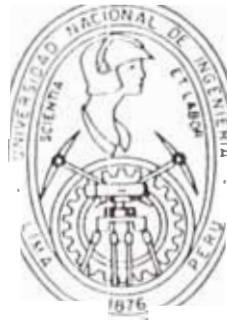


# Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



## “ Inspección y Reparación de Tubería de Perforación Petrolera ”

**T E S I S**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO MECANICO**

**CARLOS HUMBERTO DE LAMA GARCIA**

PROMO ION: 1971 - I

**LIMA PERU • 1989**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE  
INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
MECANICA

INSPECCION Y REPARACION DE LA  
TUBERIA DE PERFORACION  
PETROLERA

TESIS PARA OPTAR EL TITULO  
PROFESIONAL DE INGENIERO  
MECANICO

CARLOS DE LAMA GARCIA

LIMA 1989

# INDICE

	Pág.
INDICE	
PROLOGO	1
1.-INTRODUCCION	3
2.-GENERALIDADES	5
2.1. Definición de tubulares de Perforación	5
2.2. Características de los tubulares	6
2.3. Operación de Perforación y Diseño de una Columna	16
2.4. Clasificación e identificación de los tubulares de Perforación	23
3.-TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS	29
3.1. Lastrabarrenas(Drill collars)	29
3.1.1. Fallas por Fatiga	29
3.1.2. Fallas por Roscado Insuficiente	36
3.1.3. Fallas por Torsión Excesiva	38
3.2. Tubos de Perforar Standar (Drill Pipe)	41
3.2.1. Fallas por Defectos de Fabricación	41
3.2.2. Fallas en Servicio	43
3.2.2.1. Doblado de la Tubería	43
3.2.2.2. Deterioro de los extremos roscados	44
4.-METODOS DE INSPECCIONES NO DESTRUCTIVAS	
MAS USADOS	47
4.1. Método de Dispersión de Flujo Magnético	47
4.2. Métodos de Inspección de Espesores de Pared por Gammagrafía	49
4.3. Metodos de Ultrasonido	51
4.4. Método por Partículas Magnéticas	52
4.5. Resultado de Inspecciones	53
5.-REPARACION DE TUBULARES	58

5.1. Lastrabarrenas	58
5.1.1. Refrentado del área de sello	58
5.1.2. Aplicación de Recubrimientos duros.	59
5.1.3. Maquinado de extremos roscados nuevos	62
5.1.4. Recuperación de Lastrabarrenas	63
5.2. Tubos de Perforar standar	66
5.2.1. Refrentado de áreas de sello	66
5.2.2. Enderezado de tubos torcidos	68
5.2.3. Aplicación de Recubrimientos	68
5.2.4. Maquinados de Extremos Nuevos	69
5.3. Procedimientos de Inspección y Reparación	71
5.3.1. Tubos Lastrabarrenas y de Perforar pesados	71
5.3.2. Tubos de Perforar Standar	73
6.-ANALISIS DE COSTOS	
6.1. Conceptos	77
6.2. Costo de una Operación de Perforación	
6.3. Costo de una Tubería	82
6.4. Costo de Inspección no Destructivas	83
6.5. Costo de Reparación	83
CONCLUSIONES	87
BIBLIOGRAFIA	90

## PROLOGO

En el presente trabajo se analizarán los distintos métodos y técnicas de inspección y reparación más conocidas de la tubería de perforación petrolera. Se describen los equipos y herramientas usados.

Actualmente en el vasto campo de la industria petrolera una mayoría abrumadora de todos los materiales tubulares se fabrican conforme a especificaciones desarrolladas y aprobadas por el Instituto Americano de Petroleo (API).

Por definición, la columna de barras de perforación está formada por lastrabarrenas, tubos pesados y de perforar standar. La columna perforadora en cambio, es la columna de barra de perforación más todos los otros miembros incluyendo unión giratoria (SWIVEL), vástago (kelly), broca y cualquier otro elemento que se emplee continua o circunstancialmente durante determinadas operaciones de perforación.

La tubería de perforación está sometida a varios factores, que afectan su resistencia, por lo que puede ocurrir una falla de uno de esos tubos y hacer que los costos normales se eleven precipitadamente y en caso extremo en abandono del pozo, lo que generaría grandes pérdidas económicas.

Se describen casos generales de fallas, su probable causa, el efecto usual en la operación y las posibles correcciones para minimizarlas o evitarlas.

La columna de barras es una de las piezas más caras integrantes del equipo de perforación rotativa. Su duración determinará si ha sido amortizada u originó pérdida. Por lo tanto su diseño su cuidado y manipuleo apropiados con la consiguiente extensión de su vida útil son un importante factor económico.

El costo de la inspección está referida al monto de la inversión y la producción de petróleo que de ésta se espera, evitando dañar más tubos, protegiendo la inversión de mayores riesgos.

Gracias a los sistemas de inspección y reparación descritos en este trabajo se han conseguido mejoras en los programas de perforación, evitando que estos fracasen en forma parcial o total, así mismo permiten conocer la condición, calidad y límite de resistencia de los tubulares a usar.

Deseo expresar mi estimación a quienes más contribuyeron en este trabajo: a los Ings. Fernando Bailey y Carlos Vega, así como al Ing. Juan Hori Asano, Decano de la Facultad de Ingeniería Mecánica que hizo posible el convenio entre la UNI y PETROPERU, a todos ellos quiero expresar mi especial agradecimiento.

## 1. INTRODUCCION

La perforación para extraer petróleo y gas es una de las fases más importantes de la industria de exploración y explotación de petróleo. Los objetivos de producción están directamente ligados a los resultados de la perforación .

Los tubulares utilizados en la perforación de pozos petroleros son fabricados de acero al carbono, bajo especificaciones del Instituto Americano de Petróleo. Estos elementos transmiten el movimiento de rotación a la broca sobre la cual ejercen una presión para cortar formaciones estructurales del terreno.

Debido a la complejidad de la operación de perforación la tubería está sometida a varios factores que afectan su resistencia, tales como repetición de esfuerzos rudos trabajos de manipuleo, etc.

Con el análisis de los distintos métodos y técnicas de inspección, así como una efectiva reparación de tubulares, se ha conseguido mejoras en los programas de perforación, evitando que estos fracasen en forma parcial o total, lo que generaría grandes pérdidas económicas.

El objetivo es eliminar la posible falla que se pueda presentar hueco abajo por presencia de daños mecánicos y fracturas, adelgazamiento de la pared del tubo, etc., lo

cual ocasiona en la mayoría de las veces roturas de los tubulares, quedando esta prisionera en el fondo del pozo, originando atrasos en los plazos de perforación teniendo muchas veces que abandonar o en todo caso desviar los pozos.

El análisis de costos permite observar el ahorro significativo que resultaría de un adecuado programa de inspección ya que los riesgos son demasiado altos y los costos excesivos, como para instalar tubería defectuosa.



## 2. GENERALIDADES

### 2.1. DEFINICION DE TUBULARES DE PERFORACION DE POZOS.

Los tubulares de perforación son aquellos que transmiten movimiento de rotación a la broca para hacer el hueco, y están sujetos a tensión cíclica, compresión y esfuerzos flexores.

Las funciones principales son:

- a. Sostener, girar y suministrar peso a la broca
- b. Conducir el fluido de perforación de la superficie a la broca en el fondo del pozo.
- c. Bajar y subir la broca.

Los tubulares de perforación comprenden tres tipos de tuberías:

- Tubos lastrabarrenas (Drill Collar)
- Tubos de perforar pesados (Heavy Weight)
- Tubos de perforar estándar (Drill pipe), fabricados en grados E-75, X-95, G-105 y S-135.

Este conjunto es conocido como sarta columna de barras de perforar. Así también la columna de perforación está compuesta por: broca o barrena, barras de perforar, vástago de perforar (Kelly) y unión giratoria (swivel).

## 2.2. CARACTERISTICAS DE LOS TUBULARES DE PERFORACION.

### 2.2.1. Tubos lastrabarrenas (Drill Collar).

Los lastrabarrenas son los tubulares de mayor peso en la sarta de perforación.

Son fabricados bajo ciertas especificaciones establecidas por el Instituto Americano de Petróleo, cubierta por la norma API Spec 7.

La materia prima es el acero de la serie Aisi 4142 modificada, y el proceso de manufactura produce un tubo sin costura, que será descrito para los tubos de perforar estandar.

El tratamiento térmico empleado es templado en agua. El tubo de acero, cuidadosamente tratado e inspeccionado, se maquina con precisión para cumplir con las tolerancias de roscas y superficies en contacto. En puntos críticos se maquina recesos aliviadores de tensiones.

#### 2.2.1.1. Composición Química.

Un resumen de su composición química se muestra en la tabla No. 1.

TABLA NO.1

#### COMPOSICION QUIMICA

ELEMENTO	CARBON	MANGANESO	FOSFORO	AZUFRE	SILICE	CROMO
MOLIBD						

%	0.38	0.75	0.035 máx	0.040 máx	0.20	0.20	0.15
	0.43	1.00			0.35	1.10	0.25

### 2.2.1.2 Propiedades Físicas

Se efectúan algunos procesos para garantizar mayor resistencia, tenacidad y dureza. Un resumen de algunas de sus propiedades físicas se muestra en la tabla No. 2.

TABLA NO. 2

1	2	3	4
Diámetro Exterior (mínimo) plg.	Límite de Fluencia (mínimo) psi.	Resistencia a la tracción (mínimo) psi.	Dureza BRINELL (BHN)
3-1/2-6.7/8	110,000	140,000	245.341
7 - 10	100,000	135,000	245.341

Las conexiones roscadas de los lastrabarrenas, son torneadas con precisión, de tal forma que en un extremo tenga una rosca pin espiga o "macho" y en el otro, una caja o conexión "hembra".

Muchos lastrabarrenas fallan en sus conexiones debido más que todo a una falta de equilibrio en la relación de resistencia al doblamiento, que a la resistencia la torsión.

Una conexión que tiene una relación de resistencia al doblamiento (BSR) de 2.50:1, generalmente se considera una conexión promedio balanceada.

Debido a que el diámetro exterior de la conexión caja se gastará más rápidamente que el diámetro exterior de la espiga o pin, la relación mencionada se reducirá. En este momento, si la relación está debajo de 2.00:1, puede ocurrir fallas, como fracturas por fatiga en el fondo de las roscas, acampanamiento y roturas de la caja, etc.

En la perforación rotativa, empleada en la industria petrolera, las barrenas usan de gran peso, por lo tanto los tubos lastrabarrenas proporcionan el peso necesario para producir la carga sobre la barrena, y así asegurar que los tubos de perforar estándar trabajen siempre en tensión, de esta forma las torceduras y el desgaste serán mínimos si trabajara a compresión, debido a continuas flexiones se originará fallas por fatiga en el cuerpo del tubo, llegando hasta la rotura del mismo.

Los tubos lastrabarrenas también están sujetos a este tipo de fallas, con la diferencia que el cuerpo es más rígido que las conexiones, y consecuentemente las fallas en este tipo de tubulares son más frecuentes en estas zonas.

#### DIMENSIONES MAS COMUNES EN LASTRABARRENAS

#### TABLA N°3

1	2	3	4	5
Tipo de conexión	Diametro Exterior D	Diametro Interior d	Longitud l	Relación de resistencia al doblamiento
			(1)	
NC 44-62	6 1/4	2 1/4	30 ó 31	2.91:1
NC 44-62	6 1/4	2 13/16	30 ó 31	2.63:1
NC 46-65	6 1/2	2 1/4	30 ó 31	2.76:1
NC 46-65	6 1/2	2 13/16	30 ó 31	3.05:1
NC 56-77	7 3/4	2 13/16	30 ó 31	2.91:1
NC 56-80	8	2 13/16	30 ó 31	3.02:1

### 2.2.2 Tubos de perforar pesado (HEavy Weight)

Los tubos de perforar pesados (Heavy Weight) es un complemento en la sarta y de peso intermedio entre los lastrabarrenas y los tubos de perforar estándar. Son tubos de pared gruesa unidas entre sí por uniones extralargas.

Gracias a su peso y forma, este tipo de tubos pueden mantenerse en compresión al igual que los lastrabarrenas.

Un distintivo es la sección central, reforzada y sobresaliente que protege al tubo contra la abrasión, y además, sirve de centralizador.

El mejor uso de estos tubos, es en los pozos direccionales, dando mayor estabilidad con mucho menor contacto con la pared del pozo, lo cual permite fijar la dirección y controlar mejor el ángulo y rumbo del pozo.

(1) Rango de longitud: 2

En las operaciones de Petroperú N.O., los pozos en su mayoría son verticales y para los casos que se perforen direccionales, que son pocos frecuentes (0.5%), además de no tener ángulos mayores de  $32^\circ$ , se perforan con sartas que no incluyen estos tubos, tecnología que da buenos resultados.

La pared de los lastrabarrenas, tubos pesados y tubos estandar es aproximadamente de 2", 1" y 3/8", respectivamente; de esta manera, proporcionan los tubos pesados un cambio gradual de rigidez entre los tubos estandar que se encuentran más arriba de la sarta y los lastrabarrenas rígidos situados más abajo. Ese cambio gradual de rigidez reduce la posibilidad de fatiga en los tubos de perforar estandar, cuando los tubos pesados se colocan en la crítica y destructiva zona de transición.

En conclusión, debido a su pared extra-gruesa, unic: largas y zona central reforzada, éstos tubulares existen altas concentraciones de esfuerzos y el desgaste de la zona central del cuerpo.

Por su forma, la inspección será por los mismos métodos recomendados par evitar fallas en los tubos lastrabarrenas, y será visto más adelante.

Los tubos de perforar pesados se fabrican en rangos 2 y 3. Las dimensiones de esta tubería que más se usan en perforación son de 4 1/2" y 5" de diámetro externo con 2

3/4" y 3" de diámetro interno y conexiones NC46 (4 I.F.) y NC 50 (4 1/2 IF) respectivamente

### 2.2.3 Tubos de perforar estandar ("Drill Pipe")

Conforman la mayor longitud de la sarta de perforar.

Los tubos de perforar estandar es fabricada bajo especificaciones del Instituto Americano de Petróleo, de acuerdo a la norma 5D.

Dentro de este rubro existen dos grupos:

GRUPO 1: Tubos de grado E-75

GRUPO 2: Todos los grados de alta resistencia (X-95, G-105 y S-135).

Las dimensiones de esta tubería mas usadas son de 1/2" y 5" de diámetro externo con 3 15/16 y 4 7/16 diámetro interno respectivamente y rango de longitud 2; que se acondicionan para equipos que usan barras de dos o tres tubos.

El tubo de perforar estandar fabricado bajo esta especificación es hecho por un proceso sin costura.

El tubo sin costura es un producto de acero soldado. La barra redonda de colada continua es calentada en un horno giratorio y luego perforada en un perforador veloz, obteniéndose un tubo elemental de grueso espesor, el cual pasa al laminador continuo, donde se logra un tubo de espesor cercano al requerido. Luego de un calentamiento en

un horno de barras móviles, el tubo es procesado en un laminador reductor-estirador, que confiere a las piezas el diámetro y espesor requerido.

Posteriormente, la pieza es sometida a las necesarias operaciones de acabado en frío; tales como enderezado, reforzamiento de extremos o recalque, roscado, etc., y su respectivo tratamiento térmico.

El tratamiento varía según el grado de acero que se fabrique.

Para grado #E-75, los tubos son sometidos en toda su longitud a normalizado o templado y revenido, incluyendo la zona de recalque.

Para grados X-95, G-105, S-135 es sometido a normalizado y revenido o templado y revenido, incluyendo también la zona de recalque.

Las uniones roscadas, son fabricadas aparte del tubo y posteriormente soldadas por un proceso conocido como Flaweld que emplea corriente eléctrica para calentar el acero.

Las piezas se mantienen apenas separadas, tanto como para que la corriente forma un arco eléctrico y al pasar por una atmósfera altamente resistente, provoque el rápido calentamiento de las superficies expuestas, hasta la temperatura de fusión del acero. Inmediatamente se



comprimen la unión y el tubo con una fuerza suficiente como para extruir parte del material fundido, quedando las dos piezas con una sólida soldadura. Luego de las operaciones de limpieza, no quedan señales visibles de la sección soldada y no existen diferencias metalúrgicas en dicha zona.

Los tratamientos térmicos para restaurar las propiedades mecánicas en la zona de soldadura, permiten lograr una resistencia mayor en dicha zona que en el resto del tubo.

Los tratamientos térmicos para restaurar las propiedades mecánicas en la zona de soldadura, permiten lograr una resistencia mayor en dicha zona que en el resto del tubo.

#### 2.2.3.1 Composición Química

La composición química para los diferentes grupos de acero están limitados por el contenido de fósforo y azufre según la tabla No. 5.

TABLA NO. 5

	2	3
ACERO	FOSFORO max. %	AZUFRE max. %
Horno eléctrico	0.040	0.060

El fósforo aumenta la resistencia y dureza de los aceros empleados en sus estados de laminados en caliente. No es deseable tener mucho fósforo, debido a que éste reduce la ductilidad y resistencia al impacto. Sin embargo el fósforo mejora la maquinabilidad.

El azufre beneficia la maquinabilidad, sin embargo perjudica la calidad de la superficie. También reduce la ductilidad y resistencia al impacto. A mayor contenido de azufre, la soldabilidad del acero disminuye.

### 2.2.3.2 Propiedades Mecánicas

Los tubos de perforar estandar fabricados bajo la especificación API 5D, deberán cumplir con los requerimientos de tensión mostrados en la tabla No.6.

**TABLA NO. 6**  
**REQUERIMIENTOS DE TENSIONES**

1	2	3	4
Grado	RESISTENCIA A LA CEDENCIA (1)		RESISTENCIA A LA TENSION
	Min.	Max. (psi)	Min. (psi)
E - 75	75,000	105,000	00 000

(1) Tensile Yield Strength

X - 95	95,000	125,000	105,000
G - 105	105,000	135,000	115,000
S - 135	135,000	165,000	145,000

### 2.2.3.3 Dimensiones, Pesos y Rango de Longitud de tubos de perforar estándar más comunes

Los tubos de perforar estándar de uso más común en las operaciones es el Rango de longitud No.2 y es la que está referida en la Tabla No. 7.

**TABLA NO. 7**  
**RANGO DE LONGITUD**

Diametro exterior	Peso Min.	Grado	Espeso de pared	Tipo de refuerzos en los extremos
Pulg	Lb/P		Pulg	
3.5	13.3	E, X, G, S	0.368	Inter. o Ext.
3.5	15.5	E	0.449	Inter. o Ext.
3.5	15.5	X, G, S	0.449	Inter. o Ext.
4.5	16.6	E, X, S	0.337	Inter. o Ext.
5.0	19.5	E	0.362	Inter. o Ext.
5.0	19.5	X, S, G	0.362	Inter. o Ext.

Rango 1.....18-22 pies  
Rango 2.....27-30 pies  
Rango 3.....38-45 pies

## 2.3 OPERACION DE PERFORACION Y DISEÑO DE UNA COLUMNA

La columna de barras de perforar es una de las partes más costosas de todos los integrantes del Equipo rotativo. Para lo cual su diseño debe ser bien estructurado y definido.

### 2.3.1 Operación de Perforación

La perforación rotaria de pozos petroleros utiliza diferentes tubulares de perforación, los cuales transmiten movimientos de rotación a la barena o broca en su avance para abrir el hueco. (\*)

#### 2.3.1.1 Componentes de un Equipo de Perforación

El equipo de perforación tiene los componentes siguientes:

##### I.- Equipo principal

- 1.- Castillo o mástil y subestructura.
- 2.- Huinche.
- 3.- Bombas de lodo.
- 4.- Motores.
- 5.- Mesa rotaria y transmisión.
- 6.- Corona, motón gaucho y cables.

(\*) El vástago (Kelly) es el elemento hueco, cuya superficie externa es cuadrado o hexagonal que se instala al extremo superior de la sarta de barras de perforación. Tiene tres funciones principales:

- Suspende la columna de barras de perforación.
- Hace que la columna gire.
- Conduce el fluido de perforación dentro de la columna.

- 7.- Unión giratoria (swivel) y vástago (Kelly).
- 8.- Controles de reventones.
- 9.- Instrumentos y planta de luz.

## II. Equipo Auxiliar

- 1.- Cedazo vibrador.
- 2.- Tanques.
- 3.- Desgasificadores, desarenador, desilter, limpiador y centrífuga.
- 4.- Bombas centrífugas, compresores.
- 5.- tenazas y elevadores.

## III. Equipo Sub-Superficial

- 1.- Barrena o broca.
- 2.- Tubulares de perforación.
- 3.- Herramientas de perforación como son estabilizadores y sustitutos de tubería.

Los pozos pueden perforarse verticalmente o con **varios** ángulos de desviación (direccionales).

Obtener un pozo vertical es casi **imposible, debido a:**

- 1) Que la barrena tiende a dirigirse perpendicularmente a **los planos laminares de las formaciones**, así también **siguiendo la** dirección de algún tipo de falla geológica y
- 2) Tendencia de la sarta a **doblarse**. En general es más **fácil perforar un pozo recto en formaciones blandas** (suaves) que **en formaciones duras**. Específicamente, el **efecto del** doblamiento de la sarta de perforación puede **ser mucho** menor cuando se perforan formaciones blandas. Las duras requieren **aplicar altos pesos sobre la** barrena.

Los pozos **direccionales** son aquellos obtenidos aplicando equipos, herramientas y técnicas especializadas, que permiten **encontrar el objetivo** productivo, con ángulos de desviación de magnitud variable.

En pozos **verticales y/o direccionales** es **importante** restringir el ángulo total, de tal manera que asegure: (1) Mantenerse dentro de los límites del **área de operación** asignada y **no invadir propiedades ajenas**; (2) **penetrar en un horizonte específico de la trampa estatigráfica**, arenisca lenticular, bloque de fallas, etc.

El **objetivo que permite aumentar beneficios para contratista de perforación y mayores ingresos para operador o dueño del área**, es **conseguir un aumento en la velocidad de penetración de la broca**.

Los factores básicos que **afectan la velocidad de penetración** son:

- Propiedades de la formación.
- Propiedades del fluido de perforación.
- Selección de las barrenas o brocas.
- Peso sobre la barrena.
- Hidráulica en la barrena.

La **formación está referida a la roca que es perforada**. Estas pueden clasificarse como **arenas, arcillas, carbonatos, etc.**

Las **propiedades del fluido de perforar** se refieren a sus características, siendo las **más importantes** la

densidad, viscosidad, **filtración**, contenido de sólidos, **entre otros**.

Las barrenas se clasifican de **acuerdo al tipo y diseño**. Para seleccionar una barrena se realiza un análisis de los Registros de éstas de varios pozos de referencia, lo cual permite determinar si esos pozos fueron perforados tan eficientemente como sería posible con el Equipo disponible.

El peso sobre la broca y la velocidad de rotación da una indicación de la energía mecánica **disponible** en la interfase barrena-formación para producir los **recortes**.

La hidráulica nos da la medida de energía disponible para desalojar **los recortes del fondo del pozo** y llevarlos a la superficie. Las energías mecánica e hidráulica deben estar interrelacionadas para una efectiva perforación.

### 2.3.1.2 Datos necesarios para desarrollar un programa Hidráulico.

Están referidos al Equipo **perforador** y al pozo en **ejecución**.

#### A.-RELATIVOS AL EQUIPO DE PERFORACION

Motores:Accionamiento de bombas	Potencia de salida. Rendimiento mecánico de transmisión.
---------------------------------	---

Bombas	Marca, modelo y tipo. Potencia de entrada. Rendimiento mecánico. propio: 0.85 Eficiencia volumétrica Diámetro de camisa,
--------	---

	Presión de trabajo. Desplazamiento. Máxima Presión de superficie. Máx. y Mín. velocidad.
Circuito de superficie	Líneas, mangueras, unión giratoria, vástago, etc.
Tubos lastrabarrenas y Tubos de perforar pesados	Diámetro interior y exterior. Longitud.
Tubos de perforar estándar	Diámetro interior y Exterior Tipo de uniones.

#### B.-RELATIVOS AL POZO

Diámetro del pozo	Nominal: O de la barrena Real: Experiencia, perfiles eléctricos.
Fluido de Perforación	Densidad Viscosidad plástica, Fluencia.

#### 2.3.2 Diseño de una columna

Una columna de perforación típica vertical está constituida por:

- Barrena.
- Tubos lastrabarrenas.
- Tubos de perforar estándar.
- Vástago (Kelly)
- Unión giratoria (swivel)

Un pozo normal de 10,000 pies tendrá:

- Barrena
- 30 tubos lastrabarrenas.
- 303 tubos de perforar estándar.



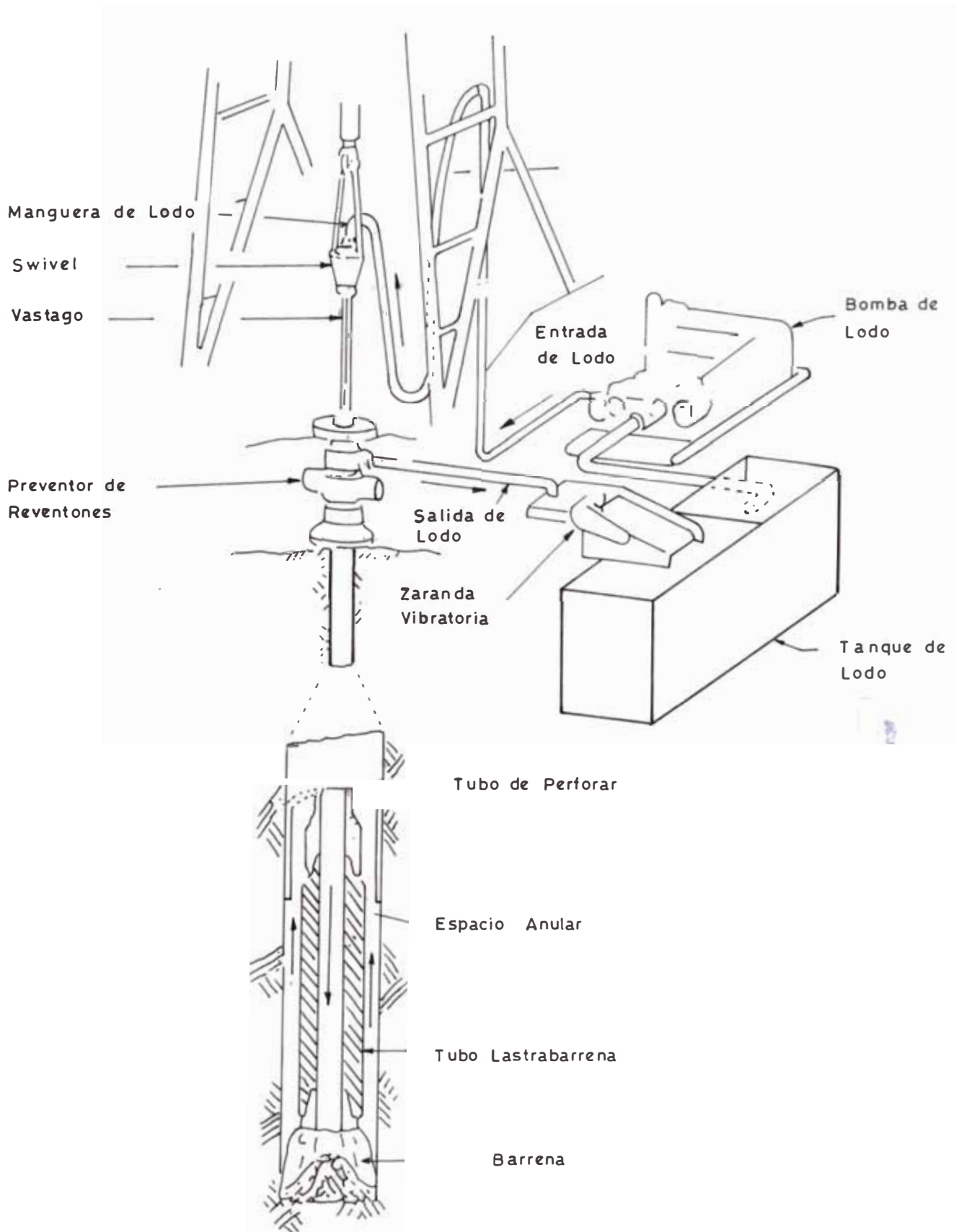


FIGURA N° 1  
 SISTEMA DE CIRCULACION

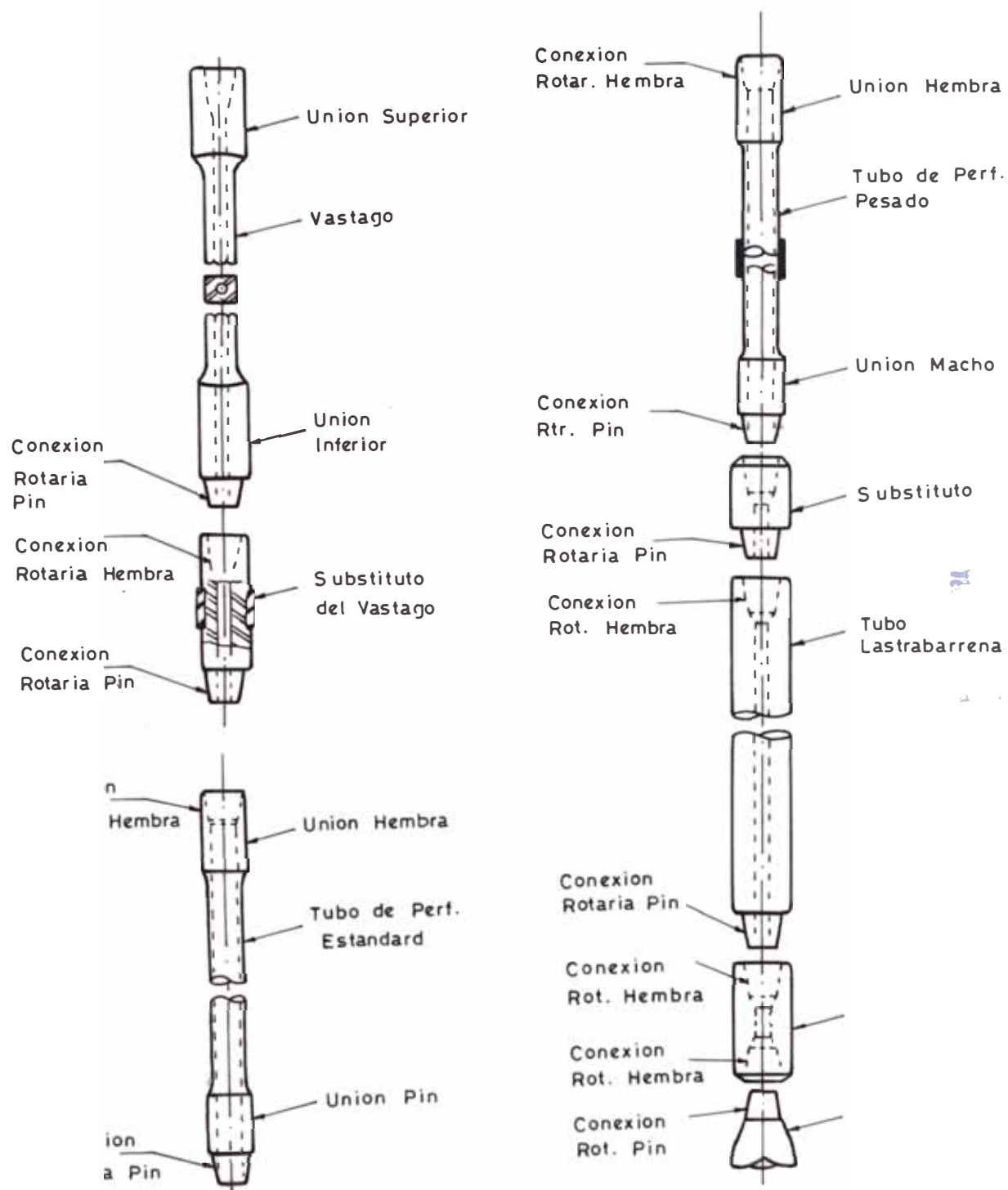


FIG. N° 2 : DISEÑO ESTANDARD DE UNA SARTA DE PERFORAR

Un pozo direccional, generalmente tiene menor cantidad de tubos lastrabarrenas, y en su reemplazo ( en peso) una cantidad determinada de tubería de perforar pesada.

Un pozo normal de 10,000 pies tendrá:

- Barrena
- 10 Tubos lastrabarrenas (una antimagnética)
- 33 Tubos de perforar pesados
- 290 tubos de perforar estándar

En las figuras No.1 y No. 2 se muestra el sistema de circulación del fluido en un Equipo de perforación y los típicos ensambles de tubulares de perforación respectivamente para pozos verticales y/o direccionales.

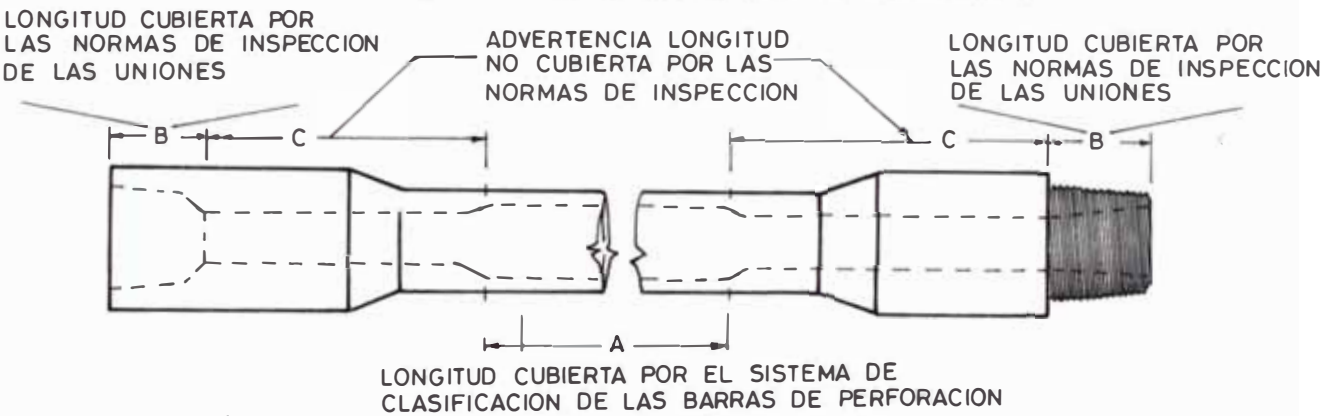
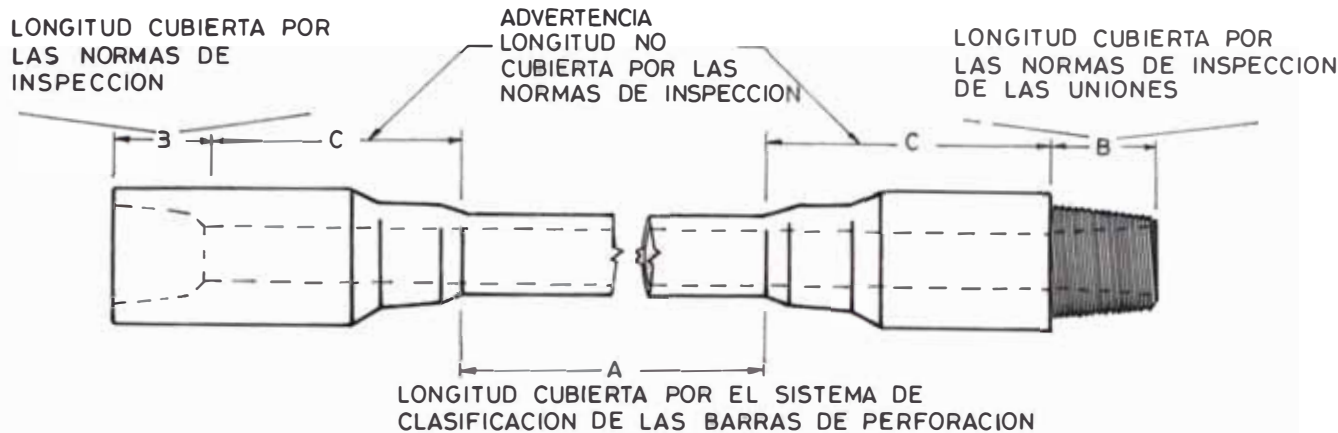
## 2.4 CLASIFICACION E IDENTIFICACION DE LOS TUBULARES DE PERFORACION.

### 2.4.1 Tubos lastrabarrenas y de perforar pesados

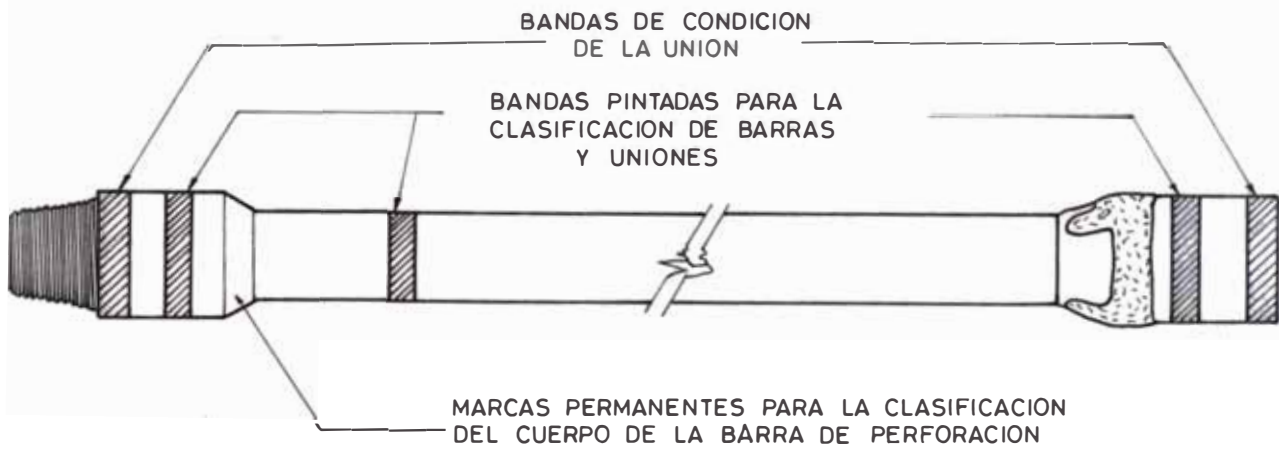
La clasificación para este tipo de tubulares de perforación están limitados de manera general a la condición de las conexiones.

Las normas para estos tubulares son los API RP7G y SPEC7.

Las condiciones defectuosas son identificadas con bandas de color rojo para su envío a los talleres y reconstrucción de nuevas conexiones.



**IDENTIFICACION DE LAS LONGITUDES CUBIERTAS POR LAS NORMAS DE INSPECCION**



CLASIFICACION DE LA UNION Y DE LA BARRA	NUMERO Y COLOR DE LAS BANDAS	CONDICION DE LA UNION	COLOR DE LAS BANDAS
Condicion 1	Una blanca	Rechazada o reparable en el taller	Rojo
Condicion Premiun	Dos blancas	Reparable en el campo	Verde
Condicion 2	Una amarilla		
Condicion 3	Una azul		
Condicion 4	Una verde		
Rechazada	Una roja		

**CODIGO DE COLORES PARA IDENTIFICACION DE BARRAS Y UNIONES**

**FIG. N° 3 : COLUMNA DE BARRAS DE PERFORACION INSPECCION Y CLASIFICACION**

## 2.4.2 Tubos de Perforación Estándar

Se clasifican de acuerdo a la norma API RP7G. Un resumen de la clasificación general, común a todos los tamaños, pesos y grados de tubería se muestra en la Tabla No. 8.

La identificación de la tubería inspeccionada se realiza mediante un código de colores como se muestra a continuación:

CLASE 1 (Nueva)	•1 Banda blanca
CLASE Premium	:2 Bandas blancas
CLASE 2	:1 Banda amarilla
CLASE 3	•1 Banda azul
CLASE 4	.1 Banda verde
CLASE 5	.1 Banda roja.

Así también en la fig. No. 3 se puede observar la identificación de porciones del tubo que caen bajo las normas de inspección.

## 2.4.3 Programa de Inspección de Tubulares Petroleros

No existe escrito referente a las regularidades que deberá efectuarse las inspecciones de los tubulares petroleros. Cada empresa tiene sus propios programas.

### 2.4.3.1 Tubos de Perforación Estándar o Drill Pipe

A pesar que el Instituto Americano de Petróleo, través de sus especificaciones y Prácticas recomendadas, da las pautas para efectuar la inspección y clasificación de

La experiencia en cada zona de trabajo y las dificultades encontradas, ha llevado a cada empresa de perforación, a establecer dichos programas de inspección.

En la zona Noroeste, las empresas que operan, tienen el siguiente programa:

#### I) PETROPERU

Inspecciones cada 50,000 pies perforados, a menos que se presenten problemas inusuales de operaciones de pesca (1)

#### II) PETROMAR

La inspección se realiza después de 1,400 horas de rotación en condiciones normales y al terminar cada pozo en condiciones severas tales como:

- Gran ángulo de desviación.
- Presencia de cambios bruscos en la dirección del hueco.
- Presencia de formaciones muy duras que dan como resultado baja velocidad de penetración y muchas horas rotarias.
- Alto torque.
- Problemas de pesca.

#### 2.4.3.2 Tubos lastrabarrenas y de perforar pesados

La periodicidad de las inspecciones también está determinada por el programa que aplique cada empresa, así tenemos:

- (1) La denominación de pesca se aplica a todas las operaciones relativas a la extracción de equipo u otros objetos quedados dentro del pozo.

## I) PETROPERU

Inspecciona cada 25,000 pies de perforación y cuando aparecen problemas anormales, al término del pozo en mención.

## II) PETROMAR

Inspección obligatoria, después de perforar cada pozo.

### 3. TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS

La mayor parte de los pozos son perforados por contratistas independientes, la condición de los tubulares de perforación a usarse, es tan importante para el contratista como para el operador puesto que una falla puede ser muy costosa para ambos.

Los tubos lastrabarrenas y los tubos pesados al tener espesores de pared gruesos casi siempre fallan en los extremos roscados.

#### 3.1. TUBOS LASTRABARRENAS Y TUBOS DE PERFORAR PESADOS

##### 3.1.1 Fallas por fatiga

Los tubos lastrabarrenas faltan principalmente en extremos roscados debido a la fatiga por flexión siendo puntos críticos los indicados en la figura No.4.

Esto se debe a que el lastrabarrenas es un tubo rígido, pero al armarse una sarta de 30 a 35 tubos se tendrá una columna larga, flexible y esbelta, la cual al ser sometida a los esfuerzos de compresión permitirá que ésta se pandee. Además al estar en rotación, los esfuerzos de la flexión por el pandeo serán cíclicos tal como se indica en la Figura No. 5.



FIGURA N° 4

ZONA DE CONCENTRACION DE ESFUERZOS EN TUBOS LASTRABARRENAS

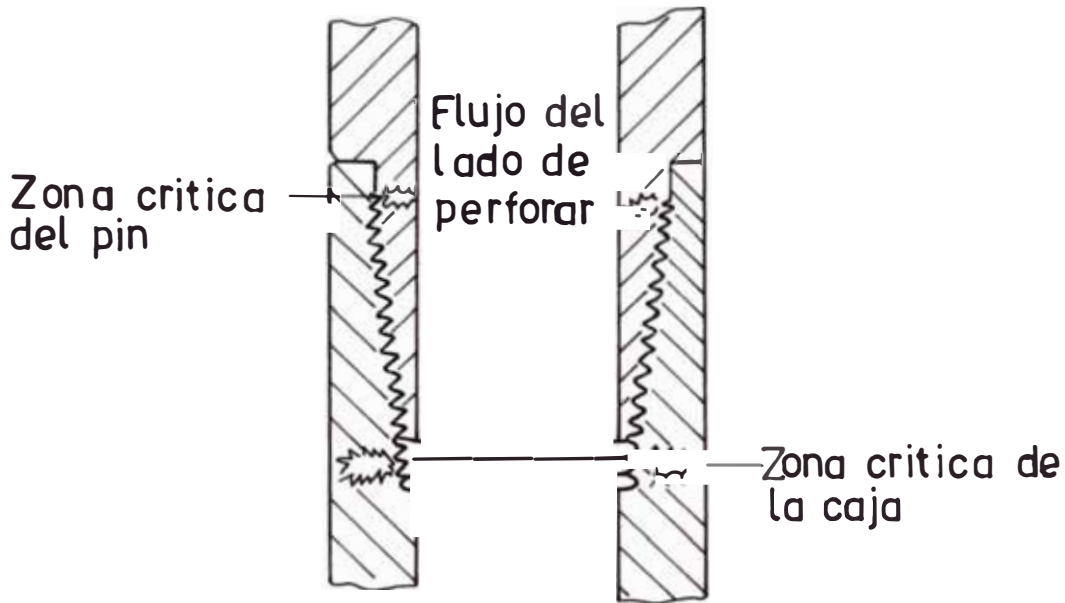


FIGURA N° 5

EFEECTO DEL PANDEO Y ROTACION EN LOS EXTREMOS ROSCADOS DE LOS LASTRABARRENAS

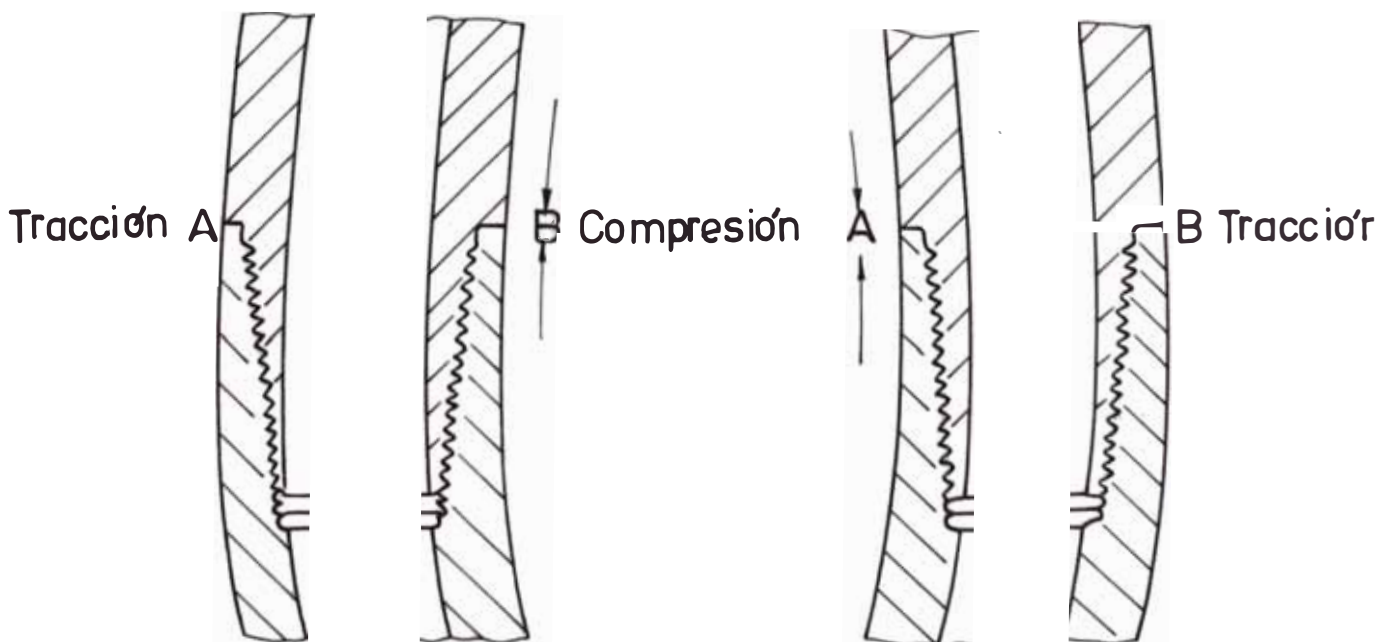


FIGURA N° 6

DESARROLLO RAJADURA POR FATIGA AL EXTREMO DE LA CAJA EN TUBOS LASTRABARRENAS

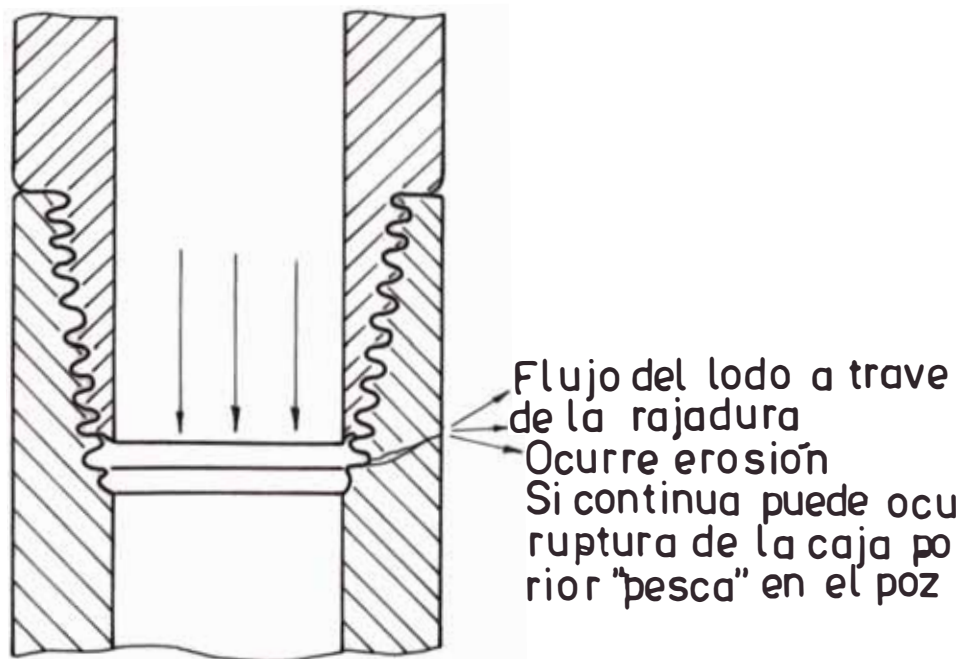
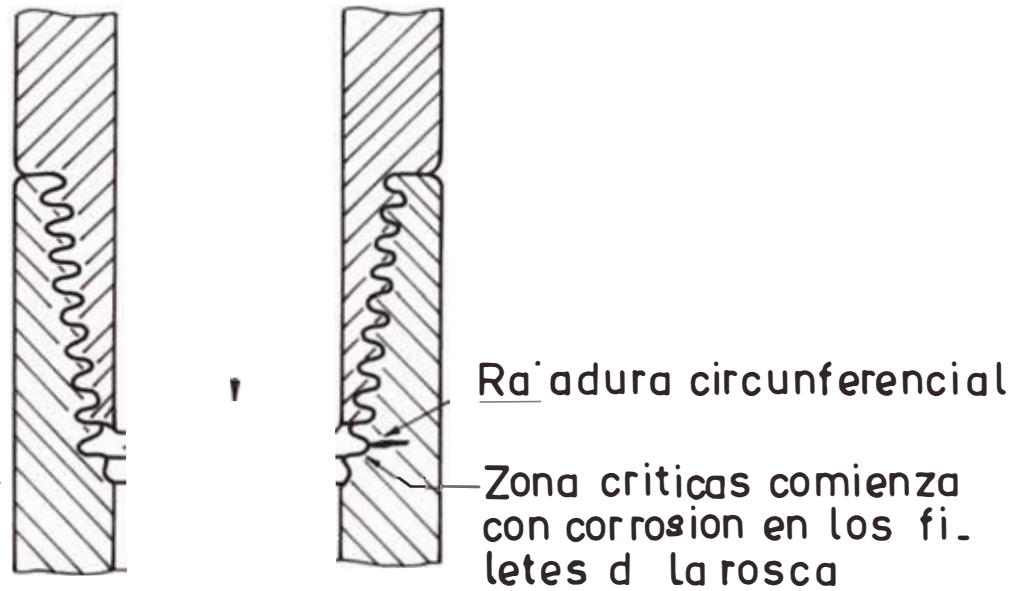
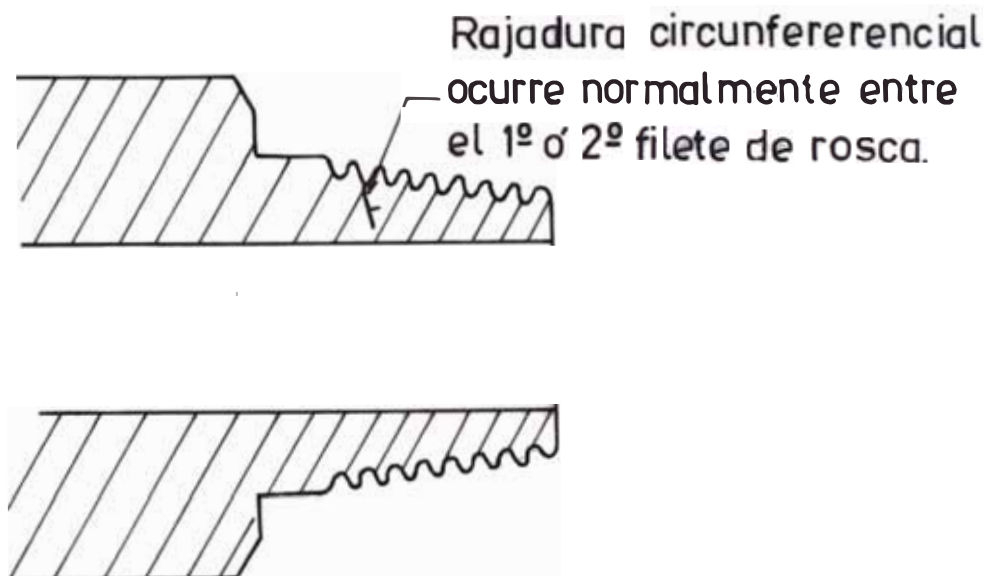


FIGURA N° 7

RAJADURA POR FATIGA DEL PIN DE UN TUBO  
LASTRABARRENA



Las grietas de fatiga comienzan donde se concentra un esfuerzo cíclico y van desarrollándose paulatinamente hasta que el elemento no soporta los esfuerzos a los que está sometido y ocurre la ruptura de dicho elemento.

Cualquier rajadura superficial tenderá a aumentar cada vez que pase al lado de tensión. Los puntos críticos indicados en la Figura No. 4 corresponden al área de concentración de esfuerzos del pin y de la caja.

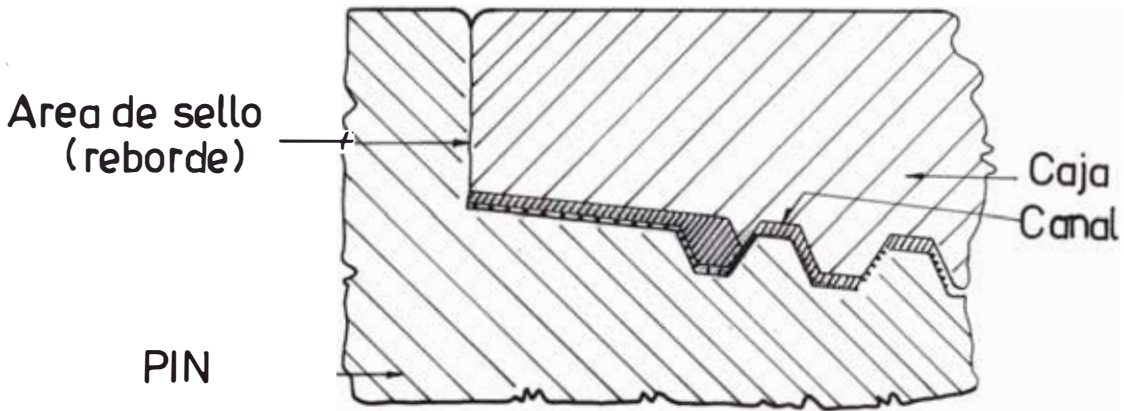
En la caja se tiene una zona delgada muescada (con roscas) adyacente a una zona muy gruesa, al entrar en contacto con el fluido de perforar se desarrollan puntos de corrosión en los filetes de la rosca, creándose borde con filo, los cuales dados los esfuerzos de flexión y rotación desarrollan fallas por fatiga tal como se indica en la Figura No. 6.

En el pin ocurren las fallas en el primer o segundo filete de la rosca, cerca de la base cuando la conexión no está bien roscada y el área de sello de la caja no sostiene bien al pin al pandearse el tubo, también puede ocurrir cuando el área de sello es muy estrecha y no puede soportar la carga dobladora impuesta al pin.

La rajadura aparece entre los filetes de la rosca tal como se muestra en la Figura No. 7.

FIGURA N° 8

SISTEMA DE SELLO DE LAS ROSCAS DE LOS TUBOS  
LASTRABARRENAS



- ..... Película lubricante
- ////// Lodo de perforar

FIGURA N° 9

EFFECTO DE LA FLEXION Y ROTACION EN LOS EXTREMOS  
ROSCADOS DE LOS \_\_\_\_\_

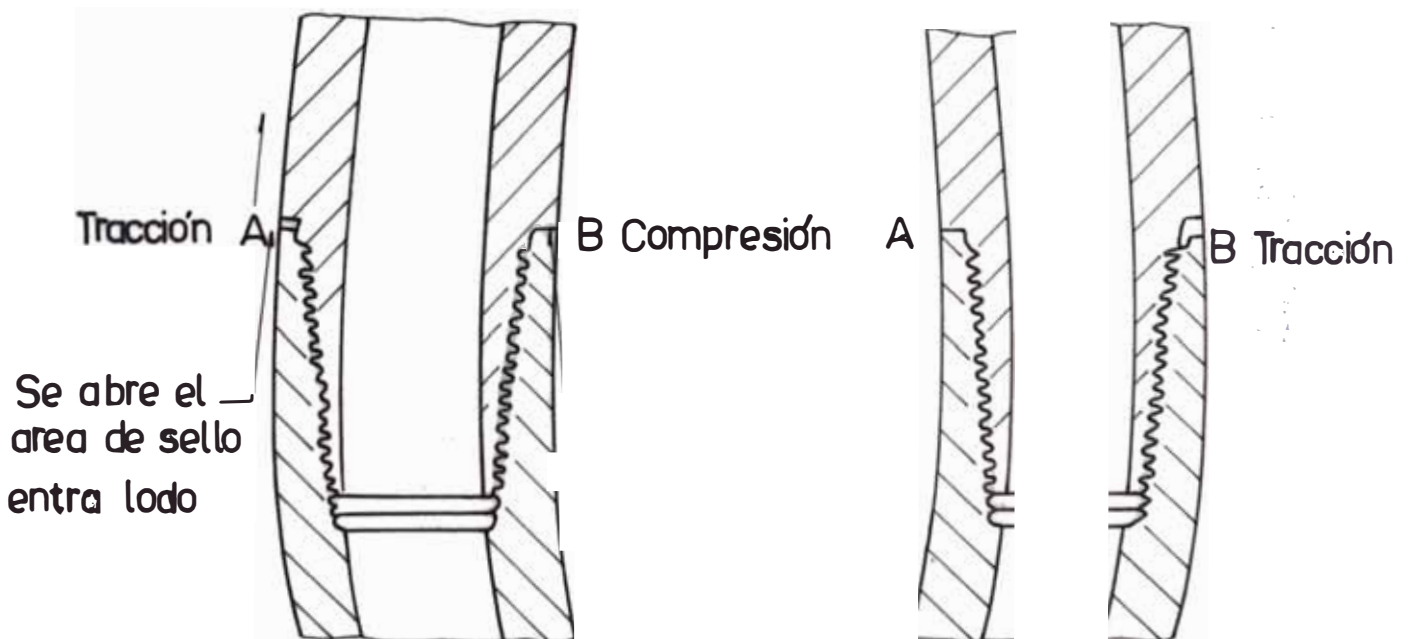


FIGURA Nº 10

PIN ROT POR EXCESIVO TORQUE

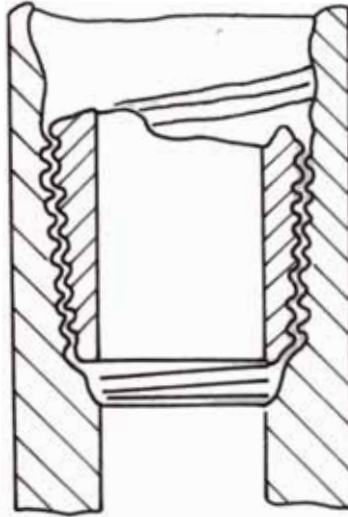
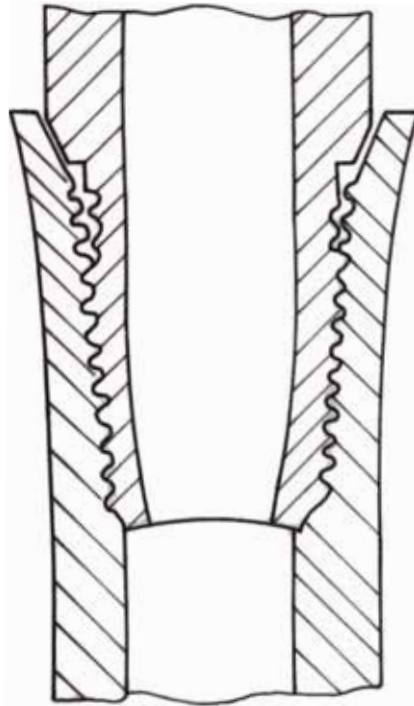


FIGURA Nº 11

CAJA ACAMPANADA POR EXCESIVO TORQUE.



### 3.1.2 Fallas por Roscado Insuficiente

Cuando se ha enroscado la junta adecuadamente, las fallas por fatiga ocurren en las zonas entre el primer y segundo filete del pin, extremo de la caja.

Cuando el roscado ha sido insuficiente por falta de torque adecuado las fallas ocurren en el área de sello y/o entre hilos engranados.

Esto se debe a lo siguiente:

a) Debido al diseño de la rosca lastrabarrenas y tubos de perforar pesados, no existe un sello continuo entre las roscas de pin y caja. El sello se realiza exclusivamente en el área de unión (reborde ó espejo).

Las uniones de esta sarta de tubos tienen un claro entre la cresta y la raíz de cada filete tal como se muestra en la Figura No. 8, este claro permite que las impurezas del lodo sean expulsadas cuando las uniones tienden a un enrosque adicional al circular el lodo sarta arriba.

b) Debido a la rotación y flexión (pandeo) de la sarta, las áreas de sello tenderán a abrir y cerrar alternativamente tal como se muestra en la Figura No. 9. Cada vez que el área de sello está sometida a tensión se abrirá permitiendo el ingreso del lodo y al estar sometida a compresión se cerrará expulsando el lodo hacia afuera.

FIGURA N° 12

PROCEDIMIENTO DE FABRICACION DEL AREA DE REFUERZO

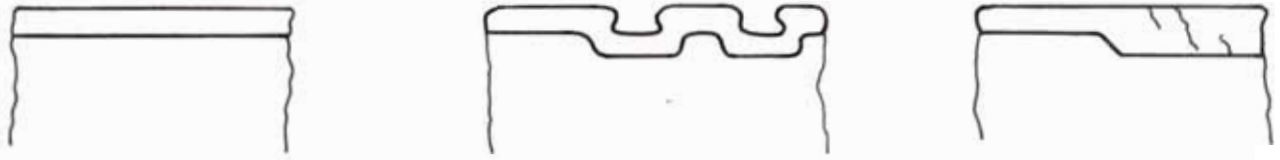
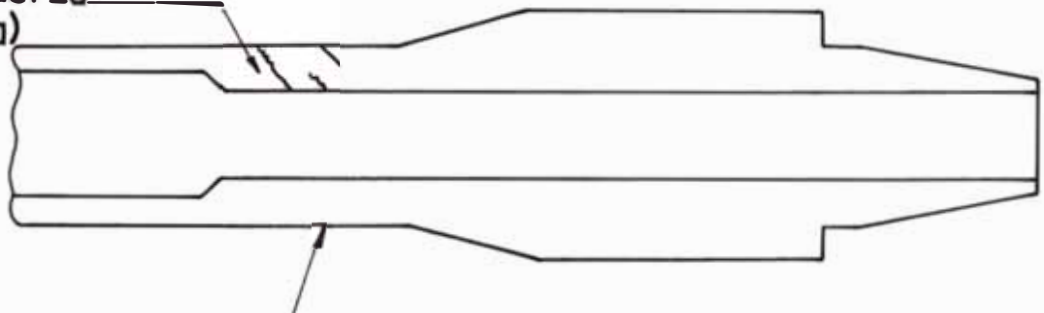


FIGURA N° 13

FALLA TUBERIA DE PERFORAR EN EL AREA DE REFUERZO

Localización de la falla

Area de refuerzo  
(Upset area)



Area de soldadura  
(Flash welding)



Estructura macroscopica en la zona fallada

A - Estructura ferritica y perlitica

B - Estructura bainitica



Esta circulación de lodo arrastra la película de lubricante del área de sello e hilos engranados, ocasionando una ligera erosión en dicho sello.

Al quedarse los hilos y área de sello sin lubricante, comienza un contacto de metal con metal lubricado pobremente por el lodo de perforar, como consecuencia de este contacto las áreas de sello e hilos se desgastan permitiendo una circulación más libre del lodo, hasta que comienza a erosionar fuertemente los hilos y área de sello pudiendo ocurrir la ruptura de la sarta.

Este es el caso crítico; la mayoría de las veces ocurre que al desenroscar la sarta de estos tubos se encuentran los hilos rotos y soldados al extremo roscado con el cual engranan; esto se debe a que al tratar de desenroscar una conexión que carece de lubricante, la fricción genera un calor superficial capaz de soldar momentáneamente al fin con caja; el torque de desenrosque permite romper esta soldadura por corte. Este fenómeno se denomina ludimiento.

### **3.1.3 Fallas por torsión excesiva**

Al enroscarse los tubos lastrabarrenas o los tubos de perforar pesados se les debe aplicar un torque determinado. Este torque debe ser lo suficientemente capaz de mantener los extremos roscados al margen de la deflexión que ocurra pozo abajo, pero no deberá ser tan grande que pueda romper

Esta circulación de lodo arrastra la película de lubricante del área de sello e hilos engranados, ocasionando una ligera erosión en dicho sello.

Al quedarse los hilos y área de sello sin lubricante, comienza un contacto de metal con metal lubricado pobremente por el lodo de perforar, como consecuencia de este contacto las áreas de sello e hilos se desgastan permitiendo una circulación más libre del lodo, hasta que comienza a erosionar fuertemente los hilos y área de sello pudiendo ocurrir la ruptura de la sarta.

Este es el caso crítico; la mayoría de las veces ocurre que al desenroscar la sarta de estos tubos se encuentran los hilos rotos y soldados al extremo roscado con el cual engranan; esto se debe a que al tratar de desenroscar una conexión que carece de lubricante, la fricción genera un calor superficial capaz de soldar momentáneamente al fin con caja; el torque de desenrosque permite romper esta soldadura por corte. Este fenómeno se denomina ludimiento.

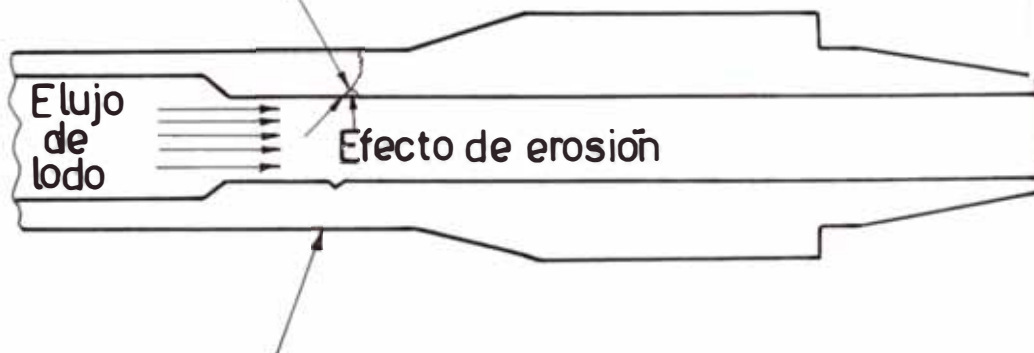
### **3.1.3 Fallas por torsión excesiva**

Al enroscarse los tubos lastrabarrenas o los tubos de perforar pesados se les debe aplicar un torque determinado. Este torque debe ser lo suficientemente capaz de mantener los extremos roscados al margen de la deflexión que ocurra pozo abajo, pero no deberá ser tan grande que pueda romper

FIGURA Nº 14

FALLA TUBERIA DE PERFORAR POR PROCEDIMIENTO DEFECTUOSO DE SOLDADURA

Area de concentración de esfuerzo



Soldadura (flash welding).

el pin o acampanar la caja tal como se muestra en las Figuras No. 10 y 11 respectivamente. El torque a aplicarse lo norma el API RP7G.

## 3.2 TUBOS DE PERFORAR ESTANDAR

### 3.2.1. Fallas por defectos de fabricación

Los tubos de perforar estándar presentan un área crítica llamada área de refuerzo (UPSET AREA) tal como se indica en la Figura No. 11.

Esta área es fabricada por forja tal como se indica en la Figura No. 12 y se la suelda centrífugamente (FLASH WELDING) el extremo roscado (TOOL JOINT) sometiendo al tubo a un tratamiento posterior.

Si el tubo no está libre de escorias superficiales durante el forjado y no se le da el tratamiento térmico adecuado después de soldar el extremo roscado, las escorias quedan atrapadas como inclusiones y la estructura cristalina resultante es más débil (ferrita y perlita en lugar de bainita) siendo menos resistente a la fatiga, desarrollándose fisuras transversales tal como se indica en la Figura No. 13.

Durante el servicio estas fisuras se desarrollan por la flexión y rotación de la sarta hasta producirse la falla (ruptura o deslave) del tubo de perforar.

Asimismo si durante el proceso de soldadura del extremo roscado (FLASH WELDING) no se ha alineado perfectamente el tubo y el extremo roscado tal como se indica en la Figura No. 14 se colará un resalte donde se concentrarán los esfuerzos, pudiendo fallar por fatiga por flexión, siendo acelerado este proceso por la erosión del lodo en el resalte (\*).

### 3.2.2 Fallas en Servicio

El rudo manejo a que necesariamente está sometida la tubería de perforación ocasiona daños mecánicos al tubo lo que originará las fallas en servicio.

#### 3.2.2.1 Doblado de la Tubería

El doblado de los tubos curre en muchos casos cuando no se tiene la precaución de fijar el extremo roscado lo más cerca posible a las uñas, en las operaciones de armado y desarmado de la sarta.

Existe una altura máxima para colocar las tenazas y poder roscar y desenroscar el tubo al aplicarse el torque.

Los factores a considerarse en el cálculo, son los siguientes:

- (\*) Muchas fallas generalmente ocurren en sitios idénticos. Las fracturas y "lavados" ocurren aproximadamente a 850-1000 mm. del extremo de la unión roscada. Después de investigaciones y pesquisas, se ha determinado que el 80% de estos incidentes fueron causados por fatiga en la zona de transición entre el área de refuerzo y el cuerpo del tubo.

- a) Angulo de separación entre las dos tenazas.
- b) Resistencia mínima la fluencia de los tubos de perforar estándar.
- c) Longitud de la tenaza.
- d) Torque máximo recomendado de ajuste.

La fórmula, valores y procedimiento de cálculo de la altura máxima entre el extremo roscado y uñas se muestra en la tabla No. 9.

Otros casos en los cuales ocurre doblamiento de los tubos de perforar estándar, es cuando se hacen trabajar a compresión o se tiene en el pozo cambios de ángulo bruscos.

#### 3.2.2.2. Deterioro de los Extremos Roscados

- a) Roscado de las cajas de los tubos de perforar estándar a un sustituto de Kelly con el pin deteriorado.
- b) Falta de limpieza y/o lubricación adecuada de las uniones roscadas.

La falta de limpieza permitirá que durante el enrosque se rayen los hilos y/o área de sello, creándose una área que favorezca el avance del lodo de perforación, pudiendo ocurrir un deslave, o que los extremos no rosquen adecuadamente y la unión oscilará en servicio pudiendo ocurrir el desarrollo de fisuras por fatiga o por deslave.

Si la lubricación de las uniones no es la adecuada, se produce un roce excesivo entre los hilos y áreas de sello pudiendo romperse o desgastarse prematuramente.

c) Oscilación de las uniones roscadas.

Ocurre cuando el torque aplicado en el enrosque es menor que el requerido. A consecuencia de esto se pierde el lubricante por arrastre del lodo de perforar, quedando las uniones expuestas al contacto metal con metal, deteriorándose rápidamente. Los hilos se vuelven filudos y se rompen o puede ocurrir deslaves.

En la tabla No. 10 se indican los torques a aplicarse para tener el sello apropiado en las uniones roscadas.

d) Almacenamiento, manipuleo y transporte inadecuados.

Ocurre cuando la tubería se manipula o transporta sin los protectores de rosca, lo cual permitirá que se golpeen los hilos y áreas de sello, sufriendo melladuras que impedirán un sello o enrosque apropiado, lo cual podrá causar deslaves (1) prematuros.

Cuando la tubería se almacena sin la lubricación y protectores adecuados, podrá deteriorarse rápidamente por corrosión dependiendo de la agresividad del medio.

---

(1) Deslaves o lavados se originan por fuigas de lodo a alta presión produciendo erosión del metal a su paso.

Cuando se está armando la sarta y se iza un tubo, éste deberá tener los protectores adecuados, ya que el pin rozará sobre todo el piso de la plataforma pudiendo dañarse el área de sello y los hilos del extremo del pin.

Asimismo se debe tener cuidado de no golpear el pin con la caja durante el armado y desarmado de la sarta, ya que esto daña los hilos del extremo del pin y los hilos de la caja cercanos al área de sello.



#### 4. METODOS DE INSPECCIONES NO DESTRUCTIVAS MAS USADOS

El alto costo y la escasez de tubería de perforación nueva, constituye un gran incentivo para lograr el óptimo uso de cada tubo. La falla de un sólo tubo puede tener efectos catastróficos en los planes de cualquier empresa.

##### 4.1 METODO DE DISPERSION DE FLUJO MAGNETICO

La técnica de dispersión de flujo magnético se usa en materiales ferromagnéticos para la detección de defectos bidimensionales, tales como agrietamientos y fisuras; defectos tridimensionales pequeños, tales como hoyos debido a cuerpos extraños adheridos al tubo en el proceso de fabricación y luego de desprendidos y también a hoyos debidos a corrosión.

La dispersión de flujo ocurre cuando una discontinuidad en el circuito magnético, provisto por el tubo magnetizado produce una distorsión de las líneas de fuerza del flujo magnético, las que deben cerrarse a través del aire, dispersando parte del flujo que fluía través del material.

La inspección por este método involucra

1. La generación de un campo magnético orientado perpendicularmente a la mayor dimensión del defecto, y
2. La detección de la dispersión de flujo desde el defecto.

Estos dos pasos pueden ser ejecutados concurrentemente mediante inspección por campo activo o secuencialmente por campo residual.

Este método comprende dos tipos de detección de fallas.

#### I) Inspección longitudinal

La determinación de defectos longitudinales se efectúa con un campo magnético perpendicular al eje del tubo.

Una serie de transductores rotatorios circundan el tubo, descubriendo defectos tales como costuras y sobrepliegues, al percibir y medir el escape de flujo magnético en el defecto.

Otra forma de magnetización es la del conductor central, en el cual el campo magnético es generado por un impulso de corriente de gran amplitud, circulando a través de un conductor colocado a lo largo del eje del tubo.

#### II) Inspección transversal.

Un campo magnético longitudinal paralelo al eje del tubo se usa para la detección de defectos transversales y tridimensionales.

Para efectuar esta inspección, se coloca alrededor del tubo una unidad detectora y una bobina magnetizadora que recorren toda la longitud. Esta unidad recoge todas las distorsiones del campo magnético causado por fracturas transversales internas o externas, picaduras por corrosión y demás defectos tridimensionales del tubo (cortes, fracturas por fatiga, etc.).

Como la mayor parte de las fallas estructurales de la tubería ocurren en el área crítica de los extremos, en la zona de los refuerzos, debido a la concentración de esfuerzos, por el abrupto cambio entre la sección transversal del tubo y la unión, se han desarrollado técnicas de inspección automática, para estas zonas extremas de la tubería de perforar estándar.

#### 4.2. METODOS DE INSPECCION DE ESPESORES DE PARES POR GAMMAGRAFIA.

La medición de espesores de pared de los tubulares por métodos gammagráficos son adecuados debido a que no necesitan contacto físico. Consiste en una irradiación de la pieza bajo prueba con un haz radiactivo, altamente enfocado que mide la cantidad de radiación absorbida o reflejada por el material.

Hay una variedad de métodos de este tipo tales como:

1) Medición de espesores por reflexión.

La fuente y el detector, ambos rígidamente ligados, están posicionados frente a la pared del tubo. Se mide la radiación reflejada por la pared del tubo que enfrenta a la fuente. Este método no es muy eficaz porque sólo refleja una pequeña cantidad de la radiación emitida. Una gran radiación es absorbida por el material.

Debido a la naturaleza errática de la emisión radioactiva, la baja intensidad del haz conduce a una alta variación estadística. Desde el punto de vista de la inspección, esto significa el sacrificio de los siguientes parámetros: precisión, cobertura y velocidad de inspección. Otro inconveniente es una disminución de la sensibilidad a las variaciones de pared del tubo con el incremento del espesor nominal.

## II) Medición por transición a través de doble pared.

La fuente y el detector, ambos rígidamente ligados, están diametralmente opuestos.

El haz de radiación deberá pasar a través de ambas paredes fin de alcanzar el detector. Este método es completamente eficiente comparado con el anterior, pero por disposición de la fuente/detector, éste sólo puede medir el promedio de espesor de las dos paredes opuestas.

III) Método de transición a través de una sola pared.

La fuente **rota alrededor** del tubo y el detector está estacionario en el centro del **interior del mismo**.

Este método ofrece las ventajas que los dos anteriores **no tienen**.

Solamente una **pared** es verificada y la alta intensidad de la **radiación que** incide en **el detector** determina una variación estadística baja.

#### 4.3. METODO DE INSPECCION POR ULTRASONIDO.

La **inspección por ultrasonido** consiste en la verificación del **material con** una onda sónica de alta **frecuencia**. El **pulso de ultrasonido emitido** por un transductor **viaja a través del material hasta** que es **reflejado por un rebote**. El reflector puede ser la superficie opuesta del material (**medición de espesor**), un defecto que **intercepta el** paso de la onda, o la interfase entre dos materiales diferentes.

El pulso **reflejado** o "eco" **proporciona la información** deseada de acuerdo al tiempo de viaje.

**El ultrasonido** es una poderosa técnica aplicada a la **inspección no destructiva**. **Bajo condiciones de laboratorio** puede ser más sensitiva que las técnicas magnéticas para la

detección de defectos, y más precisa que las radioactivas para las medidas de espesores.

La propagación de ondas ultrasónicas requiere de un medio de acoplamiento generalmente agua o aceite, entre el transductor y la superficie del material bajo prueba. La capacidad para mantener el adecuado acoplamiento a altas velocidades de inspección sobre materiales ásperos y bajo condiciones de campo ha demostrado ser difícil.

Este inconveniente provoca una severa limitación en el uso automatizado del ultrasonido para aplicaciones especiales, tales como la inspección de líneas de soldaduras de tubulares para oleoductos.

En el campo, el ultrasonido es de uso exterior en mediciones puntuales para verificar y corroborar indicaciones de sistemas de inspección de tubulares que usan otras técnicas no destructivas.

#### 4.4. METODOS DE INSPECCION POR PARTICULAS MAGNETICAS.

Se hace pasar corriente continua de alto amperaje por el tubo, con el objeto de inducir un campo magnético circunferencialmente orientado en la pared del tubo. Las discontinuidades longitudinales y transversales en la superficie del tubo ocasionan una variación o alteración del flujo del campo magnético en el sitio del defecto.

La cantidad de limaduras de hierro que se acumulan en una fractura dependen de un gran número de variables.

Algunas de éstas son:

- Resistencia y dirección del campo magnético.
- Profundidad del defecto.
- Longitud del defecto.
- Ancho del defecto.
- Medida y forma de las partículas.
- Características magnéticas de las partículas.
- Cantidad de partículas aplicadas a la superficie a inspeccionar.

Todo esto nos indica que lo arriba mencionado puede servir de base para juzgar la profundidad o severidad de un defecto, por la cantidad de partículas que se acumulen a lo largo de la línea del defecto.

En las fig. 15, 16, 17, 18 y 19 se observa algunos en los equipos y herramientas usados en la inspección de tubulares.

#### 4.5 Resultado de Inspecciones

##### CASO I

Tipo de tubería	: Drill Pipe o tubería de perforar estándar.
Características	: Ø exterior 4.1/2", Grado E, peso 16.60 Lb/pie, Rango 2, conexión tipo 4 <sup>1/2</sup>
FH.	
Año de Fabricación	: 1984
Ubicación	: Pozo 7383, Central Equipo No. 10.
Fecha	: 02/01/89
Cantidad	: 280
Compañía	: Petroperú S.A.

##### OBSERVACIONES

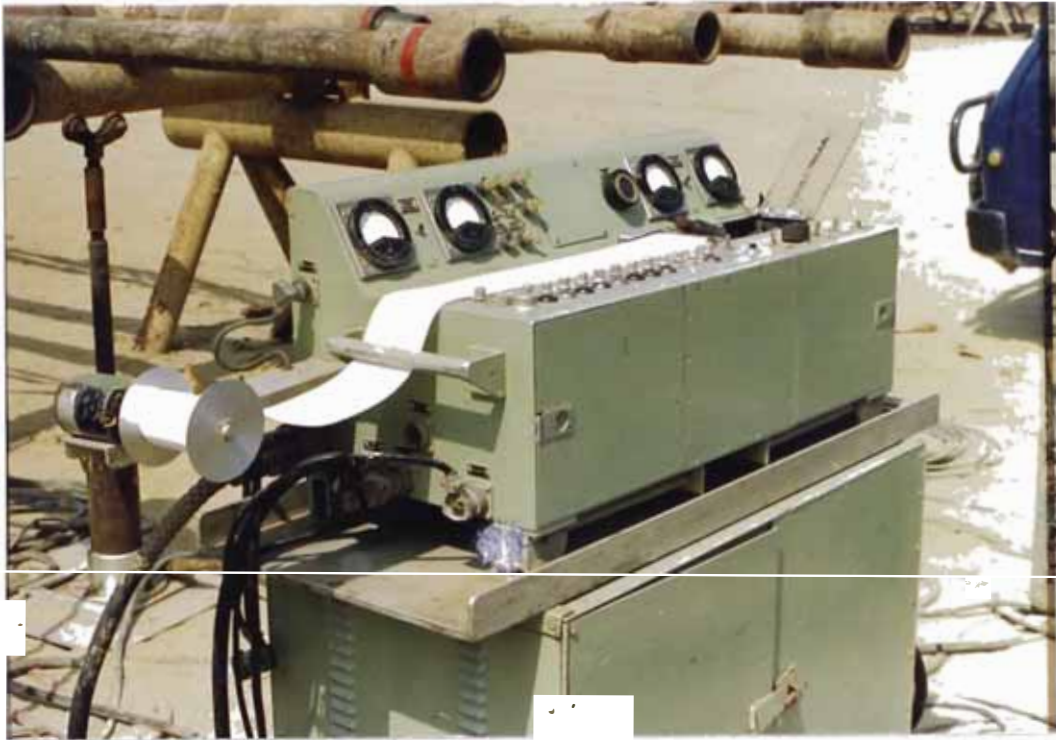


FIG.15: EQUIPO DE INSPECCION ELECTROMAGNETICA PARA DEFECTOS LONGITUDINALES, TRANSVERSALES Y VARIACION DE ESPESORES DE PARED



FIG.16: DETALLE DE INSPECCION TRANSVERSAL Y VARIACION DE ESPESOR DE PARED.





FIG. N° 17

EQUIPO DE INSPECCION ELECTROMAGNETICA ESPECIAL  
DE EXTREMOS



FIG.18: CALIBRACION DEL DIAMETRO EXTERIOR DE TUBERIA PERFORACION



FIG.19: MEDIDA DE ESPESORES DE PARED POR ULTRASONIDO

Esta inspección se realizó después de cumplir un periodo de 49,500 pies perforados y de acuerdo al programa en vigencia de Petroperú S.A.

### Clasificación final

Según norma API RP7G, 11 edición 1987.

TABLA NO.11

CLASE	CANTIDAD
Premium	219
2	60
3	--
4	--
5	1

### RAZONES PARA DEGRADACION DE LA TUBERIA

TABLA NO. 12

CLASE	DEFECTOS					TOTAL
	DESGASTE	CORROS. (PITTING)	CORTES	APLASTA- MIENTO	FRACTU- RAS	
2	58	1	--	1	--	60
3	--	--	--	--	--	--
4	--	--	--	--	--	--
5	--	--	--	--	1	1

### CASO II

**Tipo de Tubería** :Drill Pipe o tubería de Perforar estándar.

**Características** :O exterior 4<sup>1/2</sup>", Grado E, peso 16.60 Lb/pie, Rango 2, Conexión tipo 4<sup>1/2</sup> F.H.

**Año de fabricación** :1984

Ubicación : Pozo 7307-D, Reventores Equipo  
 No. 9.  
 Fecha : 02/03/88  
 Cantidad : 296  
 Compañía : Petroperú S.A.

### Observaciones

Esta inspección se realizó después de cumplir un período de 47,000 pies perforados y de acuerdo al programa en vigencia de Petroperú S.A.

Clasificación final: Según Norma API RP7G, 11 edición 1987.

TABLA NO.13

CLASE	CANTIDAD
Premium	269
2	25
3	
4	--
5	--

### RAZONES PARA DEGRADACION DE LA TUBERIA

	DESGAS- TE	CORROS. (PITTING)	CORTES	APLAS- TAMIENTO	FRACTU- RAS	TOTAL
2	7	9	8	1	--	25
3	--	1	--	--	--	
4	--	--	--	--	--	--
5	--	--	--	--	--	--

## 5. REPARACION DE TUBULARES

### 5.1 TUBOS LASTRABARRENAS Y DE PERFORAR PESADOS

#### 5.1.1. Refrentado del área de sello

Al efectuarse la inspección del área de sello y si se encuentra que el deterioro es ligero se realizará esta reparación en el campo.

El refaceteador de conexiones (Fig. 20) es un torno portátil que repara conexiones API para cumplir con las Normas API RP7G, sección 10.10. Es buena práctica no remover más de 1/32" de un espejo de una caja o un pin en un refaceteo y no más de 1/16" acumulados.

#### 5.1.2 Aplicación de recubrimientos duros

Se realiza a fin de aumentar el tiempo de servicio del tubo lastrabarrenas y de perforar pesado minimizando el desgaste del mismo contra las paredes del pozo.

Se aplican bandas de carburo de tungsteno de dureza 60 Rockwell C y granulometría de 15-20 Mesh, siendo la dureza del tubo lastrabarrena de 25 Rockwell C.

Se debe tener sumo cuidado al aplicar "Hardbanding" (recubrimiento duro) debido a que se puede debilitar el



FIG. N° 20  
TORNO PORTATIL



FIGURA N° 21



FIG.N° 22

cuerpo de estos tubos a causa de un precalentamiento (500 °F) y enfriamiento inadecuados.

El alambre electrodo usado como base para el depósito del carburo de tungsteno es de especificación AWS-E70S-3 cuyo diámetro usado para este caso es de 1/16".

Cada banda tiene un ancho de 1" y un espesor de 1/8". En los tubos lastrabarrenas y de perforar pesados se usan 6 bandas en cada extremo.

En las figs. 21 y 22 se observa el Equipo usado para realizar este trabajo.

### 5.1.3 Maquilado de Extremos Roscados Nuevos

Se realiza en talleres en aquellos tubos lastrabarrenas y de perforar pesados que presentan deterioro en los extremos (golpes mecánicos, lavados, fracturas por fatiga, etc.).

La resistencia de la mejor conexión roscada de lastrabarrenas y de tubos pesados nunca puede aproximarse a la resistencia del cuerpo de los mismos. Por eso, a tiempo que por el uso se pueden destruir cinco o seis pulgadas de roscas en cada extremo, el material de los 29 pies (8.84 m) remanentes puede permanecer en estado óptimo, como si fuera nuevo. Si se cortan las conexiones dañadas de estos tubos usados, el costo de los mismos se reduce a una fracción, si se compara con lo que costaría reemplazarlos totalmente



cada vez que una conexión se daña. Es indispensable verificar la cresta, el ahusado y el perfilado de las roscas para cerciorarse de que los filos engarcen bien, para darle a la junta la debida resistencia.

Cada vez que se descubra una grieta en una rosca, lo sensato es removerla completamente. La práctica de ahondar para eliminar las grietas y salvar así el máximo de longitud de estos tubos puede ser desastrosa. La grieta remanente no siempre se ve el tornero, sobre todo si está ubicada en la caja.

A fin de poder efectuar este trabajo se deberá contar con personal calificado y los calibres patrones (Master Gauges) apropiados.

En el Manual Drilco "Rotary Shouldered Connections" se detallan los distintos tipos de extremos a maquinar.

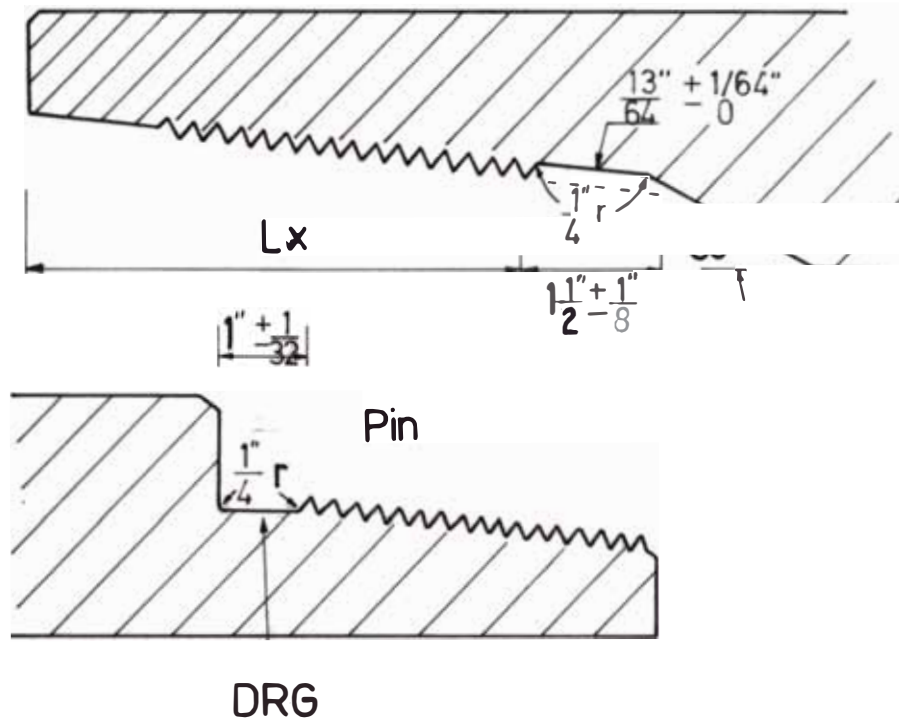
Asimismo a fin de reducir la posibilidad de desarrollo de fracturas por fatiga en las áreas críticas de estos tubos, se deben maquinar los canales de alivio de esfuerzo (Stress Relief Groove) según lo indicado en la fig. 23.

#### 5.1.4 Recuperación de Lastrabarrenas

Durante el servicio de los lastrabarrenas al maquinarse extremos nuevos, se pierde paulatinamente longitud de los mismos; esto causa el problema de que al cruzarse las barras de dos o tres lastrabarrenas según sea

FIGURA N° 23

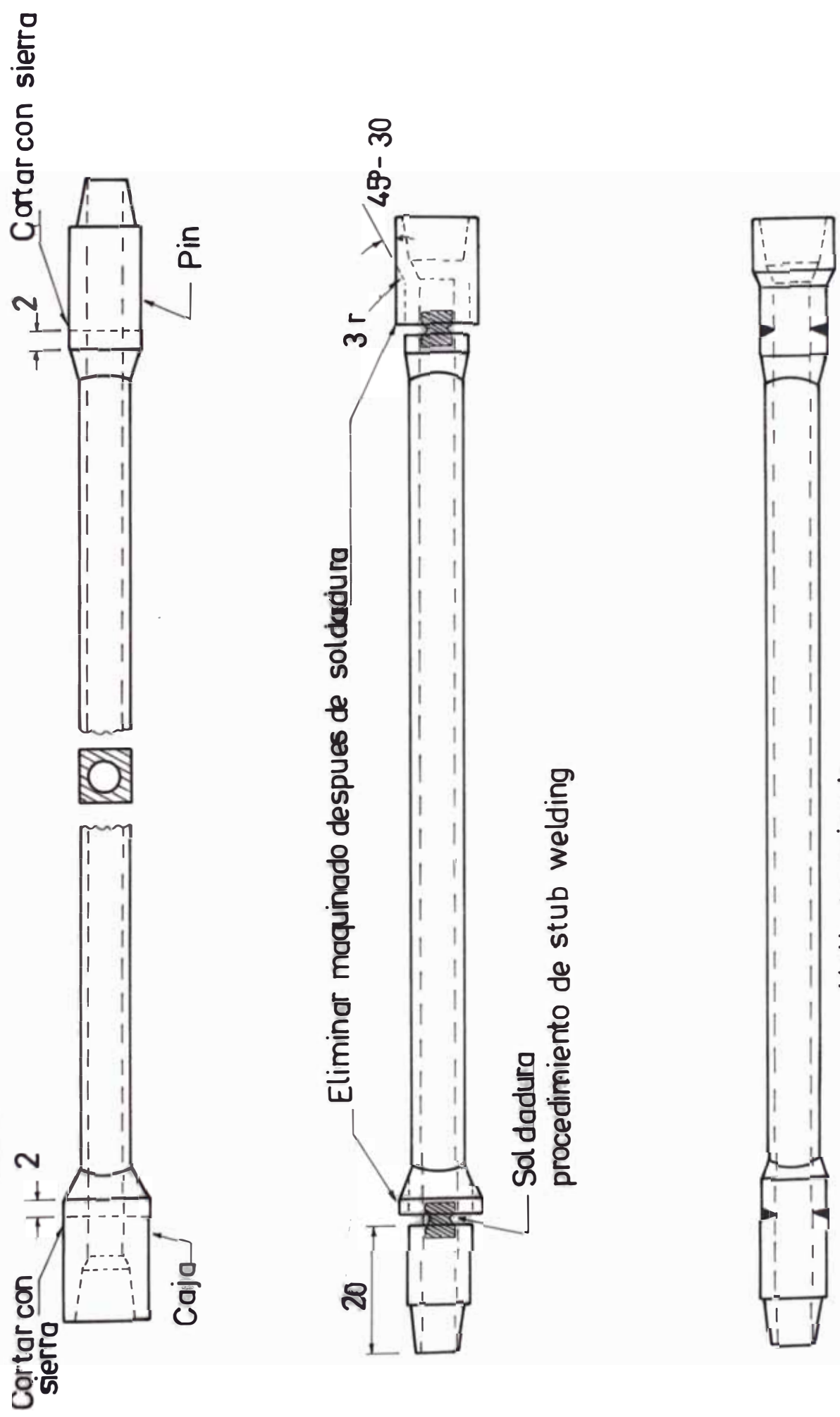
CANAL DE ALIVIO DE ESFUERZOS EN LASTAS BARRENAS  
CAJA



TIPO DE CONEXECCION	L x	DRG
NC 35	3 3/8"	3 15/64"
NC 38 (3 1/2" 1F)	3 5/8"	3 33/64"
NC 40 (4 FH)	4 1/8"	3 25/32"
NC 44	4 1/8"	4 3/16"
NC 46 (4 1F)	4 1/8"	4 21/64"
NC 50 (4 1/2 1F)	4 1/8"	4 3/4"
NC 61	5 1/8"	5 55/64"
NC 70	5 5/8"	6 47/64"
NC 77	6 1/8"	7 27/64"
4 1/2 FH	3 5/8"	4 13/64"
5 1/2 REG	4 3/8"	4 55/64"
6 5/8 REG	4 5/8"	5 27/64"
7 5/8 REG	4 7/8"	6 1/32"

Figura N° 24

REPARACION KFLLYS INVIRTIENDO EXTREMOS



el caso, no se alcance a apoyar en la repisa del engrampador que se encuentra ubicada en el mástil.

Para recuperar la longitud original de las mismas, se suelda mediante el procedimiento de STUB WELDING un pedazo de lastrabarrena, procedimiento que se describe en la fig. No. 24.

## 5.2 TUBOS DE PERFORAR ESTANDAR ( DRILL PIPE )

### 5.2.1. Refrentado de Areas de Sello.

El grado de daño es el factor determinante para desidir si una unión puede repararse en el campo con herramientas refrentadoras de espejos ( sellos ) ó en el taller con tornos horizontales estacionarios.

Las uniones con poco daño en los espejos, pueden ser generalmente reparadas en el campo con el uso del refaceteador de conexiones (fig.20) para cumplir con las normas API RP7G sección 10.10 tales daños incluyen suave coroneado de los espejos debido al bamboleo, pequeños lavados, abolladuras, recalques, rebabas y asperesas. así tambien como para las lastrabarrenas, es buena practica no remover mas de 1/32" de un espejo de una caja o un pin en un refaceteo y no mas de 1/16" acumulados.



FIG. N° 25  
PRENSA PORTATIL

### 5.2.2. Enderezado de Tubos Torcidos.

Los tubos torcidos hueco adentro o por operaciones de enrosque y/o desenrosque inadecuados, se pueden enderezar empleando una prensa hidráulica portatil ( fig.25 ); esta se puede realizar en el campo o en el taller. Para la operación de perforación no se debera utilizar tubos torcidos porque pueden desarrollar mas rápidamente fallas por fatiga y desgaste.

Para que un tubo de perforar estandar torcido quede en condiciones de ser utilizado, se le deberá enderezar alineando el eje del cuerpo con el eje de las roscas de las uniones tambien existen dos métodos adicionales que no son usados en nuestras operaciones, denominados por tracción y por rotación

No existe especificación alguna en los manuales que indique la magnitud límite de dobladura de un tubo para que pueda ser recuperado mediante su enderezamiento.

De acuerdo a experiencias de campo, deberán descartarse los tubos que presenten dobladuras en espiral y aquellos que tengan endiduras.

### 5.2.3. Aplicación de Recubrimientos Duros.

En los tubos de perforar estandar la aplicación del recubrimiento duro varia de 6" a 3" de ancho, dependiendo

del tamaño de los extremos, lo que se reducen por las sucesivas reparaciones.

Se aplica a los tubos que tienen un desgaste excesivo de hardbanding anterior. Las bandas de carburo de tungsteno son de dureza de 60 R.C, siendo los tubos grados " c " de dureza 19-27 R.C, también como en las lastrabarreras se debe tener sumo cuidado al aplicar el recubrimiento duro, debido a que se puede debilitar las cajas y pines de estos tubos a causa de un precalentamiento (400 °F) y enfriamiento inadecuados. Las figuras 21 y 22 muestran el equipo usado para realizar este trabajo.

#### 5.2.4. Maquinado de Extremos Nuevos.

Los tubos con extremos roscados deteriorados pueden ser recuperados maquinando extremos nuevos.

Sin embargo existe una limitación si tenemos un pin y caja nuevos que nunca han sido maquinados el desgaste máximo no deberá exceder de 1/2" en su longitud de tal forma que quede espacio de 3" para hardbanding y 6" para el contacto de las tenazas de enrosque y desenrosque.

Así como en las lastrabarreras a fin de poder efectuar este trabajo se deberá contar con personal calificado y los calibres patrones. en el manual Drilco " Rotary Shouldered Connexions " se detallan los distintos tipos de extremos a maquinar.

En el maquinado los siguientes aspectos necesitan particular atención :

- a. Mantener el radio especificado de la raíz de los filetes. La ausencia del radio adecuado se traducirá en fallas por fatiga prematuras.
- b. La profundidad de los filetes y las crestas de los mismos deben permanecer dentro de las especificaciones para evitar interferencias al apretar la conexión .
- c. Mantener los ángulos de los filetes. Los filetes deben ser normales respecto al eje de la conexión.
- d. El radio del espejo de las conexiones macho debe permanecer dentro de las especificaciones .
- e. Deben mantenerse las longitudes especificadas de las roscas, para filetes completos. Esto deberá ser controlado con un calibre de rosca.
- f. Todas las dimensiones , tales como el diámetro y la longitud del rebaje, la longitud de la rosca del macho, el diámetro del bisel del espejo, etc; deberán ser controlados conforme a los planos de las especificaciones.
- g. Se deben cobrear todas las roscas y espejos recientemente maquinados para protegerlos contra el engranamiento durante el periodo de enrosque inicial .



- h. Engrasar todas las conexiones adecuadamente, e instalar los protectores de rosca.

### 5.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCION Y REPARACION

#### 5.3.1 Tubos Lastrabarrenas y de Perforar Pesados .

El procedimiento es el siguiente:

- a. Efectuar limpieza mecánica del cuerpo y conexiones.
- b. Inspeccionar visualmente el tubo para determinar su estado en general.
- c. Calibrar el diámetro exterior de los tubos en toda su longitud e interior en ambos extremos a fin de evaluar desgaste abrasivo de pared.
- d. Inspeccionar visualmente los extremos del tubo para detectar defectos visuales como son : Conexión rota o lavada, cajas con deformaciones excesivas en su contorno, desgaste excentrico, hilos con fisuras,rajaduras , sellos dañados por golpes mecánicos o rayaduras, etc.
- e. Comprobar el perfil o forma de los hilos de cada conexión haciendo uso de ganges (master gauge) o patrones ( peines)

A.P.I adecuados , con la finalidad de detectar si estos han sufrido desgastes excesivos (hilos redondeados o filudos) **deformacion, hilos estirados** en el pin ,etc.

f. Inspeccionar mediante el método de partículas magnéticas húmedas los extremos del tubo , para detectar defectos transversales.

g. Aplicar los pulsos de corriente eléctrica (pulso/seg.) al tubo con la finalidad de magnetizarlo. Utilizar una fuente de 7000 Amperios-vuelta.

Esparcir partículas magnéticas a lo largo del cuerpo del tubo incluyendo la zona hardbading, a fin de detectar rajaduras y/o fisuras .

Emplear lente de aumento para magnificar el defecto .

h. Realizar medición de espesores de pared del tubo mediante ultrasonido como mínimo cuatro lecturas.

i. Reparar o refacetear (máx. 1/32") los sellos que así lo requieran considerando que el límite de refaceteos acumulados no deberá ser mayor de 1/16".

J. Biselar los bordes angulos de las áreas de sello a fin de eliminar ángulos vivos que son fácilmente deteriorados durante su manipulación o transporte.

k. Proceder a la aplicación de nuevas bandas de hardbanding en las zonas que así lo requieran , de acuerdo a lo siguiente :

- Desgaste excesivo del hardbanding anterior
- Deesgaste excesivo del hardbanding abarcando una area de 90 grados como minimo.

Inspeccionar el area de soldadura ( hardbanding) despues de su aplicación mediante el metodo de particulas magneticas secas.

l. maquinar en taller las conexiones en mal estado siempre y cuando se haya observado los siguientes defectos:

- Conexión rota o lavada totalmente .
- Caja acampanada y/o con deformación excesiva en su contorno .
- Desgaste excentrico en una o anbas conexiones.
- Hilos con fisuras o rajaduras.
- Hilos con desgaste deformacion y estiramiento excesivo.
- Sellos dañados con rajaduras críticas o inicios de lavado con profundidad mayor de 1/16" .
- Imposibilidad de refrentar o refacetear nuevamente los sellos ,debido a haberse alcanzado el límite recomendado de 1/16" acumulado luego de varios refaceteados.
- Efectuar la inspeccion de la conexión reparada según se indica en el punto f.  
Aplicar recubrimiento antigalling (sulfato de cobre) a la conexión reparada .

m. proceder a la numeración e identificación de todos los tubos, indicando la fecha (mes/año) iniciales de la Cia. de inspección . Referencia API RP 7G, sección 10.

### 5.3.2 Tubos de Perforar Estandar (Drill Pipel).

El procedimiento es el siguiente

a. Efectuar limpieza mecanica de cuerpo y conexiones.

- b. Inspeccionar visualmente el tubo para determinar su estado general y torceduras.

Enderezar el tubo de así requerirlo.

- c. Calibrar el diámetro exterior de los tubos en toda su longitud a fin de evaluar desgaste abrasivo de pared.
- d. Inspeccionar visualmente los extremos del tubo para detectar defectos visibles como son : Conexión rota o lavada, caja acampanada y/o con deformación excesiva en su contorno, desgaste excentrico , hilos con fisuras, rajaduras sellos dañados por golpes mecánicos o ralladuras etc.
- e. Comprobar el perfil forma de los hilos de cada conexión haciendo uso de gauges (master gauge) patrones (peines) API adecuados , con la finalidad de detectar si estos han sufrido desgastes excesivos (hilos redondeados o filudos ) deformación, hilos estirados en el pin, etc.
- f. Inspeccionar mediante el método de partículas magnéticas húmedas los extremos del tubo para detectar defectos longitudinales.
- g. Inspeccionar por el método de partículas magnéticas secas el área de hardbanding del tubo, a fin de determinar defectos longitudinales .

h. Efectuar inspección electromagnética al cuerpo del tubo, a fin de detectar defectos longitudinales y transversales.

El equipo de inspección electromagnética deberá ser calibrado al inicio del trabajo de cada 25 tubos para corregir cualquier desviación. Los registros de inspección electromagnética deberán mantenerse por lo menos 6 meses perfectamente identificado.

i. Realizar mediciones de espesores de pared del tubo mediante ultrasonido; como mínimo 4 lecturas.

j. Reparar o refacetear (max. 1/32") los sellos que así lo requieran, tener en consideración que el límite de refaceteos acumulados no deberá ser mayor de 1/16".

k. Biselar los bordes angulosos de las áreas de sello, afin de eliminar angulos vivos que son facilmente deteriorados durante la manipulación o transporte.

l. Proceder a la aplicación de nuevas bandas de hardbanding en la zonas que así lo ameriten, de acuerdo a lo siguiente :

- Desgaste excesivo de hardbanding anterior
- Desgaste excesivo del hardbanding abarcando un área de 90 grados como mínimo

Inspeccionar área de soldadura despues de su aplicación mediante el método de partículas magnéticas secas.

m. Cuando sea factible y dependiendo de la clasificación final del tubo (ver punto ñ) ,se debera maquinar las conexiones en mal estado en el taller , teniendo en consideración dejar un área libre (sin hardbanding) de no menos de 6" para el área de trabajo de la tenaza

Efectuar inspección de la conexión reparada segun se indica en el punto f.

n. Proceder a la numeración e identificación de todos los tubos indicando la fecha (mes/año), e iniciales de la Cia. de inspección. Referencia API RP 7G, sección 10.

ñ. Clasificar la tuberia de acuerdo a resultados de la inspección de acuerdo API RP 7G , sección 10.

## 6. ANALISIS DE COSTOS

### 6.1 CONCEPTOS

El riesgo económico en relación al uso de los tubulares de perforación es significativo . El daño económico por la rotura de un solo tubo , es función de los días en locación y la profundidad del pozo .A mayores valores de éstos, mayor será la pérdida económica .

La importancia de un adecuado programa de inspecciones para verificar la calidad de los tubulares, permite sacar de circulación ,tubería que de algún modo podría causar fallas , poniendo en peligro parcial o total del pozo .La posterior separación de los tubos recuperables garantizarán un adecuado trabajo dentro del pozo.

En líneas generales un buen trabajo de inspección y posterior reparación de tubulares con relación al costo de la inversión provee la siguiente información :

- a. Elimina compras innecesarias de material nuevo .
- b. Anula los gastos causados por fallas de material defectuoso que permanecen en servicio.

- c. Reduce el costo de almacenamiento de material que no es capaz de rendir más servicio o material de condición desconocida.
- d. Incrementa el valor de mercado si se asegura la calidad de los stocks sobrantes .
- e. Provee información valiosa concerniente al efecto en los diversos materiales de perforación , que permitirá mejoras en los programas de practicas operativas y de protección de corrosión .

La reparación de estos elementos tubulares consiste en rehabilitar aquellos elementos que presenten defectos reparables , utilizando equipos de soldadura semiautomática como es el caso de la aplicación de recubrimientos duros (hardbanding) , maquinaria de taller (tornos, esmeriles, etc) para la separación de conexiones equipo hidráulico para enderezado de tubos .

Posteriormente los elementos tubulares son clasificados de acuerdo a normas de la American Petroleum Institute (API) para hacer reutilizados en los trabajos de perforación de acuerdo a su estado mecánico final .

En la actividad petrolera es norma practica realizar la inspección y reparación de los tubulares de perforación despues de una determinada cantidad de pies perforados en base la record de trabajo de perforación, así mismo despues de los trabajos de emergencia ( por pesca ) que se



presentan eventualmente, este servicio se realiza con equipos, herramientas e instrumentos especiales que son operados por personal técnico calificado.

Petroperú s.a. no dispone tanto de los equipos, herramientas e instrumentos así como de personal especializado necesario para realizar este servicio, por lo tanto, recurre a la prestación del mismo y lo realizan firmas especializadas que poseen amplia experiencia, las que son respaldadas por centros de investigación en el extranjero y se mantienen actualizadas en las Normas Técnicas de Inspección y reparación que regulan esta actividad.

Durante la perforación es necesario ejecutar diversas acciones inmediatas y no continuas, con la finalidad de resolver los problemas que se presentan durante las operaciones petroleras.

Entre los servicios con que es necesario contar para la oportuna solución de estos problemas y/o coberturas de trabajo, se tiene la inspección y reparación de los elementos tubulares.

La ausencia del servicio mencionado, compromete en forma directa inminente la continuidad del proceso productivo de petróleo y/o gas. Asimismo, cualquier demora en la utilización de este servicio implica un alto costo operativo.

La necesidad de este servicio, aunque es básico, no es totalmente programable en su oportunidad, porque su requerimiento se origina cuando el pozo o cualquier operación afín, así lo exige.

La contratación de servicios no personales de inspección y reparación de elementos tubulares de Petroperú S.A. en años anteriores que mediante la modalidad de Concurso Público de Precios de acuerdo al Reglamento para la Contratación de Servicios No Personales de Petroperú S.A., aprobado con Resolución Ministerial RM-155-86 EM/VME, sin embargo, considerando el marco económico actual y limitaciones de orden legal, resulta inaplicable y de riesgo para la operación.

En amparo del Decreto Supremo 034-88-EF, Reglamento General de Adquisiciones de Bienes y Prestación de Servicios No Personales de las Empresas que conforman la actividad Empresarial del estado, nuestro Directorio aprobó la modalidad de contratación de los servicios no personales de Inspección y Reparación de elementos tubulares usados en trabajos de perforación mediante Listas de Precios.

## 6.2. COSTO DE UNA OPERACION DE PERFORACION.

Pozo	:	COSTA ADENTRO
Area	:	TALARA

Profundidad : 9250 PIES  
 Dias Estimados : 38

TABLA N° 14

## DISTRIBUCION DE COSTOS

DESCRIPCION	COSTO US\$
A. CONSTRUCCION DE PLATAFORMA	31000
B. DESARMADO, ARMADO Y MOVIMIENTO DE EQUIPO	13680
C. PERFORACION	393253
D. COMPLEMENTACION	122725
TOTAL	\$ 560568

Esta distribución de costos permite calcular que por día de perforación se invierte US\$14,754.

Asumiendo que se presentan problemas en los días finales de la programación y a una profundidad cercana a la final, este costo de incrementa considerablemente.

### 6.3. COSTO DE TUBERIA NUEVA.

La sarta de la tubería de perforación del caso mencionado es de 9250 pies y consta de:

1. Tubos lastrabarrenas	840'	23 tubos
2.- Tubería standard	8410'	280 tubos

Costo de la tubería

1. 28 tubos da US\$ 4500/tubo	\$126000
2.-280 tubos            380/tubo	106400

---

US\$ 232400.00

Observando el rubro C de la Tabla N° 14, apreciamos que este valor constituye el 59.1% del total, valor bastante alto para proteger de mayores riesgos los tubulares de perforación.

#### 6.4. COSTO DE INSPECCION NO DESTRUCTIVA.

El costo actual de inspección total no destructiva de tubulares de perforación es:

i) Tubos lastrabarrenas	US\$21.59	604.52
ii) Tubería standard	18.18	5090.40

---

US\$            5694.92

Este costo en relación al costo de la tubería nueva representa el 2.45% de inversión en tubulares.

El costo de inspección con relación al costo de tubos nuevos, referente a los lastrabarrenas es 0.48% y en cuanto a los tubos standard es de 4.78%.

#### 6.5. COSTO DE REPARACION.

Para la sarta referida estimamos las reparaciones siguientes:

##### I) Tubos lastrabarrenas

20 conex. Hard banding a US\$26.75	535.00
39 conex' sello y bisel a 8.75	341.25
17 conex. rep. extremos a 100.00	1700.00

##### II) Tubería Standard

147 conex. Hard banding a US\$ 1092	1605.24
120 conex. sello y bisel a 5	600.00
25 conex rep. extremos a 90.90	2272.00

---

7053.99

Este costo en relación al costo de la tubería nueva representa el 3.03 % de la inversión en tubulares.

El costo de reparación con relación al costo de tubos nuevos, referente a los lastrabarrenas es 2.04% y en cuanto a los tubos estandar de 4.21%.

El costo de inspección más la reparación (US\$12748.91) en relación al costo de tubería nueva representa el 5.5% de la inversión en tubulares.

A mayores profundidades los esfuerzos que son sometidos los tubos de perforación se incrementarán, así también sucede con el riesgo por fallas, pudiendo ocurrir una pesca. El tiempo empleado para subsanar dicho problema es bastante fluctuante, pudiendo ser de dos a quince días considerando casos sucedidos en nuestras operaciones en Talara.

Es difícil estimar el costo total real de las fallas de tubería en la industria petrolera, ya que pueden tener tanto otros aspectos derivados. No tomando en cuenta esto último, una pesca cuya duración sea de siete días, el costo estimado sería:

-Tiempo perdido 7 días a US\$/días 14,754 103,278

-Alquiler de herramientas de pesca

7 días a US\$/día 3,500 24,500

-Tubulares con daños irreversibles			
	10 US\$/tubo	380	3,800
-Adicional de aditivos de lodo			5,000
-Transporte	21 hrs a US\$/hr.	50	1,050
			-----
			137,628

El costo de la inspección más la reparación representa el 9.26 % del costo del referido trabajo de pesca. A mayor número de días de esta operación el % disminuirá.

A mayor número de días de trabajo de pesca, las probabilidades de éxito disminuyen y a menudo el pozo debe abandonarse o desviarse, aumentando enormemente el costo de la falla.

Aunque es común referirse a la inspección y reparación como porcentaje adicional del costo del tubo, es necesario remarcar, que con la ejecución de este trabajo no sólo se está tratando de proteger el tubo, sino el éxito de la inversión total, por eso es importante ver el costo de la inspección y reparación como un % del monto total general que se arriesga en la operación de perforación.

El total general de inversión es de US\$560,658 y el costo de inspección y reparación es de US\$12,748.91, representando solamente 2.3 % de ésta.

Si a esto adicionamos la producción potencial que generará el pozo, se concluye que el costo de la inspección y reparación protege tanto a la inversión como el retorno que de ella se espera al entrar en producción el pozo.



## CONCLUSIONES

1.-El alto costo y la escasez de tubulares de perforación nueva, la cual es importada, constituye un gran incentivo para lograr el optimo uso de cada tubo. La falla de un sólo tubo puede tener efectos catastróficos en los planes de cualquier empresa de perforación, motivados por pérdidas materiales y/o demoras, afectando directamente la productividad.

2.-La prestación de servicios no personales para inspección y reparación de tubulares de perforación es realizado por firmas especializadas que disponen de equipos, herramientas e instrumentos, así como personal técnicamente especializado debido a que este trabajo no es continuo, pero debe efectuarse cada cierta cantidad de pies perforados.

3.-El registro de inspecciones y el record de fallas es importante fuente de información ante la presencia súbita de fallas, en el control periódico del estado de la tubería así como la clasificación de tubulares usados en un proceso de perforación.

4.-Muchos de los daños que se les produce a los tubulares en superficie, son realizados por cuadrillas de perforación mal entrenadas, fundamentalmente en lo que se

refiere a almacenamiento, selección, manipuleo, limpieza, lubricación, torque de ajuste y operación de los mismos'

5.-El costo de la inspección y reparación representan solamente un limitado % (+-3%) del total general de la inversión de una operación de perforación, pero si la comparamos con la inversión de tres pozos (25,000 pies) el % es mínimo (+-1%).

Este costo garantiza la operatividad de la sarta de tubulares y evita problemas de incidencia, altamente costoso.

6.- Las consecuencias de un falla de productos tubulares dentro del pozo dependen del tipo de tubería, el tipo de operación que se está realizando y las condiciones del pozo en el momento de la falla.

7.-Petroleos del Peru S.A. requiere de los servicios de Inspección y Reparación de tubulares, nesecariamente para maximizar la vida de los mismos, evitar problemas y demoras, ocasionados por fallas de tubos y por ende, para proteger este activo fijo, que representa un alto costo. Estas inspecciones y reparaciones se efectuan cada 25000 y 50000 pies perforados para lastrabarrenas y tubería estandar respectivamente; y si existieran problemas anormales o de pesca inusuales, al término del pozo en mención.

8.-El almacenamiento de por lo menos doce meses de los registros gráficos de cada inspección, garantiza la calidad de ésta, pues, ante una súbita falla, se puede identificar, si fué un descuido del inspector , el dejar pasar un tubo defectuoso o si fué un daño, posterior a la inspección.

## BIBLIOGRAFIA

1).-International Asociation of Drilling Contractors  
"Drillings Manual", 1982

2).-Drillings Contractor "Informe sobre fallas en  
Drill Pipe", 1987

3).-Chin Wilson "Porque fallan las sartas de  
Perforación en el punto neutro", Petroleum Engineer, Mayo  
1988.

4).-Drilco División of Smith International Inc.  
"Manual Drilco de conjuntos de Perforación" , Edición 1982

5).-Hughes Tool División "Programación de Pozos" 1985

6).-Hughes Tool División Manual de Perforación" ,1985

7).-Administración y Servicios Petroleros S.A.  
"Tecnología de las Operaciones de Perforación del Pozo  
Petrolero", 1980.

8).-Drilco División of Smith International INC.  
"Shouldered Connections" 1982.

9).-American Petroleum Institute

API RP 7G, 11 edition 1987

10).-American Petroleum Institute

API SPEC 7, 34 editions, 1987