

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"Uso Alternativo de Tuberías de Revestimiento Intermedio de 9-5/8" de Condición Premium-1, Premium-2 y Premium-3 en Pozos de Petroperú Selva Norte"**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL**

Para Optar el Título Profesional de :  
**INGENIERO DE PETROLEO**

**ROGER ISAAC DELGADO VILLEGAS**  
Promoción 1988-I

Lima - Perú  
1995

## DEDICATORIA

Quiero ante todo, agradecer a *Dios y a mi madre*, por la vida y la salud, a mis hermanos, en particular a *mi hermano Jesús y su familia*, que sin su ayuda moral y económica no hubiese sido posible concluir mis estudios superiores.

Dedico este trabajo, a la mujer con quien comparto estos días de mi vida, y que me impulsó a concluir el presente trabajo, mi esposa *Marleny*.

No podría dejar de mencionar a mis dos queridas hijitas *Lizeth y Jezabel*, ellas son la fuente de inspiración y el motivo principal que me lleva a continuar luchando en esta vida.

Y por supuesto a todos mis compañeros de trabajo de la empresa *Petróleos del Perú S.A.*, particularmente del Grupo de Trabajo “Perforación-completación de Pozos”. Agradesco infinitamente a ellos por su apoyo moral y técnico que contribuyó en la elaboración del presente trabajo.

# **DISEÑO DE CASING**

## **USO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9-5/8” DE CONDICION PREMIUN-1, 2 Y 3 EN POZOS DE SELVA NORTE**

### **INTRODUCCION**

### **DISCUSION**

#### **1. ANTECEDENTES**

#### **2. INSPECCION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

2.1 Tipos de inspección utilizados

2.2 Criterios de rechazo utilizados

2.3 Ejecución de los trabajos de inspección

2.4 Características de tuberías de revestimiento inspeccionado

2.5 Resultados finales de inspección

#### **3. CALCULO DE LAS NUEVAS PROPIEDADES MECANICAS**

3.1 Cálculo de la mínima presión de colapso

3.2 Cálculo de la máxima presión interna y de Tensión

#### **4. APLICACION DE DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO**

##### **DISEÑO DEL REVESTIMIENTO INTERMEDIO POZO 131X-TIGRE**

A) Datos generales del pozo

B) Cálculos de diseño

B.1 Diseño de colapso por pérdida de circulación

B.2 Diseño de colapso durante la cementación del revestimiento

**B.3** Diseño por presión interna ó estallido

**B.4** Diseño por tensión

**B.5** Tensión adicional durante una prueba de presión

**B.6** Corrección final de la resistencia nominal de colapso debido a esfuerzos biaxiales

## **5. ALCANCES ECONOMICOS, REDUCCION DE COSTOS CONSEGUIDOS POR USO DE TUBERIA DE CLASIFICACION NO API**

## **6. CONCLUSIONES**

## **7. RECOMENDACIONES**

## **8. BIBLIOGRAFIA - FIGURAS-TABLAS-ANEXOS**

## ***INTRODUCCION***

El presente informe tiene el propósito de dar a conocer la experiencia que tuvo PETROPERU en estas Operaciones Selva Lote-8, al haber usado tuberías de revestimiento intermedio de 9-5/8", grado N80, 40 lb/pie, 8rd, con reducciones de espesor de pared de **16%, 20% y 25%**, a las que se denominó **Premium-1, Premium-2 y Premium-3**.

Estos tubulares fueron empleados en forma exitosa durante la bajada y trabajos de cementación en cinco pozos de desarrollo y un exploratorio, entre 1992 y 1993, años en la que Petroperú inicia una nueva etapa de perforación de pozos de Petróleo en Selva-Lote-8, mediante la ejecución del "Proyecto de Desarrollo Corrientes-Pavayacu Fase 1 y 2".

## ***1. ANTECEDENTES***

Con el “**Proyecto de Desarrollo Corrientes-Pavayacu**”, en abril de 1992, se inicia una nueva etapa de operaciones de perforación en el lote-8, cuyo objetivo fue perforar cuatro pozos de desarrollo en el Area de Corrientes y dos en Pavayacu.

Para llevar a cabo dicho Proyecto, se consideró usar inicialmente aditivos de lodo y tubulares que se habían comprado antes de 1,989, para la ejecución del “Proyecto Chambira”, y otros materiales transferidos de las Operaciones de Pucallpa.

Para el caso de tubulares, principalmente la tubería de 9-5/8”, se programó hacer una inspección previa para saber su estado físico, y así obtener la mayor cantidad posible de tubería **Condición-1** que permita ser empleada en los dos primeros pozos, pues se sabe que las condiciones ambientales de la selva, que se caracteriza por ser extremadamente húmeda, contribuye a una rápida corrosión, con manifestación de “picaduras” en la pared externa y extremos de las tuberías.

Los resultados iniciales de inspección que se venía efectuando indicaba que el 42% estaba siendo rechazado por problemas de reducción de espesor de pared mayor a lo especificado por el API, que es 12.5% para tubería de Condición-1 (nueva).

En vista de estos resultados iniciales, y los tubulares que se estaba comprando del extranjero no llegarían hasta después de 10 meses, tiempo en el que estaba programado perforar los tres primeros pozos 1992, el **Dpto. Técnico de Petróleo Selva** efectuó los estudios correspondientes para ver la posibilidad de emplear tubulares de grado N80, 40lb/pie que presenten reducciones de espesor de pared mayores a 12.5%.

Del estudio elaborado mediante la determinación de las nuevas propiedades mecánicas de estos tubulares, y el rediseño de la sarta de revestimiento, empleando aún los máximos factores de seguridad que especifica el API, se concluyó que tubulares que hayan sufrido reducciones de espesor de pared de 16, 20 y 25% podrían ser empleados sin ningún

inconveniente durante su bajada en pozos de desarrollo, hasta profundidades promedias de 9,000 pies, y bajo las condiciones comunes de trabajo.

Con este estudio efectuado se recomendó a la Cía inspectora ampliar los rangos de aceptación de reducción de espesor de pared a **valores de 16%, 20% y 25%**, a las que se denominó tuberías de condición **Premium-1, Premium-2 y Premium-3** respectivamente.

Tuberías de 9-5/8" Condición-1 y Premium-1 fueron utilizados en los pozos 140D y 138D-Corrientes. En el 137-Corrientes, 132D y 130XC-Pavayacu, se empleó tubería Condición-1, Premium-1 y Premium-2; y en el pozo 131X-Tigre, se usó tuberías de Condición-1, Premium-1, Premium-2 y Premium-3.

Particularmente en el pozo vertical 130XC-Pavayacu, la tubería se sometió a los máximos esfuerzos de tensión durante la sacada de la sarta de revestimiento a superficie, desde de 4,787 pies (profundidad tramo 12-1/4" 7,134 pies). El motivo fue debido a la pérdida de retorno de lodo desde esa profundidad hasta superficie.

En el pozo exploratorio 131X-Tigre, se presentó el problema de asentamiento de la sarta de revestimiento a 6,293 pies, cuando se estaba bajando (profundidad del tramo 12-1/4" 7,940pies), tomando la decisión de sacar para volver acondicionar el hueco. En este pozo nuevamente la sarta de revestimiento compuesta de tubería de las tres condiciones descritas, incluyendo la Premium-3, se sometió a los máximos esfuerzos de tensión.

## **2. INSPECCION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

Cuando se compra un lote de tubería de revestimiento, se exige al fabricante ó proveedor, antes de la entrega del material, certificados de inspección de fábrica de propiedades mecánicas, composición química, tratamiento térmico, pruebas destructivas (dureza, tenacidad, ductibilidad) y no destructivas (electromagnética y ultrasonido) del lote adquirido. Estos son los únicos documentos que garantizan la condición de la tubería contra posibles defectos de manufactura con que podría salir de fábrica.

Adicionalmente, por experiencias de campo, se efectua inspecciones posteriores de tipo visual del cuerpo y extremos de la tubería, ya que durante el traslado desde la fábrica hasta los almacenes ó locación del pozo, sufren golpes en el cuerpo, abolladuras en los extremos y algunas veces formación de “picaduras” en la parte externa del cuerpo, cuando están expuestas a la interperie por tiempos prolongados, bajo condiciones no muy adecuadas.

### **2.1 METODOS DE INSPECCION UTILIZADOS**

Se emplearon cinco métodos de inspección, cada uno se emplea para determinar un cierto tipo de defecto. Los métodos empleados fueron:

#### **2.1.1 Inspección visual general y diámetro interno (drift)**

Se realizó con la finalidad de separar los tubos que presentan daños visibles muy severos, como corrosión severa externa, aplastamiento del cuerpo, abolladura de extremos, torcimiento notable, reducción de diámetro interno (drift), etc.

#### **2.1.2 Inspección con partículas magnéticas (MPI)**

El objetivo de esta inspección fue localizar y evaluar todos los defectos orientados longitudinalmente (traslapes, laminaciones), que se puedan haber

producido durante el proceso de fabricación del lingote de acero que se emplea para fabricar la tubería sin costura.

Esta inspección se efectuó a lo largo de todo el tubo, excluyendo los extremos (coples y pines). Consiste en la magnetización de la tubería con un campo magnético circular, empleando un conductor central ó varilla y una fuente de poder tal como un magnetizador con acumulador, luego se usa partículas magnéticas esparcidas en el cuerpo del tubo para detectar defectos longitudinales en la superficie externa.

### **2.1.3 Inspección electromagnética (EMI)**

Se efectuó para determinar imperfecciones transversales ó tridimensionales (picaduras, incrustaciones, canales) de fabricación. Se realizó a lo largo de todo el cuerpo de la tubería, excluyendo los extremos, pues estos se realiza con otras técnicas suplementarias.

Detectores electrónicos (cabezal electromagnético) normalmente inspeccionan el tubo, reproduciendo un gráfico de las imperfecciones detectadas.

### **2.1.4 Medida de espesor de pared con ultrasonido (UTI)**

Esta técnica se efectua desde la parte exterior del tubo, utilizando un medidor ultrasónico, el cual nos determina la pared neta sobre una imperfección externa ó interna de la tubería, determinado ya sea con el método EMI/MPI.

El medidor ultrasónico digital, según la evaluación de imperfecciones especificado en la API 5A, 5AC y 5AX, deberá ser capaz de leer el espesor de un bloque de prueba de superficie plana dentro de 0.002” de la medida real.

### 2.1.5 Inspección visual de conexiones (VTI)

Permitió localizar imperfecciones, usando especialmente calibradores de hilos (ring y plugs) ó herramientas especiales de inspección. Los hilos que son visibles son inspeccionados para localizar defectos evidentes de fabricación ó daños mecánicos.

## 2.2 CRITERIOS DE RECHAZO UTILIZADOS

La tubería de revestimiento nueva debe clasificarse de acuerdo con la pérdida del espesor nominal de la pared.

El API recomienda que si el remanente de espesor de pared es menor que 87.5% del valor nominal especificado, el tubo debe ser rechazado, es decir para una tubería de revestimiento de 9-5/8", N80, 40 lb/pie, tendríamos:

$$\text{espesor nominal de pared} = (9.625 - 8.835)/2 = 0.395''$$

Si  $RWT/0.395 < 87.5\%$ , la tubería es rechazada

donde :  $RWT = (NWT - \delta)$ , Espesor de pared remanente, pg

$NWT =$  Espesor de pared neto cerca a la imperfección, pg

$\delta =$  profundidad de la imperfección, pg

En los casos de corrosión externa, cortes, daños mecánicos, etc, la profundidad de estas imperfecciones se mide con una herramienta llamado profundímetro, y luego con ultrasonido se establece el remanente de espesor de pared.

Asimismo, en caso de encontrar fisuras, traslapes, laminaciones, etc, estas imperfecciones deben ser exploradas usando limas y/o máquinas pulidoras. Esta exploración es de fondo redondeado, luego se evalúan dichas imperfecciones para determinar el espesor de pared remanente (RWT) aplicando el criterio de rechazo antes mencionado.

Para nuestro caso, el criterio seguido para clasificar la condición de la tubería de 9-5/8" fue la siguiente:

Si  $87.5\% \leq RWT < 100\%$  , **Condición-1**  
 $84\% \leq RWT < 87.5\%$  , **Premium-1**  
 $80\% \leq RWT < 84\%$  , **Premium-2**  
 $75\% \leq RWT < 80\%$  , **Premium-3**  
 $RWT < 75\%$  , **Condición-5**

En el **Anexo-1** se puede apreciar el trabajo de inspección desarrollado y el criterio de clasificación utilizado.

## **2.3 EJECUCION DEL TRABAJO**

De acuerdo a las normas API 5A, 5AX, cuando se inicia un trabajo de inspección a un lote de tubería de revestimiento, el representante de la Cía inspectora deberá informar los resultados de inspección de los 50 primeros tubos inspeccionados, en caso que el porcentaje de rechazo con los métodos de inspección aplicados sean igual ó mayor a 10%.

Teniendo en cuenta éste criterio API, la Cía. inspectora observó que en los trabajos iniciales de inspección a 75 primeros tubos, los porcentajes de rechazo superaban el 42%, fundamentalmente por reducción de espesor de pared mayor de 12.5%, debido a "picaduras" en la pared externa de los tubos.

Siendo este porcentaje de rechazo muy elevado, se tomó la decisión de ampliar el margen de aceptación del porcentaje de reducción de pared, concepto que se sigue para la inspección de tuberías usadas; quedando a criterio del **Dpto. Técnico de Petróleo Selva** efectuar los cálculos respectivos de las nuevas propiedades mecánicas y el diseño correspondiente para ver la posibilidad de uso en pozos de petróleo.

## 2.5 RESULTADOS FINALES DE LA INSPECCION

En la **Tabla-2** se muestra el resultado final de la inspección que se llevó a cabo entre los meses de marzo a agosto 1,992, a un total de 1,087 tubos de 9-5/8”.

**TABLA-2**

| ESTADO TUBERIA | CONDIC. 1   | PREMIUM 1   | PREMIUM 2   | CONDIC. 5  | TOTAL        |
|----------------|-------------|-------------|-------------|------------|--------------|
| EXTR. OK       | 543         | 258         | 122         | 68         | 991          |
| PIN OK         | 3           | -           | 1           | -          | 4            |
| COPLE OK       | 47          | 19          | 18          | 5          | 89           |
| EXTR. MAL      | 1           | -           | -           | 2          | 3            |
| SUB-TOT.       | 594         | 277         | 141         | 75         | <b>1,087</b> |
| PORCT.(%)      | <b>54.6</b> | <b>25.5</b> | <b>13.0</b> | <b>6.9</b> | <b>100</b>   |

Como se podrá observar, únicamente el 54.6% de 1,087 tubos nuevos que fueron inspeccionados se clasificó como Condición-1, y el 38.5% fue recuperado como tubería de condición Premium-1 y Premium-2. El porcentaje restante (6.9%) se clasificó como Condición-5.

Estos resultados, muestran que la tubería no tuvo las condiciones mas adecuadas de almacenamiento; aproximadamente durante cuatro años estuvo expuesto al medio ambiente y gran parte de ellos en contacto con el suelo humedo (barro). Estos dos factores contribuyeron a la formación rápida de “picaduras” por corrosión en la parte externa de los tubos.

También de la **Tabla-2** se puede observar defectos por inadecuada manipulación de tubería, pues los pines y coples malos, representan defectos de abolladuras de hilos y aplastamiento de extremos. Sin embargo la tubería con estos defectos se logró recuperar cortando los extremos, maquinando nuevos pines y colocando nuevos coples.

### **3. CALCULO DE LAS NUEVAS PROPIEDADES MECANICAS PARA LA TUBERIA DISPONIBLE - CONSIDERACIONES TOMADAS**

Las propiedades mecánicas de operación de las tuberías nuevas de revestimiento, tuberías de producción y de perforación, generalmente se basan en las ecuaciones que se incluyen en el **Boletín de API 5C3**. Sin embargo queremos indicar que no existe algún modelo, que nos sirva como método para calcular estas propiedades de tuberías que presenten reducciones de espesor de pared mayor de 12.5%.

En nuestro caso, para determinar estas propiedades, hemos trabajado con diámetro externo variable (D), debido a que la corrosión afectó la pared externa de los tubos. Asimismo los espesores de pared se redujeron en función del porcentaje de pared de 12.5%, 16%, 20% y 25%. El diámetro interno se ha mantenido constante en todos los cálculos efectuados.

#### **3.1 CALCULO DE LA MINIMA PRESION DE COLAPSO**

Se ha procedido de acuerdo a las pautas dadas en el Boletín API 5C3 y otras literaturas mencionadas en la Bibliografía, con el objeto de determinar el tipo de colapso que regirá a cada condición de tubería.

Como ejemplo de análisis seguido, se presenta el siguiente procedimiento para el caso de la tubería **Premium-1**:

1. Cálculo del nuevo valor de espesor de pared “  $t'$  ”:

$$t' = 0.395 - 16\% * (.395) = 0.3318''$$

2. Cálculo de la relación  $D/t'$

$$D/t' = 9.4989 / 0.3318 = 28.63''$$

del **Anexo-2**, extraída del “**Advances Oil Well Drilling Engineering Handbook**”, julio-1993, se nota que para el valor “  $D/t'$  ” determinado para el grado de tubería

N80, la ecuación que gobernaría el modo de colapso corresponde a una zona de transición de esfuerzos “ELASTICO-PLASTICO”, dada por la siguiente ecuación:

$$P_{tc} = Y_p * \left[ \frac{F}{(D/t')} - G \right]$$

donde :  $P_{tc}$  = nueva presión de colapso, psi

$Y_p$  = mínimo esfuerzo de cedencia (yield), psi

$D$  = nuevo diámetro externo de la tubería, pg

$t'$  = nuevo espesor de pared de la tubería, pg.

$F$  y  $G$  = constantes de diseño, en función del mínimo esfuerzo de cedencia

Remplazando datos de acuerdo a los valores dados en el **Anexo-2** para las constantes “ $F$ ” y “ $G$ ”, tenemos:

$$P_{tc} = 80000 * [(1.998/28.63) - 0.0434] = 2,111 \text{ psi}$$

**Este valor Será la nueva presión de colapso para la tubería N80, 40 lb/pie, 8rd, Premium-1.**

La **Tabla-3** presenta los nuevos valores de las presiones mínimas de colapso calculados según la condición de la tubería, basados en el análisis de “ $D/t'$ ”.

### 3.2 CALCULO DE LA MAXIMA PRESION INTERNA Y DE TENSION

Para determinar los nuevos valores de la presión interna ó de estallido y de tensión para los diferentes condiciones de la tubería de 9-5/8", N80, se utilizaron las siguientes fórmulas :

**Presión interna :**

$$P_i = \frac{2 * Y_p * t'}{D}$$

**Tensión :**

$$T = 0.7854 * [ D^2 - d^2 ] * Y_p$$

donde :  $P_i$  = máxima presión interna ó de estallido, psi

$T$  = máxima tensión, lbs

$Y_p$  = mínimo esfuerzo de cedencia, psi

$t'$  = nuevo espesor de pared de la tubería, pg

$D$  = nuevo diámetro externo de la tubería, pg

$d$  = diámetro nominal interno de la tubería, pg

En la **Tabla-4** se presenta los nuevos valores de la presión interna y de tensión para las nuevas condiciones de tubería, determinadas con las fórmulas antes mencionadas.

Finalmente la **Tabla-5** presenta un resumen de los nuevos valores de las propiedades mecánicas determinadas para el colapso, presión interna y de tensión, afectados con los factores de seguridad que se ha trabajado para los propósitos posteriores de diseño.

## 4. APLICACION DE DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

### DISEÑO DEL REVESTIMIENTO 9-5/8" POZO 131X-TIGRE

Se expone el siguiente diseño de tubería de revestimiento que fue efectuado para el pozo 131X-Tigre, por ser el mas representativo al haber usado tuberías de revestimiento intermedio de espesor de pared reducida de hasta 25%.

#### A) DATOS GENERALES

##### Programa de revestimiento :

- . conductora 20" = 0 - 66 pies
- . superficie 13-3/8" = 0 - 820 pies
- . intermedio 9-5/8" = 0 - 7,940 pies
- . producción 7" = 7,940 - 9,898 pies

##### Programa de lodo :

- 0 - 820 pies = 8.8 - 9.0 lpg
- 820 - 7,940 pies = 9.0 - 10.4 lpg
- . 7,940 - 9,898 pies = 9.0 - 9.2 lpg

**Nota:** el peso de lodo en el tramo intermedio se incrementa para controlar, mientras se perfora, el derrumbe de la base de la Fm Chambira y toda la Fm Lutitas Pozo.

##### Gradiente de presiones de poro y fluidos:

- . 0 - 9,898 pies, grad. de poro = 0.45 psi/pie
- . grad.de agua de form. a 7,940 pies = 0.45 psi/pie
- . grad.de agua de form. a 9,898 pies = 0.46 psi/pie
- . grad. de petróleo 9,898 pies = 0.39 psi/pie
- . grad. de gas (aprox) a 9,898 pies = 0.1 psi/pie

**Nota :** El gas indicado es el de solución, ya que en esta zona de Selva, lote-8, no se tiene formaciones gasíferas.

**Factores de seguridad a emplear :**

- . para colapso = 1.125
- . para presión interna ó estallido = 1.1
- . para la tensión = 1.8

## **B) CALCULOS DE DISEÑO**

### **B.1 COLAPSO POR UNA PERDIDA DE CIRCULACION**

En campos de desarrollo, como es nuestro caso, donde las presiones de formación ya son conocidas, el criterio que se asume de “ **tubería vacía** ” para el diseño del revestimiento intermedio puede ser refinado, ya que esta asunción planteada para diseño de tubería de revestimiento intermedio generalmente nunca se cumple.

En efecto, en caso que se origine una pérdida de circulación, el nivel del lodo dentro de la tubería de revestimiento puede caer hasta una profundidad tal que la presión hidrostática remanente de la columna de lodo dentro del tubería de revestimiento sea igual a la presión de la formación ó equivalente a una columna de agua salada (0.45 psi/pie).

De acuerdo a lo mencionado y apoyándose en la **Figura-2** se hace el siguiente análisis:

$$0.052*10.4*L = 0.45*(820+H_f)+0.052*10.4*(7940 -820-H_f)$$

$$0.541*L = 369+0.45*H_f+0.541*(7120-H_f)$$

despejando "L" se tiene :

$$L = 7802 - 0.168 * H_f$$

Si construimos la **Tabla-6** para analizar el punto mas crítico en la cual se origina un pérdida de circulación y que pudiera comprometer con el colapso de la tubería de revestimiento, tenemos:

**TABLA-6**

| <b>H<sub>f</sub></b><br><b>(pies)</b> | <b>L</b><br><b>(pies)</b> | <b>Z</b><br><b>(pies)</b> |
|---------------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1,000                                 | 7,634                     | 306                       |
| 2,000                                 | 7,466                     | 474                       |
| 3,000                                 | 7,298                     | 642                       |
| 4,000                                 | 7,130                     | 810                       |
| 5,000                                 | 6,962                     | 978                       |
| 6,000                                 | 6,794                     | 1,146                     |
| 7,120                                 | 6,606                     | 1,334                     |

Se observa, que el caso mas crítico de caída del nivel de fluido dentro de la tubería se produce cuando la pérdida de circulación se origina a la profundidad final de colocación del zapato (CSD), es decir 7,940 pies; por lo tanto se tiene

**. P<sub>c</sub> (en superficie) = 0 psi**

**. P<sub>c</sub> (a 1334 pies) = 0.45\*1334 = 600.3 psi**

**. P<sub>c</sub> (en CSD 9-5/8") = 0.45\*7940 - 0.052\*10.4\*(7940 - 1334) = 0.5 psi**

## B.2 COLAPSO DURANTE EL TRABAJO DE CEMENTACION

de la **Figura-3** se deduce:

.  $P_c$  (en superficie) = 0 psi

.  $P_c$  (en zapato de 13-3/8") =  $0.052 \cdot (13.2 - 10.4) \cdot 820 = 120$  psi

.  $P_c$  (tope de la Mezcla Principal) =  $0.052 \cdot (13.2 - 10.4) \cdot 4921 = 717$  psi

.  $P_c$  (en CSD9-5/8") =  $0.052 \cdot [(16 \cdot 3019 + 13.2 \cdot 4921) - (10.4 \cdot 7895 + 16 \cdot 45)]$   
= 1,583 psi

De acuerdo a los resultados calculados vemos que las presiones de colapso son críticas siempre en el fondo del pozo.

## B.3 DISEÑO POR PRESION INTERNA O ESTALLIDO

En general, tres simplificaciones se hacen cuando se va a efectuar un diseño de revestimiento por presión de "estallido" en pozos de desarrollo ó zonas donde las presiones de formación ya son conocidas:

1. Si las formaciones debajo de la profundidad de sentamiento del zapato (CSD) del revestimiento de superficie ó intermedio no contienen hidrocarburos ó no están anormalmente sobre-presurizados, entonces el criterio de "estallido" no debe ser considerado para propósito de diseño.
2. Si solamente existe agua debajo de la profundidad planeada de ubicación del zapato, entonces la presión interna se calcula de la siguiente manera:

- En la profundidad zapato :  $P_{int} = P_f - (TD - CSD) * G_f$

- En superficie  $P_{int} = P_f - TD * G_f = 0 \text{ psi}$

donde:  $G_f$  = grad. de agua de formación, psi/pie

$TD$  = prof. total del siguiente tramo, pies

$P_f$  = presión de formación con agua, psi

$CSD$  = prof. sentamiento del zapato, pies

Se nota en este caso que no hay presión de estallido en superficie. Desde que el estallido es normalmente alto en superficie (excepto para lana de producción) y bajos valores en el zapato, entonces este criterio de “golpe de agua no debe ser considerado”

3. Si solamente existe petróleo debajo del zapato, entonces el criterio de “golpe de petróleo” debe tomarse en cuenta. Para este caso es necesario conocer la presión del punto de burbuja para saber a partir de que profundidad el gas disuelto empieza a liberarse.

Para nuestro caso la tercera simplificación se tomó en cuenta para el diseño de este pozo:

**Datos adicionales:**

. presión de formación a 9898 pies = 4500 psi

. presión del punto de burbuja = 800 psi

. gradiente de petróleo = 0.39 psi/pie

.  $P_{int} \text{ (zapato 9-5/8)} = P_f - (TD - CSD) * G_f$

.  $P_{int} \text{ (en CSD de 9-5/8)} = 4500 - (9898 - 7940) * .39 = 3736 \text{ psi}$

**Profundidad “D” a la cual el gas empieza a liberarse:**

$$\begin{aligned} \cdot P_{\text{burbuja}} &= P_f - (TD-D) \cdot G_f \\ 800 &= 4500 - (9898-D) \cdot 0.39 \end{aligned}$$

despejando : **D = 411 pies**

A esta profundidad el gas se libera, por lo que se asume que hasta superficie la tubería deberá estar llena de gas.

$$\cdot P_{\text{int}} \text{ (en superficie)} = 800 - 411 \cdot 0.1 = \mathbf{759 \text{ psi}}$$

luego :

$$\cdot P_{\text{estallido}} \text{ (en superficie)} = 759 - 0 = \mathbf{759 \text{ psi}}$$

$$\cdot P_{\text{estallido}} \text{ (en CSD 9-5/8") } = 3736 - 0.052 \cdot 9.6 \cdot 7940 = \mathbf{- 228 \text{ psi}}$$

**Nota:** 9.6 lpg es la densidad del lodo en el anular del revestimiento de 9-5/8" y hueco de 12-1/4", después de cierto tiempo.

### **APLICACION DEL METODO GRAFICO PARA SELECCIONAR LA TUBERIA ADECUADA POR COLAPSO Y ESTALLIDO**

Los datos de presión de colapso y estallido actuantes en el pozo, en conjunto con los nuevos valores de colapso y presiones internas recalculadas para las nuevas condiciones de tubería de 9-5/8" se graficaron en papel cartesiano, se muestra en la **Figura-4**.

Este gráfico nos permitió hacer una selección previa de la combinación de tubería mas adecuada para bajar al pozo por el criterio de colapso y estallido. El arreglo fue el siguiente:

- . 0 - 7200 pies, N80, 40 lb/pie, 8rd, Premium-3
- . 7200 - 7940 pies, N80, 40 lb/pie, 8rd, Premium-2

De acuerdo a esta selección previa, se efectuó el siguiente diseño por tensión:

#### **B.4 DISEÑO POR TENSION**

Para el diseño de este revestimiento intermedio, la fuerza de tensión total actuante se determinó de la siguiente manera:

- a) Cálculo del peso de la tubería de revestimiento en el aire (valor positivo).
- b) Cálculo del peso flotante (valor negativo)
- c) Cálculo de la fuerza de curvatura ó flexión “bending force” para el caso de pozos desviados (valor positivo).
- d) Cálculo de la fuerza de arrastre “drag force” en pozos desviados ó verticales, generalmente se asume 100,000 lb, para diseño.
- e) Cálculo de la fuerza de colisión ó de choque “shock load”.

es importante remarcar que las fuerzas desde a) hasta c) siempre existen, es decir cuando la tubería esta estática ó en movimiento; y las fuerzas d) y e) solamente se presentarán cuando la tubería está en movimiento.

Finalmente la tensión total calculada se compara con los máximos valores de tensión permisibles del cuerpo de la tubería (pipe body) ó la conexión (joint), usando el menor de estos dos valores.

De la **Tabla-7** elaborada de acuerdo a los cálculos de tensión actuantes en el tope de cada condición de tubería previamente seleccionada con el método gráfico, se hace las siguientes observaciones:

- El factor de seguridad para la tubería Premium-3 es 1.64, la cual está dentro del rango aceptable de los factores de seguridad a la tensión de 1.6-1.8.
- A partir de 7,200 pies hasta la profundidad final vemos que los pesos flotantes calculados son negativos, lo que hace que los factores de seguridad a la tensión determinados mejoren notablemente a valores mayores de 5. Esto indica que parte de la tubería por debajo de la profundidad de 7,200 pies se encuentra en compresión.

Para determinar exactamente la profundidad a partir del cual la tubería se encuentra en compresión, se determina el “**PUNTO NEUTRO**” de la sarta:

$$\text{PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO} = \text{CSD} * (1 - \text{W}/65.4)$$

donde : CSD = profundidad de asentamiento del zapato, pies  
 W = peso del lodo, lpg  
 (1-W/65.4) = factor de flotabilidad, adimensional

$$\text{PROF.} = 7940 * (1 - 10.4/65.4) = \mathbf{6677.5 \text{ pies}}$$

Significa: **0 - 6677.5 pies, el tubería está en tensión**

**6677.5 - 7940 pies (CSD), la tubería está en compresión**

No obstante tener el diseño óptimo de la tubería de revestimiento que se bajaría al pozo, quisimos mejorar el factor de seguridad de la tubería Premium-3 para obtener un Factor de seguridad de 1.8:

$$\text{FS} = \frac{\text{max. tensión nominal}}{\text{tensión real buscada}}$$

$$1.8 = \frac{679,876}{\text{tensión buscada}}, \text{ despejando:}$$

$$\text{tensión buscada} = 679,876/1.8 = 377,709 \text{ lbs}$$

Debemos calcular la longitud de tubería de esfuerzo a la tensión inmediatamente superior, que es la Premium-2:

$$L = (413,970 - 377,709)/40 = 907 \text{ pies}$$

Efectuando nuevamente el cálculo del factor de seguridad (FS) para la tubería Premium-2 ubicada desde superficie hasta 907 pies, tenemos:

$$\text{FS} = 726,769/413,970 = 1.76$$

Vemos que este valor es menor que 1.8; el cual indica que la condición mas adecuada de usar sería la Premium-1 por tener mayor resistencia a la tensión (764,425 lb) que la Premium-2; sin embargo debemos tomar el menor valor, que en este caso sería el valor de la máxima tensión del cople de la tubería, de 737,000 lb, la cual dará un factor de seguridad considerando este valor, de 1.78.

Finalmente el diseño de tubería de revestimiento por colapso, estallido y tensión quedaría tal como se muestra en la **Tabla-8**, es decir:

|       |                        |           |
|-------|------------------------|-----------|
| 0     | - 907 pies Premium-2   | FS = 1.76 |
| 907   | - 7,200 pies Premium-3 | FS = 1.80 |
| 7,200 | - 7,940 pies Premium-2 | FS = 5.77 |

### B.5 COMPROBACION FINAL DEL DISEÑO CUANDO LA SARTA ESTA SOMETIDA A UNA PRUEBA DE PRESION

Una prueba de presión efectuada origina una tensión adicional extra en la tubería, por lo que el grado de tubería con factor de seguridad marginal debe ser verificado. La máxima presión recomendable que se debe aplicar, es el 60% de la presión interna recalculada para Premium-3:

$$\text{Presión de trabajo} = 60\% * (5,029) = 3,017.4 \text{ psi}$$

$$\text{Tensión total} = \text{Peso flot.} + \text{fza. flexión} + \text{tensión por la presión aplicada}$$

efectuando los cálculos:

$$\cdot \text{Peso flot. en superficie} = 6677.5 * 40 = 267,100 \text{ lb}$$

$$\cdot \text{fuerza de flexión} = 0 \text{ (pozo vertical)}$$

$$\cdot \text{tensión adicional} = 3152 * (\pi/4) * (9.4275^2 - 8.835^2) = 25,640 \text{ lb}$$

$$\text{luego: Tensión total} = 267,100 + 25,640 = 292,740 \text{ lb}$$

$$\text{entonces FS} = 679,876 / 292,740 = 2.3$$

Este resultado indica que no existirá ningún riesgo de rotura de tubería de revestimiento durante una prueba de presión con 3,000 psi.

## B.6 CORRECCION DE LA PRESION DE COLAPSO DEBIDO A CARGAS AXIALES Y PRESION EXTERNA (ESFUERZOS BIAXIALES)

Las resistencia al colapso dada por el fabricante es para tuberías de revestimiento con tensión axial cero.

En condiciones de campo, una tubería estará sometida a presiones externas, presiones internas y cargas axiales debido a su propio peso; esta última actúa directamente sobre la presión de colapso, cuyo efecto es reducir la resistencia mínima de cedencia ( $Y_p$ ) de la tubería.

Este nuevo valor del yield strength del tubo " $Y_{pa}$ " se determina mediante la siguiente fórmula:

$$Y_{pa} = \{ [1 - 0.75 * (\sigma_a / Y_p)^2]^{1/2} - 0.5 * (\sigma_a / Y_p) \} * Y_p$$

donde :  $\sigma_a$  = esfuerzo axial aplicado, psi

$Y_p$  = mínima resistencia de cedencia, psi

$Y_{pa}$  = nuevo valor de la mínima resistencia a la cedencia, psi

Se Revisa la resistencia al colapso en el tope de la sección de propiedades mecánicas mas débiles y se compara contra la presión de colapso existente en el hueco a esa profundidad.

En el **Anexo-2** se da el procedimiento para determinar el nuevo valor de " $Y_{pa}$ " y las constantes A,B,C,F y G, que nos servirán para determinar la nueva presión de colapso corregida.

Para nuestro caso, del diseño final, se nota que el punto de análisis está a 907 pies, para la tubería Premium-3. Empleando el concepto de “Punto Neutro” se tiene:

$$\cdot \text{carga axial} = (6677.5 - 907) * 40 = \mathbf{230,820 \text{ lb}}$$

este mismo valor se determina haciendo el análisis con el método presentado en la **Tabla-8** para el diseño final, tal como se podrá apreciar el peso total flotante en el tope de la tubería Premium-3.

de acuerdo al **Anexo-3**, que es una hoja de cálculo desarrollada para simplificar este desarrollo matemático laborioso, se tiene:

$$\cdot \text{Esfuerzo axial adicional } (\sigma_a) = \mathbf{27,156 \text{ psi}}$$

$$\cdot \text{Nuevo valor yield strength } (Y_{pa}) = \mathbf{62,887 \text{ psi}}$$

$$\cdot \text{Relación } D/t' = \mathbf{31.82}$$

De este mismo **Anexo-3**, vemos que la relación  $D/t'$  falla en la zona de transición, por lo que los valores de “F” y “G” (**Anexo-3A**) calculados, son empleados para determinar la nueva presión de colapso corregido

Luego :

$$\cdot \text{Presión colapso corregido, } P_{cc} = Y_{pa} * [F/(D/t') - G]$$

$$P_{cc} = 62,887 * ((1.9818/31.82) - 0.0382) = \mathbf{1,514 \text{ psi}}$$

**· Presión de colapso originado por lodo a 907 pies:**

$$P_{\text{colapso}} = 0.052 * 10.4 * 907 = \mathbf{491 \text{ psi}}$$

$$\cdot \text{FS bajo carga biaxial} = \mathbf{1,514/491 = 3.1}$$

Vemos que no existirá problema alguno con la tensión adicional impuesta a la tubería Premium-3 debido a su propio peso.

Recordamos que el presente análisis de esfuerzos biaxiales se efectuó considerando el nuevo método seguido por la API, y considerando como criterio de análisis para determinar la tensión, el concepto de “**Punto Neutro**”.





**5.3 POZO 137-CORRIENTES (diciembre 1992)**

|   |              |                             |
|---|--------------|-----------------------------|
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, Condición-1      | 35 ea        | 0 - 1368.5 pies             |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-2</b> | <b>12 ea</b> | <b>1368.5 - 1837.7 pies</b> |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-1</b> | <b>52 ea</b> | <b>1837.7 - 3870.9 pies</b> |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, Condición-1      | 89 ea        | 3870.9 - 7350.8 pies        |
| . C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1    | 15 ea        | 7350.8 - 7910 pies          |

**TOTAL UTILIZADO**                      **203 ea**

. longitud de c/tubo : 39.1 pies

. costo US\$/pie        : 15

**AHORRO COSTOS PERF. = 64\*39.1\*15 = US\$ 37,536.0**

. **Estado actual = Produciendo**

**5.4 POZO 132D-PAVAYACU (febrero 1993)**

|   |              |                         |
|---|--------------|-------------------------|
| . C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1    | 64 ea        | 0 - 2656 pies           |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-2</b> | <b>60 ea</b> | <b>2656 - 5146 pies</b> |
| . C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1    | 54 ea        | 5146 - 7387 pies        |

**TOTAL UTILIZADO**                      **178 ea**

. longitud de c/tubo : 41.5 pies

. costo US\$/pie        : 15

**AHORRO COSTOS PERF. = 60\*41.5\*15 = US\$ 37,350.0**

. **Estado actual = Produciendo**

**5.5 POZO 130XC-PAVAYACU (abril 1993)**

|   |              |                         |
|---|--------------|-------------------------|
| . C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1        | 43 ea        | 0 - 1763 pies           |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-1 y 2</b> | <b>81 ea</b> | <b>1763 - 5084 pies</b> |
| C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1          | 50 ea        | 5084 - 7134 pies        |

**TOTAL UTILIZADO 174 ea**

. longitud de c/tubo : 41 pies

. costo US\$/pie : 15

**AHORRO COSTOS PERF. = 81\*41\*15 = US\$ 49,815.0**

. **Estado actual = Produciendo**

**5.6 POZO 131X-TIGRE (setiembre 1993)**

|   |              |                             |
|---|--------------|-----------------------------|
| C95, 53.5 lb/pie, 8rd, Condición-1      | 8 ea         | 0 - 316 pies                |
| C95, 47 lb/pie, 8rd, Condición-1        | 10 ea        | 316 - 711 pies              |
| . C95, 43.5 lb/pie, 8rd, Condición-1    | 22 ea        | 711 - 1580 pies             |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, Condición-1      | 45 ea        | 1580 - 3357.5 pies          |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-3</b> | <b>15 ea</b> | <b>3357.5 - 3950 pies</b>   |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-2</b> | <b>43 ea</b> | <b>3950 - 5648.5 pies</b>   |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, <b>Premium-1</b> | <b>32 ea</b> | <b>5648.5 - 6912.5 pies</b> |
| . N80, 40 lb/pie, 8rd, Condición-1      | 26 ea        | 6912.5 - 7940 pies          |

**TOTAL UTILIZADO 201 ea**

. longitud de c/tubo : 39.5 pies

. costo US\$/pie : 15

**AHORRO COSTOS PERF.= 90\*39.5\*15 = US\$ 53,325.0**

. **Estado actual = Abandonado**

|   |                         |
|---|-------------------------|
| <b>TOTAL AHORRO POR TUBERIA</b>                   | <b>= US\$ 304,971.0</b> |
| <b>COSTO TOTAL INSPECCION TUBERIA = 1087*39.6</b> | <b>= US\$ 43,045.2</b>  |
| <b>TOTAL AHORRO NETO = (304,971.0 - 43,045.2)</b> | <b>= US\$ 261,925.8</b> |

De acuerdo a la estadística presentada, se concluye que la recuperación de tubería de revestimiento intermedio de 9-5/8” significó un ahorro para la empresa de aproximadamente **US\$ 261,925.8**, al haber logrado recuperar tubería que hubiese sido rechazada para uso en pozos de petróleo.

Asimismo queremos remarcar, que en el pozo 131X-Tigre se evitó que el equipo 145-Parker permaneciera en stand-by en la locación del pozo por 15 días, lo que significó un ahorro adicional para la empresa por dicho concepto, de US\$ 150,000.

## **6. CONCLUSIONES**

1. La recuperación de esta tubería de revestimiento intermedio de 9-5/8" con las denominaciones de Premium-1, Premium-2 y Premium-3, significó un ahorro para la empresa de **US\$ 261,925.8**. Asimismo se evitó un gasto adicional de **US\$ 150,000**, al haber evitado que el equipo 145-Parker permaneciera en stand by en la locación del pozo por aproximadamente 15 días, debido a la falta de tubería nueva.
2. La causa que originó la reducción de espesor de pared de 493 tubos nuevos (de 1,087 tubos) fue la corrosión externa del cuerpo de la tubería, por inadecuadas condiciones de almacenamiento. Dicha tubería estuvo expuesto a la interperie aproximadamente cuatro años, sin protección filmica alguna, apilados uno sobre otros (sin separación entre camas), y muchos de ellos en contacto directo con el suelo humedo, ver **Fotos 1 y 2**.
3. Los criterios y factores de seguridad que se emplearon para efectuar los diseños de los revestimientos intermedios en seis (6) pozos de desarrollo en Selva, dieron resultados satisfactorios desde el punto de vista de esfuerzos a las que fue sometida durante la bajada y cementación, ya que no se presentaron problemas de rotura ó colapsamiento.

Dichos resultados se corrobora con los trabajos efectuados en los pozos 130XC-Pavayacu y 131X-Tigre, donde la tubería Premium-1, Premium-2 y Premium-3 se sometieron a los máximos esfuerzos de tensión, con sobre-arrastres mayores de 150 mil lbs, y tensiones totales de hasta 400 mil lbs; sin que estos pudieran haber originado consecuencias mayores como rotura ó colapsamiento de los tubulares.

4. En pozos de desarrollo, en donde se tiene información de presiones de reservorio y tipo de fluidos producidos, es posible optimizar el grado y peso de tubería que en un principio se eligió con criterios de diseño de revestimientos para pozos exploratorios. Adicionalmente se deberá tener en cuenta los criterios adicionales de desgaste mecánico y corrosión, muy importantes para la vida productiva del pozo.

5. De acuerdo a la **Figura-4**, las presiones de colapso en el pozo, que comprometen a la mínima resistencia de colapso de la tubería, es la originada durante el trabajo de cementación de estos forros, y no así por un problema de pérdida de circulación ó un golpe de petróleo que se podría originar durante la perforación del tramo de 8-1/2”.
6. De la misma **Figura-4**, si extrapolamos hasta 12,000 pies la línea de presiones desarrollada por la columna de cemento en el anular, manteniendo la misma longitud de columna de mezcla principal de 16 lb/gal (3,019 pies), podríamos decir que el grado N80, 40 lb/pie, de **Condición-1**, con reducción de pared de hasta 12.5%, se puede bajar hasta una profundidad de +/- 11,500 pies, sin correr riesgos de colapsamiento ó rotura por tensión, a la que estaría sometida durante los trabajos de bajada y de cementación.
7. El factor de seguridad a la tensión con que se trabajaría sería de 1.45, limitado por la capacidad de resistencia a la tensión por el tipo de los hilos 8rd. Este factor de seguridad es aceptable si tenemos en cuenta las experiencias obtenidas en los pozos 130XC-Pavayacu y 131X-Tigre.

Otro antecedente importante es el uso de este mismo grado de tubería con hilos redondos (8rd), de **Condición-1** en el pozo 157 y 158D-Chambira, perforado en julio y setiembre del presente año. Las revestidoras se bajaron hasta 9,678 pies y 10,334 pies en forma normal; se trabajó con un factor de seguridad a la tensión de aproximadamente 1.5.

En el pozo 158D, la revestidora se trabajó con tensiones de hasta 400,000 lb para sacar cuatro tubos y poder recuperar retorno del lodo a superficie, que se había perdido a 9,186 pies

8. De acuerdo a los cálculos presentados en el **Anexo-5**, para aproximar el desgaste mecánico que han sufrido los tubulares Premium-2 y 3 durante la perforación del tramo de 8-1/2”, en la zona mas crítica, entre el “KOP” y el fin del levantamiento de ángulo (fin del build up), se concluye que la fuerza lateral por cople ó “tool joint” ejercida sobre

la pared del revestimiento intermedio, originaron un desgaste de espesor de pared no mayor a 6.13%, en los pozos 140D, 138D y 132D, perforados en forma dirigida.

Esto significa que la tubería Premium-2 ó 3, que fueron ubicadas en la parte mas crítica, donde se desarrolla la mayor fuerza lateral en la pared del casing durante la perforación del tramo de 8-1/2", se tuvo una pared remanente neta de aproximadamente 26% y 31%.

9. Para el caso de una tubería N80, 40 lb/pie, nueva, ubicada en la zona crítica, se puede decir que el desgaste mecánico también originaría una reducción de espesor no mayor de 6.13%. Este porcentaje de desgaste es mínimo, si consideramos que la tubería de Condición-1 tolera defectos de manufactura de hasta 12.5% de reducción de pared.

10.El criterio de desgaste de casing por corrosión interna se basa en experiencias de campo. En los dos últimos años Petroperú viene monitoreando en superficie, el grado de corrosión en algunos pozos, con el objeto de optimizar la concentración de inhibidores filmicos anticorrosivos a aplicar. Asimismo ha identificado los factores que aceleran este proceso denominado "corrosión dulce ó por CO<sub>2</sub>".

Sin embargo, para propósitos de diseño de casing, también se deberá considerar un factor de seguridad adicional al espesor de la tubería, teniendo en cuenta que siempre existirá puntos en el casing donde el fluido anticorrosivo no llega. En este sector se tendrá en el futuro, problemas de corrosión localizada.

## **7. RECOMENDACIONES**

1. Mejorar las condiciones actuales de almacenamiento y manipulación de las tuberías de revestimiento y de producción en Selva. Seguir las recomendaciones dadas en la sección 3 del **Boletín RP 5C1 sobre “ Transporte, manejo y almacenamiento de tubulares”**.

Esta acción evitará efectuar programas costosos de mantenimiento é inspección que se tendría que realizar cuando la tubería está almacenada por un tiempo mayor de un año, con el riesgo de perder tubos por problemas de corrosión externa, cuerpos y/o extremos aplastados, etc.

2. Teniendo en cuenta que los trámites efectuados por Petroperú para la adquisición de tuberías de revestimiento y de producción demoran actualmente entre 8 y 10 meses; lo que está causando hasta la fecha desabastecimiento de estos y otros materiales, se recomienda a los Dptos. de Logística, Técnico de Petróleo, Perforación - Producción, y otros niveles involucrados en la perforación de pozos, disponer permanentemente en almacenes, un stock de tubulares de 20”, 13-3/8”, 9-5/8” y 7”, para actividades de perforación de un año.
3. Controlar que la inyección de aditivos anticorrosivos en los pozos 140D y 137-Corrientes, 132D y 130XC-Pavayacu en actual producción, se efectue permanentemente. Esta acción retardará el desgaste por corrosión interna de las tuberías de espesor de pared reducidas Premium-1 y Premium-2, usados en dichos pozos.

Esta acción evitará efectuar prematuramente trabajos de reparación de casing, tales como “Tie-back”, “casing patch” ó de resane temporal mediante trabajos de cementación secundaria, prolongando de esta manera la vida productiva de estos pozos.

Si tomamos en conjunto los criterios de diseño de esfuerzos, desgaste mecánico durante la perforación y desgaste por corrosión, según el análisis efectuado en los **Anexos 5 y 6**, se recomienda bajar casing con las siguientes características:

**tubería C95, 47 lb/pie , buttress, desde superficie hasta el fondo**

Ahora, si suponemos que los factores de corrosión asumidos varían en un porcentaje mayor, el diseño más confiable podría ser una tubería de grado C95, 53.5 lb/pie, desde superficie hasta el fondo.

4. De acuerdo a lo indicado en el punto anterior, y de ser necesario, se recomienda completar con casing de 9-5/8" los próximos pozos que se perforen en los yacimientos de Corrientes y Pavayacu, cuyas profundidades finales promedias son de +/- 10,200 pies.

Este tipo de completación probablemente permitiría reducir costos de perforación por menor tiempo de perforación y reducción de uso de algunos productos adicionales necesarios para la completación con lana.

***R..Delgado/.***

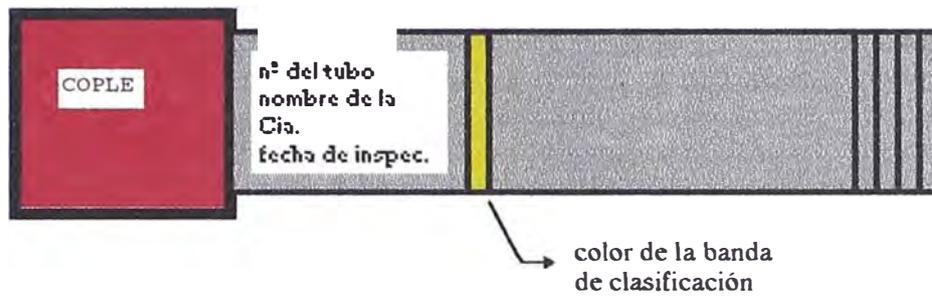
***12 diciembre 1,995***

## BIBLIOGRAFIA

- . "FUNDAMENTALS OF CASING DESIGN", vol 1, autor: H.RABIA, primera edición 1,987
- . "ADVANCES OIL WELL DRILLING ENGINEERING", autor: MITCHELL, novena edición, julio 1,993.
- . "CASING DESIGN", del curso de HALLIBURTON "MODERN COMPLETION PRACTICES", vol II , edición de julio 1,993.
- . "CASING POINT SELECTION", autor: CHARLES PRENTICE, revisión abril 1,993
- . Boletín API 5C3, cuarta edición de febrero 1,985
- . INFORMACION TECNICA PROPORCIONADA POR LA CIA. DE INSPECCION PIPE SERVICES INTERNATIONAL.

FIGURA-1

## CODIFICACION DE LA TUBERIA



**BANDA DE CLASIFICACION :** Una banda de pintura de aproximadamente 2" de ancho alrededor del cuerpo del tubo y a una distancia de 1 pie del cople.

### CODIGO DE BANDAS:

|             |                      |
|-------------|----------------------|
| CONDICION-1 | : UNA BANDA BLANCA   |
| PREMIUM-1   | : DOS BANDAS BLANCAS |
| PREMIUM-2   | : UNA BANDA AMARILLA |
| PREMIUM-3   | : UNA BANDA AZUL     |
| CONDICION-5 | : UNA BANDA ROJA     |

FIGURA -2

COLAPSO POR PERDIDA DE CIRCULACION

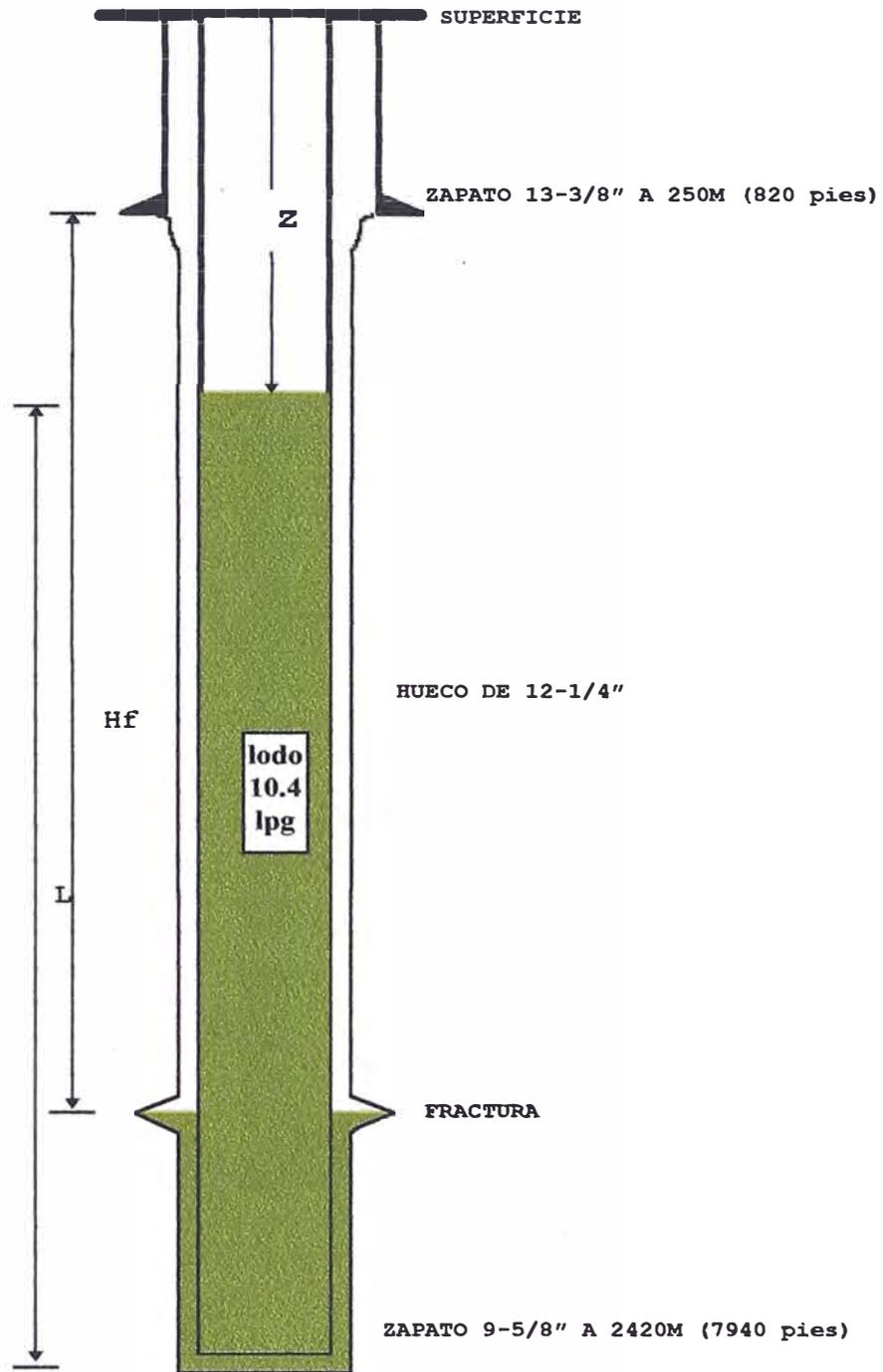


FIGURA - 3

COLAPSO DURANTE EL TRABAJO DE CEMENTACION

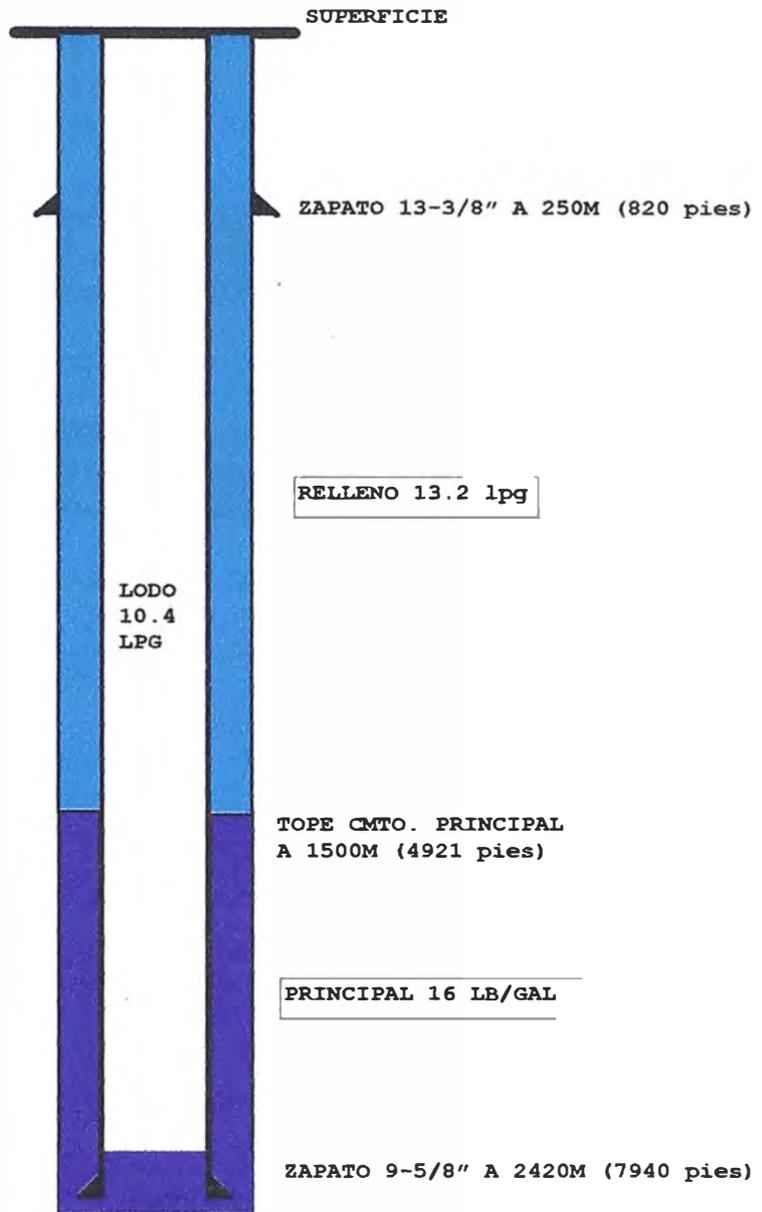
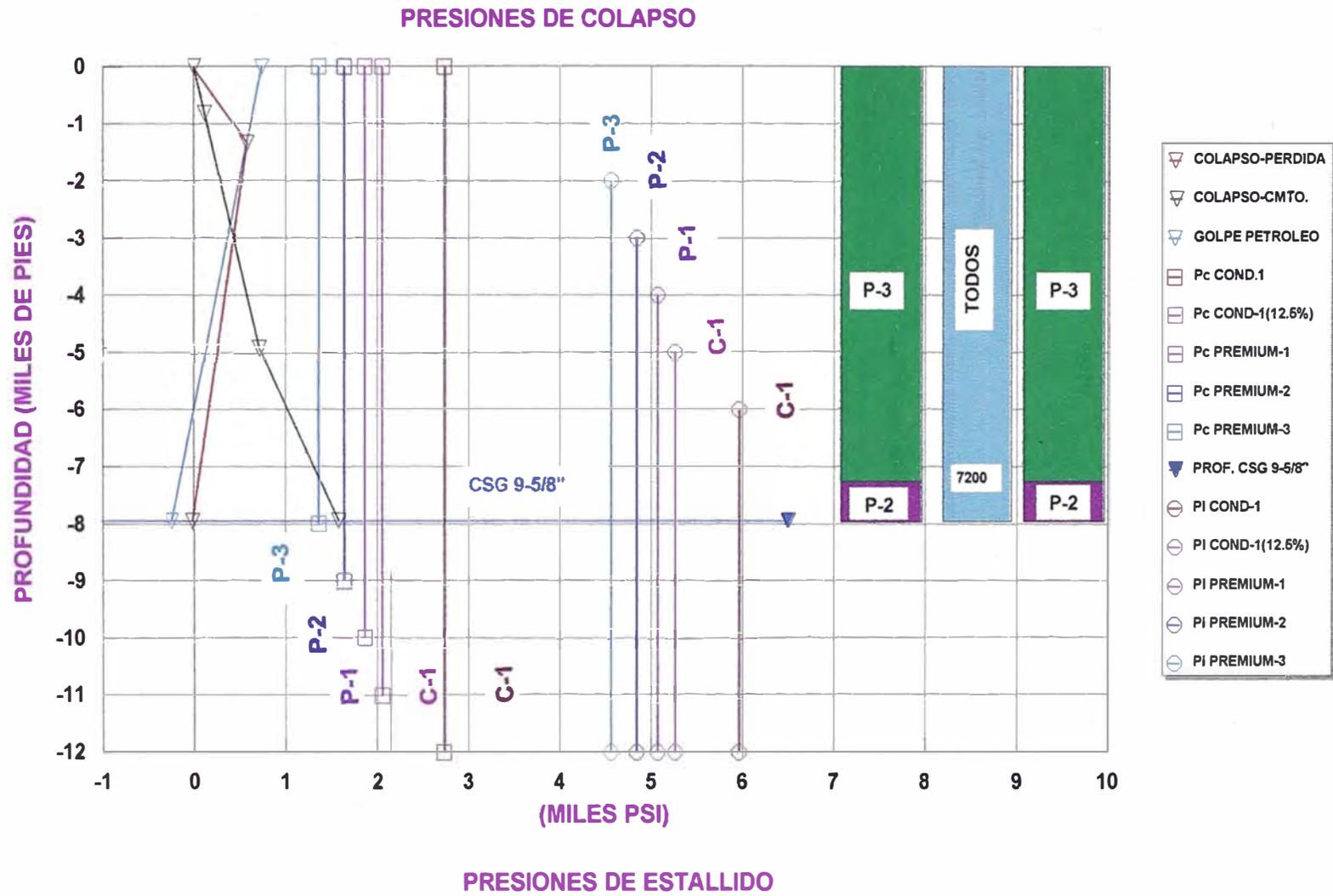


FIGURA-4

**COMPORTAMIENTO PRESIONES COLAPSO Y ESTALLIDO  
POZO 131X-TIGRE VERTICAL**



**TABLA-3**

***CALCULO DE PRESIONES MINIMAS DE COLAPSO  
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9-5/8", N80, 40 LB/PIE, 8RD***

ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA = 0.395 "  
DIAMETRO NOMINAL INTERNO = 8.835 "

D = diámetro exterior variable, pg  
t' = nuevo espesor de pared, pg  
Yp = mínimo yield strength, 80,000 psi para tubería grado N80

| CONDICION | RED. PARED (%) | D (PG) | t' (pg) | D/t'  | CONSTANTES |        | Pcolapso (psi) |     |
|-----------|----------------|--------|---------|-------|------------|--------|----------------|-----|
|           |                |        |         |       | F          | G      |                |     |
| 1         | 0.0            | 9.6250 | 0.3950  | 24.37 | 1.998      | 0.0434 | 3,087          | (1) |
| 1         | 12.5           | 9.5263 | 0.3456  | 27.56 | 1.998      | 0.0434 | 2,328          | (1) |
| Premium-1 | 16.0           | 9.4986 | 0.3318  | 28.63 | 1.998      | 0.0434 | 2,111          | (1) |
| Premium-2 | 20.0           | 9.4670 | 0.3160  | 29.96 | 1.998      | 0.0434 | 1,863          | (1) |
| Premium-3 | 25.0           | 9.4275 | 0.2963  | 31.82 | -          | -      | 1,553          | (2) |

**NOTAS :**

- (1) Fórmula para calcular la mínima presión de colapso del cuerpo de la tubería en la zona de transición elástica-plástica, con tensión axial cero, y para valores de:  $22.47 < D/t' < 31.02$

$$P_{tc} = \left[ \frac{F}{(D/t')} - G \right] * Y_p$$

- (2) Fórmula para calcular la mínima presión de colapso del cuerpo de la tubería en la zona elástica, con tensión axial cero, y para valores de  $D/t' > 31.02$ .

$$P_{ec} = \frac{46.95 * 10^6}{(D/t') * \{(D/t') - 1\}^2}$$

**TABLA-4**

***CALCULO DE PRESIONES MINIMAS DE COLAPSO  
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9-5/8", N80, 40 LB/PIE, 8RD***

**ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA = 0.395"**

- D =** nuevo diámetro exterior de la tubería, pg
- t' =** nuevo espesor de pared de la tubería, pg
- Yp =** mínimo yield strength, 80,000 psi para tubería grado N80

| CONDICION | RED. PARED (%) | D (pg) | t' (pg) | t'/D  | (1)            | (2)          |
|-----------|----------------|--------|---------|-------|----------------|--------------|
|           |                |        |         |       | Pinterna (psi) | Tensión (lb) |
| 1         | 0.0            | 9.6250 | 0.3950  | 0.041 | 5,805          | 916,304      |
| 1         | 12.5           | 9.5263 | 0.3456  | 0.036 | 5,589          | 797,537      |
| Premium-1 | 16.0           | 9.4986 | 0.3318  | 0.035 | 5,341          | 764,425      |
| Premium-2 | 20.0           | 9.4670 | 0.3160  | 0.033 | 5,029          | 726,769      |
| Premium-3 | 25.0           | 9.4275 | 0.2963  | 0.031 | 4,925          | 679,876      |

**NOTAS :**

- (1) **Fórmula para calcular la mínima presión interna del cuerpo de la tubería.**

$$P_i = [2 * Y_p * t'/D]$$

- (2) **Fórmula para calcular la mínima tensión del cuerpo de la tubería.**

$$T = 0.7854 * [D^2 - d^2] * Y_p$$

**TABLA-5**

***PROPIEDADES FISICAS MECANICAS CALCULADAS  
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9-5/8", N80, 40 LB/PIE, 8RD***

ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERIA = 0.395 "  
DIAMETRO INTERNO NOMINAL (d) = 8.835 "

| CONDICION | RED. PARED<br>(%) | D<br>(pg) | PESO TUB.<br>(lb/pie) | PRESION MINIMA (PSI) |          |         |        | TENSION (M lb) |         |
|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|----------------------|----------|---------|--------|----------------|---------|
|           |                   |           |                       | COLAPSO              |          | INTERNA |        | FS=1           | FS=1.8  |
|           |                   |           |                       | FS=1                 | FS=1.125 | FS=1    | FS=1.1 |                |         |
| 1         | 0                 | 9.6250    | 40                    | 3,087                | 2,744    | 6,566   | 5,969  | 916,304        | 509,058 |
| 1         | 12.5              | 9.5263    | 40                    | 2,328                | 2,069    | 5,805   | 5,277  | 797,537        | 443,076 |
| PREMIUM-1 | 16                | 9.4986    | 40                    | 2,111                | 1,876    | 5,589   | 5,081  | 764,425        | 424,681 |
| PREMIUM-2 | 20                | 9.4670    | 40                    | 1,863                | 1,656    | 5,341   | 4,855  | 726,769        | 403,761 |
| PREMIUM-3 | 25                | 9.4275    | 40                    | 1,553                | 1,380    | 5,029   | 4,572  | 679,876        | 377,709 |

**OBSERVACIONES:**

- (.) peso nominal = peso del cuerpo mas extremos, valor considerado para efecto de diseño de casing de la tubería por tensión.
- (.) Las propiedades de esfuerzo mínimo de tensión y las presiones interna y de colapso se han calculado para el cuerpo de la tubería (excluye extremos).
- (.) Para el diseño de la tubería se ha considerado factores de seguridad de: 1.125 para la presión de colapso, 1.1 para la presión interna y 1.8 para la tensión.
- (.) Los valores de resistencia a la tensión para el cuerpo de la tubería en la clasificación 1 y Premium 1 son mayores a la resistencia del cople (737,000 lb).

**REFERENCIAS:**

- Boletín API 5C3, febrero 1985
- "Fundamentals of casing design", por H.Rabia. 1987
- Diseño de casing", Modern Completions Practices", vol II curso de Halliburton 1993.

**TABLA-7**

**DISEÑO POR TENSION  
TUBERIA 9-5/8", N80, 40 LB/PIE, 8RD**

| PROF<br>(PIES) | SELECCION DE<br>GRADOS BASADO<br>EN EL COLAPSO<br>Y ESTALLIDO | PESO TOTAL<br>AL TOPE DE<br>CADA SECC.<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | PESO FLOT.<br>AL TOPE DE<br>CADA SECC.<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | ESFUERZO<br>CURVATURA<br>(BENDING)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | ESFUERZO<br>CHOQUE<br>(SHOCK LOAD)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | FUERZA<br>DE ARRASTRE<br>(DRAG)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | TENSION<br>TOTAL<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | FS =<br>MAX. TENSION<br>TENSION TOTAL<br>(1.6 - 1.8) |
|----------------|---|---|---|---|---|--|---|--|
|                |   |   | $[Wa*(1-W/65.4)]$   | $[63*D*Wn*Rc]$  | $[1.04*10^3*Wn*V]$  |  |   |  |
| 0              | P-3,40#,8RD<br><br>288*1000 LB                                | 7.940*40<br>317.6   | 317.6*0.841<br>267.1  | 0   | 1.04*40*1.125<br>46.8                                       | 100  | 413.9                                     | 679.876/413.9<br>1.64                                |
| 7200           | P-2,40#,8RD<br><br>29.6*1000 LB                               | 317.6-288<br>29.6   | 267.1-288<br>-20.9  | 0   | 46.8  | 100  | 125.9                                     | 726.679/125.9<br>5.77                                |
| 7940           | 29.6*1000 IB  | 29.6-29.6<br>0  | -20.9-29.6<br>-50.5   | 0   | 46.8  | 100  | 96.4                                      | 726.679/96.4<br>7.54                                 |

**OBSERVACIONES:**

- (.) El peso registrado por el indicador de peso es el peso flotante de toda la sarta de casing. El peso flotante en cualquier punto debajo de un punto de interes, se obtiene sustrayendo el peso en el aire de la sección desde superficie hasta el punto de análisis del peso total flotante.
- (.) Note que los tubos de la sarta a partir de 00 pies hasta la profundidad final no están en tensión. Estos tubos están en compresión resultante de la presión hidrostática del lodo que actúa debajo del zapato del casing. Esto explica el signo negativo a partir de 00 pies.
- (.) El valor de la máxima tensión es el mas bajo entre el valor del cuerpo del tubo y el cople.
- (.) Wa = peso total tubería en el aire, lbs; W=peso de lodo, lb/gal; D= diámetro externo de la tubería pg, Wn = peso de la tubería, lb/pie; Rc= razón de cambio (°/100 pies); Vn = velocidad promedio de bajada del casing, pies/sec.

**TABLA-8**

**DISEÑO FINAL POR TENSION  
TUBERIA 9-5/8", N80, 40 LB/PIE, 8RD**

| PROF<br>(PIES) | SELECCION DE<br>GRADOS BASADO<br>EN EL COLAPSO<br>Y ESTALLIDO | PESO TOTAL<br>AL TOPE DE<br>CADA SECC.<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | PESO FLOT<br>AL TOPE DE<br>CADA SECC.<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | ESFUERZO<br>CURVATURA<br>(BENDING)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | ESFUERZO<br>CHOQUE<br>(SHOCK LOAD)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | FUERZA<br>DE ARRASTRE<br>(DRAG)<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | TENSION<br>TOTAL<br>(10 <sup>3</sup> lbs) | FS =<br>MAX.TENSION<br>TENSION TOTAL<br>(1.6-1.8) |
|----------------|---|---|--|---|---|--|---|---|
|                |   |   | $[W_a \cdot (1 - W/65.4)]$                                     | $[63 \cdot D \cdot W_n \cdot R_c]$                          | $[1.04 \cdot 10^3 \cdot W_n \cdot V]$                       |  |   |   |
| 0              | P-2,40#,8RD<br><br>36.28*1000 LB                              | 7.940*40<br>317.6   | 317.6*0.841<br>267.1   | 0   | 1.04*40*1.125<br>46.8                                       | 100  | 413.9                                     | 726.769/413.97<br>1.76                            |
| 907            | P-3,40#,8RD<br><br>251.72*1000 LB                             | 317.6-36.28<br>281.32   | 267.1-36.28<br>230.82  | 0   | 46.8  | 100  | 377.6                                     | 679.876/377.62<br>1.80                            |
| 7200           | P-2,40#,8RD<br><br>29.6*1000 LB                               | 281.32-251.72<br>29.6   | 230.82-251.72<br>-20.9   | 0   | 46.8  | 100  | 125.9                                     | 726.769/125.9<br>5.77                             |
| 7940           | 29.6*1000 LB  | 29.6-29.6<br>0  | -20.9-29.6<br>-50.5  | 0   | 46.8  | 100  | 96.4                                      | 726.769/96.4<br>7.54                              |

**OBSERVACIONES:**

- (.) Note que los tubos de la sarta a partir de 7200 pies hasta la profundidad final no están en tensión. Estos tubos están en compresión resultante de la presión hidrostática del lodo que actúa debajo del zapato del casing. Esto explica el signo negativo a partir de 7200 pies.
- (.) El valor del yield strength es el mas bajo entre el valor del cuerpo del tubo y el cople.
- (.)  $W_a$  = peso total tubería en el aire, lbs;  $W$ =peso de lodo, lb/gal;  $D$ = diámetro externo de la tubería pg,  $W_n$  = peso de la tubería, lb/pie;  $R_c$ = razón de cambio (°/100 pies);  $V_n$  = velocidad promedio de bajada del casing, pies/sec.

**NUEVA DIRECCION**  
 Virrey Toledo 300 S. Isidro  
 telf. 400701-124232-124227  
 fax. 40871  
 Apartado Postal 18-1232 Lima 18

**Pipe Service International, Inc. S. A.**

JUAN DE ARONA 748 OF. B  
 SAN ISIDRO, LIMA - PERU  
 APARTADO 18-1232 LIMA 18  
 TELEFONOS 224415-419203  
 TELEX 21315

**PETROLEOS DEL PERU S. A.**  
**RECIBIDO**

24 AGO. 1992

Dpto. Técnico de Petróleo EPSV

L. T. N° 99C1333  
 R. V. N° 283

Señores  
**PETROLEOS DEL PERU**  
 Av. Avelar de Quiñones . 1.2  
 IQUITOS

**INVOICE N° 1322**

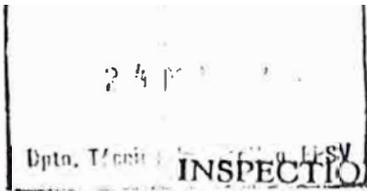
"AÑO DE CESAR VALLEJO Y DE  
 ENCUENTRO DE DOS MUNDOS"

| Date   | Service Order N° | Quantity        | Amount     |
|--|------------------|-----------------|------------|
| 17-AUGUSTO-92  | UTT-002-92       |                 |            |
| Field  | Rig              | Reference Price |            |
| <u>DESCRIPTION</u>                                       |                  | US \$           | US         |
| 83 CASING 9.5/8, 40 Lib/pie, N-80 STD, R-II              |                  |                 |            |
| 1.- Inspección mecánica óptica con partículas magnéticas |                  | 9.50/tubo       | 83 748.50  |
| 2.- Inspección con cabezal electromagnético              |                  | 12.80/tubo      | 83 1662.40 |
| 3.- Inspección de extremos                               |                  | 4.50/tubo       | 83 373.50  |
| 4.- Medida de espesor de pared por ultrasonido.          |                  | 4.80/tubo       | 83 398.40  |
| 5.- Limpieza externa.                                    |                  | 8.00/tubo       | 83 688.00  |
|  |                  |                 | 3,206.80   |
|  |                  |                 | 391.62     |
|  |                  |                 | 3,078.42   |



Sub total por pagar  
 \$ 3,078.42  
 IVA 10% \$ 307.84  
 TOTAL \$ 3,386.26  
 PAGO PARA EL PAGO  
 JUN 1992  
 JUN 1992  
 JUN 1992

P. S. I.



INSPECTION SUMMARY

Date 17 - Agosto-92

Company: PETROLEOS DEL PERU S.A. Wo/Po No. \_\_\_\_\_

Address: LOMITOS

Reports: To DEPARTAMENTO TECNICO DE PETROLEO

Type Pipe: CASING Size 9.5/8" Weight 40 # Grade: N- 80 Range III

Connection: R RD Mfg: MANNESMANN No. Lengths Footage: 83 TUBOS

New  Used  Nominal Wall 0.395"

Rig / tring / Well No.: \_\_\_\_\_ Location TROMPETEROS

Inspection Performed: INSPECCION ELECTROMAGNETICA, INSPECCION CON PARTICULAS MAGNETICAS, INSPECCION DE EXTREMOS, LIMPIEZA EXTERNA Y ULTRASONIDO.

Inspection Specifications

Inspection Results:

New/class 1: Apl std 5 A  Apl std 5 A x other 5A5

NUMBER OF LENGTHS INSPECTED 83

Used: Apl/Aadc std 7  Customer specs:

NUMBER LENGTHS REJECTED 20

NUMBER LENGTHS ACCEPTED 63

REMARKS: RESULTADOS

1- 35 Casings con 0% a 12.5% de pérdida de espesor de pared: Clase 1= 1 banda blanca a 1' del cople.

30 tubos con conexiones Ok

5 tubos con el pin malo

2- 16 Casings con 13% a 16% de pérdida de espesor de pared: Clase P1 = 2 bandas blancas a 1' del cople, con conexiones ok

3- 18 Casings con 17% a 20% de pérdida de espesor de pared: Clase P2= 1 banda amarilla a 1' del cople

17 tubos con conexiones ok

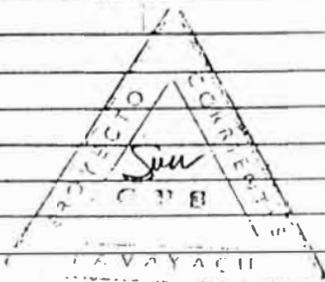
1 tubo con el pin malo

4- 14 Casings con 21% a más de pérdida de espesor de pared: Clase 5= 1 banda roja a 1' del cople.

12 tubos con conexiones ok.

2 tubos con el pin malo

Atte.



- NOTES:
- A. INSPECTION RESULTS INDICATE OVERALL LOWEST CLASS REPAIRS TO TOOL JOINT CAN RAISE CLASS TO THAT OF THE TUBE
  - B. TOOL JOINT WITH O. D. WEAR TO BE COLOR CODED AT APPROPRIATE CLASS
  - C. DAMAGED TOOL JOINTS (OTHER THAN WEAR) COLOR CODED \_\_\_\_\_

INSPECTOR ASTURIAS MORE VARGAS

*[Handwritten signatures]*

## TUBULAR INSPECTION SERVICE

| Length Number | Stamp Number | Type of Body Defect | Type of Conn. Defect | N. W. T. | Depth | R. W. T. | Loc. Defect From Pin | Color    | Conn. Cond. | Tally Length |
|---------------|--------------|---------------------|----------------------|----------|-------|----------|----------------------|----------|-------------|--------------|
| 1051          |              | CORROSION EXT.      |                      | .390"    | .048" | .342"    | 26.00'               | BLANCO 2 |             | 39.25'       |
| 1052          |              | CORROSION EXT.      |                      | .370"    | .054" | .316"    | 17.00'               | AMARILLO |             | 38.66'       |
| 1053          |              | CORROSION EXT.      |                      | .393"    | .043" | .352"    | 19.00'               | BLANCO   |             | 36.91'       |
| 1054          |              | CORROSION EXT.      | OVALADO              | .385"    | .032" | .353"    | 11.00'               | BLANCO   | PIN MALO    | 40.00'       |
| 1055          |              | CORROSION EXT.      |                      | .385"    | .035" | .350"    | 37.00'               | BLANCO   |             | 39.11'       |
| 1056          |              | CORROSION EXT.      |                      | .394"    | .040" | .354"    | 14.00'               | BLANCO   |             | 40.00'       |
| 1057          |              | CORROSION EXT.      |                      | .365"    | .045" | .320"    | 22.75'               | AMARILLO |             | 39.80'       |
| 1058          |              | CORROSION EXT.      | HILOS CORROIDOS      | .375"    | .070" | .305"    | 10.00'               | ROJO     | PIN MALO    | 39.00'       |
| 1059          |              | CORROSION EXT.      | HILOS CORROIDOS      | .390"    | .036" | .354"    | 1.75'                | BLANCO   | PIN MALO    | 39.08'       |
| 1060          |              | CORROSION INT.      |                      | .390"    |       | .325"    | 16.41'               | AMARILLO |             | 38.91'       |
| 1061          |              | CORROSION EXT.      |                      | .365"    | .064" | .301"    | 9.75'                | ROJO     |             | 38.25'       |
| 1062          |              | CORROSION EXT.      |                      | .365"    | .045" | .320"    | 32.66'               | AMARILLO |             | 39.16'       |
| 1063          |              | CORROSION EXT.      | HILOS CORROIDOS      | .364"    | .040" | .324"    | 31.00'               | AMARILLO | PIN MALO    | 39.16'       |
| 1064          |              | CORROSION EXT.      |                      | .390"    | .044" | .346"    | 2.00'                | BLANCO   |             | 38.66'       |
| 1065          |              | CORROSION INT.      | HILOS CORROIDOS      | .390"    |       | .357"    | 8.33'                | BLANCO   | PIN MALO    | 41.16'       |
| 1066          |              | CORROSION EXT.      |                      | .395"    | .020" | .375"    | 6.25'                | BLANCO   |             | 37.66'       |
| 1067          |              | CORROSION EXT.      |                      | .365"    | .055" | .310"    | 18.58'               | ROJO     |             | 37.50'       |
| 1068          |              | CORROSION EXT.      |                      | .372"    | .020" | .352"    | 1.58'                | BLANCO   |             | 40.25'       |
| 1069          |              | CORROSION EXT.      |                      | .388"    | .050" | .338"    | 10.83'               | BLANCO 2 |             | 40.91'       |
| 1070          |              | CORROSION EXT.      |                      | .368"    | .031" | .337"    | 8.33'                | BLANCO 2 |             | 38.33'       |
| 1071          |              | CORROSION EXT.      |                      | .370"    | .060" | .310"    | 18.58'               | ROJO     |             | 38.66'       |
| 1072          |              | CORROSION EXT.      |                      | .390"    | .044" | .346"    | 34.00'               | BLANCO   |             | 40.41'       |
| 1073          |              | CORROSION EXT.      |                      | .365"    | .050" | .315"    | 18.91'               | ROJO     |             | 40.41'       |
| 1074          |              | CORROSION EXT.      |                      | .380"    | .035" | .345"    | 36.66'               | BLANCO 2 |             | 38.91'       |
| 1075          |              | CORROSION EXT.      |                      | .380"    | .056" | .324"    | 31.16'               | AMARILLO |             | 39.75'       |
| 1076          |              | CORROSION EXT.      |                      | .388"    | .034" | .354"    | 36.50'               | BLANCO   |             | 39.58'       |
| 1077          |              | CORROSION EXT.      |                      | .395"    | .038" | .357"    | 10.66'               | BLANCO   |             | 39.58'       |
| 1078          |              | CORROSION EXT.      |                      | .356"    | .045" | .311"    | 15.50'               | ROJO     |             | 39.66'       |
| 9             |              |                     |                      |          |       |          |                      |          |             |              |
| 10            |              |                     |                      |          |       |          |                      |          |             |              |

REMARKS :

PETROLEOS DEL PECO S.A.  
E. R. C. S. A.

24 ABRIL 1982

Date

*[Signature]*

*[Signature]*

## API COLLAPSE RESISTANCE OF TUBULARS TABLE

| PROPERTIES | API FACTORS FOR COLLAPSE |       |        |       |       |        | CRITICAL D/t RATIOS |        |        |
|------------|--------------------------|-------|--------|-------|-------|--------|---------------------|--------|--------|
|            | GRADE                    | $Y_p$ | A      | B     | C     | F      | G                   | COL. 1 | COL. 2 |
| H40        | 40,000                   | 2.950 | 0.0465 | 755   | 2.063 | 0.0325 | 16.40               | 27.01  | 42.64  |
| J,K55      | 55,000                   | 2.991 | 0.0541 | 1,206 | 1.989 | 0.0360 | 14.81               | 25.01  | 37.21  |
| C75        | 75,000                   | 3.054 | 0.0642 | 1,806 | 1.990 | 0.0418 | 13.60               | 22.91  | 32.05  |
| L,N80      | 80,000                   | 3.071 | 0.0667 | 1,955 | 1.998 | 0.0434 | 13.38               | 22.47  | 31.02  |
| C95        | 95,000                   | 3.124 | 0.0743 | 2,404 | 2.029 | 0.0482 | 12.85               | 21.33  | 28.36  |
| P105       | 105,000                  | 3.162 | 0.0794 | 2,702 | 2.052 | 0.0515 | 12.57               | 20.70  | 26.89  |
| P110       | 110,000                  | 3.181 | 0.0819 | 2,852 | 2.066 | 0.0532 | 12.44               | 20.41  | 26.22  |
| P125       | 125,000                  | 3.239 | 0.0895 | 3,301 | 2.106 | 0.0582 | 12.11               | 19.63  | 24.46  |
| V150       | 150,000                  | 3.336 | 0.1021 | 4,053 | 2.174 | 0.0666 | 11.67               | 18.57  | 22.11  |

## API COLLAPSE EQUATIONS

$$[1] P_{ypc} = 2 * Y_p * \frac{D/t - 1}{(D/t)^2} \quad (D/t < \text{Column 1})$$

$$[2] P_{pc} = Y_p * \left[ \frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad (\text{Col 1} < D/t < \text{Col 2})$$

$$[3] P_{tc} = Y_p * \left[ \frac{F}{D/t} - G \right] \quad (\text{Col 2} < D/t < \text{Col 3})$$

$$[4] P_{ec} = \frac{46950000}{(D/t) * (D/t - 1)^2} \quad (D/t > \text{Col 3})$$

$$A = +2.8762 + 0.10679 * 10^{-5} * Y_{pa} + 0.21301 * 10^{-10} * Y_{pa}^2 - 0.53132 * 10^{-16} * Y_{pa}^3$$

$$B = +0.026233 + 0.50609 * 10^{-6} * Y_{pa}$$

$$C = -465.93 + 0.030867 * Y_{pa} - 0.10483 * 10^{-7} * Y_{pa}^2 + 0.36989 * 10^{-13} * Y_{pa}^3$$

$$F = \frac{46.95 * 10^6 * \left[ \frac{3 * X}{2 + X} \right]^3}{Y_{pa} \left[ \frac{3 * X}{2 + X} - X \right] * \left[ 1 - \frac{3 * X}{2 + X} \right]^2} \quad X = \frac{B}{A}$$

$$G = F * \frac{B}{A}$$

### API COLLAPSE RESISTANCE (NO TENSION)

To ascertain the API collapse pressure resistance of tubulars, it is only necessary to adhere to the following procedure (see the table COLLAPSE TABLE)

1. Compute the D/t ratio of the tubular.
2. Find the minimum yield strength of the steel in the column denoted by 'Yp' which is the second column from the left.
3. Compare the D/t ratio for the tubular with the critical D/t ratios in the far right hand columns.
4. Select the correct collapse equation by comparing the values of the critical D/t ratios with the D/t ratio of the tubular.
5. Substitute the appropriate API constants, A, B, C, F, and G, into the selected collapse equation.
6. Compute the collapse pressure resistance of the tubular.

---

### EXAMPLE

Compute the API collapse pressure resistance of 7" 26ppf N-80 casing.

$$D/t = 7.000/.362 \quad = 19.34$$

This value of D/t ratio lies between columns 1 and 2 of the critical D/t ratio columns on the right side of the table. Thus, the correct collapse equation is equation 2, the plastic collapse equation.

$$P_{pc} = Y_p * \left[ \frac{A}{D/t} - B \right] - C$$

$$P_{pc} = 80,000 * \left[ \frac{3.071}{19.34} - .0667 \right] - 1.955 \quad = 5,414 \text{ psi}$$

The rounded off table value published by API is **5,410 psi**.

---

ANEXO 3

# DISEÑO DE CASING

## CORRECCION DEL COLAPSO POR CARGA AXIAL ESFUERZOS BIAXIALES

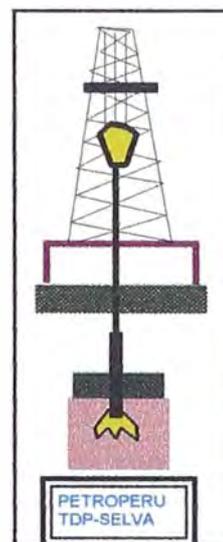
RDV-95

| INGRESO DE DATOS                   |       |        |
|------------------------------------|-------|--------|
| DIAMETRO EXTERNO DE LA TUBERIA (I) | (LBS) | 9.4275 |
| ESPEJOR NOMINAL DE LA TUBERIA (t)  | (LBS) | 0.2963 |
| MINIMO YIELD STRENGTH (Yp)         | (LBS) | 80,000 |
| TENSION AXIAL                      | (LBS) | 0      |

| CALCULOS DE VALORES NOMINALES             |                    |        |
|---|--------------------|--------|
| D/t                                       |                    | 31.82  |
| DIAMETRO INTERNO (d)                      | (PG)               | 8.8349 |
| AREA TRANSVERSAL DE LA TUBERIA            | (PG <sup>2</sup> ) | 8.500  |
| ESFUERZO AXIAL                            | (PSI)              | 0      |
| MINIMO YIELD STRENGTH (Yp)                | (PSI)              | 80,000 |
| PRESION DE COLAPSO                        | (PSI)              | 1,554  |
| TIPO DE COLAPSO = <b>COLAPSO ELASTICO</b> |                    |        |

| DATOS ADICIONALES            |       |         |
|------------------------------|-------|---------|
| ESPEJOR ACTUAL DE LA TUBERIA | (PG)  | 0.2963  |
| TENSION ACTUANTE             | (LBS) | 230,820 |

| CALCULOS CON TENSION ADICIONAL                    |                    |              |
|---|--------------------|--------------|
| D/t   |                    | 31.82        |
| DIAMETRO INTERNO (d)                              | (PG)               | 8.8349       |
| NUEVA AREA TRANSVERSAL                            | (PG <sup>2</sup> ) | 8.500        |
| ESFUERZO AXIAL ADICIONAL                          | (PSI)              | 27,156       |
| NUEVO VALOR YIELD STRENGTH (Ypa)                  | (PSI)              | 62,887       |
| <b>PRESION DE COLAPSO BIAXIAL</b>                 | (PSI)              | <b>1,517</b> |
| TIPO COLAPSO BIAXIAL= <b>COLAPSO TRANSICIONAL</b> |                    |              |



### ANEXO 3A

#### CTES CON TENSION CERO:

|            |           |     |          |
|------------|-----------|-----|----------|
| <b>A =</b> | 3.0708    |     |          |
| <b>B =</b> | 0.0667    |     |          |
| <b>C =</b> | 1955.2772 |     |          |
| <b>F =</b> | 1.9975    | B/A | 0.021728 |
| <b>G =</b> | 0.0434    |     |          |

|                    |          |          |
|--------------------|----------|----------|
| <b>Pyield =</b>    | 5028.692 | 13.38484 |
| <b>Pplastico =</b> | 428.0479 | 22.47135 |
| <b>Ptrans =</b>    | 1550.36  | 31.01624 |
| <b>Pelast =</b>    | 1553.74  |          |

#### CTES. CON TENSION ADICIONAL:

|            |           |     |          |
|------------|-----------|-----|----------|
| <b>A =</b> | 3.0144    |     |          |
| <b>B =</b> | 0.0581    |     |          |
| <b>C =</b> | 1442.9504 |     |          |
| <b>F =</b> | 1.9818    | B/A | 0.019261 |
| <b>G =</b> | 0.0382    |     |          |

|                    |          |          |
|--------------------|----------|----------|
| <b>Pyield =</b>    | 3953.004 | 14.25461 |
| <b>Pplastico =</b> | 863.7829 | 24.10651 |
| <b>Ptrans =</b>    | 1516.582 | 34.94587 |
| <b>Pelast =</b>    | 1553.74  |          |

## WALL FORCE EQUATION

The equation relating wall force with pipe tension and dogleg severity of the hole is established in the following

$$c = a + b$$

$$F = t' + t''$$

If  $t' = t''$ , then  $F = 2 t'$

$$DLS = \frac{c}{S}$$

$$t' = T \sin\left(\frac{c}{2}\right)$$

thus

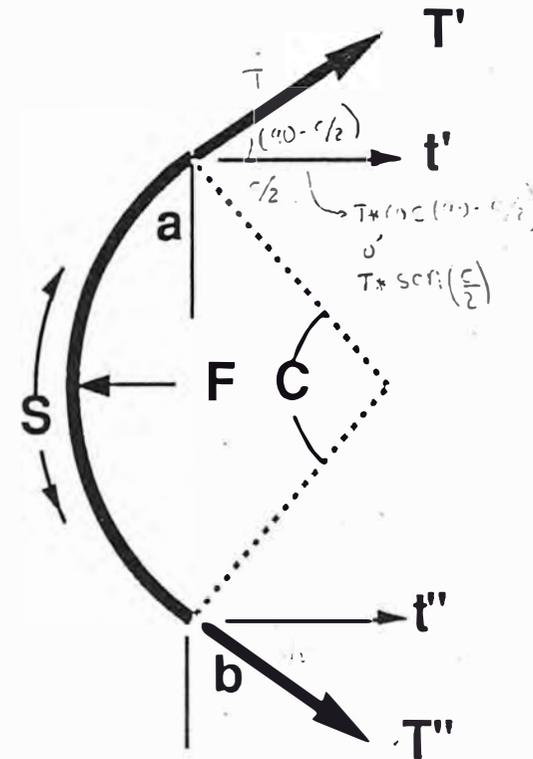
$$F = 2 T \sin\left(\frac{DLS * S}{2}\right)$$

Note:  $\sin\left(\frac{DLS * S}{2}\right) = \frac{DLS * S}{2}$

If DLS (rad/foot), C = rad

$$F = T (DLS * S)$$

$$\frac{\text{Wall Force}}{\text{Foot}} = \frac{F}{S} = \frac{T * DLS * S}{S} = T * DLS \text{ (rad/ft)}$$



The literature identifies three wear phenomena by which steel is removed from the wall of casing:

1. lubricated friction wear at low contact pressures between smooth tool joints and the casing (no meaningful wear occurs)
2. abrasive and grinding wear at medium contact pressures (sand intensifies wear)
3. galling wear at highest of contact pressures.

*morulicante*

These are depicted by the slopes of the lines in the figure.

Lubinski writes that contact loads of 2,000 or more pounds per tool joint will cause excessive wear.

Beware of corrosion under drillpipe rubbers.

All grades (K-55, N-80, P-110, etc.) of casing wear at about the same rate. Guard against casing wear with extra wall thickness.

Run a casing inspection log to ascertain wear. Statements like, "I can drill for 30 days before wear is serious", is foolish.

*Seguridad / resguardo*  
*determinar*  
*declaración*  
*absurdo, fero, necio*

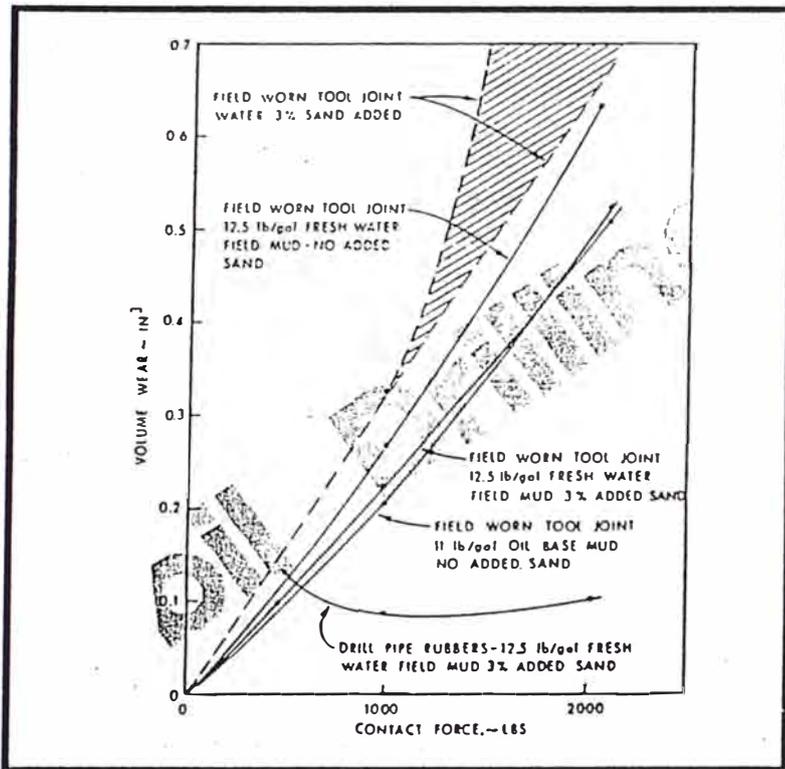
# WEAR DEPTH ESTIMATION

Bradley published an equation for estimating casing wear; however, it should be pointed out that he himself claims errors of 800%.

$$D = .002 \frac{F_{tj}}{1000} * RD * \frac{RS}{120}$$

- D = depth of penetration (crescent shape); inch
- F<sub>tj</sub> = lateral tooljoint force; lb
- RD = days of rotation inside casing; day
- RS = rotary speed; rpm

## EXAMPLE WEAR DEPTH



A 3,810 lb lateral tooljoint force has existed for 4.375 days. The rotary speed has been 88 rpm. Estimate the wear penetration depth?

$$D = .002 * \frac{3810}{1000} * 4.375 * \frac{88}{120}$$

D = 0.0244 in.

The figure compares wear of various drilling components with contact force.

## ANEXO 5

### CALCULO DE DESGATE DEL REVESTIMIENTO INTERMEDIO DURANTE PERFORACION DEL HUECO DE 8-1/2"

#### CONDICIONES MAS CRITICAS PARA POZOS DE PETROPERU-SELVA

##### DATOS:

|                                       |              |
|---------------------------------------|--------------|
| Profundidad promedio                  | = 3,800m     |
| razon de levantamiento (DLS)          | = 2.0°/30m   |
| separacion horizontal                 | = 1,000m     |
| punto de quiebre (KOP)                | = 50m        |
| fin del levantamiento (build up)      | = 500m       |
| tension total en superficie promedio  | = 200,000 lb |
| tiempo de perforacion hueco de 8-1/2" | = 5 dias     |
| velocidad promedio de mesa rotaria    | = 120 rpm    |

Del **Anexo-4**, el cual presenta las fórmulas y teoría de desgaste de casing por efecto rotación de la sarta de perforación durante la perforación del siguiente tramo (en nuestro caso el hueco de 8-1/2"), tenemos lo siguiente:

$$FT = 2 * T * \text{SEN}\left[\frac{(DLS * C)}{2}\right]$$

Donde : FT = fuerza lateral total ejercida por los coples ubicados en la zona de levantamiento de ángulo ó "build up sección", lb

T = tensión total de la sarta de perforación por debajo de la zona de levantamiento de ángulo, lb

DLS = razón de levantamiento del angulo, °/30m

C = longitud de la zona de levantamiento de ángulo, desde el KOP hasta la profundidad final de levantamiento, (build up sección), m

1. Reemplazando datos en la fórmula anterior, extraída de un pozo de Chambira (3800m), los mas profundos en Operaciones Selva, se tiene:

$$FT = 2 * 220,000 * \text{SEN} \left\{ \frac{(2^\circ/30m) * 450m}{2} \right\}$$

$$FT = 113,880 \text{ lb}$$

2. **Nº de coples** =  $(500-50)m/(9.5m/\text{tubo}) = 47 \text{ coples}$

3. **Fuerza lateral (Ftj)** ejercida por cada cople en el casing en la zona crítica:

luego :  $Ftj = 113,880 \text{ lb}/47 = 2,423 \text{ lb/cople}$

4. **Profundidad de desgaste (D)**; se aplica la ecuación de Bradley, explicada detalladamente en el Anexo-4

$$D = 0.002 * \frac{Ftj}{1000} * RD * \frac{RS}{120}$$

- donde :
- D = profundidad de desgaste, pulg
  - Ftj = fuerza lateral por cople, lb
  - RD = dias de rotación dentro del casing, dias
  - RS = velocidad de la mesa rotaria, rpm

reemplazando datos

$$D = 0.002 * (2,423/1000) * 5 * (120/120)$$

$$D = 0.0242 \text{ pg}$$

5. **Porcentaje de desgaste**, para casing N80, 40 lb/pie :  $(0.0242/0.395)*100 = 6.13\%$

Significa que durante la perforación del hueco de 8-1/2”, el casing pierde aproximadamente el 6.13% del espesor de pared nominal.

Si por algún defecto de manufactura, el tubo tiene una reducción de espesor de pared de 12.5%, con el desgaste adicional se tendría una tubería en el pozo, con desgaste total de 18.63%, que sería clasificada como Premium-2.

Por ello, con el objeto de contrarrestar este desgaste, se tendría que comprar una tubería, cuyo espesor de pared nominal sea mayor en la cantidad perdida por efecto de desgaste mecánico, en este caso

$$\text{nuevo espesor} = 0.395 + 0.0242 = 0.4192 \text{ pg}$$

Este nuevo valor indica que el peso de tubería mas adecuado para usar en la zona de levantamiento de angulo ó “build up section” sería el de peso inmediatamente superior al que se está usando (40 lb/pie) , que es 43.5 lb/pie, sin considerar los otros factores de reducción de pared como la corrosión externa y la interna.

## ANEXO 6

### CONSIDERACION DE DESGASTE DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO POR EFECTO DE CORROSION

De los trabajos de monitoreo en superficie efectuados permanentemente para determinar el grado de corrosión que puede sufrir la tubería de revestimiento en el fondo, se puede estimar un porcentaje de desgaste de alrededor de 10% de pérdida de espesor de pared durante la vida productiva del pozo.

Bajo esta asunción, podemos calcular la pérdida de espesor de pared por efecto de corrosión:

$$t = 0.1 * .395 = 0.0395 \text{ pg}$$

**entonces : el espesor final buscado sería = 0.0395 + 0.4192 = 0.4587 pg**

Con este nuevo espesor adicional, considerando los efectos de corrosión y desgaste, tendremos un nuevo espesor de casing de 0.4587 pg. Observando el peso de tubería mas cercano, será 47 lb/pie.

en función de ello se recomienda para los futuros pozos, considerar lotes de adquisición de tuberías de 9-5/8", de peso 47 lb/pie, para ser corridos desde superficie hasta el fondo, a fin cubra toda la sección de levantamiento y caída de de ángulo ó (build up y drop off section".