

4.5



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

REPARACION DE POZOS PETROLEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

IGNACIO ANTONIO CASTRO CHAVEZ

LUIS ALEJANDRO VAZQUEZ VAZQUEZ



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## P R E F A C I O

Mucho se ha escrito sobre la Reparación de Pozos Petroleros y - esto se debe a que son operaciones de suma importancia en ésta Industria, pues del buen resultado de una intervención de este tipo se - tendrá al pozo nuevamente produciendo o incrementando su producción.

En esta época en que la necesidad de hidrocarburos es básica, - por ser estos la fuente principal de energía, es necesario aumentar la producción o mantener la existente, ya que en México actualmente es la fuente principal de divisas.

En nuestro país la producción de hidrocarburos se ha visto ligeramente incrementada debido al descubrimiento de nuevos campos, así - como el constante mantenimiento a los pozos productores. Pero también existe un gran número de pozos que requieren actualmente trabajos de reparación, considerando que la producción actual proviene de: 5320 - pozos en explotación de un total de 16,820 pozos perforados a la - - fecha (Abril de 1987) en todo el sistema. Además se tienen 1508 pozos cerrados con posibilidades de explotación, 1793 pozos cerrados temporalmente sin posibilidades de explotación y 6535 pozos taponados.

El siguiente trabajo pretende dotar a los alumnos de la carrera de Ingeniero Petrolero y personal de la Industria Petrolera, de más y mejores medios para elevar el nivel académico mediante ideas gener - les, si bien es verdad de que un trabajo escrito sobre Reparación de Pozos Petroleros, aún hecho por expertos, no sería una norma, ya que los problemas que se presentan en los pozos son muy variados y dependen de diversos parámetros.

El siguiente trabajo fue dirigido por el Ing. Miguel A. Benítez Hernández y el Ing. Mauro Gálvez Carrera, utilizando manuales y boletines técnicos, literatura afín al tema, apuntes de la Facultad de Ingeniería y Catálogos de Herramientas Especiales de varios fabricantes.

## CAPITULO I PLANEACION DE LAS REPARACIONES

### I.1 INTRODUCCION.

El crecimiento de la Industria Petrolera durante los últimos años ha tenido grandes logros en la producción de hidrocarburos, pero no puede afirmarse que para cumplir los programas de producción se optimizó y planeó adecuadamente las operaciones dedicadas a cumplir los objetivos.

El uso óptimo de los recursos requiere de una planeación y programación de modo tal que los imprevistos se reduzcan al mínimo. Dando ciertos lineamientos que al consultarlos, dirijan en forma segura, además de plantear otras alternativas de solución.

El propósito de este trabajo es cumplir con lo que se ha mencionado anteriormente, es decir seguir una planeación de las operaciones.

No se deberá olvidar que todo lo que parece elemental y conocido es lo que conduce a los grandes problemas.

#### Objetivo de las Reparaciones

El objetivo primordial es mantener en óptimas condiciones de producción los pozos de un campo determinado.

Razones por las que se efectúa una reparación.

Las operaciones de reparación no solo se aplican a pozos con problemas, sino que también se aplican a pozos sin problemas con el fin de mantener o elevar la eficiencia productiva de éstos.

**Intervención en pozos con problema.**

- a) Eliminar la producción indeseable de agua o gas.
- b) Reparar fallas mecánicas.
- c) Evitar el arenamiento de un pozo.

**Intervención en pozos sin problemas.**

- a) Buscar producción adicional mediante estimulaciones.
- b) Ampliar o reducir el intervalo productivo.
- c) Evaluar zonas potencialmente productoras.
- d) Abandono de intervalos improductivos.
- e) Acondicionar un pozo como inyector de agua dulce tratada -- para mejorar la recuperación de hidrocarburos en otros --- pozos.
- f) Controlar en forma dinámica la producción de aceite, agua y gas en yacimientos estratificados.
- g) Acondicionar un pozo como inyector de gas para efectuar un barrido en yacimientos con alta miscibilidad ( calizas ).

**TIPO DE REPARACIONES.**

**Reparaciones mayores**

Se definen como aquellas en las que durante el proceso de ejecución se modifican las condiciones del yacimiento, se pueden dividir:

- a) Reparaciones mayores de explotación.
- b) Reparaciones mayores de inyección de agua o gas.
- c) Reparaciones mayores de inyección de vapor.
- d) Profundizaciones.
- e) Estimulaciones.

Reparaciones menores.

Se definen como aquellas en las que durante el proceso de ejecución no se modifican las condiciones del yacimiento o la estructura mecánica permanente del pozo y entre estas se tienen:

- a) Recondicionamiento de pozos como fluyentes.
- b) Conversión a sistemas artificiales de producción.
- c) Reparación de los aparejos de los sistemas artificiales de producción.
- d) Suprimir fugas.
- e) Taponamientos.
- f) Sondeos

#### ANÁLISIS DE PROBLEMAS DE POZOS

El estudio de problemas de pozos en forma individual debe -- hacerse sobre la base de que el problema compete exclusivamente al pozo, a su radio de drenaje o vecindad del agujero y no es un problema del yacimiento en si. Un estudio donde se conjuguen la información geológica, estructural del yacimiento y el estado mecánico del pozo en cuestión, llevará a las siguientes recomendaciones:

- a) Efectuar una reparación.
- b) Continuar con las condiciones actuales de producción
- c) Buscar por algún medio mantener la presión.
- d) Programar métodos artificiales de producción.
- e) Abandonar el pozo.

Se debe intentar, de ser posible dar solución a un problema, - sin hacer uso de un equipo convencional de reparación de pozos, utilizando un equipo especial de menor costo operativo.

Los problemas que comunmente se presentan en los pozos se --- pueden dividir en cuatro conceptos:

- a) Baja producción de aceite y/o gas
- b) Alta producción de agua.
- c) Excesiva producción de gas en pozos de aceite. (alta rela - ción gas-aceite).
- d) Fallas mecánicas.

#### POZOS CON BAJA PRODUCCION DE ACEITE Y/O GAS

Un pozo que tiene condiciones de baja producción puede estar - afectado por alguna de las siguientes causas:

Formación con daño.

El daño se define como la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos en la vecindad del agujero o en las perforaciones de la T.R.

Todos los pozos en mayor o menor grado tienen daño, el cual se ha causado durante la perforación, revestimiento, terminación, etc. y puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad hasta el bloqueo total de la zona productora.

#### Mecanismos de Daño

a) Reducción de la permeabilidad absoluta.

Se debe al taponamiento de los conductos porosos por sólidos, emulsiones o por el hinchamiento de las arcillas incompatibles con fluidos que han entrado a la formación.

b) Reducción de la permeabilidad relativa.

Se debe al incremento de la saturación de agua ( $S_w$ ), cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta pérdida de filtrado o por conificación o interdigitación de agua de la propia formación. Se puede deber también por una inversión de mojabilidad.

c) Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

Operaciones durante las cuales se puede causar daño.

a) Durante la perforación.

b) En la introducción de la tubería a un pozo.

c) Cuando se estimula.

d) Durante la reparación.

e) En operaciones de disparos.

f) Durante la fase de producción.

Como se evalúa el daño.

Este puede ser indicado por la historia de producción de un pozo y cuantificado en forma más o menos precisa mediante registros de producción como son:

Incremento o Decremento de presión.

Se deberá tener precaución en no confundir una formación con daño a una de baja presión o de baja permeabilidad.

Formaciones con baja permeabilidad.

Esta condición puede ser característica de todo un yacimiento o de una sección, si se dispone de información geológica y estructural del yacimiento, y no se puede probar con exactitud la baja permeabilidad, deberán efectuarse pruebas de producción y de presión conjuntamente con algún registro de producción que asegure la total aportación de la zona disparada. El único método eficiente para incrementar la producción de este tipo de formaciones es mediante el fracturamiento de la formación productora.

Baja presión del yacimiento.

En algún momento de la vida de explotación de un pozo este problema se presenta y la forma de resolver éste es con la instalación de algún sistema artificial de producción.

**EXCESO DE PRODUCCION DE AGUA EN POZOS DE ACEITE Y GAS**

El problema de presencia de agua se puede tener por:

- a) Invasión de agua por conificación o interdigitación debido a estratos de diferente permeabilidad.
- b) Fuentes externas debido a roturas de la T.R. o canalizaciones de la cementación primaria.

Si la información de los registros de producción indica flujo de agua por detrás de la T.R. o alguna parte rota de ésta, la anomalía puede ser corregida:

- Mediante cementaciones a presión.
- Cambio de la T.R. rota.
- Colocación de una extensión T.R. corta.

Interdigitación de agua en formaciones estratificadas.

La herramienta más útil para detectar situaciones de esta índole son los registros de producción (fluómetro, gradiomanómetros, -- registros de temperatura y de ruido, rayos gamma, etc.).

Si se tiene tubería de revestimiento, la solución será cementar las zonas productoras de agua efectuando cementaciones forzadas. Si se tienen condiciones de agujero descubierto será necesario cementar una tubería de revestimiento corta.

La conificación de agua se presenta en yacimientos, con una -- permeabilidad vertical grande. El procedimiento que se recomienda es obturar el intervalo abierto y abrir la parte más alta posible, o -- cerrar el pozo un cierto tiempo mientras el cono cede y después -- explotar el pozo a ritmos de producción bajos.

#### EXCESO DE PRODUCCION DE GAS EN POZOS DE ACEITE

- a) Si el incremento de gas se debe al abatimiento de presión - en yacimientos que producen por efecto del gas disuelto, no hay nada que hacer ya que este es un comportamiento normal - en estos casos.
- b) Si el yacimiento tiene casquete de gas lo recomendable es - que no se explote este gas, ya que esto provocará el enco -- gimiento del casquete y el aceite invadiría dicha zona oca - sionando que parte de este aceite se volviera irrecuperable
- c) Si el problema es de invasión de gas, lo más recomendable es abrir a producción las zonas más bajas y producir gastos re- ducidos.

#### TAPONAMIENTOS DEL APAREJO DE PRODUCCION, DISPAROS O VECINDAD DEL AGUJERO.

Quando se observa que se abate la producción en un pozo en forma anormal, lo primero que se recomienda es verificar que el aparejo de producción este libre de obturaciones (incrustaciones, parafinas, residuos de pistolas, etc.). Si este es el caso, un registro de presión junto con alguno de producción, sería lo recomendable para evaluar los factores de pseudo daño entre los disparos y la vecindad de agujeros.

**GENERALMENTE LAS CAUSAS POR LAS QUE SE GENERA DAÑO DURANTE LA VIDA PRODUCTIVA DE UN POZO SON:**

- a) En pozos de alta productividad, en donde los fluidos debido a la gran velocidad que alcanzan en la vecindad del agujero arrastran partículas finas que paulatinamente van tapando la vecindad del agujero. dependiendo de la litología que se tenga; una estimulación a la matriz resolverá el problema.
- b) En pozos que producen aceite pesado en los cuales por efecto de la baja presión se tienen depositaciones de materia orgánicas como asfaltenos, haciendo pruebas de laboratorio con estos aceites, se puede llegar a seleccionar algún solvente con el cual se estimule en forma periódica ya que por su naturaleza del problema este se continuará presentando durante la vida productiva del pozo.
- c) En pozos productores de formaciones calcáreas y areniscas se tienen problemas de incrustaciones debido a los cambios de temperatura y presión, siendo lo más común la depositación de carbonato de calcio. El cual se puede remover --- mediante tratamientos de ácido clorhídrico.

**FALLAS MECANICAS**

Son muy disímiles las fallas mecánicas que pueden causar pérdida de producción, entre otros se pueden nombrar los siguientes:

- a) Fallas en la cementación primaria.

- b) Comunicación de empacadores, roturas de tuberías de producción y revestimiento.
- c) Fallas debidas a los diferentes dispositivos de los sistemas artificiales de producción.

Ya determinada de alguna manera la posible falla, se debe analizar si se requiere de un equipo de reparación convencional o si se puede efectuar la reparación con un equipo especial, aprovechando éste para algún otro trabajo en el pozo.

Una cementación primaria deficiente, según expertos ocasiona daños cuando al efectuar una estimulación se alcanzan presiones superiores a las de fractura.

Los registros de temperatura y de ruidos junto con el análisis del agua de los diferentes cuerpos atravesados son útiles para detectar roturas de la tubería de revestimiento.

#### INFORMACION REQUERIDA PARA EL ANALISIS DE PROBLEMAS DE POZOS

Formaciones probables productoras atravesadas por el pozo.

- a) Formaciones abiertas a producción en algún pozo del campo ( posición estructural, producción acumulativa, reserva, etc.).
- b) Zonas adicionales con posibilidad de ser productoras que no han sido probadas pero que se pueden correlacionar con pozos del campo, de las cuales se dispone de evaluación petrofísica y de saturación de fluidos.

### Historia del pozo

a) Tipo y propiedades del fluido de perforación utilizados, - antecedentes de pérdidas de circulación, brotes, etc. Fluidos utilizados en la terminación o reparación.

b) Registros geofísicos tomados durante la perforación.

Cementación primaria.

a) ¿El iodo estaba en buenas condiciones durante la operación?

b) ¿ Se usó frente limpiador y fluidos espaciadores ?

c) Anotar si el trabajo se efectuó en una o dos etapas y si en algún momento se tuvo pérdida de circulación o algún otro - problema.

d) ¿ La T.R. fue girada y/o recíprocada durante la cementación ?

### Condiciones del intervalo abierto a producción

a) Fecha en que se abrió a producción.

b) Datos de las pruebas de producción.

c) Tipo, tamaño y densidad de pistolas usadas para el disparo.

d) Presión diferencial en el momento del disparo.

e) Detallar estimulaciones efectuadas incluyendo resultados.

#### ESTADO MECANICO DEL POZO

- a) Diámetros y profundidades de las TRs.
- b) Diámetros y profundidades de la T.P.
- c) Tipo y profundidad del empacador.
- d) Profundidad interior.
- e) Intervalos abiertos y profundidad.
- f) Conexiones superficiales de control.

#### HISTORIA DEL POZO

- a) Pruebas de presión efectuadas.
- b) Registros de producción, análisis de los fluidos como aceite, gas y agua.
- c) Producción acumulada

#### PRESION DEL YACIMIENTO

- a) Anotar todos los registros de presión tomados durante la explotación del intervalo abierto a producción.
- b) Comparar la presión del pozo con la presión media del resto del yacimiento.

## REGISTROS DE PRODUCCION

### Introducción:

Los registros de producción tienen una amplia aplicación en la evaluación de los cuatro conceptos siguientes:

- 1.- Efectividad de las diferentes herramientas que conforman - el aparejo de producción y el pozo mismo.
- 2.- Estado de la cementación.
- 3.- Comportamiento del pozo.
- 4.- Evaluación de la formación.

Eficiencia de los diferentes dispositivos que conforman el aparejo.

Con el auxilio de los registros de producción es factible -- conocer el comportamiento de accesorios tales como:

Tubería de producción, de revestimiento, empacadores, nipples, tapones, camisas deslizables, válvulas de bombeo neumático, etc.

Estado de la cementación

Con los registros de producción (temperatura, CBL, VDL ) se - puede conocer con la mayor precisión el estado que guarda la cementación de una tubería de revestimiento.

### Comportamiento del pozo.

En este campo donde los registros de producción tienen su -- mayor utilidad, es factible por ejemplo saber de un intervalo disparado, cuales perforaciones aportan fluido así como de que tipo.

### Evaluación de la formación

Con algunos registros de producción (TDT, neutrón) es posible evaluar la formación en un pozo que tiene tubería cementada, es -- posible determinar a un cierto tiempo de explotación los avances de los contactos gas-aceite y agua-aceite.

De acuerdo a las condiciones del pozo al momento de tomar un -- registro de producción, estos se pueden dividir en estáticos y dinámicos.

### Estado dinámico del pozo.

Son tres los parámetros principales que se pueden obtener en -- pozos que se encuentran produciendo o inyectando en estado dinámico:

- a) El flujo de fluido
- b) El tipo de fluido
- c) La temperatura del fluido.

### MOLINETE CONTINUO

El molinete continuo es un registrador tipo propela utilizado para medir la velocidad del fluido. La herramienta se mantiene en -- el centro de la columna de fluido por medio de centradores y se --

mueve con una velocidad constante en contraflujo. Se registra la -- velocidad de la propela (la cual es función lineal de la velocidad del fluido a la herramienta) contra la profundidad. Esta herramienta está construída en diámetros desde 1 11/16" lo cual permite correrse en tuberías de producción desde 2 3/8". El molinete se utiliza -- para calcular perfiles de producción o inyección, localizar fugas -- en T.P. o en T.R., analizar operaciones de estimulación entre otras (fig.1).

#### MOLINETE EMPACADOR

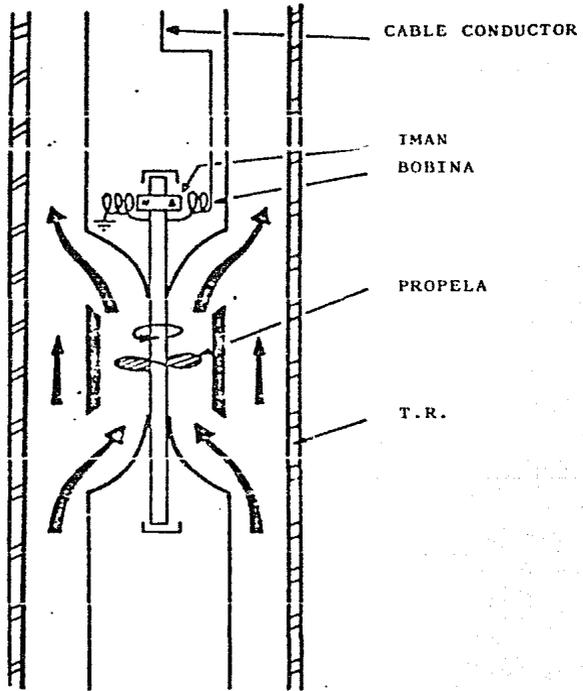
Utiliza el mismo principio de operación que el molinete contínuo excepto que tiene una bolsa inflable para empacar y aislar algu na sección de interés. En esta herramienta todo el flujo pasa a tra vés de la sección de medida. Se dispone en tamaño de 1 11/16" y -- tiene aplicación en pozos de baja presión. (Fig.2)

#### MEDIDOR DE TRASADORES RADIOACTIVOS

Esta herramienta lleva una solución radioactiva que puede li - berarse selectivamente en la corriente de flujo. Las velocidades de los fluidos del pozo se pueden determinar midiendo el tiempo en que la substancia radioactiva viaja entre dos detectores de rayos gamma de acuerdo a la geometría la velocidad se transforma a gasto y la - herramienta se encuentra en diámetros desde 1". (Fig 3)

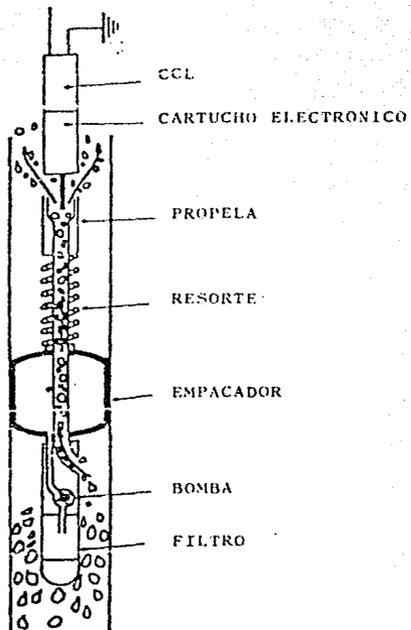
#### GRADIOMANOMETRO

Esta herramienta está diseñada para medir cambios del gradien - te de presión, en la fig. 4 se muestran los componentes básicos, la herramienta desprecia el efecto de fricción. Tiene un diámetro de - 1 11/16". Con esta herramienta se pueden identificar a partir de -

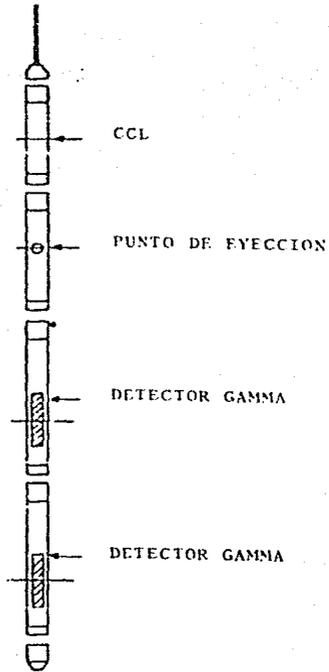


MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

HERRAMIENTA



MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR



TRAZADOR RADIOACTIVO

la densidad los diferentes fluidos que aporta una formación productora.

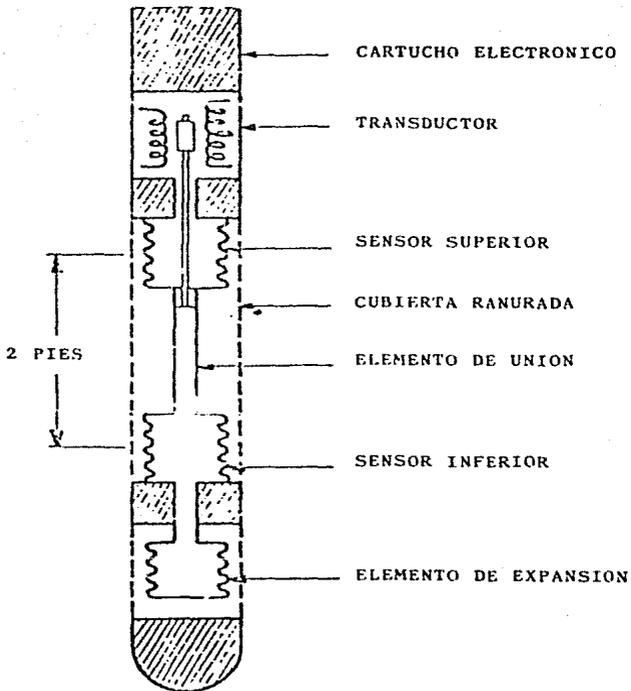
#### REGISTRO DE TEMPERATURA

El registro de temperatura fue el primer registro de producción, fue la primera herramienta utilizada para localizar zonas con aportación de gas o líquidos. Este registro tiene aplicación para localizar entrada de fluidos, verificar el comportamiento de aparatos de bombeo neumático, localizar fugas en la T.P. o T.R., para definir el gradiente geotérmico y para detectar canalizaciones de la tubería de revestimiento. (Fig.5) .

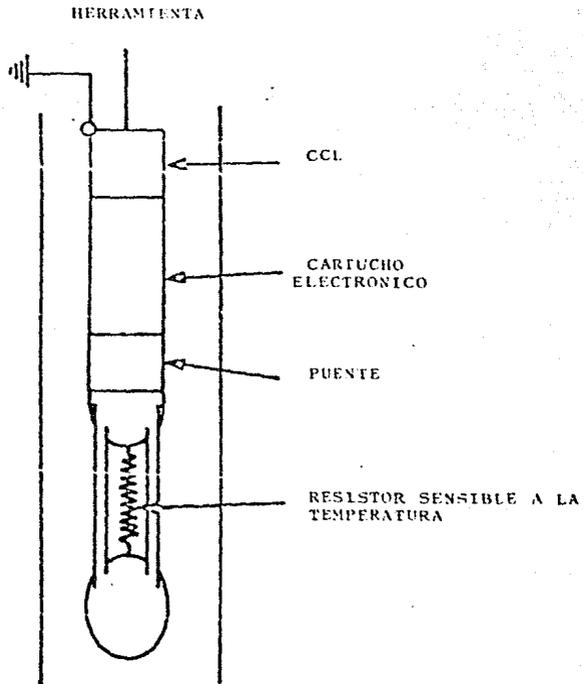
El gasto de producción o inyección determina el tipo de herramienta a usar, para gastos bajos (menores de 700 bl/día) se recomienda usar un molinete empacado, el molinete continúa solo podrá operar si la velocidad del fluido es por lo menos 20 pie/min. El medidor de trasadores radioactivos trabaja en cualquier rango de gastos. Se acostumbra combinar el molinete, el gradiomanómetro, el detector de temperatura, el rayos gamma conjuntamente con un detector de cople en una sola herramienta.

Existen registros que proporcionan información independiente de la producción del pozo y aunque no son estrictamente hablando registros de producción, sí aportan información que es de gran utilidad para reducir una cierta condición en un pozo, las herramientas son las siguientes:

- + Calibrador (a través de T.P.).
- + Anomalías (medidor de espesor).
- + Recuperador de muestras de fondo.
- + Registros de cementación CBL, VDL.



GRADIOMANOMETRO



TERMOMETRO DE ALTA SENSIBILIDAD

- + Rayos gamma- neutrón
- + TDT.

El registro de anomalías se usa para inspeccionar el espesor de la T.P. o T.R. cuando se han afectado por corrosión u otros -- daños. El registro de cementación CBL, y LVEL son las herramientas con lo cual se evalúa el estado de la cementación en una tubería de revestimiento. El arreglo rayos gamma- neutrón es usado conjuntamente - con un registro de coples para tener control exacto de la profundidad, el registro TDT es el único con el cual se puede evaluar la - formación cuando el pozo está revestido, es útil en la detección de los contactos gas-aceite y aceite-agua a medida que avanza la explotación .

#### INTERPRETACION BASICA Y APLICACIONES

##### Molinete continuo

Esta herramienta tiene su mejor comportamiento en condiciones de flujo monofásico a altos gastos ,para que los resultados de este registro sean confiables en un sistema donde no cambie ni la geometría ni la viscosidad la información del registro (rps) puede - - - vaciarse en una escala de porcentaje de flujo (fig. 6). El procedimiento es el siguiente:

- a) En la parte inferior a los disparos corra la herramienta a la velocidad de registro en estas condiciones la propela - gira debido solo a la velocidad de la herramienta, a estas rps de la propela le corresponde la línea de flujo cero. -



- b) La máxima velocidad de la propela se tiene cuando la herramienta está arriba de la zona disparada, esta velocidad nos indica la línea de flujo máximo.
- c) A partir del gasto total se puede calcular la aportación de cada zona.

#### Molinete empacador

Tiene la misma aplicación que el molinete continuo con la limitante de que no puede operar a gastos mayores de 700 bl/día lo anterior es que a gastos grandes la caída de presión a través del estrangulador se incrementa y la herramienta tiende a moverse en lugar de permanecer estacionada.

#### Gradiomanómetro

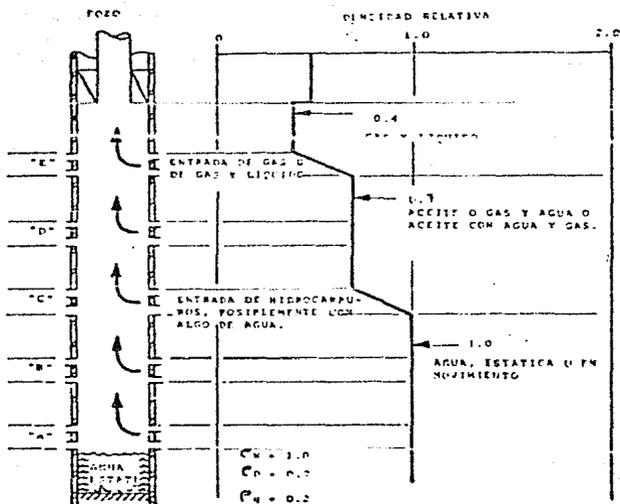
Esta herramienta se utiliza para identificar los fluidos que aporta el pozo a condiciones de fondo. Si se toma este registro solo la interpretación es solo cualitativa, si se acompaña de un molinete es posible cuantificar el gasto de la fase pesada y ligera que se está produciendo. La densidad de la mezcla se puede establecer con la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g (1-H_l) \quad (1)$$

$H_l$  se obtiene por medio de correlaciones de flujo multifásico.

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla

$H_l$  = Colgamiento del líquido



REGISTRO TÉCNICO DEL GRADIENTE METRICO

$P_l$  = Densidad del líquido

$P_g$  = Densidad del gas

Mediante el molinete se puede calcular el gasto total,  $Q_t$  -  
(ecuación 3)

$Q_t =$

#### Registro de temperatura

El registro de temperatura es el de mayor aplicación de las --  
herramientas de producción, tiene junto con el trazador radioactivo  
y el registro de ruidos relevancia especial porque son los únicos -  
registros que se afectan por lo que pasa atrás de la tubería de re-  
vestimiento. La variación de la temperatura se debe interpretar --  
adecuadamente para tener buenos resultados. Si se tiene flujo de -  
líquido ascendente atrás de la T.R. se presentará el siguiente com-  
portamiento (Fig. 8-A).

- a) La curva de temperatura es vertical en el punto de entrada
- b) La curva permanece arriba del gradiente estático.
- c) La curva regresa horizontalmente al gradiente estático en  
el punto donde se presenta la entrada de fluidos al pozo .

Si se tiene flujo descendente de líquidos atrás de la T.R.  
entonces ver (Fig. 12-B).

- a) La curva es vertical en el punto de entrada
- b) La curva permanece abajo del gradiente estático.
- c) Si los fluidos entran al pozo la curva regresa horizontal-  
mente al gradiente estático.

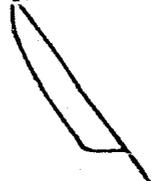
En flujo de gas se tiene un comportamiento similar a las curvas en flujo de líquido excepto que si hay enfriamiento provocado por la expansión del gas se manifiesta esta anomalía en los puntos de entrada y salida. (figs. 8 -C y 8 -D).

GRADIENTE ESTÁTICO



LIQUIDO HACIA APRISA

GRADIENTE ESTÁTICO



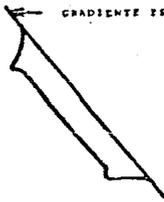
LIQUIDO HACIA ARAJO

GRADIENTE ESTÁTICO



GAS HACIA APRISA

GRADIENTE ESTÁTICO



GAS HACIA ARAJO

ANOMALIAS DEL REGISTRO DE TEMPERATURAS

## CAPITULO II DISEÑO DE SARTAS DE TRABAJO

### II.1 INTRODUCCION

Es importante disponer de una sarta de tubería la cual permita efectuar las operaciones en forma segura y eficiente. Debe ser optimizada desde el punto de vista económico y las tuberías que se seleccionaron serán dentro de lo posible las que más favorezcan la hidráulica del sistema de circulación para llevar a cabo los trabajos que las intervenciones de los pozos requieran. La tubería es el medio con el cual se introducen o extraen de los pozos las diferentes herramientas con las que se llevan a efecto las operaciones para realizar el programa que una reparación requiera.

### II.2 IDENTIFICACION

La forma recomendada por el API para identificar el peso y el grado de una tubería de trabajo es la marca que se graba en el cuerpo del piñón, el código correspondiente a cada uno de ellos es estampado mediante golpe, cuyas dimensiones y forma se pueden apreciar en la (fig.1). En las tablas 1 y 2 se dan los códigos de pesos y grados, cuando el piñón no tiene ninguna marca es indicativo que se trata de una tubería estandar en peso y grado, cuando la ranura se localiza en el centro de la sección de la llave (Fig. 2) entonces la tubería será de grado estandar y alto peso; si la ranura se localiza en la base y además tiene acanaladura en la parte central de la sección de llave será una tubería de peso estandar y alta resistencia ( Fig. 3 ); finalmente si el cuerpo del piñón tiene la acanaladura en la base y la ranura en el centro se tratará de una tubería de alto peso y alta resistencia ( Fig.4)

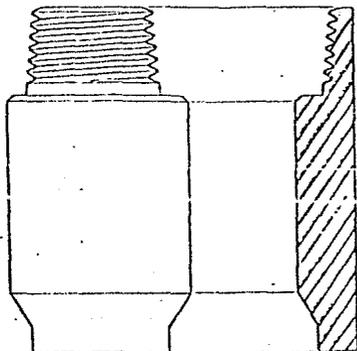


Fig. 1- TUBERIA ESTANDAR EN PESO Y GRADO.

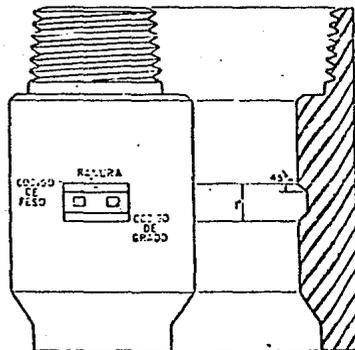


Fig 2- TUBERIA PESADA ESTANDAR EN GRADO.

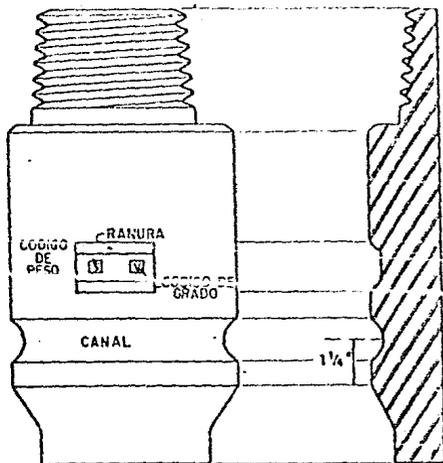


Fig. 4-TUBERIA PESADA DE ALTA RESISTENCIA.

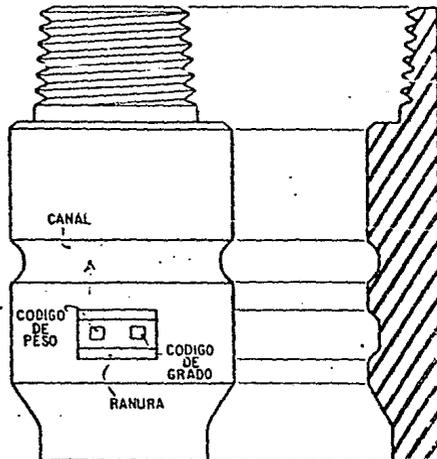


Fig. 3-TUBERIA DE ALTA RESISTENCIA ESTANDAR EN PESO.

### II.3 CLASIFICACION

La clasificación que hace el API de las tuberías de trabajo en función a su desgaste es como sigue:

#### Clase nueva

Esta tubería es aquella que no ha sufrido desgaste y por lo tanto conserva sus propiedades de resistencia originales. En las tablas 2.1, 2.2, y 2.3 se muestran sus especificaciones.

#### Clase Premium

Las tuberías que se clasifican en esta categoría son aquellas que han sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 20% del área de acero del cuerpo del tubo. Sus propiedades mecánicas y características geométricas aparecen en las tablas 2.4 y 2.5.

#### Clase 2

En esta clasificación se ubican las tuberías que han perdido como máximo un 20% del área de acero del cuerpo del tubo en forma excéntrica. Para el cálculo de los esfuerzos de presión interna, colapso y torsión, se considera que en algún punto, la pérdida de metal en la parte externa alcanzado como máximo un 35% del espesor original. En las tablas 2.6 y 2.7 se muestran sus propiedades.

#### Clase 3

Cuando una tubería se desgasta un 37.5% del área de acero original en forma excéntrica cae en esta clasificación, también se considera que el espesor en algún punto se deteriora en un 45% .

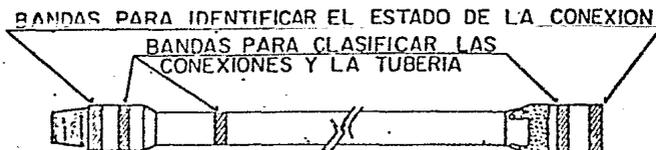
Las unidades de inspección de tubería en Pemex consideran esta tubería como de desecho, las propiedades se pueden ver en las tablas 2.9 y 2.10.

### Código de Identificación

Una vez que la tubería ha sido clasificada, el API recomienda que sea marcada como se ilustra en la (fig.5) con el siguiente código de colores.

Clasificación	Número y color de bandas
nueva	una blanca
premium	dos blancas
clase 2	una amarilla
Clase 3	una roja
desecho	verde

Estado de la conexión	Color de bandas
reparable en taller	roja
reparable en localización	verde



CLASIFICACION DE LA TUBERIA Y SU CONEXION	COLOR Y NUMERO DE BANDAS	ESTADO DE LA CONEXION	COLOR DE LAS BANDAS
NUEVA	1 BLANCA	DESHECHO O	ROJA
PREMIUM	2 BLANCA	REPARABLE	
CLASE 2	1 AMARILLA	EN TALLER	
CLASE 3	1 AZUL	REPARABLE	VERDE
CLASE 4	1 VERDE	EN LOCALIZA-	
DESHECHO	1 ROJA	CION	

Fig. 5 CODIGO DE COLORES PARA IDENTIFICAR TUBERIA DE TRABAJO Y SU CONEXION.

TABLE 2.8  
USED DRILL PIPE TENSILE AND TENSILE DATA  
API CLASS 3

1 Size OD in.	2 New Wt. Nom. Wt/ Thds. & Couplings lb/ft	3 Torsional Yield Strength Based On Eccentric Wear, ft-lb				7 Tensile Data Based On Uniform Wear Load at Minimum Yield Strength, lb.				10
		E	95	105	135	E	95	105	135	
2%	4.85	2600	3400	3760	4830	59140	71910	82500	106460	
	6.65	3540	4460	4960	6370	82050	103920	114870	147690	
2%	6.85	4550	5770	6350	8200	82550	101620	115510	148610	
	10.40	6550	8290	9170	11720	126670	160060	177240	227880	
3%	9.50	7970	10090	11150	14310	115070	145530	165270	212450	
	13.30	10190	13000	14600	18500	162220	205120	231200	295000	
	15.50	11970	15140	16730	21510	180550	214470	246720	312500	
4	11.55	10700	13780	15240	19720	140620	175170	198880	253130	
	14.70	12110	15610	17230	22320	172580	212620	241600	306510	
	15.70	14580	18470	20420	26320	195000	247050	285000	360000	
4%	13.75	14560	18440	20480	26210	164330	205150	235050	297580	
	16.60	17340	21900	24390	31240	200180	250700	284210	360320	
	20.00	20850	26410	29120	36800	247720	307570	348720	440000	
	22.82	23160	29340	32420	41620	280720	355700	398000	505250	
5	16.25	19590	24940	27470	35440	260180	297760	340250	399320	
	19.50	23180	29470	32460	41730	240300	291800	335290	432740	
	25.60	29590	37420	41360	53120	317550	392290	444570	541590	
5 1/2	21.90	28530	36130	39440	51350	336180	387480	450970	540860	
	24.70	31880	40460	44630	57320	391420	461800	522900	612560	

<sup>1</sup>The torsional yield strength is based on a shear strength of 57.7% of the minimum yield strength. (Following the maximum shear strain energy theory of yielding).

<sup>2</sup>Torsional data based on 40% eccentric wear on outside diameter. Tensile data based on 37% uniform wear on outside diameter.

#### II.4 ESFUERZOS A QUE SE SOMETEN LAS SARTAS DE TRABAJO

Para efecto de diseño, el API considera que la sarta de trabajo, solamente es sometida a tres esfuerzos principales; tensión, -- colapso y torsión.

Se hace notar que no se considera para el diseño los esfuerzos derivados de la presión interna, debido a dos razones importantes; la primera es por indicación del API en el sentido de que no recomienda usar la tubería de trabajo para operaciones en la que se tengan altas presiones internas y el segundo, las tuberías más usuales en nuestro trabajo son de diámetro pequeño relativamente y -- tienen alta capacidad para resistir la presión interna. A continuación se detallan cada uno de los esfuerzos y la forma de cuantificarlos.

##### Tensión

Este esfuerzo es generado por tres componentes principales:

- 1.- El peso propio de la sarta.
- 2.- Fuerzas aplicadas mecánicamente desde la superficie.
- 3.- Fricción de la tubería con las paredes del agujero o T.R.

La capacidad a la tensión ( $P_t$ ) de una tubería nueva queda definida por la ecuación (1); la ecuación (2) define el mismo parámetro para una tubería premium o una tubería clase 2.

$$P_t = Y_m A_t \quad (1)$$

$$P_t = Y_m ((0.8 D_p + 0.2 D_i)^2 - (D_i)^2) \pi / 4 \quad (2)$$

Donde:

$P_t$  = Resistencia a la tensión (lb)

$A_t$  = Area transversal del acero del cuerpo del tubo ( $\text{pg}^2$ )

$Y_m$  = Esfuerzo mínimo de cedencia ( $\text{lb}/\text{pg}^2$ )

$D_p$  = Diámetro exterior (pg)

$D_i$  = Diámetro interior (pg)

Presión externa

Este esfuerzo es producido por la carga hidrostática del fluido de control y las presiones externas de cualquier tipo que sobre él se apliquen y accionen en la parte externa de la sarta. La resistencia de la tubería al colapso por presión externa, sin estar sujeta a tensión y/o torsión, queda expresada en las ecuaciones 3, 4, 5 y 6, en función de la relación del diámetro exterior real (D) y el espesor mínimo real (t).

$$R_{en} = 2 Y_m \left( (D/t - 1) / (D/t)^2 \right) \text{ ----- (3)}$$

La expresión (3) es aplicable para los distintos grados de acero, si la relación D/t cae en el rango establecido en la tabla 3

TABLA 3

GRADO	VALOR D/t
E-75	≤ 13.67
X-95	≤ 12.83
G-105	≤ 12.56
S-135	≤ 11.96

$$R_{cn} = Y_m \left( \frac{A'}{D/t} - B' \right) - C' \quad \text{-----} \quad (4)$$

El rango de aplicación de la ecuación (4) se da en las Tablas 4 y 5.

TABLA 4

GRADO	A'	B'	C'
E	3.060	0.0642	1805.0
X-95	3.125	0.0745	2405.0
G-105	3.162	0.0795	2700.0
S-135	3.280	0.0945	3600.0

TABLA 5

GRADO	VALOR D/t			
E	13.67	<	D/t	≤ 23.09
X-95	12.83	<	D/t	≤ 21.21
G-105	12.56	<	D/t	≤ 20.66
S-135	11.90	<	D/t	≤ 19.14

Si los valores de la relación D/t caen dentro del rango dado en la tabla 6, la resistencia al colapso se debe estimar con la expresión (5).

$$R_{cn} = Y_m \left( \frac{A}{D/t} - B \right) \quad \text{-----} \quad (5)$$

TABLA 6

GRADO	A	B	VALOR D/t
E	1.985	0.0417	23.09 < D/t ≤ 32.05
X-95	2.047	0.0490	21.21 < D/t ≤ 28.25
G-105	2.052	0.0515	20.00 < D/t ≤ 26.88
S-135	2.129	0.0613	19.14 < D/t ≤ 23.42

Si las relaciones D/t son mayores que los especificados en la Tabla 7, con la expresión (6) se debe calcular la resistencia al colapso.

TABLA 7

GRADO	VALOR D/t
E	> 32.05
X-95	> 28.25
G-105	> 26.88
S-135	> 23.42

$$R_{cn} = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t \times (D/t) - 1)^2} \quad \text{----- (6)}$$

Dónde:

R<sub>cn</sub> = Resistencia al colapso nominal (lb/pg<sup>2</sup>)

D = Diámetro exterior real (pg)

t = espesor mínimo real (pg)

Los valores del diámetro exterior (D) y el espesor de pared (t), están en función del desgaste externo de la sarta. A continuación se dan expresiones para calcularlos según la clase de tubería considerada.

Tubería Nueva

$$D = D_p \text{ ----- (7)}$$

$$t = 0.5 (D_p - D_i) \text{ ----- (8)}$$

Premium

$$D = 0.8 D_p + 0.2 D_i \text{ ----- (9)}$$

$$t = 0.4 (D_p - D_i) \text{ ----- (10)}$$

Clase 2

$$D = D_p - .35 (D_p - D_i) \text{ ----- (11)}$$

$$t = 0.325 (D_p - D_i) \text{ ----- (12)}$$

Ver (Fig.6)

Torsión

El esfuerzo de torsión a que puede someterse el cuerpo de una tubería sin estar sometida a otros esfuerzos, se estima con la expresión siguiente:

$$T = \frac{S_s (D^4 - D_i^4)}{192 D F} \text{ ----- (13)}$$

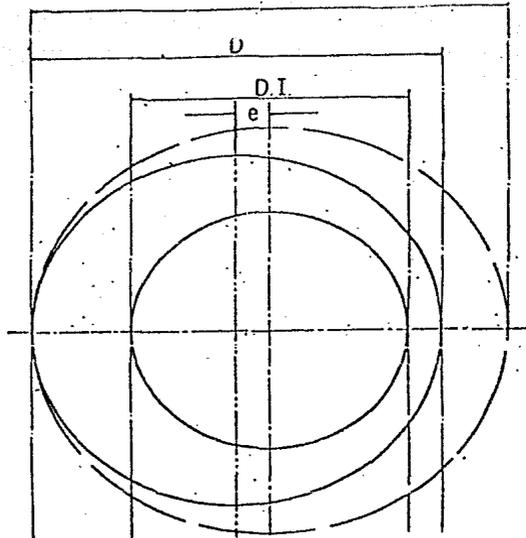


Fig. 6 EXCENTRICIDAD POR DESGASTE DE UNA TUBERIA.

Donde:

$$F = 1 + \frac{4N^2\phi}{(1-N^2)} + \frac{32N^2\phi}{(1-N^2)(1-N^4)} + \frac{48N(1+2N^2 + 3N^4 + 2N^6)\phi^{13}}{(1-N^2)(1-N^4)(1-N^6)} \quad \text{--(14)}$$

$$N = Di/D \quad \text{-----} \quad (15)$$

$$Ss = 0.577 Ym \quad \text{-----} \quad (16)$$

$$\phi = e/D \quad \text{-----} \quad (17)$$

$$e = \frac{Dp-Di}{2} - t \quad \text{-----} \quad (18)$$

## II.5 PROCEDIMIENTO DEL DISEÑO

De acuerdo a lo establecido por el API, para el diseño de sargas de trabajo, solo se consideran los esfuerzos de tensión, presión externa y torsión.

Para el diseño de sargas de trabajo existen dos métodos:

- 1.- Método analítico
- 2.- Método Gráfico

### Método analítico

#### a) Diseño por tensión

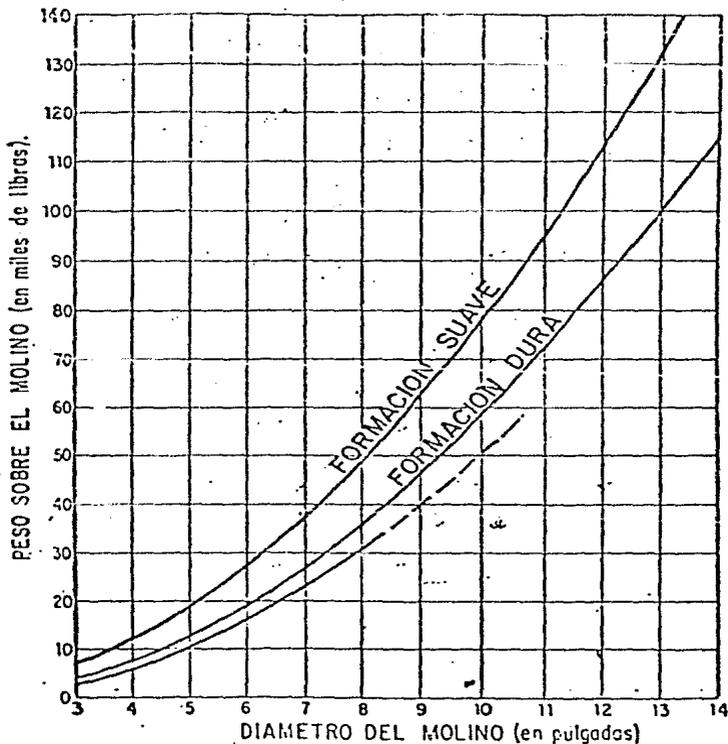
Previo a iniciar el procedimiento, se recomienda fijar los siguientes parámetros:

- 1.- Peso máximo sobre el molino o barrena
- 2.- Longitud de lastrabarrenas.
- 3.- Margen para tensionar.

La cantidad recomendable de lastrabarrenas que se deben usar en una sarta de trabajo, depende principalmente del peso que se desea aplicar sobre la barrena o molino, para el caso de herramientas que operan por fricción, como es el caso de molinos, en la (fig.7) se presentan las curvas de comportamiento para barrenas de diamante de la Compañía Hughes: en esta, dado el diámetro de la barrena y dependiendo del tipo de formación se obtiene el peso máximo que se puede cargar sobre la herramienta. Por similitud en la forma de operación y de acuerdo con criterios prácticos de operación en México, se elaboró la curva discontinua para operación de molinos. El peso que puede cargarse puede también ser estimado con la ecuación (19), en esta ecuación el factor de seguridad  $F_m$ , es de 0.75 para diámetro de molino mayores o iguales que 4.5" y de 1 para diámetros menores, lo anterior es válido siempre y cuando la sarta vaya sin estabilizadores, de lo contrario  $F_m$  vale 1.0 .

En la tabla 8 se dan los pesos máximos permisibles para el caso de molinos.

FIGURA 7  
PESO SOBRE MOLINO MAXIMO RECOMENDADO.  
(REDUCE UN 25 % SI NO USA ESTABILIZADORES)



$$P_{sm} = (121001.8 - 103251.6 D_m + 32292.19 D_m^2 - 4250 D_m^3 + 208.3 D_m^4) F_m$$

Donde:

$P_{sm}$  = peso sobre el molino (lb)

$D_m$  = diámetro del molino ( $\rho_m$ )

$F_m$  = .75 si  $D_m \geq 4.5$

1.0 si  $D_m < 4.5$

TABLA 5

$D_m$ (pg)	$P_{sm}$ (lb)*
3 1/2	4500
3 5/8	5000
3 7/8	6000
4 1/4	7000
4 5/8	7500
5 1/2	9750
5 7/8	12000
6 1/2	15000

\* Sin estabilizadores

En pezos revestidos se recomienda el uso de estabilizadores -- con la finalidad de obtener las condiciones de operación favorables siguientes:

- 1.- Distribuir el peso adecuadamente sobre la barrena o molino para mejorar los ritmos de penetración.
- 2.- Evitar daños a la T.R.
- 3.- Prolongar la vida útil de la barrena o molino

#### 4.- Disminuir vibraciones en la sarta de trabajo.

La forma en que deben distribuirse los estabilizadores en la sarta, según la Compañía DRILCO es:

Uno inmediatamente arriba de la barrena o molino, otro espaciado un lastrabarrena corto y un tercero colocado enseguida de un lastrabarrena de longitud normal, esquemáticamente se puede ver en la (fig.8).

El tipo de estabilizador recomendable es el que se muestra en la (fig.9). Este estabilizador es de camisa de hule, no rotatorio con el que se evita al máximo los daños a la tubería de revestimiento .

En caso de que el diseño anterior no permita bajar la sarta libremente, se recomienda eliminar el estabilizador superior para disminuir la rigidez.

La cantidad de lastrabarrenas que debe llevar la sarta en función del peso sobre la barrena o el molino requeridos, se calcula con la expresión (20).

$$L_{dc} = \frac{0.3048 P_{sm}}{K_b F_s \cos W_{dc}} \quad \text{-----} \quad (20)$$

Donde:

$L_{dc}$  = longitud de lastrabarrenas (m.)

$F_s$  = Factor de seguridad de punto neutro (0.85)

= ángulo de desviación del pozo referido a la vertical.



ESTABILIZADOR

LASTRABARRENAS (30 pies)

ESTABILIZADOR

LASTRABARRENA (CORTO)

ESTABILIZADOR

BARRENA O MOLINO

FIG. 8

ESTABILIZADOR CON  
CAMISA DE HULE



FIG. 9

$W_{dc}$  = peso nominal unitario de los lastrabarreras (lb/pie)

$K_b$  = factor de flotación =  $1 - \frac{D_1}{D_{ca}}$  ----- (21)

$D_1$  = densidad del fluido de control (gr/cc)

$D_a$  = densidad del acero (gr/cc)

La cantidad permisible de tubería que se puede introducir en un pozo considerando solo efectos de tensión se determina con la ecuación (22), la cual se da en su forma general. Para calcular cada una de las secciones que conforman la sarta considerando las tuberías disponibles, el procedimiento consiste en ir calculando cada una de las secciones iniciando con la de menor resistencia hasta completar la longitud total.

$$L_n = \left( \left( \frac{P_{tn} \cdot 0.9 - 2200 Mop - T_f}{W_n K_b} \right) - \left( \frac{W_{n-1} L_{n-1} + W_{n-2} L_{n-2}}{W_n} + \frac{W_{dc} L_{dc}}{W_n} \right) \right) \cdot 3048 \quad (22)$$

Donde:

$L_n$  = longitud de tubería de la sección (m.)

$P_{tn}$  = capacidad de tensión calculada con las expresiones 1 ó 2 dependiendo de la clase de tubería (lb)

$Mop$  = margen para tensionar (ton)

$W_n$  = peso ajustado unitario de la tubería (lb/pie)

$K_b$  = factor de flotación (adim)

$T_f$  = fuerza de fricción que se genera en los cambios de dirección en pozos desviados, (lb) se calcula con la ec. (23)

$T_f = 630 \theta D_p W$  (23)

Donde:

$\theta$  = Pendiente de la desviación ( $^{\circ}/100$  pie)

$D_p$  = diámetro exterior de la tubería de trabajo mayor que pase frente a la desviación (pg).

$W$  = peso unitario nominal de la tubería de mayor diámetro que pase la zona desviada (lb/pie)

b) Colapso

Una vez que se dispone del diseño por tensión, paso imprescindible para continuar, se procede al diseño por colapso.

El diseño consiste en determinar la reducción en la capacidad de la tubería para resistir presión externa como resultado de la tensión aplicada. Esto debe efectuarse en los extremos de cada sección de tubería diseñada previamente por tensión.

El procedimiento que se recomienda es el siguiente:

- 1.- Determinar la constante adimensional ( $r$ ), (ec.24)
- 2.- Obtener el valor de la constante ( $Z$ ), con la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales normalizada dada en 25.
- 3.- Calcular la resistencia al colapso en condiciones de tensión, con (ec.26). El factor de seguridad para este concepto es de 1.125

$$r = \frac{\text{tensión aplicada}}{At \cdot Pcp} \quad (24)$$

$$Z^2 + rZ + r^2 - 1 = 0$$

$$Z = \frac{-r + \sqrt{4 - 3r^2}}{2} \quad (25)$$

$$Rc_{bt} = Z R_{cn} \quad (26)$$

Donde:

At = área transversal del acero del cuerpo del tubo (pg).

Pcp= punto de cedencia promedio (lb/pg<sup>2</sup>).

Rcn= resistencia al colapso nominal, calculada en (ees.3 a 6) según el tipo de tubería (lb/pg<sup>2</sup>).

Rc<sub>bt</sub>= resistencia al colapso de una tubería tensionada (lb/pg<sup>2</sup>)

El punto de cedencia promedio (Pcp) es la medida aritmética - de la mínima y máxima resistencia cedente, para cada calidad de - acero. Tabla 9.

TABLA 9

GRADO	Pcp	Pcp min.	Pcp max.
E	85000	75000	95000
X-95	110000	95000	125000
G-105	120000	105000	135000
S-135	145000	135000	155000
Pcp (lb/pg <sup>2</sup> )			

c).- Torsión

La cantidad de esfuerzo de torsión que resiste una tubería --  
bajo tensión, se calcula con la ecuación (27); el cálculo debe --  
hacerse en cada cambio de grado, peso, o diámetro de tubería. El --  
valor mínimo que resulte en cualquiera de los puntos analizados --  
deberá ser la condición de frontera en operaciones reales de campo. --  
En caso de herramientas que se operan con torsión y tensión como es --  
el caso de algunas herramientas de percusión el valor de torsión --  
obtenido por diseño deberá ser superior a la torsión necesaria --  
para operar los martillos de lo contrario se deberá cambiar el dise --  
ño de la sarta.

$$T_t = \frac{0.096167 J}{D} \left( Y_m - \frac{P^2}{A t^2} \right)^{1/2} \quad (27)$$

$$J = (\pi/32)(D^4 - D_i^4) \quad (28)$$

Donde:

T<sub>t</sub> = par de torsión bajo condiciones de tensión (lb/pic)

J = momento polar de inercia.

D = diámetro exterior definido según las ecuaciones 7, 10 y 12 (pg).

P = peso aplicado en el punto de interés (lb).

Una vez efectuado el procedimiento marcado en los incisos a), b), c) se procederá de la siguiente manera:

- 1).- En un sistema de coordenadas en el cual aparezcan valores de tensión en el eje horizontal y profundidad en el eje vertical, se traza la línea de gradiente del fluido de control afectado por un factor de seguridad de 1.125
- 2).- Ubicar los valores de resistencia al colapso bajo tensión calculados en el inciso (b) de acuerdo a su profundidad unirlos.
- 3).- En la parte de la línea que une a los valores de  $R_{cht}$  que quedan en el espacio comprendido entre el eje vertical y la línea de gradiente quedarán fuera de diseño.
- 4).- Las secciones de tubería que estén en el caso del inciso anterior deben ser sustituidos por tuberías de grado o calidad inmediata superior y repetir el procedimiento de diseño a partir del inciso b).

Ver fig 10 (caso T.P. 3 1/2")

#### METODO GRAFICO

En base a las ecuaciones que se mencionaron en el método anterior y con el fin de hacer más sencillo el diseño de una sarta de trabajo se elaboraron las gráficas que a continuación se describen.

Con las gráficas A-1 a A-12 se puede calcular la longitud de cada sección que forma la sarta por efecto de tensión; en el eje horizontal se graficó el esfuerzo a la tensión y en el eje vertical la profundidad.

Entrando al eje de las abscisas con la máxima resistencia a la tensión de las tuberías (obtenidas de tablas 2.1 a 2.9) y observando como va disminuyendo esta resistencia al ir teniendo carga llegando al eje de las ordenadas, indicándonos la máxima longitud que se podrá usar de esta tubería correspondiente a cero de resistencia a la tensión. Estas gráficas se elaboraron para tuberías de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", para grados E-75, X-95, G-105, S-135 para clase nueva, premium y clase dos así como para diferentes densidades de lodo desde 0.8 hasta 2.0 gr/cc.

Para uso de éstas gráficas se procede como sigue:

- 1.- Se seleccionan las gráficas de las tuberías que se tengan disponibles en el campo.
- 2.- Con la gráfica del menor grado y peso se inicia el diseño.
- 3.- Se calcula el peso de lastrabarreras.
- 4.- Se establece el margen para tensionar (MOP).
- 5.- Con la suma de los dos valores anteriores se entra al eje horizontal obteniendo un punto. Desde ese punto se baja una vertical hasta intersectar la recta correspondiente al lodo que se está utilizando.
- 6.- Desde este punto se traza una horizontal hasta el eje vertical obteniendo la longitud máxima de tubería que se puede meter de esta primera sección.
- 7.- Partiendo del valor máximo de resistencia a la tensión de la tubería antes mencionada, en la gráfica se sigue de --

mayor grado, mayor peso o diferente clase y procedimiento de igual forma que la aplicada en el punto 3 se obtiene - la longitud de la segunda sección.

- 8.- Así hasta completa. la longitud total necesaria de tubería
- 9.- En dado caso que no se introduzca el total de la sección calculada, como puede ser el caso de sartas combinadas; -- lo que procede es transformar en resistencia la longitud - de tubería que no entró y restarla del valor máximo que se tiene, obteniendo la cantidad con la que hay que entrar a las gráficas para estimar la longitud de la siguiente sección.
- 10.- El siguiente paso en el diseño, es calcular la sarta por colapso, utilizando la Elipse de Esfuerzos (fig.11).

El procedimiento es el siguiente:

- i) Contando con el peso en los extremos de cada una de - las secciones anteriormente diseñadas, se procede a calcular el porciento que está tensionada la T.P. en cada punto de la siguiente manera.

$$\% \text{ tensión} = \frac{\text{tensión en el punto considerado}}{\text{resistencia total a la tensión}} \cdot Cr$$

donde:

$$Cr = \frac{\text{Grado T.P.}}{P_{cp}} \cdot 100$$

ii) Con este valor se entra a la elipse de esfuerzos sobre el eje de tensión encontrando un punto, se baja una vertical hasta intersectar la curva obteniendo el porcentaje de resistencia al colapso que tiene la tubería cuando se tiene sometida a una cierta tensión. Este valor encontrado se multiplica por el valor al colapso dado en las tablas y se obtiene el valor al colapso en el punto deseado.

iii) Este valor se compara con la presión que ejerce el fluido en ese punto, si es menor, entonces la T.P. no es recomendable por presión externa, se tendrá que ir al siguiente grado de T.P. y volver a ser el diseño por colapso hasta que los valores de presión sean cercanos o iguales, entonces nuestra sarta estará en condiciones favorables por colapso.

11.- Continuando con el diseño de nuestra sarta el último punto por calcular es el que se refiere a la torsión.

Para calcular la sarta por torsión y con el fin de hacer más sencillo el diseño se hicieron las gráficas como las mostradas en las figs. B-1 a B-4, en donde se ve en el eje horizontal la tensión aplicada y en el eje vertical el esfuerzo a la torsión.

De igual manera que las gráficas (A-1 a A-12) tensión - profundidad también se elaboraron para las tuberías ya mencionadas. Entrando a estas gráficas con el valor de tensión ya calculado en cada punto diseñado anteriormente a la clase de tubería se obtiene el valor máximo del ----

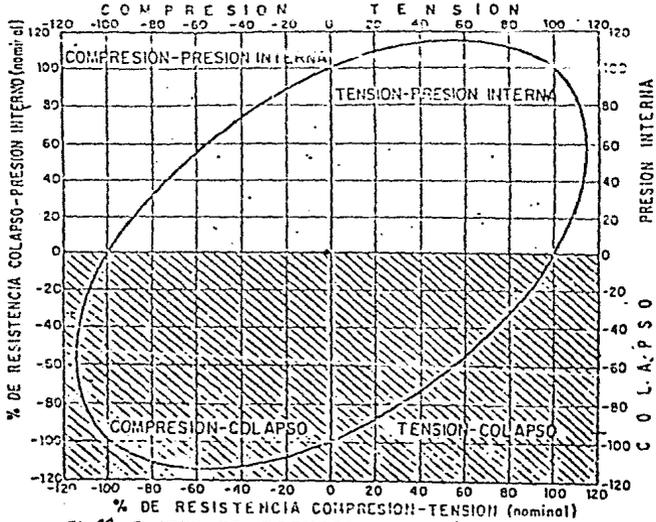


Fig.11 ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES.

esfuerzo a la torsión. Con todos los valores de torsión encontrados en la sarta se escoge el mínimo, este valor será con el cual nuestra sarta pueda trabajar o dicho -- de otra manera será el valor máximo al que debe regularse la mesa rotatoria.

## II.6 COSTOS

La tubería de trabajo es una de las herramientas más caras -- usadas para ejecutar las operaciones en la intervención de un pozo, por lo que considerando la información de la tabla A se hacen los -- cálculos elementales en donde se puede ver el beneficio económico -- de una sarta optimizada en comparación con una que solo está cons -- tituida por tubos de grado G- 105.

Una sarta optimizada de tubería nueva de 3 1/2", peso estandar, de rango 2 para trabajar a 6000 m. está constituida de grado E --- (4500 m.) y grado X (400 m.), suponiendo 100 m. de lastrararenas -- y no incluyendo el valor de estos, el costo total es de - - - - - \$ 109'516,752.00 considerando la misma longitud de grado G el costo sería de \$ 133,348,780.00 dando una diferencia de 22%, si la profun -- didad de operación fuera como máximo 4500 m. el beneficio alcanza -- ría un 29%.

TABLA A \*

COSTO POR CADA TUBO DE PERFORACION DE 3 1/2", 13.3 LB/PIE  
RANGO 2

C O N C E P T O	COSTO, \$/TUBO			
	N-80	X-95	G-105	S-135
1.- TUBO CON EXTREMOS RECALCADOS SIN - JUNTAS.	65443	77811	92735	102090
2.- CONEXIONES (INCLU YE MAQUINADO DE - ROSCA Y SOLDADURA)	92101	107062	112519	132038
3.- REVESTIMIENTO PLAS TICO INTERIOR	4700	4700	4700	4700
4.- PROTECTOR DEL -- PIÑON	2500	2500	2500	2500
COSTO TOTAL/TUBO	\$ 164744	\$ 192073	\$ 212454	\$ 241328

\* MARZO DE 1985

T A B L A No. 1

DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO PARA TUBERIAS DE PERFORACION NUEVAS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	Presión al colapso basados sobre valores mínimos, lb/ps <sup>2</sup>				Presión interna para mínimo punto de ocurrencia, lb/ps <sup>2</sup>			
Pg.	lb/pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-3/8	+ 4.85	11040	13980	15460	19070	10500	13300	14700	18900
	6.65	11600	14760	21840	28080	15470	19600	21660	27850
2-7/8	+ 6.65	10470	12930	14010	17060	9910	12550	13870	17830
	10.40	16610	20910	23110	28720	16530	20930	23140	29750
3-1/2	9.50	10040	12060	13050	15780	9520	12070	13340	17150
	13.30	14110	17880	19760	25400	13800	17480	19320	24840
	15.50	16770	21250	23480	30190	16540	21330	23570	30310
4	*11.85	8410	9960	10700	12650	8600	10890	12040	15480
	14.00	11350	14380	15900	20170	10930	13720	15160	19490
	+15.70	12900	16340	18050	23210	12470	15790	17460	22440
4-1/2	*11.75	7260	8400	8950	10310	7900	10010	11070	14230
	16.60	10390	12750	13820	16800	9530	12450	13760	17690
	20.00	12960	16420	18150	23330	12540	15890	17560	22580
5	*11.15	6970	8090	8610	9860	7770	9840	10680	13990
	19.50	10500	12010	15700	15700	9500	12040	13300	17110
	21.60	13500	17100	18900	24300	13100	16620	18580	23620
5-1/2	+19.20	6070	6830	7300	8120	7250	9190	10160	13060
	21.90	8440	10000	10740	12710	8610	10910	12050	15510
	24.70	10460	12920	14000	17050	9900	12540	13860	17830
6-5/8	25.20	4810	5310	5490	6040	6540	8280	9150	11770

NOTA: Los cálculos son basados de las fórmulas de 2 - 1 & 2 - 10.

- + Estos tamaños y pesos de tuberías de perforación no están incluidos en las listas de tuberías de perforación en el API Spec. 5A y 5AX.
- \* Las especificaciones para tuberías de perforación estos tamaños y pesos son tentativos y no están sujetos a monogramas API.

## T A B L A No. 2

## DATOS DE TENSION Y TORSION PARA TUBERIAS DE PERFORACION USADAS CLASE 2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	1,2 Resistencia de cedencia torsional basada s/desgaste excéntrico, pies-lb				2 Datos de tensión basados sobre desgaste uniforme y carga para mínima resistencia de cedencia, lb			
py.	lb /pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-3/8	4.85	3040	3850	4250	5470	76880	97380	107640	136380
	6.65	3920	4970	5490	7060	107620	136330	150680	193730
2-7/8	6.85	5160	6540	7230	9290	106950	135470	149730	192510
	10.40	7220	9150	10110	13000	166500	210900	233100	299700
3-1/2	9.50	9040	11450	12660	16280	153000	193800	214200	278400
	13.30	11710	14830	16390	21070	212250	268550	297150	382050
	15.50	13160	16670	18430	23690	250500	317300	350700	450900
4	11.65	12450	15810	17470	22460	182020	230560	254840	327640
	14.00	14830	18790	20770	26700	224180	283960	313850	403520
	15.70	16360	20720	22900	29450	253830	321580	355430	456980
4-1/2	13.75	16630	21060	23280	29930	213220	270080	298510	383600
	16.20	19680	24920	27550	35420	260100	329460	364140	469130
	20.00	23380	29670	32740	42090	322950	409070	452130	581310
5	16.25	22500	28500	31500	40500	259120	328220	362780	461420
	19.50	26320	33330	36840	47370	311540	394600	436150	560760
	25.60	33050	41670	46270	59490	414690	525270	580570	748140
5-1/2	21.90	32490	41150	45490	58480	344780	436720	482690	618000
	24.70	36130	45760	50580	65030	391280	495630	547800	704310

<sup>1</sup> Basado sobre una resistencia al esfuerzo cortante igual a 57.7% de mínima resistencia de cedencia.

<sup>2</sup> Datos torsionales basados sobre 35% de desgaste excéntrico sobre diámetro externo y datos de tensión basados sobre 20% de desgaste uniforme sobre el diámetro externo.

T A B L A No. 3

DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO PARA TUBERIAS DE PERFORACION NUEVAS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	Presión al colapso basados sobre valores mínimos, lb/ps <sup>2</sup>				Presión interna para mínimo punto de cedencia, lb/ps <sup>2</sup>			
Pg.	lb/pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-3/8	+ 4.85	11040	13980	15460	19070	10500	13300	14700	18900
	6.65	11600	19760	21840	28080	15470	19600	21660	27850
2-7/8	+ 6.65	10470	12930	14010	17060	9910	12550	13870	17830
	10.40	16510	20910	23110	29720	16530	20930	23140	29750
3-1/2	9.50	10040	12060	13050	15780	9520	12070	13340	17150
	13.30	14110	17880	19760	25400	13800	17480	19320	24840
	15.50	16770	21250	23480	30190	16840	21330	23570	30310
4	*11.85	6410	9960	10700	12650	8600	10890	12040	15480
	14.00	11350	14380	15900	20170	10830	13720	15160	19490
	+15.70	12900	16340	18050	23210	12470	15790	17460	22440
4-1/2	*13.75	7200	8400	6950	10310	7900	10010	11070	14230
	16.00	10390	12750	13820	16800	9830	12450	13760	17690
	20.00	12960	16420	18150	23330	12540	15890	17560	22580
5	*16.25	6970	8090	8610	9860	7770	9840	10680	13990
	19.50	10000	12010	15700	15700	9500	12040	13300	17110
	25.60	13500	17100	18900	24300	13120	16620	18380	23620
5-1/2	+19.20	6070	6930	7300	8120	7250	9190	10160	13060
	21.90	8440	10000	10740	12710	8610	10910	12060	15510
	24.70	10460	12920	14000	17050	9900	12540	13860	17830
6-5/8	25.20	4810	5310	5490	6040	6540	8280	9150	11770

NOTA: Los cálculos son basados de las fórmulas de 2 - 1 & 2 - 10.

+ Estos tamaños y pesos de tuberías de perforación no están incluidos en las listas de tuberías de perforación en el API Spec. 5A y 5AX.

\* Las especificaciones para tuberías de perforación estos tamaños y pesos son tentativos y no están sujetos a monogramas API.

- 64 -  
T A B L A No. 1

DATOS DE TORSION Y TENSION PARA TUBERIA DE PERFORACION  
- USADA CLASE PREMIUM

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	F.N.R.G.	Resistencia de cedencia torsional basados sobre desgaste uniforme, pic-lb.				Datos de tensión basados sobre desgaste uniforme y carga para una resist.mín.de puntos de ced.lb			
Øg.	lb/pic	F	95	105	115	F	95	105	115
2-3/8	4.85	3730	4720	5220	6710	76880	97360	107640	138380
	6.65	4610	6090	6730	8660	107620	136330	150680	193730
2-7/8	6.65	6330	8020	8860	11400	106580	135470	149730	191110
	10.40	8850	11220	12400	15940	166500	210300	233100	299700
3-1/2	9.50	11090	14050	15530	19970	153000	193800	214200	275400
	13.30	14360	18190	20100	25650	212250	268850	297150	382050
	15.50	16140	20450	22600	29000	250500	317300	350700	450900
4	11.85	15310	19390	21430	27560	182020	230560	254840	327640
	14.00	18200	23050	25470	32650	224180	283960	313850	403520
	15.70	20070	25420	28090	36120	252660	321580	355430	456980
4-1/2	13.75	20400	25640	28560	36730	213220	270080	298510	383600
	16.60	24130	30570	33790	43450	260100	329300	364140	465180
	20.00	28680	36630	40150	51630	322950	409070	452130	581310
5	16.25	27610	34970	38650	49090	259120	328220	362780	466420
	19.50	32290	40390	45200	58110	311540	394600	436150	560760
	25.60	40540	51360	56760	72980	414690	525270	580570	746440
5-1/2	21.90	39860	50490	55810	71750	344780	436720	482690	620600
	24.70	44320	56140	62050	79780	391280	495630	547800	704310

<sup>1</sup> Basado sobre la resistencia al esfuerzo cortante igual a 57.77 de la mínima resistencia de cedencia.

<sup>2</sup> Datos torsionales basados sobre 20% de desgaste uniforme sobre el diámetro externo.

T A B L A No. 5

DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO PARA TUBERIAS DE PERFORACION USADAS CLASE PREMIUM

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	<sup>1</sup> Presión al colapso basado sobre valores mínimos lb/pc <sup>2</sup>				<sup>1</sup> Presión interna para mínima resistencia de cedencia lb/pc <sup>2</sup>			
pg.	lbs/pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-1/8	4.85	8550	10150	10900	12920	9600	12160	13440	17280
	6.65	13380	16950	18730	24080	14150	17920	19810	25470
2-7/8	6.85	7670	9000	9620	11210	9060	11470	12680	16300
	10.40	14220	18020	19910	25600	15110	19140	21150	27200
3-1/2	9.50	7100	8270	8800	10120	8710	11030	12190	15680
	13.30	12020	15220	16820	21630	12620	15980	17660	22710
	15.50	14470	18330	20260	26050	15390	19500	21550	27710
4	11.85	5730	6490	6820	7470	7860	9960	11000	14150
	14.00	9040	10780	11610	13870	9900	12540	13860	17820
	15.70	10910	13820	15180	18630	11400	14440	15960	20520
4-1/2	13.75	4710	5170	5540	5910	7230	9150	10120	13010
	16.60	7550	8950	9460	10990	8990	11380	12580	16180
	20.00	10980	13900	15340	18840	11470	14520	16050	20640
5	16.25	4510	4920	5060	5670	7100	9000	9950	12790
	19.50	7070	8230	8786	10050	8690	11000	12160	15640
	25.60	11460	14510	16040	20540	12000	15200	16800	21600
5-1/2	19.20	3760	4140	4340	4720	6630	8400	9290	11940
	21.90	5760	6530	6860	7520	7880	9980	11030	14180
	24.70	7670	9000	9620	11200	9050	11470	12680	16300
6-3/8	25.20	2930	3250	3350	3430	5980	7570	8370	10760

<sup>1</sup> Estos datos están basados sobre un mínimo espesor de pared de 80% del espesor de pared nominal.

Las presiones al colapso están basadas sobre el desgaste uniforme del diámetro.

NOTA: Los cálculos para tubería de perforación están basados sobre las fórmulas de 2.1 a 2.10.

T A B L A No. 6

DATOS DE TENSION Y TORSION DE LA TUBERIA DE PERFORACION  
USADA CLASE 3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	1,2	Resistencia a la cedencia torsional basados sobre desgaste excéntrico, pies - lb.			2 Datos de tensión basados sobre los gastos uniforme. Carga para min.resistencia de cedencia, lb.			
ES	lbs/pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-3/8	4.85 6.65	2550 3260	3230 4130	3570 4570	4590 5870	59140 82050	74910 103930	82800 114670	106460 147690
2-7/8	6.85	4340 5990	5490 7590	6070 8390	7810 10790	82560 126600	104000 160360	115510 177240	148440 227280
3-1/2	9.50 13.30 15.50	7600 9770 10920	9630 12360 13830	10640 13680 15290	13680 17590 19660	118050 162220 190500	149530 205480 241300	165270 227120 266700	212490 292000 374900
4	11.25 14.00 15.70	10500 12440 13690	13310 15760 17340	14710 17420 19160	16910 22400 24640	140630 172580 195000	178120 218600 247000	196820 241600 273000	252130 310640 381000
4-1/2	13.75 16.60 20.00	14010 16530 19560	17750 20940 24780	19620 23150 27390	25220 29760 35210	164330 200180 247720	208150 253560 313780	230060 282240 346820	295790 360120 445990
5	16.25 19.50 25.60	18960 22120 27620	24020 28020 32990	26550 30970 38670	34130 39820 49720	200180 240300 317550	253560 304380 402230	280250 336420 444570	360320 432540 571590
5-1/2	21.90 24.70	27350 30350	34640 38450	38290 42490	49230 54640	266480 301420	337540 381800	373070 422000	479660 542560

1 La resistencia a la cedencia torsional está basada sobre un esfuerzo cortante de 57% de la mínima resistencia a la cedencia.

2 Los datos torsionales están basados sobre el 45% de desgaste excéntrico sobre el diámetro exterior, los datos de tensión están basados sobre 37% de desgaste uniforme sobre el diámetro exterior.

T A B L A No. 7

DATOS DE PRESION INTERNA Y COLAPSO DE TUBERIA DE PERFORACION  
USADA CLASE 2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	P.N.R.C.	<sup>1</sup> Presión al colapso sobre valores mínimos, lb/pg <sup>2</sup>				<sup>1</sup> Presión interna para mínima resistencia de cedencia, lb/pg <sup>2</sup>			
Pg.	lbs/pie	E	95	105	135	E	95	105	135
2-3/8	4.85 6.65	6020 11480	6870 14540	7240 16030	8080 20630	7800 11490	9680 14560	10920 16090	14040 20690
2-7/8	6.65 10.40	5270 12250	5900 15520	6150 17160	6610 22060	7360 12290	9320 15550	10300 17190	13250 22100
3-1/2	9.50 13.30 15.50	4790 10250 12480	5270 12420 15810	5450 13450 17480	6010 16310 22470	7090 10250 12510	8960 12990 15840	9910 14350 17510	12740 18450 25510
4	11.85 14.00 15.70	3620 6440 8500	4020 7410 10150	4210 7850 10910	4550 8840 12930	6390 8040 9260	8090 10190 11730	8940 11260 12970	11500 14480 16670
4-1/2	13.75 16.60 20.00	2960 5170 8660	3290 5770 10280	3400 6010 11050	3480 6490 13120	5670 7300 9320	7440 9250 11800	8220 10220 13040	10570 13140 16770
5	16.25 19.50 25.60	2850 4760 9420	3150 5230 11270	3240 5410 12160	3300 5970 14590	5770 7060 9750	7310 8940 12350	8080 9880 13650	10390 12710 17550
5-1/2	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
6-5/8	25.20	1870	1900	1900	1900	-	-	-	-

<sup>1</sup> Los datos son basados sobre un mínimo espesor de pared nominal de 65%. Las presiones al colapso están basadas sobre un desgaste uniforme del diámetro externo. Las presiones internas están basadas sobre un desgaste uniforme y diámetro externo nominal.

NOTA: Los cálculos para la clase 2 de tuberías de perforación están basados sobre las fórmulas 2-1 a 2-10

T A B L A No. 9

DATOS FRESION INTERNA Y COLAPSO DE TUBERIA DE PERFORACION USADA CLASE 3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T.D.E.	F.N.R.	<sup>1</sup> Presión al colapso basado sobre valores mínimos, lb/ps <sup>2</sup>				Presión interna para mínima resistencia de cedencia, lb/ps <sup>2</sup>			
DS	lbs/pie	E	95	105	135	F	95	105	135
2-3/4	4.85	4260	4590	4810	5350	6600	8360	9340	11660
	6.65	10020	12050	13040	15760	9730	12320	13620	17510
1-7/8	3.85	3100	3010	4190	4530	6300	7890	8720	11210
	17.40	10810	13880	14880	18230	10290	13300	14840	18700
3-1/2	7.80	5130	4950	3790	4000	5380	7710	8310	10710
	11.90	8240	9480	10180	11930	8670	10990	12140	15920
	15.50	11710	13950	15410	18900	10810	13410	14820	19750
4	11.85	5870	5790	3940	3850	5400	6840	7560	9720
	14.00	8630	1070	5320	5210	6910	7600	8330	10780
	18.70	1380	7840	7820	8940	7840	9900	10870	14110
4-1/2	13.75	6110	6170	4170	4170	4870	6100	6800	8940
	16.40	9120	1030	4510	4410	5180	7190	8000	10110
	17.10	1070	7810	4540	4100	7880	8300	10710	14110
5	14.85	7890	1030	5180	5080	4890	6190	6900	8700
	16.80	9210	1030	3970	3800	5170	7870	8300	10710
	18.10	7170	8400	1110	13420	1090	13420	1380	1710
5-1/2	16.80	3040	1640	1640	1640	5100	6480	7140	9180
	18.10	2810	2610	2160	2870	5420	6320	7860	9780
	19.70	3070	4200	4190	4890	6190	7180	8720	11210
6-5/8	21.80	1170	1170	1970	2170	4110	5210	5780	7410

Los datos están basados sobre un diámetro exterior de 5 1/2 de espesor nominal. La presión al colapso está basada sobre un desgaste uniforme del diámetro externo. La presión interna está basada sobre un desgaste uniforme y diámetro exterior nominal.

NOTA: Los cálculos para la clase 3 están basados en las fórmulas 2-7 a 2-10.

T A B L A No. 10

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION NUEVA GRADO "E"

1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11			
DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION								DATOS DE JUNTAS								PROPIEDADES MECANICAS																											
TAMARO		PESO		TIPO		TIPO		CONEXIONES		D.E.		D.I.		DIAMETRO*		CEDENCIA A LA TENSION		CEDENCIA TORSIONAL																									
NOMINAL	NOMINAL	AJUST*	UPSET													1 <sup>1</sup>	1 <sup>2</sup>	2 <sup>1</sup>	2 <sup>2</sup>																								
Fig.	lb/pie	lb/pie														TUB	JUNTA	TUB	JUNTA																								
2-3/4	4.85	5.15	E.U.	NC26(I.F.)	1-3/4	1-3/4	1.625	97820	313680	4760	6800																																
		5.09	E.U.	W.O.	3-3/8	2	1.807	97820	195720	4760	4500																																
		4.87	E.U.	Q.O.	3-1/8	2	1.807	97820	206280	4760	4600																																
		4.94	E.U.	SL-H90	3-1/4	2	1.850	97820	202670	4760	5100																																
	6.65	7.00	E.U.	NC26(I.F.)	3-3/8	1-3/4	1.625	138220	313680	6250	6800																																
		6.87	E.U.	O.H.	3-1/4	1-3/4	1.625	138220	294600	6250	6400																																
	6.65	6.75	I.U.	P.A.C.	2-7/8	1-3/8	1.250	138220	238440	6250	4800																																
	2-7/8	6.85	7.33	E.U.	NC31(I.F.)	4-1/8	2-1/8	2.000	135900	447130	8080	11800																															
			7.25	E.U.	W.O.	4-1/8	2-7/8	2.253	135900	277560	8080	7400																															
			6.91	E.U.	O.H.	3-3/4	2-7/8	2.253	135900	223680	8080	5700																															
			6.97	E.U.	SL-H90	3-7/8	2-7/16	2.296	135900	260780	8080	7600																															
		10.40	10.82	E.U.	NC31(I.F.)	4-1/8	2-1/8	1.963	214340	447130	11550	11800																															
10.57			E.U.	O.H.	3-7/8	2-5/32	1.963	214340	345360	11550	8900																																
	10.53	E.U.	SL-H90	3-7/8	2-5/32	2.006	214340	382550	11550	11300																																	
10.40	11.20	I.U.	X.H.	4-1/4	1-7/8	1.750	214340	505080	11550	13400																																	
	10.37	I.U.	NC26(S.H.)	3-3/8	1-3/4	1.625	214340	313680	11550	6800																																	
10.40	10.29	I.U.	P.A.C.	3-1/8	1-1/2	1.375	214340	269470	11550	5800																																	
3-1/2	9.50	10.39	E.U.	NC38(I.F.)	4-3/4	2-11/16	2.563	194270	587310	14150	18100																																
		10.25	E.U.	NC38(W.O.)	4-3/4	3	2.804	194270	419800	14150	12800																																
		9.95	E.U.	O.H.	4-1/2	3	2.804	194270	392040	14150	12100																																
		10.12	E.U.	SL-H90	4-5/8	3	2.847	194270	366450	14150	12600																																

10

T A B L A N O. 10 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION NUEVA GRADO "E"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION			DATOS DE JUNTAS				PROPIEDADES MECANICAS				
TAMANO NOMINAL	PESO NOMINAL	PESO AJUST*	TIPO UPSET	CONEXIONES	D. E.	D. I.	DRIFT. DIAMETRO*	CEDENCIA A LA TENSION	CELENCIA A LA TENSION	CELENCIA TORSIONAL	
pg.	lb/pie	lb/pie			P. E.	P. I.		<sup>1</sup> TUB	<sup>1</sup> JUNTA	<sup>2</sup> TUB	<sup>2</sup> JUNTA
	13.30	13.86	E.U.	NC38 (I.F.)	4-3/4	2-11/16	2.457	271570	587310	18550	18100
		13.86	E.U.	O.H.	4-3/4	2-11/16	2.414	271570	559560	18550	17400
	13.30	14.06	I.U.	X.H.	4-3/4	2-7/16	2.313	271570	570940	18550	17100
		13.51	I.U.	NC31 (S.H.)	4-1/8	2-1/8	2.000	271570	447130	18550	11800
	15.50	16.42	E.U.	NC30 (I.F.)	5	2-9/16	2.414	322780	649160	21090	20300
4	11.85	13.63	E.U.	NC36 (I.F.)	6	3-1/4	3.125	230750	901170	19470	33600
		13.48	E.U.	NC46 (W.O.)	6	3-7/16	3.313	230750	782990	19470	29100
		12.16	E.U.	O.H.	5-1/4	3-15/32	3.287	230750	621240	19470	22200
	11.85	13.09	I.U.	H-90	5-1/2	2-13/16	2.688	230750	913470	19470	35400
4	14.00	15.98	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3-1/4	3.125	285360	901160	23290	33600
	14.00	15.07	E.U.	O.F.	5-1/2	3-1/4	3.125	285360	759340	23290	27400
	14.00	15.13	I.U.	NC40 (F.H.)	5-1/4	3-1/4	3.125	285360	711610	23290	23500
		14.29	I.U.	S.H.	4-5/8	2-9/16	2.438	285360	512040	23290	15000
	15.70	17.85	E.U.	NC46 (I.F.)	6	3-1/4	3.095	324120	901170	25810	33600
	15.70	16.99	I.U.	NC40 (F.H.)	5-1/4	2-11/16	2.563	324120	776400	25810	25400
		17.30	I.U.	H90	5-1/2	2-13/16	2.688	324120	913470	25810	35400
4-1/2	13.75	15.40	E.U.	NC50 (I.F.)	6-3/8	3-3/4	3.025	270030	944000	25910	34100
		14.90	E.U.	NC50 (W.O.)	6-1/8	3-7/8	3.750	270030	849600	25910	37700
		14.10	E.U.	O.H.	5-3/4	3-31/32	3.770	270030	554760	25910	21300

T A B L A No. 10 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION NUEVA GRADO "E"

DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION				DATOS DE JUNTAS				PROPIEDADES MECANICAS				
TAMANO NOMINAL	PESO NOMINAL	PESO AJUST*	TIPO UPSET	CONEXIONES	D. E.	D. I.	DRIFT. DIAMETRO*	CEDENCIA A LA TENSION		CEDENCIA TORSIONAL		
PS.	lb/pie	lb/pie			IN	PS		1 TUB	3 JUNTA	2 TUB	JUNTA	
								lb	lb	lb	lb	
	13.75	15.42	I.U.	HPG	G		3-1/4	3.125	270030	938150	25910	38900
	16.60	18.10	E.U.	NC50 (I.F.)	G-3/8		3-3/4	3.625	330560	944000	30810	37700
		17.22	E.U.	O.H.	5-7/8		3-3/4	3.625	330560	713880	30810	27500
	16.60	18.40	I.U.	NC46 (X.H.)	G-1/4		3-1/4	3.125	330560	901170	30810	33900
		18.13	I.U.	F.H.	G		3	2.875	330560	976160	30810	34800
		17.94	I.U.	HPG	G		3-1/4	3.125	330560	938150	30810	38900
		16.66	I.U.	NC3U (S.H.)	5		2-11/16	2.563	330560	587310	30810	18120
	20.00	22.50	E.U.	NC50 (I.F.)	G-3/8		3-5/8	3.452	412360	1030880	36900	41200
	20.00	22.18	I.E.U.	NC46 (X.H.)	G-1/4		3	2.875	412360	1048430	36900	39600
		21.73	I.E.U.	F.H.	G		3	2.875	412360	976160	36900	34800
		21.73	I.E.U.	HPG	G		3	2.875	412360	1085410	36900	45200
5	19.50	20.99	I.E.U.	NC50 (X.H.)	G-3/8		3-3/4	3.625	395600	943990	41170	37700
		22.42	I.E.U.	S-1/2 F.H.	7		3-3/4	3.625	395600	1448400	41170	62200
	25.60	27.01	I.E.U.	NC50 (X.H.)	G-3/8		3-1/2	3.375	530150	1110240	52260	44900
		28.50	I.E.U.	S-1/2 F.H.	7		3-1/2	3.375	530150	1619280	52260	62200
5-1/2	21.90	23.94	I.E.U.	F.H.	7		4	3.875	437120	1265760	50710	56300

T A B L A No. 10 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION NUEVA GRADO "E"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
DATOS DE TUBERIA DE PERFORACION				DATOS DE JUNTAS			PROPIEDADES MECANICAS				
TAMAÑO NOMINAL	PESO NOMINAL	PISO AJUST*	TIPO UPSET	CONEXIONES	D. E.	D. I.	DRIFT. DIAMETRO*	CEDECENCIA A LA TENSION	CEDECENCIA TORSIONAL	CEDECENCIA TORSIONAL	
PS.	lb/pg	lb/pg						1 TUB lb	3 JUNTA	2 TUB lb	4 JUNTA
	24.70	26.86	I.E.U.	F.H.	7	4	3.875	497220	1265760	56570	56300
6-5/8	25.20	27.14	I.E.U.	F.H.	8	5	4.875	489470	144880	70580	74200

<sup>1</sup> La resistencia de cedencia de tensión está basada sobre 75,000 lbs/pg<sup>2</sup> de resistencia de cedencia mínima.

<sup>2</sup> La resistencia de cedencia torsional está basada sobre una resistencia al esfuerzo cortante de 57.7% de la mínima resistencia de cedencia.

<sup>3</sup> La resistencia de tensión del piñón está basada sobre 120,000 lbs/pg<sup>2</sup> de mínima cedencia y el área de sección transversal a la base de la rosca 5/8 de pg. del hombro.

\* Junta más tubería de perforación.



T A B L A N O. 11 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION DE ALTA RESISTENCIA.

DATOS DE TUBERIAS DE PERFORACION				DATOS DE JUNTAS			PROPIEDADES MECANICAS				
TAMANO NOMINAL	PESO NOMINAL	PESO AJUST*	TIPO UPSET	CONEXIONES	U.E.	D.I.	DRIFT DIAMETRO*	CEDECENCIA A TENSION lb:	CEDECENCIA TORSIONAL pie-lb	TORSION	
in.	lb/ft	lb/ft	Y GRADO		in	in	in	<sup>1</sup> TUB	<sup>3</sup> JUNTA	<sup>2</sup> TUB	JUNTA
	15.50	17.43	E.U.135	NC40(F.H.)	5-1/2	2-1/4	2.125	58100	960000	37950	32900
4	14.00	15.92	E.U.95	NC46(I.F.)	6	3-1/4	3.125	361460	901170	29500	33600
		15.92	E.U.105	NC46(I.F.)	6	3-1/4	3.215	399500	901170	32600	33600
		16.06	E.U.135	NC46(I.F.)	6	3	2.875	513650	1048430	41920	39200
		15.16	I.U.95	NC40(F.H.)	5-1/4	2-11/16	2.563	361460	776400	29500	25400
		15.57	I.U.95	II-90	5-1/2	2-13/16	2.688	361460	913470	29500	35400
		15.65	I.U.105	NC40(F.H.)	5-1/2	2-7/16	2.313	399500	897160	32600	30000
		15.57	I.U.105	II-90	5-1/2	2-13/16	2.688	399500	913470	32600	35400
4	14.00	15.82	I.U.135	NC40(F.H.)	5-1/2	2	1.875	513650	1080120	41920	36300
		15.57	I.U.135	II-90	5-1/2	2-13/16	2.688	513650	913470	41920	35400
	15.70	17.87	E.U.95	NC46(I.F.)	6	3-1/4	3.125	410550	897160	32690	33600
		17.87	E.U.105	NC46(I.F.)	6	3-1/4	3.125	453770	901170	36130	33600
		18.06	E.U.135	NC46(I.F.)	6	2-7/8	2.750	503420	1117640	46460	41900
		17.41	I.U.95	NC40(F.H.)	5-3/8	2-7/16	2.313	410550	897160	32690	30000
		17.30	I.U.95	II-90	5-1/2	2-13/16	2.688	410550	913470	32690	35400
4-1/2	16.60	18.11	E.U.95	NC50(I.F.)	6-3/8	3-3/4	3.625	418700	939360	39020	37700

T A B L A No. 11 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION DE ALTA RESISTENCIA.

DATOS DE TUBERIAS DE PERFORACION				DATOS DE JUNTAS			DRIFT DIAMETRO*	PROPIEDADES MECANICAS			
TAMARO NOMINAL	PESO NOMINAL	PESO AJUST*	TIPO UPSET	CONEXIONES	D.E.	D.I.		CEDENCIA A LA TENSION lb		CEDENCIA TORSIO NAL pie-lb	
Pi.	lb/pie	lb/pie	Y GRADO		IN	IM	IN	<sup>1</sup> TUB	<sup>3</sup> JUNTA	<sup>2</sup> TUB	JUNTA
		18.11	E.U.105	NC50(I.F.)	6-3/8	3-3/4	3.625	462780	939360	43130	37700
		18.32	E.U.135	NC50(I.F.)	5-3/8	3-1/2	3.375	595000	1110240	55450	44900
		18.51	I.U.95	NC46(X.H.)	6-1/4	J	2.875	418700	1048430	39020	39600
		18.23	I.U.95	F.H.	6	J	2.875	418700	976160	39020	34800
		18.09	I.U.95	H.90	6	3-1/4	3.125	418700	938150	39020	38900
		18.51	I.U.105	NC46(X.H.)	6-1/4	J	2.875	462780	1048430	43130	39600
		18.23	I.U.105	F.H.	6	J	2.875	462780	976160	43130	34800
		18.09	I.U.105	H.90	6	3-1/4	3.125	462780	938150	43130	38900
		18.54	I.U.135	NC46(X.H.)	6-1/4	2-3/4	2.625	595000	1183910	55450	44900
		18.66	I.U.135	F.H.	6-1/4	2-1/2	2.375	595000	1235340	55450	44800
		18.32	I.U.135	H-90	6	J	2.875	595000	1085410	55450	45200
4-1/2	20.00	23.11	E.U.95	NC50(I.F.)	6-3/8	3-1/2	3.250	522320	1110240	46660	44700
		23.11	E.U.105	NC50(I.F.)	6-3/8	3-1/2	3.375	577300	1110240	51570	44700
		22.42	E.U.135	NC50(I.F.)	6-5/8	J	2.875	742240	1416480	66300	57800
		22.33	I.E.U.95	NC46(X.H.)	6-1/4	2-3/4	2.625	522320	1183920	46740	44900
		21.69	I.E.U.95	F.H.	6	2-1/2	2.375	522320	1235400	46740	44300
		21.74	I.E.U.95	H-90	6	3-1/4	3.125	522320	938150	46740	38900
4-1/2	20.00	22.45	I.E.U.105	NC46(X.H.)	6-1/4	2-1/2	2.375	577300	1307640	51660	49600
		21.69	I.E.U.105	F.H.	6	2-1/2	2.375	577300	1235400	51660	44300
		21.96	I.E.U.105	H-90	6	J	2.875	577300	1085410	51660	45200



T A B L A No.11 (CONTINUACION)

PROPIEDADES MECANICAS DE JUNTAS NUEVAS Y TUBERIAS DE PERFORACION DE ALTA RESISTENCIA.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
DATOS DE TUBERIAS DE PERFORACION			DATOS DE JUNTAS			PROPIEDADES MECANICAS					
TAMAÑO NOMINAL	PESO NOMINAL	PESO AJUST* UPSET	TIPO	CONEXIONES	D.E. IN	D.I. IN	DRIFT DIAMETRO* IN	CEDENCIA A LA TENSION		CEDENCIA TORSIONA	
IN.	lb/pie	lb/pie	Y GRADO					1 TUB	1b JUNTA	2 TUB lb JUNTA	
24.70	27.89	I.E.U.95		F.H.	7-1/4	3-1/2	3.375	629810	1619280	71660	72500
	27.89	I.E.U.105		F.H.	7-1/4	3-1/2	3.375	696110	1619280	79200	72500
	20.74	I.E.U.135		F.H.	7-1/2	3	2.875	895000	1925520	71630	86800

<sup>1</sup> La resistencia a la cedencia torsional está basada sobre la resistencia al esfuerzo cortante de 57.7% de la resistencia mínima de cedencia.

<sup>2</sup> La resistencia de cedencia de la base del piñón está basada sobre 120,000 lbs/pg<sup>2</sup> de cedencia y el área de sección transversal a la base de la rosca 5/8 de pg. del hombro.

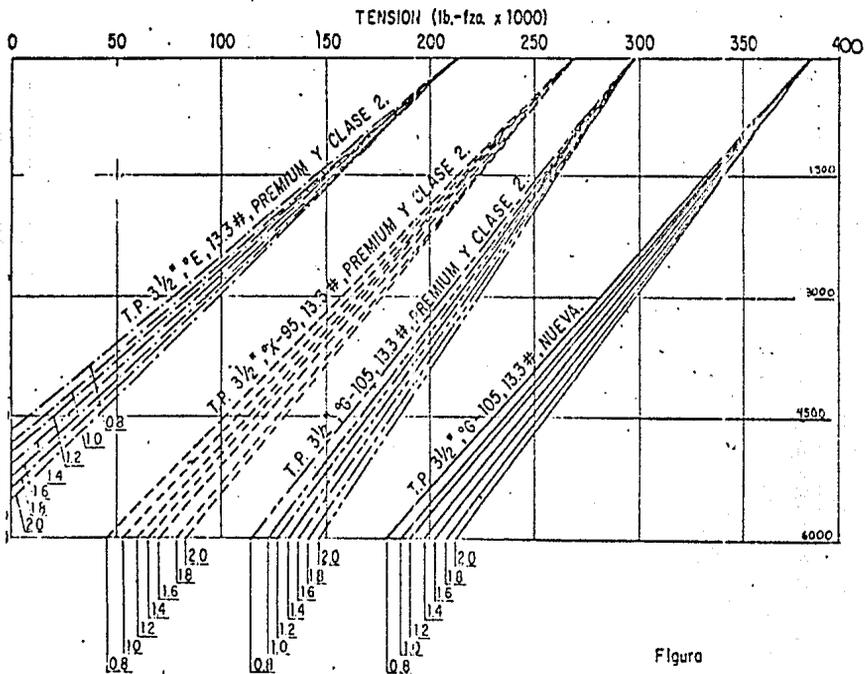
\* Junta más tubería.

T A B L A 12  
FACTORES DE FLOTACION

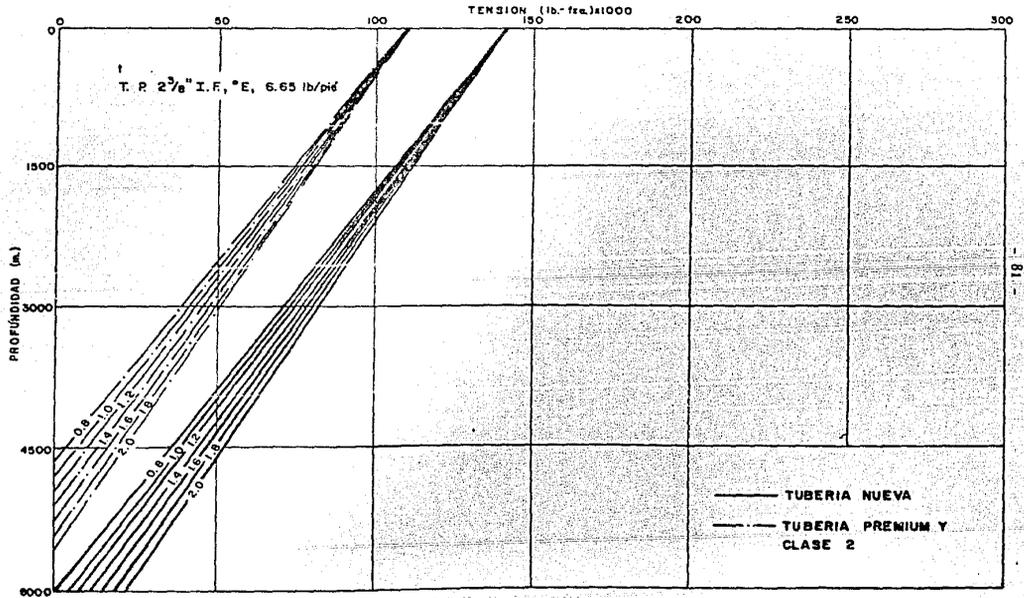
1	2	3
DENSIDAD DE LODO lb/gal.	DENSIDAD DEL LODO lb/pj.	FACTOR DE FLOTACION Fb.
8.4	62.84	.872
8.6	64.33	.869
8.8	65.83	.866
9.0	67.32	.862
9.2	68.82	.859
9.4	70.32	.856
9.6	71.81	.853
9.8	73.31	.850
10.0	74.80	.847
10.2	76.30	.844
10.4	77.80	.841
10.6	79.29	.838
10.8	80.79	.835
11.0	82.29	.832
11.2	83.78	.829
11.4	85.28	.826
11.6	86.77	.823
11.8	88.27	.820
12.0	89.77	.817
12.2	91.26	.814
12.4	92.76	.811
12.6	94.25	.807
12.8	95.75	.804
13.0	97.25	.801
13.2	98.74	.798
13.4	100.24	.795
13.6	101.74	.792
13.8	103.23	.789
14.0	104.73	.786
14.2	106.22	.783
14.4	107.72	.780
14.6	109.22	.777
14.8	110.71	.774
15.0	112.21	.771
15.2	113.70	.768
15.4	115.20	.765
15.6	116.70	.762
15.8	118.19	.759

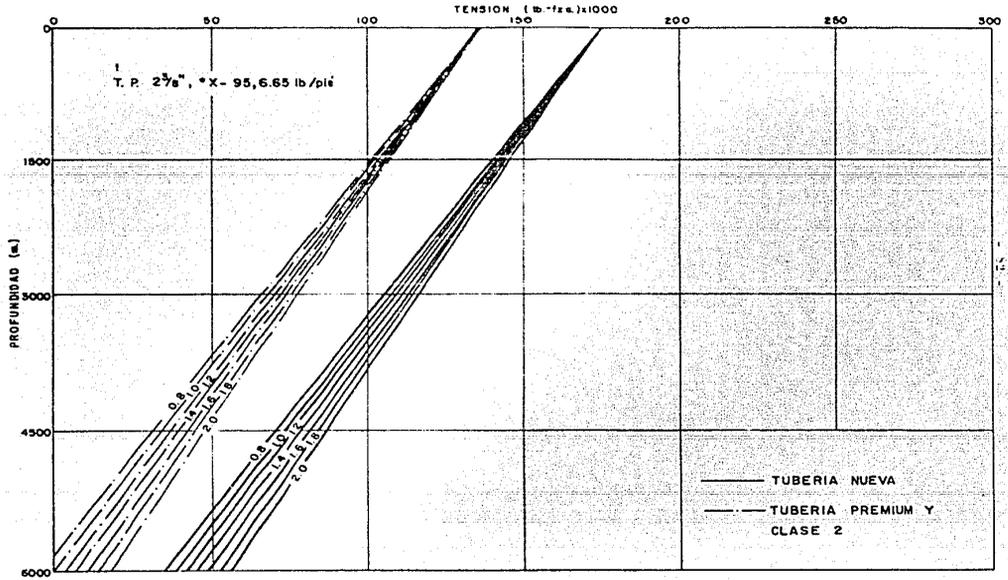
T A B L A 12 (CONTINUACION)  
FACTORES DE FLOTACION

1	2	3
DENSIDAD DE LODO Lb/gal.	DENSIDAD DEL LODO Lb/p3.	FACTOR DE FLOTACION Kb
16.0	119.69	.756
16.2	121.18	.752
16.4	122.68	.749
16.6	124.18	.745
16.8	125.67	.743
17.0	127.17	.740
17.2	128.66	.737
17.4	130.15	.734
17.6	131.66	.731
17.8	133.15	.728
18.0	134.65	.725
18.5	138.39	.717
19.0	142.13	.710
19.5	145.87	.702

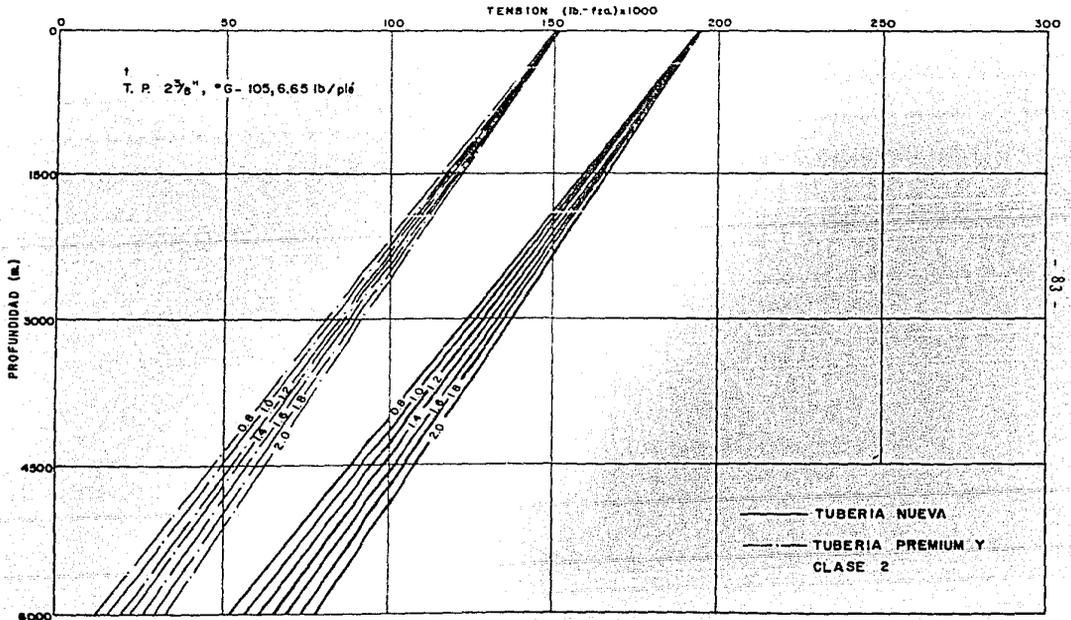


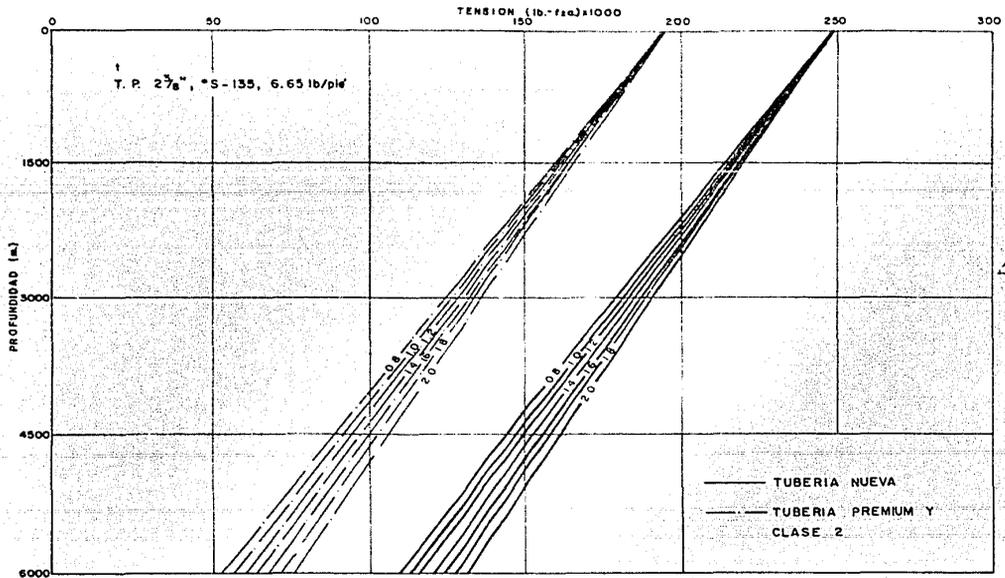
A-1

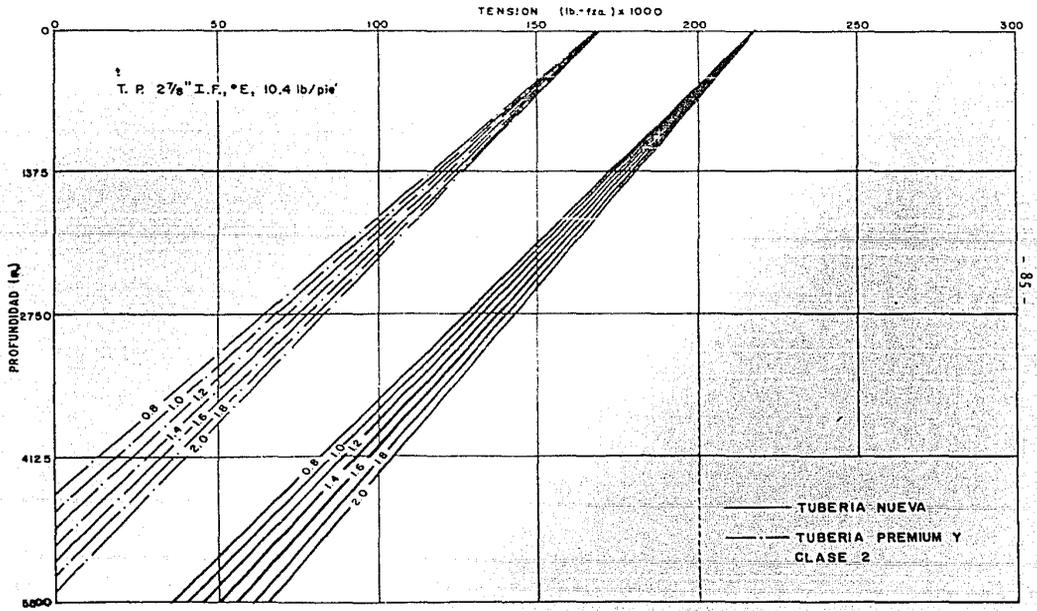


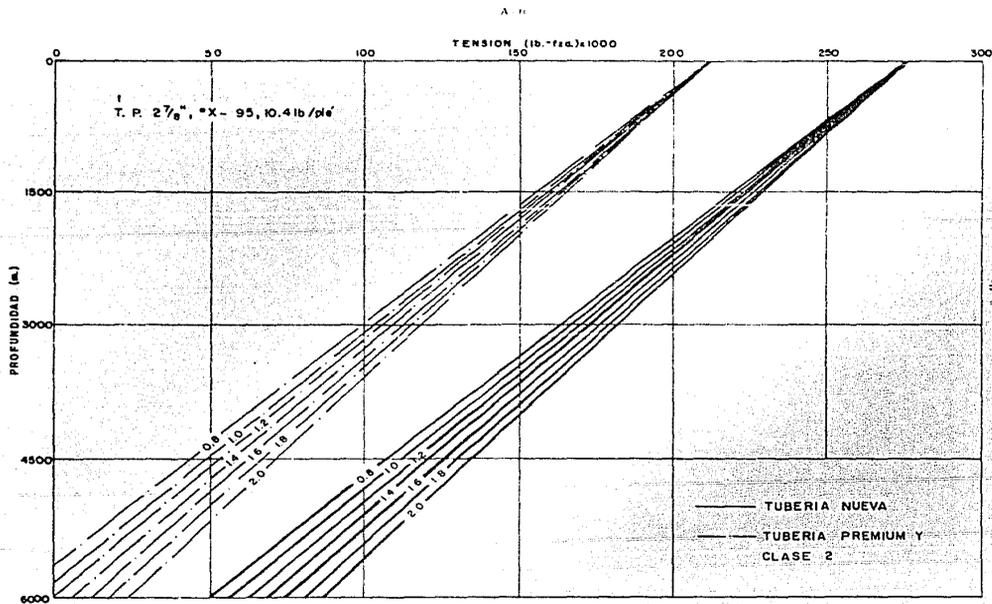


A-3

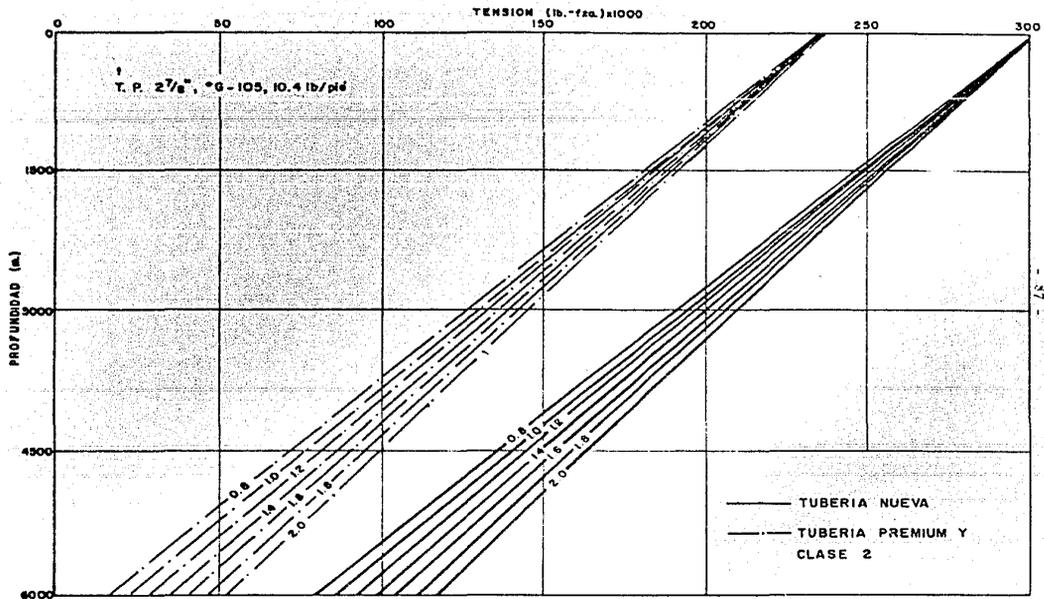




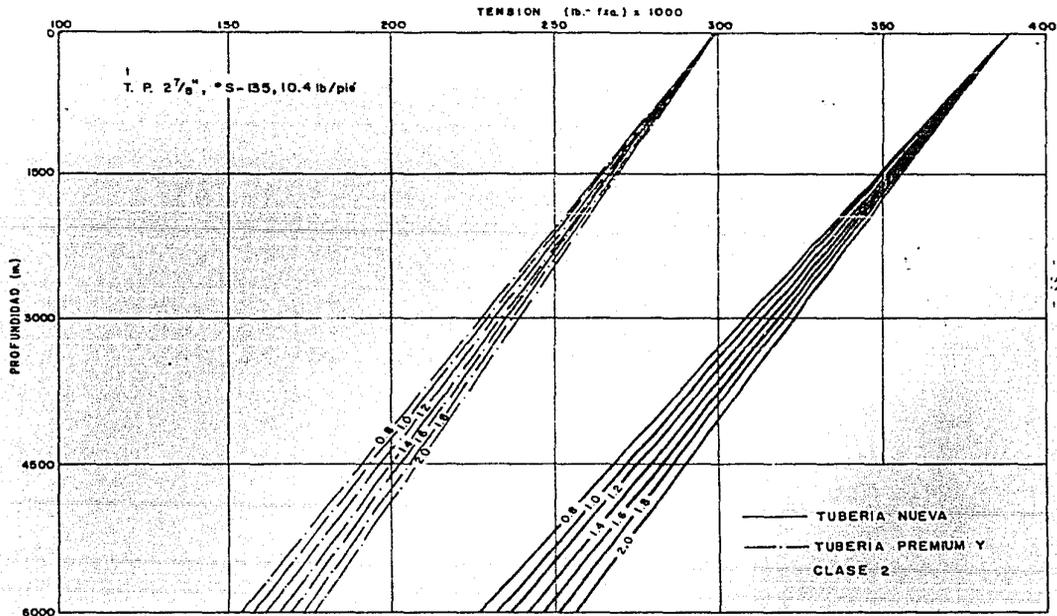




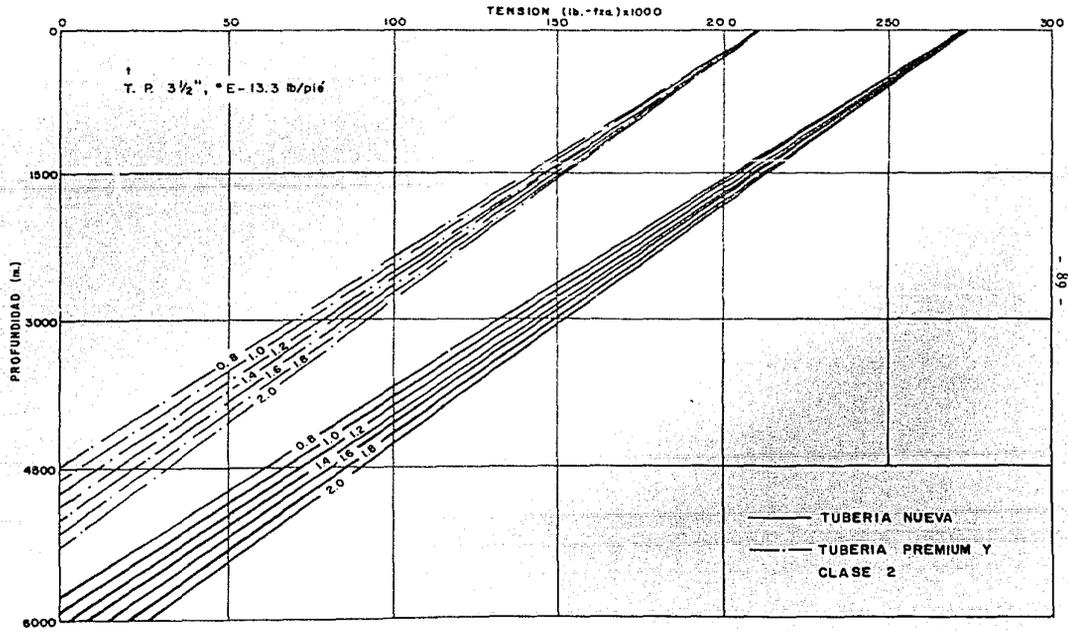
A-7



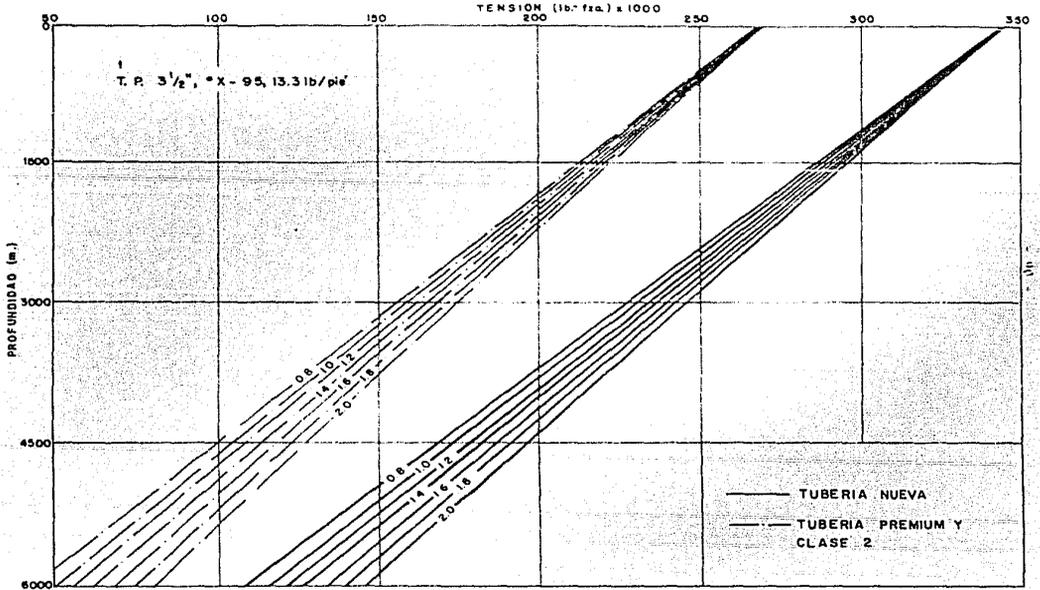
A-4

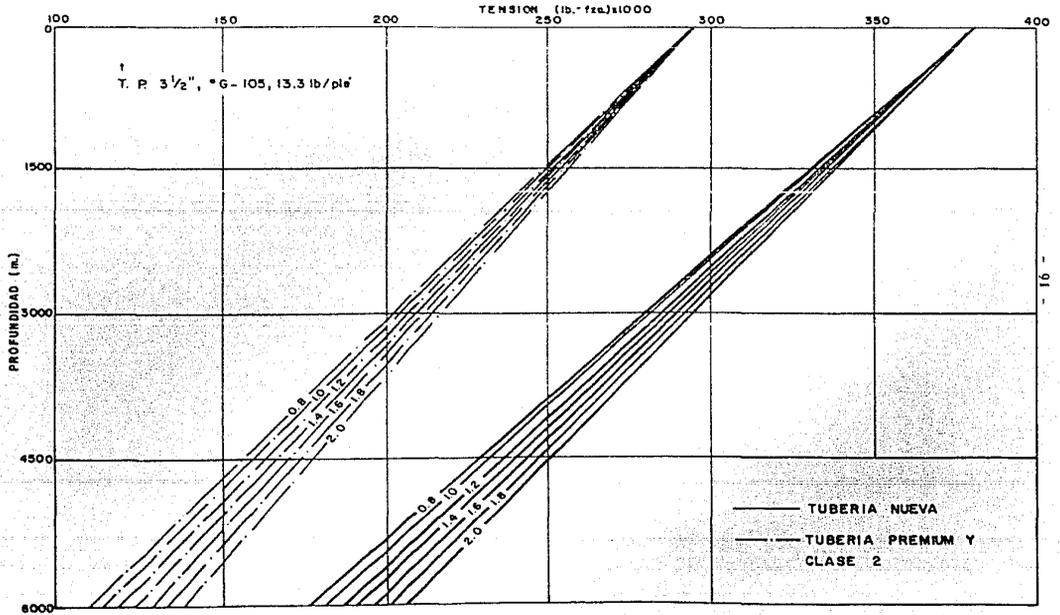


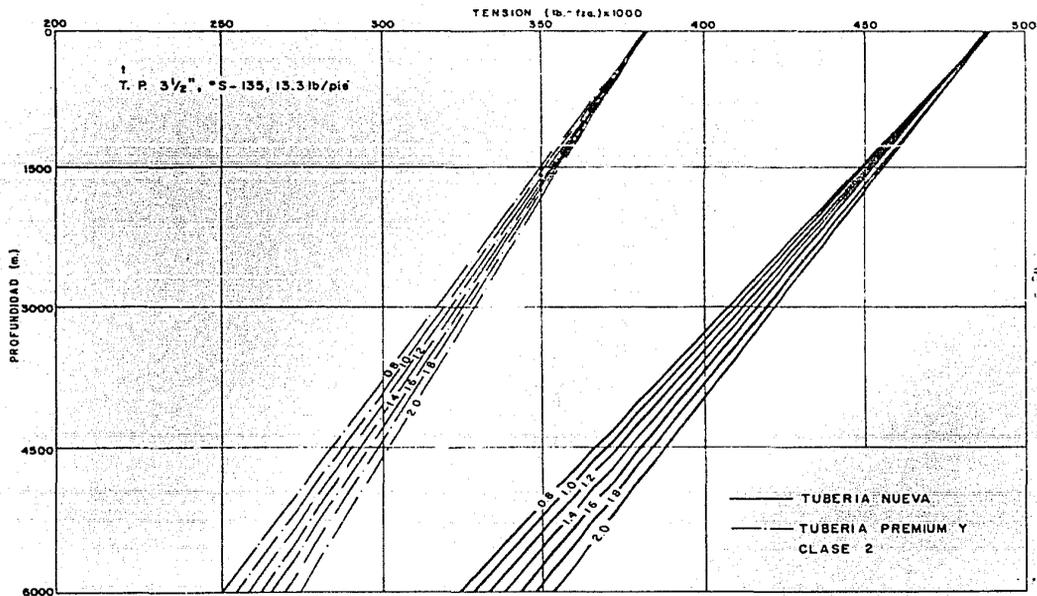
A-4



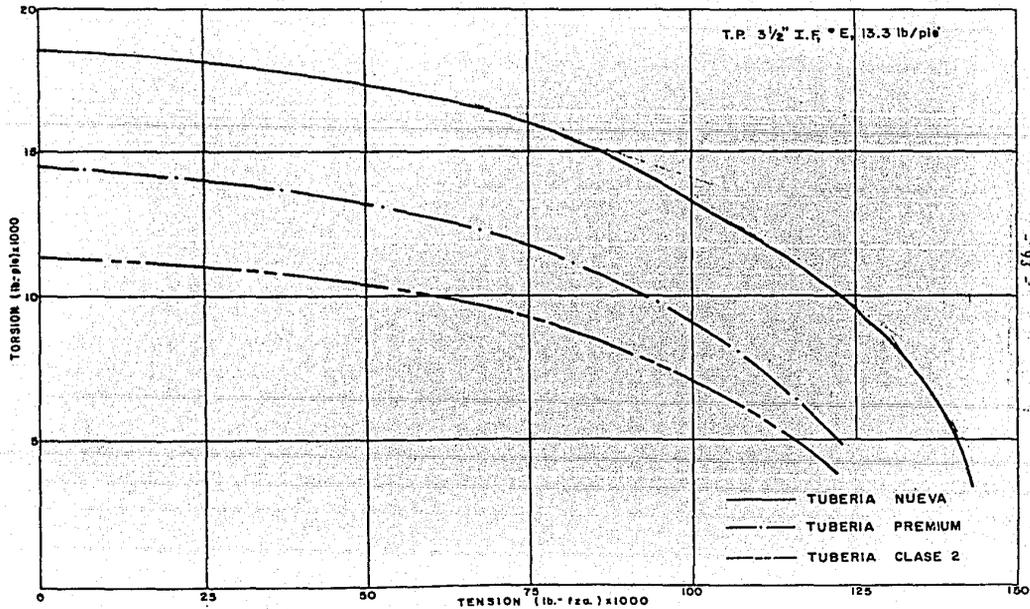
X-10

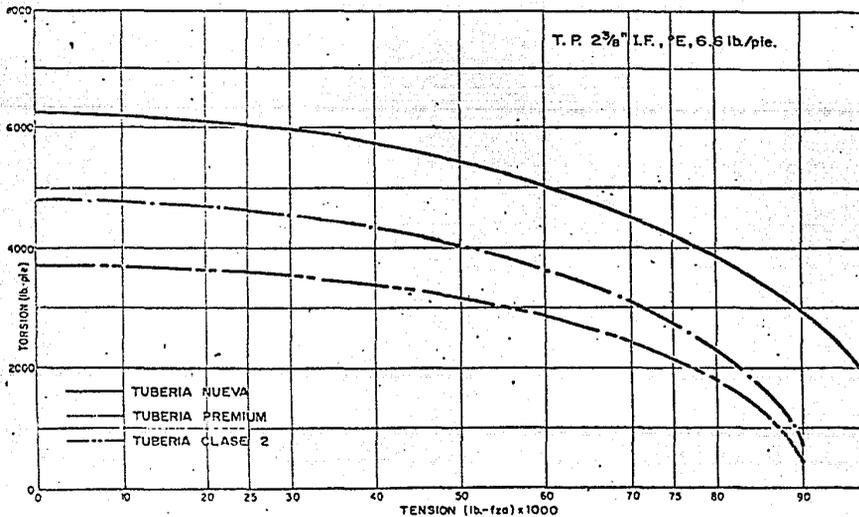


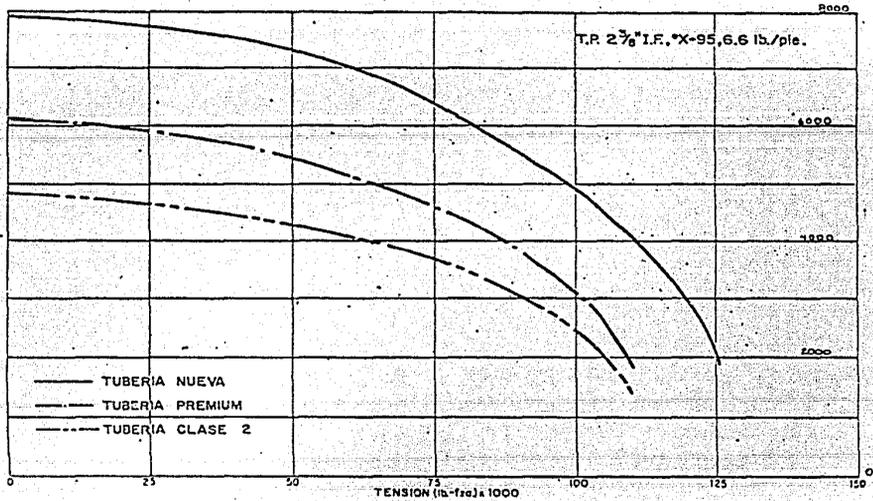


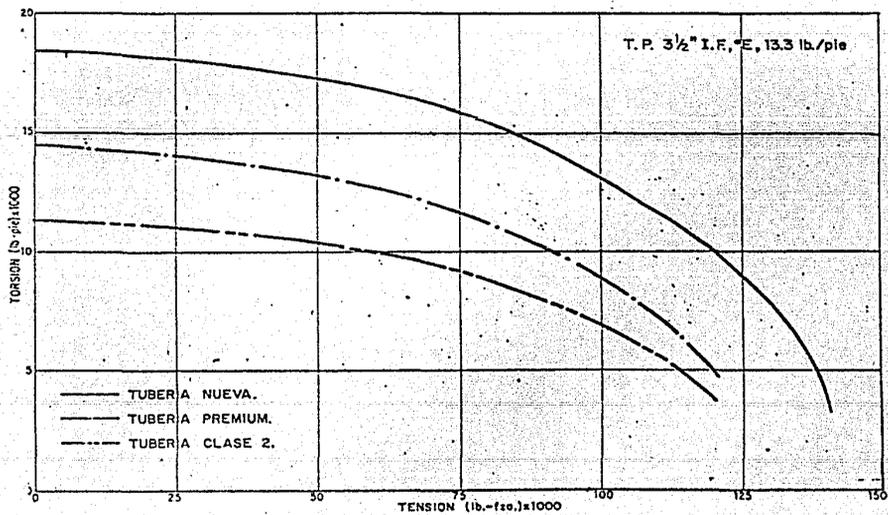


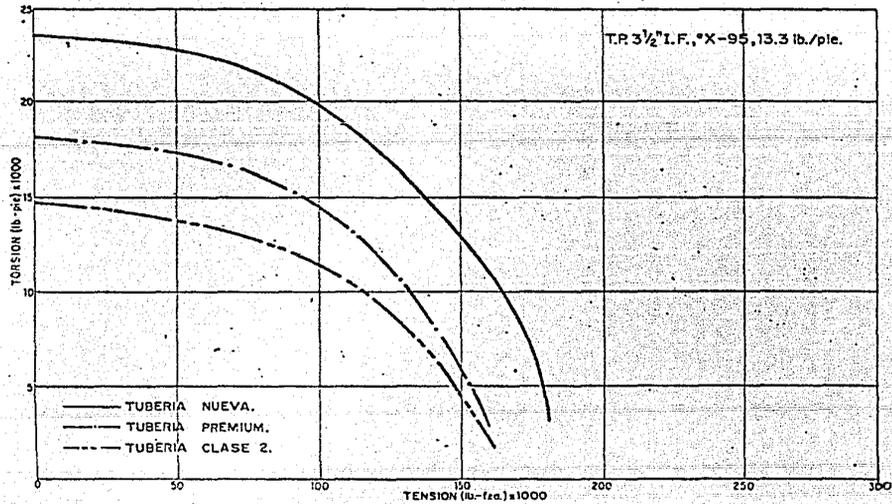
B-1











### CAPITULO III

#### DISEÑO DE TUBERIAS DE PRODUCCION

##### III.1 INTRODUCCION:

Cuando se repara o se termina un pozo, generalmente se considera que la labor del Departamento de Reparación y Terminación de Pozos concluye al dejar el pozo como productor, algunas veces con buena producción, otras con limitada. Sin embargo cuando existen altas presiones de cierre, los pozos generalmente quedan pendientes de algún tratamiento.

Es importante que estos aparejos hayan quedado adecuadamente diseñados para soportar los grandes esfuerzos ante cualquier tratamiento o simplemente pueda soportar los cambios de condiciones al entrar a producción (presión, temperatura y efecto de los fluidos).

El no tener un buen diseño del aparato de producción obligará a regresar a esos pozos a resolver problemas de comunicación, arenamientos o problemas de pesca, lo que se traducirá en altos costos de equipo, material y la pérdida económica por producción diferida.

Algunos pozos que contienen gas amargo a alta presión, pueden ser de alta peligrosidad si no se considera esta condición en el diseño de los accesorios y tuberías a utilizar. Cuando un aparato de producción no es diseñado adecuadamente, en algunas operaciones como inducciones con Nitrógeno ( $N_2$ ) o estimulaciones, el aparato de producción sufre cambios debido a que es sometido a diferentes presiones y temperaturas. Durante el bombeo de grandes volúmenes de fluidos de estimulación o inducción, a altas presiones y con temperaturas menores que las del fondo del pozo, la longitud de la tubería de producción se acorta notablemente ocasionando roturas, efecto de resorteo de la tubería y consecuentemente la comunicación, este acortamiento puede ser mayor que la longitud de sellos del

empacador, en el caso de que el aparejo permita el movimiento de -- la tubería, ocasionando la fuga de presión al espacio anular dañando la T.R. y el mismo aparejo.

Cuando se tiene un aparejo en la tubería de producción anclada al empacador, que no permite el movimiento, los cambios de presión y temperatura producen esfuerzos, tanto en la tubería de producción como en el empacador, que pueden provocar daños permanentes.

### III.2 CONSIDERACIONES

- 1.- Se considera un aparejo sencillo de producción o sea una tubería de diámetro uniforme y un empacador.
- 2.- Se consideran solo acortamientos de tubería, que es el fenómeno físico que se presenta durante las estimulaciones
- 3.- Se debe tener en mente que los cambios de presión y temperatura son cambios con respecto a las condiciones originales o sea cuando se ancló el empacador. De hecho en las condiciones originales ya existen esfuerzos.
- 4.- Se han considerado las condiciones más críticas, no se -- considera la caída de presión por fricción en el bombeo de los fluidos de estimulación y se ha considerado un máximo enfriamiento. Estas condiciones generalmente nunca se presentan juntas en la práctica pero si se diseña con estas suposiciones se estará trabajando con un factor de seguridad alto.

5.- Ecuaciones usadas están en un sistema de unidades constantes, como la presión en  $\text{lb/pg}^2$ , fuerza en lb., densidad --  $\text{lb/pg}^3$  y gradiente de presión  $\text{lb/pg}^2/\text{pg}$  y la longitud en -- pg. El uso de estas unidades constantes es conveniente -- para evitar equivocaciones.

#### EFFECTOS :

##### EFFECTO PISTON.

Al existir diferencias de presiones entre la tubería de pro -- ducción y el espacio anular se forma un pistón y la presión en la -- T.P. es mayor que la de espacio anular. Se tiene un esfuerzo que -- acorta la tubería; la fórmula que resuelve este efecto es:

$$\Delta L_1 = -\frac{L}{E A_s} ( (A_p - A_i) \Delta P_i - (A_p - A_o) \Delta P_o ) \quad (1)$$

en donde:

$\Delta L_1$  = Acortamiento de la tubería por efecto de pistón  
(Ley de Hooke) (pg)

L = Longitud de la tubería de producción. (pg)

E = Módulo de Young (para el acero  $30 \times 10^6$   $\text{lb/pg}^2$ )

$A_s$  = Área de la sección transversal de la T.P. ( $\text{pg}^2$ )

$A_p$  = Área interior del empacador ( $\text{pg}^2$ )

$A_i$  = Área interior de la T.P. ( $\text{pg}^2$ )

$\Delta P_i$  = Cambio de presión con respecto a las condiciones de anclaje en T.P. al nivel del empacador ( $\text{lb/pg}^2$ )

$\Delta P_o$  = Cambio de presión con respecto a las condiciones de anclaje, fuera de T.P. al nivel del empacador ( $\text{lb/pg}^2$ )

Pi y Po se consideran positivos al aumentar la presión.

Ao = Area exterior de T.P. (pg<sup>2</sup>)

Como se trata de acortamientos de tubería el signo de  $\Delta L$ , resulta negativo.

#### EFECTO DEL ALABEO

También llamado pandeo helicoidal es producido en una tubería conectada a un empacador, por una diferencia de presiones, la mayor dentro de la tubería y la menor fuera de ella y aún cuando es una deformación horizontal en diferentes puntos de la tubería al final resulta un acortamiento de la tubería. Este efecto está muy relacionado con los diámetros que se tengan de T.P. y T.R. La ecuación que resuelve este problema es:

$$\Delta L_2 = - \frac{r^2 A_p^2 (\Delta P_i - \Delta P_o)^2}{S E I W_{final}} \quad (2)$$

en donde

$\Delta L_2$  = Encogimiento de la tubería por efecto de flambeo (pg).

r = Diferencia radial (radio interior de T.R. - radio exterior de T.P.) (pg)

I = Momento de inercia de la sección transversal de la T.P. con respecto a su diámetro (pg<sup>4</sup>).

$$I = \frac{\pi}{64} (OD^4 - ID^4) \quad (3)$$

OD = Diámetro externo de la T.P. (pg)

ID = Diámetro interior de la T.P. (pg)

W final = peso unitario de la tubería en presencia de líquidos -  
(lb/pg)(condición final o sea diferentes fluidos tan-  
to en la T.P. como en la T.R.)

$$W \text{ final} = W_s + \rho_i A_i - \rho_o A_o \quad (4)$$

W<sub>s</sub> = peso unitario de la tubería al aire (lb/pg)

ρ<sub>i</sub> = Densidad del líquido en T.P. (condición final)

ρ<sub>o</sub> = Densidad del líquido fuera de T.P. (condición final)

#### EFFECTO DE AGLOBAMIENTO

Es el efecto de expansión por presión interna, cuando ésta es mayor que la del espacio anular. El efecto de aglobamiento produce un acortamiento de la tubería de producción. Este efecto se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_3 = - \frac{U}{E} \frac{\Delta \rho_i L^2}{R^2 - 1} - \frac{2 U}{E} \frac{\Delta P_{is} - R^2 \Delta P_{os}}{R^2 - 1} L \quad (5)$$

en donde:

ΔL<sub>3</sub> = Cambio de longitud de la tubería de producción por efecto de aglobamiento (pg).

U = Módulo de Poisson (para el acero 0.3)

Δρ<sub>i</sub> = Diferencia de densidad del fluido de T.P. con respecto a -  
las condiciones de anclaje del empacador.  
(ácido - agua) (lb/pg<sup>2</sup>/pg).

R = Relación de diámetro de la tubería de producción (OD/ID).

ΔP<sub>is</sub> = Diferencia de presiones superficiales en T.P.

$\Delta P_{os}$  = Diferencia de presiones superficiales en T.R.

Nota.- Considerando  $\Delta P_o = 0$

#### EFEECTO DE TEMPERATURA

Los cambios térmicos pueden producir mayores efectos que los producidos por los cambios de presión. El acero es un excelente conductor térmico y la tierra es un pobre conductor térmico. La ecuación que resuelve el encogimiento de la tubería por enfriamiento, al bombear fluidos de estimulación es:

$$\Delta L_4 = L \beta \Delta T \quad \text{-----} \quad (6)$$

en donde:

$\Delta L_4$  = Cambio de longitud de la tubería por efecto de temperatura (pg).

$\beta$  = Coeficiente de expansión térmica para el acero  $6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}$

$\Delta T$  = Cambio en la temperatura promedio de la tubería de producción ( $^\circ\text{F}$ ).

#### EFECTOS COMBINADOS DE PISTON, ALABEO, AGLOBAMIENTO Y TEMPERATURA.

Si se está considerando para estos efectos un empacador que permite el movimiento de la tubería, para obtener el encogimiento total de la T.P. se suman algebraicamente los cuatro efectos.

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 - \Delta L_4 \quad \text{-----} \quad (7)$$

En el caso de estimulaciones, cuando la presión es mayor dentro de la T.P. y menor en el espacio anular, todos los efectos producen encogimiento de la tubería.

#### EFECTO QUE PRODUCE EL DEJAR CARGA SOBRE EL EMPACADOR

Se ha considerado el aparejo de producción con un empacador -- que permite el movimiento de la T.P. y se han obtenido los acortamientos por los efectos de pistón, alabeo, aglobamiento y temperatura. Si al efectuar el anclaje del empacador se deja una carga, o sea parte del peso de la tubería sobre el empacador, esta carga -- compensará parte del encogimiento de la tubería. Para calcular este efecto se tiene:

$$\Delta L^1 = \frac{LF}{EAs} + \frac{r^2 F^2}{8EIW_{inic}} \quad \text{-----} \quad (8)$$

en donde:

$\Delta L^1$  = Cambio de longitud de la tubería por efecto del peso dejado sobre el empacador (pg).

F = fuerza dejada sobre el empacador (lb).

$W_{inic}$  = peso unitario de la tubería en presencia de líquidos - (lb/pg). (condiciones iniciales o sea al anclar el empacador).

## CAPITULO IV CEMENTACION FORZADA

### IV.1 INTRODUCCION.

La cementación forzada es el proceso en donde una lechada de cemento no contaminante es desplazada a un área específica del pozo detrás de la tubería de revestimiento o de la formación a una profundidad dada, evitando la migración vertical de fluidos indeseables.

En la operación satisfactoria de cementación forzada, se usan fluidos libres de impurezas para limpiar y abrir todas las perforaciones en el área en que va a ser forzado y desplazado el cemento.

### IV.2 OBJETIVO

El objetivo de una cementación forzada, es el aislamiento de un área del pozo o el control del movimiento del fluido.

Una cementación forzada se hace específicamente para:

- + Aislar fugas en la tubería de revestimiento.
- + Sellar zonas de pérdida (aislar).
- + Abandono de zona o de pozos agotados.
- + Bloqueo de cemento arriba y abajo de una zona a producir (aislar).
- + Reparar una cementación primaria defectuosa.

#### IV.3 FACTORES AMBIENTALES EN CEMENTACION FORZADA

- Temperatura de fondo (estática y dinámica)
- Presiones de fondo: Estática Ps  
Presión de sobrecarga
- Presión de fractura: presión/gradiente/orientación.
- Tipos de roscas involucradas.  
Permeabilidad/porosidad/humectibilidad  
¿Regulares? ¿fracturadas? ¿competentes? ¿incompetentes?
- Daño potencial a la formación (productora)
- Historia del pozo (desde su perforación)
- Zonas de pérdida de circulación, pozo arriba y pozo abajo.
- Derrumbes.
- Resultados de los registros de adherencia del cemento.
- Contactos gas/aceite, aceite/agua, actuales y originales.
- Diseño de tuberías de revestimiento:  
Diferentes diámetros interiores, peso, tipo, resistencia al colapso/ruptura ¿nuevas o usadas? ¿coples para cementar en etapas? ¿dónde se coloca este?

Las operaciones de cementación forzada puede clasificarse como de alta y baja presión. En una cementación de alta presión, la presión del tratamiento del fondo es mayor que la presión de fractura de la formación, utilizando el cemento para su fractura. Una cementación forzada a baja presión usa un cemento de baja pérdida de agua y éste es forzado contra los poros de la formación hasta que se deshidrata y fragua. Una cementación forzada intermitente, puede ser de baja o alta presión; sin embargo, el cemento se bombea en etapas, a diferencia del bombeo continuo. Este tipo de cementación intermitente, permite más tiempo para que se deshidrate el cemento

## RECURSOS

Cuando se efectúa una cementación forzada se pueden usar --  
varios recursos; algunos se mencionaron anteriormente. Estos se --  
pueden usar al planear la mayoría de las operaciones, tal como el --  
registro de calibración del agujero abierto o una sarta de repara --  
ción de mayor diámetro.

Uno de los principales recursos disponibles, es el cemento con --  
baja pérdida de agua (BPA). Estas lechadas de cemento, tienen --  
muchos atributos debido a que existe poco cambio en la relación --  
agua-cemento. Esto origina tiempos de fraguado más predecibles y --  
una lechada que permanece fluida mientras se bombea, lo que a su --  
vez origina:

- + Menos presión de desplazamiento.
- + Menor presión de fondo ( $P_{tr}$ ).
- + Menos riesgos de pérdida de circulación.

Asimismo, con el pequeño cambio en la relación agua-cemento, -  
los volúmenes de llenado y desplazamiento son más confiables. Final --  
mente, el daño potencial a la formación y el peligro de fraguado --  
instantáneo, se reducen al mínimo. A medida que las restricciones -  
en la presión de fondo lo permiten, presiones estáticas y de frac -  
tura, los cementos de baja pérdida de agua permitirán cementaciones  
forzadas en una sola etapa y con mayores volúmenes. (Fig.1)

Cemento puro, puede usar en lugar del cemento BPA; con las - -  
siguientes restricciones: la pérdida de agua de la lechada ocasiona  
un aumento en la viscosidad del cemento, lo que crea presiones mayo --  
res de desplazamiento, que a su vez podrían fracturar la formación.

En casos extremos, la pérdida de agua ocasionaría un fraguado instantáneo que, dañarí­a la sarta de trabajo ocasionando un problema mecánico.

La tabla A enlista algunos aditivos de baja pérdida de agua -- con sus propiedades, objetivos y concentración recomendada (por -- ciento en peso de cemento).

TABLA A  
ADITIVOS DE BAJA PERDIDA DE AGUA

OBJETIVO	PROPIEDAD	ADITIVOS	% POR PESO DE CEMENTO
Formar micelas con todos los cementos API.	Controlar el flujo de agua y retardar la deshidratación.	Polímeros orgánicos de la celulosa. Carboximetilhidroxietyl.	0.5 a 1.5 0.3 A 1.0
Formar micelas -- (hoja) y mejorar -- la distribución -- del tamaño de partícula con todos -- los cementos API.	Atrapan agua en la lechada y controlan la deshidratación.	Polímeros orgánicos dispersantes. Cemento-bentonita con dispersante. (API clase A,G o H solamente)	0.5 a 1.25 1.2 a 16 gcl 0.7 a 1.0 dispersante

TABLA B  
EJEMPLO DE ADITIVO DE BAJA PERDIDA DE AGUA A UN CEMENTO CLASE H

Polímero % por peso	Pérdida de Fluido API a 1,000 lb/pg <sup>2</sup> cc/30 min.	Permeabilidad del enjarre <sub>2</sub> 1,000 lb/pg <sup>2</sup> md	Tiempo para formar un enjarre de 2" min.
0.0	1,200	5.0	0.2
0.5	300	0.54	3.4
0.75	100	0.09	30.0
1.00	50	0.009	100.0

Tabla tomada del SPE Monograph, Vol.4, "Cementing", por D.K. -  
Smith, tabla 3 - 23 pag.25

La tabla B muestra ejemplos de la adición de polímeros de va -  
rias concentraciones a un cemento API de clase II. La fig.1, repre -  
senta visualmente las ventajas de usar un cemento con baja pérdida  
de agua. Si la pérdida de agua es demasiado alta, la velocidad de -  
filtrado bajo presión, deshidrata el cemento tan rápido que el enja  
rre puede cubrir por completo la tubería de revestimiento e impedir  
que la lechada penetre en las perforaciones más bajas o cuando se -  
comprime un canal, el enjarre puede bloquear el extremo final e --  
impedir que el canal sea llenado. Las bajas velocidades de filtra -  
ción (50 cc/30 min) forman solamente delgados enjarres. Por defini -  
ción API, una alta pérdida de agua es aquella entre 600 y 2500 cc/-  
30 min.; una baja pérdida oscila entre 25 y 100 cc/30 min.

#### TABLA C

#### TABLA DE LA CLASIFICACION API DE LOS CEMENTOS UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La Industrial petrolera emplea cementos con especificaciones -  
marcadas por el Instituto Americano del Petróleo (API) según normas  
10 A (API Standards 10-A)

Estas normas catalogan a los cementos de acuerdo a la siguiente  
designación.

CLASE A Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1,830m  
(6000 pies) (similar al tipo I ASTM)

CLASE B Se emplean desde la superficie hasta profundidades de - -  
1,830 m. (6000 pies). Se requiere que sean resistentes a la  
acción de los sulfatos en concentraciones moderadas y ele -  
vadas (similar al tipo II ASTM).

- CLASE C Se emplea desde la superficie hasta profundidades de ----  
1,830 m. (6000 pies); cuando las condiciones requeridas son  
para una prematura resistencia y pueden ser normales o --  
resistentes al ataque de los sulfatos.
- CLASE D Se emplea para profundidades de 1,630 m. 3.050 m. (6,000 -  
pies -10,000 pies), a presión y temperatura de medias a -  
altas.  
Resistente a la acción de los sulfatos.
- CLASE E Se emplea para profundidades de 3.050 m. a 4,270 m. (10,000  
pies-14,000 pies), para alta presión y temperatura.
- CLASE F Se emplea para profundidades de 3,050 m. a 4,880 m. (10,000  
pies- 16,000 pies), para presión y temperatura extremas, -  
deben de ser para alta resistencia a la acción de los sul-  
fatos.
- CLASE G Se emplea para profundidades de 0 m. a 2,400 m. básicamen-  
te, pero con la adición de aceleradores o retardadores de  
fraguado, su uso se puede generalizar para cualquier tipo  
de presión y temperatura, así como para la acción de los -  
sulfatos.
- CLASE H Su uso es similar al de la Clase G. Pero su resistencia a  
la acción de los sulfatos es moderado.

TABLA D  
APLICACIONES DE LOS CEMENTOS API

CLASIFICACION API	AGUA REQUERIDA (lts/saco)	DENSIDAD DE LA LECHADA (gr/cm <sup>3</sup> )	PROFUNDIDAD (m)	TEMPERATURA ESTATICA ( °C )
A (portland)	23.36	1.87	0-1830	26.6-76.7
B (portland)	23.36	1.87	0-1830	26.6-76.7
C (resistencia prematura)	36.31	1.78	0-1830	26.6-76.7
D (retardado)	19.3	1.97	1830-3050	76.7-126.7
E (retardado)	19.3	1.97	3050-4270	76.7-143.3
F (retardado)	20.44	1.94	3050-4880	110.0-160.0
G (básico) +	23.36	1.87	0-2440	26.6-93.3
H (básico) +	19.30	1.97	0-2440	26.6-93.3

+ pueden contener aceleradores o retardadores.

#### CARACTERISTICAS, PROPIEDADES Y RESTRICCIONES DE LOS CEMENTADORES

El realizar con diferentes herramientas el proceso de cementación forzada tiene un gran número de ventajas con sus correspondientes restricciones.

Herramientas para cementar:

Existen básicamente dos tipos de empacadores, los que pueden recuperar y los perforables, además hay dos categorías de cada uno.

Los cementadores o tapones perforables se usan preferentemente

cuando la operación se efectúa bajo estas condiciones:

- 1.- Pozos con bajo nivel de fluido (baja Pa)
- 2.- Zonas que requieren operaciones múltiples (cementación forzada y puente de cemento).
- 3.- Operación para abandono (yacimiento agotado).

Los cementadores recuperables se prefieren frecuentemente cuando se tienen los siguientes objetivos:

- 1.- Operación para boqueo.
- 2.- Operación en zonas múltiples.
- 3.- Usarlos con tapón recuperable para aislar un intervalo perforado más abajo, mientras se trabaja en un intervalo superior.

Los cementadores perforables o retenedores, se dividen en dos categorías según el mecanismo de su válvula para controlar la presión:

- 1.- Válvula tipo "check", que mantiene la presión de abajo solamente y
- 2.- Válvula tipo balanza, que mantiene la presión ya sea hacia-arriba o hacia abajo.

Las válvulas de balanza son usadas en la mayoría de los trabajos.

Algunos de los cementadores recuperables tienen también una derivación (by pass) de fluido, concéntrica, constituida dentro del empacador y existen otros que tienen la derivación separada, esta derivación tiene las siguientes funciones:

- 1.- Estando abierta, comunica el pozo con la tubería, parte del fluido del pozo sube através del empacador y sale por las puertas de la derivación.
- 2.- Proporciona un método para igualar la presión en el cementador.
- 3.- A veces puede usarse para colocar fluido por encima del empacador. La principal restricción del desviador (by pass) es el potencial de fuga durante la operación, en cuyo caso el cemento en compresión estará en la herramienta y no en el área deseada.

Algo importante que se debe recordar es que los empacadores deben mantenerse unidos a la tubería, ésta es una de sus principales restricciones, ya que al fallar la tubería de manejo, las presiones pueden transmitirse a un área arriba del empacador y poder llegar a dañar la tubería de revestimiento.

Cuando se trata de un sistema tubería-empacador, parte de la planeación debe incluir la consideración de los cambios de longitud de la sarta de operación que ocurrirán por el manejo de presión en el pozo:

**TABLA E**  
**PROPIEDADES Y RESTRICCIONES DEL EQUIPO PARA UNA CEMENTACION**  
**FORZADA**

PROPIEDADES	RESTRICCIONES	
<b>PERFORACIONES</b>	Faseo de 90° 4 disparos/pie o más. Perforaciones limpias.	Faseo 0° o 180° 1 disparo/pie o menos. Taponado (¿parcialmente?)
<b>CEMENTO</b>	Baja pérdida de agua. No contaminado Buen control de viscosidad. Baja presión de bombeo. Agua de filtrado compatible Retardación controlada. Espesamiento controlado. Bajo gradiente, lb/gal/pie.	Cemento puro. Contaminado Alta viscosidad.  La presión de desplazamiento excede a la de fractura Agua de filtrado incompatible Fraguado instantáneo.   Alto gradiente lb/gal/pie.
<b>FLUIDO DE SERVICIO DEL POZO</b>	Limpio compatible con sólidos o líquidos de la formación.	Sucio incompatible con sólidos o líquidos de la formación.
<b>TUBERIA</b>	Presión interior de colapso mayor que la presión de tratamiento. Gran capacidad. vol/pie nueva Sarta de trabajo limpia	Presión interior de colapso mayor que la presión de tratamiento.  Baja capacidad vol/pie usada Sarta de producción: ¿inercrustación? ¿corrosión?, ¿parafina?

**PROPIEDADES**

**RESTRICCIONES**

**EMPACADORES**

Múltiples operaciones con un solo recorrido de la tubería. No se dejan herramientas en el pozo.

Se instalan con T.P. y en las tuberías de revestimiento. Las fugas en la derivación producen pseudopresiones en el empacador. Dificultad en sacar la herramienta.

**RETENEDORES**

Impide el flujo regresivo de cemento.

Dificultad para obturar con el punzón en un agujero desviado.

#### IV.4 METODOS DE OPERACION

Dos formas de efectuar la cementación forzada en una zona sin considerar la presión usada: El método Broaden head, y el de utilizar un retenedor o un empacador.

a).- Cementación con el Método de Broaden Head. (con tubería franca).

Introduzca la tubería debajo del área específica y disemine un preflujó através del área. Desplace el preflujó hacia abajo de la tubería y envíe el cemento premezclado através del Área a ser forzada. Desplace lentamente el cemento dentro del área a ser forzada. Desplace lentamente el cemento dentro del área hasta que se alcance una presión máxima predeterminada en el fondo del agujero. (presión baja, presión alta o bien en forma intermitente). La lechada de cemento remanente se invierte cuando se ha completado la operación.

Este tipo de operación aún cuando no es aplicable es muy conocida por su simplicidad, ya que no se requiere herramientas adicionales. La tubería de revestimiento se encuentra en buenas condiciones, puesto que está sujeta a las presiones del trabajo. También requiere que la presión de la formación sea capaz de soportar una presión igual a la presión hidrostática de la columna de cemento en la tubería. Ambos requerimientos son factores específicos para una operación forzada de este tipo. Una restricción es que no existe manera de impedir el flujo regresivo de cemento excepto al mantener una presión mientras se espera el fraguado.

b).- Cementación forzada mediante el uso de un retenedor o empacador recuperable:

- 1.- Abandono (aislamiento) de una zona más baja. El retenedor, instalado en la tubería, se coloca a una profundidad específica y se suelta. (Para una colocación más precisa, el retenedor debe introducirse con el cable del registro eléctrico). La lechada de cemento se mezcla y desplaza hacia abajo de la tubería.

Esta es conectada al retenedor; el volumen de lechada se desplaza en su totalidad o hasta que se alcanza una determinada presión la cual es frecuentemente alta. Cuando esto sucede la tubería se levanta fuera del retenedor y una válvula check impide que el cemento regrese. el exceso de lechada se circula a la inversa hasta que el fluido de control regrese limpio. Entonces se procede a sacar la tubería del pozo.

- 2.- Controlar la entrada de agua de fondo, generalmente es una operación que se efectúa a baja presión, con un retenedor. La operación del retenedor es la misma que para una operación de abandono; sólo diferiría la máxima presión permitida.

#### IV.5 NORMAS DE TRABAJO

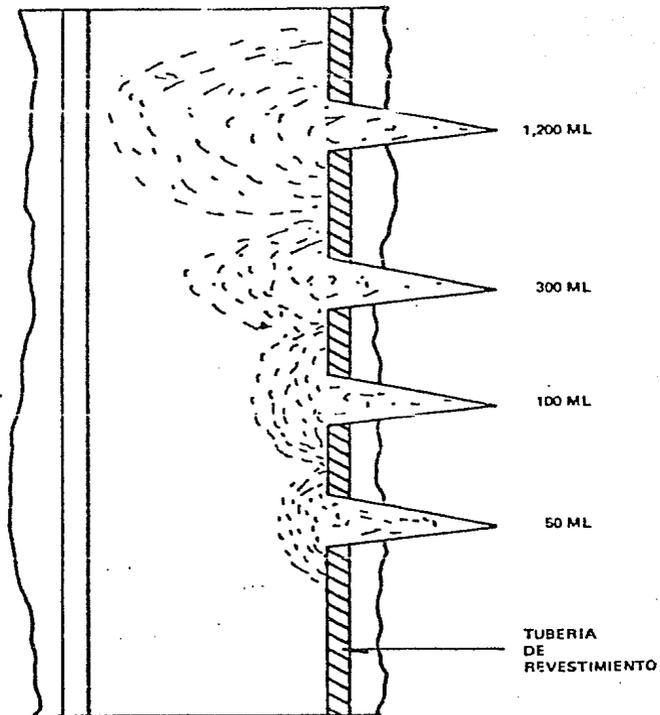
Las consideraciones para planear un trabajo de cementación forzada son:

- + Revisión detallada y análisis de los trabajos previos, tanto éxitos como fracasos ( medio ambiente ).
  - + Fluidos del pozo (recursos o restricción).
  - + Herramientas para cementación forzada y su localización en el pozo (recursos).
  - + Tipo de cemento, cantidad y tiempo de bombeo requerido -- (recursos).
  - + Presiones de fondo y superficie (restricciones).
  - + Limitaciones de presión de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción trabajo (restricciones).
  - + Tiempo de espera para que fragua el cemento (WOC) y evaluación del trabajo (propiedades o restricciones).
  - + Fluido empleado para obtener presión de ruptura (recurso).
- a).- Sugestiones favorables.

Se hacen las siguientes sugerencias, respecto a algunas de estas consideraciones;

- + Operación forzada a alta presión. Se recomienda que este --- proceso (el cual fractura la formación durante la operación - forzada) se use solamente donde la orientación de la fractura sea horizontal y el objetivo del trabajo sea controlar la entrada de gas o agua.
- + Fluidos para fracturar la formación. Evitar usar lodo, utilizar ácido para limpiar incrustaciones (escamas) o perforaciones contaminadas con lodo.
- + Presiones de tratamiento. La presión de fondo debe ser usada como el criterio para regir la operación debido a que el --- fracturamiento es indeseable (excepto como se enuncio anteriormente); la presión máxima de trabajo en el fondo, debe ser de 300 o 500 lb/pg<sup>2</sup> menor que la presión de fractura --- ( $P_{fr}$ ). El exceso de cemento debe ser regresado con circulación inversa, la presión mínima de circulación debe ser de 300 a 500 lb/pg<sup>2</sup> menos que la presión final obtenida en la operación.
- + Cuando la presión de fondo ( $P_{tr}$ ) excede a la presión de formación ( $P_s$ ) en algunos cientos de lb/pg<sup>2</sup>, se formará un enjarre de cemento en las perforaciones (deshidratación), como se muestra en la fig. 1, las altas presiones de trabajo no aumentan la posibilidad de éxito e incrementan la probabilidad de fracturar la formación.
- + Tiempo de bombeo. El tiempo de bombeo debe exceder al requerido para mezclar, desplazar, forzar y regresar hacia afuera el exceso de cemento. Se necesitan como mínimo 30 minutos más del tiempo planeado para el trabajo.

COMPORTAMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO  
EN UNA CEMENTACION FORZADA



EFFECTO DE LA PERDIDA DE AGUA EN LA HIDRATACION  
DEL CEMENTO

+ Volumen de cemento. En la literatura se han reportado muchas reglas para seleccionar volúmenes de cemento.

Las más comunes son:

- Usar un 20% más del cemento requerido para llenar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el agujero através del intervalo perforado.
- El volumen de cemento no debe exceder la capacidad de sarta de trabajo. Si se necesitan volúmenes mayores, se debe considerar el uso de una sarta de trabajo de mayor diámetro. La presión hidrostática del cemento ( $P_h$ ) en una sarta de tubería de diámetro menor podría exceder la presión de fractura de la formación ( $P_{fr}$ ).
- Dos sacos de cemento por pie de perforaciones.
- Un volumen mínimo de 100 sacos de cemento, si se alcanza una velocidad de inyección de 2 bl/min., después de registrar una presión en la interrupción repentina. Esta regla se aplica en operaciones forzadas a alta presión.
- El volumen no debe ser tan grande que forme una columna que no pueda ser desalojada por circulación inversa, ocasionada por una elevada presión de desplazamiento.
- El volumen en la mayoría de las operaciones a baja presión es usualmente de 50 a 75 sacos.

### IMPLEMENTACION

Las claves para bombear la lechada con buenos resultados en una cementación forzada son:

- 1.- Planear el trabajo en términos de presiones de fondo.
- 2.- Usar la presión de fondo y los volúmenes acumulativos inyektados, como indicadores de lo que ocurre en el fondo.

Es importante pensar "como está reaccionando el pozo?" La actividad en el trabajo deberá regirse por las presiones superficiales, sin dejar de considerar lo que está sucediendo abajo.

La presión de fondo se define como:

$$P_{tr} = P_{wh} + P_h - P_f$$

donde:

$P_{tr}$  = presión de tratamiento del fondo, en  $lb/pg^2$

$P_{wh}$  = presión de la cabeza del pozo presión superficial aplicada por las bombas en  $lb/pg^2$

$P_h$  = presión hidrostática, en  $lb/pg^2$

$P_f$  = Caída de presión, en  $lb/pg^2$

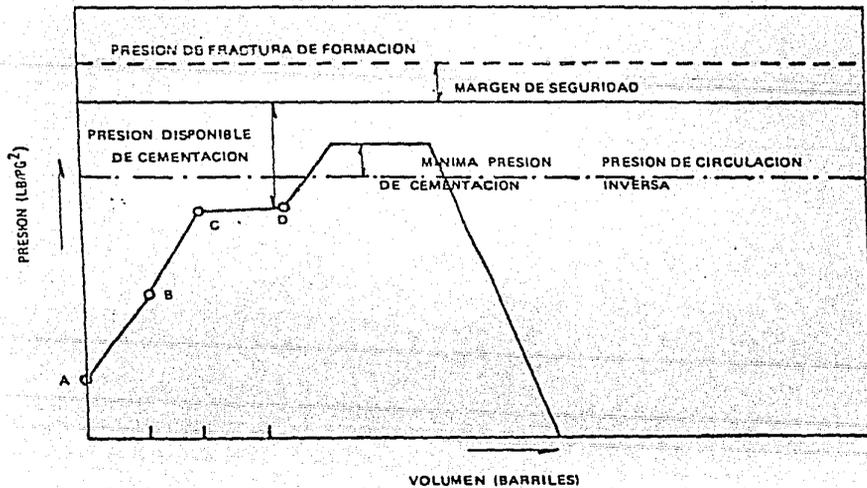
En cementación forzada, la caída de presión es relativamente baja y generalmente se desprecia en los cálculos. La ecuación anterior se convierte en :

$$P_{Cr} = P_{wh} + P_h$$

Para la cementación forzada a baja presión, la presión de fondo debe ser menor que la de fractura. El cemento no puede ser inyectado en una formación sin fracturarla a menos que la permeabilidad sea mayor de 100 darcies (100,000 md). Si ocurre fractura, el cemento entrará en ella, resultando en una pobre colocación con carencia de una adecuada deshidratación de la lechada, en el intervalo que va a ser forzada y en el uso innecesario de grandes volúmenes de cemento. El despreciar la presión de fricción da un margen adicional contra la fractura.

Antes de la cementación forzada, debe contruirse una gráfica, mostrando la presión de fondo como una función del volumen acumulativo inyectado para controlar el trabajo (fig.2). Las presiones de fondo reflejan el cambio en los gradientes de fluido, como son el fluido de lavado (para determinar presión de fondo), cemento y fluidos de desplazamiento, los cuales son bombeados dentro y através de la tubería.

FIG. 2



## CAPITULO V A R E N A M I E N T O

### V.1 INTRODUCCION

La presencia de arena en la producción de aceite es un problema grave en los campos petroleros. El contenido de arena en los fluidos que se producen en un pozo puede ocasionar daños al equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, estranguladores, etc.), por su alto poder abrasivo y lo problemático de su manejo provocando un aumento en los costos de producción.

Por otro lado, la migración de la arena puede causar que la parte inferior del pozo frente a la zona productora se llene de sólidos y cause restricciones a la producción o la suspenda totalmente.

Aunque los empacamientos son el método de control de arena más usado hay que tener cuidado, ya que en algunas ocasiones provocan un decremento en la capacidad de producción del pozo trayendo como consecuencia una caída de presión.

### V.2 CAUSAS Y PROBLEMAS QUE PRODUCEN EL ARENAMIENTO EN LOS POZOS

#### 1) Causas de la Producción de Arena.

Para entender que es la producción de arena, deberán de ser consideradas aquellas formaciones de arena cuyos constituyentes se agregan a la producción de fluidos del pozo, como son arenas consolidadas y aquellos granos individuales cementados. Así como aquellas arenas no consolidadas que son sometidas a compresión por una fuerza externa, en que los granos son impedidos de movimiento, por esfuerzos que actúan en los planos de contacto, (fig.1). El efecto de estos esfuerzos -- impiden el flujo de arena hacia las perforaciones, por la -- formación de un arco estable frente a ellas. La estabilidad

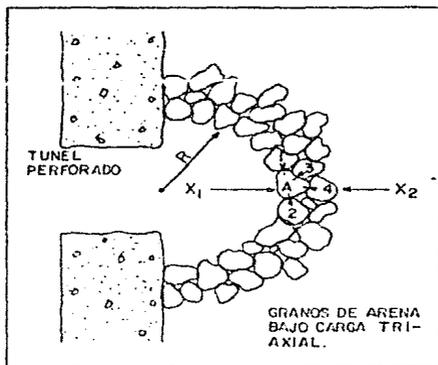


FIG. 1 CONCEPTO DE LA ESTABILIDAD DEL ARCO FORMADO POR LOS GRANOS DE ARENA.

del arco es creado a partir de las fuerzas intergranulares y resistencias triaxiales que se oponen a las fuerzas de arrastre (fricción) del movimiento de los fluidos hacia las perforaciones.

Cuando en la cercanía de las perforaciones converge el fluido, este, adquiere una máxima velocidad, aumentando considerablemente las fuerzas de fricción, resultando en el debilitamiento del arco y en el flujo de granos de arena, la formación de otro arco acontece a una mayor distancia ya que la velocidad del flujo disminuye y bajo esta velocidad, este arco va moviéndose hasta desarrollarse el fenómeno descrito anteriormente.

Los siguientes factores influyen en la producción de arena:

- Profundidad del yacimiento.
- Gasto
- Material cementante
- Superficie expuesta al flujo
- Tipo de fluidos producidos
- Características de la formación (tamaño de los granos).
- Permeabilidad
- Presión del yacimiento.

Los arenamientos pueden detectarse en la superficie observando si existe presencia de arena en la corriente de fluidos producidos del pozo, durante el mantenimiento de las baterías de separación, también es posible detectarla cuando se observa que la producción disminuye en forma más rápida que

la declinación natural del pozo en condiciones normales o con el cese total de dicha producción.

## 2) Problemas que produce el arenamiento en los pozos.

El movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas, ocasiona problemas tanto en aspectos económicos como de riesgos en las instalaciones, por ejemplo:

- a) Interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones en la tubería de revestimiento, en las líneas de flujo, separadores, etc.

En un pozo con entrada de arena, se forman tapones en las tuberías, que obstruyen el flujo ya que las funciones arenosas contienen cantidades considerables de arcilla y limo que al acomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

- b) Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones, ocasionando colapsamiento en las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidos a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar éste conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una deformación plástica debido a que cargas axiales -- provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

- c) El equipo subsuperficial y superficial es dañado por erosión de la arena.

Las tuberías que se encuentran en los intervalos de producción son frecuentemente erosionados en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos producidos.

Grandes cavidades se llegan a formar en los cedazos o tubos cortos (liners) ranurados.

Ocasionalmente la producción de arena viene acompañada de fragmentos de cemento y de formación lo cual indica erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión está en función de varios factores, como:

- Distribución de las fases
- Presencia de burbujas de gas.
- Distribución y características de los sólidos.  
(velocidad y ángulo de incidencia).

- d) En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido.

Otra razón para evitar la producción de arena es eliminar o minimizar los costos por problemas de manejo y/o deposición, particularmente en los equipos superficiales. Remover los sólidos facilita el manejo y evita la formación de taponos de arena, ayudando con ello a cumplir con los reglamentaciones de contaminación para la venta de hidrocarburos.

### V.3 METODOS PARA EL CONTROL DE ARENA

Los métodos para el control de arena pueden quedar agrupados de la manera siguiente:

1) Control Mecánico

1a) Limpieza periódica

1b) Introducción de cedazos

+ De tubo ranurado

++ De tubo ranurado y alambre enrollado.

+++ De tubo ranurado preempacado.

1c) Empacamiento por medio de grava

Empacamiento por circulación

Empacamiento por compresión.

Empacamiento por circulación inversa.

Empacamiento por lavado de fondo.

1d) Combinación de cedazos con empacamiento de grava.

2) Control químico

2a) Inyección de resinas.

La selección del tamaño apropiado de la grava (o resina), uso de los fluidos compatibles con la formación, densidad de los dispersos, limpieza y colocación de la grava, son los factores más importantes que afectan la producción del pozo, los siguientes puntos a tratar son aquellos que se consideran los más importantes antes de determinar que métodos a seguir en el control de la arena.

1.- Limpieza de la tubería de producción.

Este punto es importante ya que sea nueva o usada la tubería deberá de estar libre de residuos, estos pueden removerse por el uso de solventes o bien "conejeándola" para tener la seguridad de que la tubería está libre después de haberse introducido en el pozo, se efectúa un lavado con ácido; este ácido no debe permitirse que reaccione con la tubería y mucho menos que afecte el intervalo disparado.

2.- Engrasado de la tubería.

Cuando la grasa en las juntas de la tubería, es aplicada de manera inapropiada, al paso de los fluidos en el tratamiento, la grasa es comprimida y acarreada de manera que llega a alejarse en el cedazo o en el tubo ranurado, lo que ocasionaría una reducción en la producción. Se recomienda que se engrase la conexión macho del tubo de manera que al apretarse las juntas, la grasa excedente salga por la parte superior de la conexión hembra.

3.- Filtrada de los fluidos.

Una disminución considerable en la producción, puede ser ocasionada por el daño a la formación motivada por el contenido de sólidos en el fluido de terminación o de reparación que se esté usando, estos sólidos al transportarse hacia el intervalo perforado, pueden quedar atrapados en la matriz de la formación o en el túnel de la perforación, de manera que actúen como un estrangulador que altera la permeabilidad.

1) Control Mecánico.

1a) Limpieza periódica

En yacimientos de baja presión de fondo, al moverse los granos de arena hacia el pozo junto con los fluidos producidos, cierta cantidad alcanza a salir a la superficie, pero como generalmente la densidad de la arena es mayor que la del fluido producido, parte de los granos de arena tienden a despertarse en el fondo del pozo formando tapones. Cuando el depósito es lento puede recurrirse a limpiar el pozo periódicamente con cubetas o bien por medio de la circulación de fluidos.

Las cubetas o desarenadores se emplean en aquellos pozos en los que desca evitar el uso de fluidos de control (pozos con baja presión de fondo fluyendo).

El método por circulación de fluidos se emplea en aquellos pozos donde no es posible hacer uso de cubetas.

Consiste en circular un fluido (aceite o agua gelatinizados), con una viscosidad adecuada, através de la tubería con el fin de que al llegar al nivel de la arena, ésta sea acarreada y llevada a la superficie por el espacio anular.

1b) Introducción de cedazos.

El método de control de arena más simple, seguro y consistente es el método de introducción de cedazos que impide el paso de la arena del yacimiento hacia el pozo.

Su diseño está en función del tamaño de los granos de arena que constituyen a la formación productora. Para determinar el tamaño de las ranuras es necesario hacer un análisis -- granulométrico en el laboratorio.

Existen varios tipos de cedazos:

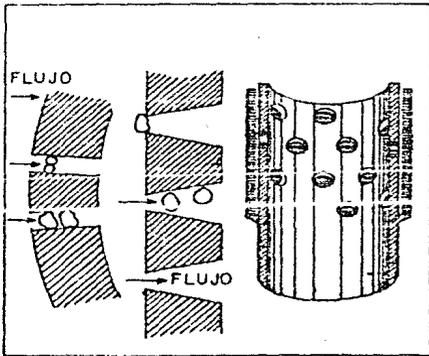
+ De tubo ranurado

Las ranuras en los tubos pueden ser horizontales o verticales y por lo general tienen forma piramidal bicelada, -- es decir tienen una reducción en la parte exterior del -- tubo ampliándose hacia el interior de éste, con el objeto de que sean autolimpiables con el simple paso de los --- fluidos y permitan una mejor capacidad de producción del pozo (fig.2)

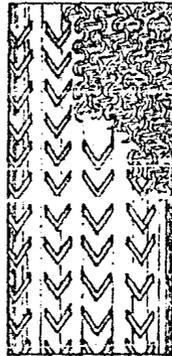
++ De tubo ranurado y alambre enrollado.

Son tubos que aparte de estar ranurados o perforados --- tienen alambre de acero inoxidable enrollado a todo lo -- largo del tubo, estos cedazos están menos sujetos a corrosión y erosión, que los tubos que únicamente están perforados, pero su costo es más elevado.

+++ De tubo ranurado preempacado "Hidropack". Consiste básicamente en dos tubos ranurados colocados uno dentro del -- otro con grava natural o sintética en el espacio anular -- existente entre ellos. Particularmente estos cedazos --- retienen granos muy finos de arena y sedimento (lima), -- pero como su costo es mayor y además son fáciles de taparse con el mismo material que retienen son menos usados



ESQUEMA DE UNA SECCION TRANSVERSAL DE UN CEDAZO.



TUBO PERFORADO TIPO-COSTILLA CON CUBIERTA DE ALAMBRE.



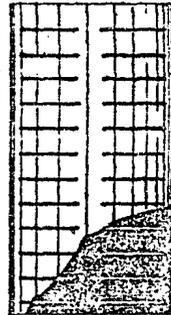
TUBO RANADO CON CUBIERTA DE ALAMBRE



TUBO CON RANURAS VERTICALES ALTERNADAS.



TUBO CON RANURAS MULTIPLES VERTICALES.



TUBO CON RANURAS HORIZONTALES.

FIG. 2 RANURAS Y CUBIERTA DE ALAMBRE, CEDAZOS Y TUBERIAS CORTAS.

que los otros tipos de cedazos, aunque el problema de la obstrucción con limas y lodos, puede solucionarse mediante lavados periódicos con agentes dispersantes de arcilla pero ello eleva también su costo.

1c) Empacamiento por medio de grava.

El empacamiento por medio de grava, es el de mayor uso, utiliza como medio de acarreo de la grava un fluido de alta viscosidad que permite altas concentraciones de grava que son colocadas através de un cedazo.

El término grava a que hacemos referencia, es una arena sílica de grano uniforme que es introducida al pozo y a las perforaciones y cuya finalidad es retener la arena de la formación.

Cuatro son métodos clásicos de empacamiento de grava.

- 1.- Empacamiento por circulación
- 2.- Empacamiento por compresión.
- 3.- Empacamiento por circulación inversa.
- 4.- Empacamiento por lavado de fondo.

Cada uno de estos métodos requiere de diversas herramientas, según la geometría del pozo.

- 1.- El método de empacamiento de agua por circulación requiere de dos condiciones:

Un empaque exterior y otro interior. El empaque exterior de grava es colocado hacia las perforaciones para

que la grava ocupe los espacios de la formación, formados entre la tubería de revestimiento y las perforaciones. La grava es bombeada en forma de lechada a través de una tubería franca y aplicando presión, de manera tal que parte del fluido se pierde hacia la formación y eso dará una buena colocación de la grava (fig.3A,C y D)

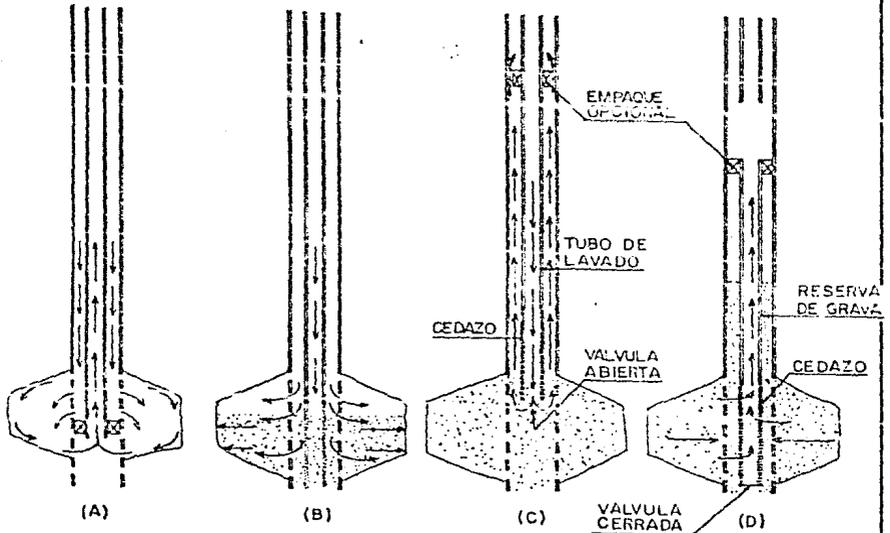
El empaque interior de grava se obtiene al bombear una lechada que contenga desde 0.25 a 15 lb. de grava por galón de fluido, en esta operación se puede emplear una herramienta de doble paso (crossover) (fig. 4B), esto permite circular de la tubería de producción hacia el espacio anular, donde un cedazo detendrá la grava y permitirá que el fluido se filtre regresando por el interior de la tubería hacia el espacio anular y así hasta la superficie.

## 2.- Método de empacamiento por compresión.

Este método es empleado con 15 lb de grava mezclada con un galón de fluido de acarreo de alta viscosidad, resultando una lechada de densidad promedio de 13 lb/gal. -- esta lechada es bombeada a la zona de disparos y forzada a introducirse en ellos. Se recomienda el uso posterior de un aditivo reductor de viscosidad con el fluido empleado, para limpiar las herramientas y tuberías.

## 3.- Método de empacamiento por circulación inversa.

Este método utiliza de un cuarto a dos galones de grava por galón de fluido empleado como transporte, la lechada es circulada por el espacio anular y la grava será -



PERFORACIONES DE LAVADO

LA GRAVA ES COMPRIMIDA A TRAVES DE LAS PERFORACIONES

LAS CAVIDADES Y EL CEDAZO SON LAVADOS CON LA GRAVA.

LA GRAVA Y EL CEDAZO EN SU LUGAR, EL TUBO DE LAVADO ES RETIRADO PARA INICIAR LA PRODUCCION.

FIG. 3 INSTALACIONES DE TIPOS COMUNES DE EMPACAMIENTO DE GRAVA.

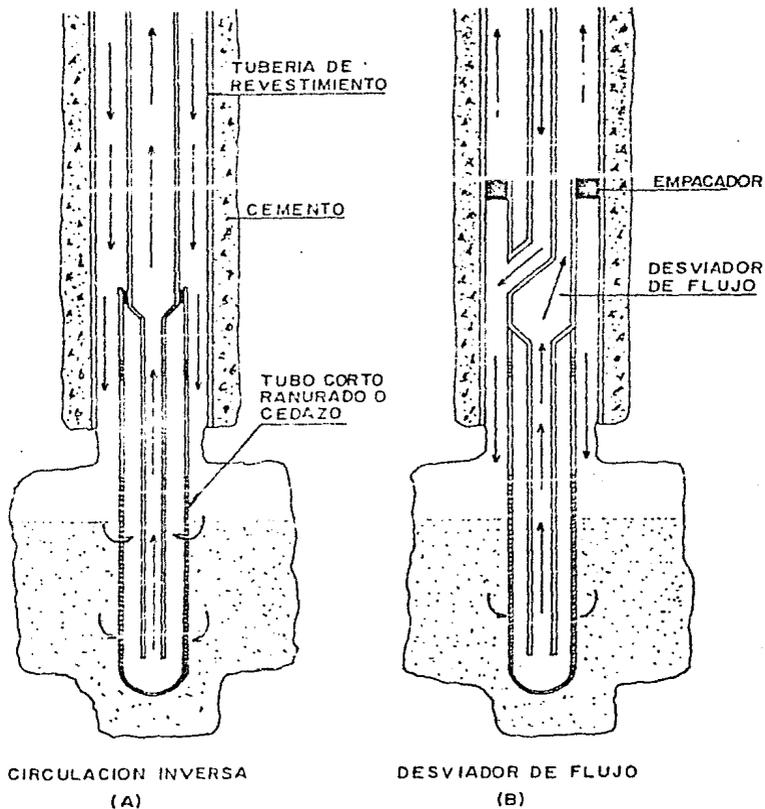


FIG. 4 EL DESVIADOR DE FLUJO Y LA CIRCULACION INVERSA SON TECNICAS DE EMPACAMIENTO USADAS COMUNMENTE EN INTERVALOS DE AGUERO ABIERTO CORTO O DONDE LA SEPARACION DE ZONAS ES NECESARIA.

retenida en el fondo por el cedazo. El fluido será colocado y circulará a la superficie por el interior de la tubería de producción. (fig. 4A).

En este método se asocian ciertas desventajas como son:

- A) Más tiempo de trabajo del equipo
- B) Probablemente queden algunos huecos del empaque --- frente a la zona de disparos.
- C) Al bombear la lechada es muy posible se de lugar al acarreo de partículas o residuos incrustados en las paredes, del interior de la F.R. o de la T.P. lo que se traduce en daño a la formación.

#### 4.- Método de empaquetamiento por lavado del fondo (Wash-Down)

Este método consiste en introducir la grava en la superficie y dejar que por caída libre llegue a la zona de producción, posteriormente es armado el conjunto de -- herramientas que se introducirán en el tapón formado -- por la grava en el fondo y mediante circulación, (sin -- gasto excesivo) permitirá que el cedazo quede frente a la zona de disparos, cuando cese la circulación la --- grava se asentará obteniéndose de esta manera el empaquetamiento.

- D) Combinación de cedazos con empaquetamiento de grava.

En este tipo de control la consideración más simple e importante con respecto al diseño, es el tamaño -- apropiado de las aberturas de los cedazos o del espa

cio poroso de la grava que constituye el empacamiento, siempre con relación al tamaño de las partículas de la formación productora. (fig.6)

Empacamientos efectivos de grava requieren que los granos de arena sean retenidos en la cara exterior del empacamiento. La arena de la formación que se mueve dentro del empacamiento llega a formar "puentes" que reducen significativamente la permeabilidad del empacamiento. Lo que da como resultado un decremento en la productividad

La determinación del tamaño de la grava y de las aberturas del cedazo se hace de la manera siguiente:

- 1.- Se obtiene una muestra representativa de la arena de formación y se procede a su lavado, secado y pesado.
- 2.- A continuación, la muestra se hace pasar através de una serie de mallas o cribas de especificación conocida.
- 3.- Para cada malla se obtiene el peso y porcentaje retenido de la muestra.
- 4.- De entre las mallas utilizadas se elige aquella que haya retenido del 10 al 20% de la muestra. (fig.5). Ya que se ha demostrado experimentalmente que este porcentaje representa a los granos mayores, los cuales al colocarse alrededor del cedazo formarán un empacamiento gradual y natural de los granos más finos.

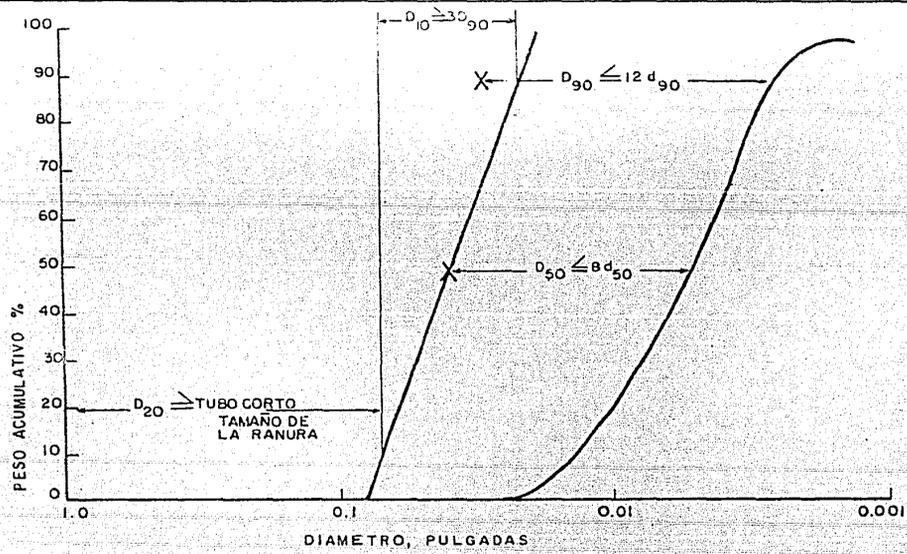


FIG. 5 MEDIDA DEL GRADO DE EMPACAMIENTO DE ARENA

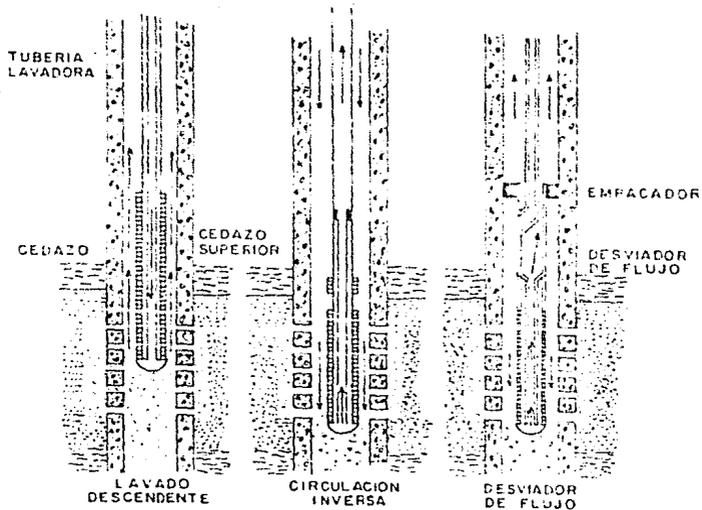


FIG. 6 COMBINACION DE CEDAZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA (LOS SISTEMAS MAS COMUNES DE EMPACAMIENTO INTERIOR DE GRAVA DEBEN SER EFECTUADOS POSTERIORMENTE A UN LAVADO DE FORMACION).

- 5.- Una vez que se tiene el tamaño de malla, este es multipli -  
cado por 5 y por 8, con lo que se obtiene el tamaño mínimo  
y máximo de la grava. Los factores 5 y 8 son determinados -  
a partir de la gráfica 1, donde se observa que las permea -  
bilidades mayores para el empacamiento se obtienen con rela -  
ciones grava- arena de 5 a 8.
- 6.- El último punto es la determinación de tamaño de las abertu -  
ras de los cedazos, siendo este igual a la mitad del tamaño  
mínimo de la grava. Con lo que asegura que la grava no pasa -  
rá através del cedazo

## 2) Control químico

### 2a) Inyección de resinas

Es un proceso de inyección de productos químicos dentro de  
la formación no consolidada para proporcionar una cementa -  
ción "in - situ" grano a grano de la roca productora. El -  
concepto general de la consolidación se ilustra en (fig.7).  
A este tipo de consolidación se recurre desde hace varios -  
años.

El proceso de consolidación de arena es:

- 1).- La resina se introduce al pozo y se inyecta a la formación  
en estado líquido (fig.8).
- 2.- La resina moja los granos de arena y se extiende formando  
una capa líquida continua.

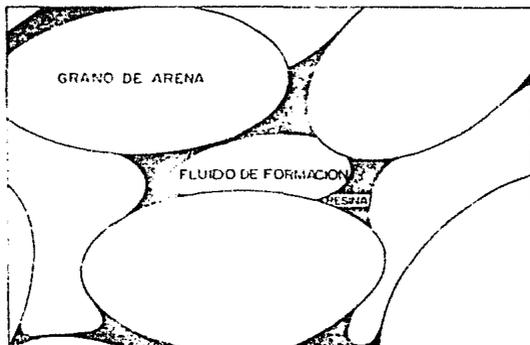


FIG 7 EL OBJETIVO DE LA CONSOLIDACION DE LA ARENA DE FORMACION ES LA DE CEMENTAR LOS GRANOS EN LOS PUNTOS DE CONTACTO.

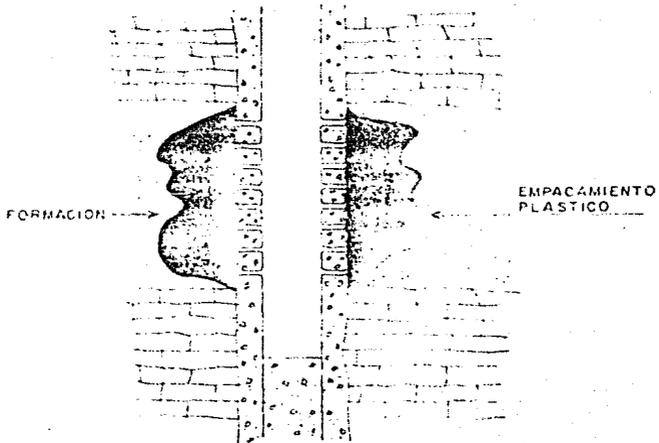


FIG 6 EMPACAMIENTO PLASTICO DE ARENA

- 3.- Por efecto de tiempo y temperatura de fondo del pozo, la resina se contrae acumulándose en los espacios reducidos entre los granos ocultos de contacto por efectos de capilaridad y ahí se endurece y solidifica.
- 4.- La resina ocupa solamente un pequeño porcentaje del espacio poroso por lo cual la permeabilidad natural no se reduce en forma apreciable.

El proceso y tiempo de endurecimiento de la resina, puede controlarse mediante el uso de un agente catalizador, el cual puede estar incluido dentro de la solución de resina o bien dentro de un bache de sobrelavado o de desplazamiento de exceso plástico, por lo que este bache tiene dos funciones; la de desplazar el exceso de plástico de resina y la de activador para la solidificación de la resina, la (fig.9) indica un registro de presión que deberá tenerse durante la operación de inyección.

Para tener mayor éxito en el proceso de consolidación de la arena, la zona en donde se introducirá la resina deberá estar libre de fluidos y de material de invasión, por lo que en el caso de haber usado fluidos de control que pudieran haberla dañado, será conveniente limpiar la zona por medio de lavados con ácido o con aditivos especiales (dispersantes de arcilla).

También para lograr un mejor contacto de la solución de resina con la superficie de los granos de arena es conveniente usar antes de la solución baches de lavado que desplacen el fluido de la formación y el agua congénita o intersticial mediante el uso de agentes como el alcohol isopropílico, surfactantes o solventes de hidrocarburos. Se tienen mejores resultados cuando los trabajos de consolidación de arena se llevan a cabo durante la terminación del pozo, ---

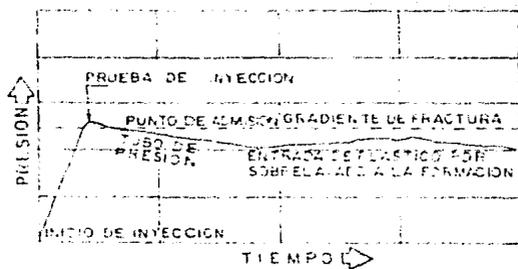


FIG 9 REGISTRO DE PRESION DE UN TRATAMIENTO PLASTICO, LA PROPORCION DE LA INYECCION ES MANTENIDA ABAJO DE LA PRESION DE FALLA DE LA FORMACION, TAL QUE EL PLASTICO SEA DISTRIBUIDO A TODAS LAS PERFORACIONES.

antes de que por el efecto de acarreo de arena, durante la etapa de producción, formen cavidades en las vecindades del agujero.

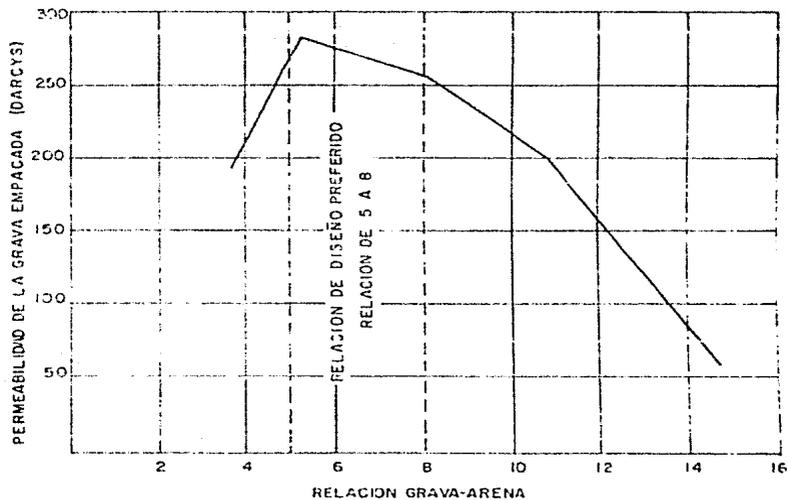
Estas consolidaciones químicas son más costosas que los métodos anteriores. Así mismo el costo total de la consolidación está -- -- influenciado por la longitud del intervalo tratado.

#### V.4 SELECCION DE LA GRAVA

La grava deberá de tener una medida adecuada, tal que el empa - que formado contenga la más fina arena producida, pero que no reduzca el flujo de fluidos hasta tener características antieconómicas. - Saucier en su estudio "Gravel Pack Design Considerations" indica que el tamaño de la grava que controle de manera uniforme a la arena, - deberá ser de 5 a 6 veces el diámetro del 50% del tamaño promedio de la arena (gráfica 1).

Para elegir el tamaño adecuado de la grava se recomiendan los - siguientes puntos:

- 1.- Obtener una muestra o serie de muestras de la formación --- (El uso de muestreos de camisas de hule para la obtención - de los núcleos representativos de la zona).
- 2.- Realizar una análisis de Sieve.
- 3.- Graficar (fig.5) el porcentaje acumulativo en peso obtenido del diámetro de la arena.
- 4.- Calcular el tamaño de la grava, a partir del diámetro pro - medio obtenido de la arena retenida al acumularse el 50% de peso de la muestra, no olvidándose de emplear el múltiplo -



GRAFICA I PERMEABILIDAD DEL PUENTE FORMADO POR LA GRAVA EMPACADA

de 5 o 6.

La muestra del 50% del diámetro más pequeño retenido será el índice para seleccionar la grava.

Otras características que debe tener la grava son:

#### **Insolubilidad**

La grava debe ser de 95 a 98% insoluble ya que de lo contrario pueden crearse huecos en empacamiento durante acidificaciones.

#### **Angularidad**

Empacamientos de grava más consistentes han sido observados cuando se tienen granos redondeados. De cualquier medida la grava angular facilita mejor el puenteo, una redondez de 0.6 o mayor es recomendada.

#### **Compactación**

La compactación de la grava del empacamiento afecta la permeabilidad de éste. El diámetro de poro de un empacamiento flojo o suelto es aproximadamente 0.41 veces el diámetro del grano y para un empacamiento compacto el diámetro de poro se reduce a 0.15 veces el diámetro de grano. Baja viscosidad de los fluidos para empacamiento así como granos bien redondeados dan como resultado alta compactación. Un empacamiento medianamente compactado puede permitir que los granos de arena viajen através de la grava provocando obstrucciones.

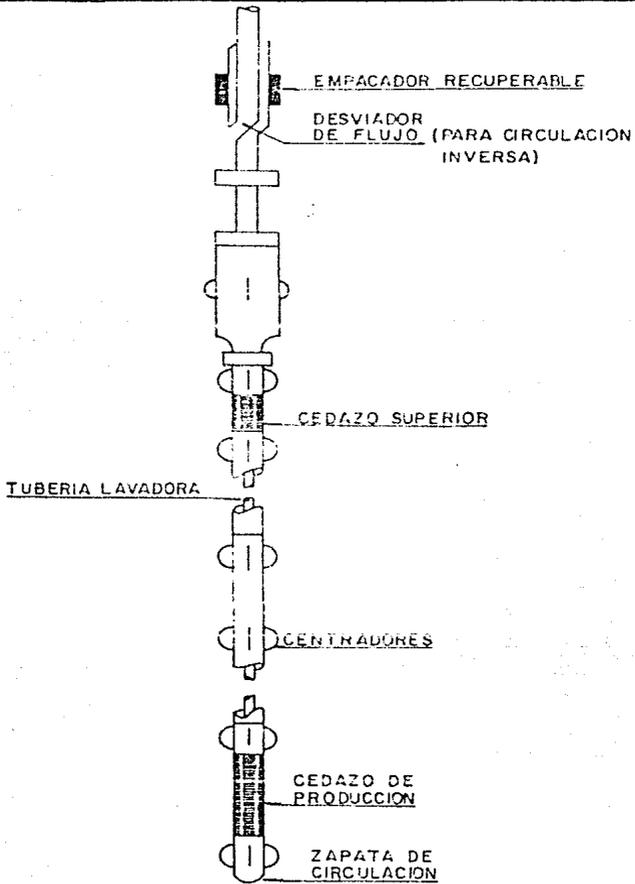


FIG.10 ESQUEMA DE HERRAMIENTAS TÍPICAS DE FONDO DE POZO PARA EMPACAMIENTOS DE GRAVA,(MUCHAS VARIACIONES SON POSIBLES).

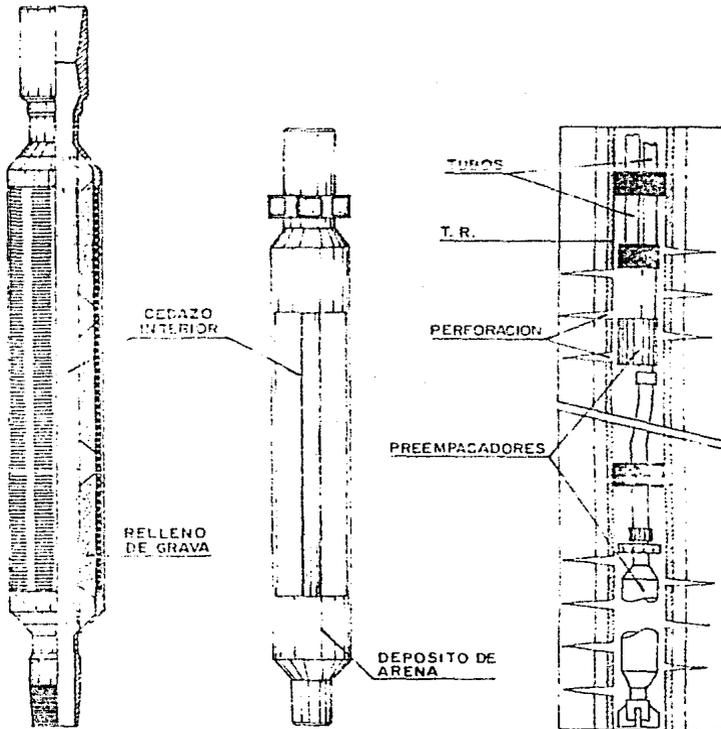


FIG. II CEDAZOS CON ARENA PREEMPACADORES

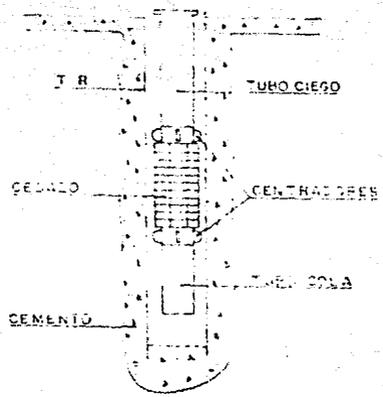


FIG. 12. ARMADO DEL EMPACAMIENTO DE GRAVA

## V.5 EVALUACION DE EMPACAMIENTO CON GRAVA

En el Golfo de México muchos pozos están terminados con empacamiento interior con grava para prevenir la producción de arena. Es necesario un método digno de confianza para la evaluación del empacamiento que reduzca los cambios que una reparación requiera más tarde. Los registros de campo hechos con herramientas seleccionadas de --- pozos de pruebas experimentales confirman la aplicación de técnicas del registro eléctrico que proporcionen una evaluación cualitativa - del empacamiento con grava.

Muchas herramientas de los registros eléctricos tienen capacidad para investigar el espacio anular entre la tubería de revestimiento- y el cedazo en un empacamiento con grava interior. Entre estas están: el neutrón compensado, velocidad acústica, densidad (herramientas - que miden el tiempo de disminución del pulso de neutrones).

En este trabajo la selección de herramientas usadas para los -- ejemplos está basado en experiencias previas y factores conocidos de profundidad de investigación y respuesta al metal.

Las herramientas seleccionadas fueron:

- 1.- Un registrador de neutrones compensados, de diámetro de -- 3 3/8"
- 2.- Un registro de densidad de diámetro de 1 11/16"
- 3.- Un registro de rayos gamma de doble espacio de diámetro de 1 11/16"

Las mediciones fueron hechas en dos pozos de prueba equipados con empaque de grava y cedazo empaçado en tubería de revestimiento de 7" y de 9 5/8". La respuesta para varios problemas de situaciones de empaçamento con grava fueron estudiados haciendo corridas sucesivas sucesivas en secciones parcialmente empaçadas.

El compensador de neutrones, el medidor de densidad y el de rayos gamma a doble espacio, todos dieron por igual resultados satisfactorios y en cada uno el pozo respondió a los cambios de densidad de el material dentro del espacio anular entre el cedazo y la tubería de revestimiento.

El registro de empaçamento con grava utiliza el hecho que los detectores son afectados de manera diferente en el área comprendida entre la formación y la herramienta. Cuando el espacio entre el cedazo y la tubería de revestimiento de llena con fluido la herramienta está investigando una zona con 100% de porosidad aparente. Cuando ese fluido es desplazado con grava la porosidad aparente se reduce en gran medida. El ajuste y calibración propia de las cercanías y lejanías cuando se miden gastos ocasionan lecturas que en la cima de uno u otro detector sobre las zonas verifiquen que están 100% empaçadas y separar zonas que tienen menos del 100% de empaçamento.

La separación más grande mostrará una zona que no está totalmente empaçada.

#### Medidor de densidad

El medidor de densidad usa una fuente de rayos gamma y un detector sencillo. La fuente emite rayos gamma dentro del diámetro del agujero y en el área circunvecina. Algunos de los rayos gamma son repelidos al detector. El número de rayos gamma que retornan al

detector es una indicación de la densidad del material através del cual viajan. Los materiales que tienen densidad más alta originan -- que más rayos gamma sean mostrados y absorbidos, materiales con densidades menores permiten que más rayos gamma sean regresados hacia el detector. En un pozo empacado con grava son constantes muchos -- residuos excepto en el espacio anular entre el cedazo y la tubería de revestimiento. Este espacio puede ser llenado completamente con grava, parcialmente llenado con grava o tener áreas vacías que no -- contengan grava. En cada uno de éstos casos el área que no está llena con grava se llena con algún tipo de fluido. La identificación de zonas no empacadas con grava es posible debido a la diferencia de -- densidades que existe entre la densidad de la grava y la densidad de un fluido.

#### V.6 PROCEDIMIENTO MECANICO PARA EL CONTROL DE ARENAMIENTO EN LA -- REPARACION DE POZOS

Entre los factores clave que pueden garantizar el éxito, para el control de arena en pozos petroleros son:

- + El uso de un buen equipo y un fluido adecuado para efectuar -- la reparación.
- ++ Llevar una supervisión rigurosa de las operaciones que se ejecuten dentro del pozo.

A continuación se describe el procedimiento, en forma sinetizada, que se ha empleado exitosamente en varios "pozos problema".

- 1).- Efectuar pruebas de compatibilidad entre los Fluidos de la formación y el fluido de reparación. Comprobar si existen -- problemas de emulsificación y encontrar el tratamiento ade

cuado mediante el uso de surfactantes. Siempre que sea -- posible, se recomienda el uso de fluidos emulsionados a -- base de aceite de la misma formación como fluido de repa -- ración. Si se tiene que emplear agua salada, agréguese el 1% en peso , de cloruro de potasio para reducir el "hincha -- miento" de arcillas. Para destruir las emulsiones, úsese -- un surfactante soluble en agua. Siempre deberá usarse un -- fluido limpio.

- 2).- Limpiar la T.P. usando vapor, si es necesario lavar las -- presas en las que se prepara el fluido de control y las -- bombas. Las "pipas" para transportar el fluido de repara -- ción deberán estar limpias.
- 3).- Bajar barrena y escariador para limpiar la T.R. antes de -- extraer la arena del fondo, a fin de evitar que la pedac -- ería pudiera causar taponamiento en los disparos, sobre -- todo si se tiene pérdida de fluido en la formación. Filtrar -- o reemplazar el fluido de reparación al terminar la limpie -- za de la T.R.
- 4).- Limpiar la zona de disparos ya sea por cubeteo o lavado, -- tomar las muestras necesarias de arena para determinar el -- tamaño de la grava que se usará para empacar la formación -- y el cedazo, y además el calibre de este último.
- 5).- Antes de introducir los cedazos y empacarlos es necesario -- correr empacador de prueba de inyección con la T.P. usando -- "tubo de cola", tratar de establecer inyección a un ritmo -- de 0.25 bl/min., si la presión observada es menor que la -- presión de fractura, aumentar la velocidad de inyección a

2 bl/min. Si la presión de inyección, incluyendo la presión hidrostática del fluido, es mayor o cae dentro del rango de 500 lb/pg<sup>2</sup>, arriba de la presión de fractura, lo más probable es que tenga un taponamiento a la entrada de los disparos o dentro de la formación, en este caso será necesario efectuar una etapa más de limpieza, ya sea por sondeo, cubeteo o lavado con ácido e inclusive redisparar el intervalo si fuera lo indicado.

Al no tener restricciones y después de establecer una presión de inyección menor que la presión de fractura, la formación podrá ser empacada.

- 6).- Empacar la formación con una velocidad de bombeo de 2 bl/min. La dosificación inicial de la grava será de 0.25 lb/gal. y gradualmente se irá aumentando hasta obtener dosificación final de 2 lb/gal., lo cual será mantenido hasta alcanzar la presión límite.
- 7).- Circular el exceso de grava hasta unos dos metros abajo de los disparos. Repetir el paso ó si fuera necesario, a fin de estar seguros de haber logrado un buen empacado de la formación.
- 8).- Efectuar circulación inversa bajando hasta dos metros más abajo de los disparos. Sacar cinco lingadas de T.P. lentamente, para evitar la acción de sondeo, y esperar 30 min. Bajar la T.P. hasta dos metros abajo de los disparos, para comprobar si no hay grava. Si la T.R. está libre, sacar T.P. y empacador. Si hubo regreso de grava de la formación al agujero, se recirculará el exceso de grava, y antes de

sacar el aparejo, se llenará la T.R. con grava para empacar el cedazo, hasta unos dos metros arriba de los disparos.

- 9).- Dependiendo de los resultados en el punto 8, correr el cedazo y empacarlo ya sea por "lavado" o por "circulación inversa". Debe tenerse en cuenta que los juegos de herramientas empleadas son diferentes para uno y otro método, por lo que hay que tener ambos juegos disponibles en el pozo.
- 10).- Correr el empacador del cedazo, anclándolo sobre éste.
- 11).- Correr el aparejo de producción. Arrancar el pozo con un gasto inicial bajo. Aumentar el gasto gradualmente en el lapso de varios días, hasta obtener la producción óptima del pozo. Si es necesario sondear, hacerlo lentamente, evitando levantar más de 50 m. de fluido por corrida.

CAPITULO VI  
P E S C A S

VI.1 INTRODUCCION

Uno de los grandes problemas que afectan la intervención de un pozo son los pescados, y pueden ocurrir por varias causas, siendo las más comunes las fallas de algún componente del equipo subsuperficial; el estado mecánico de los accesorios y herramientas de un -- aparejo de producción o de trabajo; y en algunos casos debido a operaciones mal efectuadas.

En este capítulo se analizarán las causas principales de pescas y la forma de prevenirlas; así como algunas herramientas que se utilizan, y la forma en que se diseñan y seleccionan los aparejos de - pesca.

Es fundamental evitar que ocurra un pescado, ya que esto ocasiona pérdidas de tiempo, operaciones fallidas, producción diferida de hidrocarburos y en ocasiones la pérdida total del pozo.

P E S C A

Se describe como una operación o procedimiento que se efectúa - en un pozo petrolero, con el objeto de recuperar materiales, herramientas o tuberías que impiden o afectan la perforación, reparación o terminación del mismo.

VI.2 CAUSAS Y PREVENCIÓN

Existen diferentes causas, pero dentro de las más comunes se citan las siguientes:

- 1.- Falla del equipo superficial.
- 2.- Falla del equipo subsuperficial.
- 3.- Falla por mala operación.
- 4.- Descuido humano.

## 1.- FALLAS DEL EQUIPO SUPERFICIAL

El equipo superficial abarca todos aquellos accesorios que se utilizan en la superficie del pozo, con el fin de que las operaciones que se efectúan sean adecuadas con la intervención, dentro de ellos podemos señalar los siguientes:

- + Cuñas para tuberías
- + Elevadores para tubería.
- + Llaves manuales, mecánicas, hidráulicas y neumáticas
- + Poleas (Corona, polea viajera, de sondeo, etc)
- + Cables de acero
- + Freno mecánico e hidromático
- + Malacate
- + Bomba de lodos
- + Mesa rotatoria e indicador de peso

## P R E V E N C I O N E S

En la mayoría de las herramientas o accesorios, las fallas se originan por desgaste, por lo que se recomienda considerar los siguientes puntos:

- + Realizar un mantenimiento preventivo, como limpieza, engrase o lubricación, y cuando sea necesario reponer piezas, lo cual podrá efectuarse en el campo o taller dependiendo el caso.
- + En el caso de poleas, destine tiempo aparte del mantenimiento preventivo a calibrar y revisar el estado de los baleros y el movimiento de los mismos.
- + Revisar periódicamente los niveles de agua y aceite para tener un buen enfriamiento y una buena lubricación de los componentes respectivamente.

- + El corazón de un equipo para la operación de las herramientas se presenta por el indicador de peso; verifique su calibración y buen funcionamiento antes de realizar cualquier operación.

## 2.- FALLAS EN EL EQUIPO SUBSUPERFICIAL

Se conoce como equipo subsuperficial a las herramientas o accesorios que se introducen al pozo, ya sea recuperables o permanentes. Las herramientas más comunes de este equipo en Reparación y Terminación de Pozos son: Tuberías de producción y de trabajo, lastra-barrenas y sustitutos de enlace, molinos y barrenas, así como aparatos de producción. Las fallas más comunes en estos accesorios son:

### Tubería de Producción y de Trabajo

- + Rotura de coples, up-set, cuerpo de tubería, cuerdas o juntas debido a: mala calidad de la tubería, desgaste de la tubería por presión, corrosión y trabajo; cuerdas y juntas en mal estado.
  - + Falla en el cuerpo debido al uso de llaves inadecuadas y también porque al sentarse la tubería bruscamente, el área donde trabajan (60 ó 90 cm. de la junta) se debilita.
  - + Mal diseño de sartas de trabajo y cambios bruscos de diámetro
- ### Lastrabarrenas, sustitutos de enlace
- + Roturas en las juntas debido a roscas y espejos u hombros en mal estado.

### Molinos y barrenas

- + Cuerdas en mal estado y roles flojos o revestimiento de car -  
buro de Tungsteno mal aplicado.

#### Aparejos de Producción.

- + Inadecuados
- + Deteriorados
- + Elementos de hule demasiado adheridos a la T.R.
- + Corroídos y erosionados.

### P R E V E N C I O N E S

En el caso de sartas de trabajo:

- + Cuando se introduzca un aparejo, deberá probarse a la presión  
de trabajo.
- + No se deberán usar tuberías dañadas que no hayan sido revisa -  
das previamente.
- + Se deberá manejar un cálculo hidráulico correcto para evitar  
daños en la tubería y cuidar la velocidad de penetración del -  
aparejo.
- + Aplicar el torque adecuado para no causar daños en las cuer -  
das o juntas

En el caso de molinos y barrenas

- + Revisar que la herramienta sea adecuada al diámetro interior  
de la T.R. donde opera, rectifique que los roles giren y no -  
tengan juego (control de la vida útil de las barrenas o molinos)

- + Operar correctamente con el peso y la rotación calculada, --- verificando la adecuada limpieza del pozo.

En el caso de aparejos de Producción:

- + En el caso de madriles y válvulas de circulación, calibrar y probar a la presión de trabajo antes de introducirlos.
- + Con los empacadores, probadores o cementadores, verificar sus diámetros, calibre y opere el mecanismo de anclaje en caso de que sea recuperable.
- + Cuando se recupere un aparejo de bombeo neumático nunca gire la sarta, ya que al pegar los mandriles de las válvulas de -- B.N. estos corren el riesgo de romperse y caerse sobre el empacador, dificultando su recuperación.

### 3.- FALLAS POR MALA OPERACION.

Estas fallas ocurren por desconocimiento, falta de habilidad o por el estado anímico inadecuado del individuo que ejecuta una operación. Dentro de estas fallas las más frecuentes son:

- + Jalones bruscos e incorrectos arriba del rango de operación.
- + Rotaciones incorrectas e innecesarias.
- + Frenado brusco en el tambor del malacate.
- + Atrapamiento de herramientas corridas con línea de acero y - cable de geofísica.

#### P R E V E N C I O N E S

- + Capacitar al personal en las funciones de las categorías --- inherentes al trabajo a desarrollar.
- + Calcular las capacidades de las sartas de trabajo o produc -- ción, limitándose a operar dentro de los límites de su rango de trabajo.
- + Cuidar la reología y las condiciones del fluido de control; cuando se efectúe una molienda de fierro, colocar un colector magnético en la línea de flote o vibrador del lodo.

#### 4.- DESCUIDO HUMANO

Estas fallas se originan por la falta de conocimiento o de juicio en la operación, las más frecuentes son:

- + Objetos pequeños como: tuercas, tornillos o herramientas de - mano.
- + Frecuentes caídas de tuberías debido a que en ocasiones es - abierto el elevador antes de tiempo.
- + Caída de lastrabarrenas, causado por mala colocación del --- collarín arriba de las cuñas mecánicas.

#### P R E V E N C I O N E S

- + Colocar el hule protector cuando esté efectuando movimiento - en la tubería.

- + Al realizar alguna conexión de herramienta o al tener el -- pozo libre, colocar la tapa protectora en la mesa rotatoria.
- + Siempre que haga una conexión corta, usar el agujero auxiliar
- + Verificar que la tubería esté sentada en sués y el elevador libre de peso antes de abrirlo.
- + Colocar el collarín para lastrabarrenas antes de efectuar la conexión o desconexión de los mismos.

### VI.3 HERRAMIENTAS DE PESCA

Debido a que las operaciones de pesca son unas de las más críticas, es de vital importancia la selección de la herramienta adecuada a las características del pescado para su recuperación.

Cada operación de pesca es diferente, dependiendo de la manera en que se atrapa o suelta un pescado.

Las bocas de pescado, así como las condiciones de atrapamiento de los mismos indican la herramienta de pesca necesaria y con base - en esto, se clasifican en los siguientes grupos:

- A).- PESCANTES PARA AGARRE EXTERIOR
- B).- PESCANTES PARA AGARRE INTERIOR
- C).- PESCANTES PARA HERRAMIENTAS O ACCESORIOS SUELTOS
- D).- PESCANTES PARA LINEAS Y CABLES DE ACERO
- E).- HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA CONFORMACION DE BOCAS DE PES-  
CADO Y LIBERACION DE ATRAPAMIENTO DE LOS MISMOS, ASI COMO  
HERRAMIENTAS DE SEGURIDAD Y PERCUSION.

La habilidad para operar herramientas de pesca, y las características físicas de las mismas decrecen a medida que el diámetro del pozo se reduce, y las operaciones de pesca ocurren tanto en pozos -- adomados como en pozos de agujero descubierto.

A continuación se mencionarán las herramientas de pesca en forma general ya que sus especificaciones y partes se podrá consultar -- por separado en el manual de "Herramientas Especiales". De la Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos o en los manuales de las -- casas fabricantes.

## A) PESCANTE PARA AGARRE EXTERIOR

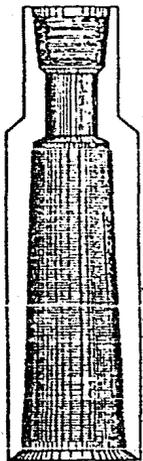


### 1) Enchufe Desprendible de Pesca.

Es una herramienta fabricada para efectuar un agarre de pescado exteriormente. Su afianzamiento se basa en el mecanismo de cuñas que tiene en su interior. Si el pescado no es recuperado, el enchufe puede soltarse con rotación y peso para recuperarlo. A través de su interior pueden correrse accesorios de línea acerada de geofísica para efectuar calibraciones, cordones explosivos o cortes interiores de tuberías de producción.

Se fabrican para operarse con rotación derecha e izquierda en diferentes series y tamaños, y utilizarse de acuerdo a las condiciones del pescado.

## 2) Tarraja



Es propiamente un cilindro - que en su interior tiene una cuerda abusada cónica que va de un rango de mayor a menor diámetro. Se emplea para agarrar bocas de pescado irregulares pero su uso se restringe a pescados que no giren ya que para operarse es necesario aplicar rotación, con lo que se hace una rosca al pescado para permitir su afianzamiento y recuperación.

Algunos diseños aceptan en su interior el paso de herramientas de línea acerada y geofísica.

Son construidas para afianzarse con rotación derecha e izquierda, y para su recuperación es necesario rotar y barrer las cuerdas con percepción.

### 3) Cortatubos exteriores.



Existen varios diseños, pero básicamente se componen de -- una guía, un cilindro, una conexión superior, unas cuchillas de corte con uno o dos resortes y otros accesorios. Se emplea combinándose con -- tubería lavadora para recuperar tuberías de producción o de trabajo, que se encuentren atrapadas en un extremo.

La longitud para cortar y recuperar varía hasta 120 m. de pendiente de las condiciones que presente el problema.

Su uso permite eliminar tubería construida en su interior o bocas de pescado, deformadas facilitando así las operaciones de pesca subsecuentes.

Su operación varía de acuerdo a la casa fabricante; sin embargo, comúnmente es necesario aplicar rotación derecha hasta efectuar el corte.



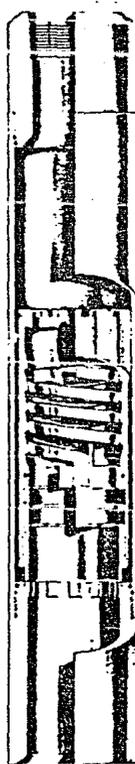
4) Enchufe para tubería de revestimiento. (Casing Patch).

Esta herramienta es un enchufe de pesca que tiene en su interior uno o dos juegos de cuñas y un conjunto de elementos de plomo que sirven para sellar el exterior del pescado cuando este es afianzado.

Se utiliza en los casos donde se tienen daños por fugas, roturas o desprendimientos de tuberías de revestimiento intermedias y de explotación.

Antes de introducirlo se verifica que no existen presiones entrampadas entre los espacios -- anulares de TR; se instala un conjunto de preventores adecuado; se efectúa un corte abajo del daño y se recupera la tubería de revestimiento en malas condiciones. Posteriormente debe hacerse un viaje de lavado a la boca por pescar.

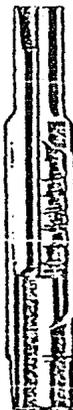
La herramienta se introduce con TR, en condiciones debidamente probadas y con el apriete necesario. Su afianzamiento se logra aplicando peso y tensionando para efectuar el sello, que dando como un accesorio adicional a la columna de revestimiento reparada.



5) Pescante lavador (Washover Shot).

Consiste en un barril o cilindro con conexión arriba y abajo que en su interior aloja un sонтén con cuñas para pescar y detener tuberías con -- coples o de junta integral.

Se utiliza cuando la tubería de producción cayó al pozo o en la recuperación de complementos de aparejos de producción con multi-"V" atrapadas por arenamiento.



Se introduce con zapata de -- labio y tubería lavadora, se -- leccionándose la posición del pescante lavador de acuerdo a la longitud del pescado por -- recuperar. Su mecanismo perm<sup>i</sup>te pasar através del pescado y aplicar rotación durante el lavado. Para liberar las juntas basta con girar a la derecha.

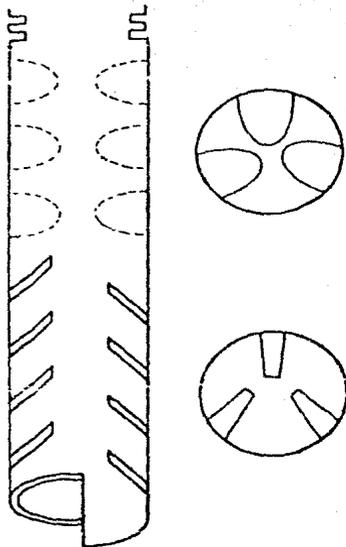
Al sacar se recupera la longitud de tubería, la cual viene apoyada en un cople o junta integral.

6) Zapatas de fricción.

Estas herramientas se diseñan en forma perforada y se construyen de tubería lavadora en diferentes diámetros, preparando su interior en forma de puntas o ranuras.

Se emplean principalmente para recuperar accesorios de línea acerada y de geofísica.

Como su nombre lo indica, son operadas por fricción, al aplicar peso atrapan una porción o la longitud total de la herramienta a recuperar.

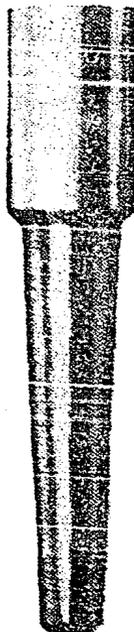


B) HERRAMIENTAS PARA AGARRE Y OPERACION INTERIOR

1) Machuelos.

Son herramientas que en su exterior tienen una pesca cónica de un rango de menor a mayor diámetro y un orificio de circulación. Están los machuelos contruídos con roscas hacia la derecha y hacia la izquierda y se emplean para pescar por el interior, bocas de pescado irregulares. Su operación es semejante a la de las tarrajas, es decir que requieren de un punto de apoyo firme para aplicar rotación y peso.

De acuerdo a sus dimensiones, algunos machuelos tienen un diámetro interior reducido que no permite el paso de herramientas de línea acerada y de geofísica, limitando con esto su uso.



2) Arpones desprendedores recuperables.

Se utilizan para pescar interiormente tubería de producción, de -- trabajo y de revestimiento.

Su construcción permite un agarre amplio al pescado, del tal forma que soporta percusiones y tirones fuertes. Existen varios tipos, y de acuerdo a su mecanismo para afianzarlos, se requiere -- girar a la derecha o a la izquierda y para su recuperación es necesario efectuar el giro en sentido opuesto.



### 3) Cortatubos interiores.



Se emplea para efectuar cortes en el interior de tuberías de producción, de trabajo y de revestimiento, utilizándose principalmente para hacer cortes en esta última.

El cortatubos interiores esta formado por varias partes, siendo las más importantes las cuchillas de corte y su agarre de cuñas, ya que al operarse con rotación la herramienta se apoya en la pared de la tubería, permitiendo que las cuchillas giren y hagan el corte.

Una vez efectuado éste, las cuchillas se retraen automáticamente al perder el peso que se le aplicó para cortar.

#### 4) Molinos de sección (Corte y Molienda)

El principio básico de estas herramientas es que son operadas con presión hidráulica de circulación. Sus diseños y construcciones son semejantes, siendo empleados para cortar tubería de revestimiento y aprovechar los instrumentos en los casos que se requiera moler una sección de tubería.

Poseen la ventaja de que con la presión aplicada pueden localizar los coples de tubería para efectuar el ajuste de la profundidad a cortar.

Para operarlos se aplica rotación y se mantiene una presión de circulación determinada; la hidráulica ejercerá un esfuerzo manteniendo a las cuchillas abiertas hasta terminar el corte, donde se observará una disminución de presión.

La molienda se efectúa iniciando con los pasos descritos y aplicando peso hasta moler la sección deseada.



C) PESCANTE PARA HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS SUELTOS.

1) Canasta de circulación inversa.



Esta herramienta se emplea para recuperar objetos pequeños del fondo del pozo, como son dados para cuñas de tubería rotos, pedazos de cable, conos y baleros de barrenas, etc.

Su diseño aprovecha la circulación inversa que se produce cuando el fluido de control sale de la canasta en forma de jet hacia el fondo del pozo y se dirige a la parte interior de la canasta, arrastrando los objetos por recuperar quedando atrapados en el interior. Se fabrican desde 3 5/8" hasta 15 pg. Su funcionamiento se efectúa bajando la canasta (1 ó 2 m. arriba del fondo) y luego con circulación directa y poca rotación, se sigue desprendiendo lentamente hasta tocar el fondo. Entonces se aumenta la velocidad de circulación para limpiar la canasta, se suspende el bombeo y se suelta la canica metálica, cuando esta se aloje en el asiento, se opera la zapata con elevado gasto de bombeo a 60 rpm y de 1 a 2 toneladas de peso. Si las condiciones del pozo permiten bajar la longitud del barril, se cortará el núcleo; En caso contrario, se calcula el tiempo y el avance según los objetos por recuperar. Se suspende la operación y se saca para verificar la pesca.

2) Canasta de fondo.

Su empleo es similar al anterior, sirve para recuperar objetos pequeños dejados en el fondo del pozo.

Cuenta en el interior del cilindro con dos pescafierros (Core Catcher), cada uno con dedos de diferente longitud que permiten el paso de objetos al interior del cilindro, pero no su regreso, ambos pescafierros son difíciles de dañarse, ya que tienen libre movimiento dentro de la canasta. Para su funcionamiento baje 1 ó 2 m. arriba del fondo, y luego con circulación y rotación lenta, prosiga bajando hasta detectar el fondo; continúe con suficiente gasto de circulación con 40 a 60 rpm y de 0.5 a 1 ton. de peso, para que los objetos se introduzcan al barril. Suspense la circulación y rotación y regrese la canasta a la superficie.

Este tipo de canasta se puede convertir a magnética, eliminando los pescafierros y adaptándole un imán.

Se fabrica desde 3 5/8 pg. hasta 14 1/2".



### 3) Canasta magnética.

Esta herramienta se utiliza para recuperar objetos pequeños que se hayan quedado en el fondo del pozo, y puede bajarse con tubería o línea de acero.

El elemento magnético está compuesto de una aleación especial, para que todas las líneas magnéticas se concentren en un solo punto.

Para operarlo, descienda 1 ó 2 m. del fondo, circule para limpiar el fondo y continúe bajando, cargando de 0.5 a 1 ton. de peso y sáquela a la superficie.

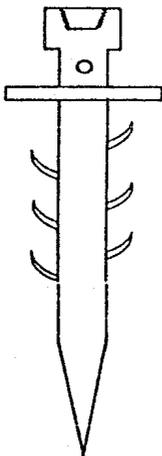
Puede utilizarse en varios viajes hasta recuperar totalmente el pescado. Se fabrica en diámetros de 1 a 19 pg. Su mantenimiento se basa en proteger el imán, colocando la canasta sobre una superficie de madera para conservar el imán en el mejor estado.



D) PESCANTES PARA ALAMBRE DE LÍNEA ACERADA Y CABLES DE ACERO

1) Arpón hechizo con arandela.

Se emplea para recuperar -- alambre acerado, cable eléc-- trico y cables de acero.



Su diseño es sencillo y prác-- tico ya que al bajar entre -- el pescado, éste se va suje-- tando a los gavilanes, debi-- do a que la arandela no deja que el pescado tenga contacto con tubería porque en los -- casos de pescados provocados por línea de acero, cable -- eléctrico o cables de acero, no tenemos referencia de la boca del pescado, se debe -- programar el diámetro de la arandela en relación al diá-- metro de la línea o cable -- para que la arandela evite -- el paso del cable hacia arri-- ba y al ir bajando, produzca una fuerza hacia abajo. Es -- muy importante bajar el ar -- pón cada 100 m. para evitar atrapamientos.

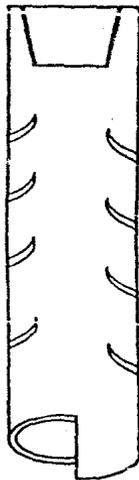
## 2) Zapata con gavilanes

Esta herramienta también se --  
hace en los talleres y se uti-  
liza para pescar línea de ace-  
ro, cable eléctrico y cables -  
de acero.

Su construcción es sencilla y-  
se aprovecha de un cuerpo de -  
zapata de fricción.

La penetración de los gavi-  
lanes es de acuerdo a las dimen-  
siones y al tipo de pescado.

Cuando se trata de pescar alam-  
bre o cable la zapata debe ba-  
jarse en etapas de 100 m. para  
evitar atrapamientos.



E) HERRAMIENTAS PARA CONFORMAR TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, HERRAMIENTAS DE SEGURIDAD Y DE PERCUSION.

1) Roladores de tubería de revestimiento.

Son utilizados en la solución de problemas de reducción del diámetro interior de la TR, provocado por un colapso o rotura que impide el paso de herramientas o accesorios.

Su construcción es a base de un cuerpo cónico con orificio para circulación y un juego de rodillos cónicos sujetos al cuerpo por pernos y baleros.

Los rodillos se seleccionan de acuerdo al diámetro de la TR y al libraje de la misma que va a conformar. Para su introducción al pozo se recomienda conectarlo a un subgolpeador (bumper-sub) con objeto de auxiliar en su recuperación en caso de que el rolador se atrape en la TR y las trabarrenas para transmitir peso sobre la reducción a conformar. Para su operación baje 1 ó 2 m. arriba de la deformación o colapso de T.R., conecte la flecha y circule directamente con rotación de 30 a 40 rpm. Descienda lentamente hasta detectar la resistencia.

En caso de tratarse de una deformación ligera opere con peso de 0.5 a 1 ton. y si se trata de colapso, aplique un peso de 1 a 2 ton. y observe el indicador de peso para determinar su recuperación.



Levante la sarta continuamente para evitar un atrapamiento al -- vencerse la resistencia baje y levante el rolator libremente en el -- área conformada y sáquelo a la superficie. En algunas ocasiones el -- colapso es muy severo, por lo que conviene conformar primero con un molino cónico. En nuestros talleres existen roladores con rodillos- cónicos para conformar tuberías de revestimiento desde 4 1/2 pg.hasta 10 3/4 pg.

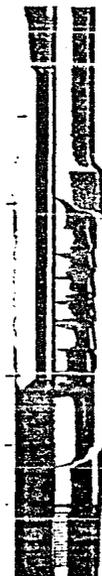
## 2) Juntas de seguridad.

Como su nombre lo indica esta herramienta proporciona seguridad -- en el momento que se quiera liberar la tubería de trabajo, por -- tal motivo, es indispensable que se coloque a un enchufe de pesca o entre las tuberías lavadoras y de trabajo, con el fin de no ce- der un pescado o atrapamiento de la tubería lavadora y que se pue da recuperar la tubería de trabajo y programarse otras operaciones

Existe una gran variedad de juntas de seguridad en los cen----- tros de trabajo, así, se han utilizado juntas de seguridad tipo "J" cuando es probable efectuar una desconexión de tubería con carga explosiva (String-Shot), o en los casos de requerir circulación -- hasta el fondo del pescado se programa una junta de seguridad tipo roscable.

Cuando se utiliza la herramienta inversora de rotación (reversing- tool) o tubería izquierda, se agrega una junta de seguridad iz -- quierda inmediata al enchufe de pescado este mismo lado.

Existen otras juntas de seguridad que se emplean en tuberías lava doras, en caso de que ésta o la zapata se atrapen, para tener la posibilidad de recuperar la tubería de trabajo y programar opera- ciones futuras con el fin de recuperar el pescado.



JUNTA DE SEGURIDAD BOWEN

JUNTA DE SEC. HOUSTON ENGINEERS

### 3) Herramientas de Percusión.



Estos instrumentos tienen la finalidad de liberar pescados por medio de percusión, y las que más se utilizan en los aparejos de pesca son:

**Martillos hidráulicos:** en esta herramienta se libera la energía potencial, que es transformada en energía cinética al tensionar el martillo y esta a su vez cambia en energía de trabajo al provocarse el impacto.

Esta herramienta se trabaja con tensión y se programa cuando los pescados están atrapados y existe la posibilidad de extraerlos golpeando arriba del pescado.

**Martillos mecánicos:** En este tipo de martillos la energía para producir el impacto se logra por medios mecánicos: a mayor esfuerzo en la tubería de trabajo mayor es la intensidad de golpeo; por lo compacto de su construcción su uso es limitado ya que el diámetro interior es reducido

y no permite efectuar operaciones por el interior del aparejo de pesca. Se emplea para golpear hacia abajo o hacia arriba del pescado.



#### 4) Subgolpeador (Bumper-Sub)

Su mecanismo permite golpear hacia abajo/hacia arriba o en ambas direcciones a la vez, debido a la carrera descendente y ascendente del golpeador, en la parte interior del subgolpeador, permitiendo la percusión en ambos sentidos. Es muy usado sobre el arpón desprendedor (Spear), ya que al golpear hacia abajo ayuda a desanclar el arpón y sobre los roladores de TR puesto que mantiene un peso estable sobre el rolator y se puede utilizar en caso de atrapamiento.

Accleradores: Esta herramienta se emplea cuando en los aparejos de pesca se programan martillos y se coloca entre los lastrabarrenas y la tubería de trabajo.

Sus funciones principales son: acelerar y amortiguar el golpe del martillo.

Acclerar el golpe.- En el momento de disparar el golpe del martillo la descarga de energía se transmite a los lastrabarrenas acelerándolos hacia arriba. Cuando el martillo llega a su máxima velocidad, la energía almacenada en el acclerador se libera, produciendo un aumento en el golpe del martillo y aplicándole de esta forma la percusión directamente del pescado.

Amortiguar el golpe.- Al operar el martillo se produce un movimiento en el aparejo de pesca provocado por el impacto. Este movimiento es amortiguado por el fluido comprimido por el acclerador, protegiendo de elevadas cargas al aparejo de pesca y al mástil.

#### VI.4 DISEÑO Y SELECCION DE APAREJOS DE PESCA

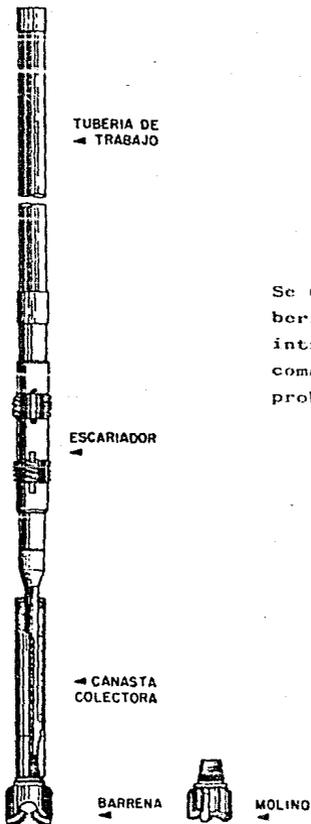
Existen diversos factores que señalan el diseño ideal para de terminado aparejo, tales como la boca del pez, la longitud del mismo, el tipo de fluido de control y las herramientas existentes en el distrito, entre otros.

A continuación se presentan gráficamente los aparejos de pesca de más uso en el sistema y los accesorios opcionales para cada uno, según sea necesario seleccionar para la recuperación del pescado.

Estos aparejos son:

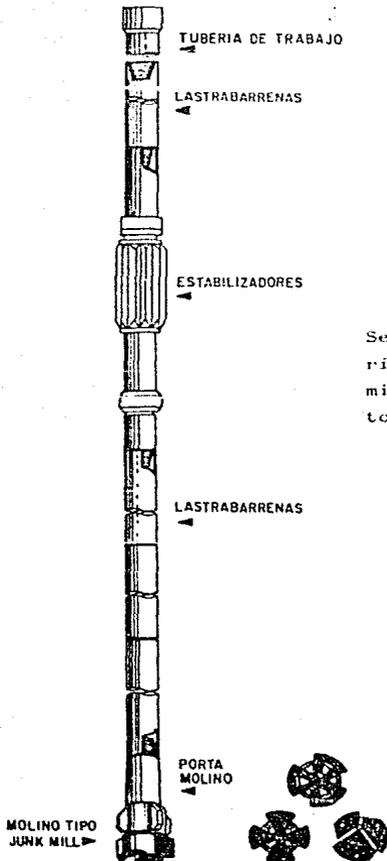
- 1.- APAREJO CONVENCIONAL DE LIMPIEZA
- 2.- APAREJO CONVENCIONAL DE MOLFENDA
- 3.- APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON ENCHUFE DERECHO, TAKRAJA O MACHUELO.
- 4.- APAREJO PARA RECUPERACION DE MATERIALES SUELTOS.
- 5.- APAREJO CONVENCIONAL CON HERRAMIENTA INVERSORA DE ROTACION.
- 6.- APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON HERRAMIENTA DE JALON.
- 7.- APAREJO CONVENCIONAL PARA CORTAR INTERIORMENTE.
- 8.- APAREJO CONVENCIONAL CON ARPON DESPRENDIBLE.
- 9.- APAREJO CONVENCIONAL CON CORTATUBO EXTERIOR.
- 10.- APAREJO CONVENCIONAL CON ZAPATA LAVADORA.

### APAREJO CONVENCIONAL DE LIMPIEZA



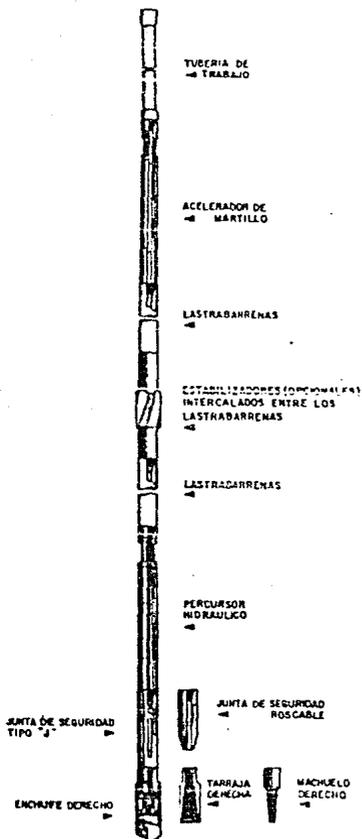
Se utiliza para limpiar las tuberías de revestimiento antes de introducir herramientas, tales como: empacadores, cementadores, probadores, etcétera.

### APAREJO CONVENCIONAL DE MOLIENDA



Se utiliza para limpiar el interior de las tuberías de revestimiento de materiales, como cemento, sedimentos, fierro, etc.

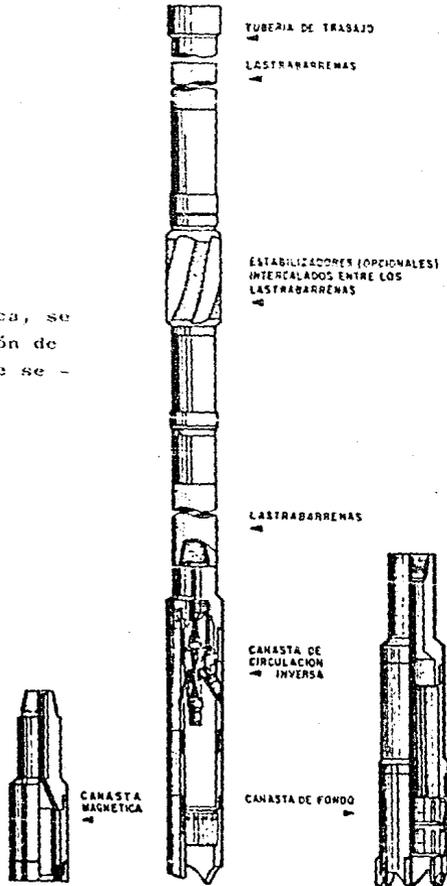
### APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON ENCHUFE DERECHO, TARRAJA O MACHUELO



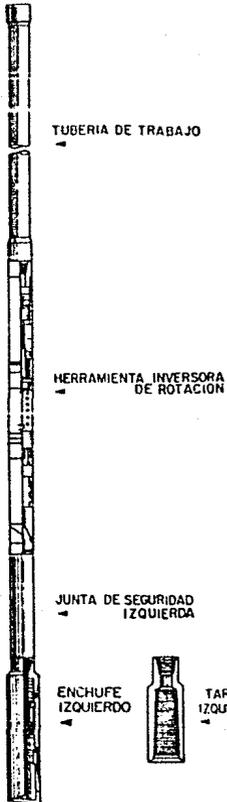
Se aplica para atrapar pescados, tanto exterior como interiormente y que se encuentren libres de materiales consolidados.

### APAREJO PARA RECUPERACION DE MATERIALES SUELTOS

Como su nombre lo indica, se usa para la recuperación de materiales pequeños que se encuentran en libres.



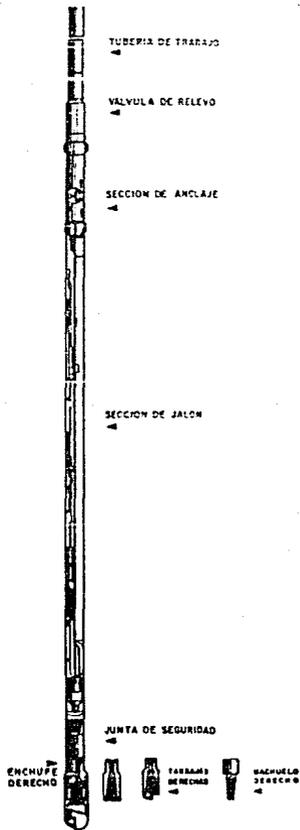
APAREJO CONVENCIONAL CON HERRAMIENTA INVERSORA  
DE ROTACION



Se utiliza para desconectar tubería derecha.

Su uso se limita a pozos entubados.

### APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON HERRAMIENTA DE JALON



Su uso es el último recurso con que se cuenta para la recuperación de pescados atrapados.

**APAREJO CONVENCIONAL CON CORTA TUBO  
INTERIOR**



Como su nombre lo indica; su empleo es para el corte tanto de tubería de revestimiento como de tubería de producción.

### APAREJO CONVENCIONAL CON ARPON DESPRENDIBLE



TUBERÍA DE TRABAJO



LASTRABARRENAS



ESTABILIZADORES (OPCIONALES)  
INTERCALADOS ENTRE LOS  
LASTRABARRENAS



LASTRABARRENAS



ESTABILIZADORES (OPCIONALES)  
INTERCALADOS ENTRE LOS  
LASTRABARRENAS



PERCURSOR MECANICO



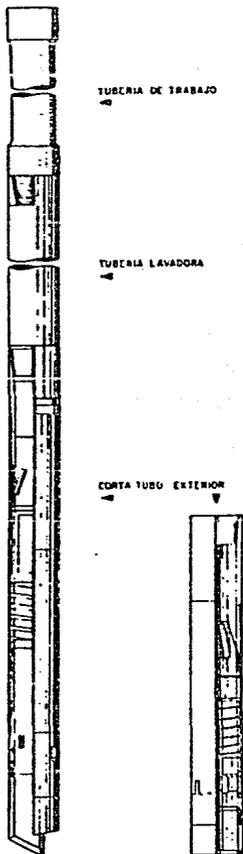
ARPON DESPRENDIBLE



Es manejado para después de que se efectúe el corte de tubería - de revestimiento y realice la -- recuperación de las mismas.

APAREJO CONVENCIONAL CON CORTA TUBO  
EXTERIOR

Se emplea para el corte y recu-  
peración de tubería de produc-  
ción, estando libres exterior-  
mente.



### APAREJO CONVENCIONAL DE LAVADO O MOLIENDA CON ZAPATA



Su manejo es para moliendas ex-  
teriores de empacadores y cemen-  
tadores, o limpieza exterior de  
tubería o lastrabarrenas.

## VI.5 PROCEDIMIENTOS DE PESCA BASICOS

Para la recuperación de un pescado, es importante seleccionar el adecuado aparejo de pesca que nos permite la recuperación del mismo, ya que de no ocurrir esto se prolongará el tiempo de la intervención y en algunos casos el abandono del pescado.

Los problemas de pesca que suceden son muy variados, pero se dividen en dos grandes grupos, que son:

- 1.- PESCADOS TUBULARES
- 2.- PESCADOS NO TUBULARES

El procedimiento de pesca para la recuperación de los mismos se verá a continuación:

PARA  
PESCADOS  
TUBULARES

Este grupo comprende todos los pescados consistentes en tuberías de producción, de trabajo, de revestimiento y lavadoras así como lastrabarrenas bajo diferentes características para su recuperación.

En la tabla que a continuación se presenta se verán los diferentes pescados tubulares y la herramienta a utilizar en cada caso:

PESCADO TUBULAR

Tubería Franca  
(Boca de pescado uniforme)

Tubería Franca  
(Boca de pescado irregular)

Aparejos de producción, de  
limpieza o molienda atrapa-  
dos con cemento, arena, chata  
rra o sólidos del fluido de  
control.  
(Boca de pescado uniforme)

Aparejos de producción, de  
limpieza o molienda atrapa -  
dos con cemento, arena, chata -  
rra o sólidos del fluido de  
control.  
(Boca de pescado irregular)

Tuberías de revestimiento y  
lavadora

Desconexión de tuberías de -  
producción o de trabajo

Corte de Tuberías de produc-  
ción o de trabajo.

HERRAMIENTA A UTILIZAR

Enchufe Desprendible de pesca  
Junta de Seguridad

Tarraja  
Junta de Seguridad (en caso ne-  
cesario, conformar boca)

Enchufe Desprendible  
Junta de Seguridad  
Herramienta de percusión.

Tarraja o Machuelo  
Junta de Seguridad  
Herramienta de percusión  
(en caso necesario conformar  
boca)

Arpón desprendedor o machuelo  
Junta de Seguridad  
Subgolpeador

Enchufe, tarraja o machuelo iz -  
quierdo con herramienta inverso  
ra de rotación o tubería izquier  
da y cordón explosivo.

Cortatubo interior o exterior  
Cortador Químico

PARA PESCADOS  
NO TUBULARES

En este grupo se contemplan pescados tales como: alambre de -- acero, cables eléctricos o de -- acero herramientas de equipos - de línea de acero, pistolas y -- probadores de tuberías, así como herramientas de mano, dados de cuñas, baleros de barrenas, - etc.

A continuación se menciona la herramienta que se emplea para cada -- caso:

PESCADO NO TUBULAR

HERRAMIENTA A UTILIZAR

Alambre de acero, cables --  
eléctricos y de acero

Arpón hechizo con arandela, del  
diámetro Drift de la T.R.

Herramientas de equipos de -  
línea de acero, pistolas y -  
probadores de tuberías.

Zapatas con gavilanes o zapatas  
zapatas de fricción.

Herramientas de mano, dados -  
de cuñas, conos y baleros de  
barrenas.

Canasta de circulación inversa.  
Canasta de fondo.  
Canasta magnética o canasta co-  
lectora.

En algunas ocasiones no puede recuperarse el pescado con los -- aparejos de pesca convencionales, por lo que se programa destruirlo con el método de molienda.

Tales pescados son: empacadores, cementadores, tuberías de pro-  
ducción o de trabajo fijas en cemento, tubería de revestimiento, que  
se tengan que conformar o pescados que requieren lavarse.

La herramienta que se programa en estos casos depende del pescado de que se trate y es la siguiente:

PESCADO

Empacadores, cementadores tuberías de producción o de trabajo fijas en cemento.

Tuberías de revestimiento.

Pescados (obstruídos interiormente).

Pescados (atrapados exteriormente)

HERRAMIENTA A UTILIZAR

Aparejo de molienda con molino.

Arpón y aparejo de pesca o molienda.

Tubería Flexible, niple de agua etc.

Tubería lavadora con zapata.

## VI.6 CUANDO SE ABANDONA LA PESCA

Una parte importante de la pesca es saber cuando abandonar el pez. Al pescar se debe efectuar un "plan de pesca" que se debe desarrollar con el curso de las operaciones, debe ser flexible y contemplar el tiempo de extracción total.

Si no se tiene éxito en la recuperación del pez se tienen cinco alternativas:

- 1.- Taponar el pozo y reperforar otro gemelo
- 2.- Taponar el pez y desviar el pozo.
- 3.- Taponar y abandonar el pozo.
- 4.- Terminar el pozo en un horizonte productor superior.
- 5.- Continuar la explotación del yacimiento a través del pescando colocando otro aparejo.

En algunos casos los resultados de las operaciones de pesca pueden cambiar el curso previsto por las alternativas para recuperar el pescado.

La siguiente regla proporciona una idea de cuando suspender dichas operaciones.

$$Nd = \frac{Vf + Crd}{Cd}$$

Dónde:

Nd = Máximo de días permitidos en operaciones de pesca.

Vf = Valor del pescado en pesos

Crde = Costo estimado de reperforar hasta el intervalo o desviar en pesos.

Cd = Costo diario operacional más el costo de las herramientas y servicios de pesca pesos/día.

Pozos superficiales a 2000 ó 2500 m. o más superficiales no son desviados, por ser económicos reperforarlos. Para pozos profundos el operador considerará suspender las operaciones de pesca cuando el total del costo de las operaciones de pesca sean la mitad del costo total del pozo hasta ese punto cuando las operaciones de pesca inicien:

Pozos profundos comunmente son desviados previo tapón de fondo. El operador considerará suspender las operaciones de pesca cuando el costo para recuperar el pescado sea cercano o igual al costo estimado para desviar y reperforar a la profundidad original cuando el pescado se presenta.

Estas son guías generales solamente. Un número especial de circunstancias se aplican a cada pozo y deberán ser evaluadas.

Esto representa dificultad para determinar cuando un trabajo de pesca deberá ser terminado, pero la decisión deberá tomarse a tiempo.

CAPITULO VII  
METODOS DE INDUCCION (SONDEOS)

VII.1 INDUCCION MECANICA

Es el desalojo de líquidos contenidos en la tubería de producción con el objeto de reducir la carga hidrostática sobre el yacimiento a un valor menor al de la presión de la formación, utilizando para ello un aparejo de sondeo.

APAREJO DE SONDEO

- 1.- Un malacate de sondeo con capacidad en el carrete hasta de 3000 m. de cable.
- 2.- Cable de acero de 9 /16" de diámetro.
- 3.- Poleas guía en la base y corona del mástil.
- 4.- Socket que sirve para unir el cable con la varilla o varillas utilizadas.
- 5.- Varillas de acero de 9/16" de diámetro para dar peso al -- aparejo.
- 6.- Destorcedor para evitar que se formen cocas en el cable.
- 7.- Porta copa. En este se coloca una copa de sondeo de hule - sintético con corazón de acero, la que al soportar una carga hidrostática se expande hasta el diámetro interior de la tubería de producción. Las más comunmente usadas son -- para tuberías de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2".

#### OPERACION

- 1.- Instalar desviador de flujo en la boca de la T.P. para evitar derrame de fluidos sobre el equipo y el personal.
- 2.- Bajar aparejo lentamente hasta detectar nivel de líquidos.
- 3.- Continuar bajando hasta aproximadamente 150 m. bajo el nivel de líquido.
- 4.- Sacar aparejo rápidamente para evitar escurrimientos del líquido a recuperar entre la copa y la pared interior de la T.P. Observar el comportamiento del pozo y al faltar 100 m. aproximadamente para terminar de sacar, reducir la velocidad para evitar que la varilla de sondeo golpee en el mástil y se dañe o provoque un accidente.
- 5.- Si es necesario volver a repetir la operación detectando nuevamente el nivel de líquidos para determinar si se recuperó el nivel o no.

Se recomienda bajar como máximo 50 m. arriba de cualquier combinación, accesorio o empaque.

Como máximo utilizar este método hasta 2500 m.

## VII.2 INDUCCION CON GASES

Es el desalojo de líquidos contenidos en la tubería de producción utilizando para ello la circulación con fluidos gaseosos.

Tipos de gases utilizados:

- a).- Principalmente se utiliza  $N_2$  por disponibilidad, costo, -- ser no corrosivo e inerte y facilidad de manejo.
- b).- También puede ser utilizado  $CO_2$ , limitado por la falta de equipo para su manejo y su reactividad para convertirse -- en Acido carbónico.
- c).- Hidrocarburos gaseosos, pueden ser utilizados si se dispone de ellos en forma conveniente.

### OPERACION

I.- Por circulación.

Utilizada cuando se tiene comunicación entre la T.P. y es --  
pacio anular o se dispone de dispositivos para permitir --  
temporalmente dicha comunicación

Cuando se tiene T.P. franca es recomendable usar circulación inversa (espacio anular- T.P.) para optimizar el efecto sondeo mediante la alta velocidad que el Nitrógeno adquiere dentro de la T.P. por su área menor a la del espacio anular y reducir el volumen de gas utilizado en la operación.

#### II.- Por implosión.

Cuando la T.P. se encuentra en su mayor parte libre de líquidos, se inyecta un gas através de la misma represiionándolo, hasta una presión menor a la de fractura de la formación y abriendo inmediatamente el pozo provocando con esto que se ocasione una fuerte disminución de presión frente al intervalo disparado.

Esta técnica se usa generalmente cuando no se tiene comunicación entre T.P. y espacio anular.

Es importante asegurarse que el fluido que posiblemente se tenga frente a la formación no sea dañino a la misma.

#### III.- Con T.P. concéntrica .

Este método se utiliza cuando el aparejo de producción comprende un empacador T.P. - T.R. y se desea desalojar los líquidos frente al intervalo disparado.

Está basado en la introducción de una tubería de diámetro reducido através de la T.P. y la circulación directa de gas.

Principalmente es utilizada para este fin, tubería de acero al alto carbón de tipo flexible de 1" ó 1 1/4" de diámetro y espesores de 0.063", 0.067", 0.085" y 0.019".

#### EQUIPO

Consta de un camión con un carrete con una capacidad de 5400 m. con T.P. de 1 1/4", 7 7000 m. con T.P. de 1", una cabeza inyectora, un arreglo de preventores y tubería con una capacidad de 12000 lbs-pza. de tensión y 5000 lbs/pulg<sup>2</sup> de presión interna.

#### OPERACION

Cuando el pozo esta lleno parcial o totalmente de líquido, se introduce la T.F. aproximadamente unos 500 m. y se inicia la circulación con gas continuando la introducción de la T.F. hasta llegar a la cima del intervalo disparado. Se continúa circulando hasta desalojar la totalidad de los líquidos. Se saca la tubería circulando con gas o si el pozo se induce se saca sin circular, con el pozo y la T.F. represionados.

Debe tenerse el cuidado, en la inducción con gases, de no fracturar la formación mediante la carga hidrostática provocada por los líquidos contenidos en la tubería y la presión de circulación del gas.

Este tipo de inducción es muy conveniente, principalmente por la utilización de equipo más económico que los equipos convencionales de Reparación de Pozos.

### VII.3 INDUCCION CON LIQUIDOS

Se basa en el cambio del fluido de control por otro de menor densidad, con el fin de reducir la carga hidrostática a un valor menor a la presión del yacimiento y permitir que sean desalojados los líquidos por la energía del yacimiento.

Puede usarse agua salada, agua dulce, diesel o kerosina.

Se utiliza principalmente en yacimientos que no son de baja presión.

### VII.4 FISICOQUIMICA DEL N<sub>2</sub> Y CO<sub>2</sub>

Nitrógeno: Punto normal de ebullición  $-160.24^{\circ}\text{C}$

Altamente compresible. Insoluble

$d = .001165 \text{ gr/cm}^3$  a  $20^{\circ}\text{C}$  Inerte

y 1 atm

No corrosivo

1 galón de N<sub>2</sub> líquido = 93 pies<sup>3</sup> de N<sub>2</sub> gaseoso a 14.7 PSIA y  $70^{\circ}\text{C}$

### BIOXIDO DE CARBONO

Incoloro

Inodoro

No combustible

Mezclado con agua es corrosivo

Medianamente estable

Su factor de volumen varía de 2.06 a 2.29 m<sup>3</sup> de gas a  $70^{\circ}\text{F}$  y 1 atm por cada galón de líquido a  $10^{\circ}\text{F}$ .

"Well Completion and Workovers Systems"

L. Douglas Paton

William A. Abot.

Energy Publication Dallas.

Aubert, C.F., Jr., and Bercegeay, E.P.: "Field Tested Methods Improve Sand Control, "World Oil, Inree Part Series, (1971).

Saucier, R.J.: "Gravel Pack Design Considerations", paper SPE 4030 presented at SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, (1972).

Rogers, F.B., Jr.: "Sand Control in Oil and Gas Wells", Oil and Gas J., (1971).

Coberly, C.J., and Wagner, E.M.: "Some Considerations in the - - - Selection and Installation of Gravel Packs for Oil Wells", - - - - Petroleum Technology, AIME Tech. Pub. No. 960 (1938).

Neal, Marvin R.: Gravel Pack Evaluation!, Journal of Petroleum - - Technology, (1983).

De Vargas Lourdes.: "Good Sand Control Requires Proper Fluid, Gravel Selection", World Oil, (1982).

Coberly, C.J.: "Selection of Screen Openings for Unconsolidate Sands", Drill. and Prod. Prac. API (1973).

George O. Suman: "Sand Control Handbook", World Oil's, (1975).

Benitez Hernández Miguel A.: "Apuntes de Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM. (1983)

## B I B L I O G R A F I A

Allen Thomas, O. and Roberts, Alan P.:

"Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation"--  
Vol 2.

Schlumberger "Log Interpretation Charts" (1978)

"Apuntes de Evaluación de la Producción"  
Facultad de Ingeniería. UNAM (1984)

Viñas Rodríguez R. y de León Mojarro J.C.

"Diseño de Sartas de Trabajo", Artículo Propuesto  
para la XXIV Conv. de la AIPM (1986)

API-RP-7G, 10 ED, Enero (1981), "Drill Stem Design and Operating --  
Límites"

Servco 4ed. Division of Smith International, Inc.  
"Data Handbook".

Drilco, Division of Smith International, Inc. "Manual Drilco de Con-  
juntos de Perforación".

Caudillo M. Pedro, M. en I. Apuntes de la Clase "Perforación Avan-  
zada" en la DEPEI UNAM.

"Fishing and Casing Repair".

J.A. "JIM" Short.

Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma (1983).

Gómez R. Orlando.: "Registro de Pozos, Parte 1", Complementos Editoriales, México, D.F. (1975).

"Apuntes de Cimentación Forzada y Arenamiento"

Ing. Francisco Garaicochea P.

Ing. Miguel Angel Benitez H.

"Equations and Roles of Thomb"

Energy Publications, Dallas.

Viñas Rodríguez R. y de León Mojarro J.C.

"Reparación de Pozos I, II, III".

(1983).