,195.90	1.40	5,139.93
3A	0.70	80,000	1.00	1.496	0.1778	0.05334	9956.8	1.570676	6,339.18	1.50	4,226.12
3B	0.70	80,000	1.00	1.496	0.1778	0.06223	9245.6	1.565342	5,906.44	1.75	3,375.11
4	0.60	80,000	1.00	1.496	0.1524	0.05334	7924.8	1.555436	5,094.91	2.50	2,037.96
5	0.50	80,000	1.00	1.496	0.127	0.04445	6604	1.54553	4,272.97	5.00	854.59

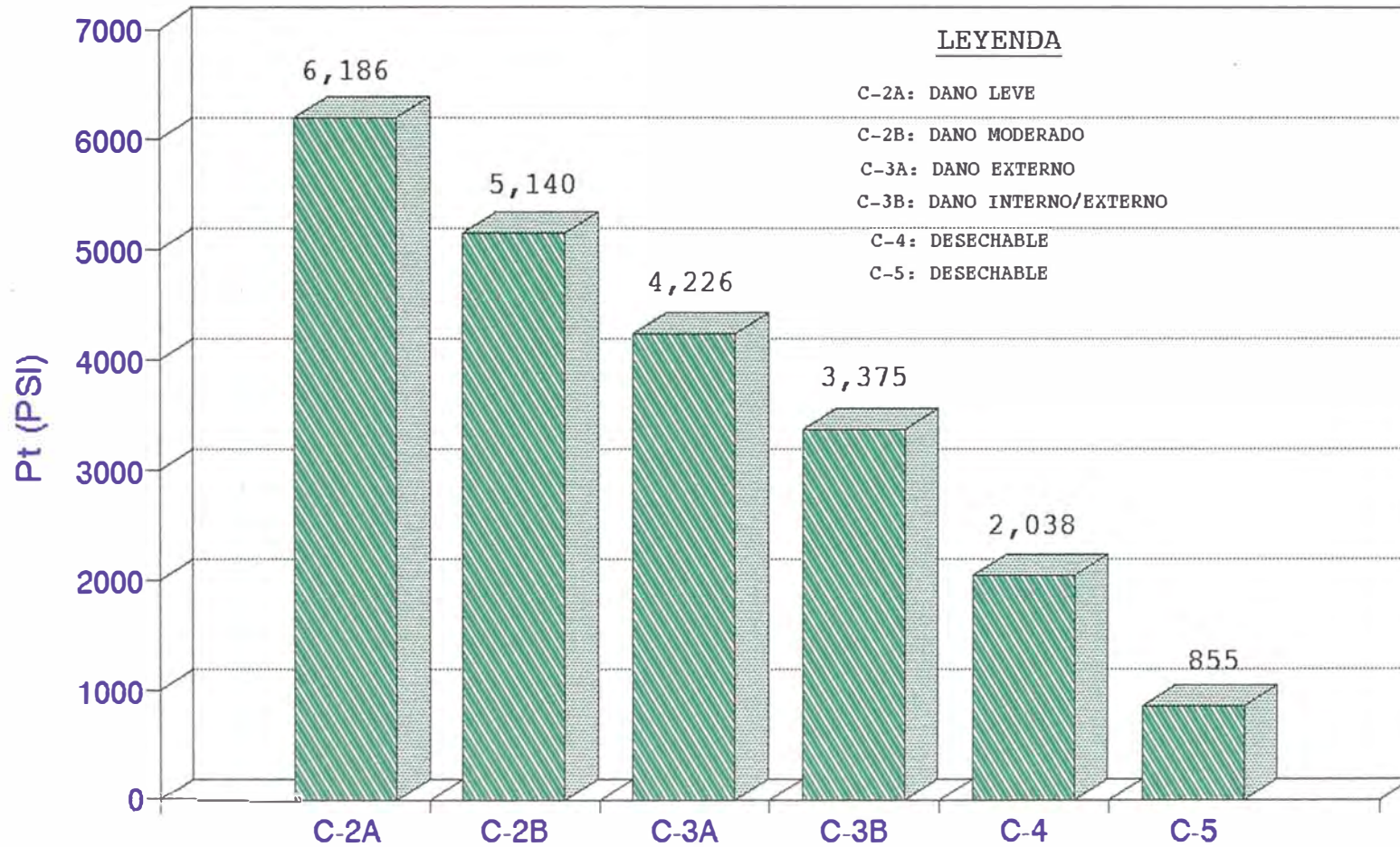
**TUBERIA 3-1/2" GRADO J-55**

CONDIC.	% REMANT.	S (Psi)	E	R (Pulg.)	T (Pulg.)	A (0,3 T)	S x E (T - A) (Lb/Pulg.)	R + 0,6 (T - A) (Pulg.)	Pd (Psi)	Cs	Pt (Psi)
2A	0.90	55,000	1.00	1.496	0.2286	0.06858	8801.1	1.592012	5,528.29	1.30	4,252.53
2B	0.80	55,000	1.00	1.496	0.2032	0.06096	7823.2	1.581344	4,947.18	1.40	3,533.70
3A	0.70	55,000	1.00	1.496	0.1778	0.05334	6845.3	1.570676	4,358.19	1.50	2,905.46
3B	0.70	55,000	1.00	1.496	0.1778	0.06223	6356.35	1.565342	4,060.68	1.75	2,320.39
4	0.60	55,000	1.00	1.496	0.1524	0.05334	5448.3	1.555436	3,502.75	2.50	1,401.10
5	0.50	55,000	1.00	1.496	0.127	0.04445	4540.25	1.54553	2,937.67	5.00	587.53



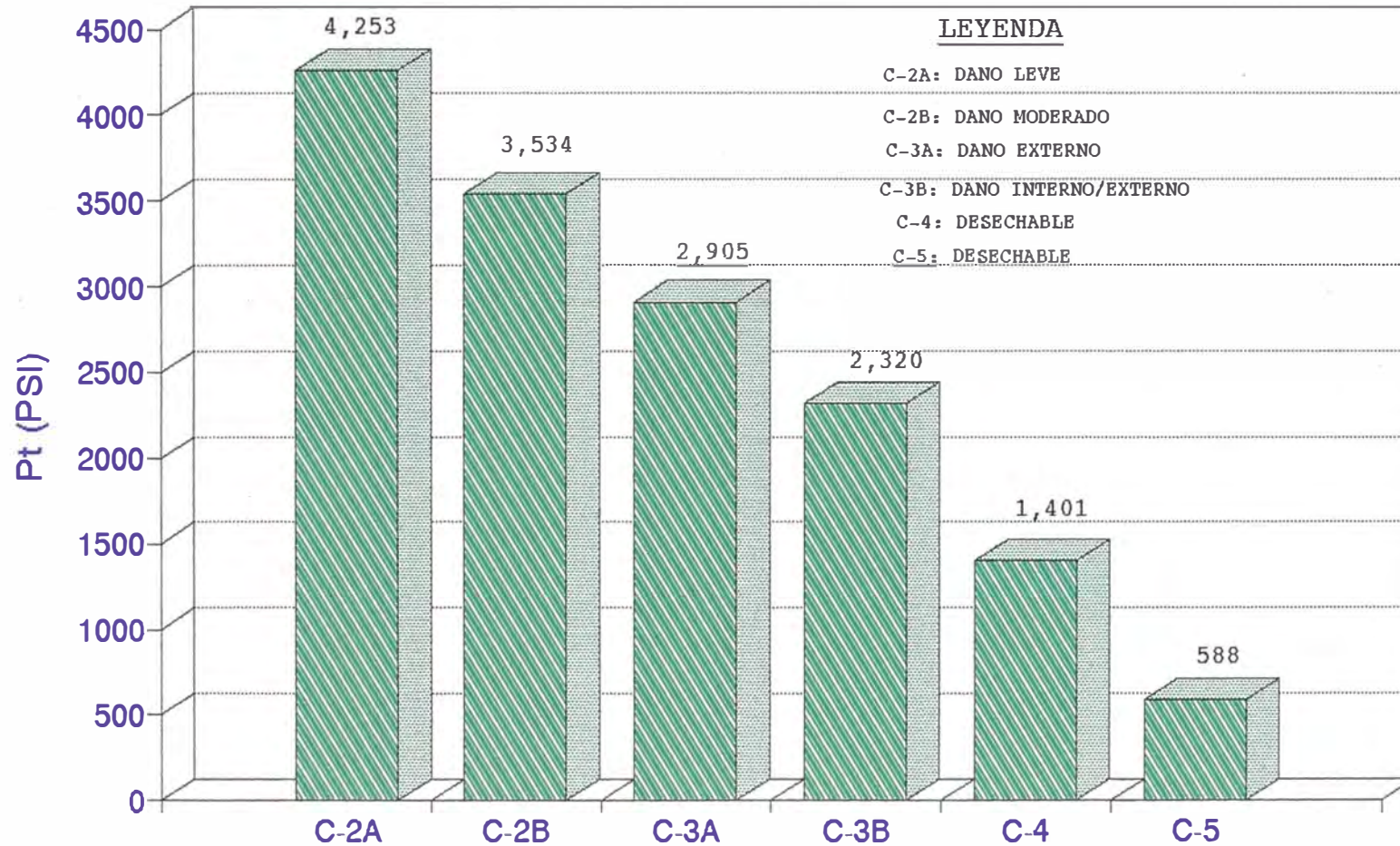
# PRESION MAXIMA DE TRABAJO

TUBERIA DE 3 1/2" N-80



# PRESION MAXIMA DE TRABAJO

TUBERIA DE 3 1/2" J-55



## ANEXO No. 7

### REPORTE DE INSPECCION POZO 139D-CORRIENTES

#### CARACTERISTICAS DEL SISTEMA

##### A. Producción del pozo

- Antes de la intervención (Prueba del 17-04-95)  
300 BOPD x 1630 BWPD (1930 BFPD) x 84,5 % W.C.
- Típica (Prueba del 08-04-95)  
466 BOPD x 2534 BWPD (3000 BFPD) x 84,5 % W.C.

##### B. Condiciones operativas

- Presión en cabeza : 85 Psig.
- Temperatura en cabeza : 165 F
- Velocidad de flujo : 5,9 ft/seg.
- Nivel de fluido : 21 tubos ó 651 pies (15-03-95)
- Operación desde la última intervención : 138 días
- Razón de la parada anterior : Reacondicionamiento

##### C. Tratamiento químico

- Inhibidor de corrosión : 15 ppm, Champion JRU-211; en febrero'95 cuatro días y en marzo'95 once días, dosificación suspendida por agotamiento de stock.
- Anti-Scale : 12 ppm Nalco Visco 88EV017.

##### D. Equipos instalados en el servicio anterior

- Bomba : Reda GN-2100, 74 etapas; Motor de 80 HP; Intake a 4.323,74 ft. Fecha de instalación 12-11-94; salió el 17-11-94 y se reinstaló el 21-11-94. Fecha de arranque 21-11-94 a las 10:00 Hrs. a Batería 1.
- Tubing : 138 de 3-1/2", grado N-80, rosca EUE-8RD, Condición 2 inspeccionada, fabricantes Siderca y Mannesman.

##### E. Equipos instalados en este servicio

- Bomba : Reda GN-3200, 74 etapas; Motor de 80 HP; Intake a 3.476,3 ft.; Fondo de instalación a 3,504,8 ft. Fecha de instalación 21-04-95; arranque a las 09:40 Hrs. a Batería 1.
- Tubing recomendado : 113 de 3-1/2", rosca EUE-8RD, desde el fondo hasta superficie : 01 grado SD55CS, condición 1, calidad mejorada, fabricante Siderca; 32 de grado N-80, inspeccionada en fecha anterior; 50 de grado N-80, condición 2A y 2B inspeccionados el 20-04-95; 30 de grado SD55CS, condición 1, calidad mejorada, fabricante Siderca.

#### INSPECCION VISUAL

Se sacaron 138 tubos y el conjunto BEC con la Unidad 104 de Servicio de Pozos, encontrándose lo siguiente:

- Tubo No. 59 (de cabeza a fondo), código No. 10525, con una perforación de apróx. 8 mm de diámetro a 2.2 mts. del extremo pin debido a corrosión interna localizada.

Continúa



- Tubo No. 137 de código 10212, que va unido a la válvula check, labio (chaflán) desaparecido y apróx. 1 pulg. de pin destruido por corrosión interna localizada.
- 09 tubos de códigos Nos. 13492, 10722, 13695, 10723, 13586, 10581, S/N, 10084, 13503, con corrosión localizada entre agresiva y moderada en la zona "J" lado del pin, con daños en el labio y en los primeros hilos.
- 07 tubos de códigos Nos. 10182, 02327, 10746, S/N, 10722, 13695 y 10723, con corrosión localizada moderada en la zona "J" lado del cople, con daños en algunos hilos del cople y en el extremo del tubo debajo del cople.
- 02 tubos S/N, con daños mecánicos, uno en los hilos del pin y otro en los hilos del cople. Además, el primero tiene daño mecánico por tenazas en zona del upset.
- 10 tubos extraídos con ambos extremos cople-cople, por desarmado inadecuado como consecuencia de probable excesivo torque en el anterior servicio ó torquímetro inoperativo.
- 13 tubos marca Mannesman con revestimiento interno en aparente buen estado.
- El resto de tubos con apariencia de tener sólo daños menores.
- Válvula de drenaje, con corrosión interna moderada en hilos de la rosca.
- Válvula check, con corrosión interna agresiva en los hilos de la rosca.

## CONCLUSIONES

- La caída de producción del pozo fué causada por corrosión interna de la tubería debido al CO<sub>2</sub> disuelto, que se manifestó con mayor agresividad en el tubo No. 59 (Código 10525), que fué perforado y, en 10 tubos que sufrieron corrosión agresiva localizada en la zona "J".
- La velocidad de corrosión real ha sido de 580 MPY, de acuerdo a los 138 días de vida útil de la tubería Condición 2 que se utilizó en el pozo, considerando la corrosión localizada crítica que ocurrió en el tubo No. 59; y que la tubería usada ya tenía una pérdida de espesor de pared mínima de 15 %.
- La discontinuidad del tratamiento anticorrosivo durante 11 días entre febrero y marzo '95, contribuyó a la ocurrencia de este problema.

## RECOMENDACIONES

- En este tipo de pozos que sufren ataque corrosivo agresivo debido al CO<sub>2</sub>, utilizar tubería de calidad adecuada resistente a este medio, como la tubería "mejorada" de Siderca (Con contenido de cromo y microestructura ferrita-perlita), en lo posible con rosca de tipo SEC que ya no tiene zona "J", ó tubería con revestimiento interno que aparentemente no falló.
- Es indispensable complementar el uso de tubería de calidad adecuada con el tratamiento anticorrosivo continuo, para lo cual se requiere un mayor control y monitoreo periódico del tratamiento; así como, de un permanente mantenimiento de las instalaciones de inyección.

# POZO 139D CORRIENTES

KE : 137.3 M

GL : 129.3 M

### CONJUNTO BEC

	BOMBA	PROTECTOR	MOTOR
MOD	GN-3200	66L-SS	100 HP
ETAPAS	55	TANDEM	1305V/51.5A
SERIE	540	540	540
SERIAL	2FQ4I-00204	3FD4L-01604 3FD4L-01694	1DB4J-73150
FECHA DE INSTALACION : 21 ABR 95 U-104			

SE ENCONTRO TUBERIA CON HUECO

### CASING

O.D.	GRADO	PESO	ROSCA	PROFUND.
13 3/8"	J55/H40	48	EJE-8RD	0-588.12 M
9 5/8"	N-80	40	EJE-8RD	0-2280 M
7 "	N-80	29	8RD-BUT	0-3215 M

### TUBING

O.D.	GRADO	PESO	ROSCA	PROFUND.
3 1/2"	N-80	9.3	EJE-8RD	0-768 M

FECHA DE COMPLETACION: JUN. 92

N DE INSTALACION = 5

EQUIPO ANT: NOV 16, 93 GN-4000\*52

FECHA DE REACCION: MAR.93

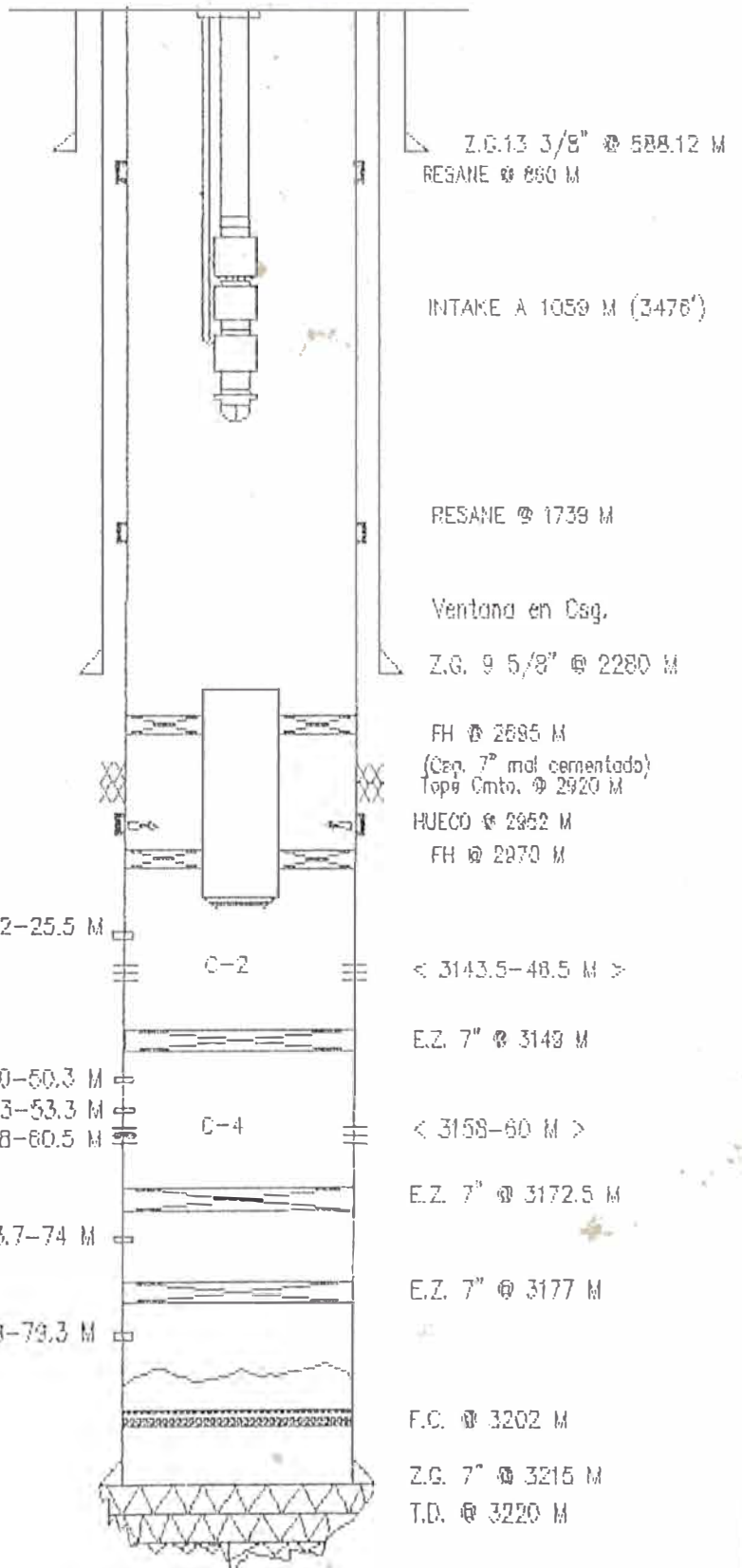
OCT.84 (EQ-2)

- SET 7, 84 AISLO C4

- RESANO CASING OCT-NOV-94

ABR 95: SE ENCONTRO HUECO EN TBG 59

ESTADO ACTUAL:



Z.G. 13 3/8" @ 588.12 M  
RESANE @ 850 M

INTAKE A 1050 M (3476')

RESANE @ 1738 M

Ventana en Csg.

Z.G. 9 5/8" @ 2280 M

FH @ 2685 M

(Csp. 7" mol cementado)  
Topo Cmb. @ 2920 M

HUECO @ 2852 M

FH @ 2970 M

3125.2-25.5 M

C-2

< 3143.5-48.5 M >

E.Z. 7" @ 3149 M

3150-50.3 M

3153-53.3 M

3158-60.5 M

C-4

< 3158-60 M >

E.Z. 7" @ 3172.5 M

3173.7-74 M

E.Z. 7" @ 3177 M

3179-79.3 M

F.C. @ 3202 M

Z.G. 7" @ 3215 M

T.D. @ 3220 M