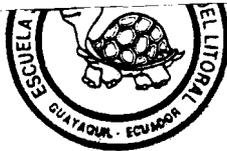




D-10378

1
622.3382
5122
e.2



Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Tema:

"CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERÍA DE
PERFORACION, REVESTIMIENTO Y PRODUCCION
UTILIZADA EN POZOS PETROLEROS"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEOS

Presentada por:

César Sacoto S.

Guayaquil - Ecuador

1.990



DEDICATORIA

Al Pueblo Ecuatoriano*

A Mis Padres

César y Argentina*

A Mi Esposa Magdalena.

A Mi Hijo Andrés.

A G R A D E C I M I E N T O

AL ING. KLEBER MALAVE
Director de Tesis, por
su ayuda en la realiz
ación de este trabajo.

A GENERAL PIPE SERVICE
INC. Por las facilidad
es prestadas en la e-
laboración de esta Tes
is.

Ricardo Gallegos

ING. RICARDO GALLEGOS
Presidente del Tribunal

Daniel Tapia

ING. DANIEL TAPIA
Miembro del Tribunal

Gabriel Colmont

ING. GABRIEL COLMONT
Miembro del Tribunal

K. G. Malave

ING. KLEBER MALAVE
Director de Tesis

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

CESAR SACOTO S.

RESUMEN

Siendo la intención de este trabajo resaltar la importancia práctica de las condiciones de servicio de los productos tubulares usados en la industria petrolera, así como la determinación técnica de esas condiciones, se empieza realizando una descripción general de los parámetros de diseño de sartas de perforación, revestimiento y producción de pozos, enfatizando, sobre todo en sartas de perforación, el papel que juega la clasificación (según inspección) de la tubería en el proceso de diseño.

En cuanto a la tubería de revestimiento y producción ponemos énfasis en el rol que como parámetro de diseño desempeñan las conexiones. De esta forma justificamos el posterior desarrollo del tema.

Como la tubería se diseña para cumplir ciertos requerimientos derivados de su uso, es necesario analizar ampliamente la clasificación y descripción de los diferentes tipos de tubería, sus partes y propiedades, así como también de los principales tipos de conexión que se usan en las operaciones petroleras en el Ecuador.

Posteriormente tratamos los métodos de inspección de tubería, tanto en lo que respecta a su fundamento teórico como al procedimiento de ejecución de los mismos. Se describen los elementos, materiales y equipos utilizados, así como los tipos de imperfecciones y defectos a los cuales son sensibles.

Estos métodos, llamados en general "no destructivos", y otros diseñados específicamente para la industria petrolera, se describen y analizan dando una visión completa de la forma como se realiza actualmente el control de calidad de tubulares petroleros en nuestro medio.

Finalmente analizamos la incidencia que tienen, en los costos de operación, el control de calidad y el mantenimiento de la tubería se dan prácticas alternativas para la racionalización del uso de la tubería (especialmente de producción) las mismas que permiten obtener disminución de costos y por tanto mayor eficiencia en las operaciones.

Se concluye realizando un análisis de costos a partir de un caso real, cuyos resultados ilustran la validez de las alternativas propuestas.



BIBLIOTECA

INDICE GENERAL

| | Fág. |
|---|------|
| RESUMEN | 6 |
| INDICE GENERAL | 8 |
| INDICE DE FIGURAS | 12 |
| INDICE DE ABREVIATURAS..... | 15 |
| INDICE DE TABLAS | 18 |
| INDICE DE APENDICES | 19 |
| INTRODUCCION | 20 |
| | |
| I. CONSIDERACIONES TEORICAS; DESCRIPCION DE PARAMETROS DE DISEÑO. | 22 |
| | |
| II. DESCRIPCION DE LA TUBERIA Y TIFOS DE CONEXIONES USADAS EN SARTAS DE PERFORACION, REVESTIMIENTO Y PRODUCCION. | 43 |
| | |
| 2.1 Generalidades. | 43 |
| 2.2 Descripción de la tubería. | 44 |
| 2.2.1 Tubería de perforación. | 44 |
| 2.2.2 Los lastrabarrenas. | 54 |
| 2.2.3 La tubería de perforación extrapesada. | 59 |
| 2.2.4 La tubería de revestimiento y producción. | 60 |

| | |
|--|-----|
| 2.3 Conexiones. | 66 |
| 2.3.1 Conexiones en sarta de perforación. . | 68 |
| 2.3.2 Conexiones en tubería de revestimiento y producción. | 68 |
| | |
| 1.1.1 CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERIA. | 72 |
| | |
| 3.1 Métodos de ensayos no destructivos. | 72 |
| 3.1.1 Inspección visual. | 72 |
| 3.1.2 Inspección con partículas magnéticas. . | 77 |
| 3.1.3 Inspección con líquidos penetrantes.. | 89 |
| 3.1.4 Inspección con ultrasonido. | 96 |
| 3.1.5 Inspección electromagnética. | 102 |
| 3.2 Otros métodos de inspección de tubería. ... | 104 |
| 3.2.1 Calibración interna. | 104 |
| 3.2.2 Inspección de roscas. | 106 |
| 3.2.2.1 Calibración de profundidad del hilo. | 108 |
| 3.2.2.2 Calibración del estiramiento de la rosca. | 110 |
| 3.2.2.3 Calibración de la conicidad de la rosca. | 110 |
| 3.2.2.4 Evaluación del desgaste de la rosca. | 117 |
| 3.3 Tipos de inspección que se deben realizar según la tubería utilizada. | 117 |
| 3.3.1 En tubería de perforación. | 117 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 3.3.2 | En ensamble de fondo. | 117 |
| 3.3.2.1 | La relación de resistencia a la flexión. | 118 |
| 3.3.3 | En tubería de revestimiento. | 127 |
| 3.3.4 | En tubería de producción: nueva y usada. | 128 |
| 3.3.5 | Reporte de inspección de campo: Objetivos, descripción y ejemplos. .. | 128 |
| 3.4 | Imperfecciones y defectos. | 129 |
| IV. | COSTOS. | 131 |
| 4.1 | Factores que afectan los costos de las operaciones de perforación. | 131 |
| 4.1.1 | Problemas en la sarta de perforación y causas. | 132 |
| 4.1.2 | Práctica recomendada para uso y mantenimiento de la sarta de perforación. | 138 |
| 4.1.3 | Costos involucrados. | 139 |
| 4.2 | Factores que afectan los costos en operaciones con tubería de revestimiento... .. | 142 |
| 4.2.1 | Transporte y almacenamiento. | 143 |
| 4.2.2 | En la corrida. | 146 |
| 4.2.3 | Costos involucrados. | 146 |
| 4.3 | Costos y problemas en tubería de producción. | 148 |

| | |
|--|-----|
| 4.3.1 Factores que destruyen la tubería. . . | 149 |
| 4.3.2 El reciclaje como una forma de bajar costos de producción. | 150 |
| 4.3.3 Análisis de costos de inspección vs ahorro de tubería nueva. | 151 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. | 159 |
| APENDICES. | 161 |
| BIBLIOGRAFIA. | 167 |

INDICE DE FIGURAS

| Fig. | | Pág. |
|------|---|------|
| 1 | Elipse de Esfuerzos Bi-axiales | 36 |
| 2 | Tubo madre y juntas de tubería de perforación... | 55 |
| 3 | Identificación de la tubería de perforación..... | 56 |
| 4 | Lastrabarrena espiral..... | 58 |
| 5 | Tipos de tubería de perforación extrapesada..... | 61 |
| 6 | Diagrama de acople en tubería..... | 63 |
| 7 | Diagrama del recalcado (UPSET) en tubería de producción..... | 67 |
| 8 | Tipos de conexiones más usados en sarta de perforación..... | 69 |
| 9 | Tipos de conexiones más usadas en tubería de revestimiento y producción..... | 71 |
| 10 | Endoscopio..... | 75 |
| 11 | Boroscopio..... | 75 |
| 12 | Esquema de saturación magnética..... | 79 |
| 13 | Curva de Histéresis..... | 81 |
| 14 | Esquema de flujo disperso..... | 83 |
| 15 | Campo de fuga..... | 85 |
| 16 | Formas de magnetizar..... | 86 |
| 17 | Angulo de contacto entre liquido y sólido..... | 91 |



BIBLIOTECA

| | | |
|----|--|-----|
| 18 | Proceso para inspección con líquidos penetrantes..... | 95 |
| 19 | Tipos de ondas ultrasónicas..... | 98 |
| 20 | Diagrama de los componentes del equipo de inspección electromagnética..... | 105 |
| 21 | Calibración interna de tubería..... | 107 |
| 22 | Medida de profundidad del hilo..... | 109 |
| 23 | Medida del estiramiento de la rosca..... | 111 |
| 24 | Calibrando la conicidad de una espiga..... | 113 |
| 25 | Calibración de la conicidad en una caja..... | 114 |
| 26 | Uso de las galgas..... | 116 |
| 27 | Conexiones de prueba..... | 116 |
| 28 | Curva de RRF para lastrabarrenas 1 1/2 y 1 3/4 pulgadas ID..... | 120 |
| 29 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 2 y 2 1/4 pulgadas ID..... | 121 |
| 30 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 2 1/2 pulgadas ID..... | 122 |
| 31 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 2 13/16 pulgadas ID..... | 123 |
| 32 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 3 pulgadas ID..... | 124 |
| 33 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 3 1/4 pulgadas ID..... | 125 |
| 34 | Curva de RRF para lastrabarrenas de 3 1/2 pulgadas ID..... | 126 |

INDICE DE ABREVIATURAS

-10

A. Angstrom (10^{-10} m).

Aj. Area de la sección transversal de un tubo.

α . Angulo de desviación de un pozo.

B. Inducción magnética.

BR. Magnetismo remanente.

C. Constante para calcular L_j que depende del grado del acero.

Cb. Costo de la broca.

Cr. Costo del taladro.

Ct. Costo por pie perforado por broca corrida.

d. Densidad.

DEa. Diámetro externo del acople de la tubería de revestimiento.

DEb. Diámetro externo de la broca.

Delb_{min} . Mínimo diámetro externo de los lastrabarrenas.

ds. Diferencial de superficie.

E. Módulo de elasticidad.

Ej. Eficiencia de la unión.

F. Profundidad perforada.

Fb. Fuerza de boyantez.

FS. Factor de seguridad para tensión.

FSc. Factor de seguridad para colapso.

Φ_B . Flujo magnético.

H. Intensidad de campo magnético.

Hz. Hertz.

ID. Diámetro Interno.

Kb. Factor de boyantez.

L. Profundidad a la que se ejerce la máxima presión de colapso.

Lj. Resistencia a la tensión mínima de la junta.

Llb. Longitud de lastrabarrena.

Ltp. Longitud de tubería de perforación.

M. Constante de permeabilidad eléctrica.

MST. Margen de sobretracción.

μ . Relación de Poisson.

N. Cantidad mínima de tubería recuperada, para cubrir costos de inspección.

OD. Diámetro externo.

P. Tensión de carga estática.

Pc. Presión de colapso.

Pcp. Presión de colapso permisible.

Plb. Peso total de los lastrabarrenas.

Pmax. Tensión máxima de diseño.

PN. Factor de diseño de punto neutro.

Pp. Presión teórica de colapso.

Ptp. Peso total de la tubería de perforación.

Pt. Resistencia teórica a la tensión.

RRF. Relación de Resistencia a la Flexión.

S. Esfuerzo de tensión.

t. Espesor de pared nominal de un tubo.

T. Tiempo perforando.

t_v. Tiempo de viaje redondo.

v

θ. Angulo de contacto entre la interfase líquido-sólido.

Vl. Velocidad de propagación de la onda longitudinal.

Vt. Velocidad de propagación de la onda transversal.

Vs. Velocidad de propagación de la onda superficial.

Wb. Peso sobre la broca.

Wb_{max}. Máximo peso sobre la broca.

max

Wlb. Peso por pie de los lastrabarrena.

Wm. Peso del lodo de perforación.

Wtp. Peso por pie de la tubería de perforación.

Y. Profundidad al nivel del lodo dentro de la tubería de perforación.

INDICE DE TABLAS

TABLA

- I Tamaños y pesos en tubería de perforación estándar.
- II Tamaños y pesos en tubería de revestimiento estándar.
- III Tamaños y pesos en tubería de producción estándar.
- IV Grados en tubería de perforación.
- V Grados en tubería de revestimiento y producción.
- VI Rangos en tubería.
- VII Algunas características de la tubería de perforación extrapesada.
- VIII Resistencia a la deformación, a la tensión y dureza de la tubería de revestimiento.
- IX Relación de tamaño real y visual de un defecto detectado con boroscopio.
- X Tamaños de conejos según ID de la tubería.

INDICE DE APENDICES

AP.

- A Presión de colapso e interna para tubería de perforación nueva, clase 1 y clase 2.
- B Reporte de inspección de tubería de revestimiento.
- C Reporte de inspección de tubería de "Producción".
- D Reporte de inspección de tubería de perforación.
- E Reporte de inspección de ensamblaje de fondo.

INTRODUCCION

Las operaciones que involucran la perforación, completación y producción de pozos de petróleo, están íntimamente relacionadas con la utilización de tubería, diseñada y construida de acuerdo a las necesidades particulares de cada una de estas fases de la operación petrolera. Es fácil comprender entonces, que la calidad, así como el uso que se dé a la tubería compromete en gran parte el éxito o fracaso de dichas operaciones.

Aún cuando la tubería nueva es la de más alta confiabilidad, no deben descartarse fallas relacionadas tanto con su fabricación, como con el transporte y manipulación de la misma.

En nuestro país muchas completaciones así como la mayoría de pozos perforados se realizan utilizando tubería usada, lo cual genera defectos particulares dependiendo de las condiciones de trabajo a las que ha estado sometida la tubería.

Los factores mencionados establecen la necesidad de realizar un estricto y periódico control de calidad de las tuberías. Para el efecto, la industria petrolera utiliza

los métodos de ensayos no destructivos, aplicados a sus necesidades específicas, así como métodos especialmente diseñados para el propósito señalado.

En este trabajo enfocaremos la incidencia de la condición de la tubería en el diseño de una determinada sarta y en las operaciones de los pozos haremos una descripción de los diferentes tipos de tubería, analizaremos los métodos empleados en el control de calidad de la misma y se discutirá la influencia de la condición de los tubulares en los costos de las operaciones.

La metodología empleada en la investigación del tema es básicamente la experiencia de campo, apoyada con una investigación bibliográfica de literatura especializada.

El principal objetivo de este trabajo es dar una visión actualizada de la práctica de campo en lo que a control de calidad de tubería se refiere, e inducir a una investigación más profunda de los diferentes problemas que se plantean, en beneficio del desarrollo de la industria petrolera ecuatoriana.

CAPITULO I

CONSIDERACIONES TEORICAS

A.-PARAMETROS DE DISEÑO PARA SARTA DE PERFORACION.

Desde el punto de vista de la sarta de perforación, se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros básicos de diseño:

- a) Profundidad total programada.
- b) Diámetro del pozo.
- c) Programa de lodo.
- d) Factor de seguridad para tensión.
- e) Factor de seguridad para colapso.
- f) Longitud de los lastrabarrrenas, su diámetro externo y su peso por pie.
- g) Tubería de perforación a utilizarse y calificación según inspección.

Describiremos cada uno de estos parámetros

a) PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA.

Es la profundidad señalada por los estudios geológicos como la necesaria para encontrar

hidrocarburos. Es útil para estimar la cantidad de tubería, lastrabarrenas y demás herramientas que serán bajadas al pozo durante la perforación del mismo.

b) DIAMETRO DEL POZO.

Generalmente es una función de la profundidad programada, así como de los requerimientos futuros de completación y producción.

c) PROGRAMA DE LODOS.

Es el diseño de la reología del lodo de perforación, requerida según las características de las formaciones que el pozo vaya atravezando. El peso de lodo nos determina la fuerza de boyantez que se aplica a la sarta en cada fase de la perforación.

d) FACTOR DE SEGURIDAD PARA TENSION.

La tensión de carga estática P está dada por:

$$P = P_{tp} + P_{lb} - F_b$$

En donde:

$$P_{tp} = L_{tp} W_{tp}$$



BIBLIOTECA

(1.2)

$$P_{lb} = L_{lb} W_{lb} \quad (1.3)$$

Siendo la fuerza de boyantez F_b , esencialmente una función del peso del lodo y de manera poco significativa de la geometría de la sarta, se puede expresar en la ecuación como un factor K_b dependiente exclusivamente del peso del lodo.

Entonces, la ecuación para tensión de carga estática será:

$$P = (L_{tp} W_{tp} + L_{lb} W_{lb}) K_b \quad (1.4)$$

En esta ecuación no se consideran los pesos de: barrena, estabilizadores, martillos y demás herramientas de perforación, aunque pueden ser tomados en cuenta, lo que depende del criterio del calculista.

Si un tubo es tensionado hasta el punto máximo permisible, es probable que ocurra un estiramiento permanente. Para prevenir esto, la práctica recomienda un factor de diseño de aproximadamente un 90% de la tensión tabulada.

Bajo estos criterios la Tensión Máxima de Diseño (P_{max}) será:

$$P_{max} = P_t \times 0.9 \quad (1.5)$$

La diferencia entre P_{max} y P , es el margen de sobretracción (MST)

$$MST = P_{max} - P \quad (1.6)$$

Expresados estos parámetros como relación, dan el Factor de Seguridad para Tensión (FS):

$$FS = P_{max}/P \quad (1.7)$$

La selección de un MST apropiado (o un FS) se debe efectuar con sumo cuidado, ya que si se subdimensiona puede ocasionar daño o pérdida de la tubería de perforación, mientras que si se sobredimensiona puede resultar excesivamente costoso. Por ello deben considerarse las condiciones predominantes en el área que se perfora, especialmente la posibilidad de pegamiento. Otra consideración frecuente para el factor de seguridad, es el daño que las cuñas infieren a los tubos, así como la sobrecarga dinámica que se produce por la aceleración y desaceleración en la sacada y en la bajada de la sarta, respectivamente.

También es necesario conocer la máxima longitud de tubería de perforación de un determinado tamaño, grado

y clase (según un reporte de inspección) que puede ser utilizada para perforar un pozo.

Combinando las ecuaciones 1.4, 1.5, 1.6, tenemos:

$$MST = 0.9 Pt - [(Ltp Wtp) + (Lib Wib)] Kb$$

De donde:

$$Ltp = \frac{0.9 Pt - MST}{Wtp Kb} - \frac{Lib Wib}{Wtp} \quad (1.8)$$

e) FACTOR DE SEGURIDAD PARA COLAPSO.

La tubería de perforación puede estar sometida a un diferencial de presión de afuera hacia adentro, denominado presión de colapso, lo que puede ocurrir cuando se realizan pruebas de formación. Las presiones de colapso para tubería de perforación, se han calculado y tabulado para diferentes diámetros, grados y categoría de tubería según inspección. En el apéndice A se muestran valores de presión de colapso.

La Presión teórica de Colapso P_p (tabulada), se debe dividir por un factor de seguridad, F_{sc} , con el fin de establecer la Presión de Colapso Permisible, P_{cp} .

$$P_{cp} = P_p / F_{sc} \quad (1.9)$$

Si tanto el nivel interior como exterior del fluido en la tubería son iguales y el peso del lodo de perforación es constante, la Presión de Colapso es cero a cualquier profundidad, ya que no hay presión diferencial.

Para el caso hipotético de que no haya fluido dentro de la tubería de perforación, la Presión de Colapso será:

$$P_c = \frac{L W_m}{19.251} \quad (1.10)$$

Donde:

P_c = Presión de Colapso

L = Profundidad a la cual se ejerce la presión de colapso máxima .

W_m = Peso del lodo de perforación

19.251 = Constante para transformar pies x Lb/galón a lb/pulg²

Si el nivel de fluido dentro de la tubería no es igual al del anular y/o es de un peso menor a éste, se puede usar la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{L W_m + (LY) W_m'}{19.251} \quad (1.11)$$

Donde:

Y = Profundidad al nivel del lodo dentro de tubería de perforación.



f) LONGITUD, DIAMETRO EXTERNO, DIAMETRO INTERNO Y BIBESECA POR PIE DE LOS LASTRABARRENAS.

Longitud de Lastrabarreras. -Para calcular la longitud de los lastrabarreras, es necesario tomar como parámetro base el peso máximo sobre la broca.

Sabemos que Punto Neutro, es aquel punto de la sarta de perforación, que no está sometido ni a tracción ni a compresión, para un determinado peso sobre la broca. Entonces, si tenemos un pozo con grados de desviación, aplicaremos un peso W_b sobre la broca, de tal manera que el punto neutro se ubique dentro del tramo de longitud de los lastrabarreras. Entonces tenemos:

$$W_b = (PN L_{ib} W_{ib}) K_b \cos \quad (1.12)$$

Donde:

PN = Factor de diseño de punto neutro, adimensional. Generalmente es igual a 0.85

Wlb = Peso por pie de lastrabarrena, lb./pie.

Kb = Factor de boyantez, adimensional.

Llb = Longitud de los lastrabarrenas, pies.

Wb max = Peso máximo sobre la broca, lbs.

α = Desviación del pozo, máximo 3 grados para pozos verticales.

Resolviendo la ecuación anterior, para Llb, nos queda:

$$Llb = \frac{Wb \cdot max}{PN \cdot Wlb \cdot Kb \cdot \cos \alpha} \quad (1.13)$$

Diámetro externo de los Lastrabarrenas. Al respecto la ecuación de Hook nos dice que :

$$DElb \text{ min} = 2DEa - DEb \quad (1.14)$$

Donde:

DElb_{min} = Mínimo diámetro externo de lastrabarrenas.

DEa = Diámetro externo del acople de la tubería de revestimiento.

DEb = Diámetro externo de la broca.

Esta ecuación permite calcular una medida óptima de lastrabarrenas, especialmente cuando se trata con formaciones que tienen mucha tendencia a producir desviación del pozo. Sin embargo, factores tan importantes como la disponibilidad de los lastrabarrenas en las medidas deseadas, y los costos, pueden hacer que en la práctica también se utilicen medidas por debajo de la mínima requerida según la ecuación, lo cual demandará, por supuesto, especial cuidado en las operaciones a realizarse.

El diámetro interno y peso por pie de lastrabarrenas.-

Se toman como constantes para el diseño. El ID varía entre 1" para lastrabarrenas de 2 7/8" OD, hasta 4" para lastrabarrenas de 7" OD o mayores.

Asimismo el peso por pie puede variar desde 16 lb/pie para diámetros externos de 2 7/8", hasta 379 lb/pie para botellas de 12" OD.

g) TUBERIA DE PERFORACION A UTILIZARSE, Y CALIFICACION SEGUN INSPECCION.

Los parámetros relacionados en la ecuación 1.8, así como el grado y clase de tubería de perforación utilizada, limitan el número de pies de tubería que

podemos usar en la operación, teniendo entonces que recurrir a tubería de mayor grado y/o clase para completar la profundidad total.

Explicamos esto con el siguiente ejemplo:

Datos:

Profundidad total: 14.000'

Peso del lodo: 10 lb/gal, Wm.

Longitud de los lastrabarrenas : Llb = 630'

Peso de lastrabarrenas, Wlb = 90 lb/pie

Margen de sobretracción ,MST = 50.000 lbs

Ft para tubería de 4 1/2"OD: 16,6 lb/pie: grado E;

CLASE 2, es: 260.100 lbs. Kb para lodo de 10 lb/gal.

es: 0.847.

Aplicando la ecuación (1.8) tenemos:

$$L_{tp} = \frac{(F_t \times 0,9) - MST}{\frac{W_{tp}}{1} + K_b} - \frac{L_{lb} W_{lb}}{W_{tp}}$$

$$L_{tp} = \frac{(260.000 \times 0,9) - 50.000}{16,6 \times 0,847} - \frac{630 \times 90}{16,6}$$

$$L_{tp} = 9.671'$$

Es decir que necesitamos 4.329' (14.000-9.671') más de tubería para alcanzar la profundidad total programada.

Tenemos a disposición tubería 4 1/2" OD: grado X95 de 16,6 lb/pie: calificación según inspección CLASE I.

Entonces:

$$Ltp = \frac{\frac{(Pt \ 0,9) - MST}{2} + \frac{Ltp \ Wtp + Llb \ Wlb}{1 \ 1}}{\frac{Wtp \ Kb}{2} + \frac{Wtp}{1}}$$

$$Ltp = \frac{\frac{(329.460 \times 0,9) - 50.000}{2} + \frac{(8730 \times 18,4) + (630 \times 90)}{16,6}}{16,6 \times 0,847}$$

$Ltp = 4441'$ que es suficiente para alcanzar la profundidad total

B.-PARAMETROS DE DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

a.-RESISTENCIA A LA TENSION.

Una vez corrida la sarta en el pozo, cada tubo soporta la tracción ejercida por el peso de todos los tubos que están bajo él. Por lo tanto el tubo que esté más cerca de la superficie, será el más

tensionado. Entonces podemos concluir que si consideramos sólo la tensión, el tubo más resistente debe estar en la superficie.

Para efectos de diseño despreciamos el efecto de boyantez producida por el fluido que está en el pozo.

b.-PRESION DE COLAPSO.

Se ejerce presión de colapso en una tubería de revestimiento cuando existe un desbalance entre una presión externa, que es mayor a la presión ejercida dentro de la tubería.

La condición más crítica que se puede pensar en este caso es una tubería internamente vacía, simultáneamente con un anular lleno de fluido.

Considerando exclusivamente la presión de colapso el tubo más resistente debería ser el que soporta la mayor presión hidrostática externa, condición que se cumple en el fondo del pozo.

c.-PRESION DE ESTALLIDO.

Se produce por el desbalance entre una presión interna en la tubería, que es mayor a la externa. Como criterio de diseño se puede asumir que la

presión de formación se ejerce sobre toda la longitud de la sarta, siendo la presión de estallido mayor cerca de la superficie. Esta condición es más crítica en pozos de gas, debido al bajo gradiente.

Por lo expuesto podemos pensar que la sarta de revestimiento no debe estar compuesta necesariamente por tubos del mismo tipo, ya que pueden requerirse según las condiciones del pozo, el uso de diferentes grados y pesos de tuberías para distintas profundidades en la sarta, lo cual determinará el tipo de esfuerzos a los que cada tramo de tubería estará preponderantemente sometido.

d.-ESFUERZOS BI-AXIALES.

En un pozo, una tubería de revestimiento soporta esfuerzos combinados que producen efectos particulares los mismos que pueden llegar a ser significativos en cuanto a diseño se refiere. Así, la resistencia al colapso se reduce con la tensión y se incrementa con la compresión.

Generalmente se considera sólo el efecto de la tensión sobre el colapso, ya que las otras combinaciones tales como Tensión-Estallido, Colapso-Compresión, llegan a ser importantes en pozos

inusualmente profundos y/o de alta presión.

El estudio teórico de los esfuerzos bi-axiales realizado por Holmquist y Nadai, así como la posterior verificación experimental de Edwards y Miller, concluyeron en el desarrollo de una curva llamada ELIPSE DE ESFUERZOS BI-AXIALES (Figura. 1), la cual es aplicable a todo tipo de tubería de revestimiento ya que indica los efectos que en la resistencia del tubo a un tipo de esfuerzos (por ej. la tensión) produce el ejercer un esfuerzo normal al anterior, (por ej. el Colapso). Esta variación se expresa como un porcentaje de los valores nominales de resistencia al esfuerzo.

e.-LA RESISTENCIA A LA TENSION DE LA UNION ENTRE TUBOS (Lj).

Es una variable importante en el diseño de una tubería de revestimiento y básicamente es función del tipo de conexión que se va a usar para unir los tubos. Los valores que afectan a esta variable, se expresan en ecuaciones empíricas dependientes de la geometría de los tubos, así como de las roscas utilizadas para unirlos.

Para tubería de revestimiento con rosca corta (espiga y acople), L_j se calcula por la siguiente

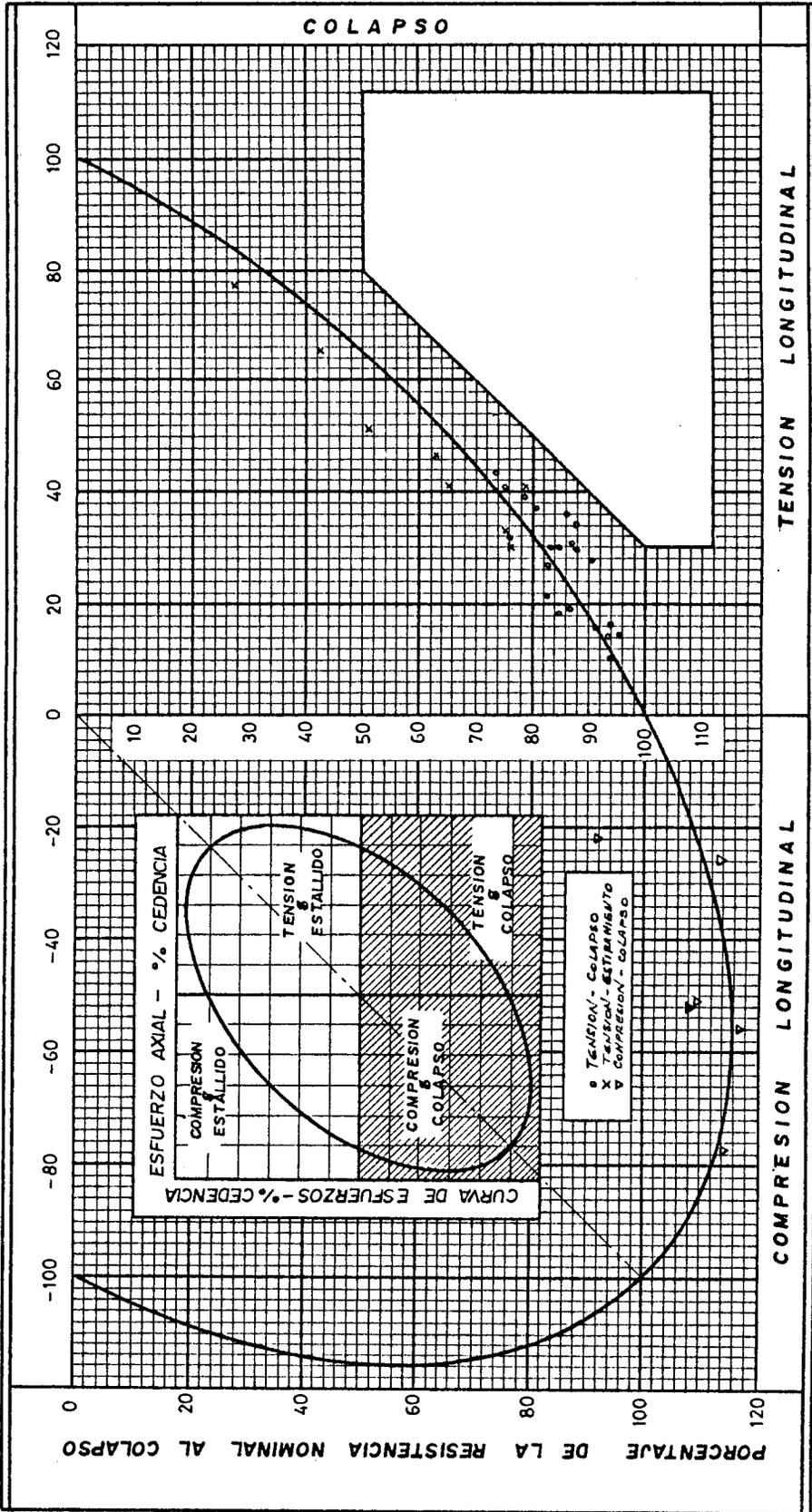


FIG.: I



ELIPSE DE ESFUERZOS BIAJIALES

ecuación.

$$L_j = 0,80 C (33,71-00) \left[\frac{1}{t-0,07125} + 24,45 \right] A_j \quad (1.15)$$

Para tubería de revestimiento con rosca larga (espiga y acople); tenemos:

$$L_j = 0,80 C (25,58-00) \left[\frac{1}{t-0,07125} + 24,45 \right] A_j \quad (1.16)$$

Siendo:

t = espesor de pared (pulgadas)

$$A_j = 0.7854 [(00-0,1425)^2 - ID^2] \quad (1.17)$$

C = Constante según el grado del acero. Los valores más comunes son:

| GRADO | C(rosca corta) | C(rosca larga) |
|-------|----------------|----------------|
| H-40 | 72,5 | --- |
| J-55 | 96,5 | 159 |
| N-80 | 112,3 | 185 |
| P-110 | 146,9 | 242 |

Siendo el objetivo de este capítulo resaltar la

importancia que para el diseño tienen las roscas con que se integra la sarta, ilustraremos lo expuesto con un ejemplo:

Supongamos que tenemos tubería de 9 5/8" OD; 40 lb/pie ; grado J-55; ROSCA CORTA.

Aplicamos la ecuación (1.17):

$$A_j = 0,7854 [(OD-0,1425)^2 - ID^2]$$

Por tablas sabemos que para la tubería dada: $t = 0,395"$. De donde calculamos I.D.

$$ID = OD - 2t = 9,625 - 2(0,395) = 8,835" \quad (1.18)$$

Entonces:

$$A_j = 0,7854 [(9,625-0,1425)^2 - 8,835^2]$$

$$A_j = 9,3153 \text{ pulg}^2$$

Y:

$$L_j = 0,80 C (33,71-OD) \left[\frac{1}{t-0,07125} + 24,45 \right] A_j$$

$$L_j = 0,80 \times 96,5 (33,71 - 9,625) ; \frac{1}{0,395 - 0,07125} + 24,45 \approx 9,3153$$

$$L_j \text{ rosca corta} = 476,986 \text{ lbs}$$

Para la misma tubería, pero con rosca larga,
(C=199):

$$L_j \text{ rosca larga} = 785,915 \text{ lbs}$$

Es notable la diferencia en la resistencia a la tensión que presentan los dos tipos de roscas. Entonces es importante entonces compararla con la resistencia del cuerpo del tubo, calculamos a continuación.

Con los datos podemos calcular el área de la sección transversal del tubo:

$$A = \left(\frac{1}{4} \right) (OD^2 - ID^2) \quad (1.19)$$

reemplazando

$$A = \left(\frac{1}{4} \right) (9,625^2 - 8,835^2)$$

$$A = (0.7854)(92.64 - 78.06)$$

Donde

$$A = 11,454 \text{ pulg}^2$$

La resistencia en libras será:

$$S = F/A, \text{ de donde } F = S \times A$$

De acuerdo a tablas, la mínima resistencia a la tensión para J-55 es 75.000 lbs/pulg².

$$F = 75.000 \text{ lb/pulg}^2 \times 11,454 \text{ pulg}^2 = 859.050 \text{ lbs}$$

En este punto podemos introducir el concepto de eficiencia de la unión diciendo que es la relación entre la resistencia de la unión y la resistencia del cuerpo del tubo. Entonces:

$$\text{Eficiencia de la unión} = \frac{\text{Resistencia de la unión}}{\text{Resistencia del cuerpo del tubo}} \quad (1.20)$$

Con los datos del ejemplo, la eficiencia de la unión (Ej) sería:

Para Rosca Corta:

$E_j = 476.986 \text{ lbs}/859.050 \text{ lbs}$

$E_j = 56\%$

Para Rosca Larga:

$E_j = 785.915 \text{ lbs}/859.050 \text{ lbs}$

$E_j = 91\%$

Estos valores nos explican la razón de porqué las fallas por tensión ocurren casi siempre en la zona de las conexiones. No obstante, la tecnología actual puede proveer a la industria de conexiones diseñadas para alcanzar eficiencias cercanas al 100%.

f.-FACTORES DE SEGURIDAD.

En la selección de estos factores generalmente prima la experiencia de una compañía en un campo determinado.

Rangos de factores de seguridad generalmente aceptados, son los siguientes:

Para tensión :De 1,6 a 2,0. Basado en la resistencia de la unión.

Para Colapso :De 1,0 a 1,125. Basado en las tablas de presiones de colapso API.

Para Estallido :De 1,0 a 1,33. Basado en tablas de

presiones de estallido de la API.

C.-DISEÑO EN TUBERIA DE PRODUCCION.

En cuanto al diseño de tubería de producción, se consideran esencialmente los mismos parámetros que para tubería de revestimiento, con la adición de algunos factores como:

- En pozos con bombeo mecánico y con bajo nivel de fluido, la tubería debe soportar su propio peso más el peso del fluido que contiene.
- La tubería de producción es frecuentemente removida del pozo, inspeccionada y de acuerdo a los resultados puesta nuevamente en servicio o rechazada.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LA TUBERIA Y TIPOS DE CONEXIONES USADAS EN SARTAS PARA LA PERFORACION, REVESTIMIENTO Y COMPLETACION EN POZOS PETROLEROS.

2.1 GENERALIDADES.

Los productos tubulares usados en operaciones de perforación, revestimiento y producción de pozos se definen técnicamente por los siguientes parámetros: tamaño, peso, grado, rango y tipo de conexión, los que se explican a continuación.

a.- TAMANO.

Es el diámetro externo de la tubería medido en pulgadas y sus fracciones.

b.- PESO.

Se define como el peso en libras de un pie de longitud de la tubería. La unidad es lb/pie.

c.- GRADU.

Representa la calidad del acero. Depende de la cantidad proporcional de carbono, molibdeno, cromo y otros elementos presentes en la aleación.

d.- RANGO.

Se refiere a la longitud máxima y mínima que tiene un grupo de juntas. Hay diferentes rangos dependiendo si la tubería es de perforación, producción o revestimiento.

e.- CONEXION.

Hace referencia al nombre técnico de la rosca que se usa en la tubería y sus especificaciones.

Este tema se lo trata ampliamente en el numeral 2.3.

Las tablas I a VI nos detallan los parámetros arriba explicados para cada tipo de tubería.

2.2 DESCRIPCION DE LA TUBERIA.

2.2.1 Tubería de perforación.

A.- FUNCIONES PRINCIPALES DE LA TUBERIA DE PERFORACION.



TABLA I

TAMANOS Y PESOS EN TUBERIA DE PERFORACION ESTANDAR.

| TAMANO (pulg) | PESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 2 3/8 | 4.85 |
| | 6.65 |
| 2 7/8 | 6.85 |
| | 10.40 |
| 3 1/2 | 9.50 |
| | 13.30 |
| 4 | 15.50 |
| | 11.85 |
| 4 1/2 | 14.00 |
| | 15.70 |
| 4 1/2 | 13.75 |
| | 16.60 |
| 5 | 20.00 |
| | 22.82 |
| 5 | 24.66 |
| | 25.50 |
| 5 | 16.25 |
| | 19.50 |
| 5 1/2 | 25.60 |
| | 19.20 |
| 5 1/2 | 21.90 |
| | 24.70 |
| 6 5/8 | 25.20 |

TABLA II

TAMANOS Y PESOS EN TUBERIA DE REVESTIMIENTO ESTANDAR.

| TAMANO (pulg) | PESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 4 1/2 | 9.50 |
| | 10.50 |
| | 11.00 |
| | 11.60 |
| | 12.60 |
| | 13.50 |
| | 15.10 |
| 5 | 16.60 |
| | 18.00 |
| | 11.50 |
| | 13.00 |
| | 15.00 |
| | 18.00 |
| | 20.30 |
| 5 1/2 | 20.80 |
| | 23.20 |
| | 23.60 |
| | 24.20 |
| | 14.00 |
| | 15.50 |
| | 17.00 |
| 6 5/8 | 20.00 |
| | 23.00 |
| | 26.00 |
| | 28.40 |
| | 32.30 |
| | 36.40 |
| | 20.00 |
| 7 | 23.20 |
| | 24.00 |
| | 28.00 |
| | 32.00 |
| | 17.00 |
| | 20.00 |
| | 23.00 |
| 26.00 | |
| 29.00 | |
| 32.00 | |
| 35.00 | |

CONTINUACION:

TABLA II

| TAMANO (pulg) | PESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 7 | 38.00 |
| | 41.00 |
| | 44.00 |
| | 49.50 |
| 7 5/8 | 26.40 |
| | 29.70 |
| | 33.70 |
| | 39.00 |
| 7 3/4 | 45.30 |
| | 46.10 |
| | 24.00 |
| | 28.00 |
| 8 5/8 | 29.35 |
| | 32.00 |
| | 36.00 |
| | 40.00 |
| 8 3/4 | 44.00 |
| | 49.00 |
| | 52.00 |
| | 49.70 |
| 9 5/8 | 32.30 |
| | 36.00 |
| | 40.00 |
| | 43.50 |
| 9 3/4 | 47.00 |
| | 53.50 |
| | 58.40 |
| | 61.10 |
| 9 7/8 | 59.20 |
| | 62.80 |
| | 32.75 |
| | 40.50 |
| 10 3/4 | 45.50 |
| | 51.00 |
| | 55.50 |
| | 60.70 |
| 11 3/4 | 65.70 |
| | 71.10 |
| | 42.00 |
| | 47.00 |
| | 54.00 |
| | 60.00 |
| | 65.00 |

CONTINUACION:

TABLA II

| TAMANO (pulg) | FESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 11 3/4 | 71.00 |
| 11 7/8 | 71.80 |
| 13 3/8 | 48.00 |
| | 54.50 |
| | 61.00 |
| | 68.00 |
| | 72.00 |
| | 77.00 |
| | 80.70 |
| | 85.00 |
| | 86.00 |
| | 92.00 |
| | 98.00 |
| 13 1/2 | 81.40 |
| 13 5/8 | 88.20 |
| 14 | 92.68 |
| | 99.43 |
| | 106.13 |
| | 112.78 |
| | 119.38 |
| 16 | 65.00 |
| | 75.00 |
| | 84.00 |
| | 109.00 |
| 18 5/8 | 87.50 |
| | 94.00 |
| | 106.50 |
| | 133.00 |

TABLA III

TAMANOS Y PESOS EN TUBERIA DE PRODUCCION ESTANDAR

| TAMANO (pulg) | PESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 3/4 | 1.20 |
| 1.050 | 1.50 |
| 1 | 1.80 |
| 1.315 | 2.25 |
| 1 1/4 | 2.40 |
| 1.660 | 3.02 |
| | 3.24 |
| 1 1/2 | 2.90 |
| 1.900 | 3.64 |
| | 4.19 |
| 2 | 3.40 |
| 2 1/16 | 3.25 |
| | 4.50 |
| 2 3/8 | 4.6 y 4.7 |
| | 5.20 |
| | 5.95 |
| | 6.20 |
| | 7.70 |
| 2 7/8 | 6.4 y 6.5 |
| | 7.7 y 7.9 |
| | 8.6 y 8.7 |
| | 8.90 |
| | 9.50 |
| | 10.40 |
| | 10.70 |
| | 11.00 |
| | 11.65 |
| 3 1/2 | 7.70 |
| | 9.9-9.3 |
| | 10.2-10.3 |
| | 12.80 |
| | 12.95 |
| | 15.50 |
| | 15.80 |
| | 16.70 |
| | 17.05 |
| 4 | 9.50 |
| | 10.8-11.0 |
| | 11.6 |



BIBLIOTECA

CONTINUACION:

TABLA III

| TAMANO (pulg) | PESO (lb/pie) |
|---------------|---------------|
| 4 | 13.40 |
| | 14.80 |
| | 16.50 |
| | 19.00 |
| | 22.50 |
| 4 1/2 | 10.50 |
| | 12.60 |
| | 12.75 |
| | 13.50 |
| | 15.50 |
| | 16.90 |
| | 17.70 |
| | 19.20 |
| 21.60 | |
| 24.60 | |
| 26.50 | |

TABLA IV

GRADOS EN TUBERIA DE PERFORACION

| STANDARD | ALTA RESISTENCIA |
|----------|------------------|
| N-80 | X-95 |
| E-75 | G-105 |
| C-75 | S-135 |
| | V-150 |

TABLA V

GRADOS EN TUBERIA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCION

| STANDARD | ALTA RESISTENCIA |
|----------|------------------|
| H-40 | C-95 |
| I-55 | F-105 |
| K-55 | P-110 |
| C-75 | Q-125 |
| N-80 | |
| L-80 | |

TABLA VI

RANGOS EN TUBERIA

| TIPOS DE TUBERIA | RANGO 1 | RANGO 2 | RANGO 3 |
|--------------------------|---------|---------|---------|
| Tubería de Perforación | 15'-22' | 27'-30' | 38'-45' |
| Tubería de Revestimiento | 16'-25' | 25'-34' | 34'-48' |
| Tubería de Producción | 20'-24' | 28'-32' | --- |

TABLA VII

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PERFORACION
EXTRAPESADA

| Tamaños | Junta OD | Junta ID | Resistencia a Tensión | Resistencia a Torsión | Torque a Enrosque |
|---------|-------------|-------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| 5 | 6 1/2 | 3 1/8 | 1.270.000 | 51.350 | 29.390 |
| 4 1/2 | 6 1/4 | 2 7/8 | 1.024.000 | 38.700 | 21.780 |
| 4 | 5 1/4 | 2 11/16 | 711.420 | 23.500 | 13.230 |
| 3 1/2 | 4 3/4 | 2 3/16 | 748.700 | 17.550 | 9.890 |

Son las siguientes:

- a) Suministrar la capacidad mecánica requerida para formar una sarta continua tan larga como la profundidad total programada de un pozo la requiera.
- b) Conducir el fluido de perforación, evitando cualquier fuga del mismo desde el interior de la tubería hacia el anular.
- c) Transmitir eficientemente la rotación desde la mesa rotatoria al ensamblaje de fondo.

No se debe utilizar la tubería de perforación para ejercer peso sobre la broca, pues la flexibilidad de ésta ocasionaría su deformación.

B.- GENERALIDADES SOBRE SU CONSTRUCCION Y PROPIEDADES FISICAS.

La construcción de un tubo de perforación se realiza a partir de dos elementos: El tubo madre cuyo diámetro exterior determinará el tamaño del tubo, y la junta, cuya función es proporcionar la geometría necesaria para que

se pueda labrar una determinada rosca.

Estos dos elementos se sueldan por fricción. Luego se procede a probar el tubo tensionándolo al 80% o más de su límite de cedencia (deformación plástica). La figura 2, presenta el esquema de un tubo de perforación estandar y sus partes.

El acero usado para el tubo madre es una aleación de los siguientes elementos: C, Mn, Si, Mo, V, Cr, B, S y P; cuyas proporciones varían de acuerdo al grado de la tubería.

El acero usado para la junta, es generalmente de la especificación AISI 4137-H.

C.- IDENTIFICACION.

Es importante llevar el registro del uso que se ha dado a cada tubo, para evaluar su grado de confiabilidad en servicio. La API ha normalizado la nomenclatura de identificación para tubería de perforación, la misma que se indica en la figura 3.

2.2.2 Los Lastrabarrenas.

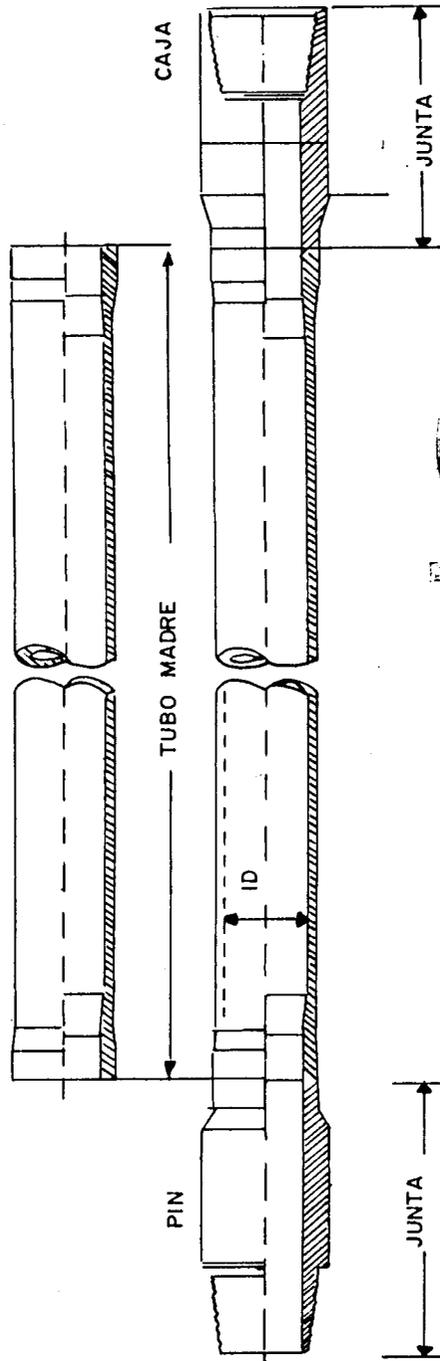


Fig.2 TUBO MADRE Y JUNTAS DE TUBERIA DE PERFORACION



MES Y AÑO SOLDADO

MES
1a112

AÑO
Ultimos dos dígitos del año

CODIGO DE GRADO DEL TUBO

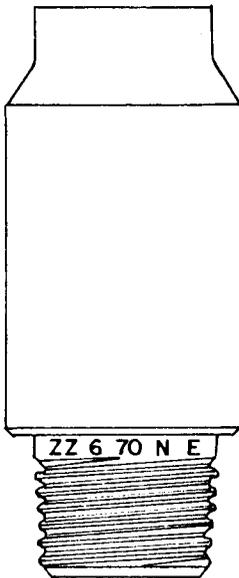
| GRADOS | SIMBOLO |
|--------|---------|
| N 80 | N |
| E | E |
| C 75 | C |
| X 95 | X |
| G 105 | G |
| S 135 | S |
| V 150 | V |
| USADO | U |

CODIGO DE FABRICA

| FABRICA | SIMBOLO |
|------------------------|---------|
| Armco | A |
| J & L. Steel | J |
| U.S. Steel | N |
| Wheeling-Pittsburgh | P |
| Youngstown | Y |
| Dalmine S.P.A., Italy | D |
| Falck, Italy | F |
| TAMSA | T |
| Nippon Kokan Kabushiki | K |
| Vallourec | V |
| Mannesmanrohren Werke | M |
| Sumitomo Metal Ind. | S |

EJEMPLO DE IDENTIFICACION EN LA BASE DEL PIN

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----|---|----|---|---|
| ZZ | 6 | 70 | N | E |



1-SIMBOLO DE LA COMPAÑIA
ZZ Compania (Ficticio)

2-MES EN QUE SE SOLDÓ
6-Junio

3-AÑO EN QUE SE SOLDÓ
70-1970

4-FABRICA DEL TUBO
N-United States Steel Company

5-GRADO DEL TUBO
E-Grado

Fig.3 IDENTIFICACION DE TUBERIA DE PERFORACION

A.- FUNCIONES DE LOS LASTRABARRENAS.

Son:

- a) Ejercer peso sobre la broca.
- b) Proporcionar la rigidez necesaria para conservar la dirección del pozo.

B.- GENERALIDADES SOBRE SU CONSTRUCCION Y COMPONENTES.

El Lastrabarrena es construido a partir de una barra cilíndrica de acero al cromo y molibdeno, especificación AISI 4145-H, que se perfora en el sentido de su eje. Luego se labran las roscas tanto en la caja como en la espiga.

Los lastrabarrenas, según su superficie externa pueden clasificarse en:

- Lastrabarrenas Estandar.- Cuya superficie externa es cilíndrica y lisa.

-Lastrabarrenas Espirales.- En cuya superficie externa se han labrado tres ranuras en la forma que indica la figura 4, las mismas que sirven para prevenir "pegas diferenciales", ya que si el tubo se

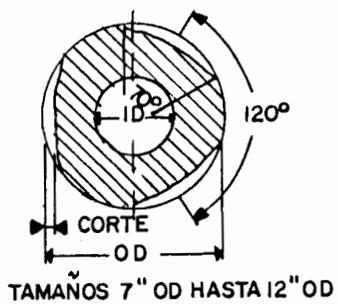
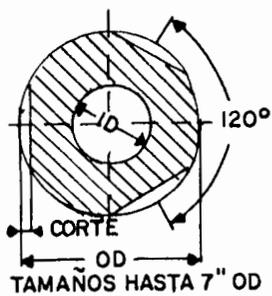
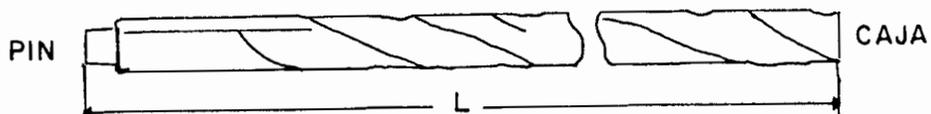


Fig.4 LASTRABARRENA ESPIRAL

adhiera a la pared del pozo, quedaría un camino (proporcionado por las ranuras) para que el lodo de perforación circule, reduciendo el área de contacto entre el tubo y la pared del pozo.

La tabla I contiene las características de lastrabarreras espirales en los tamaños más usados en nuestro medio.

Es necesario, al igual que en la tubería de perforación, controlar el estado de cada tubo por medio de la identificación que cada compañía perforadora realiza según sus propias normas.

2.2.3 La Tubería de perforación extrapesada.

La tubería de perforación extrapesada tiene como función ser la interfase entre los lastrabarreras y la tubería de perforación, y actúa como un componente de peso intermedio que estabiliza la sarta de perforación en su conjunto.

Esta tubería tiene la pared gruesa, una junta extralarga y un "recalcado" en el cuerpo del tubo para disminuir la tasa de desgaste del

mismo y darle cierta rigidez.

En la tabla VII vemos algunas características de este tipo de tubería.

La junta está construida de acero, especificación AISI 4145-H modificado, y el tubo es de acero especificación AISI 1340 especialmente tratado.

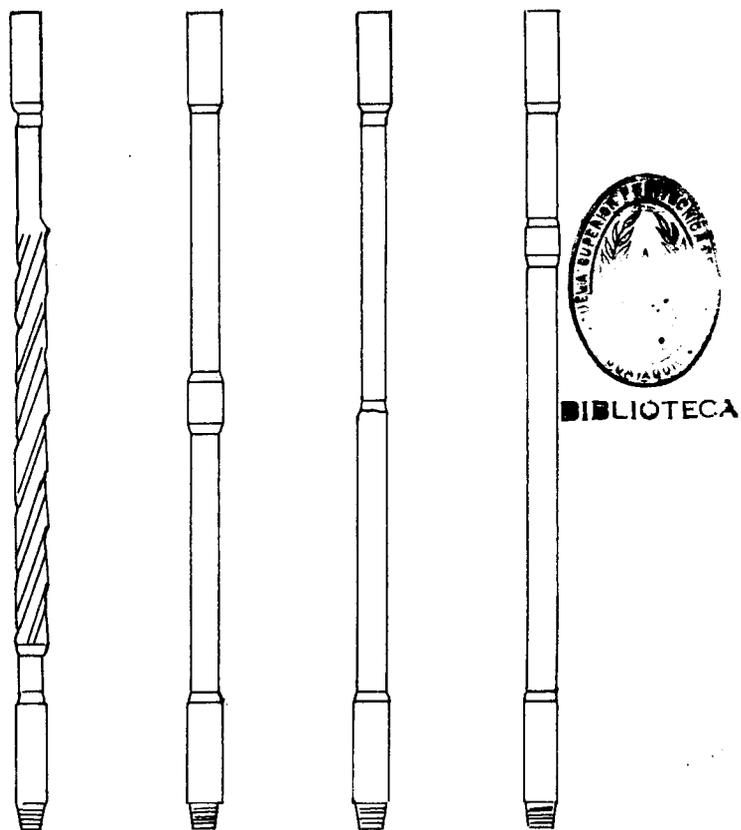
El mercado ofrece varios tipos de tubería de perforación extrapesada, incluyendo el espiral, los cuales se indican en la Figura 5.

2.2.4 Tubería de revestimiento y producción.

La función esencial de la tubería de revestimiento es asegurar la estabilidad mecánica del pozo durante las operaciones de perforación, toma de registros, pruebas, completación y producción.

Según el tipo de conexión la tubería de revestimiento puede clasificarse en:

- a) Tubería de revestimiento con conexión integral .- Cuando tanto la caja como la espiga son labradas en el mismo tubo.
- b) Tubería de revestimiento con conexión



TIPO ESPIRAL

OTROS

Fig.5 TIPOS DE TUBERIA DE PERFORACION EXTRAPESADA

acoplada .- Es la que necesita de un elemento extra para enroscar tubo a tubo. Este elemento es el acople, cuya función se muestra en la figura 6.

Aún cuando cada tubo viene con su acople enroscado en un extremo, en caso de que por algún daño deba reemplazarse, hay que utilizar uno que sea por lo menos de igual grado que el tubo, así como el tipo de conexión correspondiente.

Tres propiedades importantes en tubería de revestimiento, que dependen de la calidad del acero, son: La resistencia a la deformación, la resistencia a la tensión y la dureza. La tabla VIII presenta valores de estas propiedades para algunos grados de uso común.

Estas propiedades están controladas por la composición química del acero utilizado, la misma que para los grados API tiene los siguientes valores:

Para H-40, J-55, K-55, N-80, la especificación API-5A indica aceros fundidos en horno eléctrico a crisol abierto, con una tolerancia de contenido máximo de fósforo (F_{max}) de 0,040%, y

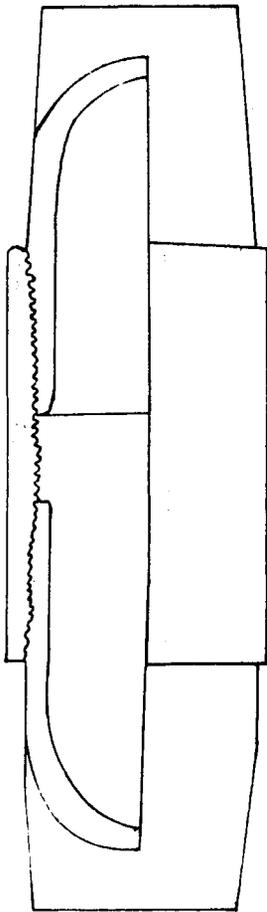


Fig 6 DIAGRAMA DE ACOPLE EN TUBERIA

TABLA VIII

PROPIEDADES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

| Grado | Resistencia | Resistencia | Dureza | |
|------------|-----------------|-------------|------------|------------|
| | | | Rockwell B | Rockwell C |
| H-40 | 40 a 60.000 | 60.000 | 70-87 | |
| J-55 | 55 a 80.000 | 75.000 | 84-100 | |
| K-55 | 55 a 80.000 | 95.000 | | 15-24 |
| C-75 | 75 a 90.000 | 95.000 | | 15-26 |
| N-80 | 80 a 110.000 | 95.000 | | 18-31 |
| X-S-S00-95 | 92-95 a 110.000 | 110.000 | | 22-30 |
| Spec S-95 | 75 a 95.000 | 95.000 | | 14-22 |
| P-110 | 110 a 140.000 | 125.000 | | 24-34 |
| Soo-125 | 125 a 150.000 | 135.000 | | 30-38 |
| V-150 | 150 a 180.000 | 160.000 | | 36-43 |

de azufre (Smax) del 0,060%.

Para los grados C-75, L-80, y C-95, la especificación API-5AC presenta valores de Carbono entre 0,15% y 0,75%; de Mn 0,30% a 1,90%; Mo de 0,15% a 1,10%; Cr de 0,8% a 14,0%; Ni entre 0,25% y 0,99%; Cu 0,25% a 0,35%; Pmax 0,020% y Smax 0,010%.

Para grados P-105 y P-110, la especificación API-5AX establece Pmax 0,040% y Smax 0,060%.

Para el grado Q-125 la especificación API-5 A0 determina los porcentajes de componentes como sigue: C desde 0,35% a 0,50%; Mn del 1,00% a 1,90%; Mo 0,75% o más; Cr 1,20% o más; Ni 0,99%; Pmax 0,020% a 0,030%; Smax 0,010% a 0,020%.

Estas especificaciones también se cumplen para tubería de producción.

FUNCIONES Y CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA DE PRODUCCION.

La función principal de la tubería de producción es suministrar un conducto para movilizar fluidos desde la formación hacia la superficie o viceversa, ya sea en pruebas de pozo, producción o trabajos de reacondicionamiento.

Descripción.- Al igual que la tubería de revestimiento, la de producción puede ser con conexión integral o acoplada y sus características son similares.

Una de las particularidades de esta tubería es el recalado (upset) en los extremos, que ofrece la geometría necesaria para que la conexión pueda ser labrada (Fig 7).

2.3 CONEXIONES.

Los tubos que conforman una sarta de perforación, revestimiento o producción, están unidos por un mecanismo especial llamado conexión. Las conexiones están diseñadas de acuerdo a las funciones que la sarta deba cumplir.

El mecanismo de conexión consta de dos partes:

La Caja.- Es una conexión labrada en la superficie interna del extremo del tubo.

La Espiga o Pin.- Es una conexión labrada en la superficie externa del extremo del tubo.

La forma como se acoplan dos tubos es en cascada o en una caja, siempre y cuando el tipo de conexión sea el mismo.



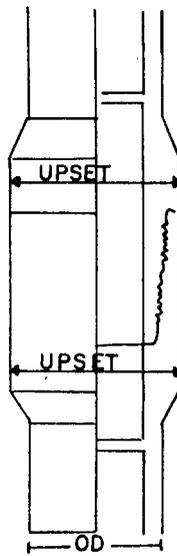


Fig. 7 DIAGRAMA DEL RECALCADO (UPSET) EN TUBERIA DE PRODUCCION

2.3.1 Conexiones en sarta de perforación.

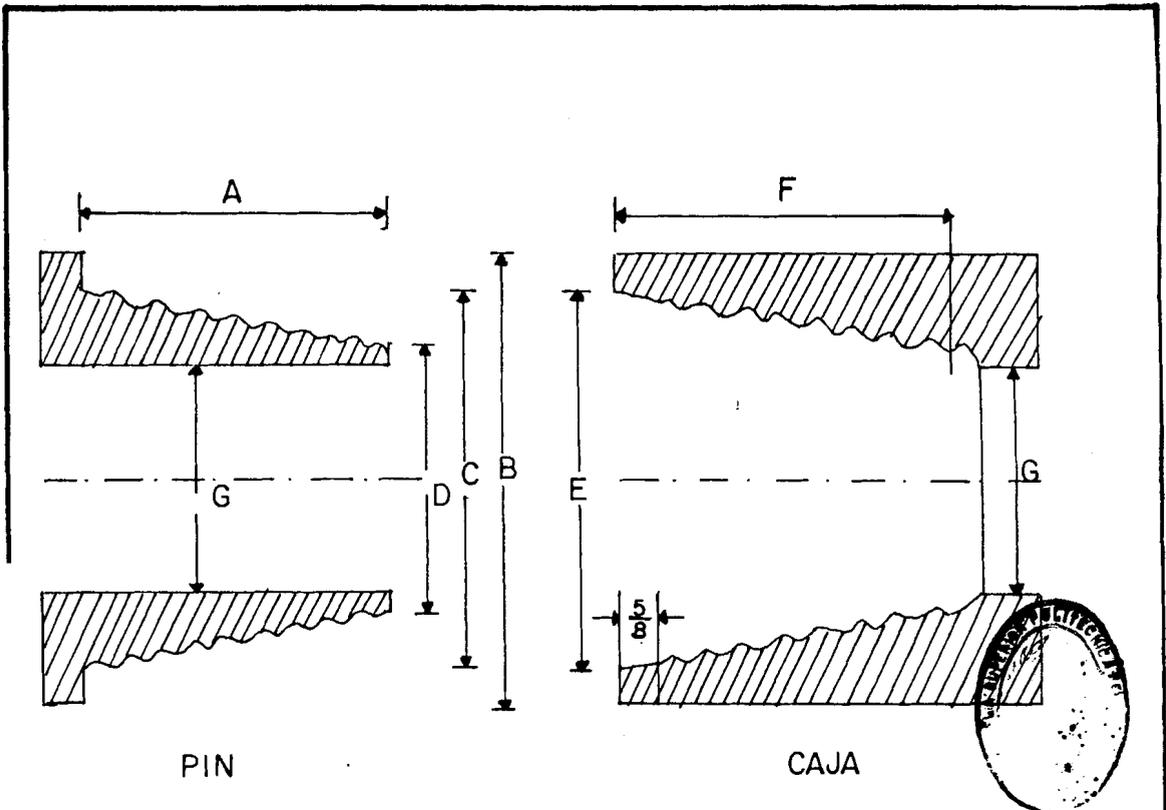
Tiene las siguientes funciones:

- a) Suministrar resistencia a la tracción que asegure la unidad de la sarta.
- b) Dar un buen sello entre el interior y el exterior del tubo para evitar fuga del lodo de perforación hacia afuera (washout).
- c) Poder ser enroscada y desenroscada sin sufrir deterioros graves. La aplicación del tipo apropiado de grasa, así como el torque adecuado según el tipo de conexión, ayudan a evitar el desgaste prematuro y las deformaciones.

TIPOS MAS USADOS.

Las conexiones en la sarta de perforación son una función del diámetro externo e interno de la junta. En la Figura 8 se muestran los tamaños y tipos de conexión más usados en tubería de sarta de perforación, sus características y el torque que debe aplicarse en la operación de enrosque.

2.3.2 Conexiones en tubería de revestimiento y producción.



PIN

CAJA

BIBLIOTECA

| TIPO DE CONEXION | A PULG. | B PULG. | C PULG. | D PULG. | E PULG. | F PULG. | G PULG. | H Hilos/pulg. | K pulg./pie | * TORQUE (lb. x pie) |
|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------------|-------------|----------------------|
| 2 7/8 IF | 3 1/2 | 4 1/8 | 3 25/64 | 2 13/16 | 3 29/64 | 3 7/8 | 2 1/8 | 4 | 2 | 5900 |
| 3 1/2 IF | 4 | 4 3/4 | 4 1/64 | 3 11/32 | 4 5/64 | 4 3/8 | 2 11/16 | 4 | 2 | 13300 |
| 4 1/2 XH | 4 3/8 | 6 | 4 53/64 | 4 7/64 | 4 29/32 | 4 15/16 | 3 1/4 | 4 | 2 | 17000 |
| 4 1/2 IF | 4 1/2 | 6 1/8 | 5 1/4 | 4 1/2 | 5 5/16 | 4 7/8 | 3 3/4 | 4 | 2 | 18900 |
| 5 1/2 REG | 4 3/4 | 6 3/4 | 5 33/64 | 4 21/64 | 5 37/64 | 5 1/8 | 2 3/4 | 4 | 3 | 33500 a 46200 |
| 6 5/8 REG | 5 | 7 3/4 | 6 | 5 5/32 | 6 1/16 | 5 3/8 | 3 1/2 | 4 | 2 | 47000 a 62700 |

* PARA JUNTA NUEVA

Fig.8 TIPOS DE CONEXIONES MAS USADOS EN SARTA DE PERFORACION

Sus principales funciones son:

- a) Presentar una resistencia a la tracción dada por la eficiencia de la junta.
- b) Dar un sello capaz de evitar escapes de fluido.

A diferencia de las roscas de sarta de perforación, las de tuberías de revestimiento y producción, no son enroscadas y desenroscadas con frecuencia.

TIPOS MAS USADOS.

Los tipos de conexiones más usados en nuestro medio tanto para tubería de revestimiento y producción son: BRd, HYDRIL, BUTTRESS, ATLAS BRADFORD, los mismos que se indican en la Figura 9.

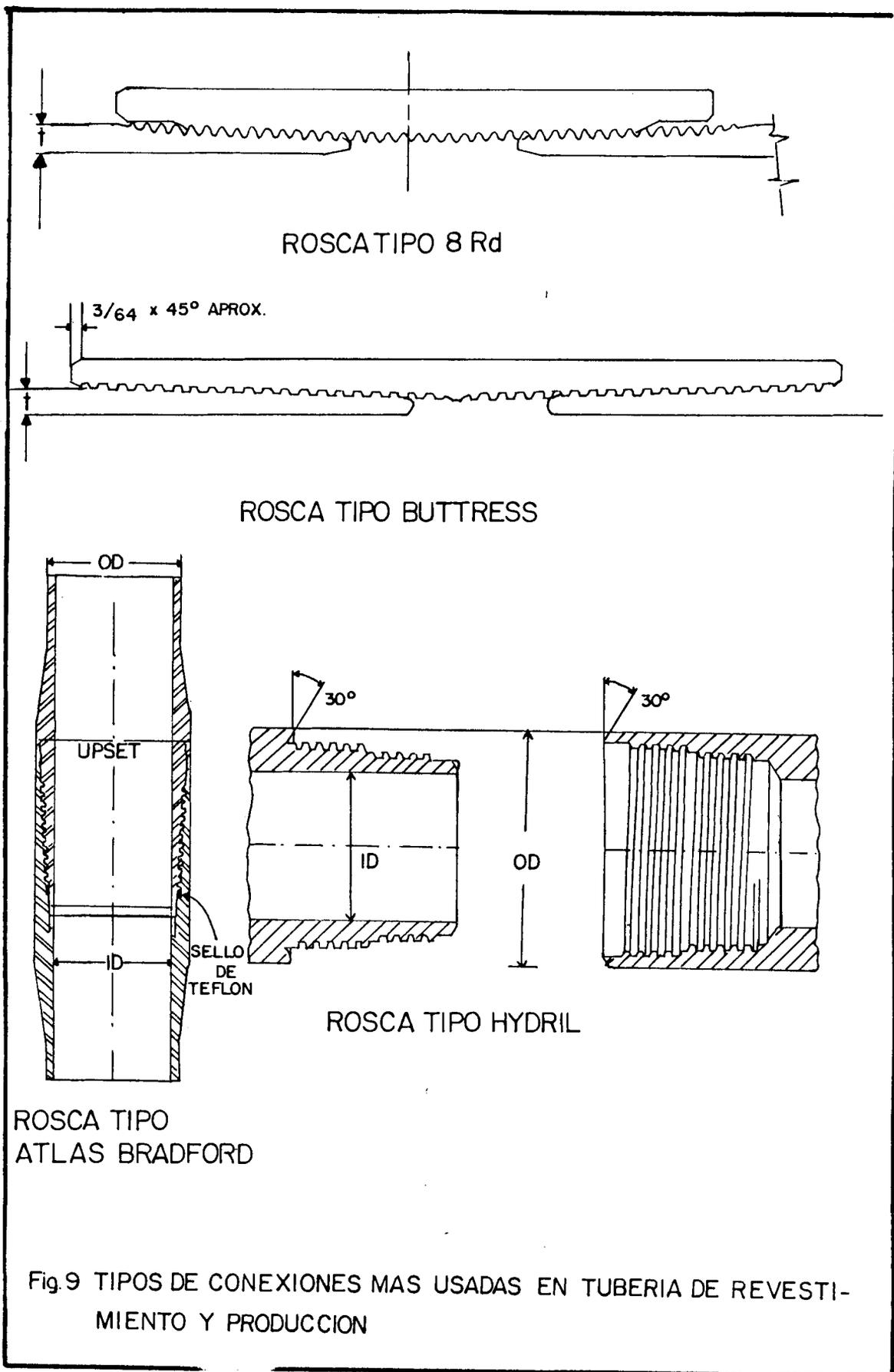


Fig.9 TIPOS DE CONEXIONES MAS USADAS EN TUBERIA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCION

CAPITULO III

CONTROL DE CALIDAD DE LA TUBERIA

3.1 METODOS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Se llaman ensayos no destructivos a los métodos empleados para evaluar el estado de los materiales que se inspeccionan sin afectar la integridad de los mismos. Existen los siguientes tipos de ensayos no destructivos.

3.1.1 Inspección Visual.

Es el tipo de inspección más simple y más antiguo, así como el de mayor aplicación.

El objetivo de la inspección visual es proporcionar una evaluación de primera instancia sobre el estado del elemento inspeccionado.

Entre las características más importantes que debemos buscar en un elemento que se inspecciona visualmente tenemos:

- Desgaste.
- Picaduras o escamas por corrosión.

- Deformaciones (generalmente en cuanto a la rectitud del cuerpo tubular)
- Grietas.
- Huecos.
- Otros daños físicos superficiales como marcas de herramientas, cortes de cable, etc.

Los medios utilizados en la inspección visual son esencialmente el ojo humano y la luz.

Para un individuo con visión normal (natural o corregida), la resolución, es decir la separación mínima angular, entre dos puntos es de un minuto de arco. Por otra parte, la sensibilidad del ojo varía en función de la longitud de onda de la luz, siendo los 5600 Angstrom de longitud de onda de la luz verde amarillenta el valor para el cual la sensibilidad (o visibilidad) del ojo humano es máxima.

En cuanto a la luz, sea ésta natural o artificial, debe ser suficiente como para distinguir una línea negra de 0,8 mm de ancho sobre una superficie gris de 18 % de tonalidad.

Con respecto al tamaño mínimo de un defecto visible, depende del contraste del brillo del

defecto y del área que lo rodea.

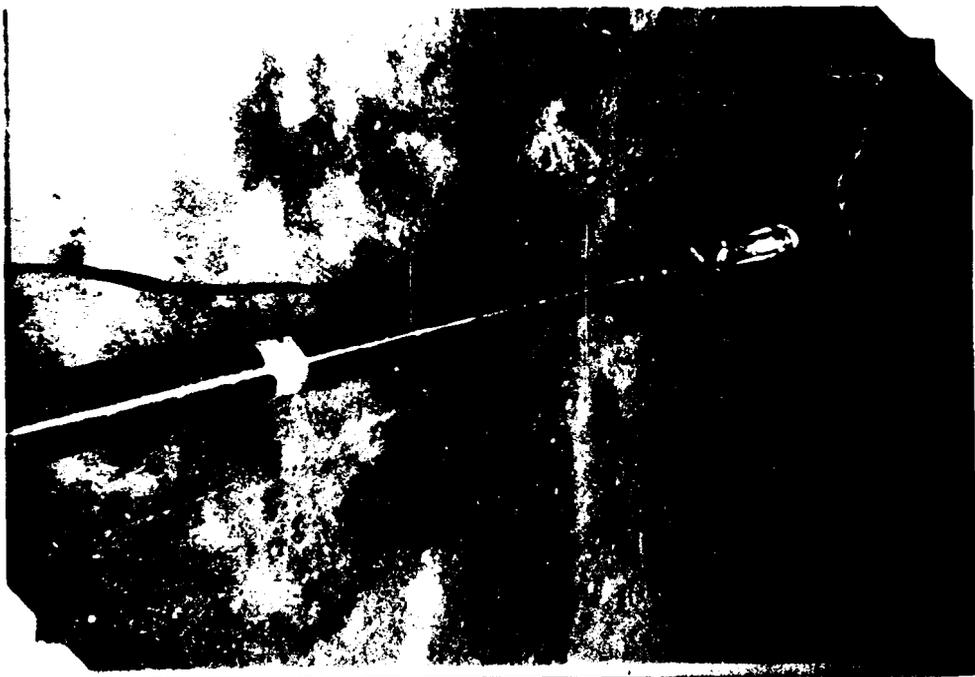
Cuando el acceso visual directo a una superficie que se desea inspeccionar es muy limitado o nulo, (como el caso de las cajas o de la superficie interna de los tubos) , se usan los endoscopios y los boroscopios, que son aparatos constituidos por sistemas de espejos.

Para inspeccionar la superficie interna de un cuerpo tubular usamos el boroscopio, que es un instrumento óptico consistente de una serie de tubos acoplables entre sí, los cuales en su interior tienen una combinación de lentes y espejos que magnifican la imagen. En un extremo de este ensamblaje se encuentra el elemento localizador, que consta de un bombillo especial que asegura la iluminación del área inspeccionada, y un espejo que toma la imagen del costado, es decir, de la pared interna del tubo (Fig. 10 y 11).

La tabla IX muestra la relación entre el tamaño de un objeto visto con el instrumento dentro del tubo y el tamaño real del objeto. Esto es importante para evaluar la severidad de una imperfección encontrada.



10



11

TABLA IX

RELACION DE TAMAÑO REAL Y VISUAL DE UN DEFECTO
DETECTADO CON BOROSCOPIO

| Tamaño del Tubo | MAGNIFICACION |
|-----------------|--------------------------|
| | Tamaño visto/Tamaño real |
| 2 3/8 | 2,6 |
| 2 7/8 | 2,5 |
| 3 1/2 | 2,4 |
| 4 1/2 | 2,2 |
| 5 1/2 | 2,0 |
| 7 | 1,6 |
| 8 5/8 | 1,4 |
| 9 5/8 | 1,4 |
| 10 3/4 | 1,3 |
| 13 3/8 | 1,1 |
| 16 | 1,0 |
| 18 5/8 | 0,88 |
| 20 | 0,85 |

TABLA X

TAMANOS DE CONEJO SEGUN ID DE LA TUBERIA

| TAMANO NOMINAL Tubería de revestimiento y Producción | Diámetro del conejo (drift) |
|--|--------------------------------|
| 2 7/8 y menores | *ID - 3/32" |
| 3 1/2 a 8 5/8 | ID - 1/8" |
| 9 5/8 a 13 3/8 | ID - 5/32" |
| 16" y mayores | ID - 3/16" |

*Diámetro Interno.

3.1.2 Inspección con partículas magnéticas.

Tiene su fundamento en la ley de GAUSS para el magnetismo, la cual expresa que el flujo que pasa por una superficie gaussiana, cerrada, debe valer cero, es decir:

$$\oint_B \vec{B} \cdot d\vec{S} = 0 \quad (3.1)$$

Donde:

\oint_B = Flujo magnético (weber)

B = Inducción magnética (tesla)

dS = Diferencial de superficie (m²)

Esto significa que NO EXISTEN POLOS MAGNETICOS AISLADOS o sea que siempre están asociados polo norte y sur en los fenómenos magnéticos. Por otro lado, la intensidad de campo H se conceptúa como la fuerza ejercida sobre un polo norte magnético unitario, dentro de un campo magnético. Su unidad es el Oersted (amp-vuelta/m) y es la fuerza que tiende a establecer un flujo magnético.

En el vacío se cumple que : $B = \mu_0 H$ (3.2)

Donde el factor de proporcionalidad μ es la permeabilidad o sea la facilidad con que un

material puede ser magnetizado y varía con H , B , temperatura, composición química del material, anterior tratamiento térmico o mecánico.

Las sustancias según sus respuestas a un campo magnético se clasifican en:

Ferromagnéticas.-

Son fuertemente atraídas por un imán. Por tanto $M > 1$. Ejemplo: Hierro, Níquel, Cobalto, casi todos los aceros.

Paramagnéticas.-

Son levemente atraídas por un imán. Entonces $M = 1$. Ejemplo: Platino, Aluminio, Cromo, Potasio.

Diamagnéticas.-

Levemente repelidas por un imán. : $M < 1$
Ejemplo: Plata, Plomo, Cobre, Mercurio.

Existe una capacidad máxima de un material para ser magnetizado, luego de la cual su permeabilidad se hace cero, llegando a lo que se conoce como zona de saturación (Fig. 12).

Se define la retentividad de un material como la capacidad para retener cierta cantidad de magnetismo después que la corriente magnetizante ha cesado. Este fenómeno se explica mejor a

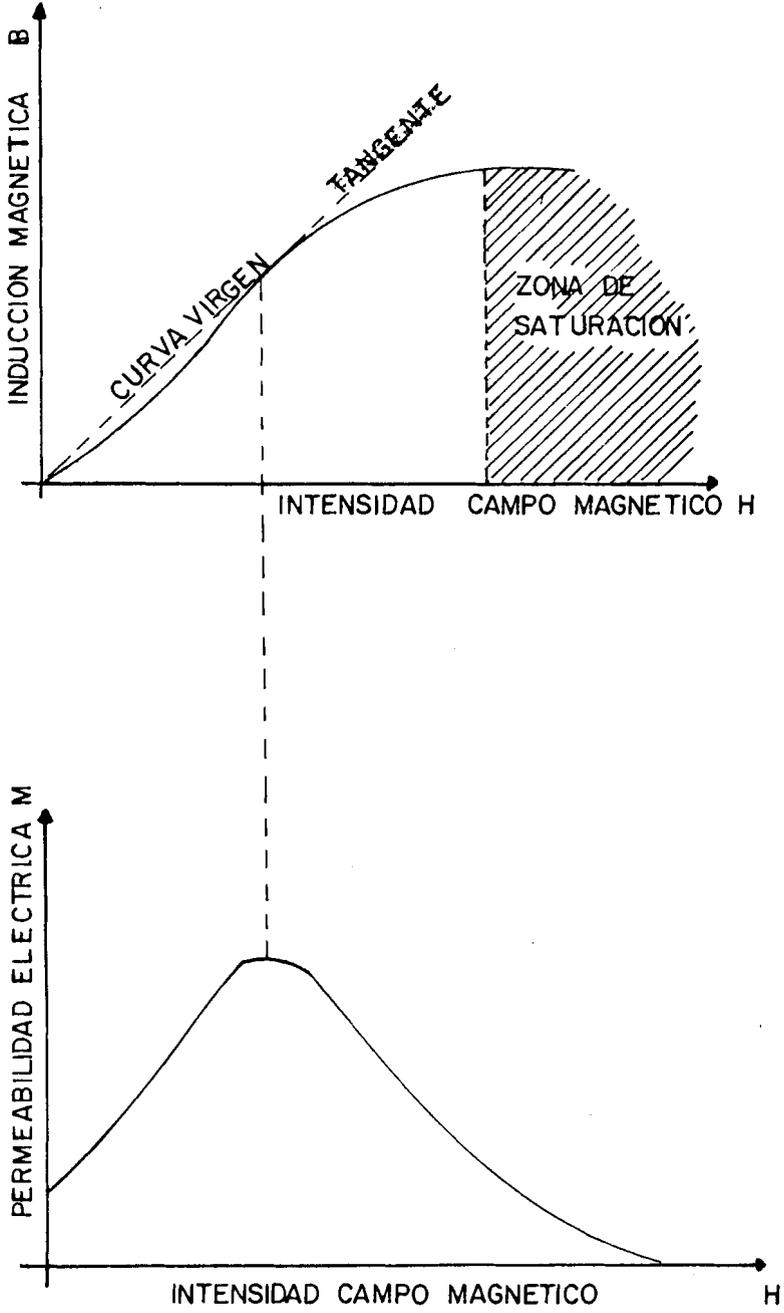


Fig.12 ESQUEMA DE SATURACION MAGNETICA

través de las curvas de histéresis de los materiales.

En la Figura 13 mostramos la curva de histéresis de un material ferromagnético cuyo desarrollo explicamos a continuación:

La curva 0-1 es la llamada "curva virgen", que se desarrolla cuando el material no ha sido anteriormente magnetizado, llegando hasta el punto 1 que es el de saturación.

La curva 1-Br, se produce por la disminución hasta cero del valor de H. Nótese que aún sin la presencia de la fuerza magnetizante H, un valor de inducción magnética permanece en el material, el cual es llamado Magnetismo Remanente, Br'.

La curva Br-2, describe el valor de H de polaridad inversa, que es necesario para desmagnetizar el material. A este valor se le denomina Fuerza Correctiva.

Las curvas 2-3, 3-Br', y Br'-4, ilustran el mismo fenómeno anteriormente explicado, sólo que en esta ocasión con la polaridad invertida, lo cual cierra el ciclo de histéresis del material.

La curva de histéresis es propia de cada

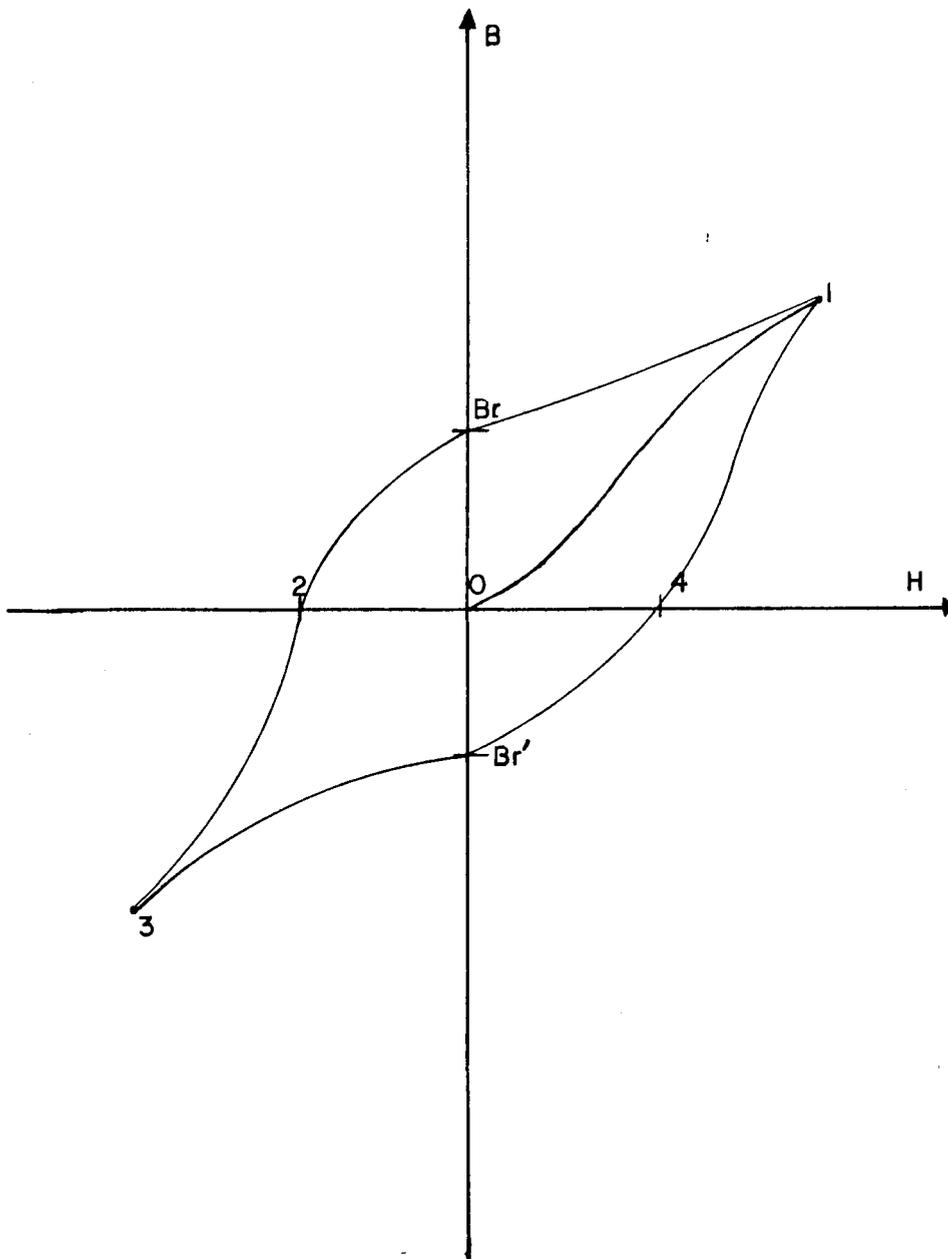


Fig.13 CURVA DE HISTERESIS

material , siendo el área encerrada la que nos representa las características magnéticas del mismo.

Para el acero se presenta una curva ancha lo cual indica:

- Altos valores de magnetismo remanente (Br).
- Baja permeabilidad.

a.-CAMPOS DE FUGA.

Cuando un imán es parcialmente cortado, se forman dos polos opuestos apareciendo una pequeña cantidad de líneas de fuerza que se unen a través del aire formando un "flujo disperso". (Fig. 14). Por lo tanto en la zona correspondiente al corte (o a cualquier discontinuidad) se formará una gran densidad de flujo que debe pasar por una sección reducida , ocasionando que la permeabilidad sea menor que en el resto de la pieza, lo que hará que parte del flujo escape fuera de la misma formando un "Campo de Fuga". (Fig. 15).

El método de partículas magnéticas consiste en detectar los campos de fuga provocados por la formación de polos magnéticos a ambos lados de

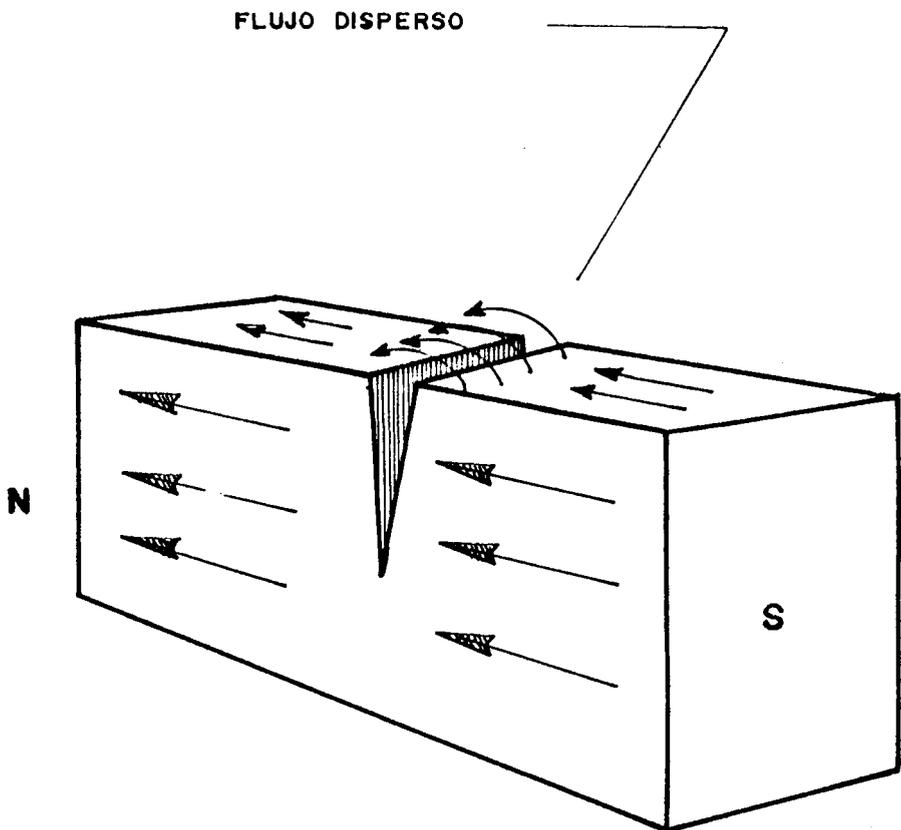


Fig.14 ESQUEMA DE FLUJO DISPERSO

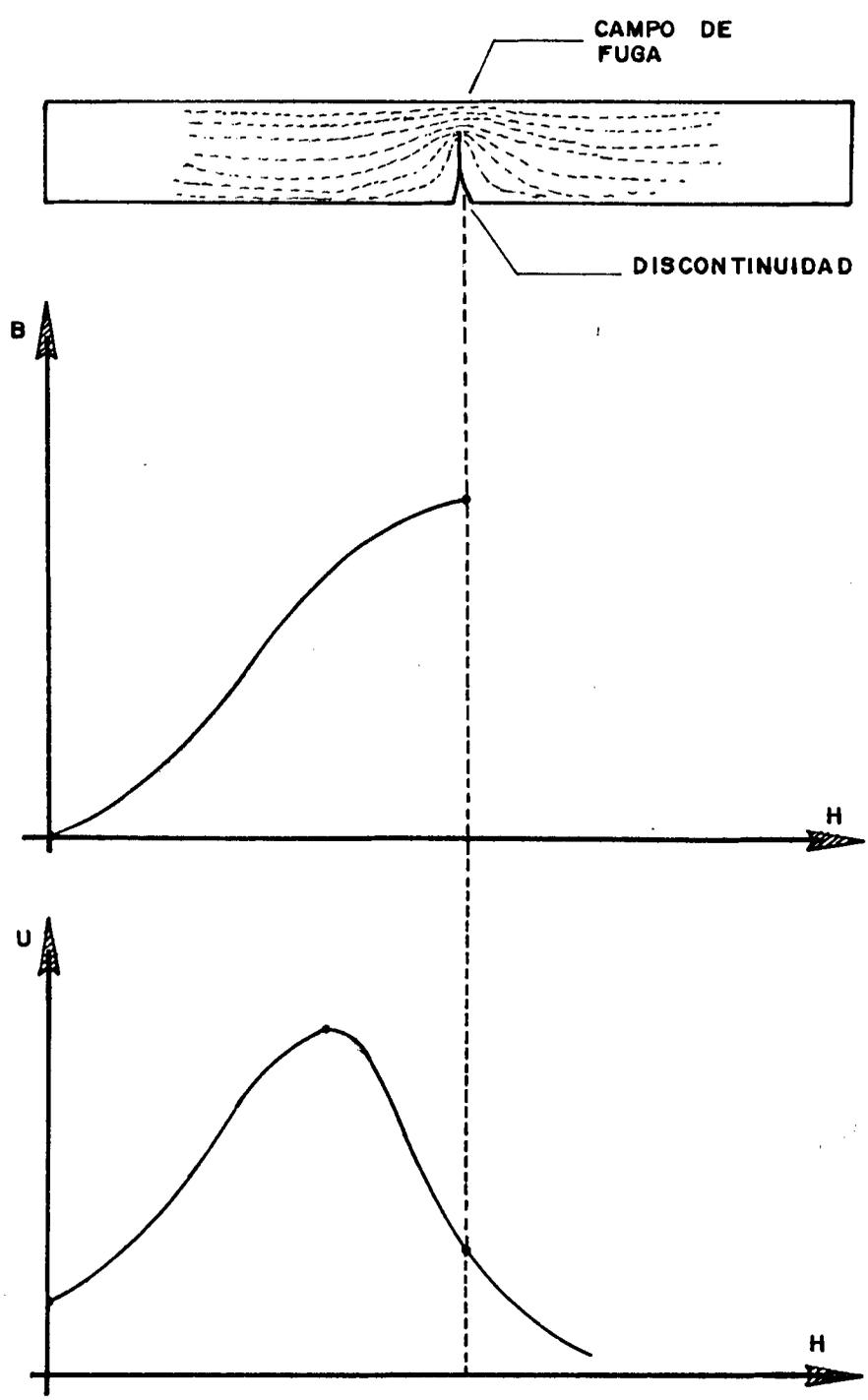


Fig. 15 CAMPO DE FUGA

una discontinuidad que interrumpe el camino de las líneas de fuerza.

b.-MAGNETIZACION.

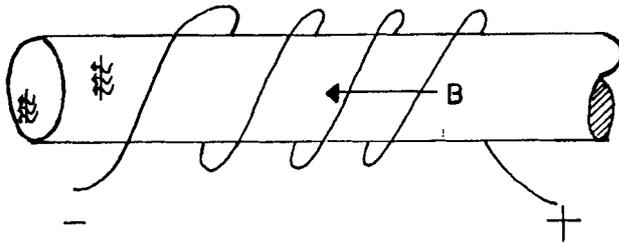
La corriente eléctrica, al pasar por una bobina crea un campo magnético. Este efecto es la base del método de magnetización para cuerpos tubulares, el mismo que permite localizar discontinuidades transversales tanto exteriores como interiores. (Fig. 16a). Para magnetizar se utiliza un impulso eléctrico y trabajamos con el magnetismo remanente, lo cual es posible si el contenido de carbono es mayor al 0,15 %, lo que es común en tuberías empleadas en la industria petrolera.

Si deseamos localizar fallas longitudinales, como en el caso de tubería nueva de revestimiento o producción nueva, crearemos un campo circunferencial, colocando los electrodos en los extremos del tubo (Fig. 16 b).

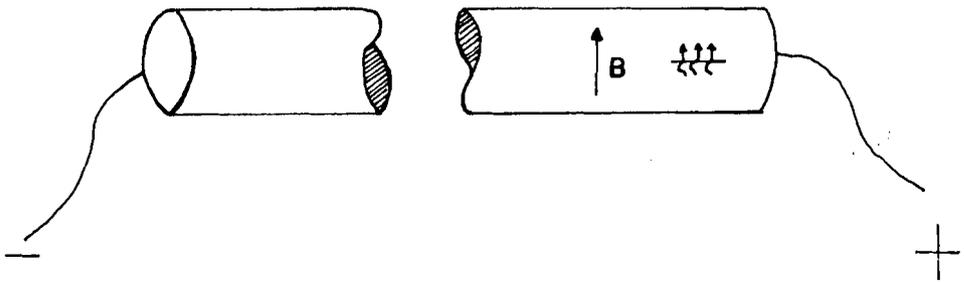
c.-LAS PARTICULAS MAGNETICAS.

Se dividen en dos clases:

- 1) Para observar con luz blanca . En este caso pueden ser de color gris, rojo, amarillo,



a) MAGNETIZACION PARA LOCALIZAR FALLAS TRANSVERSALES



b) MAGNETIZACION PARA LOCALIZAR FALLAS LONGITUDINALES

Fig.16 FORMAS DE MAGNETIZAR

blanco.

- 2) Para observar con luz ultravioleta. Esta clase es fluorescente, siendo el color más apropiado el amarillo verdoso, por ser el que ofrece la más alta visibilidad al ojo humano.

Las características principales que deben poseer estas partículas son:

- Baja retentividad
- Alta permeabilidad
- Tamaño y forma que permitan alta movilidad
- Buena visibilidad
- Baja densidad
- Inalterabilidad.

d.- APLICACION DE LAS PARTICULAS MAGNETICAS.

Existen dos técnicas de aplicación:

- 1) Técnica Seca.- Las partículas magnéticas son esparcidas directamente sobre la superficie a inspeccionarse. Para que los resultados sean confiables, es necesario que la superficie que se inspecciona esté limpia y seca. El Procedimiento es el siguiente:
- Magnetización (aunque vale señalar que la

tubería de perforación y de ensamblaje de fondo, casi siempre está magnetizada debido al rozamiento con la formación).

- Limpieza del área a inspeccionarse.
- Espolvorear las partículas magnéticas de modo que se forme una cubierta fina y homogénea.
- Quitar el exceso de partículas.
- Análisis de las indicaciones.

2) Técnica Húmeda. - En este caso las partículas se encuentran en suspensión en un líquido, (como el kerosene).

Las características de la suspensión deben ser tales que permitan una buena movilidad de las partículas hacia las discontinuidades.

El procedimiento es como sigue:

- **Magnetización.**
- Limpieza de las superficies a ser inspeccionadas.
- Se prepara la suspensión y se baña con ella el área a inspeccionarse, con la ayuda de un chisquete aplicador.
- Se espera un tiempo (dos a tres minutos) para que las partículas migren hacia las discontinuidades.

- Se evalúan las indicaciones.

En la práctica, los métodos más usados son los de partículas magnéticas para ver con luz blanca aplicadas con técnica seca, y el de partículas magnéticas fluorescentes para ver con luz negra aplicada con técnica húmeda.

3.1.3 Inspección con líquidos penetrantes.

Este método tiene su inicio a fines del siglo pasado en la inspección de piezas de locomotoras. Consistía básicamente en sumergir la pieza en una mezcla caliente de aceite y querosene para que ésta penetre en las fisuras.

Luego de sacada la pieza se le aplicaba cal o tiza suspendida en alcohol, con lo cual las fisuras eran reveladas.

Actualmente este método ha sido perfeccionado, ya que existen líquidos especialmente diseñados para el efecto, los mismos que permiten una alta penetración así como un mejor contraste y visibilidad en el revelado, lo que permite detectar fisuras del orden de décimas de micra.

a.-FUNDAMENTO TEORICO.

La mojabilidad de un líquido, es decir su capacidad para expandirse sobre una superficie sólida es una función del ángulo de contacto θ entre el líquido y el sólido. Así, si $\theta > 90^\circ$ el líquido no moja la superficie; si $\theta < 90^\circ$ el líquido moja la superficie (Fig. 17a y 17b). Este fenómeno físico es la clave del método.

Si se logra que un líquido tenga un muy bajo ángulo de contacto con respecto a ciertos sólidos, mojará contantemente la superficie del mismo lo cual permite la formación de una capa molecular sobre la superficie, penetrando en poros y fracturas aún cuando éstos sean muy pequeños.

Otra característica importante de un líquido penetrante es la tensión superficial, la que define la capilaridad del mismo. Resulta fácil ver la importancia de la capilaridad en la detección de fisuras.

Finalmente, la viscosidad del líquido es otra propiedad importante, y aunque podemos decir que es deseable una baja viscosidad, también es cierto que esto entra en conflicto con la segunda fase del proceso de inspección, que es la remoción del exceso de penetrante, tópico que

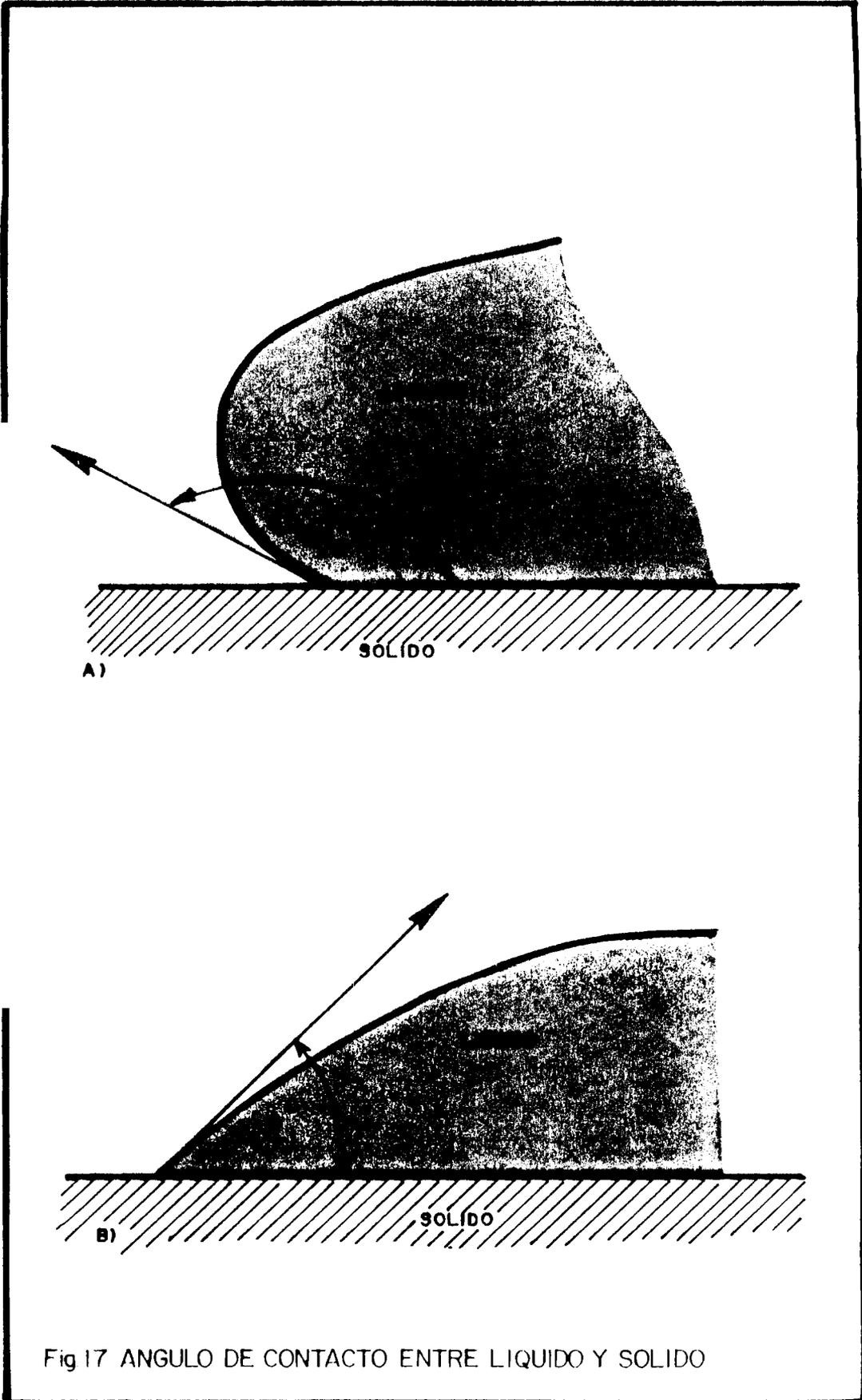


Fig 17 ANGULO DE CONTACTO ENTRE LIQUIDO Y SOLIDO

analizaremos posteriormente.

La relación combinada de los factores arriba descritos determina la capacidad de un líquido para penetrar en fisuras.

En general podemos decir que un buen líquido penetrante es el que tiene alta tensión superficial, baja viscosidad (36 esu) y bajo ángulo de contacto ($\theta = 0$).

b.--PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION CON LIQUIDOS PENETRANTES.

1. Limpieza del área a inspeccionarse

Esta condición es necesaria y debe ser ejecutada con prolijidad, ya que partículas de polvo, grasa u otros contaminantes pueden dar los siguientes problemas:

- a) Impiden que el líquido penetre en las fisuras o poros.
- b) Reaccionan con el líquido penetrante y producen variación en sus propiedades.
- c) Malogran la visibilidad o el contraste en los resultados.

Se recomienda para la limpieza usar cepillo

de cerda de alambre blando. ya que si usamos cepillos de acero podemos causar deformaciones superficiales que enmascaren e incluso tapen las grietas.

2. Aplicación del líquido penetrante.

La forma más práctica de aplicación del líquido penetrante es mediante aerosoles, teniendo siempre cuidado de hacerlo en sitios con buena ventilación por el peligro que significa su inhalación. Una vez aplicado debe dejarse transcurrir un tiempo prudencial para que el líquido penetre en las fisuras. Según el caso puede ser de varios minutos a una hora, siendo lo más aconsejable seguir las instrucciones del fabricante.

3. Remoción del exceso de penetrante .

Se lleva a cabo aplicando otro líquido llamado "de lavado", cuya función es remover el líquido penetrante que no ha ingresado a los poros o grietas. Aquí es donde una viscosidad excesivamente baja del líquido penetrante que está dentro de las grietas, produce una movilidad que permite que sea

removido de las mismas, originando la pérdida de la inspección. El tipo de penetrante usado determina el tipo de líquido de lavado a aplicarse.

4. Revelado.

Consiste en la aplicación de una ligera capa de polvo fino sobre la superficie a inspeccionarse, para absorber el penetrante que está dentro de las grietas o poros concentrándolos en la superficie.

La forma más práctica de aplicar el revelador es en aerosol, formando el polvo una suspensión en un líquido volátil. Este tipo de aplicación tiene la ventaja de que puede ser usado con cualquier tipo de penetrante, teniendo además muy alta sensibilidad.

5. Observación y análisis de resultados.

La Figura 18 ilustra el proceso arriba descrito.

La aplicación en la práctica de éste método, se da en la inspección de ensamblaje de fondo de una sarta de perforación cuando se



SUPERFICIE CON FISURA



SUPERFICIE LIMPIA

LIQUIDO PENETRANTE
APLICADOEXCESO DE PENETRANTE
REMOVIDO

REVELADOR APLICADO

PENETRANTE ABSORVIDO
POR EL REVELADOR (REVE-
LADO). LA FISURA PUE-
DE SER OBSERVADA POR EL
INSPECTOR

Fig.18 PROCESO PARA INSPECCION CON LIQUIDOS PENETRANTES

inspecciona el lastrabarrena antimagnético.

3.1.4 Inspección con ultrasonido.

El espesor de la pared de la tubería de perforación es un elemento determinante del estado de la misma y de la confiabilidad para ser puesta en servicio, más aún cuando la continua rotación y rozamiento con las paredes de la formación causan un desgaste, que de no ser detectado y controlado puede causar muchos problemas en la operación.

En tubería de revestimiento y producción, son posibles las fallas de fábrica en cuanto a espesor de pared se refiere. Por otra parte, es común el detrimento de esta tubería debido a largos periodos de almacenaje, generalmente a la intemperie, donde la corrosión ejerce su acción destructiva. Uno de los métodos importantes de inspección, es el efectuado con ultrasonido.

a.-FUNDAMENTO TEORICO.

Onda ultrasónica es aquella cuya frecuencia es mayor a 20.000 Hz. que es la máxima a la que el oído humano tiene sensibilidad.

Las pruebas con ultrasonido se efectúan con niveles de frecuencia entre 0,5 y 15 MHz.

Este tipo de ondas pertenece al conjunto de las llamadas mecánicas, ya que necesitan un medio elástico para su propagación. Si el medio tiene estructura cristalina (como los metales), las partículas que forman la red oscilarán originando los siguientes tipos de onda ultrasónica.

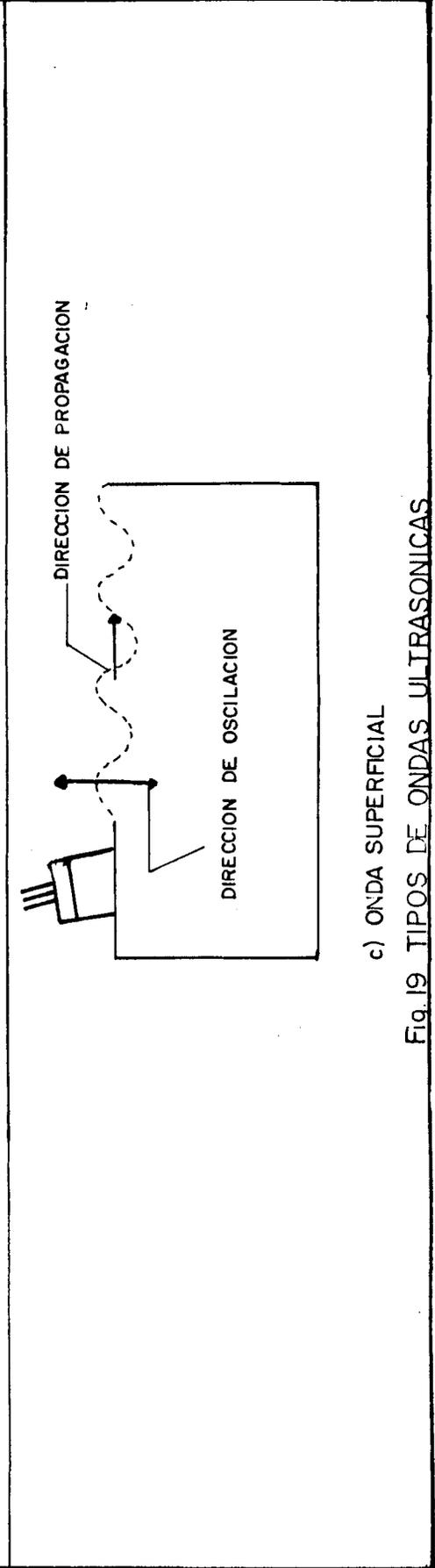
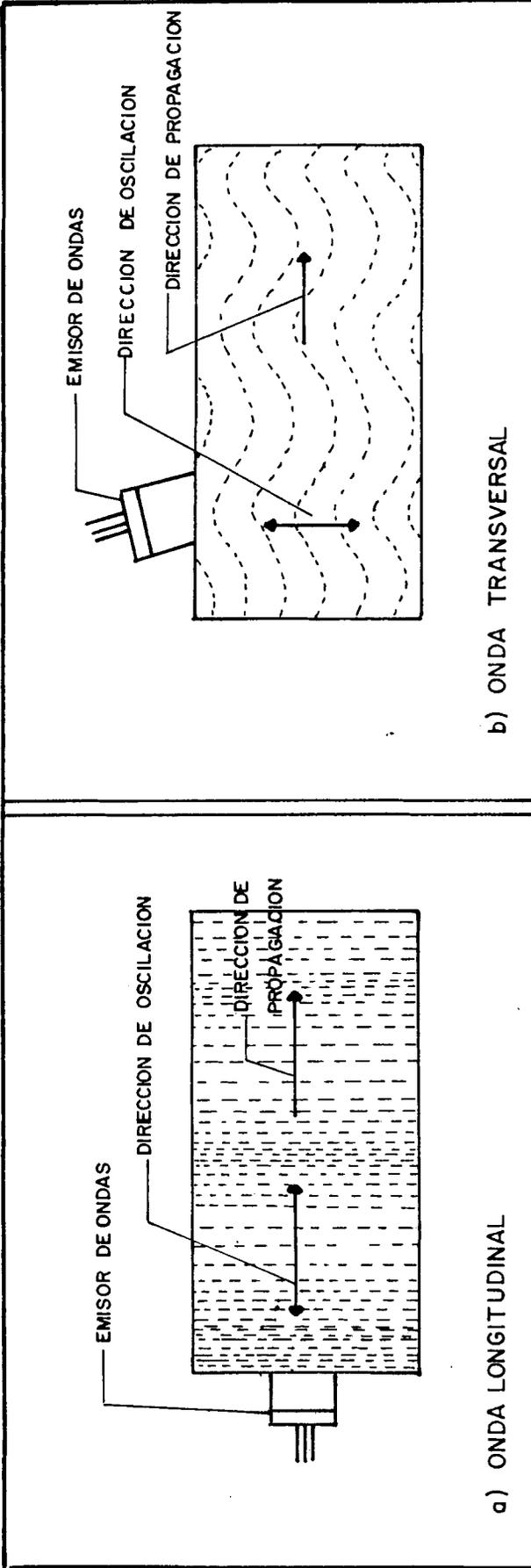
-ONDAS LONGITUDINALES.- En las cuales la dirección de propagación de la onda es paralela a la oscilación de las partículas.

-ONDAS TRANSVERSALES .- Cuando la dirección de propagación de la onda es perpendicular a la dirección de oscilación de las partículas.

-ONDAS SUPERFICIALES .- Cuando la onda se propaga exclusivamente en la superficie del material siguiendo el perfil del cuerpo.

Un esquema de estos tres tipos de onda se muestra en la Figura 19.

Existe otro tipo de onda llamada "de Lamb", que se produce en láminas o hilos delgados, y que no son de nuestro interés en este caso.



c) ONDA SUPERFICIAL

Fig.19 TIPOS DE ONDAS ULTRASONICAS

b.-VELOCIDAD DE PROPAGACION DE LAS ONDAS.

Las ondas de ultrasonido se propagan en el material a una velocidad que depende de las propiedades mecánicas del mismo.

Las siguientes ecuaciones nos muestran las velocidades de propagación para los tres tipos de onda en unidades MKS.

$$V_l = \frac{\sqrt{E}}{d} \frac{1-u}{(1+u)(1-2u)} \quad (3.4)$$

$$V_t = \frac{\sqrt{E}}{d} \frac{1}{2(1+u)} \quad (3.5)$$

$$V_s = \frac{0,87+1,12u}{1+d} \frac{\sqrt{E}}{d} \frac{1}{2(1+u)} \quad (3.6)$$

Donde:

V_l = velocidad de propagación de la onda longitudinal

V_t = velocidad de propagación de la onda transversal

V_s = velocidad de propagación de la onda superficial

E = módulo de elasticidad del material (kg/m.s)

d = densidad del material

μ = relación de Poisson (adimensional)

c.-FORMACION DEL ULTRASONIDO:

Efecto Piezoeléctrica.

Es el producido por cierto tipo de cristales, los cuales al ser comprimidos o tensionados respecto de sus ejes cristalográficos, generan una diferencia de potencial entre sus caras convirtiendo la energía mecánica en una señal eléctrica. Este efecto es reversible. Es decir una señal eléctrica puede ser convertida por un cristal piezoeléctrico, en una señal mecánica.

Los cristales piezoeléctricos son los encargados de producir el ultrasonido. Otros materiales como el titanato de bario, bajo ciertas condiciones, tienen el mismo comportamiento que los cristales piezoeléctricos y sirven también para producir ultrasonido.

Un equipo de ultrasonido está compuesto esencialmente por:

- El circuito electrónico, cuya función es generar, recibir y representar (por ejemplo en

una pantalla o en un dial) las señales eléctricas.

- El pulsador, que recibe la señal eléctrica del circuito electrónico convirtiéndola (por efecto piezoeléctrico) en una vibración que genera el haz ultrasónico. En el pulsador se encuentran los cristales piezoeléctricos o sus equivalentes.

- Cables de interconexión.

- Medio de acoplamiento, cuya función es procurar una adecuada interfase entre pulsador y superficie del elemento a inspeccionarse. Generalmente se usa aceite. El medio de acoplamiento es sustancial para la eficacia de la inspección, ya que el aire atenúa fuertemente la transferencia de la onda ultrasónica al material que se inspecciona.

Quando el espesor del medio de acoplamiento es menor a $1/4$ de la longitud de onda del haz ultrasónico que se emite, las perturbaciones son despreciables. En el caso que el espesor del medio de acoplamiento sea mayor que la longitud de onda del haz, la señal obtenida estará distorsionada, y la prueba no será confiable.

En la práctica, la inspección con ultrasonido

nos da una idea bastante buena del nivel de desgaste que tiene una tubería de perforación que ha sido muy usada, así como de las condiciones de una tubería de revestimiento o producción.

3.1.5 Inspección Electromagnética.

El fundamento teórico es básicamente el mismo que el de la inspección con partículas magnéticas, es decir la detección de perturbaciones en un campo electromagnético en el contexto de la ley de Gauss del electromagnetismo.

El objetivo de la inspección electromagnética es localizar fracturas, picaduras de corrosión, daños mecánicos (como los producidos por cuñas o llaves) y otros defectos que comprometen la integridad del tubo.

Las ventajas principales de este método son:

- El registro del estado del cuerpo del tubo es continuo.
- Pueden ser localizadas simultáneamente imperfecciones tanto en la superficie interna como en la externa del cuerpo del tubo.

a.-DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO USADO.

Este tipo de inspección requiere de un equipo electrónico y de uno auxiliar para complementar el trabajo.

El equipo electrónico consta de los siguientes componentes principales:

1) La consola de control.-Tiene como funciones:

- Convertir la señal eléctrica de los detectores en una representación que pueda ser evaluada por el inspector (gráfico en papel o pantalla).
- Calibrar la sensibilidad de los detectores, la intensidad de la magnetización y la amplificación de la señal.

2) La Unidad de Magnetización y detección.-

Está compuesta por la bobina y los sensores y sus funciones:

- Inducir un campo magnético en el cuerpo del tubo.
- Detectar el campo y sus perturbaciones.

3) La Unidad de suministro de poder.-

Proporciona la energía necesaria a la consola y a la unidad de magnetización. La

Figura 20 ilustra lo descrito.

b.-EL EQUIPO COMPLEMENTARIO.

Es importante establecer que la inspección electromagnética por sí sola, nos proporciona una evaluación básicamente cualitativa de los defectos, por lo que en la práctica siempre se la efectúa combinada con inspección ultrasónica y opcionalmente con inspección de partículas magnéticas, por lo que se requerirá el equipo apropiado para estas inspecciones complementarias.

3.2 OTROS METODOS DE INSPECCION DE TUBERIA

3.2.1 Calibración Interna.

Consiste en hacer pasar por dentro de la tubería y a todo lo largo de la misma, una herramienta llamada calibrador con el objeto de verificar que el diámetro interno del tubo (calibre) se mantiene evitando así futuros atascamientos de las herramientas que pasarán por el mismo. Además, limpia de objetos extraños el interior del tubo.

El Calibrador es un mandril cuya longitud varia

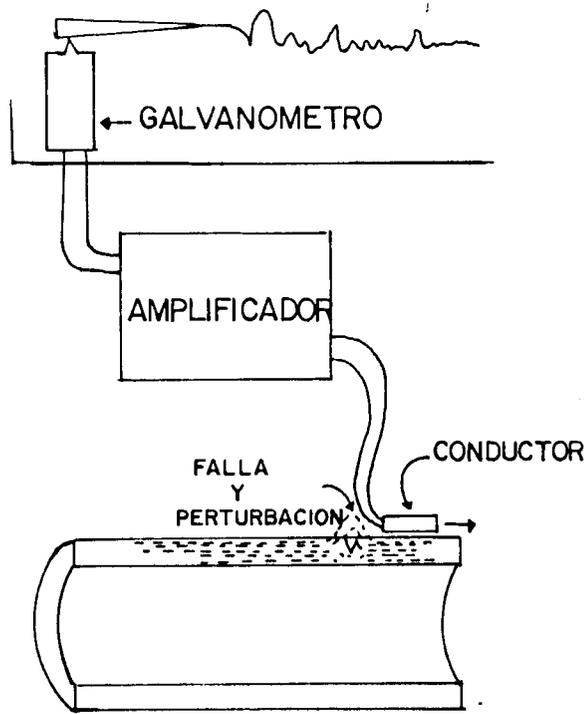


Fig.20 DIAGRAMA DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO DE INSPECCION ELECTROMAGNETICA

entre 12 y 42 pulgadas y cuyo diámetro depende del tamaño y peso de la tubería a inspeccionarse. Tabla X.

Los valores API para las distintas medidas de calibrador están tabulados para facilitar su uso.

En la práctica, el calibrador es una herramienta constantemente usada (Fig. 21), particularmente cuando se va a correr tubería de revestimiento o producción. El uso oportuno del calibrador nos puede evitar pérdidas de tiempo y dinero.

3.2.2 Inspección de roscas.

"Una conexión enroscada es un complicado mecanismo compuesto de muchos elementos los cuales deben interactuar en una forma preestablecida para cumplir adecuadamente su función" (API RP 5B1).

La cita anterior nos revela la importancia de las roscas en la mayoría de las operaciones, ya sean de perforación, producción, perfilaje, revestimiento, pesca, etc, ya que después de todo son las roscas las que hacen que nuestra sarta se comporte como una unidad.



FIG. 21

Calibración Interna de Tubería

Para propósitos de inspección se consideran los siguientes elementos:

- a.- Altura o profundidad del hilo: Es la distancia de la cresta a la raíz del hilo, medida normalmente al eje de la rosca.
- b.- Estiramiento: Es la distancia de un punto sobre un hilo al punto correspondiente en el siguiente hilo, medida paralela al eje de la rosca.
- c.- Conicidad: Es el cambio en el diámetro de una rosca, expresado en pulgadas por pie de longitud de rosca.

3.2.2.1 Calibración de profundidad del hilo.

Existen varios tipos de calibradores para medir la altura del hilo:

Calibradores internos-externos; especiales para medición interna (en la caja) de tubería de 3" y menores. La exactitud de los calibradores debe ser verificada usando bloques normalizadores para cada tipo de conexión (Fig 22).

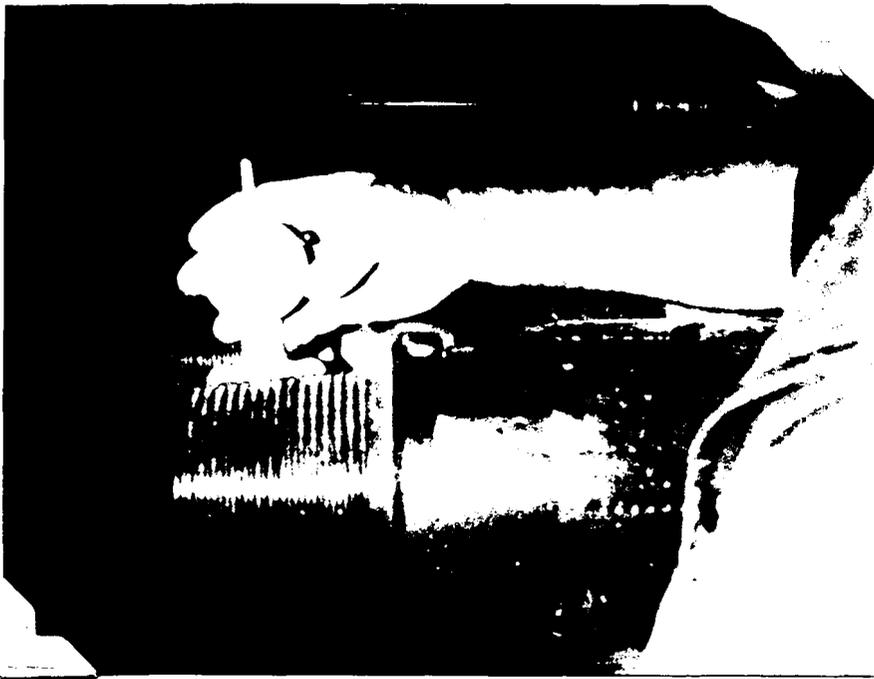


FIG. 22

MEDIDA DE PROFUNDIDAD DEL HILO

3.2.2.2 Calibración del estiramiento de la rosca.

Hay dos formas de realizarla:

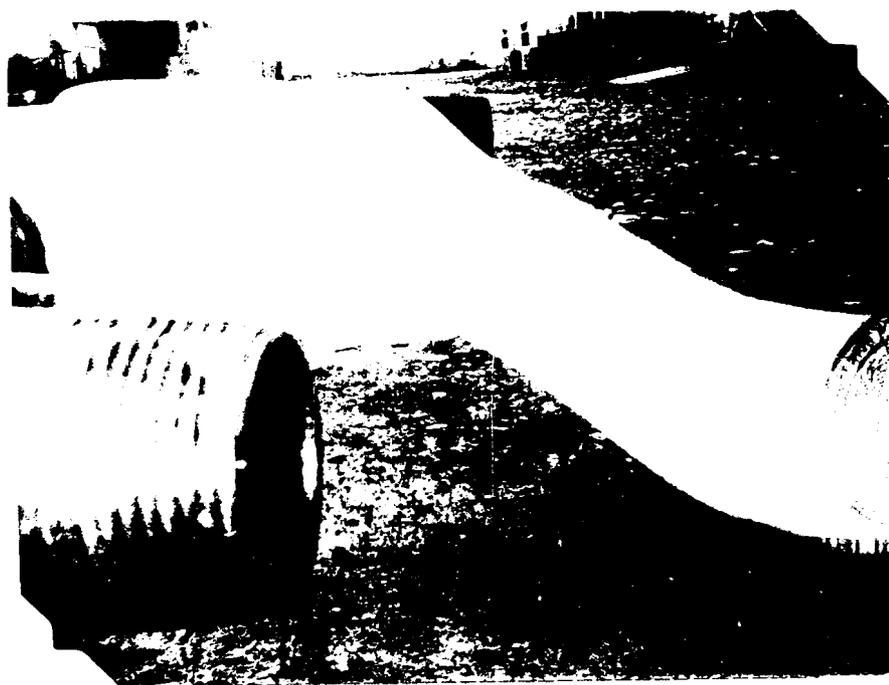
- a) Calibrando a intervalos de 1"
- b) Midiendo el estiramiento acumulado sobre la longitud de la rosca, tomando en cuenta sólo los hilos perfectos.

Los calibradores para este tipo de inspección consisten básicamente de un armazón con un dial, además de dos puntos de contacto (de la herramienta con la rosca): uno fijo y otro móvil (Fig 23).

La variación de la distancia entre los puntos de contacto cuando están sobre la rosca, nos da la medida del estiramiento que no debe ser mayor a 0,003" cuando se lo mide en intervalos de 1" , o 0,006" cuando se mide el estiramiento acumulado.

3.2.2.3 Calibración de la conicidad de la rosca.

Para este tipo de inspección hay dos

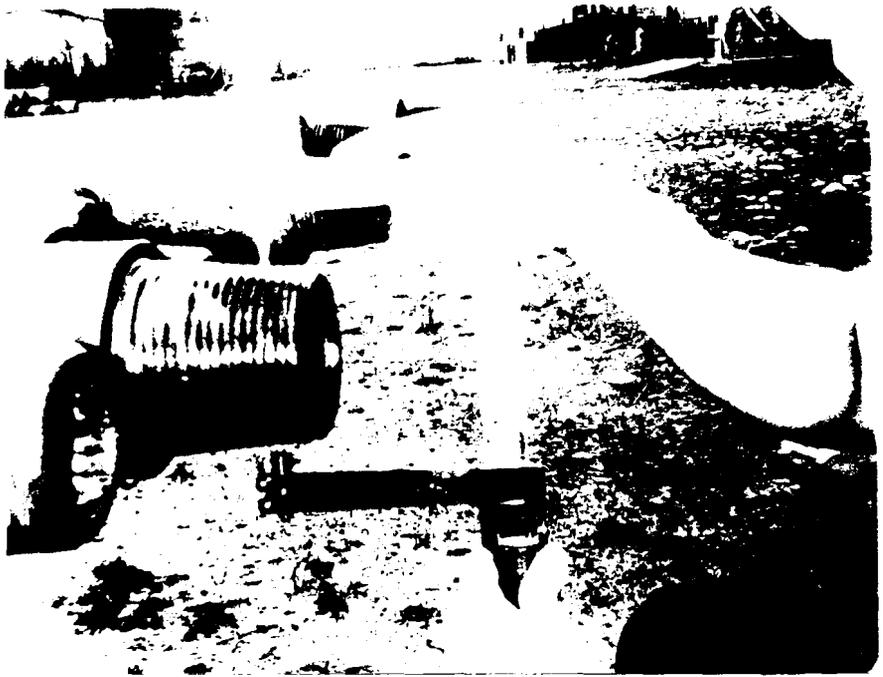


clases de calibradores: para rosca externa (pin) y para rosca interna (caja). Ambos tipos tienen un dial y un punto de contacto móvil y otro fijo. La medición se hace generalmente a intervalos de 1".

El calibrador se ajusta sobre la rosca que está siendo inspeccionada, colocando el punto fijo sobre la raíz posterior a un hilo perfecto y poniendo el punto móvil en el lado diametralmente opuesto de la misma raíz. La lectura del dial en esta posición debe ajustarse a cero. (fig. 24 y 25). Desplazando el calibrador una pulgada en el sentido del eje de la rosca, se tomará una segunda lectura que señalará el cambio de diámetro en milésimas de pulgada/pulgada, siendo más o menos 0,005" una tolerancia aceptable.

3.2.2.4 Evaluación del desgaste de la rosca.

En la práctica para este tipo de inspección se usan generalmente las galgas o "peines". Estas herramientas



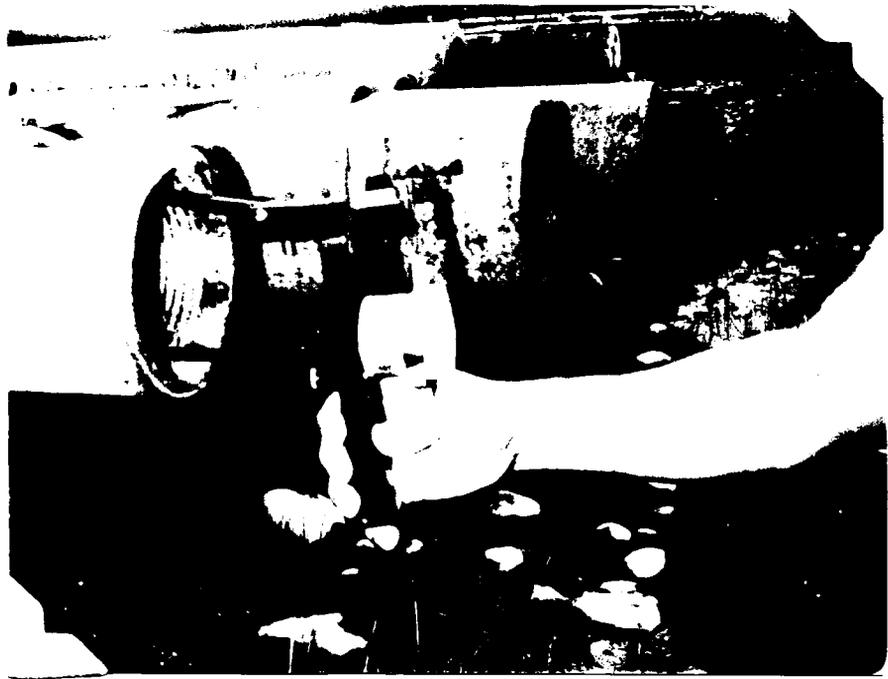


FIG. 20

THE THREE PARTS OF THE EQUIPMENT FOR THE TEST

tienen la forma del "perfil" de la rosca. Se utilizan apoyándolas sobre la rosca con la orientación paralela al eje de la misma (Fig. 26). La observación del perfil de la galga contra el de la rosca nos indica el nivel de desgaste de la conexión, así como otras deformaciones producidas por golpes o ludimiento.

A pesar de su simplicidad las galgas proporcionan información confiable para tomar una decisión sobre el rechazo o la aceptación de un tubo.

Otra forma de evaluar el desgaste de una conexión es enroscando una conexión de prueba, que es un herramienta construida específicamente para el efecto, la misma que enroscará hasta una "distancia de diseño" prevista. Si el borde de la conexión de prueba no ajusta a esa distancia específica (incluyendo una tolerancia), la rosca inspeccionada está fuera de especificaciones. Este tipo de prueba se usa generalmente en conexiones de sarta de perforación (Fig. 27).



FIG. 26

USO DE LAS GALGAS

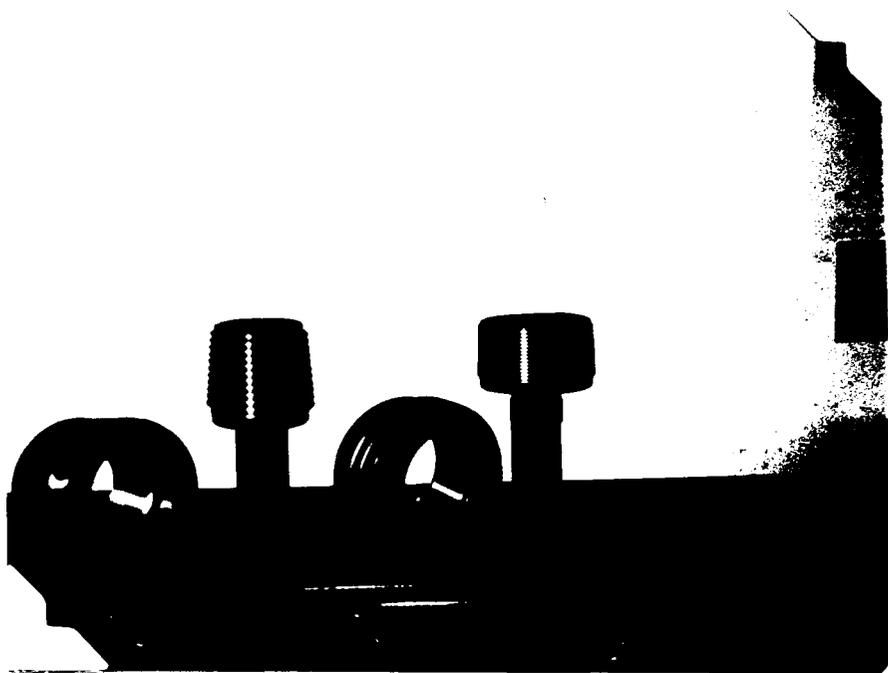


FIG. 27

CONEXIONES DE PRUEBA

3.3 TIPOS DE INSPECCION SEGUN LA TUBERIA UTILIZADA.

3.3.1 En tubería de perforación.

Se practican generalmente los siguientes tipos de inspección, recomendando el siguiente orden:

- a) Inspección visual de la rectitud del tubo.
- b) Calibración del desgaste del cuerpo.
- c) Medición del espesor de pared con ultrasonido en el centro del tubo.
- d) Inspección electromagnética, complementada con inspección visual, ultrasonido o con partículas magnéticas si lo amerita según el registro.
- e) Inspección de la junta y el área de cuñas (aproximadamente 3' desde el final de la junta) con partículas magnéticas ya sea técnica seca o luz ultravioleta.
- f) Inspección visual de las roscas y calibración del diámetro de la junta.

3.3.2 En ensamblaje de fondo.

Se practican:

- a) Inspección de roscas con partículas magnéticas fluorescente con la luz

ultravioleta. Si se trata de lastrabarrenas antimagnético, se usarán líquidos penetrantes.

- b) Inspección visual de las roscas, ya sea usando galgas o conexiones de prueba para evaluar su nivel de desgaste.

3.3.2.1 La relación de resistencia a la flexión. (RRF).

La sección transversal de un cuerpo tiene una capacidad determinada de resistencia a un momento flector, que dependerá de su geometría y del material que lo conforme. Así, tratándose de una conexión (entendiéndose conexión como pin y caja acoplados) nos interesa que la resistencia a la flexión de cada uno de estos elementos (el pin y la caja), que es distinta en razón de su diferente geometría, esté "balanceada". Este balance es una relación entre la resistencia a la flexión de la caja con respecto a la del pin, y se estima como un valor ideal 2,50:1, es decir que la caja sea dos y media veces más

resistente a la flexión que el pin. Este requerimiento puede variar según las condiciones de perforación siendo aceptable para algunos casos, rangos entre 2,00:1 y 3,20:1. Valores menores que 2,00:1 pueden originar fracturas por fatiga.

Los valores geométricos de las roscas (que dependen del diseño de cada tipo), su definición y determinación, así como las fórmulas involucradas en el cálculo de la RRF, escapan a los alcances de este trabajo, por lo que analizaremos un método gráfico para la determinación de este parámetro:

- a.- Se mide el diámetro externo de la caja a aproximadamente 4" del sello.
- b.- Medimos el diámetro interno del pin a 3" de la entrada de la rosca aproximadamente.
- c.- Con el valor de diámetro interno, escogemos una de las Figuras 28 a 34.

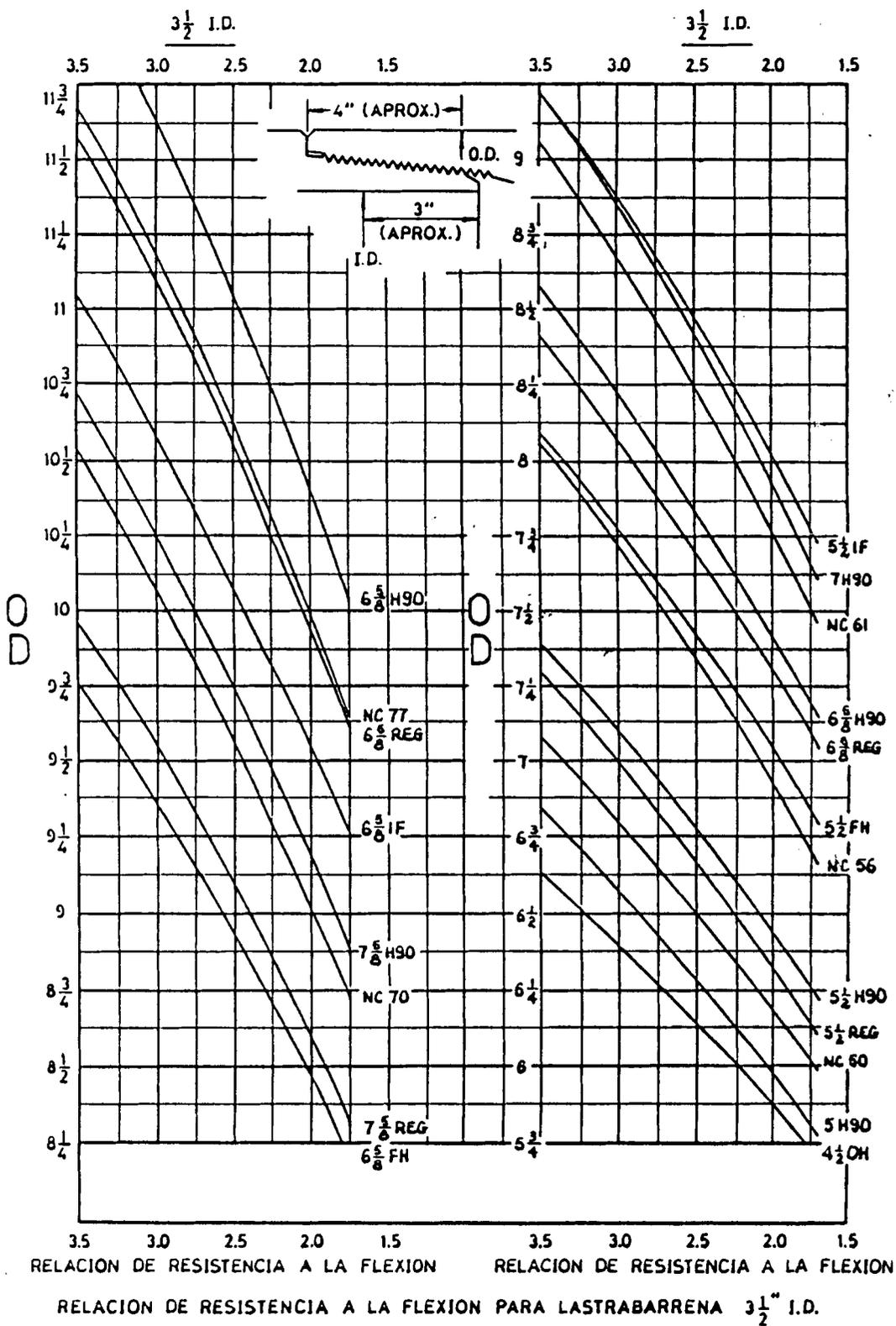


FIG. Nº 28

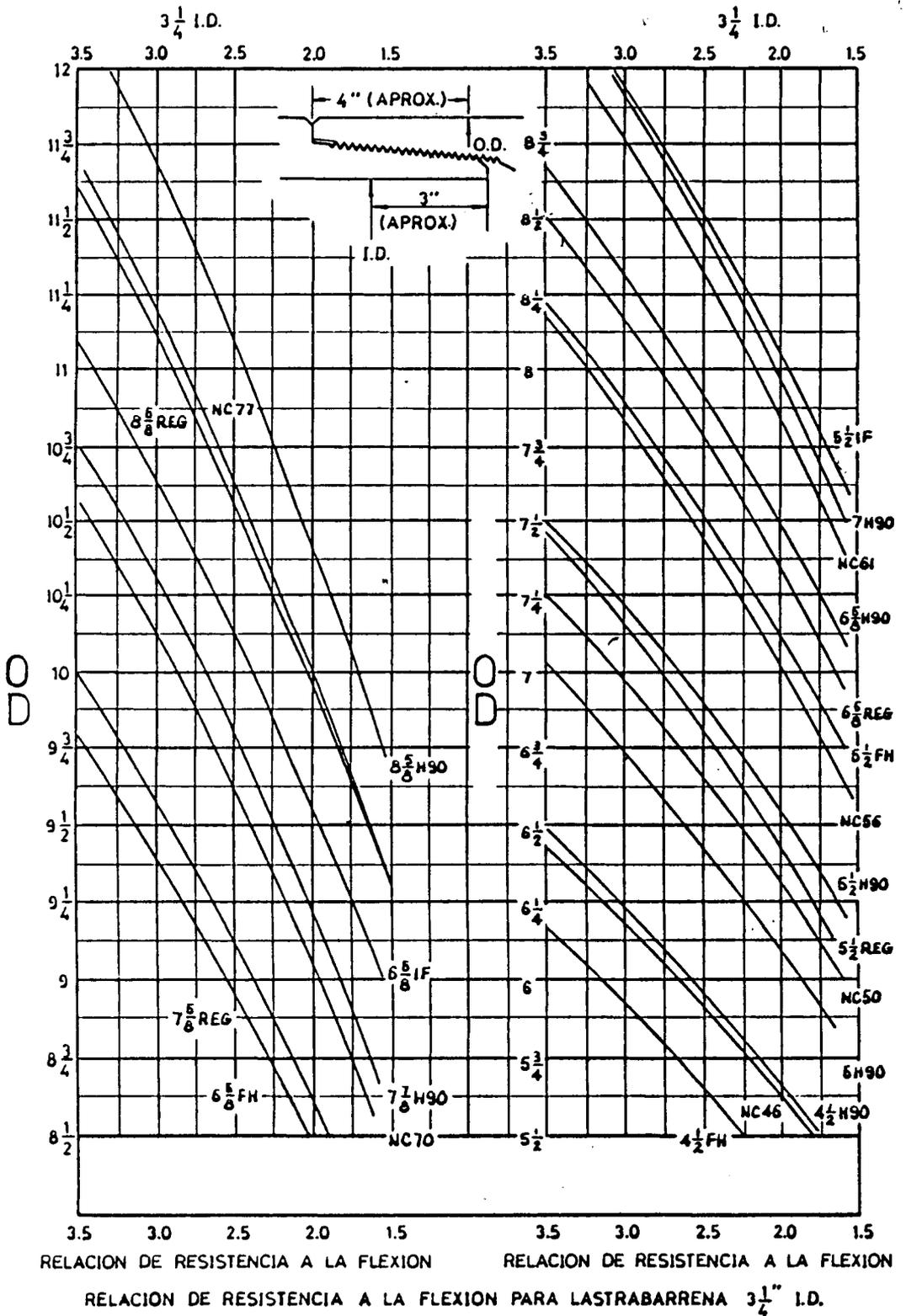


FIG. Nº 29

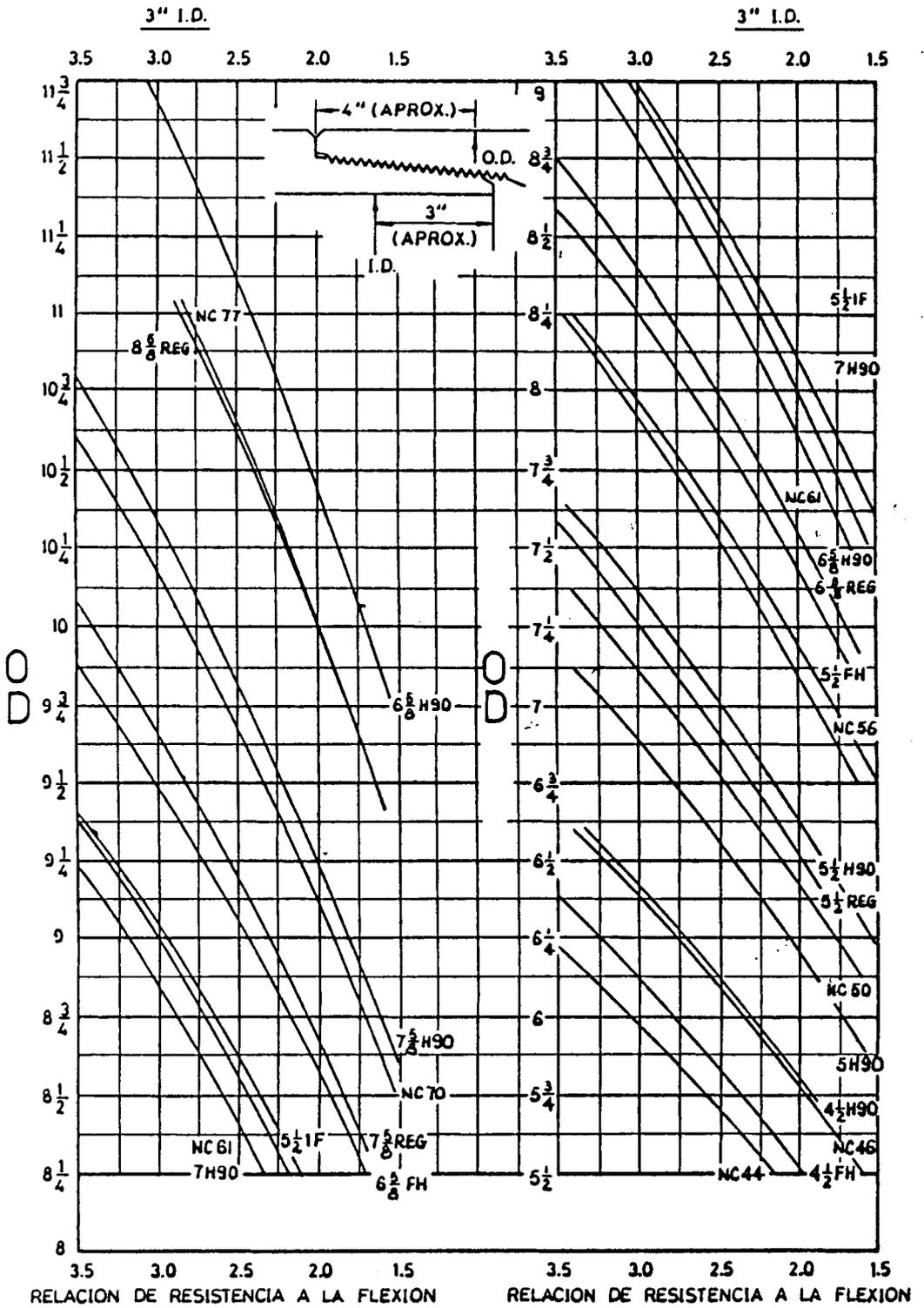


FIG. Nº 30

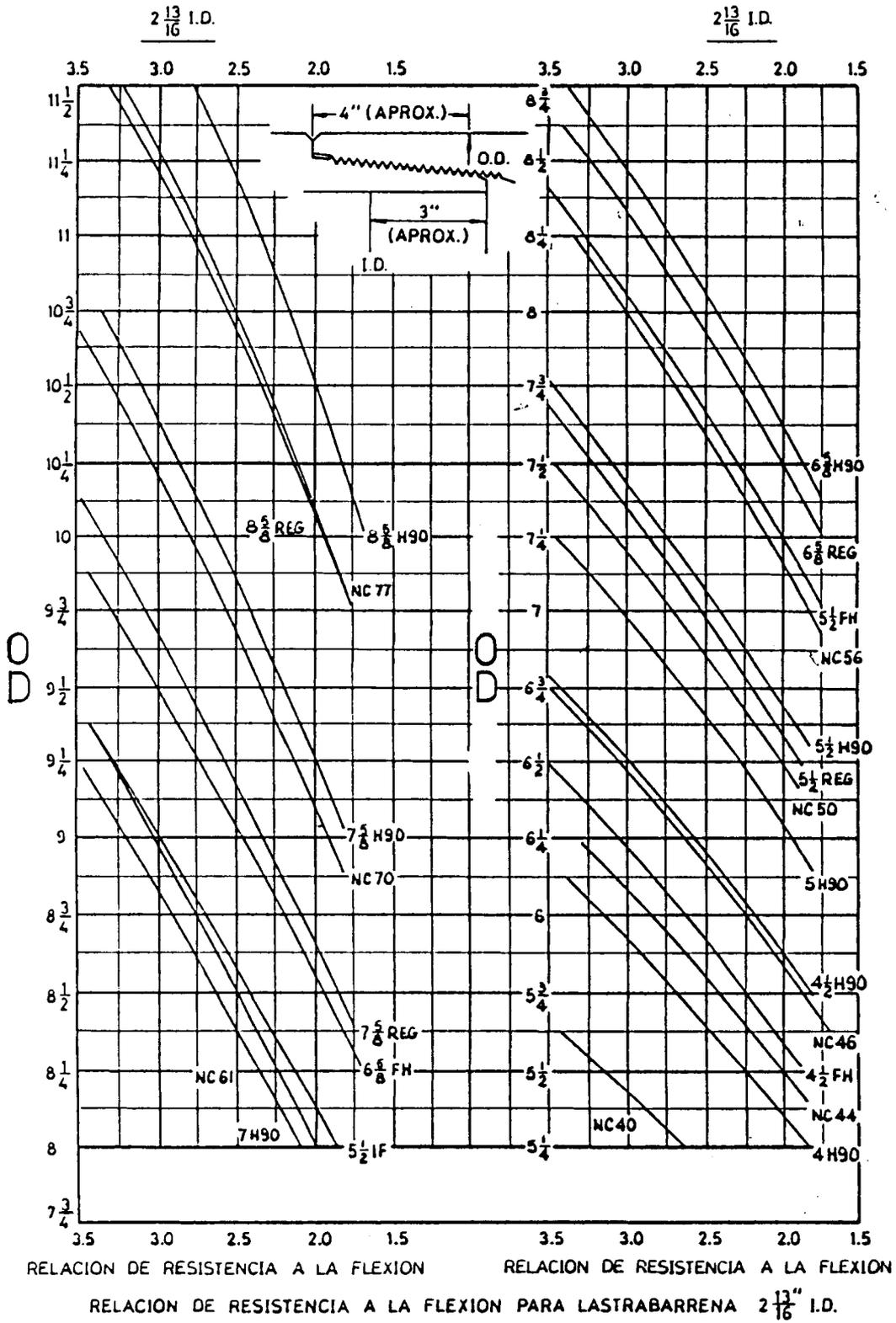


FIG. N° 31

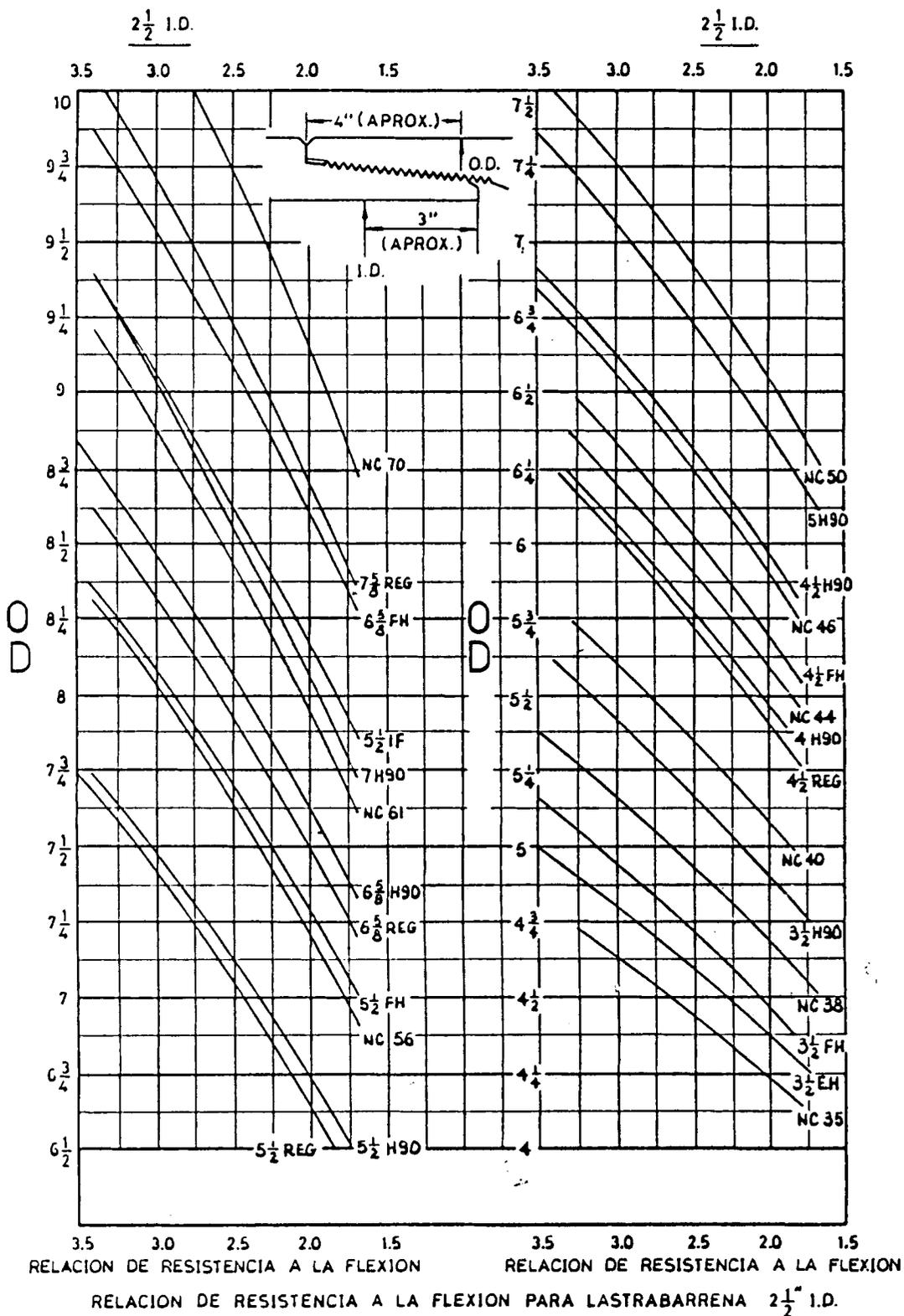


FIG. N° 32

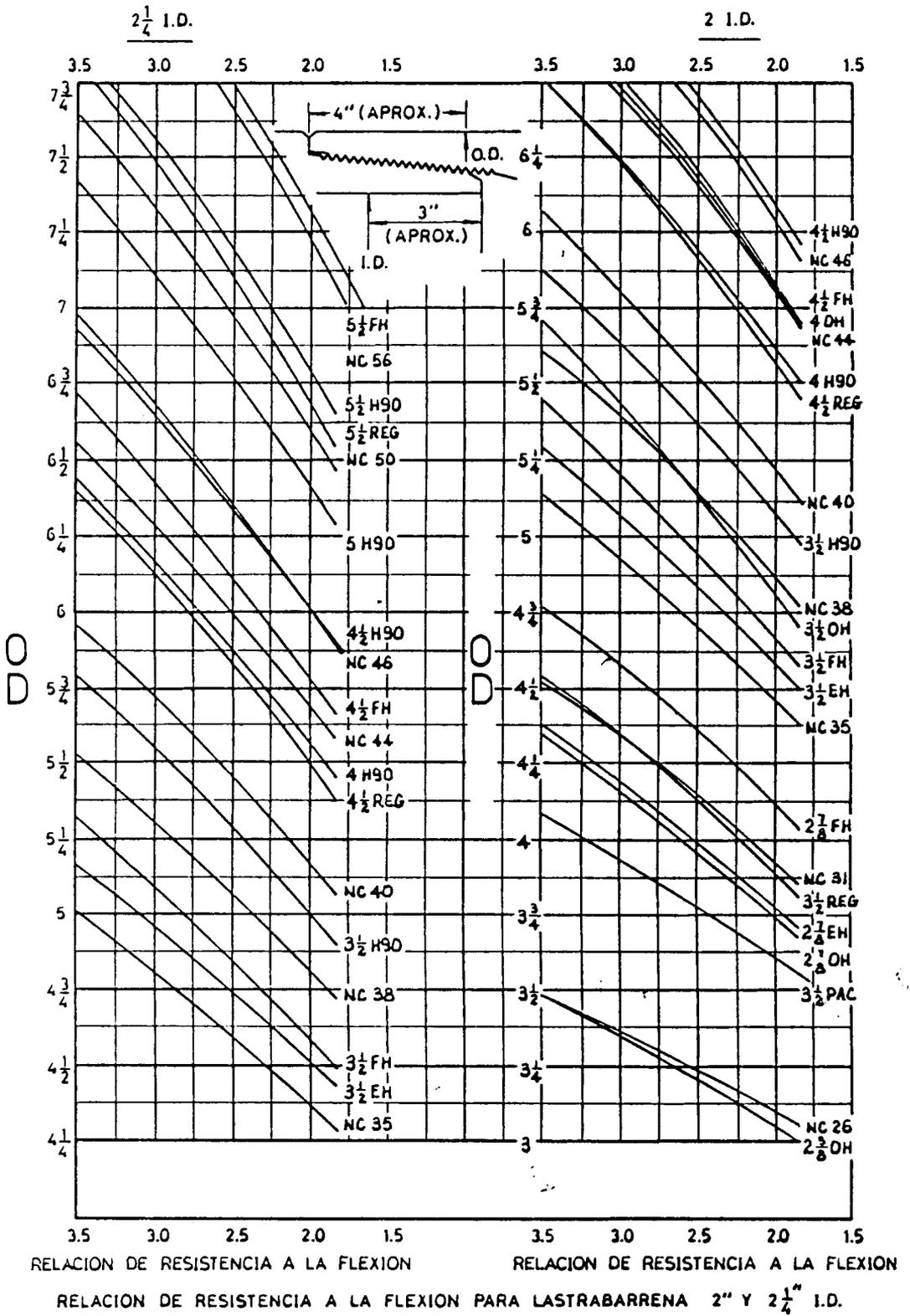


FIG. Nº 33

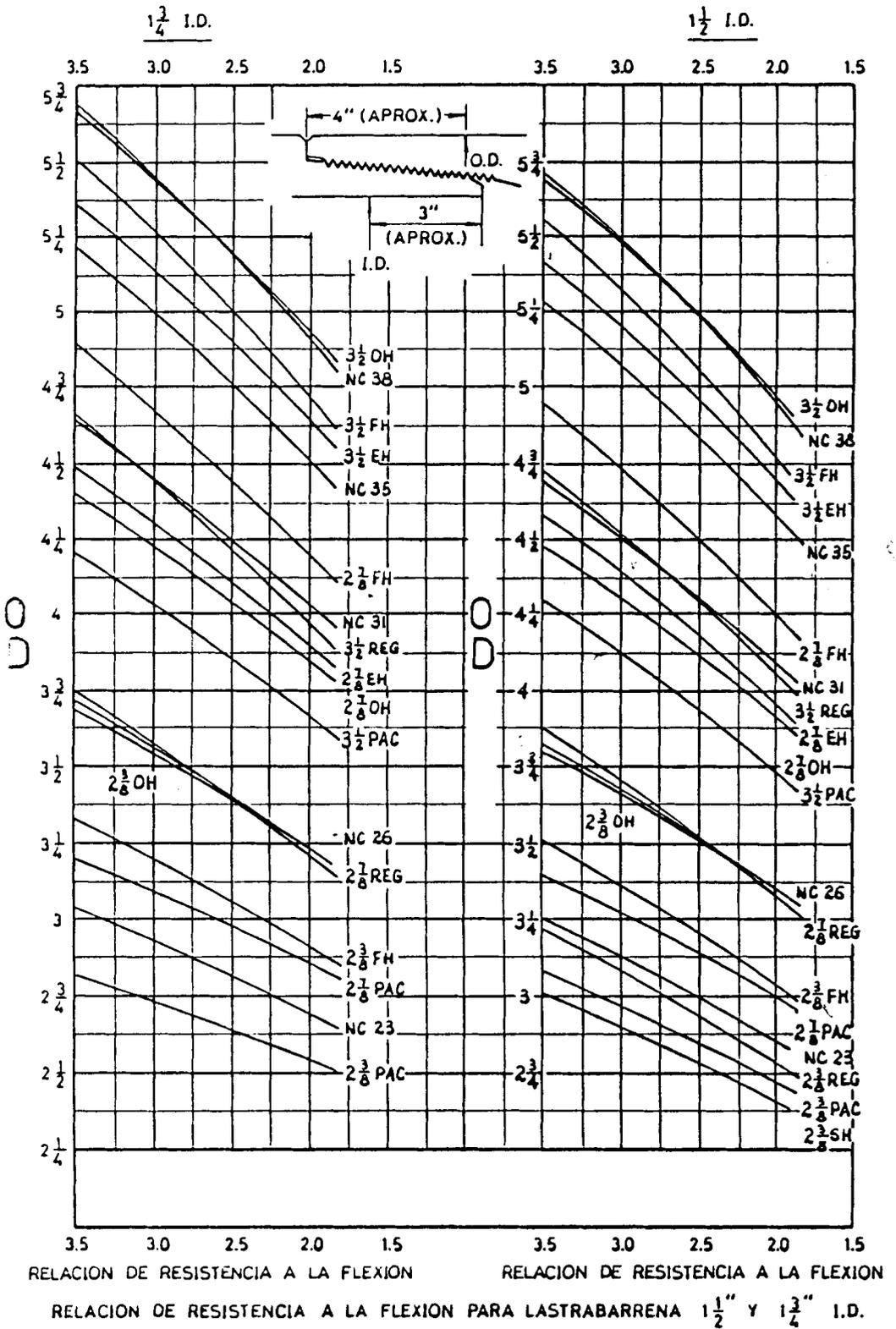


FIG. Nº 34

d.- Según el tipo de conexión analizada, entramos a la curva, y con el diámetro externo ubicamos un punto el que proyectado a la abcisa, nos da el valor de la RRF.

Cabe anotar que una inspección estandar no incluye un reporte de la RRF, pero si el responsable de las operaciones lo requiere o el inspector lo cree necesario (como en el caso de severo desgaste de las cajas) puede ser de gran ayuda para prevenir problemas ulteriores.

3.3.3 En tubería de revestimiento.

Se recomiendan los siguientes métodos de inspección:

- a) Inspección visual de la rectitud del tubo.
- b) Calibración interna.
- c) Inspección visual de roscas.
- d) Inspección con particulas magnéticas en el cuerpo del tubo.
- e) Inspección de espesores de pared con ultrasonido.

3.3.4 En tubería de producción.

En tubería de producción nueva se requieren los mismos métodos que en la de revestimiento.

En tubería de producción usada, se recomienda practicar lo siguiente:

- a) Inspección visual de la rectitud del cuerpo del tubo.
- b) Calibración interna.
- c) Inspección electromagnética.
- d) Determinación del espesor de pared con ultrasonido de acuerdo al registro de la inspección electromagnética.
- e) Inspección visual de las roscas.

3.3.5 Reporte de Inspección de campo: objetivo, descripción y ejemplos.

El objetivo de un reporte de inspección de tubulares, es esencialmente documentar el tipo, cantidad y características de la tubería inspeccionada y los resultados del trabajo.

Para el usuario del reporte, deben quedar claros cuatro estados de la tubería:

1. Tubería en buenas condiciones de servicio.
-

2. Tubería en condiciones limitadas de servicio.
3. Tubería en malas condiciones pero que puede ser reparada.
4. Tubería en malas condiciones sin posibilidades de reparación.

Además, un reporte de campo puede ofrecer información sobre los métodos de inspección empleados y de las condiciones de trabajo.

Como ejemplos tenemos los apéndices B, C, D, y E donde se muestran reportes reales de inspección efectuada a tuberías de revestimiento, de producción usada, de perforación y de ensamblaje de fondo respectivamente.

3.4 IMPERFECCIONES Y DEFECTOS.

Para efectos de inspección, una imperfección se define como: "una discontinuidad o irregularidad detectada en el producto que se inspecciona".

Un defecto es una imperfección de suficiente magnitud para provocar el rechazo del producto, basado en las normas establecidas por la API, las que especifican que para tubería de revestimiento y producción cualquier imperfección que tenga una profundidad mayor al 12,5% del espesor de pared nominal, debe

considerarse defecto.

Para tubería de perforación, la norma establece que imperfecciones con más del 20% de profundidad, limitan el servicio del tubo a condiciones de clase 2. Si la imperfección es mayor al 30% del espesor nominal, las limitaciones del servicio serán las establecidas para clase 3. Defectos de mayor gravedad, clasifican al tubo como no apto para el servicio.

Aunque las normas arriba descritas, recomendadas por API, son las de uso generalmente aceptado, no excluyen a aquellas que una compañía pueda implementar de acuerdo a sus concepciones y necesidades operacionales.

CAPITULO IV

4.1 FACTORES QUE AFECTAN LOS COSTOS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACION.

Un pozo de petróleo se perfora para obtener hidrocarburos en forma rentable. Por lo tanto el mejor pozo es el que alcanza su objetivo a menor costo.

Aunque existen varios criterios, se acepta generalmente que el menor costo en perforación se alcanza a mayor tasa de penetración. Factores tales como tipo de broca, peso sobre la broca, velocidad de mesa rotatoria, diseño hidráulico e ingeniería de lodos, afectan la tasa de penetración. En este trabajo analizamos la incidencia de la tasa de perforación en el costo de un pozo.

Ya que la profundidad (y por lo tanto el costo total) varía de un pozo a otro se debe evaluar el costo por pie perforado, para poder hacer una comparación de eficiencia entre pozos de una misma área o campo.

La ecuación 4.1 nos describe los elementos que afectan el costo por pie perforado, por broca corrida:

$$C_t = \frac{C_b + C_r(tv+T)}{F} \quad (4.1)$$

Donde:

C_t = Costo por pie perforado por broca corrida (dólares/pie).

C_b = Costo de la broca (dólares)

C_r = Costo del taladro (dólares/hora)

tv = Tiempo de viaje redondo (horas)

T = Tiempo perforado (horas)

F = Profundidad perforada (pies).

Analizando la ecuación 4.1 resulta evidente que el costo de perforación aumenta de forma directamente proporcional al tiempo de viaje tv (Fig 35), parámetro que es afectado sensiblemente por la condición de la sarta de perforación.

Otro factor que encarece la operación es el ocasionado por los trabajos de recuperación de tubería que se ha quedado en el hueco, debido al desprendimiento de la sarta y cuyo origen bien puede ser el mal estado de la misma.

4.1.1 Problemas en la sarta de perforación y causas.

Hay básicamente dos tipos de problemas por los

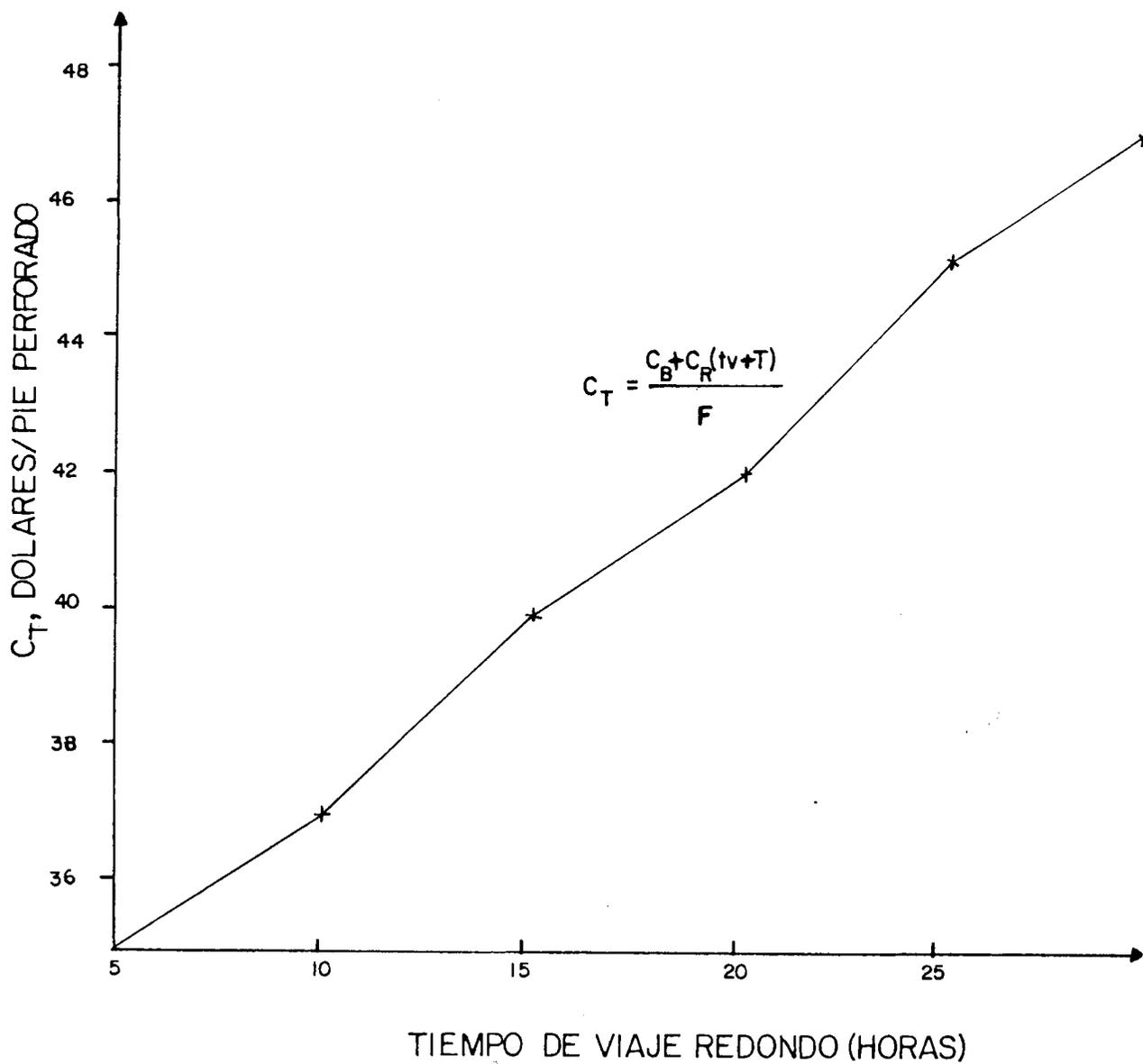


Fig. 35 COSTO DE PERFORACION VS. TIEMPO DE VIAJE

cuales la sarta afecta a las operaciones de perforación: La Fuga y el Desprendimiento.

-Fuga: Es el escape de lodo de perforación desde el interior de la sarta hacia el espacio anular.

Las causas que generalmente producen fuga son:

- Picaduras por corrosión, (Fig 36)
- Excesivo desgaste de la superficie externa y/o interna del tubo, (Fig 37)
- Fracturas, que en la tubería de perforación generalmente se presentan en el área donde agarran las cuñas. En el ensamblaje de fondo la mayoría de las fracturas se producen en las roscas.
- Rosca defectuosa por excesivo desgaste o por fallas de construcción.

Un peligro inherente a la presencia de fugas es la disminución de la presión de salida del lodo por las toberas de la broca, lo que impide una apropiada limpieza del pozo con la posibilidad de que al viajar, el material cortado y acumulado en el fondo ocasione el pegamiento de la sarta. (Fig 38 y 39).

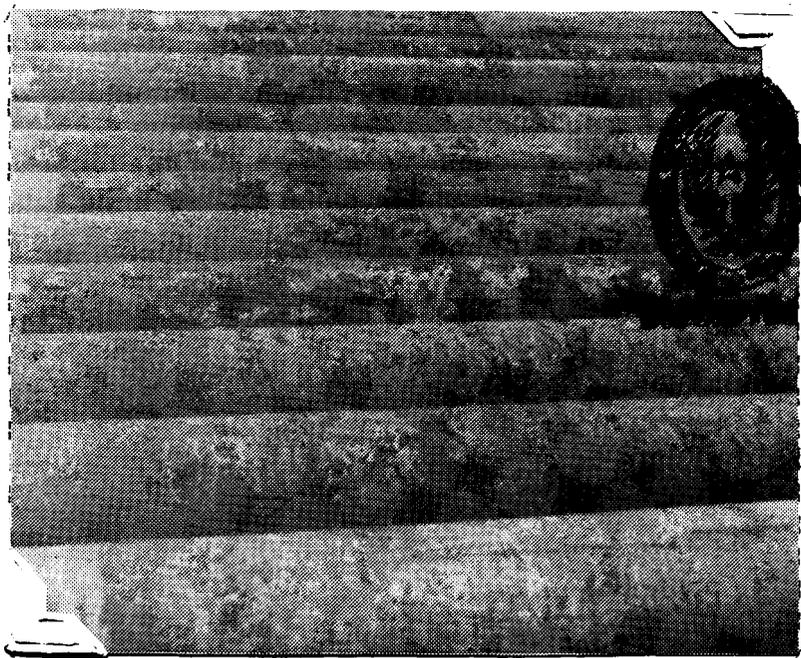


FIG. 36

TUBERIA CON CORROSION

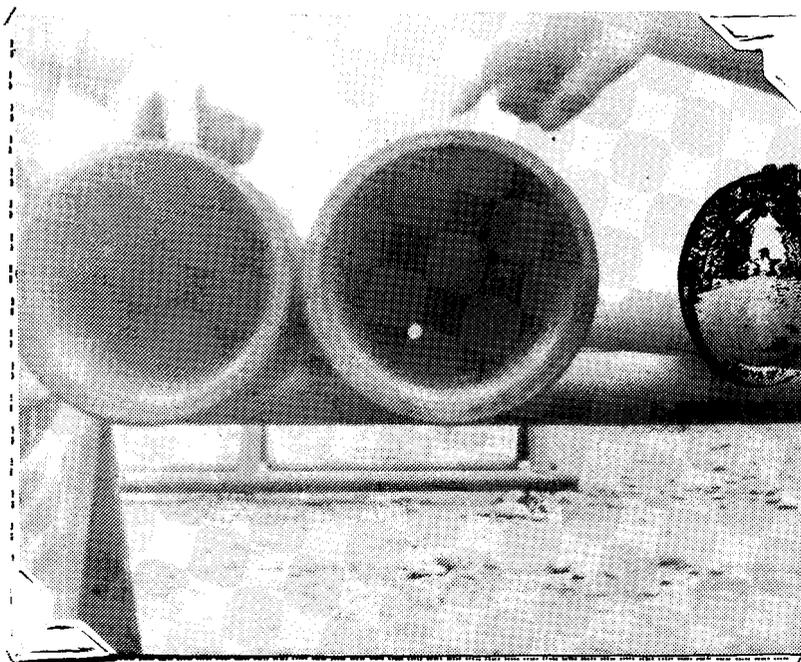


FIG. 37

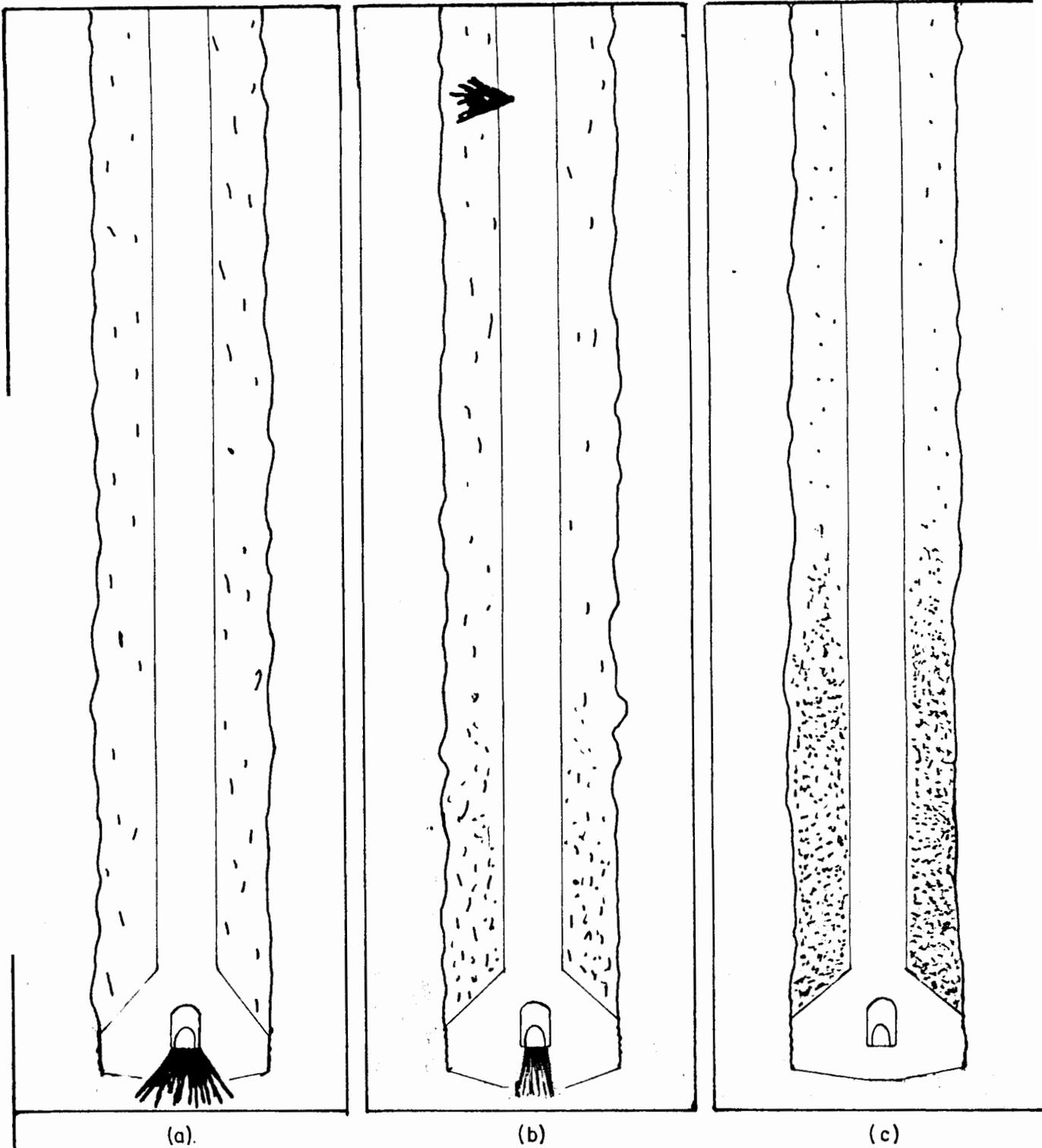
DESGASTE EXCENTRICO DE LAS JUNTAS



FIG. 38

UNA ROSCA DEFECTUOSA PRODUJO FUGA





(a).

UN BUEN DISEÑO HIDRAULICO LIMPIANDO ADECUADAMENTE EL POZO

(b)

UNA FUGA EN LA SARTA DISMINUYE LA PRESION EN LAS TOBERAS PROPICIANDO ACUMULACION DE MATERIAL EN EL FONDO.

(c)

LA SARTA HA QUEDADO ATRAPADA EN EL FONDO DEL POZO.

Fig.39 ESQUEMA SECUENCIAL DEL PEGAMIENTO DE UNA SARTA POR FUGA

-Desprendimiento: Es la repentina separación de una sección de la sarta de perforación en un pozo. A la parte desprendida se la llama "pescado" y a las operaciones conducentes a sacarla se las conoce como "pesca".

Una de las causas más comunes que provocan desprendimiento de tubería es el exceso de torque aplicado en el enrosque. Se estima que el 80% o más de las fallas en el ensamblaje de fondo se deben a este hecho.

Otra causa común es la no detección a tiempo de una fuga, la que se desarrolla deteriorando la tubería y provocando su desprendimiento.

4.1.2 Práctica recomendada para uso y mantenimiento de la sarta de perforación.

Los problemas arriba mencionados pueden ser disminuidos sensiblemente o eliminados con una adecuada práctica de control de calidad y mantenimiento de la tubería, la misma que incluye los siguientes aspectos:

a.- Inspección electromagnética de la tubería de perforación por lo menos cada 50.000' perforados tierra adentro, y cada 25.000' en

perforaciones costa afuera.

- b.- Aplicaciones del torque recomendado para las diversas conexiones según las normas API.
- c.- Uso de una apropiada grasa lubricante para prevenir desgastes prematuros y ludimiento (Fig 40).
- d.- Inspección de las conexiones del ensamblaje de fondo, por lo menos después de perforar cada pozo, o cuando se haya estado tensionando la sarta por problemas de pegamiento. También se recomienda una evaluación del desgaste externo e interno de la tubería que permita estimar un valor de la relación de resistencia a la flexión.

Cuando la tubería está en bodega, es recomendable protegerla químicamente contra la corrosión, tanto la superficie interna como externa, para lo cual el mercado ofrece productos especialmente diseñados.

4.1.3 Costos involucrados.

Estimaremos costos de las operaciones mínimas involucradas en los problemas por fallas originadas en la sarta de perforación.



FIG. 42

ELF-300 CON FILMS TORNADOS POR EQUIVOCOS

En caso de fuga, el incremento de costos vendría dado por:

- a.- Tiempo de taladro ocupado en viaje para cambiar el tubo averiado. Aproximadamente es de U.S.\$350/hora.
- b.- Tiempo de circulación para limpiar el hueco debido a ripios acumulados. Valor aproximado U.S.\$350/hora.
- c.- El costo del tubo si la fuga es en el cuerpo. U.S.\$500/tubo. O el costo de las roscas (sin contar transporte) si la fuga se presentó a la altura de la conexión entre dos tubos:U.S.\$150 cada una.

No se incluyen los costos derivados del atraso en las operaciones tales como tiempo de espera del equipo y personal necesario para correr la tubería de revestimiento o registro de pozo, que podrían estar aguardando la reanudación de los trabajos.

En cuanto a los problemas que incluyen operaciones de pesca, la situación es más grave y una aproximación a los costos de estas operaciones sería ociosa ya que las mismas son esencialmente aleatorias y dependen de cada

situación concreta.

Un trabajo de pesca puede durar varios días y aún así no tener éxito, por lo cual al costo del taladro (aproximadamente U.S.\$8.000/día), debe sumarse: la posibilidad de perder la herramienta en el pozo, el taponamiento con cemento, los trabajos de desviación del pozo y la reperforación de la longitud taponada, entre otros. Además, el lucro cesante por el retraso en poner el pozo en producción y el retraso general de las operaciones en el área, hacen de la pesca uno de los trabajos potencialmente más costosos y cualquier gasto que nos ayude a evitarla, siempre valdrá la pena.

4.2 FACTORES QUE AFECTAN LOS COSTOS EN OPERACIONES QUE INVOLUCRAN TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

La tubería de revestimiento es parte fundamental de la materia prima de ese bien de capital llamado pozo petrolero, y como en todo proceso productivo, el control de calidad de sus componentes determina la bondad del producto final, dada en este caso por la capacidad del pozo de producir eficientemente hidrocarburos.

4.2.1 Transporte y almacenamiento.

En general la relación del diámetro al espesor de pared (OD/t) de un tubo de revestimiento es mayor que la misma relación en un tubo de perforación o un lastrabarrena, lo que quiere decir que el casing se deforma más fácilmente cuando se le aplican esfuerzos normales a su eje longitudinal. En otras palabras, un tubo de revestimiento se deforma con mayor facilidad que un tubo de perforación o un lastrabarrena.

Un gran porcentaje (que puede llegar al 40% o más) de los daños de tubería de revestimiento se deben a deficientes operaciones durante el transporte y manipulación de la misma. Los daños más comunes son las deformaciones en los pines (Fig 41), seguidos en frecuencia por las deformaciones en las cajas y en el cuerpo del tubo (Fig 42) (lo que reduce su diámetro interno) y por torceduras, siendo estas (últimas más frecuentes en diámetros menores a 5 1/2").

Respecto del almacenamiento, debe preverse el ataque de la corrosión cuando la tubería va a estar en bodega por tiempos mayores a un año. En este caso hay que recubrirla con productos químicos apropiados.

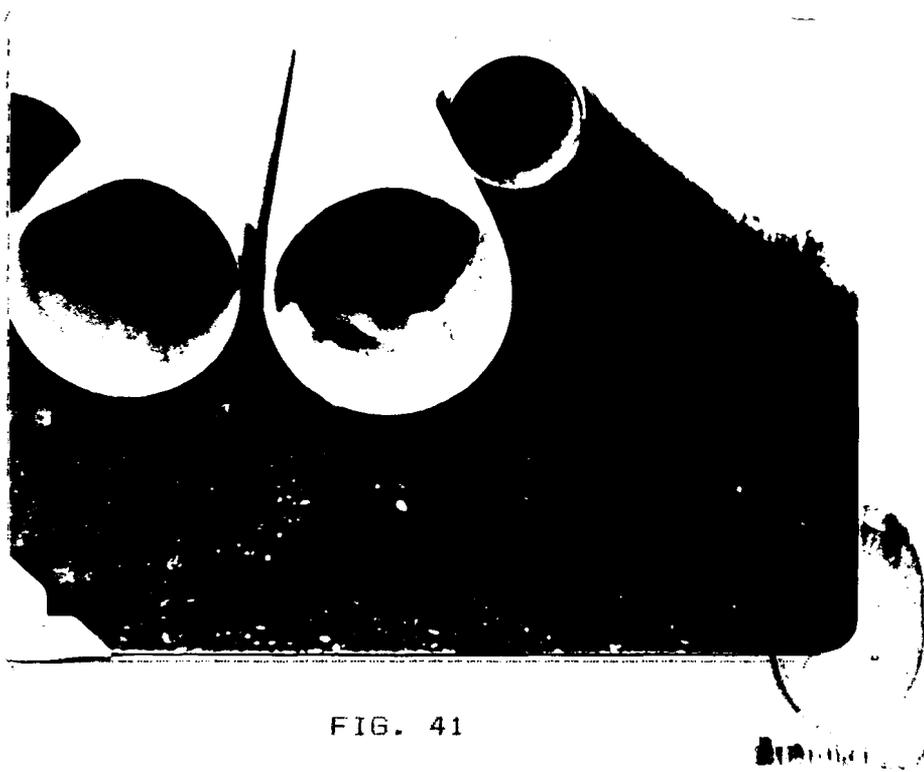


FIG. 41

FINES SUMIDOS



a) Cuerpo sumido



b) Cuerpo sumido y marcas

FIG. 42

TUBERIA CON DEFECTOS EN EL CUERPO

Toda una existencia de tubería puede quedar inservible en el mediano plazo si las condiciones ambientales son severas, con la consiguiente pérdida de la inversión. (Fig 43 y 44).

4.2.2 En la corrida.

Los costos en la corrida dependen básicamente del tiempo de duración de la operación. Una tubería en buenas condiciones evita las pérdidas de tiempo y en consecuencia de dinero, por lo que la integridad de la misma debe estar garantizada, ya que un pozo revestido con tubería que tenga defectos tales como diámetro interno reducido, escaso espesor de pared, torceduras, picaduras por corrosión o fracturas, puede dar innumerables problemas que en ocasiones resultan hasta en la pérdida del pozo.

4.2.3 Costos involucrados.

En lo que respecta a los daños causados por transporte y manipulación, los costos vienen dados por:

- a.- El costo de reparación de las conexiones, que según su tipo, diámetro, y grado del

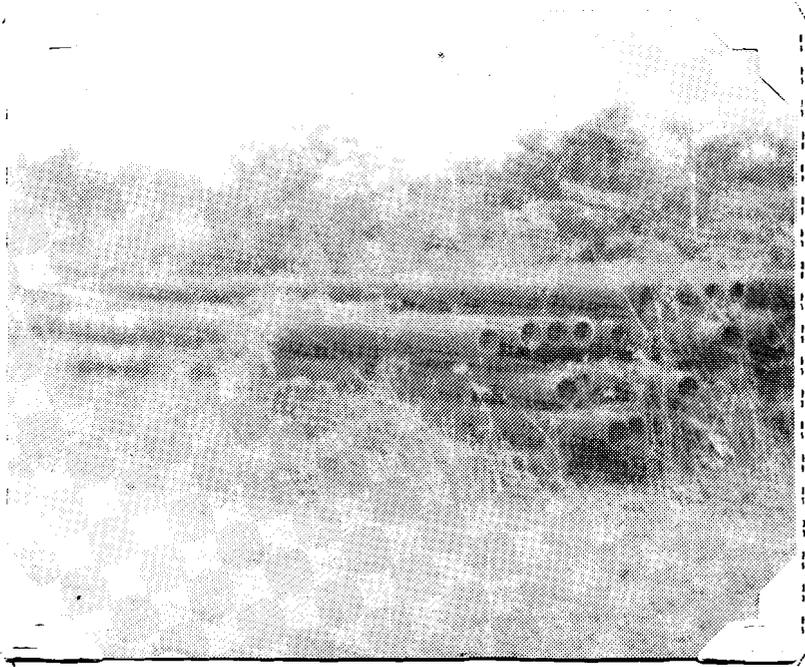


FIG. 43

MALA PRACTICA DE BODEGAJE DE TUBERIA



FIG. 44

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON CORROSION

tubo pueden variar entre U.S.\$45 y U.S.\$120 c/u, sin tomar en cuenta el transporte a , y desde , los talleres.

b.- El costo de la tubería que no pueda repararse, como por ejemplo la que tenga diámetro interno reducido, el mismo que puede variar entre U.S.\$5/pie y U.S.\$25/pie o más, según su diámetro, peso y grado.

Por otro lado, la tubería almacenada y que ha sido atacada severamente por la corrosión, puede llegar a perderse totalmente si no se realiza un programa de selección del material recuperable y se lo almacena conforme a las recomendaciones anteriormente mencionadas.

4.3 COSTOS Y PROBLEMAS EN TUBERIA DE PRODUCCION.

Se estima que las pérdidas por los días no producidos debido a daños de corrosión y escala en pozos del Consorcio CEPE TEXACO entre 1983 y abril de 1989 fueron de 1'350.000 Bbl, lo que a un precio promedio de U.S.\$14/Bbl, alcanza la cifra de U.S.\$18'900.000.

Asimismo, los gastos de reacondicionamiento en el mismo período fueron de U.S.\$13'450.000, cantidades que reflejan la importancia económica de estas

operaciones.

Los costos relacionados con la tubería de producción, dependen básicamente de la severidad con la que los fluidos que ella conduce (desde o hacia el pozo) la destruyen, y de la práctica de reciclaje de la misma.

4.3.1 Factores que destruyen la tubería.

Un pozo fluyente somete a la tubería de producción a diversos tipos de interacciones con los fluidos del yacimiento. También, los trabajos de estimulación efectuados usando tubería de producción pueden generar problemas de corrosión originados principalmente por:

- a.- Propiedades químicas y volumen del agua de formación.
- b.- Contenido de CO₂ en gas de inyección o producción.
- c.- Abrasión por partículas sólidas y líquidas.
- d.- Ataque de bacterias.
- e.- Material de la tubería no homogéneo, lo que ocasiona diferencias de potencial en el tubo, propiciando la corrosión.

La solución total de estos problemas es muy difícil. La práctica obliga a los ingenieros de producción a cambiar la tubería cada cierto tiempo, según el área, y la intensidad de los factores arriba anotados.

4.3.2 El reciclaje como forma de bajar costos de producción.

En un pozo fluyente, la severidad y velocidad de deterioro de la tubería puede variar con la profundidad, de acuerdo a las propiedades de los fluidos de las distintas formaciones productivas.

Esto quiere decir, que si bien es cierto que alguna cantidad de tubería debe inspeccionarse y cambiarse de ser necesario, otra parte de la completación podrá restituirse al servicio, ya sea en el pozo original o en otro, según los requerimientos globales de la producción.

El objetivo del reciclaje es ahorrar dinero prolongando la vida útil de la tubería. Para ello debe garantizarse que el material recuperado esté efectivamente en condiciones de trabajar, para lo cual es necesario:

- a.- Hacer un seguimiento de la velocidad de deterioro en el área, a fin de estimar el tiempo aproximado de servicio.
- b.- Realizar la inspección de tubería usada de acuerdo al programa recomendado en el numeral 3.3.4 de esta tesis.
- c.- Efectuar las reparaciones que la inspección determine, la que entre otras pueden ser:
 - Confección de roscas nuevas.
 - Cambio de acoples.
 - Enderazada.
 - Limpieza interna.

4.3.3 Análisis de costos de inspección VS. ahorro de tubería nueva.

La práctica del reciclaje de tubería usada impone la necesidad de determinar si obtenemos beneficios con esta operación y cuantificarlos.

Para una mejor comprensión del tema a continuación se efectúa el análisis de un caso real:

Se requirió realizar la recuperación de tubería usada sobre un lote de 301 tubos de las

siguientes características: 2 7/8" O.D.; grado N-80; peso 6,5 lb/pie; rosca 8Rd; rango II. Los trabajos realizados con este propósito fueron:

- Inspección electromagnética.
- Calibración interna.
- Inspección visual de las roscas.
- Enderezada de los tubos que resultaron torcidos.

El costo de estos trabajos fue de U.S.\$3.620. El costo de una tubería nueva de iguales características es U.S.\$1,80/pie.

Los resultados de la inspección fueron:

- a) 172 tubos en condiciones de servicio.
- b) 67 tubos buenos con coples malos.
- c) 28 tubos buenos con pines malos.
- d) 6 tubos buenos con coples y pines malos
- e) 5 tubos malos por calibre interno.
- f) 23 tubos malos por fracturas y picaduras detectadas en la inspección electromagnética.

Los resultados expuestos en b), c), y d) corresponden a daños que pueden ser reparados y no entrarán en nuestro análisis.

Los resultados mostrados en e) y f) corresponden

a tubería rechazada.

El costo de la inspección de 100 tubos será:

$$\frac{3.620 \times 100}{301} = 1.202,6 = \text{U.S.} \$1.200$$

(Punto "a" en figura 45).

Cada tubo nuevo vale: 32pies/tubo x
U.S. \$1,80/pie = U.S. \$57.6/tubo.

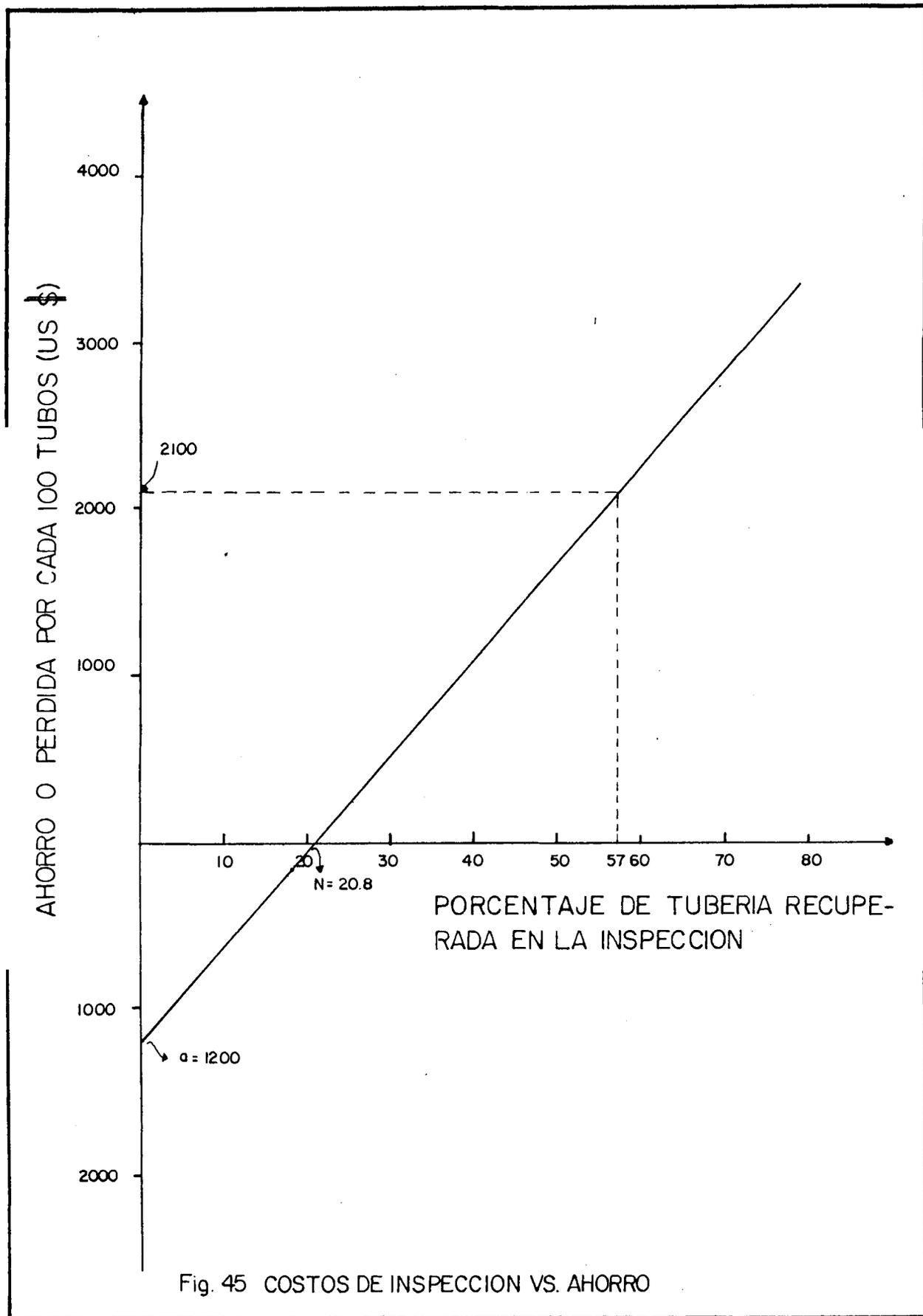
Para que la recuperación sea económicamente beneficiosa necesitamos recuperar por lo menos una cantidad N de tubos tal que cubra los costos de la inspección.

$$N = \frac{\text{Costo de inspección de 100 tubos}}{\text{Costo de un tubo nuevo.}}$$

$$N = 1.200/57,6 = 20,8\%$$

Esto nos indica que necesitamos recuperar por lo menos el 20,8% de la tubería inspeccionada (63 tubos) para cubrir los costos de inspección.

En este caso se han recuperado 172 tubos que corresponden al 57% del total, lo que es extrapolado en la figura 45, resultando el

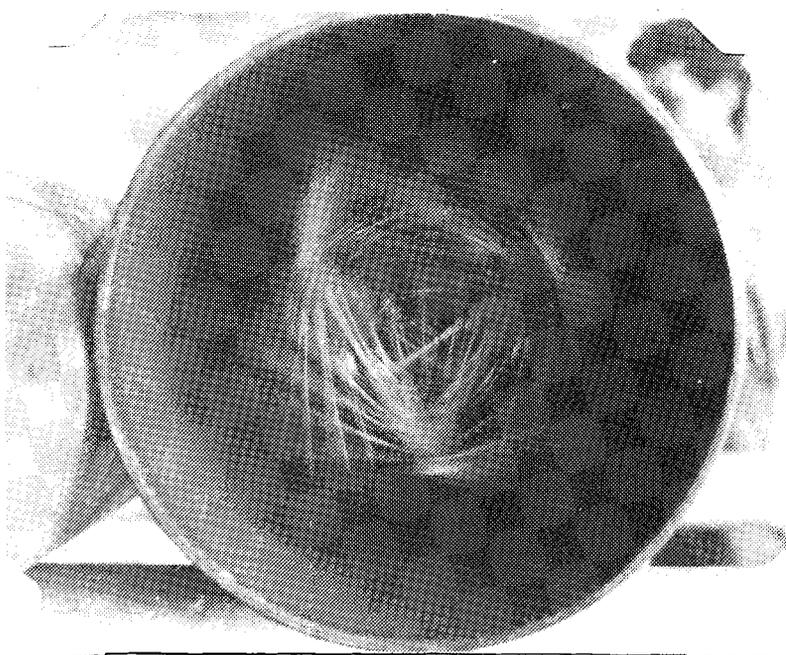


ahorro de U.S.\$2.000 por cada 100 tubos inspeccionados, de donde:

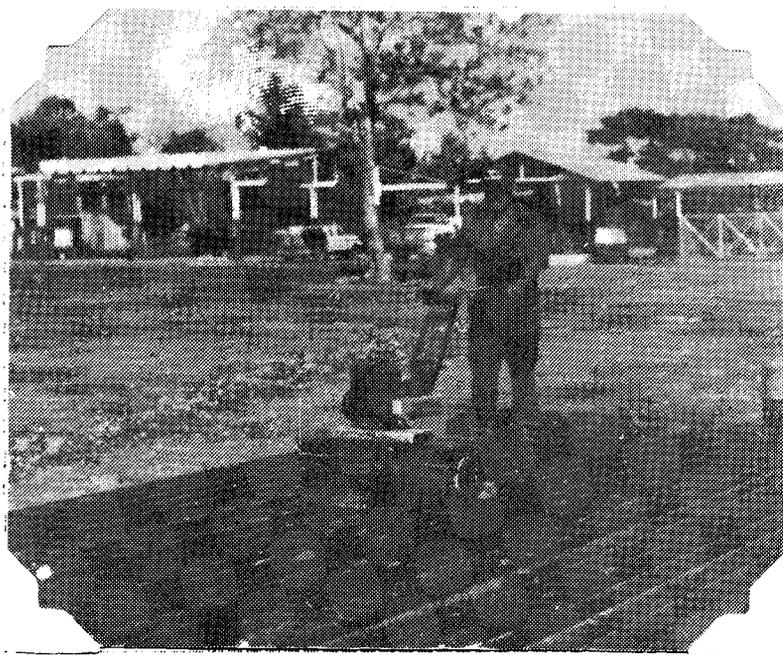
$$\text{Ahorro total} = (\text{U.S.}\$2.100 / 100 \text{ tubos}) (301 \text{ tubos})$$

$$\text{Ahorro total} = \text{U.S.}\$6.320$$

Este beneficio podría aumentar procediendo a la reparación de la tubería mostrada en los literales b), c) y d) de los resultados de la inspección.



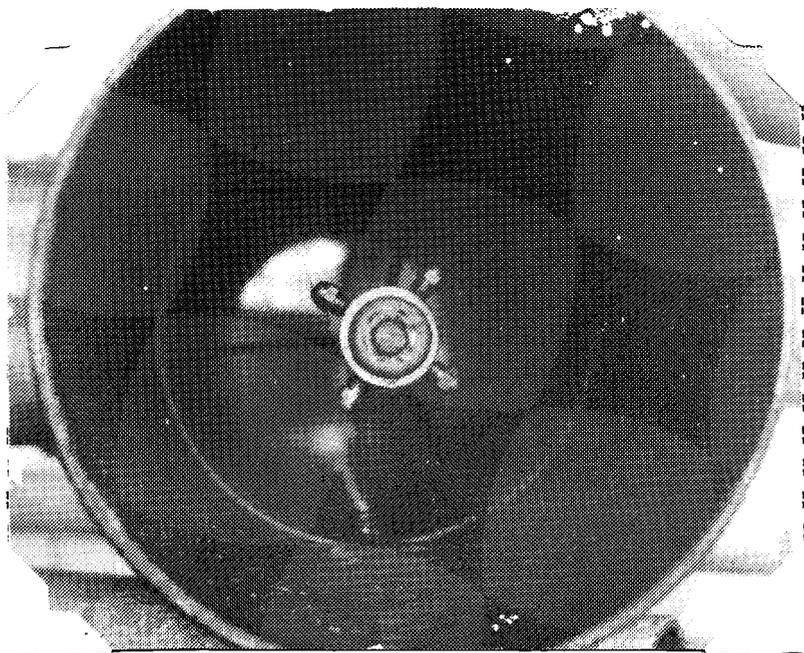
a) Limpieza Interna



b) Limpieza Externa

FIG. 46

DANDO MANTENIMIENTO A LA TUBERIA



c) Protección Química Interna



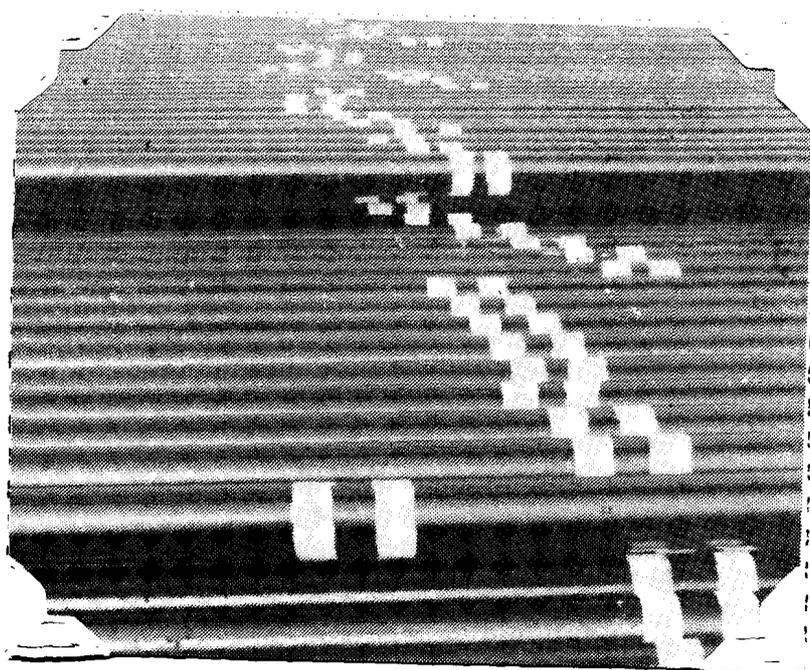
d) Protección Química Externa

FIG 46

DANDO MANTENIMIENTO A LA TUBERIA



BIBLIOTECA



e) Tubería protegida en stock

FIG. 46

DANDO MANTENIMIENTO A LA TUBERÍA

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Dependiendo de las necesidades operativas, se puede emplear tubería usada, siempre y cuando haya sido inspeccionada y clasificada de acuerdo a los parámetros estandar u otros especificados por los responsables de la tubería.
2. Las limitaciones que la condición de la tubería impone al diseño de una sarta de perforación, son relativas a la resistencia a la tracción y al colapso de la misma, sin descuidar limitaciones propias de la operación como: formaciones muy abrasivas, tendencia a la desviación del pozo y a la formación de "patas de perro".
3. Los costos de operación, tanto en perforación como en revestimiento y producción, pueden optimizarse con acertada práctica de inspección.
4. Existe una relación de correspondencia entre la condición de la tubería y la eficiencia en las operaciones en que ésta es utilizada.

5. Es necesario que los responsables de las operaciones conozcan los diferentes métodos de inspección para cada tipo de tubería, sus alcances y limitaciones.
6. Es importante elaborar programas de inspección para cada tipo de tubería. Los programas señalados en esta tesis son los recomendados en nuestro medio, aunque pueden hacerse variaciones según las necesidades concretas, como por ejemplo escoger la inspección: con partículas magnéticas, técnica seca o fluorescente para ver con luz negra; o la metodología para una inspección de espesor de pared con ultrasonido.
7. Cada compañía operadora o perforadora debe determinar y evaluar los factores que afectan a la tubería, según el área y el tipo de operaciones a que esta es sometida.
8. Hay que elaborar programas de conservación de las existencias de tubería en bodega, como forma de proteger la inversión. Asimismo deben desarrollarse programas de recuperación de tubería en mal estado, mediante la inspección y reparación del material que aún pueda prestar servicios. (ver Figuras 46 a, b, c, d, e).

A P E N D I C E S

APPENDIX A

NEW DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA

| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------|--|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| Size OD in. | Nom. Weight Thds & Couplings lb. | Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi. | | | | Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi. | | | | | |
| | | E | 95 | 105 | 135 | E | 95 | 105 | 135 | | |
| | | 2½ | 4.85 6.65 | 11040 15600 | 13980 19760 | 15460 21840 | 19070 26060 | 10560 15470 | 13300 19600 | 14700 21660 | 18900 27660 |
| 2½ | 6.85 10.40 | 10470 16610 | 12830 20010 | 14010 23110 | 17060 28720 | 9910 18530 | 12550 20930 | 13870 23140 | 17630 29750 | | |
| 3½ | 9.50 13.30 15.50 | 10040 14110 18770 | 12060 17860 21260 | 13060 19760 23480 | 15780 25400 30190 | 9520 13800 18840 | 12070 17480 21330 | 13340 19320 23570 | 17160 24840 30310 | | |
| 4 | 11.85 14.00 18.70 | 8410 11350 12900 | 9960 14380 16340 | 10700 15900 18060 | 12650 20170 23210 | 8000 10830 12470 | 10890 13720 15790 | 12040 15160 17460 | 15480 19460 22440 | | |
| 4½ | 13.75 16.60 20.00 | 7200 10390 12960 | 8400 12760 16420 | 8950 13620 18160 | 10310 16800 23330 | 7900 9800 12540 | 10010 12450 15890 | 11070 13760 17640 | 14230 17690 22580 | | |
| 5 | 11.85 14.00 25.60 | 6970 10000 13500 | 8090 12010 17100 | 8610 12940 18900 | 9960 15760 24300 | 7770 9500 13120 | 9840 12340 16820 | 10880 13300 16380 | 13990 17110 22620 | | |
| 5½ | 11.85 21.90 24.70 | 6070 8440 10460 | 6930 10000 12020 | 7300 10740 14000 | 8120 12710 17050 | 7250 8610 9900 | 9190 10910 12540 | 10160 12060 13840 | 13060 15510 17830 | | |
| 6½ | 25.20 | 4810 | 5310 | 5400 | 6040 | 6540 | 8280 | 9160 | 11770 | | |

USED DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA API PREMIUM CLASS

| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------|--|--|------------------------|------------------------|-------------------------|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| OD Size in. | Nominal Weight Thds. & Couplings lb/ft | Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi. | | | | Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi. | | | | | |
| | | E | 95 | 105 | 135 | E | 95 | 105 | 135 | | |
| | | 2½ | 4.85 6.65 | 8550 13380 | 10150 16960 | 10900 18730 | 12920 24080 | 9600 14150 | 12160 17920 | 13440 19810 | 17280 25470 |
| 2½ | 8.85 10.40 | 7870 14220 | 9000 18020 | 9620 19910 | 11210 25600 | 9060 16110 | 11470 19140 | 12680 21160 | 16300 27200 | | |
| 3½ | 9.50 13.30 15.50 | 7100 12020 14470 | 8270 15220 18330 | 8800 16820 20260 | 10120 21630 26050 | 8710 12620 15390 | 11030 15960 19600 | 12190 17660 21560 | 15680 22710 27710 | | |
| 4 | 11.85 14.00 15.70 | 6730 9040 10910 | 6490 10780 13820 | 6820 11510 15180 | 7470 13870 18830 | 7860 9900 11400 | 9960 12540 14440 | 11000 13800 16860 | 14150 17820 20520 | | |
| 4½ | 13.75 16.60 20.00 | 4710 7650 10980 | 5170 8850 13900 | 5340 9460 15340 | 5910 10990 18840 | 7200 8990 11470 | 9160 11380 14820 | 10120 12680 16060 | 13010 16180 20640 | | |
| 5 | 16.25 19.50 25.60 | 4510 7070 11400 | 4920 8230 14610 | 5060 8780 16940 | 5670 10050 20640 | 7100 8690 12800 | 9000 11000 15000 | 9950 12160 16800 | 12700 15640 21600 | | |
| 5½ | 19.20 21.90 24.70 | 3760 5760 7670 | 4140 6530 9000 | 4340 6800 9820 | 4720 7620 11200 | 6630 7800 9050 | 8400 9980 11470 | 9290 11030 12680 | 11940 14180 16300 | | |
| 6½ | 25.20 | 2830 | 3260 | 3360 | 3430 | 5980 | 7670 | 8370 | 10760 | | |

USED DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA API CLASS 2

| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------|---|--|------------------------|------------------------|------------------------|--|------------------------|------------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| Size OD in. | Nominal Weight Thds & Couplings lb/ft | Collapse Pressure Based On Minimum Values, psi. | | | | Internal Pressure At Minimum Yield Strength, psi. | | | | | |
| | | E | 95 | 105 | 135 | E | 95 | 105 | 135 | | |
| | | 2½ | 4.85 8.65 | 6020 11480 | 6870 14540 | 7240 16080 | 8030 20630 | 7800 11490 | 9080 14060 | 10920 16090 | 14040 20690 |
| 2½ | 8.85 10.40 | 5270 12250 | 5900 15520 | 6150 17160 | 6610 22060 | 7380 12280 | 8320 15550 | 10300 17180 | 13250 22100 | | |
| 3½ | 9.50 13.30 15.50 | 4790 10250 12480 | 5270 12420 15810 | 5450 13450 17460 | 6010 16310 22470 | 7080 10250 12510 | 8900 12990 15840 | 9910 14350 17510 | 12740 18450 22510 | | |
| 4 | 11.85 14.00 15.70 | 3620 6440 8560 | 4020 7410 10150 | 4210 7850 10910 | 4550 8840 12930 | 6390 8040 9280 | 8090 10190 11730 | 8940 11260 12970 | 11500 14480 16670 | | |
| 4½ | 13.75 16.60 20.00 | 2960 5170 8660 | 3290 5770 10280 | 3400 6010 11050 | 3480 6490 13120 | 5870 7300 8320 | 7440 9250 11000 | 8220 10220 13040 | 10510 13140 16770 | | |
| 5 | 18.25 19.50 25.60 | 2850 4760 9420 | 3150 5230 11270 | 3240 5410 12160 | 3300 5970 14580 | 5770 7060 8750 | 7310 8940 12390 | 8080 9880 13650 | 10390 12710 17550 | | |
| 5½ | 19.20 21.90 24.70 | 2440 3640 5260 | 2610 4040 5890 | 2650 4230 6140 | 2650 4580 6610 | 5390 6400 7360 | 6830 8110 9320 | 7540 8960 10300 | 9700 11520 13250 | | |
| 6½ | 25.20 | 1670 | 1900 | 1900 | 1900 | | | | | | |



APENDICE B

GENERAL PIPE SERVICE INC
 REPORTE DE INSPECCION DE CASING

INSPECCION REALIZADA:

- a.- Inspección visual de roscas
- b.- Calibración interna (Conejo A.P.I)
- c.- Inspección con partículas magnéticas
- d.- Chequeo espesor de pared (Ultrasonido)

Cia: PETROECUADOR
 Locación: GUARANO
 Por: C. SACOTE
 Fecha: 29-MARZO-90

RESULTADOS

| C A S I N G | | total de juntas | pin malo | caja mala | pin y caja malos | no drift | esoso de pared | corrosión | torcidos | | | |
|-------------|-------|-----------------|----------|-----------|------------------|----------|----------------|-----------|----------|------|-------|-------|
| tamaño | gradc | | | | | | | | | peso | rosca | rango |
| 10 3/4 | H-40 | 32.75 | 8 Rd | II | 786 * | 318 | 3 | 3 | 1 | 0 | 6 | 0 |
| 10 3/4 | J-55 | 40.50 | 8 Rd | II | 417 | 103 | 4 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 |
| 7 | N-80 | 23.00 | 8 Rd | II | 650 | 21 | 7 | 0 | 1 | 4 | 0 | 0 |
| 5 1/2 | J-55 | 15.50 | 8 Rd | II | 200 | 13 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 32 |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

Observaciones: * Se ordena de Trabajo N° 19069, referente a esta inspección, serial 287 ft existentes, S.B. 10.286 reportado.

APENDICE C

GENERAL PIPE SERVICE REPORTE DE TUBING

COMPañIA:

LOCALIZACION:

FECHA:

ORDEN DE TRABAJO:

G.P.S. W. O. No.

301 JUNTAS $2\frac{7}{8}$ O. D. Tubing $2\frac{1}{2}$ Grado $11-80$ Peso $650\frac{1}{2}$ Rosca $EEPR$

- Juntas limpiadas y lavadas por dentro
- Juntas inspección visual externa

282 Juntas limpieza, chequeo y engrase de roscas

296 Juntas conejeadas

86 Juntas enderezadas

- Coples malos sacados
- Pines limpiados y chequeados después de la remoción de Coples
- Coples buenos instalados
- Pines Nuevas
- Juntas probadas a presión
- Juntas protegidas Internamente
- Protegidas externamente

301 Juntas inspeccionadas electromagnéticamente (SONOSCOPE)

RESULTADOS

172 Juntas buenas

67 Juntas buenas con coples malos

28 Juntas buenas con pines malos

6 Juntas buenas con coples y pines malos

5 Juntas malas. No conejo

23 Juntas malas por Sonoscope

- Juntas malas por daños mecánicos

301 Juntas en Total

APPENDIX D



AMF TUBOSCOPE, INC.
P.O. Box 809, Houston, Texas 77001
Subsidiary of AMF INTERNATIONAL

REPORT PREPARED BY

SONOSCOPE® INSPECTION REPORT OF USED DRILL PIPE

DATE April 10/90

CUSTOMER INTAIRDRIL WORK ORDER NO. _____

WELL NAME AND/OR RIG NO. 226 LOCATION Chamanga 1

263 LENGTHS 5" O.D. RANGE II GRADE E WL. 1950 LB/FT.

WALL THICKNESS .362" 4 1/2 IF - 18° TOOL JOINTS COATED PIPE YES NO

REPAIR COSTS _____ TYPE OF INSPECTION SONOSCOPE STANDARD & TOOL JOINTS.

CLASSIFICATION

NOTE: THIS PIPE WAS INSPECTED TO CONFORM TO DIMENSIONS AND TOLERANCES AS INDICATED

FIELD RIG
 CUSTOMER

SUMMARY OF RESULTS

THE RESULTS OF PIPE INSPECTION REPORTED BY THE COMPANY TO THE CUSTOMER REPRESENT GOOD FAITH OPERATIONS ONLY AND ARE NOT TO BE CONSIDERED WARRANTIES OR GUARANTEES OF QUALITY, CLASSIFICATION OR USABILITY OF PIPE INSPECTED.

236 LENGTHS PREMIUM CLASS PIPE IDENTIFIED BY ONE PUNCH MARK ON PIN TAPER AND TWO WHITE PAINT BANDS

| WELL | SEAL | WASHER | BOX | TYPE OF DAMAGE | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|------|--------|-----|----------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | | | |
| | 2 | 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

23 LENGTHS CLASS 2 PIPE IDENTIFIED BY TWO PUNCH MARKS ON PIN TAPER AND ONE YELLOW PAINT BAND

| WEAR | WEAR | ATTN | REASON FOR DOWN GRADING | | | SLIP | OTHER | TYPE OF DAMAGE | | | | | | | | | | | | |
|------|------|------|-------------------------|---|---|------|-------|----------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|--|--|--|
| | | | 1 | 2 | 3 | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | |
| 15 | 3 | 2 | | | | 3 | | | | | | | | | | | | | | |

2 LENGTHS CLASS 3 PIPE IDENTIFIED BY THREE PUNCH MARKS ON PIN TAPER AND ONE ~~WHITE~~ ^{ORANGE} PAINT BAND

| WEAR | REASON FOR DOWN GRADING | | | SLIP | OTHER | TYPE OF DAMAGE | | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------------------------|---|---|------|-------|----------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|--|--|--|--|--|
| | 1 | 2 | 3 | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | |
| 1 | | | | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |

1 LENGTHS CLASS 4 PIPE IDENTIFIED BY FOUR PUNCH MARKS ON PIN TAPER AND ONE GREEN PAINT BAND

| WEAR | REASON FOR DOWN GRADING | | | SLIP | OTHER | TYPE OF DAMAGE | | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------------------------|---|---|------|-------|----------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|--|--|--|--|--|
| | 1 | 2 | 3 | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

2 LENGTHS CLASS 5 (SCRAP) PIPE IDENTIFIED BY ~~ONE~~ ^{FOUR} PUNCH MARKS ON PIN TAPER AND ONE RED PAINT BAND

| 10 CRACK | OD CRACK | WASHER | TOOL JOINT COLOR CODE | | CLASS | TOOL JOINTS OD | SHOULDER WIDTH |
|-------------|-------------|--------|--------------------------|-----------------------------------|---------|-------------------|-------------------|
| | | | GREEN - FIELD REPAIRABLE | RED - SCRAP OR SHOP REPAIRABLE | | | |
| | 2 | | | | PREMIUM | 5 1/2 | 15/16 |
| | | | | | CLASS 2 | 5 23/32 | 5/16 |
| | | | | | CLASS 3 | | |

263 TOTAL LENGTHS INSPECTED

COMMENTS: 60% TOBERIA TORCIDA

INSPECTED BY

A. GOMEZ

APENDICE E

GENERAL PIPE SERVICE, INC.
(LICENSED BY AMF TUBOSCOPE)

DATE 08 Marzo 1940
 LOCATION Cuicajalco 2 RIG. No. 7
 DRILL COLLAR O. D. 7 1/4 X 2 1/4 ID
 CONNECTOR 4 1/2 IF MAKE _____
 COMPANY ASTRAFOTR

CONNECTOR _____
 MAXIMUM ALLOWABLE WEAR _____
 MINIMUM RECOM. O. D. _____
 MIN. RECOM SHOULDER WIDTH _____
 BY C. SAGOTR

| NUMBER | LENGTH | O. D. | | O. D. | WIDTH | THREADS | SHOULDER SEAL | REFACE | CHANGE | CONDITION OF COLLAR UNDER CONNECTOR |
|------------|--------|--------|-----|--------|-------|--------------------------|-----------------|--------|--------|-------------------------------------|
| 1 S/N | 31.00 | 6 1/16 | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | COETAR RUSCA NJEVA | HEMADO TURNO | — | | |
| 2 76685 | 30.65 | 7" | BOX | 7" | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7" | | OK | OK | RF | | |
| 3 S/N | 30.91 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | RF | | |
| 4 76689 | 31.22 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| 5 76690 | 31.00 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7" | | OK | OK | — | | |
| 6 0409 | 30.95 | 6 1/16 | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | RF | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| 7 76679 | 30.74 | 7" | BOX | 7" | | OK | OK | RF | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| 8 0407 | 30.92 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| 9 0413 | 30.87 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| 0410 | 30.64 | 7" | BOX | 7 1/16 | | OK | OK | — | | |
| | | | PIN | 7" | | OK | OK | — | | |

REMARKS:

BIBLIOGRAFIA

1. AMF, AMF standard operating manual.
2. API, Recommended practice for gaging and inspection of casing, tubing, and line pipe threads. API Publications and distribution section. 1988.
3. API, Recommended practice for care and use of casing and tubing. API publications and distribution section. 1988.
4. API, Recommended practice for field inspection of new casing, tubing, and plain-end drill pipe. API Publications and distribution section. 1987.
5. API, Specifications for casing and tubing. API Publications and distribution section. 1988.
6. API, Recommended practice for drill stem design and operating limits. API Publications and distributions section. 1989.
7. API, Specifications for drill pipe. API Publications and distributions section. 1988.
8. API, Bulletin of formulas and calculations for casing.

tubing, drill pipe, and line pipe properties. API publications and distribution section. 1988.

9. ASM, Worldwide guide to equivalent irons and steels. American Society for metals. 1979.

10. GATLIN CARL, Petroleum Engineering, Drilling and well completions Prentice-Hall, inc; 1960.

11. GENERAL PIPE SERVICE, Inc. Price Schedule.

12. HALLIDAY & RESNICK, Física parte II. Editorial Continental. 1973.

13. ESPOL. Ensayos no destructivos. Espol. 1987.