

*Original.*



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**TERMINACION DE POZOS**

**TRABAJO ESCRITO**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

*Leonardo Cruz Espinoza*  
*Juan Manuel Martínez Martínez*  
*Manuel Puente Raya*

MEXICO. D. F.

1981



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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 esta 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.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

# I N D I C E

## CAPITULO I

Introducción.

## CAPITULO II

Comportamiento de los yacimientos de acuerdo a las condiciones estructurales y geológicas.

## CAPITULO III

Trascendencia de la perforación del pozo en relación con su terminación.

## CAPITULO IV

Importancia de la tubería de ademe de explotación en relación con la terminación.

## CAPITULO V

Fluidos de control utilizados en la terminación.

## CAPITULO VI

Tipos de terminaciones.

## CAPITULO VII

Objetivo y funciones de accesorios superficiales y sub-superficiales.

**CAPITULO VIII**

**Selección del o de los intervalos para la explotación del yacimiento.** CAPITULO

**CAPITULO IX**

**Perforaciones de la tubería de ademe.** CAPITULO

**CAPITULO X**

**Control de arenamiento de los pozos.** CAPITULO

**CAPITULO XI**

**Inducción y limpieza de pozos.** CAPITULO

**CAPITULO I****INTRODUCCION**

En vista de la gran importancia que tiene la terminación de pozos petroleros en la producción y explotación de los yacimientos, se ha elaborado este trabajo, el cual permite en forma general para el ingeniero de nuevo ingreso conocer las necesidades de información previas a la planeación y programación de la terminación de un pozo, que como ya se mencionó anteriormente, es indispensable para una eficiente explotación y por ende para una mayor recuperación de hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

La terminación de un pozo comprende todo un conjunto de operaciones que hacen que los fluidos contenidos en el yacimiento puedan llegar a la superficie a través del agujero previamente perforado.

Para entender mejor todas las operaciones que se tienen que realizar en la terminación de un pozo y la información requerida para su planeación y programación, hemos dividido este trabajo en capítulos de la siguiente manera:

**CAPITULO II.** - En el capítulo II se indican las condiciones geológicas de la estructura que deben conocerse; además de las características y distribución de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

**CAPITULO III.** - Aquí se hace notar la importancia que tiene la relación de la historia de la perforación del pozo con la terminación de éste.

**CAPITULO IV.** - En este capítulo se hace referencia a la trascendencia que tiene la tubería de adorno de explotación en los trabajos realizados durante la terminación y explotación de un pozo.

**CAPITULO V.** - En este otro capítulo, solamente nos referimos a los fluidos de control utilizados durante la terminación de pozos.

**CAPITULO VI.** - A través de este capítulo se indican los diferentes tipos de terminaciones que se pueden realizar en un pozo, además se describe cada tipo y sus ventajas y desventajas.

**CAPITULO VII.** - Este capítulo se refiere a la descripción de los accesorios que se utilizan en el aparejo de producción utilizado en la terminación de un pozo así como la función de cada uno de dichos accesorios.

**CAPITULO VIII.** - Aquí se puntualizan los conceptos que deben considerarse para la selección del o de los intervalos que se van a poner en producción.

**CAPITULO IX.** Mediante este capítulo se hace referencia a la concientización e importancia que tienen las perforaciones hechas en la tubería de adena de explotación.

**CAPITULO X.** - Este capítulo se refiere a la importancia que tiene la colocación de cedazos en la terminación de pozos en yacimientos con formaciones productoras delesnables.

**CAPITULO XI.** - Por último este capítulo trata sobre la inducción y limpieza de pozos.

Como puede observarse, en esta breve síntesis introductoria, el éxito o fracaso que se tenga en la terminación de un pozo petrolero, dependerá en gran medida de la información que se tenga para la planeación y elaboración del programa de terminación de dicho pozo.

Conscientes de la existente escasez de literatura compilada en apuntes o libros sobre la terminación de pozos, fue el motivo por el cual se nos ha encomendado la realización de este trabajo, con la -



cual esperamos contribuir en parte en la superación y preparación de los futuros ingenieros petroleros que egresan de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Antes de terminar esta breve introducción, queremos hacer presente nuestro más sincero agradecimiento al ingeniero Ignacio Alonso Cárdenas por haber dirigido y revisado este trabajo. Así también queremos agradecer a todos los profesores de la Facultad de Ingeniería (UNAM) que nos ayudaron a superarnos cuando pasamos por las aulas.

LEONARDO CRUZ ESPINOZA

MANUEL PUENTE RAYA

JUAN MANUEL MARTINEZ M.

México, D.F., abril de 1981.

## CAPITULO II

### COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LAS CONDICIONES ESTRUCTURALES Y GEOLOGICAS.

#### II.1 Consideraciones del yacimiento.

Para programar una adecuada terminación de un pozo, se tiene que tomar en cuenta consideraciones tanto geológicas como del yacimiento que se va a explotar.

Las consideraciones del yacimiento que se toman en cuenta para el estudio del programa de una terminación son:

- Propiedades de los hidrocarburos.
- Características de las rocas del yacimiento.
- Distribución de fluidos en el yacimiento.
- Flujo de fluidos en el yacimiento.
- Mecanismo de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

A continuación daremos una breve explicación de las consideraciones antes mencionadas, y posteriormente explicaremos algunos aspectos geológicos importantes que intervienen o que se toman en cuenta al programar una terminación de un pozo.

## II.2 Propiedades de los hidrocarburos.

El aceite y gas que se encuentran en los yacimientos, contienen gran número de componentes que se encuentran mezclados.

Los componentes más importantes en los hidrocarburos son el carbono y el hidrógeno, pero no se encuentran en la misma forma ni proporción.

La explicación de las propiedades de los hidrocarburos se hace mediante los puntos siguientes:

- Componentes.
- Fases.
- Comportamiento molecular.

**Componentes:** los componentes que forman los hidrocarburos hacen que estos se encuentren agrupados químicamente en series.

Cada serie tiene componentes que difieren en su estructura molecular.

La serie más importante de compuestos de hidrocarburos son la serie de las parafinas, como el metano, etano, propano, etc..

También el volumen incrementa el comportamiento

**Fases:**

Generalmente todas las sustancias existen en forma de sólido, líquido y gas, estas tres formas determinan la existencia de las diferentes fases de la materia.

Las distintas fases de la materia depende de la presión y temperatura a que se encuentre sometida.

Comportamiento molecular:

Para revisar el comportamiento molecular de los hidrocarburos se tiene que tomar en cuenta los siguientes puntos.

- La presión.
- La atracción molecular.
- La energía cinética.
- Las fuerzas de repulsión.

Todos estos factores actúan entre sí para dar un comportamiento molecular, así como por ejemplo: cuando aumenta la presión las moléculas se comprimen originando un cambio a estado líquido, y si la presión disminuye el gas se expande y el líquido se evapora a gas.

También el volumen interviene mucho en el comportamiento molecular, ya que si éste aumenta se reduce la presión. En general en los yacimientos petroleros la temperatura permanece constante variando sólo la presión y el volumen.

Basándonos en la presión, volumen y temperatura podemos dar (comportamiento molecular) una clasificación de los yacimientos, mediante los diagramas de fase.

La clasificación adecuada de los yacimientos depende de la composición de la mezcla de los hidrocarburos y la temperatura y presión del yacimiento. Pero generalmente se clasifican de acuerdo al diagrama de fases mostrado en la fig. II.1

El área encerrada por las curvas del punto de burbujeo y el punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región donde se combinan las presiones y temperaturas en la cual existen dos fases, líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la zona de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos para cualquier presión y temperatura.

Inicialmente toda la acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la

mezcla, de acuerdo con esto todos los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente, ya sea en estado monofásico - - -

(A, B y C) o en estado bifásico (D) de acuerdo a la composición relativa de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases. Cuando la presión y temperatura iniciales de un yacimiento caen fuera de la región de dos fases pueden comportarse:

a) Como yacimientos normales de gas (A), donde la temperatura del yacimiento excede a la cricondétrica.

b) Como yacimientos de condensación retrograda (B), donde la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondétrica.

c) Como yacimientos de aceite bajo saturados (C) donde la temperatura del yacimiento está por debajo de la temperatura crítica.

Cuando la presión y la temperatura iniciales del yacimiento caen dentro de la región de dos fases pueden comportarse:

a) Como yacimientos de aceite saturado, donde existe una zona de aceite con un casquete de gas.

b) Como yacimientos de aceite saturado sin estar asociados a un casquete de gas, esto es cuando la presión inicial es igual a la presión de burbujas.

### II.3 Características de las rocas del yacimiento.

Otra de las propiedades que se deben tomar para decidir la terminación de un pozo, son las características de las rocas que forman el yacimiento, las cuales son:

a) Porosidad.

b) Permeabilidad.

c) Saturación de fluidos.

a) Porosidad:

Conocer la porosidad de las rocas del yacimiento es muy importante, ya que en estos poros es donde se acumulan los hidrocarburos.

La porosidad es una medida de los espacios porosos vacíos contenidos en las rocas, se expresa como una fracción o porcentaje del volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \left( \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de roca}} \right) \quad [\%]$$

Existen dos tipos de porosidad; porosidad absoluta y relativa.

**Porosidad absoluta** es la razón del espacio poroso total al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los poros están en comunicación entre sí o no.

**Porosidad efectiva** es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de roca.

#### b) Permeabilidad:

Se denomina permeabilidad absoluta de la roca cuando ésta se encuentra saturada al 100% de un fluido homogéneo, igual al que se usa como fluido desplazante durante la prueba y se expresa así:

$$K = \frac{qAL}{A \Delta P}$$

La permeabilidad absoluta es la misma para cualquier líquido que no reaccione con el material de la roca y que la sature al 100%.

La permeabilidad efectiva de una roca es cuando el fluido no satura al 100% a ésta.

La permeabilidad relativa es la razón de permeabilidades efectiva a la permeabilidad absoluta y expresa la habilidad de un ya



cimiento para partir el flujo de un fluido con respecto a su habilidad para permitir el flujo de otro fluido.

### c) Saturación de fluidos:

En un yacimiento normalmente están presentes más de un fluido, al inicio los espacios porosos estuvieron llenos con agua de mar en su totalidad, los hidrocarburos más ligeros se movieron por gravedad hacia la parte más alta de la estructura hasta alcanzar posiciones de equilibrio hidrostático y dinámico, desplazando agua por inerticias, hasta la saturación de agua congénita.

La saturación de fluidos es el porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido en particular a las condiciones del yacimiento.

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido } C_{c.y.}}{\text{Volumen de poros}}$$

## II.4 Distribución de fluidos en el yacimiento.

La distribución vertical de los fluidos en el yacimiento es muy importante ya que de aquí se elegirá el lugar donde se llevará a cabo las perforaciones para hacer producir el pozo.

En la (figura II.2) mostramos los diferentes niveles de la posición vertical de los fluidos, así como las terminaciones que se pueden hacer en éstos.

Podemos explicar de esta figura que los fluidos están sometidos a la acción de varias fuerzas como: la presión de empuje, de gravedad, de viscosidad y de inercia.

Estas fuerzas desplazan al aceite y al gas hasta los pozos productores; también podemos decir que estas fuerzas varían durante la vida del yacimiento.

### II.5 Flujo de fluidos en el yacimiento.

Una de las características que debe conocerse en un yacimiento es su habilidad para permitir el flujo de fluidos a través de él.

Darcy fue el que hizo estudios experimentales del flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, de donde se dedujo la ley de Darcy que dice: que la velocidad de un fluido homogéneo, en un medio poroso, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds}$$

Esta ley de Darcy es efectiva para el flujo laminar, pero también es aplicada para distintos flujos de fluidos en el yacimiento.

Existen varios tipos de flujos como: flujo lineal, de aceite y gas, flujo radial.

**Flujo lineal:**

El flujo lineal se puede expresar matemáticamente como:

$$q_{c.e.} = \frac{KA(P_1 - P_2)}{uL}$$

Donde:

c.e. = condiciones medidas de escurrimiento

q = gasto en (cm<sup>3</sup>/seg)

A = área en (cm<sup>2</sup>)

K = permeabilidad en (md)

u = viscosidad en (cp)

P<sub>1</sub> = presión de entrada en (Atm.)

P<sub>2</sub> = presión de salida en (Atm.)

L = longitud en (cm.)

La ecuación matemática para un flujo lineal de gas, la podemos expresar así:

$$q_g = \frac{146.5 \text{ Kg } A (P_1^2 - P_2^2)}{T_{c.e.} Z_{c.e.} \mu_g L}$$

**Donde:**  
 $q_g$  = gasto de gas ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ )  
 $T_{cs}$  = temperatura absoluta en ( $^\circ\text{k}$ )  
 $Z$  = factor de compresibilidad (adimensional)

### Flujo radial:

El flujo radial es considerado como el más aproximado a la expresión cuantitativa de flujo desde los alrededores del yacimiento hacia el interior del pozo. La ecuación para este tipo de flujo es:

$$\text{C.E.} = \frac{2 \pi h k (P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Donde:

$P_e$  = Presión estática del yacimiento en (Atm.)

$P_w$  = Presión de fondo del yacimiento en (Atm.)

$h$  = espesor del yacimiento en (cm)

$r_e$  = radio del drenaje en unidades consistentes

$r_w$  = radio del pozo en unidades consistentes

## II.6 Mecanismos de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

La recuperación de los hidrocarburos se obtiene mediante un

proceso de desplazamiento, cuando el gradiente de presión obliga a los hidrocarburos a fluir hacia los pozos, para ese movimiento se verifica solamente el otro fluido llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos.

El aceite no fluye del yacimiento si no que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el aceite y el agua.

Los mecanismos de desplazamiento son los siguientes:

- Expansión de la roca y los líquidos
- Empuje por gas disuelto liberado
- Empuje por capa de gas
- Empuje por agua
- Desplazamiento por segregación
- Compactación de sedimentos en formaciones no consolidadas

a) Expansión de la roca y los líquidos.

Este proceso ocurre en yacimientos bajo saturados hasta la presión de saturación; el sistema se expande cuando el aceite, el agua congénita y la roca se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento.

### b) Empuje de gas disuelto liberado.

Cuando se ha liberado el gas disuelto en el aceite, se alcanza la presión de saturación, entonces ahora el mecanismo de desplazamiento se debe al empuje de gas disuelto liberado; el gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales al declinar la presión forman una fase continua que permite el flujo de gas hacia los pozos.

### c) Empuje por capa o casquete de gas.

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas acompañado por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores.

### d) Empuje por agua.

El desplazamiento por invasión de agua es similar al anterior; el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar atrás y en la interfase agua-aceite móvil, en este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

### e) Desplazamiento por segregación gravitacional.

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Este mecanismo de empuje es una derivación de los demás.

### II.7 Importancia de la posición estructural del pozo por terminar.

La posición estructural del pozo es de gran importancia ya que dependerá de ésta la producción eficiente de los hidrocarburos. Se tiene que conocer qué tipo de estructura es donde se encuentran acumulados los hidrocarburos para elegir el intervalo donde se va a terminar el pozo, para esto damos en las gráficas II.3, II.4, II.5, II.6 y II.7 las diferentes formas de estructuras donde se puede encontrar los hidrocarburos, de aquí que se tenga que hacer un estudio de la distribución de fluidos en el yacimiento, el tipo de roca del yacimiento, el tipo estructural que tiene este yacimiento, mecanismo de fluido que existe en el yacimiento, etc., para poder elegir la posición estructural de la terminación del pozo.

La posición se debe elegir de acuerdo con todas las características antes mencionadas, porque si no se hace así se corre el peligro

de hacer la terminación en un lugar donde exista sólo agua, por esto es indispensable conocer cómo y dónde se encuentran distribuidos los hidrocarburos en el yacimiento.



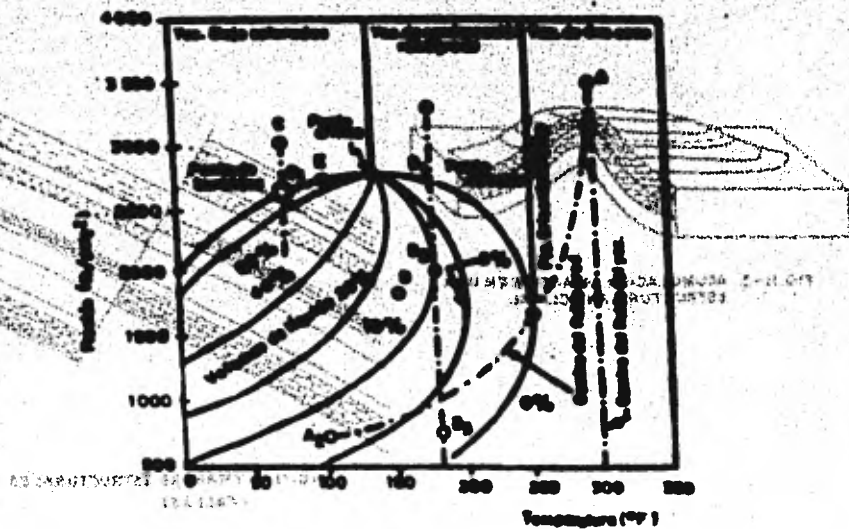


FIG. 11-1 DIAGRAMA DE FASES

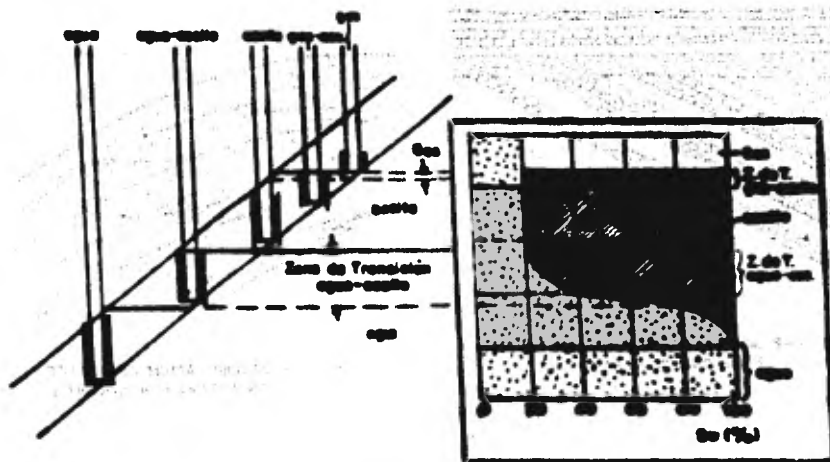


FIG. 11-2. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS EN UNA ZONA DE POROS CONTIGUOS  
CONTACTO AGUA-ACEITE Y CAPA DE GAS

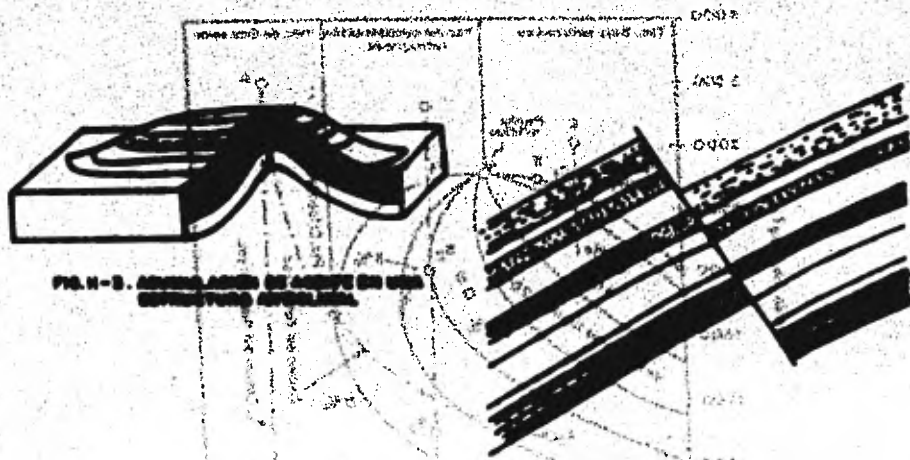


FIG. II-8. ACUMULACION DE ACEITE EN UNA  
ESTRUCTURA ANTICLINAL

FIG. II-9. TRAMPAS ESTRUCTURALES  
(FALLAS)

FIG. II-10. ACUMULACION DE ACEITE EN UNA  
ESTRUCTURA ANTICLINAL

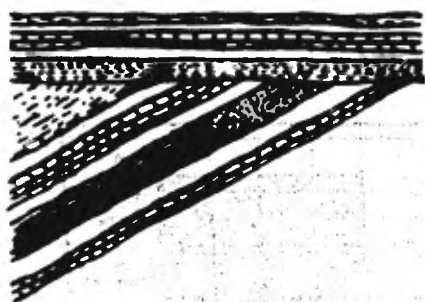


FIG. II-10. ACUMULACION DE ACEITE EN UNA  
ESTRUCTURA ANTICLINAL

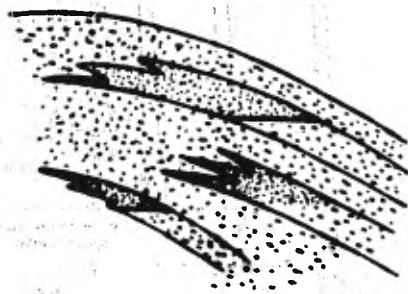


FIG. II-11. ACUMULACION DE ACEITE  
EN ARENAS LENTILLAS

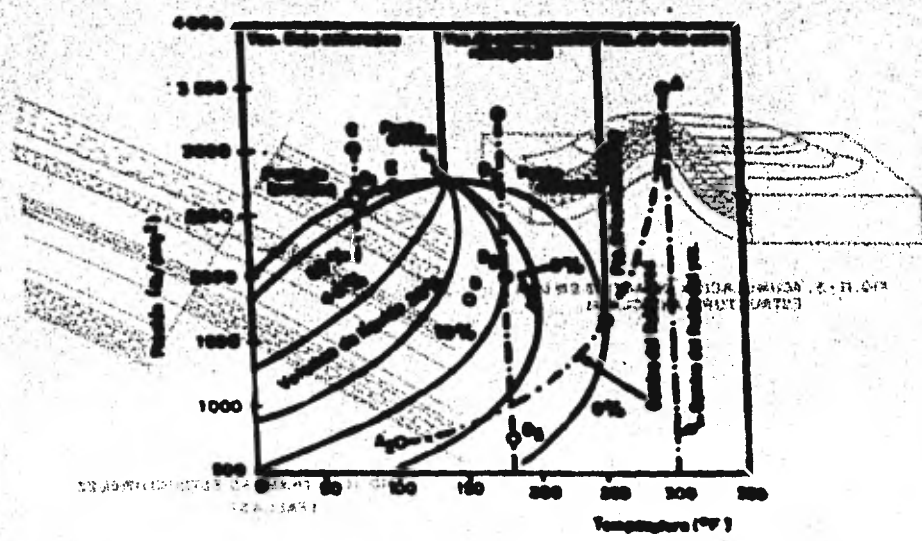


FIG. 11-1 DIAGRAMA DE FASES

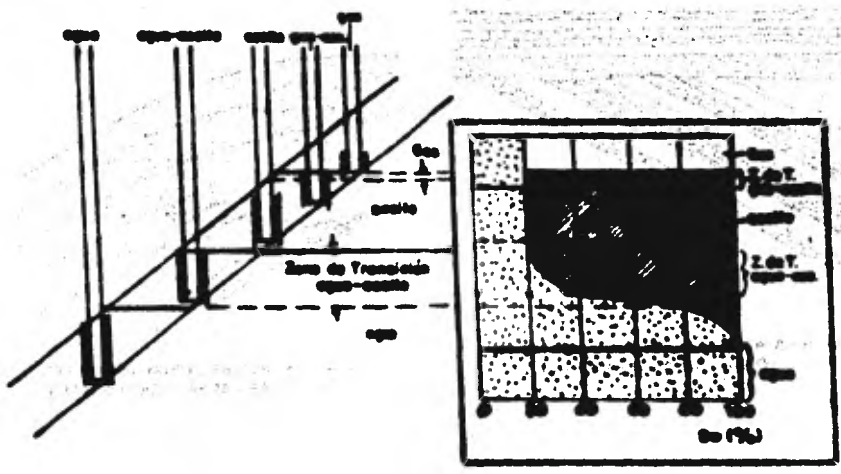
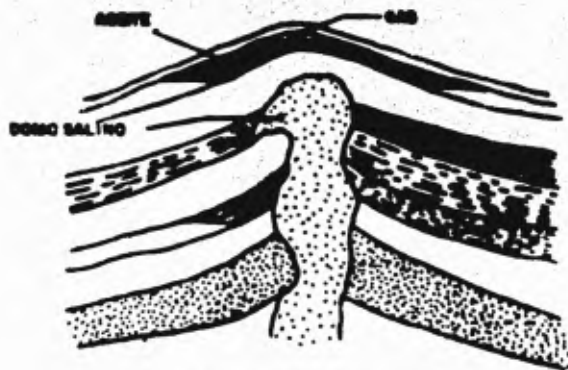


FIG. 11-2. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS EN UNA ZONA UNIFORME ENTENDIENDO ENTREVES AGUA-ACEITE Y CAPA DE GAS



ACUMULACION DE ACEITE EN UN DOMO SALINO

FIG. 11-7

### CAPITULO III

## TRASCENDENCIA DE LA PERFORACION DEL POZO EN RELACION CON SU TERMINACION.

Para realizar una terminación óptima de un pozo es necesario disponer de toda la información posible recopilada durante su perforación.

La información recabada durante la perforación nos proporciona las características de la columna geológica atravesada por la barrena, además de su contenido y comportamiento de los fluidos.

### a) DETERMINACION DE LA COLUMNA GEOLOGICA Y CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES PERFORADAS.

Para obtener este tipo de información existen varios medios tanto directa como indirectamente.

Entre los medios directos que nos dan esta información tenemos los siguientes:

- 1) Muestras de canal
- 2) Corte de núcleos
- 3) Pruebas de formación
- 4) Gasificaciones y pérdidas de circulación

Entre los medios que nos dan la información en forma indirecta tenemos los siguientes:

**1) Registros geofísicos.**

Con toda esta información estaremos capacitados para realizar una buena terminación, lo cual redundará en una mayor recuperación de hidrocarburos.

En pozos exploratorios es indispensable efectuar todas estas formas de obtención de información, ya que el área es desconocida. Para pozos de desarrollo no es necesario efectuar estas formas de recaudar información ya que en estas áreas se tiene cierta información.

La información que nos pueden proporcionar estos medios es la siguiente:

- 1) Características petrofísicas de las formaciones atravesadas por la barrena.
  - a) Composición mineralógica y contenido de fósiles
  - b) Porosidad
  - c) Permeabilidad
  - d) Edad geológica

2) **Características de los fluidos contenidos en las formaciones.**

a) **Saturación**

b) **Viscosidad**

c) **Condiciones a que están sometidos**

Con toda esta información podemos modificar y controlar el comportamiento del yacimiento en su explotación.

b) **MUESTRAS DE CANAL Y CORTE DE NÚCLEOS.**

**Muestras de canal:**

Se le llama muestras de canal a los fragmentos de roca cortados por la barrena y sacados a la superficie por la circulación de un fluido. Este fluido es bombeado por el interior de la tubería de perforación y sale por unas toberas que tiene la barrena y limpia el fondo del pozo acarreando todos estos fragmentos (detritos), debido a la viscosidad del fluido, hasta la superficie en donde son tomadas algunas muestras escogiendo las más grandes.

La información que proporcionan estas muestras es poca pero buena en el sentido de que no se invierte nada en su obtención.

Estas muestras nos proporcionan poca información debido a

que son muestras muy pequeñas, y además están contaminadas por el fluido de perforación por lo que no son muy representativas.

#### Corte de núcleos:

Los núcleos son fragmentos de roca relativamente grandes que son cortados por un equipo especial para esto.

La obtención de núcleos nos proporcionará una mayor información sobre la litología y contenido de fluidos siempre y cuando dichos núcleos no sean contaminados; para evitar esto al momento de recuperarlo en la superficie es necesario meterlo en una mangas protectora y llevarlo al laboratorio para su análisis.

Existen varios métodos para efectuar corte de núcleos y algunos de ellos son los siguientes:

- 1) Muestro convencional
- 2) Muestreo de diamante
- 3) Muestreo con cable
- 4) Muestreo con circulación inversa
- 5) Muestreo de pared

El equipo para cortar y recuperar núcleos en general, consta de las siguientes partes;



- 1) **Barrena muestreadora**
- 2) **Tambor o barril exterior**
- 3) **Tambor o barril interior**
- 4) **Retenedor de núcleo**
- 5) **Cabeza de recuperación**
- 6) **Válvula de alivio de presión**

**La práctica de corte de núcleos es usada en áreas no conocidas y su operación es la siguiente:**

- 1) Se coloca todo el equipo muestreador en el extremo inferior de la tubería de perforación y se introduce hasta el fondo del agujero.
- 2) La barrena empieza a cortar el núcleo perforando solamente la parte del borde exterior, y al mismo tiempo, el núcleo va siendo alojado en el barril interior.
- 3) Cuando se termina de cortar el núcleo, éste es retenido por un seguro retenedor.
- 4) Posteriormente es sacado el núcleo dentro del barril muestreador mediante la ayuda de un cable de acero. Es sacado solamente este barril ya que es independiente del equipo.

Se debe de tratar obtener un núcleo de un tamaño adecuado y ser recuperado totalmente.

Ya terminado en la superficie debe ser sacado del barril de tal manera que sea protegido para que no altere sus condiciones a que está sometido y por lo tanto sea representativo de las condiciones que prevalecen en el área en donde fue cortado. Posteriormente es llevado al laboratorio para su análisis.

Durante la operación de corte de núcleos, el fluido de control circula entre el espacio del barril exterior y del barril interior, pero no debe pasar por dentro de este último para evitar la contaminación del núcleo.

La inconveniencia principal del método antiguo para sacar núcleos consiste en que es necesario sacar la tubería para recuperar el núcleo cortado, en cambio ahora con la ayuda del cable de acero y el diseño de un barril que aloje al núcleo y que sea independiente del equipo, ha sido posible sacar este barril conteniendo el núcleo, con el cable evitando tener que usar la tubería. Esta nueva manera de obtener muestras ha reducido mucho el costo de la obtención de núcleos.

La decisión de hacer corte de núcleos se toma cuando los re

gistros geofísicos nos indican la existencia de una zona con posibilidad de contener hidrocarburos y no se está seguro de ello por falta de más información, por lo que obtener una muestra (núcleo) de esa zona nos sacará de dudas.

El corte de núcleos en la pared del pozo es realizado con

diferente equipo el cual trabaja por percusión.

Este tipo de corte se puede efectuar en cualquier parte de la pared y en cualquier instante de la perforación del pozo. Con este tipo de corte podemos obtener información de zonas que ya fueron perforadas, pero que pasaron inadvertidas y que ahora muestran posibilidad de contener hidrocarburos.

### c) PERDIDAS DE CIRCULACION Y GASIFICACIONES.

#### Pérdidas de circulación:

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación muy permeable. Estos problemas de pérdida de circulación son comunes en la perforación de pozos y se manifiestan cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Esto lo podemos detectar observando el nivel de las presas de lodo.

Para que se presente este tipo de problema de pérdida de circulación, se requiere de dos condiciones principalmente, que son:

1) Que la formación sea muy permeable para aceptar el paso del lodo.

2) Que exista una presión diferencial a favor del pozo, es decir, que la presión hidrostática sea lo suficientemente mayor que la presión de formación para que se produzca el flujo hacia la formación.

Estos problemas de pérdida de circulación son un factor determinante en el costo de perforación de pozos, pues el valor del lodo perdido y el de los obturantes empleados debe añadirse el tiempo que dura el equipo sin perforar y además los problemas que acompañan al problema de pérdida de circulación como son pegaduras de tuberías, reventones, desviaciones del agujero o hasta el abandono mismo del pozo. Otros problemas que pueden ocasionar, son daño a la formación permeable, dificultan el corte de núcleos, etc.

Las causas más comunes que provocan este tipo de problemas (pérdidas de circulación) son las siguientes:

a) **Causas naturales.** - Las causas naturales que originan problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que no tienen control humano, como son el encontrar cavernas o grietas al momento de estar perforando.

b) **Causas inducidas.** - Las causas inducidas que originan problemas de pérdida de circulación son todas aquellas que son provocadas por la intervención del hombre, como son bajar tubería de perforación o de adema en forma muy rápida con lo cual se crea un resquebrajamiento, con lo cual se puede fracturar las formaciones. Otras causas que pueden incrementar considerablemente la presión sobre las paredes del pozo son el incremento inadecuado de la densidad del lodo, iniciar el bombeo del lodo con una presión alta, etc.

Estos problemas de pérdida de lodo se pueden evitar si se acatan todas las recomendaciones o medidas preventivas que se enumeran en seguida:

1) Emplear la densidad mínima requerida por el lodo para controlar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. No se puede recomendar un valor numérico pero se debe de recordar que la presión hidrostática debe ser lo adecuadamente mayor que la presión de la formación.

- 2) **Evitar inicios de bombeo de lodo en forma brusca.**
- 3) **Evitar introducir tubería en forma muy rápida.**
- 4) **Aprovechar la información de zonas con pérdidas de circulación que se hayan suscitado en otros pozos vecinos.**

5) **Vigilar constantemente las propiedades del lodo.**

Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo perdido en:

- a) **Pérdidas parciales**
- b) **Pérdidas totales**

Y también de acuerdo a la profundidad en:

- a) **Pérdidas superficiales**
- b) **Pérdidas profundas**

Las pérdidas de tipo superficial generalmente se producen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo.

En cambio las pérdidas de tipo profundo se dan en formaciones más duras pero con grandes fisuras o cavernosas.

Existen una gran variedad de métodos para controlar los problemas de pérdida de circulación, pero debemos de estar concientes de que cada problema de pérdida de circulación es diferente por lo que se requiere de un análisis individual, por lo que no podemos tener soluciones genéricas.

Dentro de los métodos más comunes utilizados para controlar las pérdidas de circulación tenemos los siguientes:

1) Método de perforación ciega

2) Método de disminución de densidad

3) Método de tiempo de espera

4) Método de colocación de baches y tapones

1) Método de perforación ciega:

Este método consiste en bombear agua para acarrear los fragmentos de formación cortados por la barrena hacia la zona de pérdida, en donde son depositados para obturarla.

Este método se recomienda cuando la zona de pérdida es una formación con grandes fisuras o de tipo cavernoso. La desventaja de este método es que no se recuperan muestras de capal en la superficie durante su aplicación.

## 2) Método de disminución de densidad:

Este método consiste en disminuir la densidad del lodo de perforación para de esta forma poder disminuir la presión hidrostática. Esto se logra agregándole agua al lodo de perforación.

## 3) Método de tiempo de espera:

Este método consiste en levantar la sarta de perforación hasta el extremo inferior de la última tubería de ademe cementada (o sea hasta la zapata de la tubería de ademe) y esperar un cierto tiempo de tal forma que el lodo esté estático para dar oportunidad a que la formación se ajuste o adapte a las nuevas condiciones de presión.

Se cree que el lodo al penetrar en las fisuras de la formación se hace viscoso por la deshidratación sufrida por las altas temperaturas y presiones que predominan abajo. Esto hace que se forme un empacamiento el cual refuerza la resistencia de la formación.

## 4) Método de colocación de baches y tapones:

Este método consiste en desplazar baches o tapones de mate



rial obturante o sellante para depositarse frente a la zona de pérdida.

Existen muchos materiales que sirven para obturar o sellar la zona de pérdida y entre los más comúnmente usados están los

siguientes:

a) Tapones de cemento-yeso

b) Tapones de cemento-bentonita

c) Tapones de diesel-bentonita

d) Tapones de arcillas (cal-seal)

e) Baches de cáscaras de nuez, de colofón, de perlita, etc.

La desventaja de este método es el uso de materiales de alta densidad o que contaminan el lodo; sin embargo, es muy eficiente para controlar pérdidas de circulación de gran profundidad. Se debe de tener cuidado en no usar altas concentraciones de material obturante, lo cual provocaría otros problemas.

#### Gasificaciones:

Las gasificaciones consisten en la contaminación del lodo de perforación por un flujo de gas (pocas veces con aceite) que sale de la formación hacia el pozo provocado por una presión diferencial

a favor de la formación productora, es decir, que es provocado porque la presión de formación es mayor que la presión hidrostática. Esta contaminación del lodo por el gas provoca una disminución en la densidad del lodo y por lo tanto una disminución en la presión hidrostática.

Las causas que provocan u originan gasificaciones en los pozos durante la perforación son las siguientes: una disminución de la densidad del lodo lo suficiente que provoque que la presión hidrostática ya no sea capaz de contener la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación.

Esta disminución de la densidad puede ser causada por algún contaminante.

Otra de las posibles causas de gasificación es debido a la disminución de la presión hidrostática debido al bajo nivel del lodo en el pozo.

También una de las causas muy comunes es debido al efecto de succión que se origina cuando se extrae la tubería en forma rápida.

La forma de controlar el problema de gasificación es aumen

made la presión hidrostática y para lograr esto se eleva la densidad del lodo o se llena el pozo de lodo si es que el nivel está bajo.

Se debe tener precaución con este tipo de problemas (las gasificaciones) ya que cuando se vuelven incontrolables provocan los reventones o crean peligro de incendio, por lo que se aconseja dar la atención debida.

Pero este problema de gasificación no todo es pérdida ya que nos proporcionan información de la existencia de hidrocarburos móviles, que es nuestro objetivo, sólo resta averiguar si es comercial su explotación.

Estos problemas de gasificación son muy comunes durante la perforación de pozos petroleros pero en especial en los pozos de tipo exploratorio en donde no se tiene información verídica de la columna geológica que se está perforando.

#### d) PRUEBAS DE FORMACION Y DE PRODUCCION.

##### Pruebas de formación:

El análisis de núcleos en el laboratorio y la interpretación de registros geofísicos tomados nos proporcionan información de las características de las diferentes formaciones atravesadas por

la barrera y de los diferentes fluidos contenidos, pero lo más importante es saber más sobre el comportamiento de estos fluidos. Para obtener esta información sobre el comportamiento de los fluidos es necesario hacer una prueba de formación. La prueba de formación consiste en hacer una terminación temporal del pozo y de esta manera provocar que la formación se manifieste. Para lograr esto se necesita crear una presión diferencial a favor de la formación y para crear esta presión diferencial necesitamos aislar la formación que va a ser probada, quitándole la presión hidrostática. Para aislar dicha formación se utiliza un empacador o tapón especial quedando en comunicación la formación con la superficie por lo que actuará sólo en ella la presión atmosférica, lo cual no es obstáculo para que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y luego hasta la superficie.

Como se puede notar el objetivo de las pruebas de formación es el de crear las condiciones favorables para que fluya la formación productora y de esta manera obtener información sobre el comportamiento de los fluidos en su movimiento.

Con esta información y con la ya anteriormente obtenida, podemos evaluar la capacidad (potencialidad) de producción que tiene dicha formación probada y de esta forma podemos saber si es comercial su explotación o no.

Estas pruebas de formación son realizadas durante la perforación por lo que siempre se realizan en agujero descubierto.

Este tipo de pruebas son muy costosas pero son indispensables en ciertos casos especialmente en pozos exploratorios.

Existen varios tipos de equipos para realizar pruebas de formación, pero el más comúnmente usado es el de tipo convencional,

el cual está compuesto de las siguientes partes:

1) Cabezal

2) Tubería de perforación

3) Empacador de pared

4) Válvula

5) Termómetro

6) Pichancho

7) Manómetro (registrador de presión)

8) Carta registradora

9) Estrangulador

**Operación del equipo convencional en pruebas de formación:**

Haremos una breve descripción de las operaciones efectuadas al realizar una prueba de formación con equipo de tipo convencional.

1) Se coloca el equipo de prueba en la parte inferior de la tubería de perforación.

2) Se introduce el aparato de prueba hasta asentarlo en el fondo del pozo. Este aparato fue diseñado de tal manera que queda el empacador en frente a una formación firme al ser asentado dicho aparato en el fondo. Se procura hacer este diseño para que el empacador quede bien anclado y de esta forma lograr un buen aislamiento y así evitar fugas.

3) Se ancla el empacador el cual soportará la presión hidrostática de la columna del lodo y dejando aislada del efecto de ésta a la formación que está en prueba.

4) Se abre la válvula de prueba mediante un giro a la tubería o con la ayuda de una varilla de acero dejándola caer con lo que romperá un disco y así quedará comunicada la formación con el interior de la tubería de perforación y con la superficie.

Simultáneamente con el probador se mete una carta que va a registrar los diferentes tiempos y presiones de la operación.

En algunos casos se recomienda usar un colchón de agua que

hará un efecto de contrapresión para evitar que vaya a sufrir un colapso la tubería.

#### **Pruebas de producción:**

Las pruebas de producción son equivalentes a las pruebas de formación, sólo que las primeras se realizan durante la terminación del pozo y se pueden efectuar tanto en agujero descubierto como en agujero adomado, en cambio las segundas se realizan durante la perforación del pozo y siempre en agujero descubierto.

Como ya dijimos las pruebas de producción se realizan durante la terminación y casi siempre se realizan en agujero entubado por lo que se efectúan disparos con pistolas especiales para perforar dicha tubería de adome y de ésta forma poner la formación productora en comunicación con el pozo.

Precauciones que se deben tomar en cuenta antes de realizar una prueba de producción:

- 1) Revisar el equipo probador y las conexiones superficiales (preventores)
- 2) Realizar la prueba durante el día
- 3) Utilizar un colchón de agua como contrapresión
- 4) Anclar el empacador en una formación firme

## CAPITULO IV

### IMPORTANCIA DEL DISEÑO Y DE LA CEMENTACION DE LA TUBERIA DE ADEME DE EXPLOTACION EN LA TERMINACION DE POZOS.

#### a) DISEÑO DE LA TUBERIA DE EXPLOTACION.

Es de suma importancia hacer un buen diseño de la tubería de explotación, ya que desempeñará funciones muy importantes como son: la de sostener las paredes del pozo o su valiosa ayuda en operaciones durante la terminación y explotación del pozo.

Para diseñar este tipo de tubería es necesario considerar -- los esfuerzos a que será sometida y estos esfuerzos son los siguientes:

- 1) Esfuerzo a la tensión
- 2) Esfuerzo al colapso o aplastamiento
- 3) Esfuerzo a la presión interior

**Esfuerzo a la tensión:**

El esfuerzo a la tensión que sufre la tubería de explotación es debido al peso de la misma tubería que tiene que soportar. Por



## CAPITULO IV

lo tanto la tensión es máxima en el último tramo de tubería introducida (parte superior de la columna de tubería) y es mínimo en el primer tramo introducido (parte inferior de la columna de tubería).

El peso de la columna de tubos colgados libremente al aire es la condición de tensión usada para seleccionar las características del tubo.

Las características de la tubería son las siguientes:

1) Diámetro

2) Grado

3) Peso

4) Rango

5) Cople

6) Rosca

Estas características son las que nos indican la resistencia que tiene la tubería para soportar los esfuerzos de trabajo.

Con los grandes adelantos en la metalurgia se ha logrado obtener tubería de gran resistencia, pero la parte más débil de di

que tuberia es localizada en los pozos, por lo que se aplica la máxima resistencia a la tracción, de esta parte, en los calcados y de ello depende el tipo de roca y de junta que se vaya a utilizar.

#### **Esfuerzo al colapso:**

El esfuerzo de colapso o aplastamiento es muy importante tomarlo en cuenta para evitar precisamente que se nos vaya a aplastar la tubería por la gran presión externa que se ejerce sobre dicha tubería, estando ésta vacía en su interior. Esta presión externa es provocada por el peso de la columna de fluido, es decir, es la presión hidrostática.

Por lo tanto el esfuerzo al colapso es máximo en el primer tramo de tubería (en el fondo) y es mínimo en el último tramo (en la superficie).

También este esfuerzo puede ser provocado por el derrumbe de las paredes del pozo cuando queda vacío el tubo en una prueba de producción.

#### **Esfuerzo a la presión interna:**

Este tipo de esfuerzo que afecta a la tubería es menos impor

men que los americanos, pero no debe desprenderse su intensidad ya que puede llegar a vencer la tubería si ésta no está diseñada para soportar este esfuerzo.

Este esfuerzo se presenta cuando existe una presión diferencial grande, es decir, cuando la presión interna es mucho mayor que la presión externa.

Este esfuerzo se deja sentir con mayor intensidad un poco abajo del cabezal de tuberías, es decir, en el último tramo de tubería introducido.

Estos son los esfuerzos que se deben considerar al diseñar la columna de tubería de ademe de explotación.

La resistencia que debe tener una tubería debe ser igual al producto de la fatiga a que será sometida por el factor de seguridad que se tome.

**Funciones y tipos de tubería de ademe:**

- 1) Tubería conductora
- 2) Tubería superficial
- 3) Tubería intermedia
- 4) Tubería de explotación

### 3) Tubería corra (línea)

#### Tubería conductora:

Este tipo de tubería es la primera que se introduce y se cementa en su totalidad hasta la superficie. Generalmente se cementa esta tubería a poca profundidad dependiendo del grado de consolidación que tengan las formaciones superficiales. La función principal de esta tubería es la de guiar el lodo de perforación además de que detiene las paredes del pozo ya que por lo general las primeras formaciones perforadas están poco consolidadas.

También ayuda a aislar de posibles corrientes someras que existan.

#### Tubería superficial:

Este tipo de tubería de ademe también se cementa en su totalidad hasta la superficie con el fin de evitar que "cabeceé". Con esta tubería se coloca el cabezal de tuberías, anclándose éste de dicha tubería y de esta forma queda controlado el pozo en la superficie.

Las funciones de esta tubería son la de aislar acuillos, de tener las paredes del pozo y también la de poder comunicar el interior del pozo con la superficie.

### **Tubería intermedia:**

(xerif)itinos d'itodit (2)

Para pozos poco profundos se puede prescindir de este tipo de tubería, en cambio para pozos de profundidad considerable, es necesario su uso.

Este tipo de tubería de ademe no es necesario cementarla hasta la superficie. Las funciones principales que desempeña son la de aislar acuíferos, la de aislar yacimientos poco profundos en caso de que existan y la de detener las paredes del pozo.

### **Tubería de explotación:**

Este tipo de tubería de ademe es la más importante porque desempeña funciones esenciales en los trabajos de terminación y explotación del pozo.

La cementación de esta tubería se realiza sólo en parte ya que no es necesario cementarla hasta la superficie.

La función principal de ésta tubería de ademe es la de aislar la formación productora, por eso es de suma importancia un buen diseño de esta tubería y también una cementación correcta de ella, porque como dijimos tiene una función vital en la extracción de los hidrocarburos contenidos en la formación que está aislando.

### **Tubería corta (línea):**

Este tipo de tubería se utiliza cuando no se usa tubería de explotación por lo que desempeña las mismas funciones que la de explotación.

El diseño de la tubería corta se efectúa tomando en cuenta solamente el esfuerzo al colapso ya que es una tubería relativamente corta y que va a ser cementada en su totalidad colándose de la tubería de ademe anterior, procurando dejar una cierta longitud de traslape (50 a 60 mts.), pero este traslape debe quedar arriba de la cima de la formación productora.

Como dijimos que sólo se considera el esfuerzo al colapso, también se recomienda utilizar un sólo grado.

Las causas por las que se usa tubería de ademe corta (línea) son las siguientes:

- a) Cuando se está perforando se puede la barrena topar con formaciones que son hidratables (arcillas hidrófilas) al contacto con el fluido de perforación (lodo), por lo que se necesita incrementar la densidad del lodo, pero al llegar a la formación permeable es necesario disminuir la densidad del lodo.

b) Cuando se está perforando con una densidad baja del lodo para el llegar a la formación objetivo (formación permeable) se necesita incrementar la densidad del lodo porque existe una alta presión; por lo tanto antes de aumentar esta densidad del lodo hay que cementar la tubería corta.

c) Cuando la capacidad del equipo de perforación llegue a su límite, es decir, que ya no tenga capacidad para colgar la tubería de explotación.

En la práctica el problema fundamental que existe en el cálculo de la columna de tubería radica en la selección de dicha tubería.

Para diseñar una columna de tubería de cierto diámetro se hace una combinación de tubos con diferentes características como son: peso, grado, rango, cople, etc., con el fin de economizar costos y no desperdiciar calidad de acero ya que la tubería es uno de los componentes más caros en la perforación de pozos.

Para diseñar una columna de tubería se deben tomar en cuenta los siguientes datos:

- a) Diámetro del agujero perforado y diámetro interno de las demás tuberías de ademe.
- b) Densidad del fluido de control.
- c) Profundidad a la que se va a introducir.
- d) Factores de seguridad que se usan para los diferentes esfuerzos.

Considerando estos datos se diseña la primera sección (tramo) de tubería la cual debe de satisfacer la resistencia requerida al colapso ya que este esfuerzo es máximo en esta primera sección que va a quedar en el fondo.

Existen varios métodos para diseñar columnas de tubería, -- algunos de ellos son: el método de ensaye y error, algunos métodos gráficos y otros computarizados, pero nosotros nos interesa el método gráfico de Youngstown.

**DISEÑO DE UNA COLUMNA DE TUBERIA DE ADEME POR EL METODO GRAFICO DE YOUNGSTOWN:**

Para realizar el diseño de la columna de tubería de ademe por el método gráfico de Youngstown necesitamos de la siguiente información:



a) **Diámetro exterior de la tubería**

b) **Densidad del fluido de control**

c) **Profundidad a la que se va introducir**

d) **Factores de seguridad a los esfuerzos**

**Procedimiento:**

1) **Multiplíquese el valor de la densidad del lodo por el factor de seguridad al colapso (1.125).**

2) **Con el valor determinado anteriormente fijamos un punto en la gráfica II y a partir de este punto levantamos una perpendicular hasta la parte superior de la gráfica II. A esta línea perpendicular la denominaremos "línea programa".**

3) **Al punto formado por la intersección de la recta de la profundidad con la línea programa, lo denominaremos como punto "A". Este punto es proyectado horizontalmente hasta el margen izquierdo de la gráfica I y a este nuevo punto formado lo llamaremos punto "A<sub>1</sub>" y nos indicará el grado y paso de la primera sección de tubería que se va a introducir al pozo.**

4) **Al punto formado por la intersección de la línea puntada de la gráfica II con la línea programa lo conoceremos como pun**

Después de este punto se proyecta horizontalmente hasta el eje horizontal que está entre las dos gráficas y a este nuevo punto lo denominaremos como punto "B" o pivote.

Si se va a considerar el efecto de flotación de la tubería que se está diseñando entonces el punto "pivote" se obtiene de la proyección del punto formado por la intersección de la línea programa con la línea de flotación de la gráfica II.

En este caso la línea programa se obtiene de la siguiente ecuación:

$$L = 3.048.76 \frac{W_s}{W_s - W_a}$$

En donde:

**L** = longitud de la tubería de acero suspendida en el fluido

**W<sub>s</sub>** = peso del acero en el aire

**W<sub>a</sub>** = peso específico del fluido de control

5) A partir del punto pivote o punto "B" se trazan líneas rectas a los diferentes puntos de peso marcados que se localizan en la parte superior de la gráfica I.

6) A partir del punto "A" trázase la primera paralela a la recta que corresponda al peso de la gráfica o curva intersectada por la prolongación de la proyección horizontal del punto "A". Esta paralela debe continuarse hasta que corte otra gráfica o curva de diferente peso y grado.

7) La siguiente paralela se trazará a partir de la intersección anterior y así sucesivamente se continuará con las demás, trazando paralelas como pesos nos indiquen la gráfica, hasta llegar a intersectar la parte superior de la gráfica I.

8) Los puntos formados por las intersecciones de las paralelas trazadas con las gráficas o curvas de pesos y grados son - proyectados horizontalmente hacia el lado izquierdo hasta la línea programa de la gráfica II.

Ya estando proyectados dichos puntos hasta la línea programa, se proyectan paralelamente a las rectas de profundidades hasta el margen izquierdo de la gráfica II para de esta forma determinar la longitud de la sección de tubería del mismo grado.

#### REVISIÓN DEL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE ADEME:

Con lo anterior terminamos el diseño teórico de la tubería,

pero se necesita revisar dicho dato a los diferentes colapsos.

a) **Revisión por tensión.** - Del punto formado por la inter-

sección de la paralela con la parte superior de la gráfica 1 se traza una perpendicular hasta la parte inferior de la misma gráfica, en

donde están marcados los valores a la tensión. Con esto obtenemos un valor de la tensión para cada sección de tubería del mismo grado, por lo que se hace lo mismo para los diferentes puntos for-

mados por las intersecciones de las paralelas con las gráficas o

curvas.

b) **Revisión por colapso.** - Del punto "A" se traza una horizontal hasta el margen derecho de la gráfica 1, en donde obten-

mos el valor de presión hidrostática que le corresponde a esta sección de tubería.

Se hace lo mismo para los demás puntos formados por las intersecciones de las paralelas con las gráficas o curvas.

c) **Revisión por presión interna.** - Se busca, en el manual de tablas de resistencias, el valor de la presión interna que resiste la sección de tubería que estamos revisando.

Todos estos valores obtenidos de la revisión al colapso, a

la sección y a la presión interna sus valores teóricos por lo que

es necesario comprobarlos y en caso necesario corregirlos.

Para realizar la comprobación o corrección de las diferentes secciones de tubería diseñada se hará lo siguiente:

a) Con los datos de diámetro, grado, peso de cada sección de tubería diseñada teóricamente, nos vamos a las tablas de los manuales para determinar las resistencias.

De esta forma obtenemos un valor de resistencia al colapso,

el cual lo dividimos entre el factor de seguridad al colapso y así

determinamos el valor real de resistencia al colapso que debe tener la sección de tubería.

b) Este valor real de resistencia al colapso obtenido se compara con el valor de resistencia al colapso determinado en forma teórica y si el valor de resistencia teórica es mayor o igual al valor de resistencia real esto nos indica que el diseño teórico fue correcto para esta sección de tubería.

c) En caso contrario en que el valor de resistencia teórica sea menor que el valor de resistencia real, entonces nos indicará que el diseño teórico es incorrecto por lo que es necesario corre-

gido tomado en mayor peso o de otro grado para esta sección de tubería que lo cual aumentamos su resistencia y se procede de la misma manera para comprobar si con tomar una tubería de mayor peso o de mayor grado de resistencia fue lo suficiente como para superar o igualar el valor real de resistencia que necesita dicha tubería.

Este mismo proceso se hace para comprobar si el diseño teórico es correcto en las demás secciones de tubería de diferente grado, así como para la revisión a la tensión.

**d) Este mismo proceso se hace para comprobar si el diseño**

**teórico es correcto en las demás secciones de tubería de diferente grado, así como para la revisión a la tensión.**

En la estructura que se muestra se sugiere que se realice un

### **COMPROBACION GRAFICA DEL DISEÑO DE LA TUBERIA DE ADEME:**

La comprobación se realiza en el punto de máxima tensión de

1) En una hoja de papel milimétrico o cuadrado, se eligen las escalas, una vertical para las profundidades y dos horizontales una en la parte superior para la tensión y la otra en la parte inferior para el colapso.

El punto de máxima tensión se encuentra en el punto de

2) Una vez seleccionadas las escalas, determine el valor del punto que representa la tensión máxima en el eje vertical (profundidad) el cual corresponderá al último tramo de tubería que se ha introducido al pozo, es decir, la sección de tubería que está a menor profundidad.

En la escala horizontal superior que corresponde a los valores de la tensión, determine el valor del punto que corresponde a la tensión del último tramo de tubería que se introdujo.

3) Dicho punto determinado únase con el punto de la profundidad en el que ha quedado la zapata que lleva la tubería. Esta línea recta representa la variación del esfuerzo a la tensión respecto a la profundidad.

4) Ahora en el eje horizontal inferior, que corresponde a los valores del colapso, búsquese el punto que corresponda al valor máximo al colapso, el cual caerá en el primer tramo de tubería introducido porque como ya lo mencionamos anteriormente el esfuerzo al colapso es máximo en el fondo del pozo.

5) Ya determinado este punto de máximo esfuerzo al colapso, se une con el punto que tenga el menor valor al colapso en el eje vertical de profundidades que corresponde al último tramo de tubería introducido.

Esta línea recta nos representa la variación del esfuerzo al colapso respecto a la profundidad.

Como se sabe el esfuerzo a la tensión disminuye a medida

que profundizame por lo que la tensión es mínima en el último tramo de tubería introducido y es mínimo en el fondo del pozo, o sea, en el primer tramo introducido.

Por el contrario el esfuerzo al colapso aumenta a medida que se profundiza por lo que es mínimo en el fondo del pozo (en el primer tramo introducido) y es máximo en el último tramo de tubería.

Una vez que se tienen trazados los tres ejes a escala procedemos a efectuar la comprobación gráfica de la siguiente manera:

a) Revisión a la Tensión. - Del valor indicado por el diseño real, determínese el que corresponde al de la tubería superficial. Bájese una vertical hasta intersectar la proyección horizontal (profundidad) de la tubería que se está revisando.

Posteriormente bájese una segunda vertical hasta intersectar la proyección de la siguiente horizontal, y únense por medio de líneas rectas, como se muestra en la fig. No. IV.1

Si estas líneas no intersectan en ninguna parte a la línea que representa a las tensiones, esto nos indica que el diseño es correcto; pero si existiera alguna intersección deberá de cambiarse el tra



que se diseñe por otro que tenga mayor resistencia a este esfuerzo.

b) **Revisión al Colapso.** - El procedimiento para revisar por colapso es similar al anterior, pero la única diferencia que existe es que el eje horizontal de los valores del colapso está en la parte inferior.

Si al trazar estas líneas se intercepta a la línea que representa al colapso, deberá cambiarse este tramo de tubería por ser incorrecto su diseño y se cambiará por otra de mayor resistencia al colapso.

Para que el diseño de la tubería sea correcto, para el caso del esfuerzo a la tensión, todas las intersecciones deberán quedar abajo de la línea que representa a este esfuerzo (tensión).

Para el caso del esfuerzo al colapso, todas las intersecciones de las líneas deberán quedar arriba de la línea que representa al esfuerzo al colapso.

**Presentación gráfica de la comprobación.**

Datos supuestos:

Peso real de la tubería =  $600 \times 10^3$  Lbs.

Resistencia a la tensión (valor obtenido del manual y afectado por el factor de seguridad a la tensión) =  $680 \times 10^3$  Lbs.

Profundidades = las indicadas en la gráfica.

Resistencia hidrostática máxima =  $680 \times 10^3$  Lbs./pg<sup>2</sup>

Resistencia al colapso = (valor obtenido del manual y afectado por el factor de seguridad al colapso) = 680 Kgs/cm<sup>2</sup>

Profundidades = las indicadas en la gráfica.

Tensión

Colapso

## Forma de identificar una tubería de acero

Para identificar una tubería de acero se necesitan conocer sus características, que son las siguientes:

- a) **Dímetro** (el diámetro exterior de una tubería al incrementar el interior cambia al incrementarse el peso).
- b) **Grado** (es la composición o calidad del acero)
- c) **Peso** (es la cantidad de acero por unidad de longitud)
- d) **Junta** (es la parte que sirve para unir caja y pistón integrados o mediante cople).
- e) **Rosca** (existen varios tipos: redonda, butres, agms, etc.)
- f) **Rango** (es la longitud del tubo)

Cuando la tubería está nueva tiene algunas franjas de colores que ayudan a identificarla fácilmente. El código de colores es el siguiente:

GRADO	COLOR
K-55	Verde
C-75	Azul

**C-95** **Blanco**  
**P-110** **Blanco**

Cuando la tubería tiene tiempo de estar expuesta a la intemperie, el intemperismo hasta los cables, en ese caso debe de ir currir el troquelado que tiene el tubo, en el extremo donde lleva el cope o caja en el caso de las juntas integrales.

#### **Cementación de la tubería de explotación:**

Es de suma importancia efectuar una buena cementación primaria de las diferentes tuberías de ademe para evitar operaciones riesgosas de recementación posteriormente; pero más importante es la cementación de la tubería de ademe de explotación ya que es la que va a aislar la formación productora y por lo tanto ayudará en su explotación.

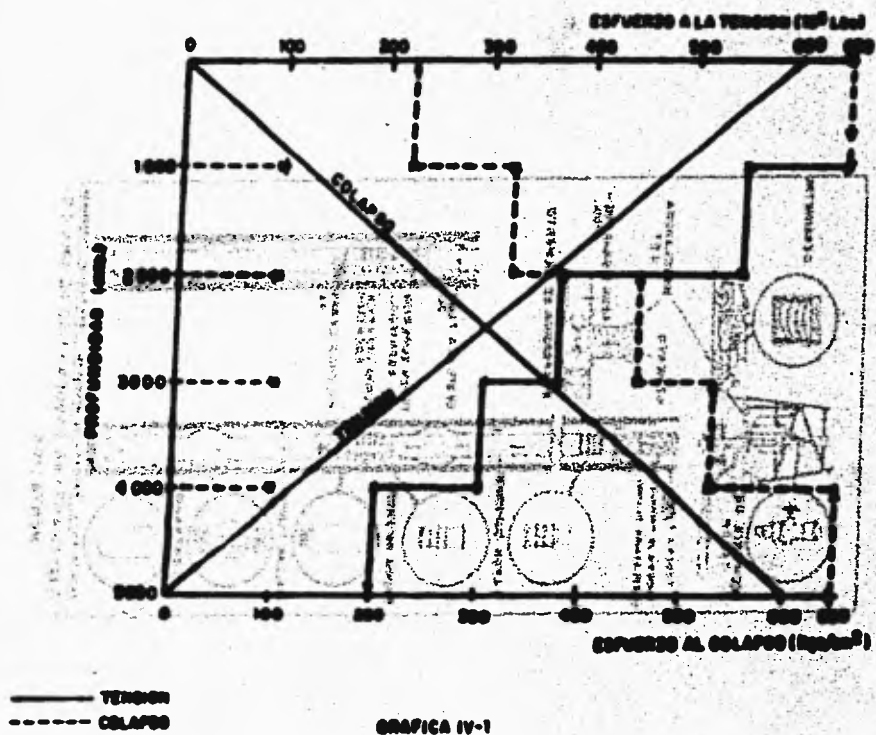
Para mejorar las cementaciones primarias de las tuberías de ademe se ha probado un equipo (ROTOTEC) que hace que la tubería gire al momento de ser cementada y ha dado muy buenos resultados, obteniéndose mejores adherencias.

Otro intento por mejorar la cementación consiste en usar un colchón de disolventes de enjarre de lodo para que se logre una mejor adherencia del cemento a la formación.

Como hemos dicho anteriormente que un aspecto fundamental dentro de la terminación de un pozo es la cementación de la tubería de explotación, en la que el éxito de la misma depende de tres aspectos básicos, que son los siguientes: el control de las características de las formaciones, el control cuidadoso de la técnica aplicada para el desplazamiento de la lechada de cemento y la evaluación rigurosa de los materiales de cementación.

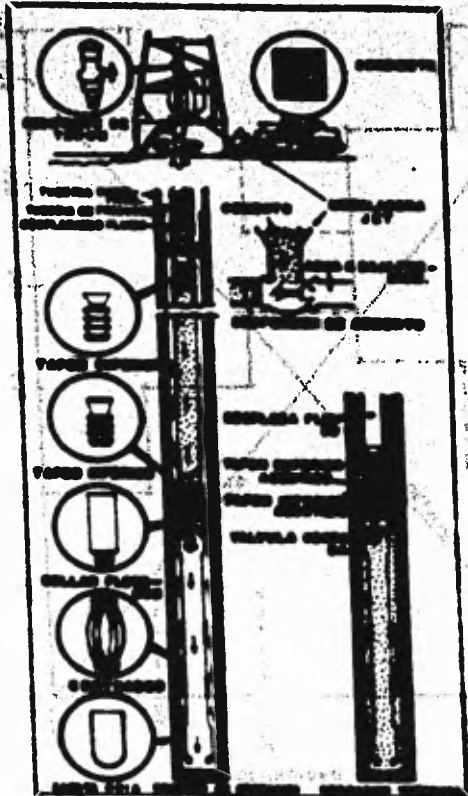
Para obtener resultados satisfactorios en una cementación primaria, la lechada deberá reunir ciertas características mediante la adición de ciertos productos químicos.

En el diseño de una lechada de cemento deberán considerarse factores tales como: densidad, viscosidad, control de pérdida de fluido, agua de la lechada, esfuerzo a la compresión, tiempo de bombeabilidad y algunas otras condiciones particulares.



GRAFICA IV-1

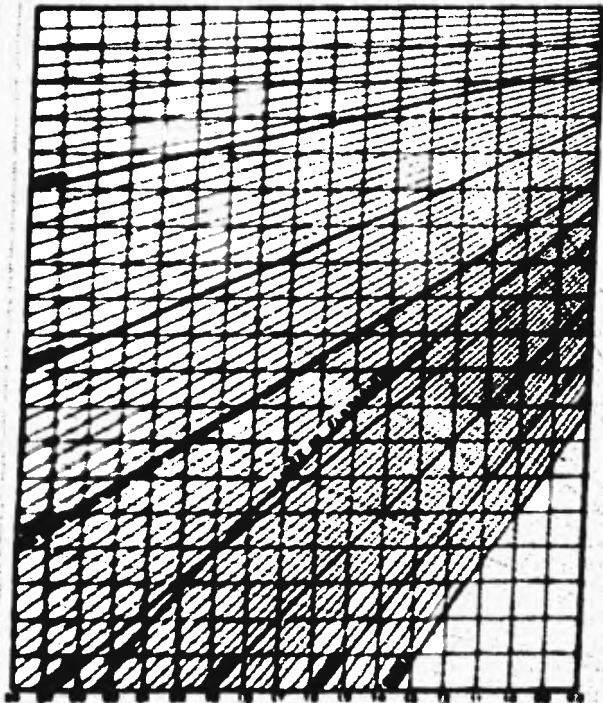
FIG. 1



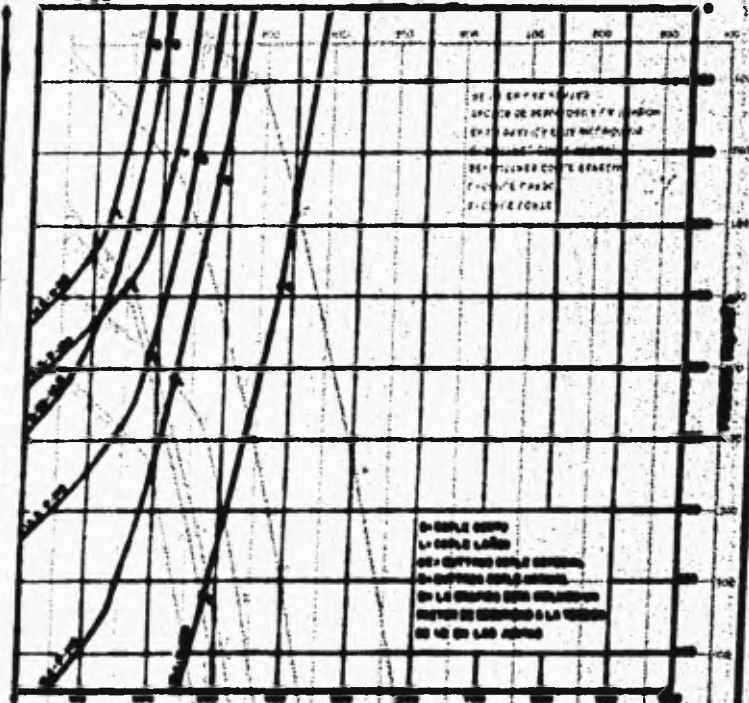
INDUSTRIAL LABORATORY

FIG. 1 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA CEMENTACION.

33a



SECCION DEL LADO (0-24) "

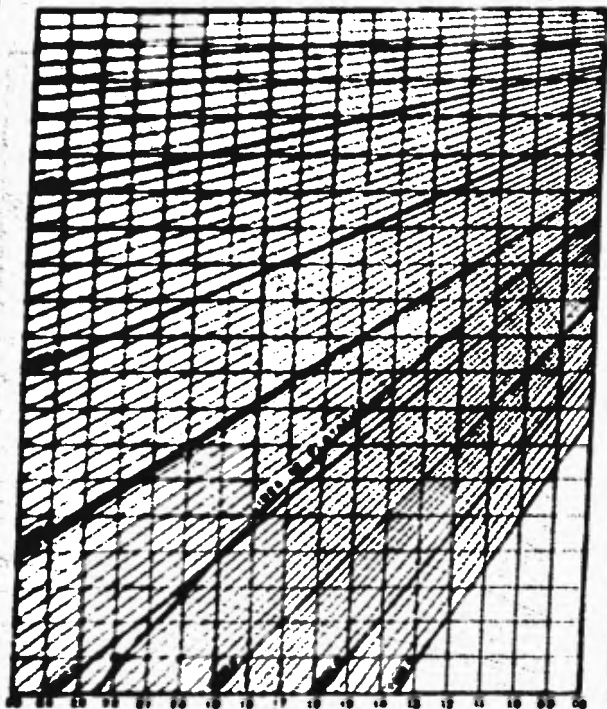


SECCION DEL LADO  
LA SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO  
SECCION DEL LADO

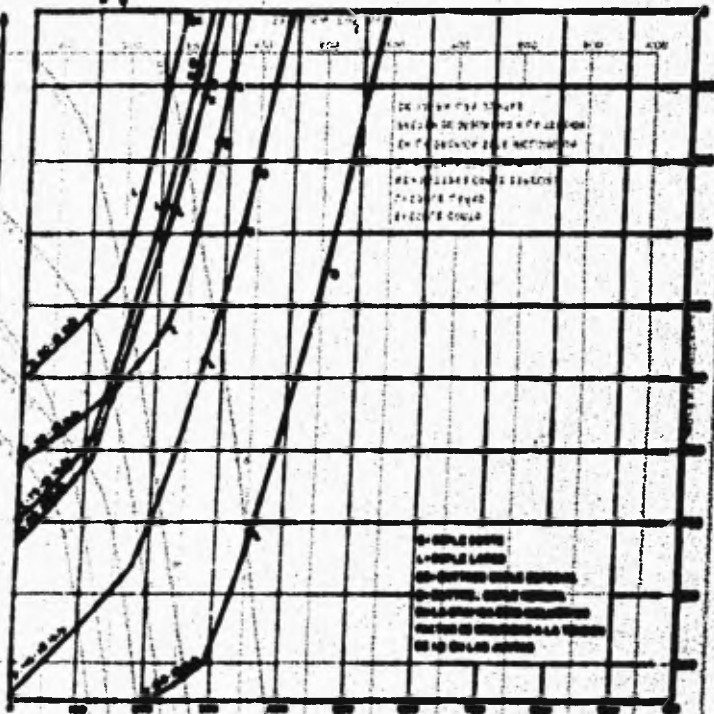
DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 4-1/2"

OTTE COMALCALCO





DIAMETRO DEL TUBO (PULG.)



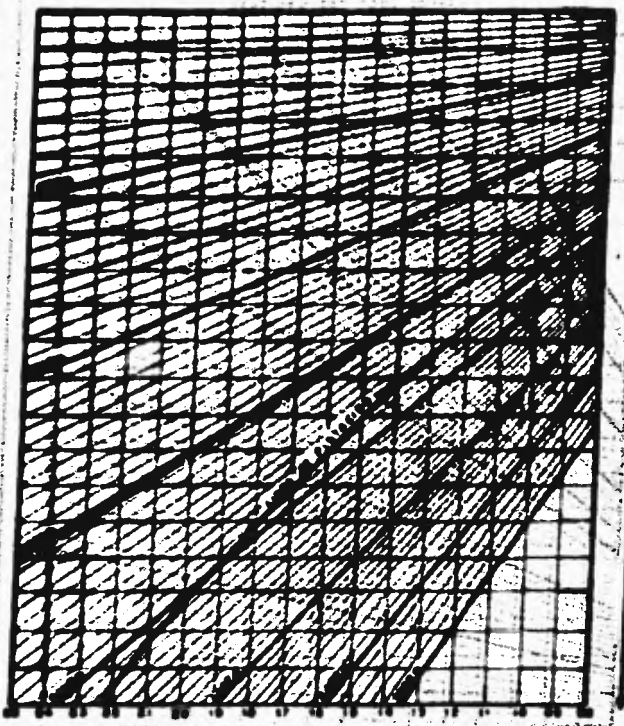
LONGITUD DEL TUBO (PIES)

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA**

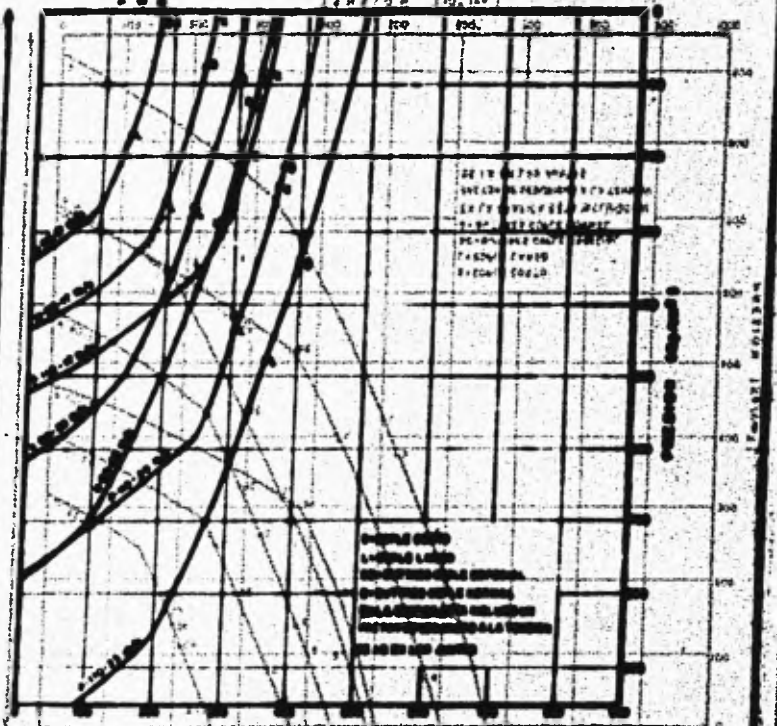
1160

C 8 8

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100



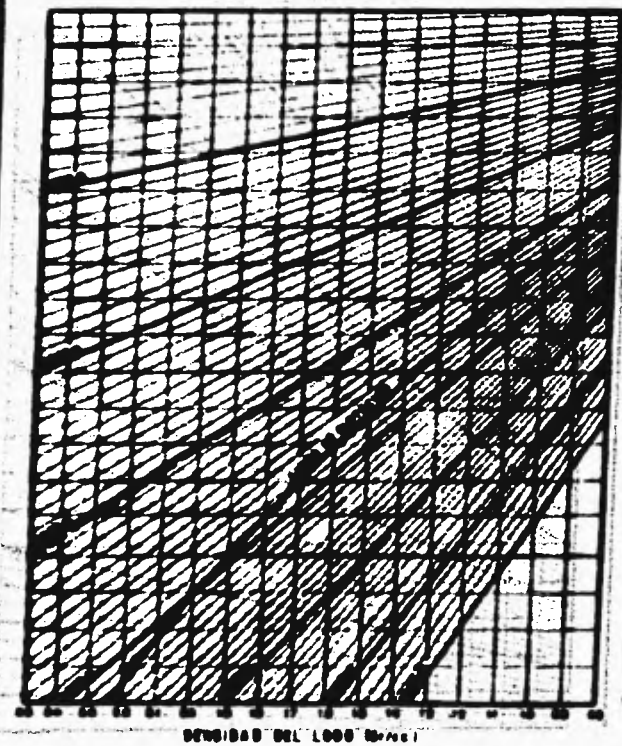
DENSIDAD DEL COGO (kg/cm³)



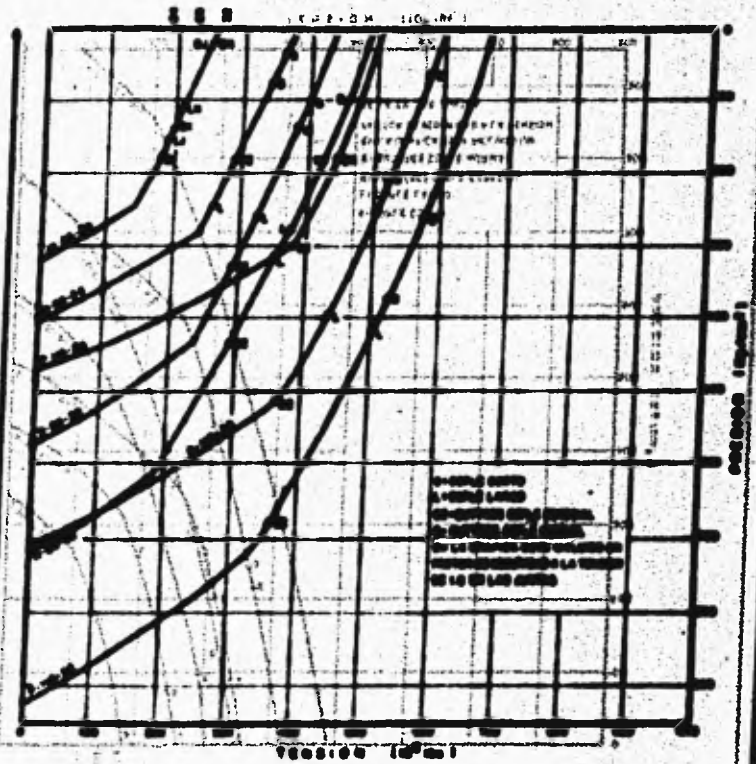
PRESION (kg/cm²)

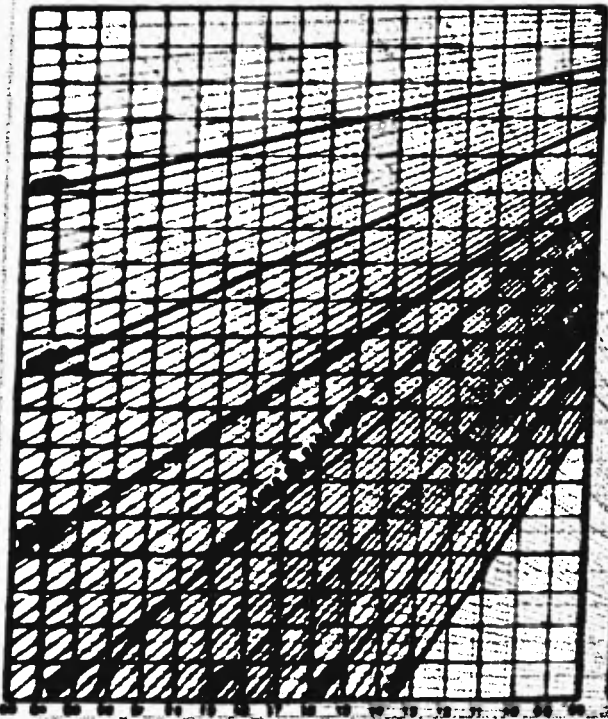
**DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE**

**PTX. CHALCABO**

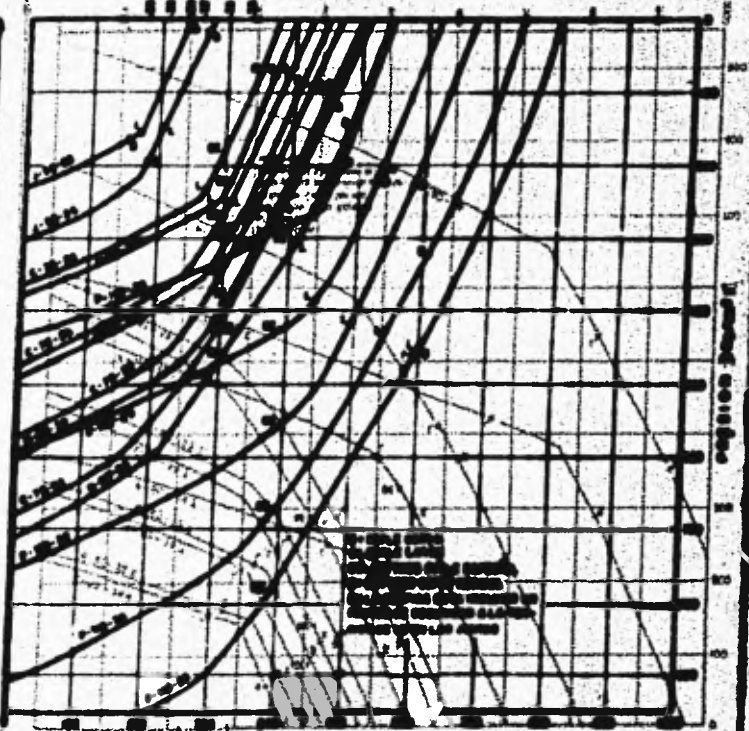


DETERMINACION DEL COEFICIENTE DE FRICTION

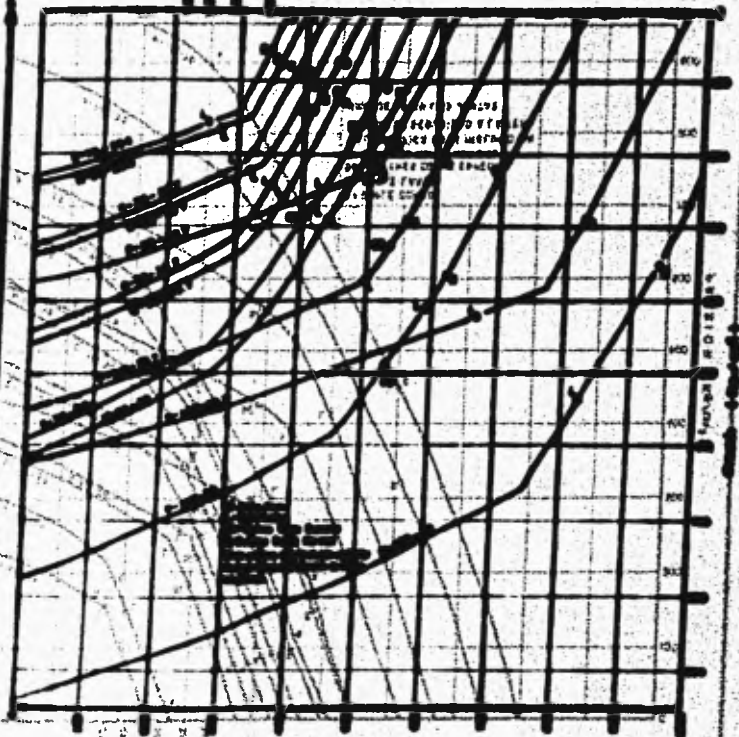
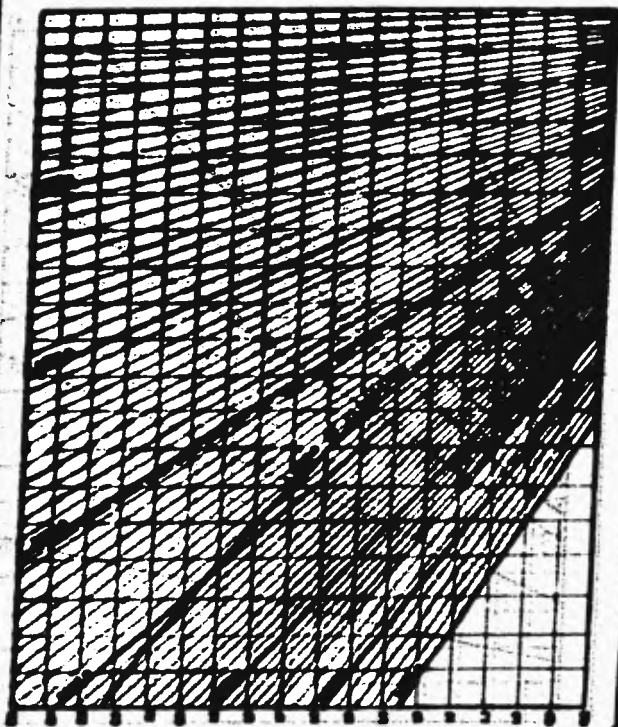




DENSIDAD DEL LODO (g/cm³)



SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

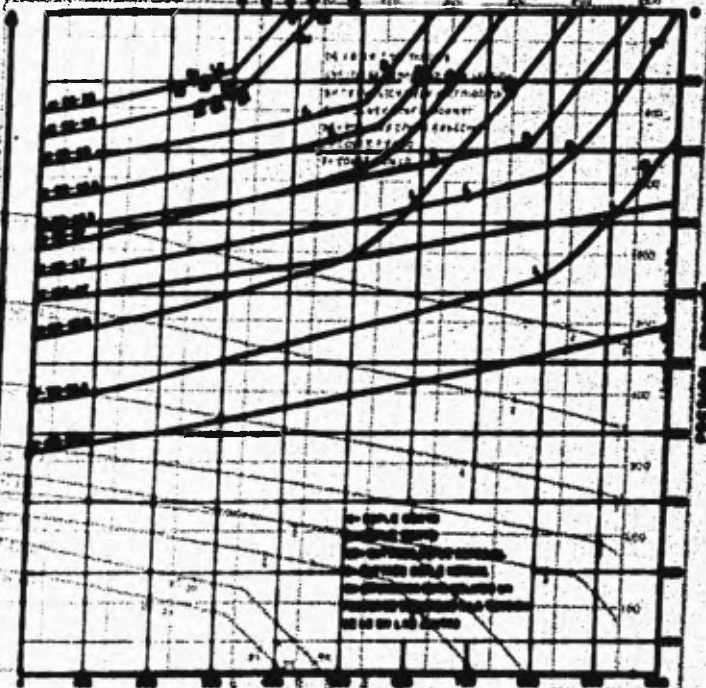
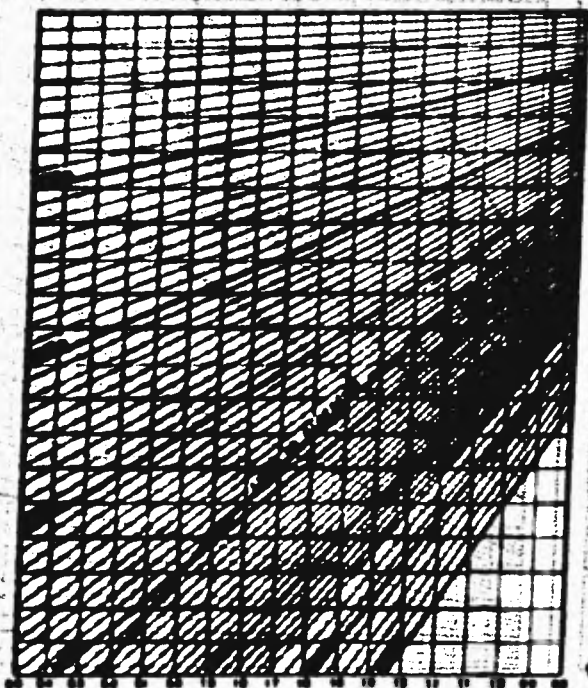


Sección en 1000 (10/10) SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO T-20

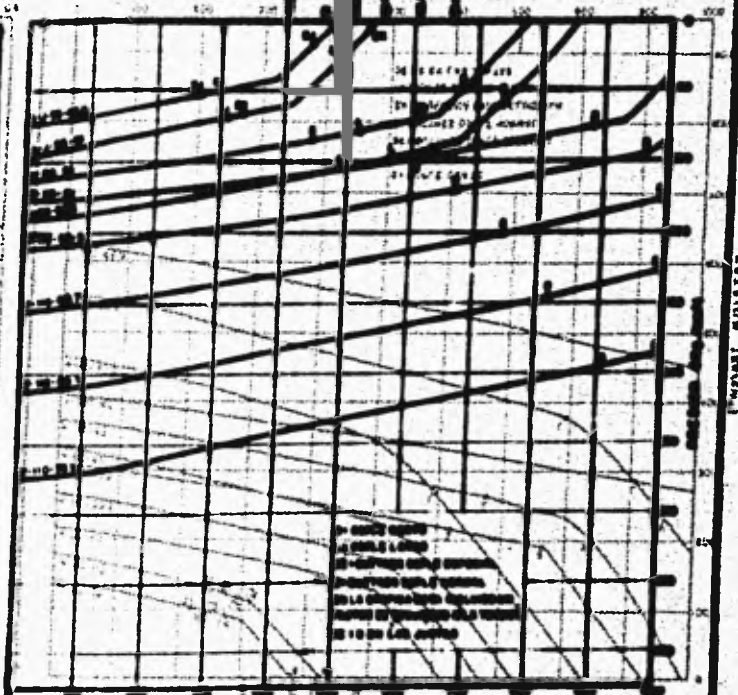
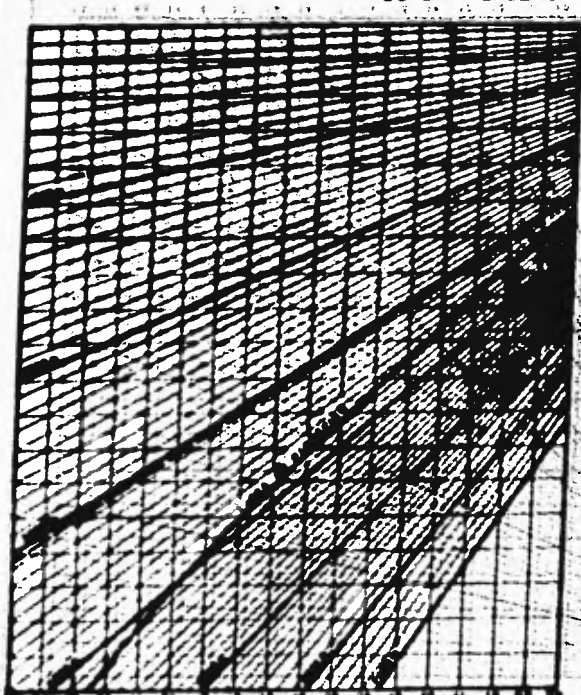
OTRO CONSIDERAR

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



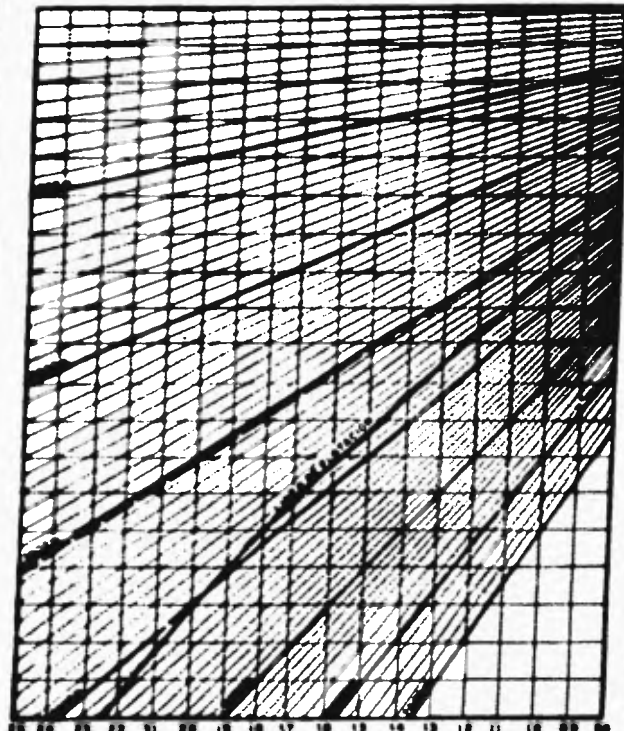
DENSIDAD DEL LODO (lb/gal) SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA

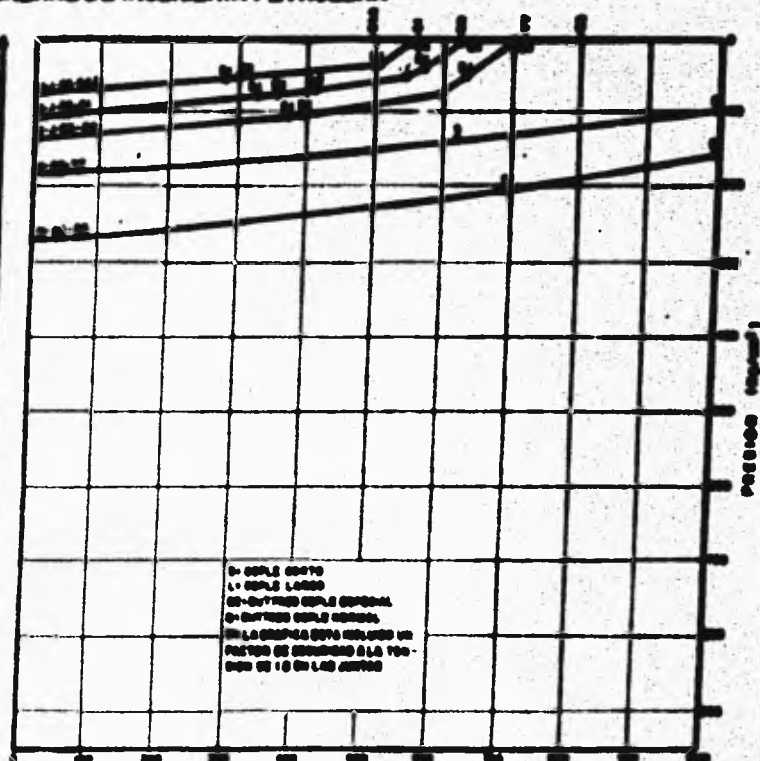


DENSIDAD DEL LODO (g/cm<sup>3</sup>)

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE INGENIERIA PETROLERA



DENSIDAD DEL LODO (gr/cc)



O- OPLE COSTO  
 L- OPLE LARGO  
 □- OPLE ESPECIAL  
 △- OPLE ESPECIAL  
 En la grafica esta incluido un  
 factor de seguridad de la 100-  
 por 100 en las curvas

TENSION (10<sup>5</sup> lbs)

DIAMETRO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO 15-3/8"

STTO. COMALCALCO



## CAPÍTULO V

### FLUIDOS DE CONTROL EN LA TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

La invasión del fluido de control a las formaciones permeables provoca una disminución de la permeabilidad de éstas, (en las vecindades del agujero, como consecuencia del taponamiento interno de los poros por partículas sólidas. Por lo que es de suma importancia usar un tipo de lodo que dañe lo menos posible las formaciones permeables durante las etapas de perforación, terminación y reparación de un pozo.

Veremos brevemente los tipos y propiedades de los fluidos de control para la perforación.

Durante las operaciones de perforación de un pozo petrolero se requiere del uso de un fluido llamado "fluido o lodo de perforación", el cual desempeñará las siguientes funciones.

#### Funciones del lodo de perforación:

- a) Controlar el flujo de fluidos de las formaciones hacia el pozo.

**b) Levantar y sacar a la superficie los recortes o fragmentos de roca que corta la barrena.**

BOSON DE CONTROL EN LA PERFORACION DE FOSOS

**c) Formar un enjarre y de esta forma desmenuar las paredes del pozo.**

**d) Entrar y lubricar la barrena en el fondo del pozo.**

entran continuamente los elementos como por ejemplo los estabilizadores

**e) Suspender los recortes y demás sólidos cuando esté el lodo estático, es decir, evitar que estos materiales se asienten.**

Los lodos o fluidos de perforación para cumplir con estas funciones deben de reunir ciertas características físicas que les permitan lograr estos objetivos.

**Características del lodo de perforación:**

- a) Densidad
- b) Viscosidad
- c) Gelatinosidad
- d) Filtrado
- e) Contenido de sólidos
- f) Salinidad, etc.

### **Características que deben vigilarse:**

**Se recomienda vigilar constantemente las siguientes características:**

**Densidad.** - La determinación y control de la densidad de los lodos es esencial para el desempeño de algunas funciones críticas, tales como la de evitar el flujo de fluidos de las formaciones hacia el pozo o también la de evitar derrumbes de las paredes del pozo. También es necesario el valor de la densidad para poder efectuar cálculos hidráulicos, cálculos de contenido de sólidos en el lodo, de consumo de materiales para aumentar o disminuir la densidad, etc.

La densidad absoluta o simplemente densidad de una sustancia es la masa de dicha sustancia dividida entre su volumen.

La densidad del lodo nos dará una cierta presión hidrostática la cual estará actuando en la "cara" de las formaciones, por eso es que radica la importancia del control de la densidad del lodo por que una densidad alta puede originar pérdidas de circulación o una densidad baja puede provocar brotes o reventones.

Los instrumentos se emplean comúnmente para la determinación de la densidad del lodo: una balanza de lodos y un hidrómetro. La balanza de lodos es la más usada.

**Viscosidad.** - La viscosidad se define como la resistencia interna que presenta un fluido al movimiento. La viscosidad del lodo depende de la densidad, del contenido de sólidos, del tamaño del agujero, de la presión, etc.

La viscosidad es también una propiedad del lodo muy importante porque de ella depende la eficiencia para sacar los recortes a la superficie durante la circulación del lodo. También la viscosidad del lodo afecta la velocidad de perforación, ya que al aumentar la viscosidad disminuye la velocidad de perforación de las rocas.

La determinación de la viscosidad del lodo se efectúa mediante dos instrumentos que son: el embudo Marsh o un viscosímetro (Fann, Stormer).

**Gelatinosidad.** - La fuerza de gelatinosidad o simplemente gelatinosidad, es el esfuerzo de corte necesario para iniciar una velocidad de corte apreciable en un lodo y es función de las fuerzas entre partículas. Esta propiedad es una característica de los líquidos tixotrópicos.

La tixotropía es un proceso isotérmico y reversible en el

que los líquidos plásticos en reposo adquieren una consistencia gelatinosa, la cual desaparece después por agitación.

Esta propiedad del lodo sirve principalmente para evitar el decantamiento (asentamiento) de los sólidos contenidos en el lodo, al suspender la circulación, es decir, cuando el lodo está en reposo evita que se asienten los recortes y demás sólidos que contiene el lodo.

La gelatinosidad se puede determinar de varias maneras ya sea mediante un gelatinómetro de peso muerto o mediante otro aparato llamado reómetro baroid. También mediante el viscosímetro Fann se puede obtener la gelatinosidad del lodo.

**Filtrado.** - La pérdida de líquido (fase continua) en un lodo - debido a la filtración, es controlada por el enjarre (película) formado por los sólidos contenidos en el lodo.

Para determinar el filtrado la prueba que se hace consiste en tomar una muestra del lodo y someterla a presión y temperatura con el objeto de conocer la habilidad que tienen los componentes sólidos y químicos del lodo para formar una película delgada y de baja permeabilidad. El valor del filtrado y el espesor del enjarre dependen

de la concentración y naturaleza de los sólidos contenidos en el lodo, especialmente los de dimensiones coloidales de la concentración y naturaleza de los líquidos emulsionados en el lodo; de la presencia de ciertos reactivos en el lodo, etc.

Los valores adecuados del filtrado y del enjarre varían de una área a otra dependiendo de las características de las formaciones perforadas.

El filtrado del lodo es originado de dos maneras, cuando el lodo está en reposo (estático) o cuando está en circulación (dinámico).

Para disminuir el daño causado a las formaciones permeables con el filtrado del lodo, este líquido que se filtra debe ser compatible con el fluido contenido en la formación; por ejemplo en el caso que la base continua del lodo sea agua, entonces debe ser un agua que tenga la misma salinidad que el agua contenida en la formación.

**Contenido de sólidos.** - El contenido de sólidos es otra de las propiedades que deben vigilarse constantemente. El contenido de sólidos nos da una idea del tratamiento a seguir para acondicionar un lodo, para mejorar sus propiedades reológicas y además tiene relación directa con la velocidad de perforación ya que al aumentar el contenido de sólidos disminuye la velocidad de perforación, debido a que los sólidos aumentan la viscosidad del lodo.

**La medición del contenido de bentonita y de arcilla en el lodo de perforación es un proceso que se realiza de la siguiente manera:**

### **Clasificación de los lodos de perforación:**

**Una clasificación general de los lodos de perforación, de acuerdo al tipo de fluido usado como base continua, es la siguiente:**

- 1) Lodos base agua (ya sea agua dulce o agua salada)**
- 2) Lodos base aceite o de emulsión inversa**

**Los lodos base agua están constituidos por una mezcla de agua con bentonita y barita. La bentonita sirve para darle viscosidad y gelatinosidad y la barita sirve para darle densidad.**

**La bentonita puede ser edáfica cuando se usa agua dulce y cefálica para cuando se use agua salada.**

**Los lodos base agua son sistemas inestables ya que continuamente se modifican. Además todos los lodos base agua hidratan, en mayor o menor grado, las arcillas de las formaciones perforadas, provocando un rompimiento del equilibrio estable en que se encuentran en su estado natural, aunque se trata de evitar este problema con la adición de reactivos.**

La hidratación de arcillas en las paredes del agujero trae como consecuencia una serie de problemas como son: la pérdida de tubería por la hinchazón de las arcillas, la mala calibración de los agujeros por derrumbes de las paredes, disminución en la velocidad de perforación porque las arcillas que eran friables (que se desmenuzan fácilmente) en su estado natural, se vuelven plásticas o semiplásticas al ser hidratadas.

(SOLUCIÓN: LUGAR O SOLUCIÓN BUENA PARA ESTE PROBLEMA ES EL USO DE LODO BASE ACEITE O LODO BASE EMULSIÓN INVERSA.)

Los lodos base aceite o de emulsión inversa son aquellos que tienen como fase continua (fase externa) el aceite. Los lodos base aceite están constituidos por aceite con barita y bentonita. Los lodos de emulsión inversa están constituidos por una emulsión de aceite y agua en la que el aceite es la fase continua y el agua forma la fase dispersa y mantienen su estabilidad debido a la adición de emulsificantes.

Las ventajas y desventajas que tiene el lodo base aceite sobre el lodo base agua son las siguientes:

#### Ventajas:

- No hidratan las arcillas de las formaciones
- No daña las formaciones, el filtrado
- Produce una película de enjarre más delgada



**g) Lubrica mejor las partes del equipo**

**e) No se contaminan fácilmente**

**f) No deslaza tanto las formaciones evitando formar cavernas**

**Desventajas:**

**a) Su alto costo**

**b) Provoca algunos problemas en algunos registros geofísicos**

**c) Puede provocar problemas de incendio cuando el aceite usado sea combustible.**

**Fluidos de control usados durante las operaciones de terminación:**

**ción:**

Para poder efectuar todas las operaciones en la terminación de un pozo es necesario que el pozo esté lleno de un fluido, el cual puede ser: agua dulce, agua salada, lodo, etc.

Algunos de los agentes que dañan más a las formaciones permeables son: el filtrado y la densidad del lodo, diseñados inadecuadamente por lo que se recomienda vigilar continuamente sus propiedades.

Para efectuar la terminación de un pozo también se usan lodos especiales, entre los cuales están los siguientes:

a) Fluidos de soluciones químicas. - Estas constituidos por soluciones químicas especiales que dan alta densidad, no son corrosivos y no contienen sólidos. Se pueden preparar con densidades de 1.02 hasta 1.5 <sup>gr</sup>/cc.

b) Fluidos de cloruro de sodio (sal). - Esta solución se usa como fluido empacador y es de bajo costo. La corrosión que puede provocar este fluido se evita aumentando su pH mediante sosa cáustica, cal y cromato. Se logra alcanzar con este fluido hasta densidades de 1.2 grs/cc.

c) Fluidos de cloruro de sodio-soda ash (cal). - El fluido obtenido de esta mezcla no es corrosivo y se obtienen densidades hasta de 1.28 grs/cc.

d) Fluidos de cloruro de calcio. - Son fluidos no corrosivos y son lo debidamente alcalinos y se obtienen densidades hasta de 1.47 grs/cc.

Cálculos útiles en problemas de lodos:

En esta parte daremos cuatro casos en los que más comúnmente es necesario efectuar cálculos en los lodos de control.

Primeramente daremos la simbología de las diferentes varia-

las usadas en las fórmulas que vamos a necesitar, sea:

$P_o$  = peso del lodo original, antes de agregarle otro mate-

rial (Kgs.)

$P_a$  = peso del material agregado al lodo (Kgs.)

$P_f$  = peso final del lodo, después de agregarle el material

(Kgs.)

$V_o$  = volumen original del lodo, antes de agregarle otro ma-

terial (Lts.)

$V_a$  = volumen del material agregado (Lts.)

$V_f$  = volumen del lodo final, después de agregado el material

(Lts.)

$D_o$  = densidad original del lodo (Kgs/Lts.)

$D_a$  = densidad del material agregado (Kgs/Lts.)

$D_f$  = densidad final del lodo (Kgs/Lts.)

Caso No. 1. Se desea preparar  $80 \text{ m}^3$  de lodo bentonítico al 6% en peso.

¿Determine cuánto bentonita se necesita?

Solución:

Por cada 100 Kgs. de lodo necesitamos poner 6 Kgs. de bentonita y los 94 Kgs. restantes de agua, considerando que 1 Kg. de agua equi-

vale a 1 Lt. de agua y como 1 m<sup>3</sup> de agua tiene 1,000 Lts. y por lo tanto tiene 1,000 Kgs.

Peso total del lodo = 80 m<sup>3</sup> x 1,000 Kgs/1 m<sup>3</sup> = 80,000 Kgs.

Como de este peso el 6% debe corresponder a bentonita, entonces:

Peso de bentonita = 80,000 Kgs. x 0.06 = 4,800 Kgs.

Pero como se empaqueta en sacos de 50 Kgs. cada uno,

entonces:

Cantidad de bentonita (en sacos) = 4,800 Kgs./50 Kgs./saco

= 96 sacos

**Caso No. 2** Se desea aumentar la densidad del lodo que tiene una densidad inicial de 1.23 grs/cc. hasta una densidad final de 1.70 grs/cc.

Si tenemos un volumen 100 m<sup>3</sup>, ¿cuánta barita se necesita agregar?

La fórmula usada para calcular la cantidad de barita que se necesita agregar para aumentar la densidad del lodo, es la siguiente:

$$W = \frac{Df - D_0}{\frac{D_0}{D_b}}$$

En donde:  $W =$  cantidad de material agregado (baritas) por cada litro de lodo.

Como la  $D_a = 3.4 \text{ gra/cc.}$ , sustituyendo valores queda:

$$W = \frac{1.70 - 1.23}{1 - \frac{1.23}{3.40}} = 0.73 \text{ Kgs/l Lt.}$$

Volumen de lodo =  $100 \text{ m}^3 \times 1,000 \text{ Lts/m}^3 = 100,000 \text{ Lts.}$

Cantidad de barita (en Kgs.) =  $100,000 \text{ Lts.} \times 0.73 \text{ Kgs/Lts.}$

$$= 73,000 \text{ Kgs.}$$

Cantidad de barita (en sacos) =  $73,000 \text{ Kgs}/50 \text{ Kgs/saco} = 1,460 \text{ sacos}$

La cantidad de barita que hay que agregar son = 1,460 sacos.

Caso No. 3 Determinar la densidad resultante de un lodo que tiene un volumen inicial de  $85 \text{ m}^3$  de lodo y una densidad inicial de  $1.58 \text{ Kgs/Lt.}$  al agregarle  $9 \text{ m}^3$  de agua de una densidad de  $1.0 \text{ Kgs/Lt.}$

Solución:

Usaremos la siguiente fórmula:  $D_f = D_o - \frac{V_a}{V_f} (D_o - D_a)$

Sustituyendo valores:

$$D_f = 1.58 - \frac{9,000}{94,000} (1.58 - 1.0) = 1.53 \text{ Kgs/Lt.}$$

**Caso No. 4** Disminuir la densidad de un lodo agregándole aceite.

Se desea disminuir la densidad de 80 m<sup>3</sup> de 1.72 Kgs/Lt.

hasta una densidad de 1.25 Kgs/Lt. agregándole un aceite

de 0.819 Kg/Lt. de densidad.

Usaremos la siguiente fórmula:  $V_a = V_o \frac{D_o - D_f}{D_f - D_a}$

Sustituyendo queda:

$$V_a = 80,000 \text{ Lts.} \frac{1.72 - 1.25}{1.25 - 0.819} = 87,200 \text{ Lts.}$$

## CAPÍTULO VI

### TIPOS DE TERMINACIÓN

La terminación de un pozo petrolero, es uno de los trabajos que vienen a complementar los de perforación y son tan importantes como estos.

Por medio de la terminación de un pozo es como se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie, aprovechando para esto la energía natural del yacimiento.

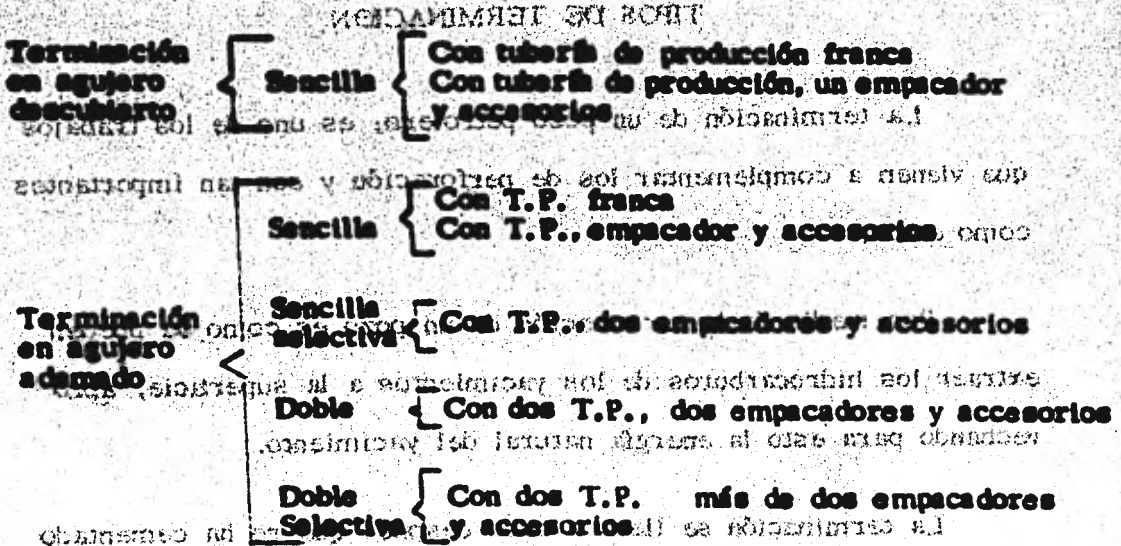
La terminación se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de ademe de explotación o bien en agujero descubierto.

Para llevar a cabo la terminación, debe planearse y programarse previamente su desarrollo, debido a que existen varios tipos de terminación.

Para cualquiera que sea la terminación que se programe, se tendrán tres tipos de pozos que son:

- a) Pozo con yacimiento productor descubierto
- b) Pozo con yacimiento productor cubierto con tubería de ademe
- c) Pozo con yacimiento productor cubierto con T. R. corta.

En cada tipo de pozo antes indicado se pueden efectuar las siguientes terminaciones:



**A. -Terminación sencilla con tubería de producción franca:**

La terminación sencilla con T.P. franca en un pozo que tiene su formación productora en agujero descubierto, se muestra en la figura VI-1.

Este tipo de terminación puede cumplirse cuando se tengan los requerimientos siguientes:

- Que la formación productora no sea deslizable
- Que en la formación productora no se tengan diferentes contactos gas- aceite o aceite-agua.



- Que se tenga un conocimiento claro de su comportamiento durante su explotación.

### Ventajas:

- a) Es una terminación rápida y menos costosa que cualquier

- b) El tiempo de operación es mínimo comparado con los otros tipos de terminación

- c) Se pueden obtener grandes gastos de producción, porque

se puede explotar por la T.P. y el espacio anular entre

### Desventajas:

- a) La T.R. de explotación está en contacto con los fluidos

del yacimiento, y si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañar la tubería.

- b) Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R. por lo cual siempre estará fatigada por esta causa.

- c) No se pueden efectuar tratamientos o estimulaciones, --

cuando las presiones de inyección son mayores que la presión interior que resiste la T.R.

Que se tenga un conocimiento claro de su comportamiento

### **Desarrollo de la Operación:**

Cuando se lleve a cabo una terminación de este tipo, se efectúan los siguientes trabajos.

- a) Bájese la T.P. franca hasta la profundidad deseada con el peso de la sonda con quinientos libras.
- b) Cúlgase la T.P. en el niple colgador del medio árbol de válvulas.
- c) Qúitase los preventores que se tienen instalados e instálase el medio árbol de válvulas que hace falta para tener el árbol completo en el pozo.
- d) Pruébese las conexiones que se han instalado a la presión de trabajo que recomienda el fabricante.
- e) Lávase el pozo desplazando éste por agua, mediante circulación inversa.
- f) Si el pozo no fluye indúzcase con sonda o con nitrógeno.
- g) Límpiese y afórese para que el pozo quede listo para pasar a la batería y ser explotado.

Desventajas:

**B. - Terminación sencilla en agujero descubierto con T.P., em-  
pacador y accesorios:**

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tubería de adems, se puede efectuar con empa-

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tubería de adems, se puede efectuar con empa-  
cador sencillo recuperable o permanente, todo dependerá del tipo  
de hidrocarburo que se desea explotar, así como de las presiones  
que se separan del yacimiento durante su explotación, e bien (por ope-  
raciones que se deseen efectuar después de la terminación, acidifi-  
caciones o tratamientos de limpieza, fig. VI.2

**Ventajas:**

a) Es una terminación en la cual la presión del yacimiento  
así como la presencia de fluidos corrosivos, no afecta a la tubería  
de adems de explotación, por estar aislados éstos a base del empa-  
cador y la T.P.

b) Se puede efectuar cualquier tipo de acidificación o fractu-  
ramiento, no importa las presiones que se requieran.

c) En caso de que se requiera un gasto considerable, se  
puede abrir la válvula de circulación para explotar por el espacio  
anular simultáneamente.

**Desventajas:**

- Terminación sencilla en conjunto descrito con T.R. am-

**a) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos**

**viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como mayor**

**costo.**

- Este tipo de terminación es un poco con forma de

en su técnica con respecto a otros, se puede ejecutar con un

**b) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de**

**producción.**

de hidrocaburo que se desea explorar, así como de las presiones

**c) Al tener aceites viscosos es más difícil la explotación.**

- Este tipo de terminación es un poco con forma de

**Desarrollo de la operación:**

**a) Con el pozo lleno de fluido de perforación y las conexio-**

**nes provisionales se baja la herramienta para reconocer el interior**

**de la T.R.**

- Este tipo de terminación es un poco con forma de

**b) Si se usa emparador recuperable, se baja éste con el**

**aparejo de producción hasta la profundidad programada, se ancla el**

**empaador dejando el peso recomendado por el fabricante y el res-**

**to queda colgado del niple colgador que lleva el árbol de válvulas.**

**c) Se quitan las conexiones provisionales y se instalan las**

**definitivas, como el medio árbol de válvulas que falta.**

- Este tipo de terminación es un poco con forma de

- d) Se prueban las conexiones a la presión adecuada de trabajo, manteniéndose de que la presión sea de 100 lb. por pulg. cuadrada.
- e) Se lava el pozo desplazando todo por agua mediante circulación inversa si es satisfactoria la prueba de presión.
- f) Con líneas de acero se cierra la válvula de circulación, y al término de lavar el pozo se manifiesta presión del yacimiento en la superficie de no suceder esto se desplaza el fluido de la T.P. por nitrógeno y posteriormente se cierra la válvula.
- g) Se descarga el nitrógeno de la T.P. a la atmósfera con el pozo estrangulado para evitar colapsar la T.P.
- h) Se induce y se limpia el pozo y posteriormente se pasa a la batería de recolección.

#### C. - Terminación sencilla con agujero adornado y T.P. franca:

Este tipo de terminación es igual a la terminación con T.P. franca, sólo que aquí se tiene que disparar en la T.R. para poder poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo. Fig.

**Ventajas:**

- Se evita el desperdicio de gas al ser el gas quemado en el momento de la terminación.

**Son las mismas que la terminación en agujero adomado con T.P. fraca.**

**Desventajas:**

**También con las mismas.**

**Desarrollo de la operación:**

**Son las mismas con la única diferencia que después de lavar el pozo se deben efectuar los disparos de producción.**

**D. - Terminación sencilla en agujero adomado, con T.P. empacador y accesorios:**

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas-aceite o aceite-agua, ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo para la terminación como en el caso de la terminación anterior, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburo. Fig. VI-4

en tal forma que hagan falta con el empacador y a la vez

**Son las mismas que para la terminación sencilla con agujero**

**descubierto y el empacador anclado en la T.R.**

**Desventajas:**

**Las mismas de la terminación anterior.**

**Desarrollo de la operación.**

Una vez tomada los registros que nos indiquen que la conexión

de la T.R. de explotación es correcta, lo primero que debe

hacerse es:

a) Con las conexiones provisionales que debe tener el pozo,

se baja con barras y escarador hasta la profundidad interior.

b) Se desplaza el lodo por agua y se saca la herramienta.

c) Si el empacador es permanente, se baja éste con cable --

o con la T.P. se ancla a la profundidad programada y posteriormen

te se introduce la T.P. con el mandril de anclaje del empacador y

demás accesorios.

d) Se hace el ajuste para que las unidades selladoras queden

en tal forma que haga sello con el empacador y a la altura T.P.

quede colgada en la parte superior, (sin colgador.)

202

e) Se quitan las prevenciones y se baja la parte del ar-

bol de válvulas que se tiene, se prueba la eficiencia de las conexio-

nes con la presión indicada por el fabricante, sin que ésta se co-  
munique a la tubería de producción.

f) Con las pistolas adecuadas se baja el número de cargas

previamente seleccionadas por unidad de longitud, tantas como sean  
necesarias para el intervalo programado.

g) Si el pozo se reprisiona al momento del disparo, una -

vez que se ha secado el cable y la cabeza utilizada para efectuar  
los disparos, se abre el pozo y se limpia y posteriormente se pasa  
a la batería.

h) Si no acumula presión una vez recuperada la cabeza de  
disparos, se baja con línea de acero la herramienta y se abre la  
válvula de circulación.

i) Se desplaza el fluido de la T.P. con gas inerte, se cierra

la válvula de circulación, se recupera la herramienta y se des-  
carga la presión del nitrógeno a la atmósfera, se induce el pozo,  
se limpia y se pasa a la batería.



En el caso de que el pozo tenga cierta zona cementada, el desarrollo de la operación varía un poco, o sea:

Se continúa con los puntos a, c, d y e, después se lleva a cabo el punto b, en este caso se lava el pozo a través de la válvula de circulación y posteriormente se continúa con los puntos f, g, h, e, i.

### B.- Terminación sencilla selectiva con dos empacadoras y T.R. cementada.

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un yacimiento por explotar cubiertos por tubería de ademe cementada.

Esta terminación lleva dos empacadoras, el inferior permanente y el superior recuperable, accesorios entre ambos empacadores así como arriba del superior, Fig. VI.5

#### Ventajas:

a) Poder explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente, utilizando para esta operación herramienta operada con línea de acero.

La responsabilidad por parte de dicho sector, así como para poses marítimas.

**Desarrollo:**

b) Mayor tiempo en la terminación debido a las diversas herramientas que deben usarse para introducir los empacadores.

b) Las perforaciones para los intervalos por explotar, deben de hacerse con el tipo más de las y condiciones provisionales.

c) Mayor costo.

**Desarrollo de la operación.**

Una vez determinada la eficiencia de la cementación en ambos yacimientos mediante registros tomados, se procede a lo siguiente:

a) Con conexiones temporales en la superficie, bájese con barras y escarador hasta la profundidad interior, acondiciónese el todo con las características adecuadas, séquese la herramienta.

b) Bájese la pistola adecuada para que ésta no flote en el todo, dispárese el intervalo inferior y posteriormente el superior.

c) Hágase la prueba y ensamble para confirmar la tubería de adorno en ambos diámetros.

d) Mézase el empacador inferior con cable T.T. y ábrase.

e) Colócase la parte del aparato que lleva el mandril del tipo-V, que anclará en el empacador inferior, así como los demás accesorios con la válvula de circulación cerrada.

f) Quítase a continuación el empacador superior e la tubería de producción y accesorios que lleva arriba del empacador con la válvula de circulación abierta.

g) Hágase el ajuste para que el mandril inferior quede cargando el peso necesario y el resto de la tubería del niple colgador,

h) Quítase las conexiones superficiales provisionales e instálase el medio árbol de válvulas y pruébese las conexiones.

i) Desplácese el lodo por agua por circulación inversa y el se tiene presión al terminar de lavar el pozo, bájese la herramienta con línea y ciérrase la válvula de circulación.

j) En caso de no tenerse presión en la superficie antes de cerrar la válvula de circulación superior desplácese el agua por nitrógeno.

El resto el resto del pozo con tuberías y accesorios...  
b) Cierre la válvula, después la terminación de línea.

Abra el pozo previamente estrangulado, **iniciando, llenando y**  
**después a la hora de producción.**

**Fig. 4. Terminación de la línea de producción.**

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen  
más de dos yacimientos productores con características diferentes  
ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones, y se desea explotar  
los al mismo tiempo. **Fig. VI. 6**

**Ventajas:**

- a) Se pueden explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente.
- b) En caso de que alguno de estos dos yacimientos produzca fluidos o gas se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

**Desventajas:**

- a) Mayor tiempo en la terminación, más accesorios y experiencias para efectuarla.
- b) Al efectuar los disparos de producción el pozo debe estar

...son convenientes cuando se disponen de tuberías de  
...de todo, lo que en la mayoría de los casos se debe a la terminación  
...en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando

...utilizando equipos de línea para abrir, cerrar o girar  
c) Se tienen conexiones provisionales para haber introducido  
...del aparato de producción, para posteriormente instalar el medio  
...de válvulas para lavar el pozo.

a) Poder explicar simultáneamente más de un procedimiento  
d) Mayor problema para inducirlo debido a que se  
...abandonar temporalmente algún inyector por que  
...de este tipo terminación de los aparos. Este tipo terminación debe  
...de una o muchas tuberías.  
utilizarse en casos muy especiales por lo complejo que es.

c) Poder explicar el procedimiento que más conviene  
Desarrollo de la operación.

Son las mismas indicadas en la terminación sencilla selectiva del inciso a, b, c, d, e, f y g.

h) Introdúzcase la T.P. para el empacador superior, conecte a éste y efectúe el ajuste.

Después de este punto se continúa con el mismo programa indicados.

**G. - Terminación doble selectiva con dos tuberías de producción, un empacador doble, más de un empacador sencillo y accesorios.**

Este tipo de terminación es de las más complejas que se tie

son, sin embargo, son convenientes cuando se dispone de varios yacimientos en la misma estructura, ya que se pueden ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar u obtener el acceso correspondiente. Fig. VI. 7

#### Ventajas:

- Poder explotar simultáneamente más de un yacimiento.**
- Poder abandonar temporalmente algún intervalo por presencia de gas o fluidos indeseables.**
- Poder explotar el yacimiento que más convenga.**

#### Desventajas:

- Mayor tiempo en la terminación del pozo y como consecuencia más costo por este concepto.**
- Mayor costo por los accesorios que deben instalarse al aparejo de producción.**
- Se requiere amplia experiencia de campo para estos trabajos.**

#### Desarrollo de la operación.

- Una vez que se ha comprobado que todos los yacimientos**

por explotar en las perforaciones perfectamente conectadas, y se procede a efectuar los disparos de producción en el punto illeal de los perforaciones con las provisiones instaladas.

b) Se baja con barrena y escarador hasta la profundidad inferior para acondicionar nuevamente el lodo y el interior de la T.R. en la parte dañada por los disparos de producción.

c) Se introduce cable con T.P. con cada uno de los empacadores sencillos permanentes, hasta la profundidad programada, donde se anclarán cuidando de que el interior sea el de menos diámetro interior, y así se continúa con los demás.

d) Una vez anclado cada empacador se procede a conectar las unidades selladoras y espaciadores, cuidando de que éstos quedan separados igual que los empacadores para que el sello empacador multi-V sea correcto.

e) Una vez conectado todos los multi-V que van abajo del empacador doble, se procede a conectar éste y se baja, y se ancla a la profundidad programada.

f) Con el empacador doble anclado y la T.P. colgada del medio árbol se procede a bajar la T.P. de la rama superior, se conec

en el empacador se le deja el peso recomendado y el resto se cuelga de la otra media luna del árbol de válvulas, cuando se termine el

g) Se quitan preventores, se instala el medio árbol, se prueban las bombas a presión, seprueban y seprueban con T.P. con T.P. con T.P.

h) Se lava el pozo con circulación inversa a través de la válvula de circulación que queda sobre el empacador superior y que se mantenga abierta.

i) Se cierra en la parte superior la válvula correspondiente a esta rama, se abre la de la rama superior, se continúa lavando el pozo.

j) Terminado este trabajo se cierra con herramientas de llave la válvula de circulación que está abierta sobre el empacador superior.

k) Se induce el pozo, se limpia y se pasa a la batería de recolección.

#### H. - Otros tipos de terminaciones que pueden efectuarse.

Existen otros tipos de terminaciones que pueden efectuarse,

Fig. VI.8, como son:



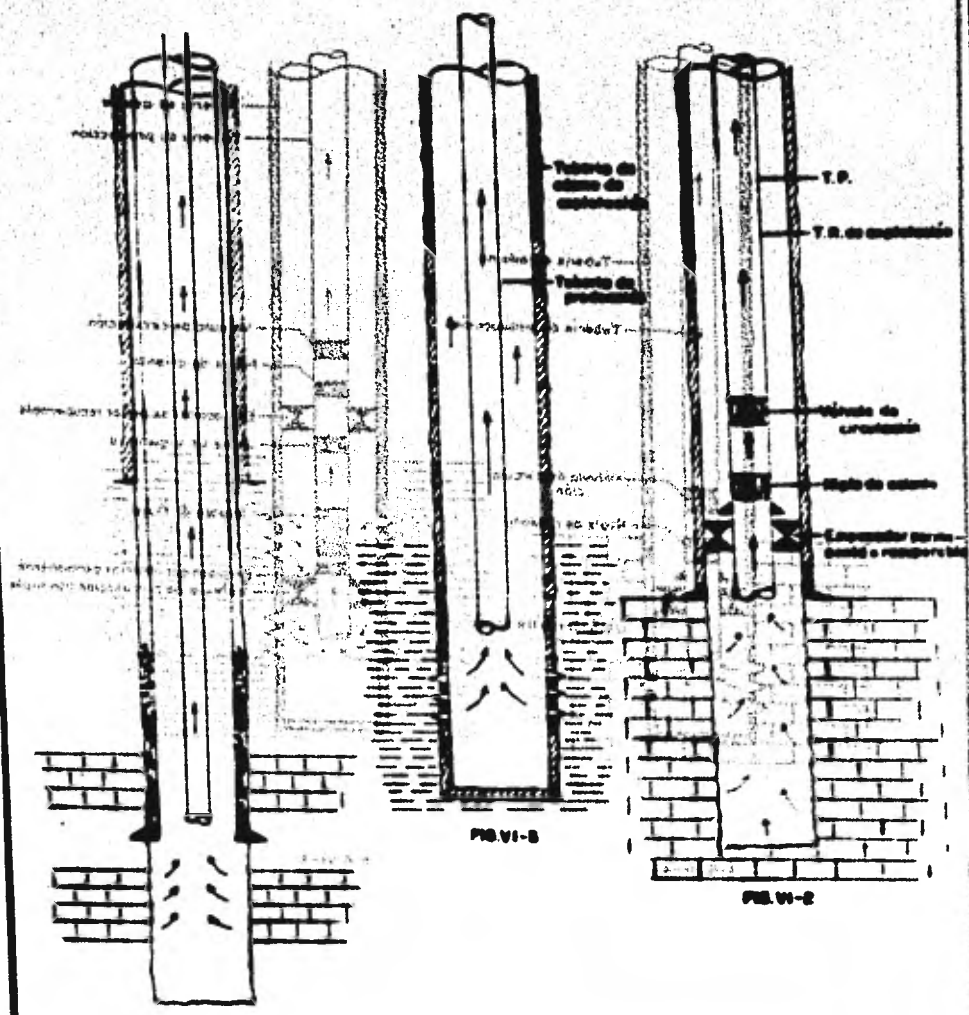
El P.B.R. no es más que dos tubos perfectamente pulidos (la hembra interiormente y el macho exteriormente), que tienen la propiedad de sellar perfectamente entre sí y a la vez desplazarse (macho) uno con respecto al otro (hembra), sin que sufra elongaciones y contracciones la T.P.

El tubo hembra se instala a continuación de la tubería corta cuando ésta se introduce al pozo para cementarla.

El tubo macho se instala en el extremo inferior de la T.P. cuando se introduce el aparejo al pozo.

La importancia de las terminaciones radica en que mediante ellas se puede controlar la explotación y comportamiento de los yacimientos.

El control a que nos referimos en el párrafo anterior debe ir enfocado para obtener la producción máxima más conveniente por pozo, cuidando de aprovechar al máximo la energía propia del yacimiento, esto se logra determinando, de antemano los regímenes de producción más adecuados y convenientes, los que se relacionan estrictamente con los dispositivos superficiales de cada aparejo de producción, con las características de las formaciones y los hidrocarburos contenidos en éstas.



**FIG. VI-1**  
**TERMINACION DE AGUERO**  
**ORDENADO**

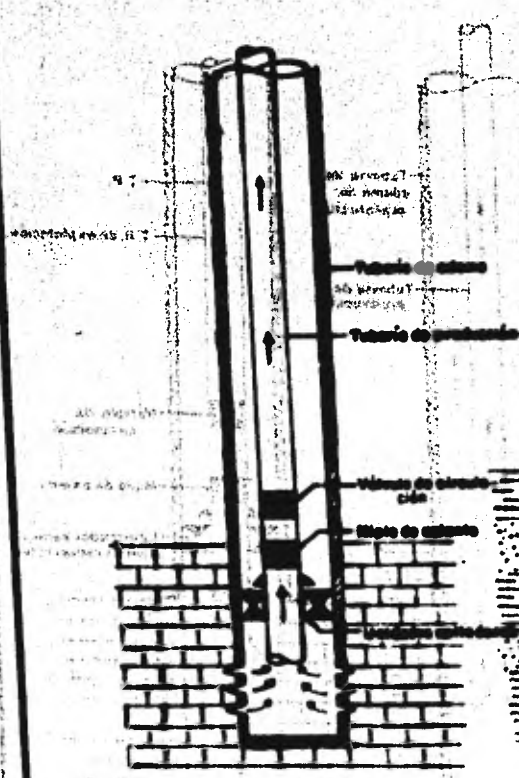
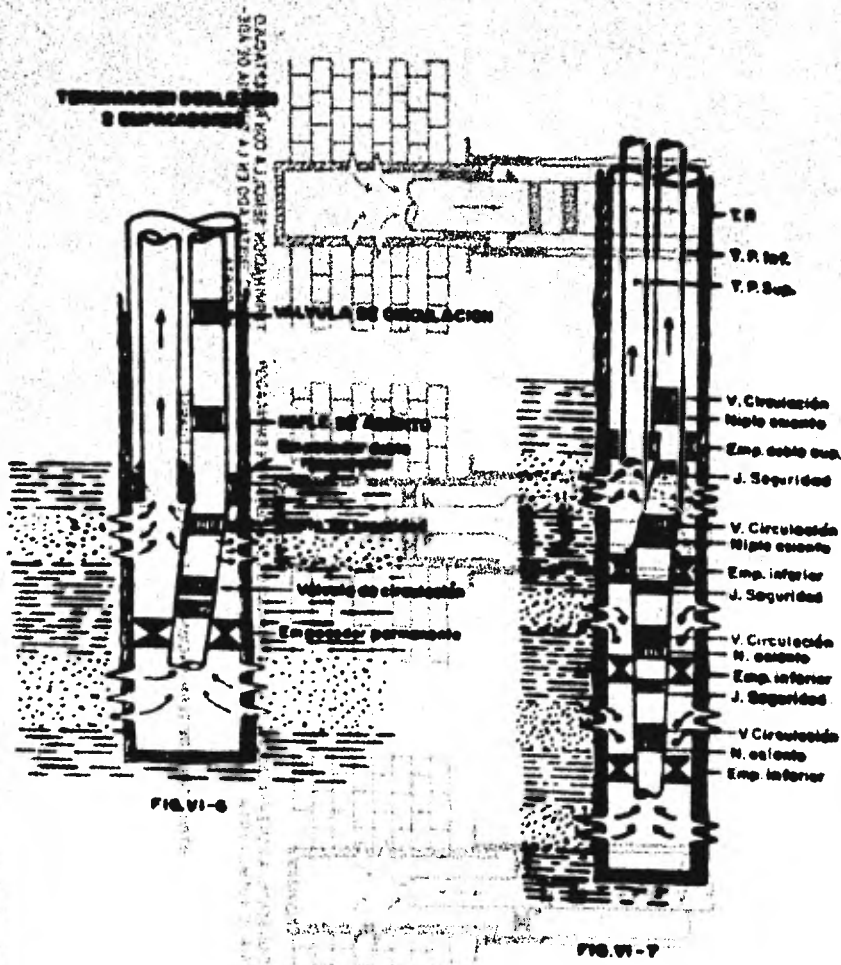


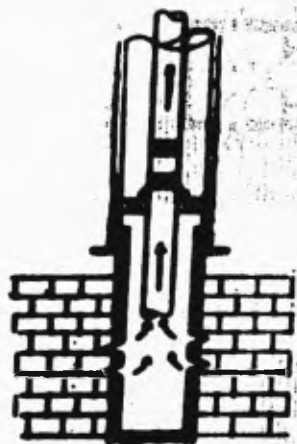
FIG. 11-6



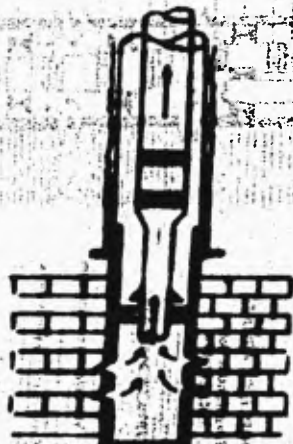
FIG. 11-8

FIG. 11-6 and FIG. 11-8  
 are part of a larger document.

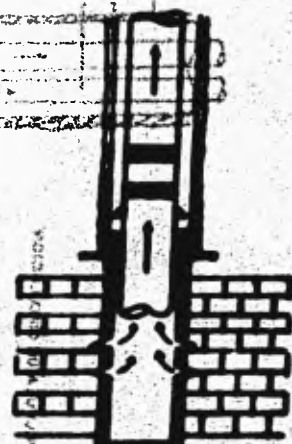




TERMINACION SENCILLA CON ESPACADORES  
EN PUERTOS DE AGUAS LARDA



TERMINACION SENCILLA CON DRENADO  
EN PUERTOS DE AGUAS LARDA



TERMINACION SENCILLA CON DRENADO  
Y SELLO EN LA BASE EN LA  
DE AGUAS

OTROS TIPOS DE TERMINACIONES QUE PUEDEN EFECTUARSE

FIG. VI-8

EMPAQUETADO  
Y TERMINACION DORSAL

### OBJETIVOS Y FUNCIONES DE ACCESORIOS SUPERFICIALES Y SUB-SUPERFICIALES EN UNA TERMINACION

El equipo superficial, (árbol de válvulas) y el sub-superficial,

son básicos en el diseño de la terminación.

Los trabajos que se desarrollan en un pozo se dividen en

dos etapas: la primera se conoce como perforación, la segunda es la terminación.

El árbol de válvulas que se utilizará en la terminación de

un pozo deberá estar diseñado para soportar las cargas de trabajo a que se someterá durante la perforación, terminación y explosión. Fig. VII-1

Durante los trabajos de perforación se utiliza diferentes partes del árbol, como la parte inferior o medio árbol de válvulas.

En la terminación se utiliza las restantes como medio árbol superior.

Las partes del medio árbol inferior son:

- Cabecero de la tubería de ademe superficial y cuna de anclaje para colgar la tubería de ademe intermedia. Fig. VII.2

- Cabecero de la T.R. superficial y cuna para anclar ésta. Fig. VII.3

El equipo superficial (árbol de válvulas) y el subterráneo

Las partes del medio árbol superior: condiciones de producción

- Carrete o cabecero de producción usado durante los trabajos de preparación del pozo para la introducción del aparato de producción.

Fig. VII.4

- El colgador de tubería de producción y las partes laterales donde van las válvulas del árbol.

Funciones de cada parte del árbol de válvulas.

El cabecero de la T.R. superficial es la primera parte del árbol de válvulas que se instala en el pozo, ya sea mediante enroscamiento o soldadura con la primer tubería de ademe cementada.

Este cabecero sirve de base para soportar las primeras conexiones superficiales de control para continuar la perforación del pozo, así como para anclar y colgar de él la siguiente tubería de ademe que se cimenta y su aislamiento entre ellas.

El cabezal o carrete de la Línea T.R. de explotación sirve para instalar, en él, las conexiones provisionales (provisores).

#### Clasificación de empacadores

Durante la terminación, en las partes del árbol ya existentes, se instala el carrete o cabezal de producción que sirve de base para las conexiones provisionales durante los trabajos de terminación.

El colgador para la T.P. y partes faltantes, se instala una vez que se ha introducido el aparato y servirá para el control y explotación del pozo.

#### Empacadores de producción.

Los empacadores de producción son herramientas sub-superficiales que se utilizan para formar un sello entre la T.R. de explotación y la tubería de producción, además para:

- Aislar los fluidos y presiones ejercidas por el yacimiento de la tubería de adena de explotación.

- Tener control y eficiencia de la explotación, durante la vida primaria de producción.

- Poder producir independientemente más de un yacimiento.



Los tipos de T.P. de empacadores se clasifican en tres categorías de acuerdo con sus condiciones de uso, las cuales se describen a continuación:

### Clasificación de empacadores.

Los empacadores de acuerdo con su mecanismo y características se pueden agrupar en:

#### Recuperables

Sencillos de anclaje hidráulico con T.P.

Dobles de anclaje hidráulico con T.P.

#### Permanentes

Sencillos de anclaje hidráulico-mecánico con T.P.

Sencillos de anclaje con cable y explosión de carga.

La selección de un empacador dependerá del tipo de terminación que se vaya a efectuar, de los fluidos y presiones que va a soportar, así como la profundidad a la cual va a quedar anclado.

Para poder tomar la decisión más adecuada, con relación a la selección de un empacador para una terminación, es conveniente tomar en consideración lo siguiente.

- Gasto que se espera extraer del pozo, área de flujo.
- Presión y tipo del fluido del yacimiento.

### - **Temperatura y presión a la que quedará.**

Este es un factor importante en la selección del tipo de empaquetamiento que se usará en la circulación de la columna de circulación en el pozo.

### - **Tipo de anclaje y demarcación del empaquetador.**

Como se ha visto con anterioridad la terminación entre más sencilla se programe, menos problema se tendrá al efectuarse, así como para la rehabilitación del pozo en el futuro.

### **Recomendaciones para el anclaje.**

Para que el empaquetador que se introduce al pozo trabaje eficientemente, no importa el tipo o la marca, es necesario tener en cuenta las recomendaciones del fabricante por cuanto a presión, peso o torsión con que debe quedar el empaquetador anclado. Como ejemplo de un empaquetador mostramos uno en la Fig. VII.5

### **Accesorios del aparato de producción.**

Los accesorios que se instalan al aparato de producción están en función del tipo de terminación que se va a diseñar y serán tan abundantes como las necesidades o peligros del pozo lo requieran.

### Aplicación.

La aplicación principal de la camisa deslizante o vítula de circulación es la de obtener un medio de circulación en el pozo con terminación sencilla o múltiple, puede usarse para circular en pozos con circulación directa, introducir el ácido, fracturar formaciones, etc.

También se usa para dirigir el flujo del espacio anular al interior de la T.P.

En terminaciones sencillas selectivas o dobles selectivas, pueden usarse al pozo cualquier número de camisas y operarlas selectivamente.

### Operación.

La camisa deslizante puede instalarse en el aparejo de producción en posición abierta o cerrada, normalmente se instala para ser abierta hacia arriba, como la camisa tiene conexión macho en ambos extremos, puede colocarse para que abra hacia abajo si así se desea.

### Características principales.

- El diámetro exterior de su cople y el de las aberturas

que tiene en el interior, son iguales a las de la cámara de produc-  
ción, por lo cual son ideales para terminaciones múltiples.

- Tiene mayor resistencia a la tensión que la T.P. de los  
distintos que se usan.

- Permite una completa selectividad de operaciones de pozos  
que lleven más de una camisa en el aparejo de tubería de producción.

- Tiene baja fricción al deslizarse y lleva dos sellos de alta  
presión en ambos lados de los orificios de circulación.

- La fuerza para deslizarse es independiente de la temperatu-  
ra y presión que tenga el pozo.

- Tiene ranuras en la parte superior de los orificios que fa-  
cilitan igualar las presiones antes de deslizarse completamente la  
parte deslizable.

- Está diseñada para ser operada con herramientas operado-  
ras de uso común.

#### Válvulas de circulación combinadas.

Se componen de una camisa o dos niples de asiento.

Es otro de los accesorios que se introducen en los aparatos de producción de cualquier tipo. Los tipos de asiento son accesorios que sirven para: separar horizontes mediante la colocación de un tapón para estrangular flujo, para abandonar intervalos, etc.

**Junta de seguridad.**

La junta de seguridad es otro de los accesorios que se incluyen en los aparatos de producción principalmente en las terminaciones múltiples. Fig. VII. 4

La función de la junta de seguridad que se instala en el aparato múltiple sirve para desconectar la T.P. en esta parte por lo cual debe colocarse inmediatamente después del empacador recuperable.

Estas juntas pueden ser operadas por tensión o por rotación a la derecha con la T.P., todo depende del tipo de junta.

#### Camisa de expansión.

La camisa de expansión es otro accesorio que se instala en el aparato de producción sencillo en pozos profundos, su función

En la práctica no se común el cálculo de las elongaciones o contracciones de la T.P. en los pozos profundos, entre elongaciones o contracciones de la tubería por los cambios de temperatura a la que se somete durante un trabajo de perforación. Se debe tener en cuenta que el coeficiente de dilatación de los metales es muy pequeño, por lo que el efecto de las elongaciones o contracciones de la tubería por los cambios de temperatura es insignificante. Sin embargo, cuando se trabaja en pozos profundos, se debe tener en cuenta que la tubería se somete a grandes presiones internas, lo que puede causar una elongación o contracción de la tubería. Cuando una terminación sencilla no se hace con receptáculo pulido o con varias unidades selladoras, al presentarse los movimientos de la tubería se puede desconectar dentro de la T.R.

### Cualquiera que sea el tipo de terminación sencilla permanente

que se efectúe en el pozo, deben calcularse las elongaciones o contracciones, para determinar la longitud de cualquiera de los accesorios que se usen y en esa forma tener la certeza de que el aparato trabajará correctamente.

### Movimientos ascendentes y descendentes de la tubería de producción en un pozo.

El cálculo de los movimientos ascendentes o descendentes por cambios de temperatura o por presión interna, son complejos; sin embargo, deben efectuarse al diseñar el aparato de producción para la terminación.

En la práctica no es común obtener efectos para densidades inferiores a las mencionadas en las tablas de contracción de la T.P. ya que los efectos por baja temperatura ( $20^{\circ}\text{C}$ ) o presiones de  $20 \text{ Kg/cm}^2$  por lo general no se disponen de los medios necesarios en el pozo para medirlos.

Cuando la tubería es sometida a altas temperaturas  $150$  a  $200^{\circ}\text{C}$  y altas presiones como  $500$  a  $700 \text{ Kg/cm}^2$ , las elongaciones o contracciones de la tubería en pozos profundos ( $5,000 \text{ m}$ ) pueden llegar hasta los  $10$  a  $20$  metros, todo depende del grado, peso y diámetro de la tubería que se use.

### Consideraciones en el diseño de T.P. en un aparato de producción.

Todas las consideraciones que se toman en cuenta para el diseño de la T.P. son las siguientes:

A. - Determinación del peso de una T.P. en diferentes medios de fluido.

**Ejemplo:**

Si tiene una T.P. de  $3 \frac{1}{2}''$ , P-105,  $9 \text{ lb/pla}$  en el aire, determine el peso de ésta, si se introduce en diferentes fluidos como lodo de  $\rho = 1.5 \text{ gr/cm}^3$  y agua de  $\rho = 1.00 \text{ gr/cm}^3$ .

**Fórmula para determinar el peso en diferentes fluidos.**

$$W_f = W \left( 1 - \frac{d_f}{d_s} \right)$$

**Dada:**

**$W_f$  = peso de la T.P. (en Kg.) dentro del fluido**

**$W$  = peso de la T.P. (en Kg.) en el aire**

**$d_f$  = densidad del fluido (en  $\text{gr/cm}^3$ )**

**$d_s$  = densidad del acero (en  $\text{gr/cm}^3$ )**

**1a. - Solución peso de la T.P. en el aire:**

convirtiendo el peso de 9.3 lb/pla a kg/m.

$$\text{Peso} = 0.9 \times 1.488 = 13.84 \text{ kg/m.}$$

**2a. - peso de la T.P. en el lodo:**

$$W_f = 13.84 \text{ kg/m} \left( 1 - \frac{1.5}{7.6} \right) \frac{\text{gr/cm}^3}{\text{gr/cm}^3}$$

$$w_f = 13.84 \times 0.81 = 11.21 \text{ kg/m.}$$

**3a. - peso de la T.P. en el agua:**

$$w_f = 13.84 \left( 1 - \frac{1.0}{7.6} \right)$$

$$w_f = 13.84 \times 0.87$$

$$w_f = 12.04 \text{ kg/m.}$$



En el aire  $13.84 \text{ kg/m}^3$

$$\text{En el agua } \frac{12.04 \text{ kg/m}^3}{1.8 \text{ kg/m}^3} \quad w = 6.7$$

En el aire  $13.84$

En el lodo  $11.21$

$$2.63 \text{ kg/m}^3$$

Por lo tanto si tenemos una T.P. de  $3 \frac{1}{2}$  a  $4,500 \text{ m}$ .

En el aire pasará  $4,500 \times 13.84 = 62.28 \text{ tons}$ .

En el agua "  $4,500 \times 12.84 = 57.78 \text{ tons}$ .

En el lodo "  $4,500 \times 11.21 = 50.44 \text{ tons}$ .

### B. - Cálculo del alargamiento de la T.P. por temperatura.

Cuando la T.P. es introducida al pozo sufre un calentamiento generado por el fluido contenido en el pozo o bien por el fluido aportado por el yacimiento ocasionando un alargamiento en la T.P.

Este alargamiento puede calcularse con la siguiente fórmula.

$$\Delta L_1 = 12 CL \Delta T$$

donde:

$\Delta L_1$  = alargamiento que sufre la T.P.

12 = factor para convertir pies a pulgadas.

$L$  = longitud de la T.P. en pies

$\Delta T$  = incremento de la temperatura en  $^{\circ}F$

**Ejemplo:** determine el alargamiento que sufre la T.P. de  $3 \frac{1}{2}''$  P. 105, 9.1 L/pie que se introduce en un pozo a la profundidad de 16,400 pies (5,000 m), si la temperatura en la superficie es de  $86^{\circ}F$  ( $30^{\circ}C$ ) y la de fondo es de  $322^{\circ}F$  ( $150^{\circ}C$ ).

**Solución:**

1) Determine la temperatura media.

$$86 + 322 = \frac{408}{2} = 204^{\circ}F$$

2) Determine el incremento de la temperatura. Fig. VII.6

$$\Delta T = 204 - 86 = 118^{\circ}F$$

sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$\Delta L_1 = 12 \times 6.9 \times 10^{-6} / 1^{\circ}F \times 16,400 \text{ ft} \times 118^{\circ}F = 160.23 \text{ in.} = 13.3 \text{ ft}$$

**C. - Cálculo del acortamiento de la T.P. por presión interna,**

Cuando a la T.P. se le aplica presión interna sobre un

acortamiento y entre mayor presión se aplique al acortamiento será mayor, esto es cuando se aplica el mandril a través del empaecedor.

La fórmula para calcular este acortamiento es:

$$L_2 = \frac{L_1}{E A_0} \left[ (A_p - A_i) \Delta p - (A_p - A_o) T A \right]$$

Donde:  $L_1$  = longitud de la T.P. en pulgadas  
 $L_2$  = longitud de la T.P. en pulgadas  
 $E$  = módulo de Young en (lb/pg<sup>2</sup>)  
 $A_0$  = área exterior de la T.P. en (pg<sup>2</sup>)  
 $A_p$  = área del interior del empaecedor en (pg<sup>2</sup>)  
 $A_i$  = área interior de la T.P. en (pg<sup>2</sup>)  
 $\Delta p$  = presión superficial aplicada a la T.P. en (lb/pg<sup>2</sup>)  
 $T A$  = presión superficial aplicada al espacio anular en (lb/pg<sup>2</sup>)

$E$  = módulo de Young para el acero =  $3 \times 10^7$  (lb/pg<sup>2</sup>)

12 = factor para convertir pulgadas a pies

$A_0$  = área de la sección transversal de la T.P. en (pg<sup>2</sup>)

$A_p$  = área del interior del empaecedor en (pg<sup>2</sup>)

$A_i$  = área interior de la T.P. en (pg<sup>2</sup>)

= presión superficial aplicada a la T.P. en (lb/pg<sup>2</sup>)

$A_o$  = área exterior de la T.P. en (lb/pg<sup>2</sup>)

= presión superficial aplicada al espacio anular en (lb/pg<sup>2</sup>)

Ejemplo: No. 1

Determine el acortamiento que sufre la T.P. de 3 1/2", P-105 de 9.3 lb/pie si el empaecedor está anclado a 16,400 pies (5,000 m) y se le aplica una presión superficial de 6,000 lb/pg<sup>2</sup>

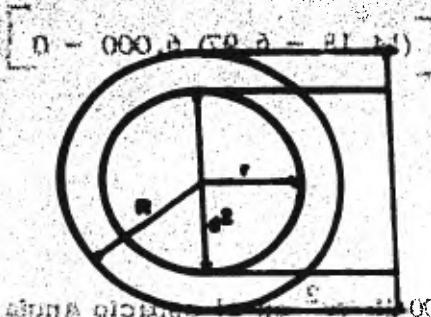
$6,000 \times 0,0703 = 421,8 \text{ kg/cm}^2$  a la T.P. el diámetro interior del empaquetador es de  $4,25 \text{ pg}^2$  y el espesor es de  $0,254 \text{ pg}^2$ . Fig. VII. 7

Solución:

1) Determine el área de la sección transversal de la T.P.

Área de una corona:  $\Delta s = \pi(R^2 - r^2)$

Hay que determinar el radio menor, se tiene que:



$$\frac{3,5 \times 1000 \times 0,01}{20,5 \times 101 \times 0,1}$$

$$0,254 \times 2 = 0,508 \text{ pg}$$

$$\text{radio } r = \text{pg } 0,508 \text{ pg} = 1,49$$

$$3,5 \text{ pg } d_1, R = 1,75$$

tenemos que:

$$3,5 - 0,508 = \frac{2,99}{2} = 1,49 \text{ pg}$$

Sustituyendo:

$$\Delta s = \pi(R^2 - r^2)$$

$$\Delta s = 3,1416 (1,75^2 - 1,49^2)$$

$$\Delta s = 2,63 \text{ pg}^2$$

Determine el área interior del empaquetador

$$\text{Área de un círculo } A_p = \pi r^2$$

Diámetro interior del empacador = 4.25 pg = 4.25 x 0.0762 = 0.324 pulgadas  
 Diámetro exterior del empacador = 4.25 pg + 0.024 pg = 4.27 pg = 4.27 x 0.0762 = 0.325 pulgadas  
 Área = 3.1416 x 1.418 x 1.418 = 6.27 pg<sup>2</sup>

Determinar el área de la sección transversal de la T.P.

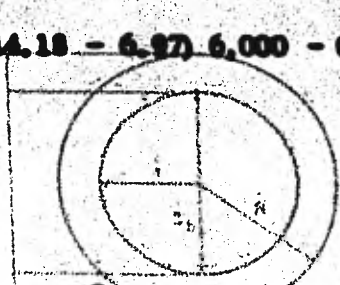
La presión en el espacio anular es 3,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Sustituyendo en la fórmula se tiene:

$$\Delta L = \frac{16,400 \times 12}{3 \times 10^7 \times 2.63}$$

$$[(14.18 - 6.27) 6,000 - 0]$$

$$\Delta L = 107.90 \text{ pg} = 9 \text{ pies}$$



Ejemplo: No. 2

Aplicando una presión de 3,000 lb/pg<sup>2</sup> en el espacio anular, se tiene otro acortamiento para este caso, nos falta conocer el valor de A<sub>o</sub>, o área exterior de la T.P.

Solución

Área exterior de la T.P.

$$\begin{aligned} \text{Área del círculo } A_o &= \pi r^2 \therefore r = 1.75 \\ &= 3.1416 \times 1.75^2 \\ &= 9.62 \text{ pg}^2 \end{aligned}$$

Sustituyendo en la misma fórmula se tiene:

$$\Delta L = \frac{16,400 \times 12}{3 \times 10^7 \times 3.55} [(7.21) 6,000 - (14.18 - 9.62) 3,000]$$

$$\Delta L = 71.6 \text{ pg.}$$

Conclusión:

$$\frac{(0.01 \text{ m} - 1.97) \times 10^{-3}}{1 - 1.97} = 1.1$$

a) Si no se le aplica presión al espacio anular, la T.P. se acorta y se aplica en forma correcta  $6\,000 \text{ lb/pg}^2$ .

Se acorta la T.P.  $107.9 \text{ pg.}$

b) Si se le aplica presión de  $3\,000 \text{ lb/pg}^2$  al espacio anular y a la T.P. en forma directa  $6\,000 \text{ lb/pg}^2$

Se acorta la T.P.  $71.6 \text{ pg.}$

Lo que nos indica que la presión aplicada al espacio anular sirve para dos cosas,

1) Poder incrementar más la presión dentro de la T.P.

2) Que la presión en el espacio anular contrarresta el acortamiento del primer caso en  $107.9 \text{ pg} - 71.6 \text{ pg} = 36.3 \text{ pg.}$

D. - Cálculo del acortamiento por deformación de la T.P. al aplicar presión interna.

Como ya se vió en el caso anterior, al aplicar la presión interna a la T.P., ésta sufre un acortamiento y como consecuencia, una deformación que se traduce en acortamiento también.

la fórmula para determinar este acortamiento,

$$\Delta L_s = \frac{2\mu}{E} \frac{(P_1 - R^2 P_0)}{R^2 - 1} L$$

donde:

$E$  = módulo de elasticidad  $3 \times 10^7$  (lb/pg<sup>2</sup>)

$\mu$  = relación de poisson

$P_1$  = presión aplicada directamente en la T.P. en (lb/pg<sup>2</sup>)

$R$  = relación entre el diámetro exterior e interior de la T.P. en (pg.)

$P_0$  = Presión aplicada al espacio anular de la T.P. y T.R. en (lb/pg<sup>2</sup>)

$L$  = profundidad del empacador en (pg.)

$12$  = para convertir pies a pulgadas

**Ejemplo:**

Determine el acortamiento que por expansión sufre la T.P. de 3 1/2" P - 105, 9.3 lb/pie si el empacador está anclado a 16,400 pies (5,000 m) y se le aplica una  $p$  superficial de 6,000 lb/pg<sup>2</sup> (421.8 kg/cm<sup>2</sup>), si la T.P. tiene un espesor de 0.254 pg. Fig.VII-8

**Solución**

Determine primero la relación que hay entre el diámetro exterior de la T.P. con el interior de esta.

$$R = \frac{D_0}{D_1}$$

Ejemplo:

Para los datos del subarreglo el coeficiente de expansión térmica de la T.P.

de  $6.9 \times 10^{-6} / 1^\circ F$  y en la superficie interna de  $1.172$  pies.  $\Delta L_3 = 2 \times 0.28 \times 12 \times \frac{6.000 \times 10^{-6}}{1.172 - 1} = 3.10$  pies.

Sustituyendo en la fórmula:

$$\Delta L_3 = \frac{2 \times 0.28 \times 12}{3 \times 10^7} \times \frac{(6.000 \times 10^{-6})}{1.172 - 1} = 3.10 \text{ pies}$$

Ahora determine el incremento de temperatura de  $118^\circ F - 80^\circ F = 38^\circ F$ .

### B.- Cálculo del acortamiento que sufre la T.P. al bombear fluidos a la temperatura ambiente.

Sabemos que al bombear fluidos por la T.P. de un pozo, este no se encuentra a la temperatura del fluido contenido por el pozo, y como consecuencia se enfría y la T.P. se acorta.

La fórmula es la siguiente:

$$\Delta L_4 = 12 CL \Delta T$$

$\Delta L_4$  = acortamiento de la T.P. en (pies)

$C$  = coeficiente de expansión del acero  $6.9 \times 10^{-6} / 1^\circ F$

$\Delta T$  = decremento de la temperatura en ( $^\circ F$ )



**Ejemplo:**

$$\frac{dQ}{dt} = R$$

Determine el calentamiento que ocurre en la T.P. de 2 A.M.T., --  
 P-105 que está introducida en un pozo a 16,400 pies y la temperatura  
 en el fondo es de 322 °F y en la superficie es de 86 °F. Fig. VL 9

**Solución**

Determine primero la temperatura media.

$$86 + 322 = \frac{408}{2} = 204 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Ahora determine el incremento de la temperatura que afecta-  
 rá a la T.P.  $204 - 86 = 118^\circ\text{F}$

Ahora determine el decremento de la temperatura que afecta a la tem-  
 peratura anterior al bombear el fluido.

$$118 - 86 = 32^\circ\text{F}$$

Sustituyendo en la fórmula.

$$\Delta L_4 = \frac{12 \times 16,400 \times 32}{6.9 \times 10^6}$$

$$\Delta L_4 = 43.4 \text{ pg.}$$

Resumiendo todos los efectos tenemos:

$$L_1 = 160.2 \text{ pg.}$$

$$L_2 = 107.9 \text{ pg.}$$

$$L_3 = 61.2 \text{ pg.}$$

$$L_4 = 43.4 \text{ pg.}$$

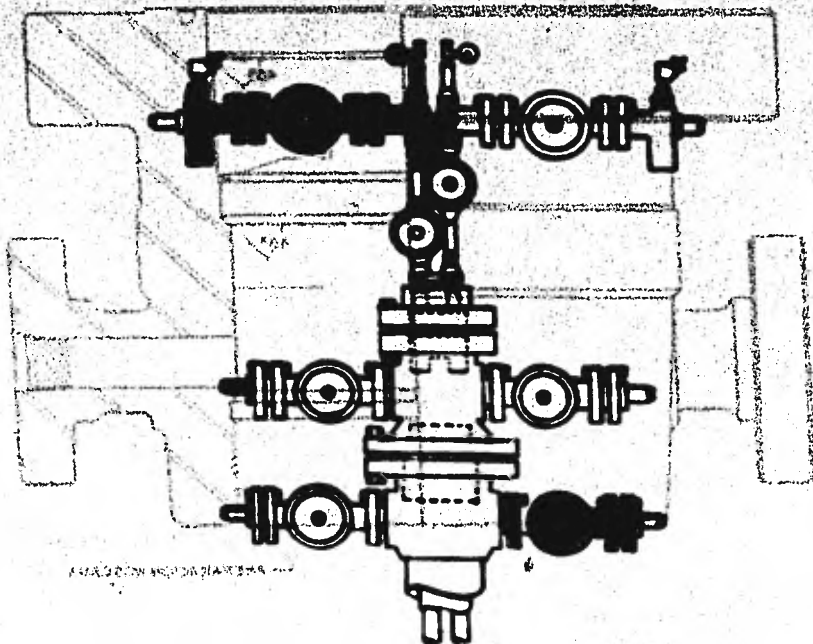
$$\underline{212.7 \text{ pg.}}$$

Acortamiento 212.3 pg

Alargamiento 160.2 pg

52.3 pg. = 4.35 pias.

Por lo tanto en nuestro caso deberá introducirse una junta de expansión de 18 pias máximo, sin correr el riesgo de desconectar la T.P. fig. VII.10



ASSEMBLY AND DISASSEMBLY

FIG. 100-1

FIG. 100-1

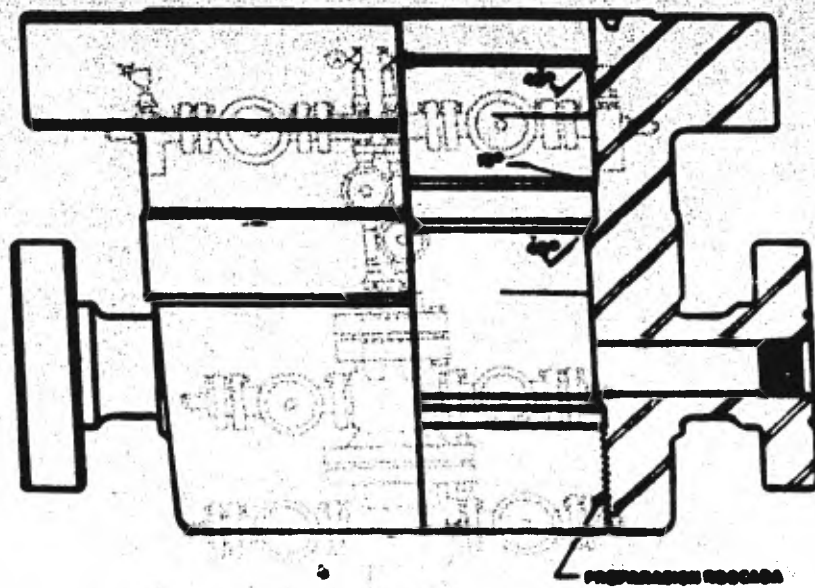
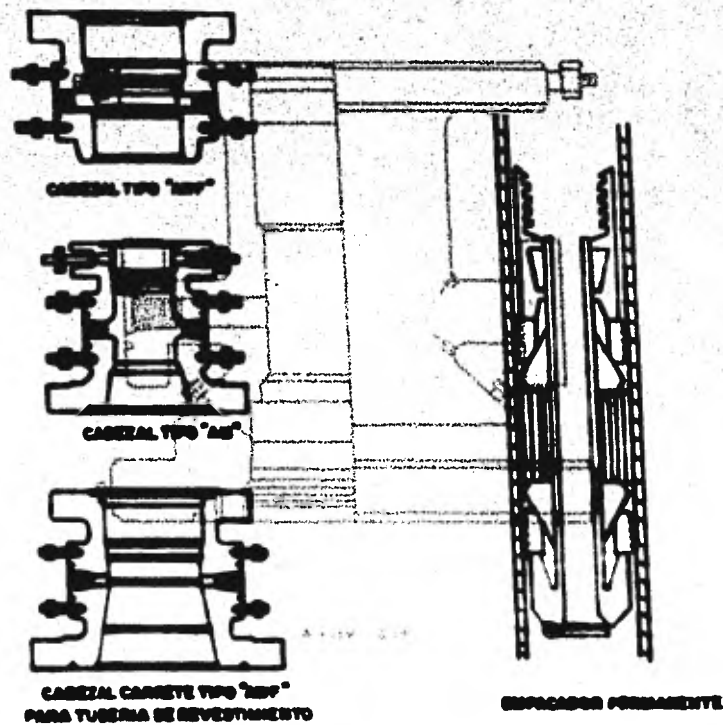


FIG. VII-2 - CABEZAL DE LA TUBERIA DE ASBESTO



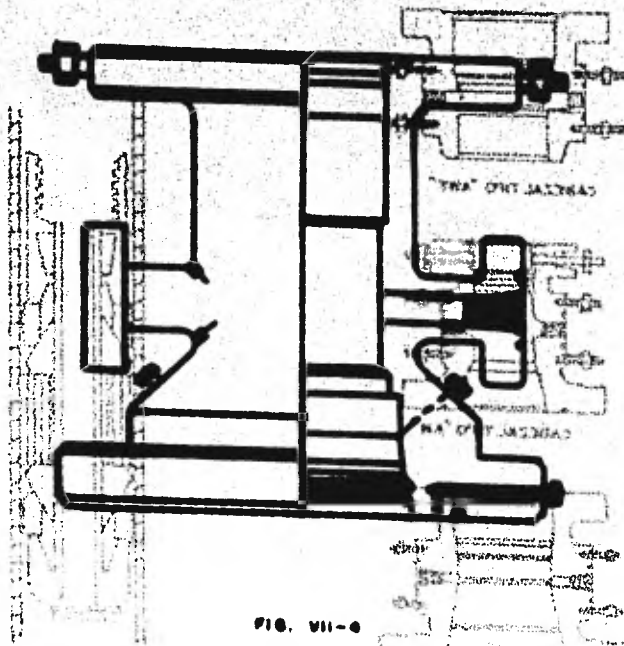


FIG. VII-0

НА ЧАСТИ ЛАМЕР

НА ЧАСТИ ЛАМЕР  
НА ЧАСТИ ЛАМЕР

2-124 084

2-124 085

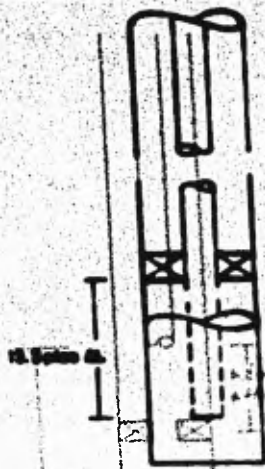
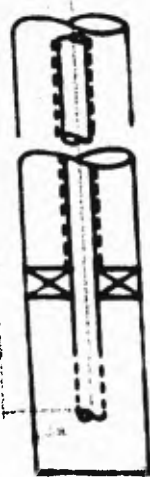


FIG. VII-6

0.250 ±0.005



0.100 ±0.005

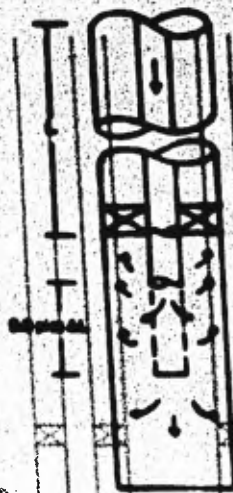


FIG. VII-7



0.250 ±0.005

0.100 ±0.005

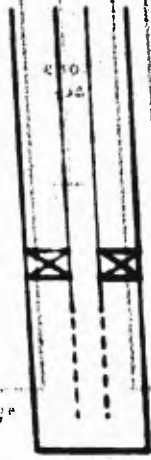


FIG. VII-8





## CAPÍTULO VIII

### SELECCIÓN DE INTERVALOS

#### Introducción.

La selección de los intervalos para efectos de estimación se realiza atendiendo a los valores de porosidad, saturación de agua, espesor y permeabilidad de los cuerpos con hidrocarburos. Localizados por el análisis de los registros geofísicos tomados durante la perforación del pozo, normalmente se toma en cuenta además de los factores anteriores:

- La información obtenida durante la perforación del pozo.
- La correlación de los pozos vecinos.
- Los datos de producción de los pozos terminados.
- Los resultados de los tratamientos efectuados para incrementar la productividad de los horizontes productores.

#### VIII.-1 De acuerdo con la interpretación de registros del pozo.

Por medio del análisis de los registros geofísicos se puede determinar el espesor, la porosidad y la saturación de agua. Por lo

que en muchas ocasiones, el recuento de los registros del pozo, son la única información física para efectuar una evaluación sobre las posibilidades de producción de hidrocarburos en las formaciones atravesadas por la barrena.

Tomando en cuenta lo anterior, la correcta evaluación de un intervalo por medio de los registros depende de los siguientes factores:

a) Contar con un programa apropiado de registros de acuerdo con las características litológicas de las formaciones, objetivo de la perforación.

b) Que el conjunto de registros obtenidos reúna las características esenciales de calidad, para que sea confiable la información en ellos contenida.

c) Selección de un método adecuado de análisis con el objeto de obtener el mayor número de datos posibles.

Tomando en cuenta el primer inciso en lo referente a la programación de registros para un pozo, dependerá de las características litológicas de las formaciones atravesadas, las cuales para fines prácticos se pueden dividir en dos grupos:

- Formaciones blandas, (Comentarios generales de registros)

- Formaciones duras,

Se consideran como "formaciones blandas" aquellas que están constituidas por alternancias de arenas o areniscas limosas (más del 20% de arcilla), mal consolidadas, las areniscas arcillosas (arenas sueltas), areniscas limolíticas, lutitas, etc.

Como "formaciones duras" a las que se encuentran constituidas por calizas, dolomías, evaporitas, areniscas bien consolidadas, etc.

Con esta sencilla clasificación de características litológicas, se puede elaborar un programa de registros geofísicos para cada caso, sin embargo, conviene considerar que la información de la columna geológica en un pozo exploratorio es más incierta que en el caso de uno de desarrollo, por tal motivo el programa de registros es diferente para cada tipo de litología. Por lo general el número de registros programados para un pozo exploratorio es mayor que para el de desarrollo, dado que en este último se tiene un conocimiento mejor del área.

### Comentarios generales de registros

Conviene hacer un breve análisis sobre las características principales de la información generada en cada uno de los registros, mencionando en forma sucinta sus ventajas y limitaciones, para la cual se basará en los registros de resistividad y potencialmente los registros de polarización.

Los registros que tienen como objetivo obtener información sobre el parámetro  $R_t$  (resistividad verdadera de la formación), son las siguientes:

1) Eléctrico convencional

2) Inducido (I-ES)

3) Doble de inducción (DIL)

4) Eléctrico enfocado

5) Doble eléctrico enfocado

Registro eléctrico convencional. - El registro eléctrico convencional presenta la ventaja aparente de poder obtener lecturas de resistividad muy altas (fig. VIII), sin embargo, la poca penetración de investigación así como la influencia de capas adyacentes en los dispositivos que los constituyen, han hecho concluir que difícilmente los valores obtenidos sean fielmente

representativos de  $R_t$ , observaciones sobre el comportamiento de  
 su operación, debe realizarse en todos los conductores ya que es la  
 base de acierto este registro no puede efectuarse.

(Fig. VIII-3) (Fig. VIII-3)

**Registro de inducción.** - Este registro es un magnífico ha-  
 rramiento para la determinación de  $R_t$ , en los conductores de media  
 a baja resistividad ( $0.2 - 150 \Omega - m$ ), el cual puede observarse  
 tanto en todos conductores como resistivos, sin embargo, sus res-  
 puestas dejan de ser confiables en cuerpos de resistividades mayo-  
 res de  $150 \Omega - m$ , y no se obtiene respuesta cuando dicho pará-  
 metro excede de  $200 \Omega - m$ , como se muestra en las figuras  
 VIII-1A y VIII-2, en la primera figura se comparan las respuestas  
 del registro eléctrico y del de inducción.

**Registro doble de inducción.** - Este registro trabaja con las  
 mismas limitaciones que los anteriores (registro de inducción), con  
 la diferencia de que en éste se obtienen dos curvas de esta natura-  
 leza, una denominada inducción somera y otra inducción profunda,  
 las cuales acompañadas por una curva del eléctrico enfocado de po-  
 ca investigación constituye en sí una herramienta magnífica para  
 la determinación de  $R_t$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$  (diámetro de invasión) en forma-  
 ciones de media a baja resistividad, esto significa que es un gran

servir para la correcta y exacta interpretación cuantitativa en for-  
 maciones duras, estas curvas de inducción se saturarán en valo-  
 res mayores de  $200 \text{ } \mu\text{A}$ , por lo que quedará marginado para  
 dicho problema (Fig. VIII-3).

Registro eléctrico enfocado (Laterolog LL) (fig. VIII-4). - Este

registro trabaja obteniendo una respuesta de resistividad de tipo  
 enfocada provocada por el efecto de dos o más electrodos con seña-  
 les de igual polaridad.

Registro doble eléctrico enfocado (Dual Laterolog). - Al igual

que el anterior se basa en el mismo principio pero este registro  
 es superior al anterior y de mayor utilidad al analista de registros,  
 ya que este registro se puede utilizar directamente para determinar  
 $R_t$ , aun en capas muy delgadas, por la obtención de dos curvas de  
 resistividad enfocada, una de investigación somera y otra de inves-  
 tigación profunda las cuales se presentan en escalas logarítmicas,  
 siendo compatible, así con los registros micro enfocados (fig. VIII.5)  
 obteniéndose así los parámetros  $R_t$ ,  $R_{xo}$  y  $D_L$ .

Puede operarse en todos los tipos de yacimientos satisfactoriamente  
 con la única limitación de operación en todos resistivos (a base de  
 aceite), en forma semejante al eléctrico convencional.



...ivlizer al estado ovidido como nansu no aplicaver no. Low revlizer que tiamn como objetivo daban  
 cual las hace compatibles con los registros de doble eléctrico enfocado  
 y doble de inducción y además en el lado izquierdo presenta la in-  
 formación del registro micro-eléctrico ya discutido. Por tales razo-  
 nes se considera imprescindible el uso de cualquiera de los dos re-  
 gistros (MFL o MEL) en todo tipo de programas de registros, que-  
 dando como último recurso y por causas de fuerza mayor el uso del  
 registro micro-eléctrico.

**El registro micro-enfocado esférico (MEFL).** La investiga-  
 ción de este registro es intermedio entre la investigación al micro-en-  
 focado y del micro-proximidad, cubre todas las condiciones de opera-  
 ción de ambos registros, sus correcciones son mínimas y es adapta-  
 ble a las sondas de los registros de inducción y doble eléctrico enfoca-  
 do, lo que permite el empleo de datos en forma simultánea para  
 hacer interpretaciones de registros sobrepuestos; su aparente desven-  
 taja es que no obtiene las curvas de micro-eléctrico a semejanza de  
 los registros micro-enfocado o micro-proximidad, pero puede obtene-  
 rse un registro micro-eléctrico sintetizado a partir de la informa-  
 ción recuperada en el micro-enfocado esférico. Cabe mencionar que  
 actualmente, este registro es de uso universal por todas las compa-  
 ñías petroleras substituyendo a los dos registros mencionados.



El registro de densidad de formación compensado (FDC) (Fig. VIII-6) es un dispositivo que ha sido de mucha utilidad como herramienta de correlación, para la interpretación cualitativa o cuantitativa de arcillosidad con la curva de rayos gamma, para la interpretación estructural de la porosidad con la curva de neutrones y como un auxiliar en la selección de intervalos para diágramas. Este registro puede operarse en agujero descubierto y entubado, pero su informe requiere de muchas correcciones, por lo que no es muy confiable para trabajos cuantitativos.

#### El registro de densidad de formación compensado (FDC).

Es un dispositivo para obtener información de la porosidad de las rocas, pero a semejanza del registro neutrón compensado (CNC) este también se encuentra influido por efecto de la litología. Es precisamente por esta observación que la combinación de registros de densidad y neutrón compensado constituye la herramienta idónea para la determinación de litología, de algunos minerales y de arcillosidad. Las escalas de porosidad utilizadas en el FDC son compatibles con las empleadas en los registros neutrón lateral de porosidad (SNP) o con las de neutrón compensado.

do (CNL) y puede obtenerse simultáneamente con este último regis-

tro.

- El registro óptico de porosidad compensada.

- El registro óptico de porosidad compensada con la curva de la

Es un magnífico auxiliar en el complemento de información

estereológica con su curva integrada y puede ser obtenido con una

curva de porosidad compatible con los registros FDC, CNL y SNP.

Con la misma sonda del registro óptico de porosidad compensada

de (RHC) pueden ser obtenidos los registros de amplitud (compra-

sional) y el de densidad variable (VDL) recordando que la interpre-

tación de la información de estos registros es cualitativa en la

identificación de fracturas.

Importancia de la calidad de los registros.

La calidad de los resultados de un análisis no dependerá

únicamente del juego de registros y métodos escogidos para rea-

lizarlo, sino también de la calidad observada por los registros,

pues aun confiándose con el mejor juego de registros y entrega-

dos al mejor analista, éste no podrá realizar un trabajo de ópti-

ma calidad, si los registros no proporcionan información confia-

ble.

Es conveniente considerar las condiciones en que se obtienen los registros para así seleccionar los más apropiados o bien conocer las condiciones en que fueron operados para dar confiabilidad a los análisis.

Ejemplo No. 1.

También cabe la posibilidad de que se incurra en ciertos errores de índole instrumental o humano durante la operación que afectarían en forma negativa la calidad de los registros.

### Análisis de registros.

Durante mucho tiempo se consideró y en ocasiones aún se sigue aceptando que el objetivo de los análisis de registros es la determinación de saturación de agua de formación ( $S_w$ ) y de la porosidad ( $\phi$ ), sin embargo, en la actualidad el análisis debe llevarse más lejos pues se cuenta con la herramienta apropiada para determinar saturación de filtrado ( $S_{xo}$ ), índice de productividad, ( $Sw/S_{xo}$ ), porosidad secundaria, movilidad de hidrocarburos, etc.... información que disminuye las posibilidades de error al tomar decisiones para realizar pruebas de producción o abandonar secciones.

A continuación se verá un ejemplo donde la combinación

Es conveniente considerar las condiciones en que se encuentran los registros de los pozos en cuanto a resultados de producción de petróleo y gas, para así seleccionar los más apropiados y diseñar la producción esperada.

Conocer las condiciones en que se encuentran los pozos en cuanto a los registros de los pozos.

### Ejemplo No. 1. -

habilidad a los registros.

#### Datos:

Porcentaje de registros de los pozos en el campo de producción. También en la producción de los pozos.

#### Lito: datos

Porcentaje de registros de los pozos en el campo de producción. También en la producción de los pozos.

#### Porosidad: Intermedia

Porcentaje de registros de los pozos en el campo de producción. También en la producción de los pozos.

#### Litología: Calcareos finamente porosa, compuesta de res-

tos calcáreos y arena fina, recristalizados en matriz de calcita -  
cristalina extremadamente fina.

Porcentaje de registros de los pozos en el campo de producción. También en la producción de los pozos.

Juegos de registros: I-ES, GN, S1

Intervalo analizado: 2597 - 2616 m.

Intervalo probado: 2600 - 2610 m.

Resultado:  $17 \text{ m}^3/4$

Conclusiones: en este ejemplo en la figura VIII-7 se ve como ya se mencionó con anterioridad, una combinación apropiada para el cálculo de porosidad y Sw.

Ejemplo No. 2. - En este ejemplo se trata de ilustrar los casos en que habiéndose cortado núcleos con impregnación de hidrocarburos y efectuando la determinación de Sw y  $\phi$  en un intervalo

de los registros producidos por los cuerpos móviles de hidrocarburos. En las figs. VIII-8 y VIII-9 se muestran ejemplos de intervalos 2400,0-2575,0 m. del pozo Alameda No. 22 y de intervalos 1030,0-1150,0 m. del pozo Dr. Coas No. 102, los cuales son los resultados característicos atractivos de probable producción, como son discriminadas al efectuarse un buen análisis de movilidad de hidrocarburos.

**Ejemplo No. 3.** Este ejemplo tiene como objetivo el ver que el análisis de registros debe realizarse lo más exhaustivo posible, con el fin de evitar que al realizar un análisis exhaustivo no previo como en muchas ocasiones se hace, se eliminen muchos cuerpos que podrían resultar atractivos. Es el siguiente caso del pozo Luz No. 3 (fig. VIII-10) en el cual un análisis continuo de Rwa hubiese señalado posibilidades en 2 intervalos más 1460,0-1463,0 m. y 1470-1473,0 m. y no únicamente en el propuesto de 1448,0 - 1451,0 m. el cual fue el único probado y productor de este pozo.

#### Guías para el análisis de registros.

a) En formaciones blandas, relativamente limpias de arcilla y en áreas muy conocidas con los registros de inducción, se-

ción de porosidad, micro proximidad y micro proximidad en logs, un gráfico similar en el eje de  $Sw/Sxo$  extendido hasta los niveles de  $Sw$  y  $Q_e$  incluyendo los datos de  $Sw$  en el eje de la información de  $Sw$  con lo cual se determinará  $Sw/Sxo$  (índice de productividad) e bien el efecto y graficación de hidrocarburos.

b) En formaciones blandas de áreas nuevas o que éstas sean secciones arco-arcillosas, es conveniente utilizar los registros de inducción o doble de inducción, efecto de porosidad con los registros de densidad de formación y neutrón compensado y además con el micro proximidad, para que con ellos se determine  $Q_t$  (porosidad total),  $Q_e$  (porosidad efectiva),  $V_{sh}$  (volumen de arcilla),  $Sw/Sxo$  (índice de productividad) y movilidad de hidrocarburos.

c) En formaciones duras en áreas conocidas en donde las resistividades de las rocas son menores de 200, con características litológicas homogéneas, con arcillosidad limitada, se pueden utilizar los registros de inducción, micro proximidad, sónico de porosidad y radioactivo convencional para elaborar un análisis para obtener  $Q$  (porosidad),  $Sw$  (saturación de agua y  $Sxo$ ).

En formaciones duras, como en el caso anterior, con resistividades altas, lo adecuado es utilizar el registro de doble eléctrico enfocado para la determinación de  $R_v$ , utilizando los mismos métodos de análisis para la evaluación de  $\rho_{sv}$  y  $\rho_{sh}$ .

En formaciones duras, en áreas nuevas, con litología heterogénea, es conveniente operar los registros de inducción si las resistividades no llegan a 200  $\Omega \cdot m$  o doble eléctrico enfocado si las resistividades son mayores.

El micro enfocado con los registrosónico de porosidad, densidad de formación y neutrón natural de porosidad o neutrón compensado.

## VIII.2 Baseada en Pruebas de Producción.

Para poder tomar una decisión adecuada e inteligente cuando se trata de determinar la forma de explotar un yacimiento de hidrocarburos, es necesario contar con la información completa que nos facilite el camino hacia la mejor solución.

Como ya se mencionó con anterioridad por medio del análisis de núcleos y los diferentes tipos de registro, podemos obtener

por parte de las zonas que se encuentran, entre como permeabilidad, porosidad, saturación de agua, composición de la zona a investigar, etc. Para el fin de contar con los medios necesarios para efectuar las pruebas de producción que nos vayan a proporcionar información anteriormente mencionada y esta prueba nos proporcione lo siguiente:

- Presión de formación
- Composición de los fluidos
- Producción estimada, etc.

Estos factores son indispensables para tomar una decisión correcta. De esta decisión depende la determinación de los factores de principal interés, como son volumen de hidrocarburos recuperables y la rapidez de extracción, para decidir el futuro del yacimiento.

El principio en que se basa el probador de producción es el de liberar la zona en cuestión de la presión hidrostática proveniente de la columna del lodo que se encuentra dentro del pozo y someter dicha zona a presión atmosférica, a través de la tubería a la cual se enlaza el probador.



El probador consiste de cuatro válvulas, la trip-válvula, la válvula retenedora, la válvula equilibrante y la válvula circun-

da. Bajo estas válvulas se encuentran por su orden un empaque de hule, un tubo de anclaje perforado y un aparato registrador de presión.

Estas partes del probador están armadas formando una so la unidad y son conducidas en el extremo inferior de la tubería de perforación. El probador se baja en la tubería. Cuando se llega a la zona que debe probarse el empaque de hule se coloca contra las paredes del pozo aplicando todo el peso de la tubería. Por medio de esta maniobra la zona queda libre de la presión hidrostática de la columna de lodo.

El aparato registrador de presión se encuentra bajo el tubo de anclaje perforado que permite al fluido entrar a la tubería. Su objetivo es medir la presión en libras por pulgada cuadrada, duran te toda la operación de la prueba. Las presiones son registradas en una gráfica de papel sensibilizado movido por un reloj.

A manera de ilustración se presenta un ejemplo:

Véase la gráfica 1 que se muestra la cual ayudará a com-

prender mejor lo anterior. La gráfica es presentada con una-  
 nación para su mayor claridad.

La herramienta comienza a moverse en el pozo; se para (1)  
 con objeto de colocar un "colchón de agua" en la tubería. El proba-  
 dor continúa bajando al fondo (2); y el empaque se encuentra con re-  
 sistencia debido a las malas condiciones del agujero (3); al llegar  
 al fondo se registra la presión hidrostática de la columna de lodo  
 (4); se aplica el peso de la tubería de perforación el empaque se  
 abre (5); causando un aumento en la presión debido a que se apri-  
 ta el empaque contra las paredes del pozo.

Con el empaque colocado en su sitio, se abre la trip-valve  
 y la zona en prueba se libera de la presión hidrostática de la co-  
 lumna de lodo (6); tendiendo a equilibrar las presiones. Con la  
 formación sometida a presión atmosférica, el fluido comienza a  
 entrar a la tubería de perforación y se registra la presión de flu-  
 ido (7). Las perforaciones del tubo de anclaje comienzan a "se-  
 llar" aunque no por completo y el fluido continúa entrando en la  
 tubería y el peso de la columna de lodo, librada del registrador  
 de presiones por el empaque, se registra la presión característi-  
 ca de la formación (10).



... la interpretación de los datos en ellos obtenidos ayuda  
 en la selección de las posibilidades de aumentar producción co-  
 mercial. Los estudios de mineros junto con los registros de hidro-  
 carbonos pueden determinar aproximadamente el origen de las  
 formaciones que pueden contener hidrocarburos.

También puede calcularse el valor económico y la recupera-  
 ción probable de depósito. Con el perfil de permeabilidad de  
 la sección, puede escogerse el punto para disparar la TR para  
 prevenir invasión de agua. Presenta importancia también dentro  
 de las características del yacimiento el tipo de empuje del que  
 está constituido, que tiro de fluido produce (gas o aceite), tam-  
 bién un punto muy importante es la viscosidad del fluido que pro-  
 duce.

Todas estas características deben tomarse en cuenta a la  
 hora de hacer la selección de un intervalo.

En el caso de que se tengan que probar más de un interva-  
 lo esto se debe de hacer de abajo hacia arriba ya que así se ahor-  
 ra tiempo y dinero.



Fig. VII-3 -3 Registro Eléctrico Convencional

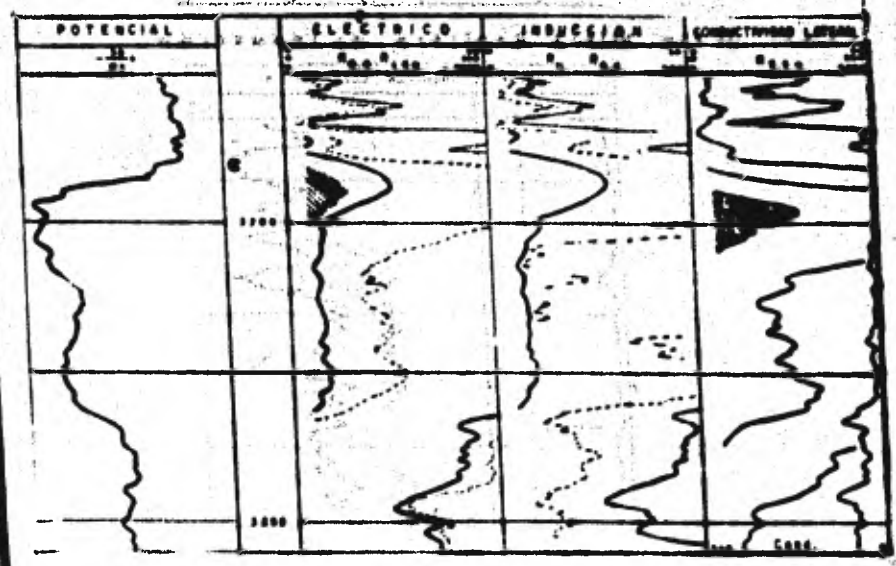


Fig. VII-1A Registro Eléctrico comparado con el de Inducción

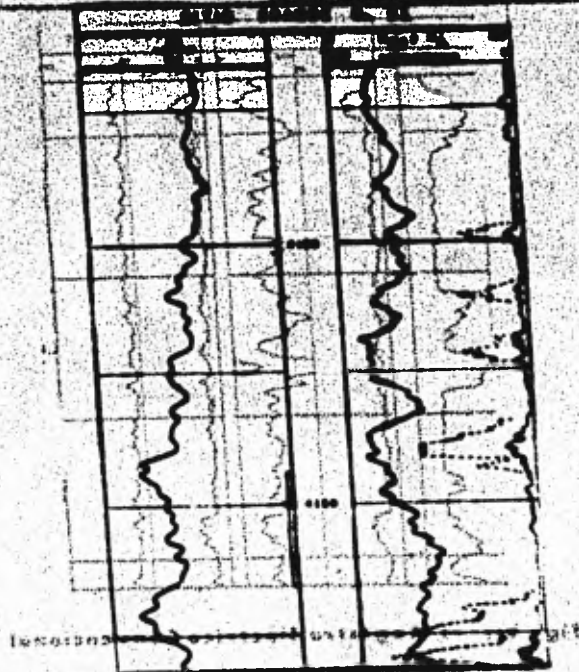


Fig. VII-3. Registro de Inducción

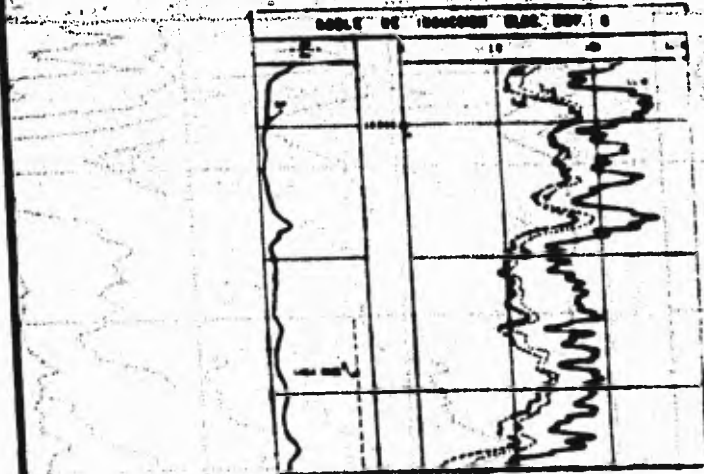


Fig. VII-3

10000 000000-000000  
 000000 000000  
 000000 000000

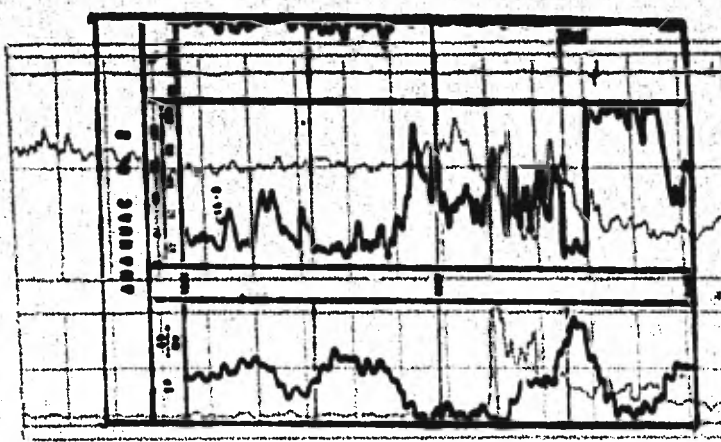


Fig. VIII-9

NUMBER 41	NUMBER 101	DATE
STAGE 10000	STAGE 10000	

Fig. VIII-9

Fig. VIII-9

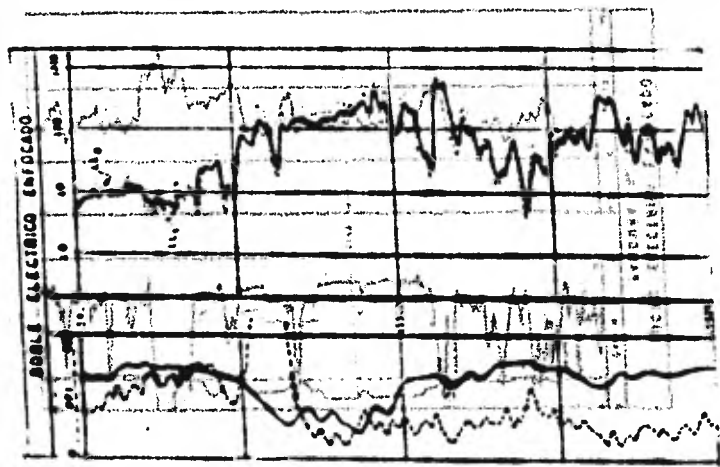
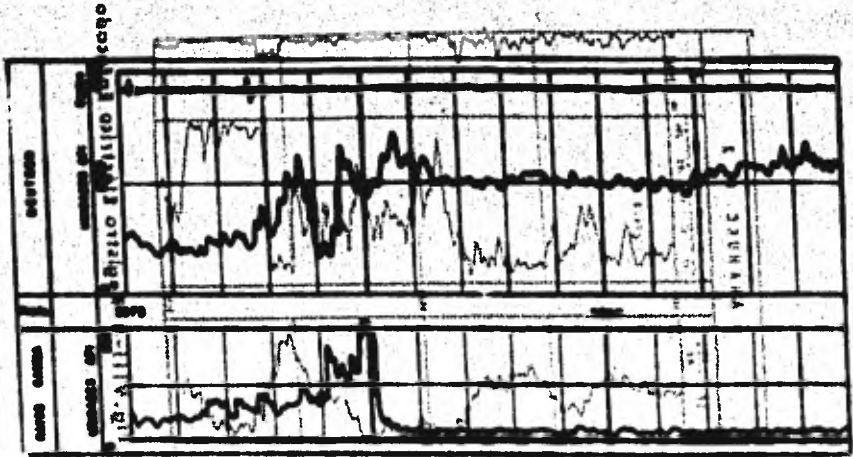
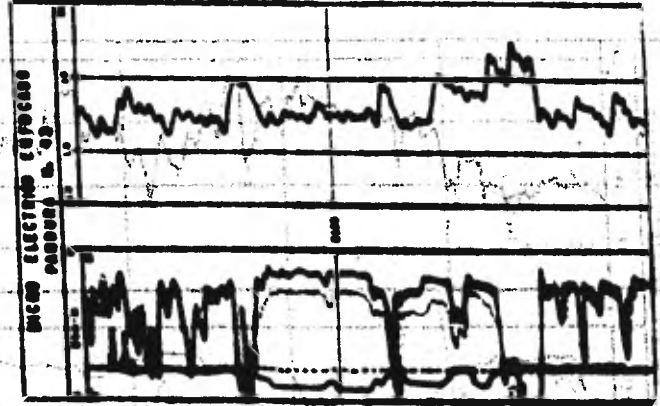


Fig. VIII-9



NO. VII-6

Registre Rediect ve  
(Royer Co mm-Neutron)



NO. VII-5A



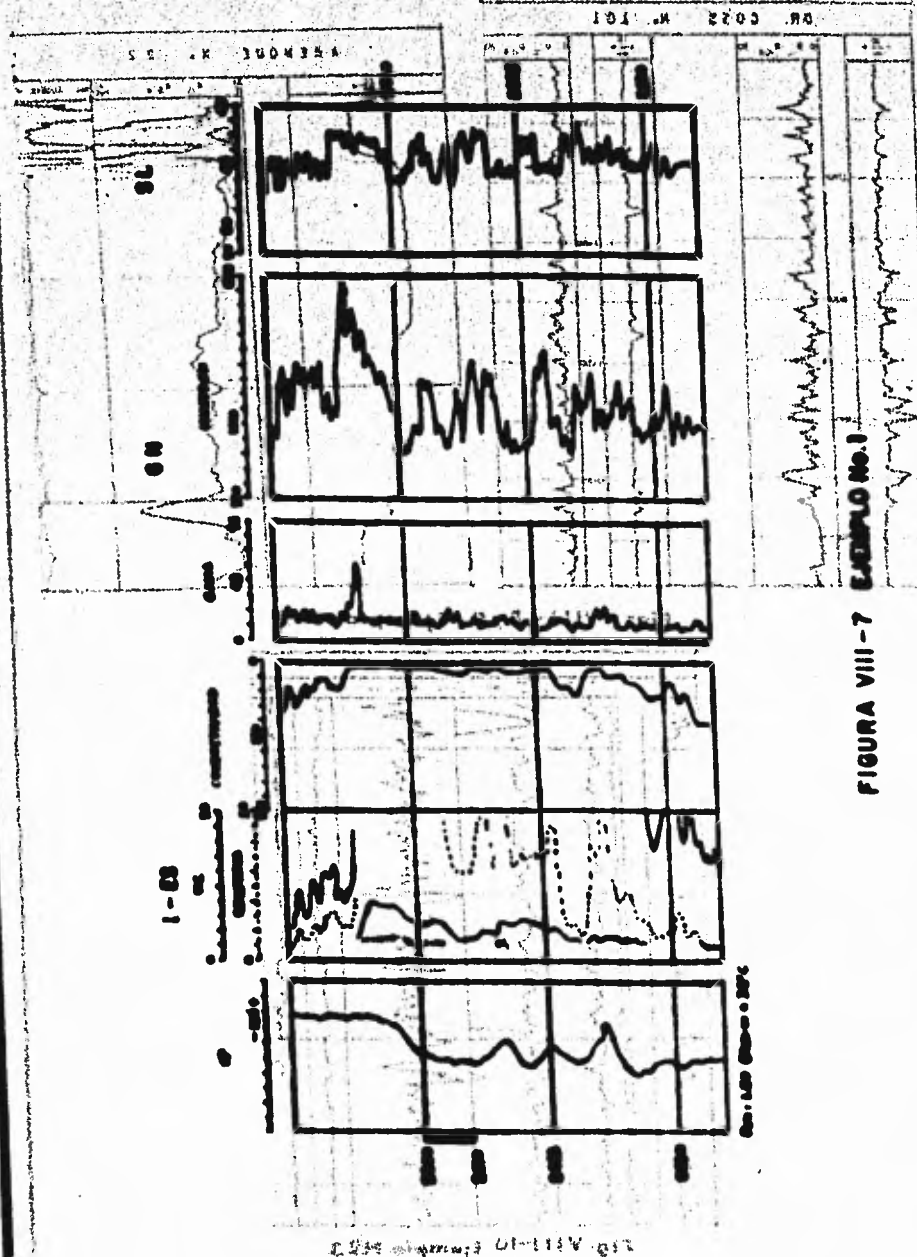


FIGURA VIII-7

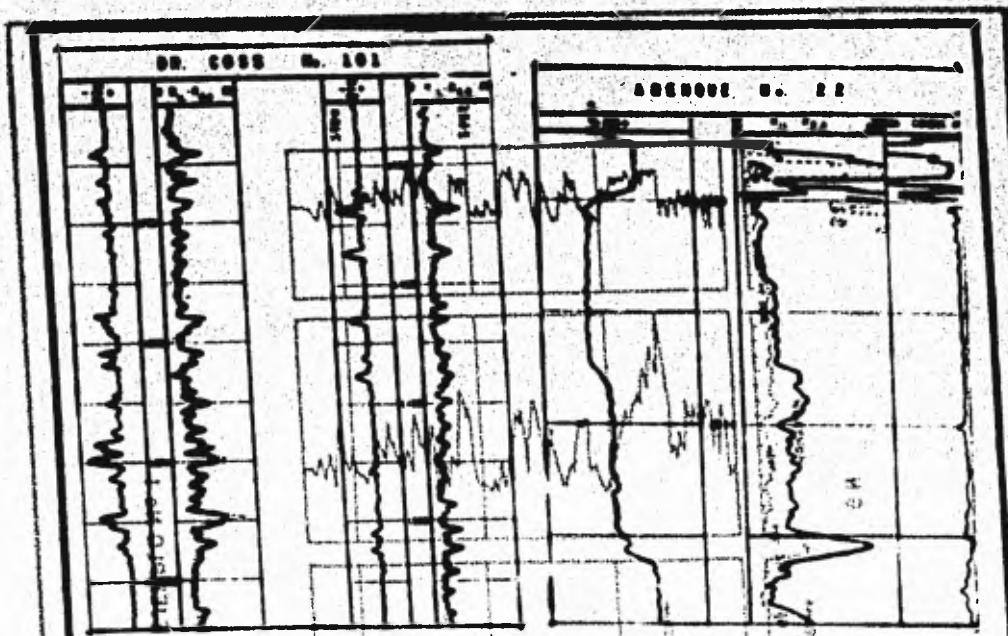


Fig. VII-20 Sample 200

1-11V ARUBIF

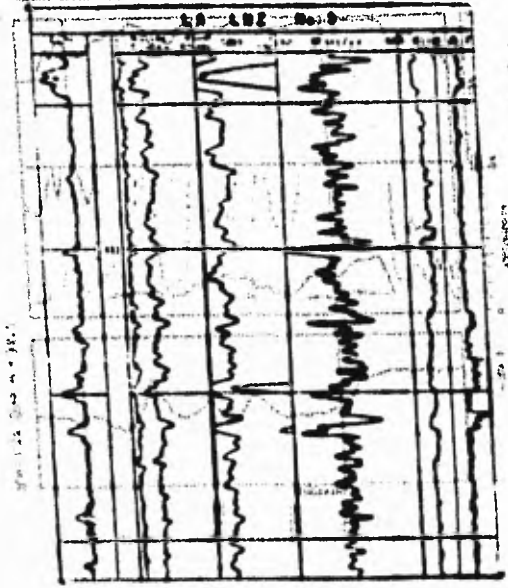


Fig. VII-20 Sample 202

## CAPITULO XI

Del diseño de los pozos.

## PERFORACIONES DE LA TUBERÍA DE ADEME

Por lo que respectivamente exterior se puede afirmar que las

diferencias de la más importante de las perforaciones en la tubería

D.L. importancia de las perforaciones en la producción

del pozo.

ción de pozos.

Como se mencionó para evaluar y optimizar la producción y

la perforación de cada uno de los pozos se debe tener en cuenta

que, con perforaciones que llegan hasta la formación productora,

un buen aislamiento entre dichas zonas.

Cuando esto sucede y dicho de una manera simplista, hasta

comunicar la presión de la formación con la presión atmosférica, pa

ra que llegue al pozo el hidrocarburo contenido en aquella, en gra

do que depende principalmente de las características de los yacimien

tos, tales como:

- Presión de fondo

- Porosidad

- Permeabilidad

- La ubicación de los diferentes fluidos en el yacimiento

- La densidad

- Viscosidad de los hidrocarburos

- El número, penetración y ubicación de las perforaciones en la tubería de revestimiento.

## CAPÍTULO IX Del diseño de los pozos.

RECOMENDACIONES DE LA LUBRIFICACIÓN DE ADEME  
por las que se debe considerar que los  
diseños de los pozos son de la más importancia en la terminación  
de la perforación de los pozos.  
del pozo.

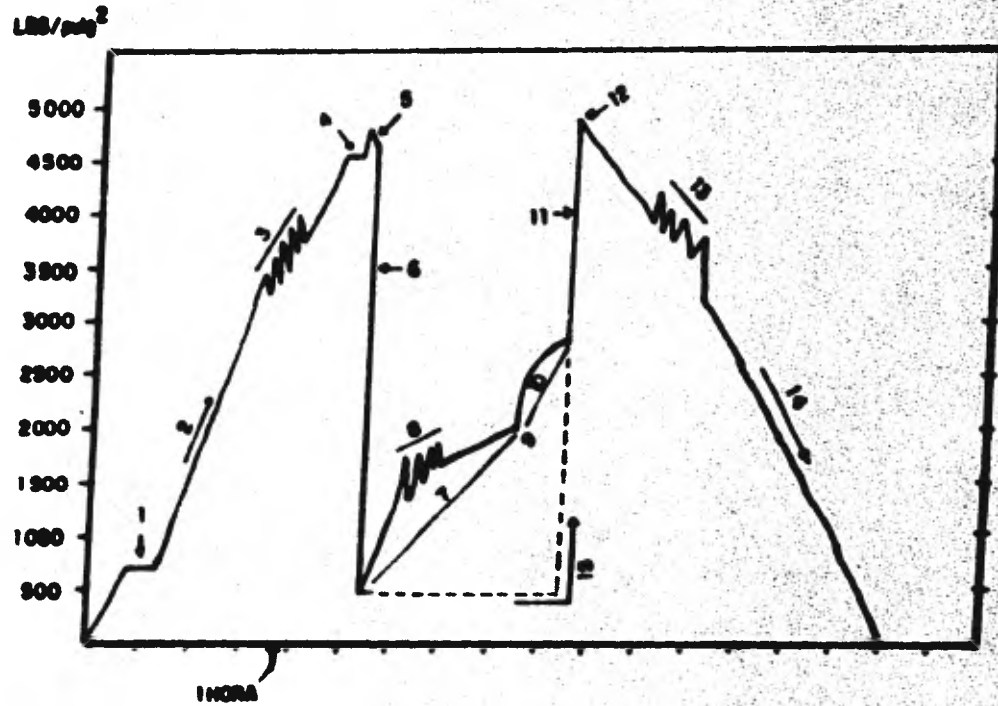
Como se mencionó para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

En cuanto a la ubicación de las perforaciones como ya se mencionó en el capítulo anterior, principalmente se saca la información de los registros que se tomaron durante la perforación para obtener las saturaciones de los fluidos que hay en el yacimiento.

El diámetro y la penetración de las perforaciones va a depender de lo que se quiera obtener (gas o aceite), del tipo de formación que se va a disparar porque no es lo mismo disparar en una caliza que en una arenisca debido a que interviene la resistencia a la compresión de la roca que contiene los hidrocarburos.

También hay que tomar en cuenta las operaciones futuras

# CARTA DE PRESIONES DEL PROBADOR DE FORMACION



GRAFICA No.1

que se vayan a realizar en el pozo, es muy importante tener en cuenta que es indispensable determinar la posición del terreno por donde pasar y el número de disparos por metro por que estos provocan el número de agujeros por metro esto se transforma en un mayor daño que se causará a la tubería de revestimiento.

**IX.2. Características de cargas en función del tipo de formación.**

**Introducción:** Las herramientas empleadas en la transportación de las cargas que perforan las tuberías de revestimiento durante los trabajos de terminación de pozos, reciben el nombre de pistolas.

Actualmente, existe una gran variedad de diseños de pistolas, siendo algunas de estas herramientas más costosas que otras. Atendiendo a la aplicación específica de los equipos de disparos considerados como efectivos, los diversos tipos pueden ser generalmente clasificados de la manera siguiente:

**Tabla No. 1**

**Tipos de Pistolas.**

**De Balas**

1.- Selectivamente disparadas

**Con Cargas Modeladas o de Chorro**

1.- Semialtímanamente disparadas.

2. - **Disparos de** ~~disparos~~ **2. - Disparos de**
3. - **Disparos de** ~~disparos~~ **3. - Disparos de**
4. - **Disparos de** ~~disparos~~ **4. - Disparos de**

Esta clasificación puede ser subdividida a su vez en varias sub-

clasificaciones, cubriendo ciertos detalles como son: **cargas de pólvora, cargas de otro explosivo y tamaño de las balas.**

**Perforación a bala.** - Las primeras "pistolas" que se usaron en la industria petrolera, aprovechaban la energía de un explosivo de combustión lenta no detonante. Generalmente se usó pólvora granulada, suelta o encapsulada a presión.

De una manera general, se puede decir que las "pistolas" (figura IX-1), son cuerpos metálicos macizos donde se ha perforado un pequeño conducto que comunica a orificios laterales, donde están ubicados los espacios donde se colocan las cargas de pólvora, la bala y un tapón con rosca y orificio central que viene a hacer las funciones de cañón.

En un extremo de la pistola se conecta la cabeza de disparos con su fulminante, el cual detona por medio de corriente eléctrica,

que se envía a través de un cable conectado a la cámara de la pistola-

la y en la superficie el material del cañón donde se encuentran los  
equipos de control.

Al situar la pistola dentro del punto de mira y la bala en posición  
para perforarse, se manda una corriente eléctrica que hace de  
sonar el mecanismo, el cual por ignición enciende un disparo  
que dispara las balas que perforan la cámara. Después de dispa-  
rado se recupera la pistola.

Tomando en cuenta la resistencia a la compresión de la forma-  
ción, en el diseño de los disparos con bala, se tiene que las pistolas  
a bala, de 3 1/2 pg de diámetro o mayores se utilizan en formacio-  
nes con resistencia a la compresión menores que 6 000 lb/pg<sup>2</sup>.

Los disparos con bala de 3 1/4 pg o tamaño mayor, pueden  
proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en  
formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2 000 lb/pg<sup>2</sup>.  
Con lo anteriormente expuesto se puede afirmar que a la hora de se-  
leccionar el tipo de pistola hay que tomar en cuenta la resistencia  
a la compresión para obtener una buena penetración.

Con respecto a la velocidad de la bala en el cañón es aproxi-



... de la cámara de la cámara a la cámara...  
 ... en la cámara de la cámara...  
 ... de 3 300 pies/seg., debe tomarse en cuenta...

... el "claro"; ya que la bola pierde velocidad y energía...

... cuando este espacio de 0.5 pg. ...

... de los efectos de la electricidad que hace de...

... Al realizar pruebas de laboratorio para evaluar el...

... para el hecho de que se impone el tipo de disparo...

... que un claro igual a cero la penetración es la más efectiva...

... con un claro de 0.5 pg. la pérdida de penetración es de 15%.

... con un claro de 1 pg. la pérdida es del 25%, con un claro de...

... 1.5 pg. a 2 pg. la pérdida es aproximadamente de 30%.

... Perforación a Chorro.- La industria petrolera, aprove-

... cho después de la segunda guerra mundial, el principio que

... permitió perforar los grandes espesores de acero de los

... tanques de guerra, dando lugar a las cargas de chorro que

... se han convertido en una rutina generalizada para perforar

... las tuberías de revestimiento de los pozos.

... Con respecto a la velocidad de la bola en la cámara...

El principio en que se basa esta carga de choque depende de la forma que se le da al explosivo. Un cubo, cuando se agita positivo durante, al detonar lo hace por medio de una explosión instantánea. Por ejemplo: la dinamita compacta al detonar lo hace radialmente (fig. IX-2)

Si el mencionado cubo se deforma, convirtiéndolo en el modo trado en la (fig. IX-3), o sea, en un cono y se detona poniendo el fulminante en el vértice "C", el explosivo detonará, según la dirección de las ondas indicadas en la (fig. IX-4), convirtiéndose la explosión en un chorro.

Para perforar este chorro no necesita de un apoyo como el que requiere una bala metálica, de grandes espesores de metal.

En la (fig. IX-5), se ilustra el proceso de disparar a chorro.

Este proceso consiste en un detonador eléctrico, inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal. La alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico, separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento

problemas de penetración de arena o chorro de partículas finas, la  
 carga de la carga a una velocidad aproximada de 20,000 pies/mg.  
 en su punto con una presión externa de 5 milímetros de H<sub>2</sub>O.

La capa exterior del recubrimiento se colapsa para formar  
 una corriente metilica que se mueve con una velocidad de 1,500 a  
 3,000 pies/mg.

Este residuo del recubrimiento exterior puede tener la for-  
 ma de un solo cuerpo llamado "zanahoria" o corriente de partículas  
 metilicas.

Las cargas de calidad superior generalmente están exentas  
 de la corriente de partículas metilicas, estando su residuo consti-  
 tuido por partículas del tamaño de arena o más pequeñas.

Las pistolas a chorro que se vienen usando en la industria  
 petrolera se muestran en las figuras DX-6, DX-7 y DX-8.

Con lo que respecta a la penetración en la (fig. DX-9) pu-  
 de observarse una carga de chorro dentro de un pozo. Al dispa-  
 rar la carga, ésta perfora la tubería, el cemento y la formación.  
 Su penetración se estima de acuerdo a la prueba efectuada por las  
 casas que fabrican las cargas.

Es muy importante el mencionar que debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar deficiencias en el funcionamiento. Estas deficiencias pueden ser: generación de un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o ningún disparo.

Algunas de las causas del mal funcionamiento son: voltaje in suficiente al detonar, un detonador defectuoso, un cordón explosivo torcido, una carga intensificada, pobremente empacada, el explosivo principal de baja calidad o pobremente empacado; y el recubrimiento incorrectamente colocado. En conclusión para asegurar un buen portamiento y un trabajo seguro al disparar, debe seguirse cuidadosamente los procedimientos establecidos para cargar, correr y disparar las pistolas.

En lo que respecta a los disparos a chorro a través de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción se tiene que:

Los disparos a chorro convencionales a través de la tubería de revestimiento. Estos se realizan con pistolas recuperables convencionales con tubo de acero, normalmente proporcionan

La mayor parte de la energía del explosivo que se usa para producir el chorro, es absorbida por el cargador en lugar de la tubería de revestimiento.

**- Pistolas a chorro para correrse a través de las tuberías de**

**producción.** - En este tipo se incluyen las pistolas encapsuladas, las pistolas con cargas giratorias, pistolas con cargas soportadas en

alambre y con cargadores de pared delgada o desechables, como ya se mostraron en las figuras. La ventaja principal es su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de

a chorro con cargas giratorias proporcionan agujeros de tamaño relativamente grande y suficiente penetración en la mayoría de los pozos.

Su principal desventaja es la gran cantidad de residuos que quedan después de disparar.

- Las pistolas con cargas; tales como las encapsuladas, dilatan la tubería de revestimiento y la pueden agrietar. Otra desventaja es la de que es difícil de obtener un claro apropiado para conseguir una penetración efectiva.

Las pistolas de chorro con cargador hacia el lado delgado evitan el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella. También eliminan el problema del claro si el pistón es colocado apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración. Para evitar la severa dilatación del cargador, la mayoría de estas pistolas deben generalmente dispararse bajo una carga de fluido por lo menos de 500 lb/pg.<sup>2</sup>

Existe una gran variedad de pistolas a chorro para poder cumplir con diferentes funciones dentro de la Industria Petrolera,

a continuación se enumerarán algunas de estas funciones:

- Las pistolas con disparos selectivos se usan generalmente para terminaciones convencionales y a través de la tubería de producción.

- Las pistolas a chorro, con 4 ó 5 cargas direccionales en un solo plano, no se recomiendan generalmente, debido a su penetración inadecuada, o al agrietamiento que ocasionan en la tubería de revestimiento.

- Se dispone de pistolas para penetrar exclusivamente la tu-

bería producirse. La tubería de producción debe estar concentrada para evitar el daño a la tubería de revestimiento, sin embargo, es inaceptable disparar justamente arriba del amacador o inmediatamente arriba o abajo de un cople.

También se dispone de cortadores de tubería a chorro, para cortar la tubería de producción, tubería de revestimiento, y tubería de gran diámetro, en varios tamaños.

- Los disparos en agujero abierto se usan principalmente para penetrar incrustaciones y otro tipo de daño cerca del fondo del pozo.

- Las pistolas a chorro en vacío (Jet-Vac) están diseñadas para limpiar los disparos, mediante una alta presión diferencial hacia el cargador inmediatamente después de disparar.

Existe además de la perforación a bala y de la perforación a chorro otros tipos de perforación como son:

**Perforación por medio de cortadores mecánicos.** - Se han usado cuchillas y herramientas de mollienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como

Estas evaluaciones se efectuaban usando planos sencillos  
 procedimiento consistía en la apertura de una ranura en la tubería de  
 los constrictores y con esto en lugar de utilizar tuberías de  
 revestimiento, el acortamiento y el empalmado con grava.

**- Perforación con pistolas hidráulicas.** - Este tipo de perfora-  
 ción consiste en una acción cortante que se obtiene lanzando a cho-  
 ro un fluido cargado de arena, a través de un orificio contra la  
 tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente  
 a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg.

**IX.3. - Evaluación de las Perforaciones:**

Mucho se ha hablado y escrito en lo referente a la evaluación  
 de las perforaciones, ya que anteriormente estas evaluaciones se lle-  
 vaban a cabo mediante pruebas en el fondo de los pozos, pero estas  
 pruebas eran por lo general imprácticas debido a la dificultad en con-  
 trolar las condiciones del pozo y del yacimiento. Otro tipo de eva-  
 luación eran las pruebas superficiales a presión atmosférica que propor-  
 cionaban resultados erróneos por las siguientes razones:

- El recubrimiento metálico fundido de las cargas preforma-  
 das que tapan un disparo en el fondo del pozo tiende a salirse del  
 disparo cuando éste se efectúa a presión atmosférica.



- Estas evaluaciones se efectuaron usando blancos preparados para simular la apertura de una cámara en la interior de un tubo con arena y cemento, en lugar de utilizar pistoles de aire comprimido y el empujamiento con gases o carbonatos.

- Tampoco simulan el flujo en el fondo del pozo a través de los disparos. Actualmente se ha desarrollado una nueva forma de evaluación de las perforaciones llamado "índice del flujo del pozo", este método, está diseñado para simular las condiciones reales en el fondo del pozo. La descripción del modelo se sale de los objetivos del tema, por lo que se desarrollará la importancia que tienen los disparos en el seno de varios fluidos y también el efecto de la resistencia de la formación sobre el comportamiento de los disparos.

**Efecto de los disparos en el seno de varios fluidos.**

A manera de ilustración la (tabla IX-1), nos muestra los resultados de las pruebas de pistolas a chorro y a bala disparadas en el seno de varios fluidos.

Por ejemplo (la figura IX-10) nos muestra un disparo a chorro taponado con lodo, este disparo se efectuó en lodo de 10 lb/gal. y fue limpiado a contraflujo.



a tierra en formaciones de baja resistencia a la compresión, por  
 condiciones de las pistolas se disparan con un claro igual a com  
 La figura IX-12 nos muestra que la penetración de los dis  
 puros a chorro, a bala, o hidráulicos, se reduce al aumentar la  
 resistencia de la formación a la compresión. Sin embargo, se  
 puede notar muy bien en la figura que la penetración declina a un  
 ritmo mayor a medida que aumenta la resistencia de la mas. La  
 pendiente de la curva (de la figura IX-12) puede utilizarse para li  
 var a cabo correcciones de pruebas de penetración de disparos.

Concluyendo en lo que se refiere a la resistencia a la com  
 presión se tiene que: si se conoce la resistencia a la compresión  
 en un pozo específico, la penetración de los disparos puede predicir  
 se por comparación con los datos obtenidos de las pruebas con are  
 nisca Berea, o por comparación de diferentes pistolas, empleadas  
 en la misma formación, usando (la figura IX-12). La resistencia  
 a la compresión puede estimarse en base a la obtenida usando nú  
 cleos de pozos vecinos. La velocidad de perforación, bajo condi  
 ciones controladas adecuadamente, puede utilizarse para correlacio  
 nar aproximadamente la resistencia de las formaciones penetradas  
 por pozos no nucleados, con las determinadas en pozos previamen  
 te nucleados de la misma formación.

La evaluación de los disparos es una forma real y es tan sencilla como la de las perforaciones. Se coloca un emparador de hule sobre el fondo del pozo y se coloca un emparador de hule sobre el fondo del pozo para evaluar la presión de hule sujeta colocándolo frente a los disparos. El emparador se expande hidráulicamente, si los disparos están abiertos, el emparador de hule penetrará dentro de los disparos. Si los disparos están totalmente cerrados no habrá ninguna deformación el emparador.

También puede hacerse la evaluación de los disparos en el fondo del pozo, tomando los registros de producción, una vez que se ha puesto en explotación éste.

**IX. 4. Factores que afectan los resultados de las perforaciones.**

Se ha venido observando que hay factores que afectan los resultados de las perforaciones, estos factores son por diferentes circunstancias, a continuación se mencionan las más importantes:

**- Taponamientos de los disparos.** - Este problema puede ser muy severo, pero puede ser controlado mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado. Los re-

**El estado del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o**

**más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica,**

**los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de**

**Los disparos tienden a llenarse con rocas trituradas de la**

**formación con sólidos de lodo y residuos de las cargas cuando**

**disparan en el lodo. Los lodos con alta densidad, mezclados con**

**sólidos pesados, provocan la formación de taponamientos en los**

**bas de formación, las de producción y las mediciones del índice**

**de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea so-**

**bre el daño del pozo, su productividad, y su recuperación.**

**Limpieza de los disparos taponados. - En arenas no**

**consolidadas, las herramientas de sondeo y las lavadoras de dispa-**

**ros han sido usadas con éxito para limpiar los disparos en muchas**

**áreas. Si los disparos en pozos terminados en arenas, no pueden**

**limpiarse con herramientas de "sondeo instantáneo" o lavadoras, el**

**siguiente paso consiste generalmente en abrir cada disparo con aciel**

de agua limpia para lavar los pozos. Los pozos con obstru-  
ciones que el lodo del desplazamiento de las fracturas, de la for-  
mación, generalmente cuando se trata de pozos que  
la presión de fracturamiento sea elevada.

Los pozos de lodo son bastante más fáciles de remover  
de los pozos en formaciones carbonatadas, debido a que al entrar  
el ácido en unos cuantos disparos, generalmente dissolve una canti-  
dad de roca suficiente para abrir otros pozos. Generalmente los  
pozos terminados en formaciones de calizas o dolomitas se disparan  
en ácido, con una presión diferencial hacia la formación. Sin embar-  
go, los disparos en aceite o agua limpia con una presión diferencial  
hacia el pozo, son muy satisfactorios.

El taponamiento de los disparos con parafina, asfaltenos o  
incrustaciones, es un gran problema en muchas partes del mundo.  
Los tratamientos con solventes, generalmente removerán la parafi-  
na o los asfaltenos si los disparos están obstruidos con incrustacio-  
nes solubles o insolubles en ácido, es aconsejable redisparar y  
tratar con ácido o con otros productos químicos.

**Efecto de la presión diferencial.** - Cuando los disparos se  
realizan en presencia de lodo con una presión diferencial hacia la

formación, los disparos se hacen con pistolas cortas de lado de la formación y se evita de las cargas. Las cargas de lado son difíciles de remover, produciendo en algunos casos un tapón mismo permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Concluyendo cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos.

**Efecto de usar fluidos limpios.** - Si una pistola en lo particular proporciona un tamaño y penetración adecuados bajo ciertas condiciones del pozo, la productividad del pozo se optimizará si parándola en aceite o salmuera limpia, manteniendo una presión diferencial hacia el pozo al disparar y durante el periodo de limpieza.

2a.

**Efecto de la resistencia a la compresión.** - La penetración y el tamaño de los disparos a chorro se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación.

La penetración de las pistolas a bala decrece severamente al aumentar la resistencia de la tubería de revestimiento, del cemento, y de la formación.

**Limitación de presión y temperatura.** - Las presiones en pistolas con cargador de tubo pueden ser empleadas en el fondo del pozo para limitar el uso de algunas pistolas con carga de tubo. Esto evita el arriesgamiento de la tubería de gas expuestas. Sin embargo, pocos pozos son disparados, cuando la presión es un problema, con pistolas convencionales con cargadores de tubo.

Como regla general, las cargas para alta temperatura pueden emplearse en pozos con temperatura del orden de 300-400°F.

Esta recomendación es basada en lo siguiente:

- La mayoría de las cargas para alta temperatura proporcionan poca penetración.

- El explosivo de alta temperatura es poco sensible, originando mayores fallas en los disparos.

- Las cargas para alta temperatura son mas costosas.

- Existen pocas cargas para seleccionar.

La tabla IX-2 nos proporciona un ejemplo de las especificaciones de presión y temperatura para pistolas selectas.

**Dañó en el cemento y la tubería de revestimiento.** - Las



La pérdida de presión y temperatura en las pistolas con cargador de tubo cuando la carga no completa el fondo del tubo pueden reducir el uso de algunas pistolas con cartuchos de calibre. Esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina virtualmente que el consumo se reduzca. Con el uso de las pistolas a bala convencionales, no se define mucho las tuberías de revestimiento. Al disparar con un claro igual a cero, se tiende a eliminar las expansiones dentro de la tubería de revestimiento.

Control del claro de las pistolas. Un claro excesivo con

cualquier pistola a chorro y en especial, con algunas como se indica en la figura IX-13, puede ocasionar una penetración inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado y forma irregular de los agujeros. Las pistolas a bala debería generalmente dispararse con un claro de 0.5 pg. para evitar una pérdida apreciable en la penetración. Generalmente las pistolas a chorro convencionales de diámetro grande presentan poco problema, excepto cuando se disparan en tuberías de revestimiento de 9 5/8 pg. o mayores.

El control de claro puede lograrse a través de expansores de resorte, magnetos, y otros procedimientos. Dos magnetos, uno localizado en la parte superior y otro en el fondo de las pistolas que se corren a través de la tubería de producción, se necesitan ge

copias pueden mostrar la posición de disparos recientes o antiguos, para aumentar las probabilidades de encontrar un disparo reciente con ciertas experiencias, tales como las usadas en el método de la sonda. En algunos casos la centralización de las pistolas puede ser con una sonda. En este caso el registro de la sonda debe ser de tamaño más consistente y satisfactorio. Cuando las formaciones en la tubería de revestimiento o en la tubería de producción son mayores de 2 pg., es generalmente conveniente desmontar y orientar la dirección de los disparos de las pistolas.

La centralización de las pistolas no es recomendable para las pistolas a chorro que se corren a través de la tubería de producción, ya que éstas están generalmente diseñadas para disparar con un claro igual a cero. Las pistolas con cargas a chorro que pueden generalmente aliviar el problema del claro cuando se corren a través de las tuberías de producción. Sin embargo, se pueden tener residuos y problemas mecánicos bastante severos.

**Medición de la profundidad.** - El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en cerrar un localizador de copias con las pistolas, y medir la profundidad de los copias que han sido localizados, respecto a las formaciones usando registros radioactivos.

Algunos marcadores radioactivos pueden instalarse dentro de cargas preformadas seleccionadas, para ayudar a localizar la profundidad exacta de los disparos. Los registros de detección de

copias para mostrar la posición de disparo instantánea o anterior-  
 vermente, para aumentar las posibilidades de obtener un claro  
 res hasta con cargas expuestas, tales como las usadas en pistolas  
 adecuado. En algunos casos la centralización de las pistolas produ  
 con cargas encapsuladas. En caso caso el registro señalar las de  
 co registradas de tiempo, firma, contenido y balística. Cuando los  
 formaciones en la tubería de revestimiento ocasionadas por la dete-  
 ción de las cargas expuestas.

**Disparos orientados.** - Los disparos orientados se requie-  
 ren cuando se usan varias sartas de tubería de revestimiento, o en  
 terminaciones múltiples en las que se dispara a través de la tubería  
 de producción, cuando están juntas las tuberías de producción. Se  
 dispone de dispositivos mecánicos, radiactivos, y electromagnéticos,  
 para orientar las pistolas, cuando se usan pistolas orientadas en -  
 terminaciones múltiples, a través de las tuberías de producción se  
 deben usar siempre pistolas con cargadores tubulares de pared del-  
 gada. Las pistolas con cargas encapsuladas pueden provocar el co-  
 lapso de alguna tubería de producción adyacente. Para evitar el dis-  
 parar las sartas de tubería de revestimiento adyacentes, cementadas  
 en el mismo agujero, la práctica más usual consiste en correr una  
 fuente radioactiva y un detector sobre el mismo cable eléctrico de  
 las pistolas y a continuación girar las pistolas para evitar perforar  
 las tuberías de revestimiento adyacentes.

**Penetración contra tamaño del agujero.** - Al diseñar cualquier carga perforadora puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una mínima penetración puede ser importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aún cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 0.4 pg.

Sin embargo, en situaciones más normales, debido a la dificultad en remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo de diámetro pequeño, el agujero en la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, debería normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de 0.5 pg. con un agujero liso y de tamaño uniforme de máxima penetración.

#### **IX.5.- Densidad de las perforaciones.**

Este término se refiere al número de cargas que se disparan a lo largo de un metro. Este término depende generalmente del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación, y



También se han considerado algunas expresiones que sirven para calcular el número necesario de agujeros a perforar en la TR, para una explotación racional de hidrocarburos. Como se ha venido haciendo, como es evidente que para un yacimiento dado, se requiere un número de agujeros, a fin de dar paso a los fluidos de manera que se encuentran en el yacimiento.

Algunos investigadores han establecido algunas expresiones matemáticas que permiten calcular un número de agujeros para explotar los hidrocarburos, lo que se hace relacionando datos como las producciones  $P_0$  y  $Q_1$  antes y después de una estimulación, la densidad de agujeros a perforar ( $n$ ); la penetración de estos ( $x$ ); el radio de la sección de los agujeros por perforar ( $r_p$ ); el radio del pozo ( $r_w$ ) y el radio efectivo de dreme en la formación ( $r_e$ ).

Así se tiene la expresión:

$$\frac{Q_1}{P_0} = \frac{1}{1 + \frac{fx}{n \cdot A}}$$

En donde:

$$A = 4 r_p \left[ 1 - \frac{\log \frac{110 r_w}{r_e}}{\log \frac{12 r_e}{r_w}} \right] \quad (2)$$

También se han construido gráficas que ligan los gases  $Q_1$  con la densidad de perforaciones ( $n$ ) y su penetración ( $x$ ) para cada revestimiento. Como ejemplo se muestran las (gráficas IX-1 y IX-2) que nos permiten determinar algunos datos cuando se conocen otros.

Ejemplos de lo expuesto son los siguientes:

### Primer Problema.

Un pozo del campo de Poza Rica, terminado en agujero abierto produce 50 m<sup>3</sup>/d. ¿Qué producción se obtendrá si lo revestimos y lo disparamos con una densidad de cargas de 4 agujeros/pies = (12 agujeros/m), cuyo diámetro  $D_p = 1/5''$  y con penetración  $x = 2.5''$ ?

Solución: En la gráfica IX-1 preparada para Poza Rica con

$D_p$  y  $x$  encontramos que  $Q_1/Q_0 = 0.68$

$$\text{De donde: } Q_1 = Q_0 \times 0.68 = 50 \times 0.68 = \underline{34 \text{ m}^3/\text{d}}$$

### Segundo Problema.

¿Con qué densidad de cargas debemos perforar un intervalo para obtener  $Q_1/Q_0 = 0.97$

Datos:

$$r_e = 656'$$

$$D_p = 1/2''$$

$D_0 = 0.5/0^{\circ} = 0.000^{\circ}$        $r_0 = 4.315^{\circ}$   
 $n = 0.72$        $n = 0.72$        $n = 0.72$        $n = 0.72$   
 $D_{12} = 6.5/0^{\circ} = 0.000^{\circ}$        $r_{12} = 3.315^{\circ}$

Como para obtener la de  $x=7$ , las neces...

para obtener una relación  $Q_1/Q_0$  que lleva implícitas algunas supo...

**Solución:**

algunas ordinarias, por el valor 110 que suponemos es preciso co-  
 nocer la producción de log 12 re y la relación  $Q_1/Q_0$  de algunas  
 que las condiciones perforación diferentes de como a fondo, así como

también las presión en log 110 y log 1823 en log 7227  
 $A = (4) (0.25) \left[ 1 - \frac{\log \frac{110}{655}}{4.312} \right] = 1 - \frac{\log 7227}{\log 1823}$

por otra parte en presión en log 110 y log 1823 en log 7227  
 de un valor de la presión de la presión y de los comparaciones

$A = 1 - \frac{0.1405}{3.2608} = 1 + 0.043 = 1.043$

en la gráfica X-2 saca mos que fax = 0.80

De donde:

Despejando "n" de la ecuación (1) obtenemos:

$n = \frac{(Q_1/Q_0) (0.80)}{(0.10) (1)}$  , pero como  $Q_1/Q_0 = 0.90$



$Q_1/Q_0 = 0.72 = 72\%$   
 $n = 7$   
 $Q_1 = 0.72 Q_0$   
 $n = 7$

Como punto de partida, para obtener la cantidad  $n=7$ , es necesario suponer una relación  $Q_1/Q_0$  que lleva implícitas algunas suposiciones erróneas, por ejemplo: para suponer gastos de preciso conocer la producción de pozos vecinos, ya estimados y ya sabemos que las condiciones perforatorias difieren de pozo a pozo, así como también las presiones de fondo varían entre aquéllos.

Por otra parte, hay que tomar en cuenta que la producción de un pozo depende de la presión de fondo y de las contraprestiones que se apliquen contra la formación.

**IX.6. - Condiciones para efectuar las perforaciones.**

Las técnicas aplicadas para efectuar la preparación de los pozos varían con el tipo de carga que se usen.

Quando se emplean las pistolas tubulares en la terminación de pozos las condiciones que deben observarse son:

- a) Pozo lleno con lodo
- b) Con tubería de producción fuera del pozo
- c) Sin conexiones definitivas (preventor instalado)

existir al dispararse con uno y otro tipo de plantas, salvan a la vez  
 Las condiciones primarias y secundarias de estos tipos de pozos  
 principalmente las ventajas de la técnica usada al emplearse las pla-  
 ner bajo control al poco una vez disparado.

Como segunda, el pozo deberá estar con la tubería de producción  
 el agua que se provoca en la formación al dispararse el pozo  
 ción hecha, durante la operación del disparo. Esto queda obligado por  
 el diámetro de las plantas (4").

En la terminación del pozo se deberán las plantas de produ-  
 ción, en su caso, las condiciones del pozo para la operación con  
 tuberías.

- a) Pozo lleno con agua o aceite estabilizado
- b) Tubería de producción colocada 10 m arriba aproxima-  
 mente de la zona por disparar.

c) Conexiones definitivas instaladas

Las condiciones anteriores son consideradas desde un punto de  
 vista más técnico para la terminación de un pozo y deberán observar  
 se siempre antes de efectuar los disparos, ya que el pozo lleno con  
 agua o con aceite, antes del disparo disminuirá el daño a la formación  
 y con las conexiones definitivas se tiene un mejor control.

Haciendo una comparación de las condiciones que deberán -

colocar el disparador con uno y otro tipo de pistolas, tal como se le vio en las condiciones primeras y últimas. El caso que se menciona en la foto es el resultado de la técnica usada al emplearse las pistolas desintegrables.

Como segunda el caso que se muestra en la foto es el resultado de la técnica usada al emplearse las pistolas desintegrables. El caso que se menciona en la foto es el resultado de la técnica usada al emplearse las pistolas desintegrables.

Si las pistolas usadas son las tubulares, después de haberse efectuado el disparo sentir que meten la tubería de producción libre y hacer las conexiones superficiales definitivas para después cambiar lodo por agua, empleándose un viaje más de tubería que cuando se usan pistolas en rosario.

Sin embargo, al utilizar pistolas de tipo tubular existe la ventaja sobre el uso de las desintegrables en rosario de que la certeza que se tiene en el número y posición de las cargas disparadas efectivamente puesto que al sacar la pistola después del disparo puede comprobarse físicamente las cargas disparadas.

**Concluyendo:** El método preferido para disparar consiste generalmente en disparar usando fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes y manteniendo una presión diferencial hacia el pozo. Normalmente es suficiente con mantener una presión diferencial hacia el pozo de 200 a 500 lb/pg.<sup>2</sup>

En calizas o dolomitas, puede ser conveniente disparar en ácido clorhídrico (HCl) o ácido acético, con una presión diferencial hasta la formación, si se usa aceite o agua limpios que proporcionen la carga hidrostática requerida para controlar el pozo.

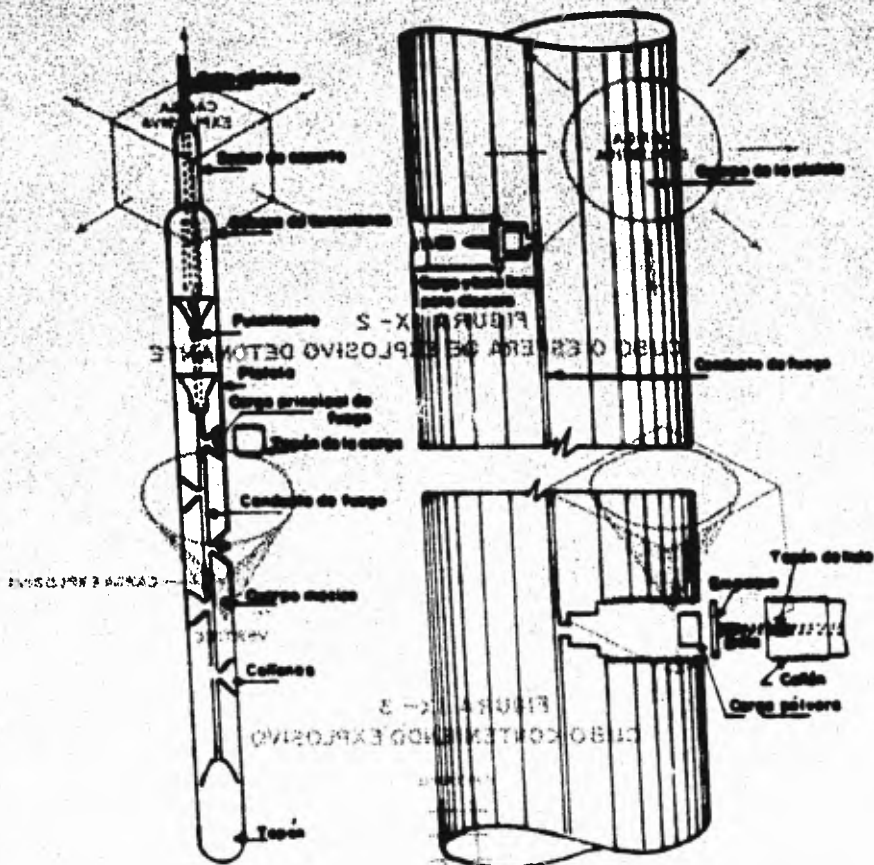
También no es recomendable disparar en aceite, en agua o en ácido bajo una columna de lodo.

En cuanto al tipo de fluido a producir y posibles presiones se tiene que:

- Los pozos productores de aceite con baja presión pueden ser disparados con aceite o agua dentro de la tubería de revestimiento, con poco control superficial, siendo suficiente un prensa-estopa tipo limpiador. Sin embargo, es siempre conveniente usar un preventor de cable.

- Los pozos productores de aceite con presión normal pueden ser disparados con aceite o agua en el agujero, con pistolas a través de la tubería de producción, usando instalaciones de control convencionales a boca del pozo y un prensa-estopa ajustable tipo espiral.

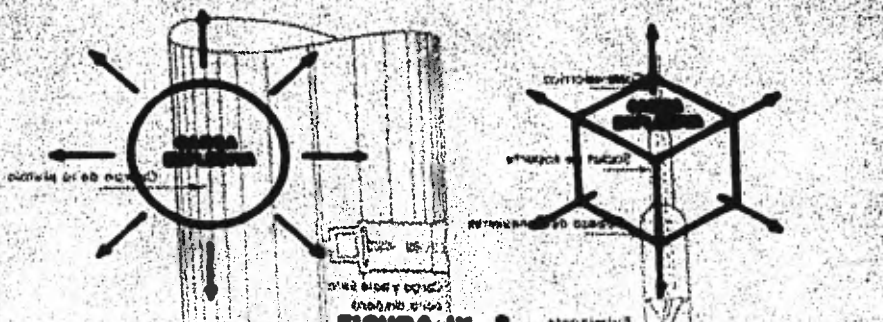
- En todos los pozos productores de gas deberá usarse un lubricador con sello de grasa, así como en todos los pozos que se prevea una presión superficial mayor de 1000 lb/pg.<sup>2</sup>



**PISTOLA A BALA**

**FIGURA IX-1**

A - 27 XRU017



**FIGURA IX-2**  
**CUBO O ESFERA DE EXPLOSIVO DETONANTE**



**FIGURA IX-3**  
**CUBO CONTENENDO EXPLOSIVO**



**FIGURA IX-4**  
**CUBO DESPUES DE QUE SE LE DETONA**



SECCION DE UNA  
CARGA DE CHORRO

DESCRIPCION DE LA CARGA DE CHORRO  
 EN UNO DE LOS TIPOS DE CARGAS  
 QUE SE USAN EN LA FABRICACION DE  
 LOS CHORROS

DE LA CARGA Y DE LA  
 JALISA (CARGA)

CHORRO  
 (CARGA)  
 CARGA DE CHORRO  
 (CARGA)



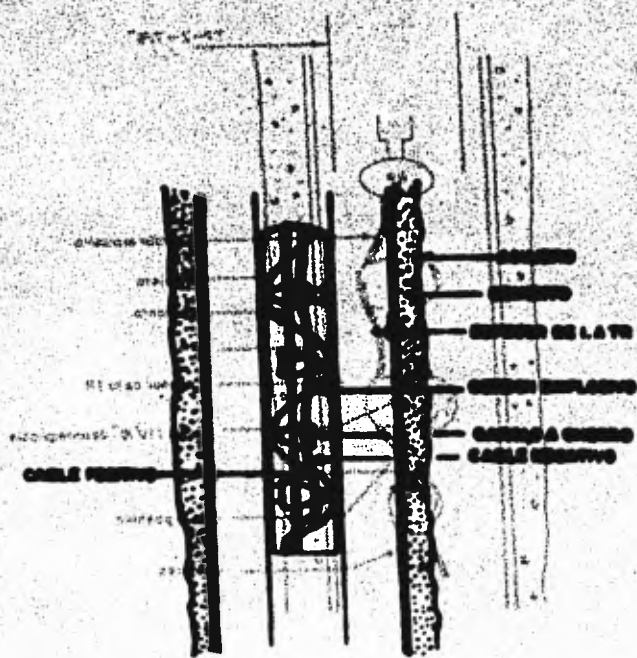
DIAGRAMA DE UNA PISTOLA "BYRON JACKSON" PARA  
 DISPARAR CARGAS DE CHORRO

FIGURA IX-6

LA FABRICACION DE LA CARGA DE CHORRO  
 SE HECE EN UNO DE LOS TIPOS DE CARGAS  
 QUE SE USAN EN LA FABRICACION DE  
 LOS CHORROS

BYRON JACKSON



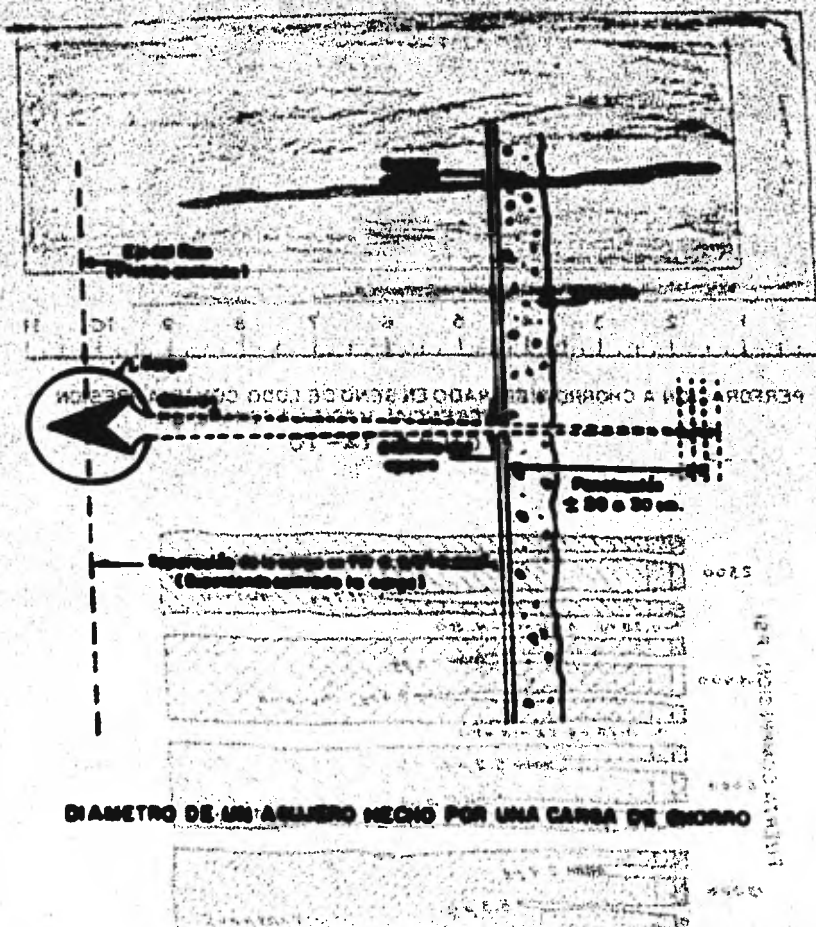


**PISTOLA A CHORRO DENTRO DE UN POZO**

**ESQUEMA FIGURA IX-7**

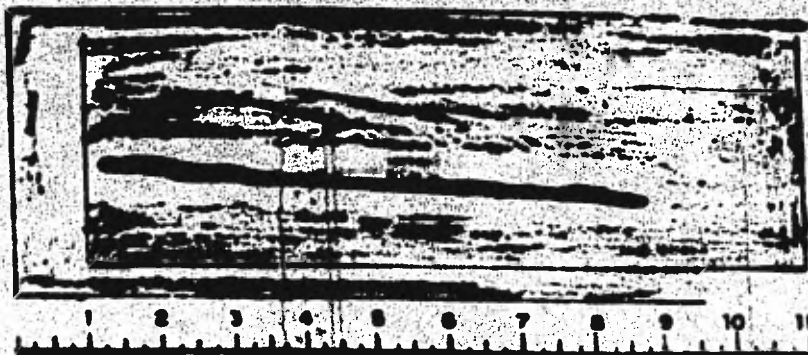
3-11-19013





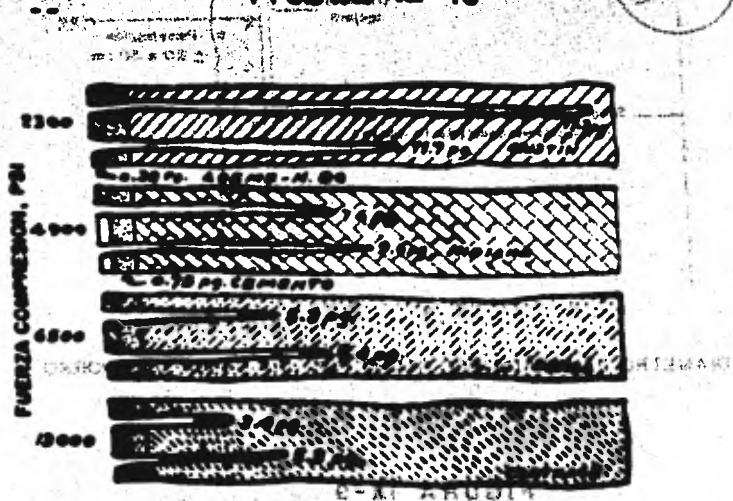
**FIGURA IX-9**

INDICACIONES PARA LA PERFORACION DE UNO O VARIOS ANILLAGEROS Y PARA LA PERFORACION DE UNO O VARIOS ANILLAGEROS



PERFORACION A CHORRO EN PARADO EN SENO DE LODO CON UNA PRESION DIFERENCIAL HACIA LA PERFORACION

FIGURA IX-10



EFFECTOS DE COMPRESION DE LA FORMACION Y EFICIENCIA DE PENETRACION CON PERFORACIONES A BOLA Y CHORRO

FIGURA IX-11

FIGURA IX-12

Perforación, Pulgadas

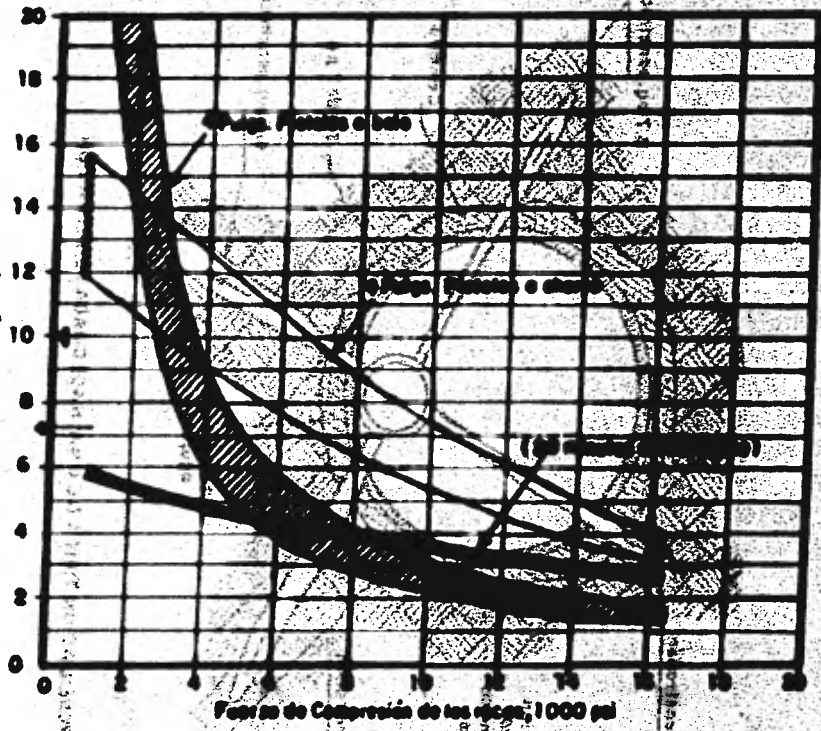


FIGURA IX-12 - Perforaciones a clave, base e hidráulica en formaciones con diferentes fuerzas e la compresión.



REPRESENTACION TIPICA DE UNA INADECUADA PENETRACION

FIGURA IX-13

TABLA 9-1

RESULTADOS COMPARATIVOS DE PERFORACIONES EN VARIOS FLUIDOS

TIPO DE PERFORADOR, FLUIDO EN EL POZO Y PRESIÓN DIFERENCIAL.	DATOS DE PERFORACION		Promedio de resaca al bajar el cable de fondo,	Promedio índice de flujo	Condiciones de perforación después del flujo	
	Penetración Pulg.	Tamaño agujero Pulg.	por el flujo, por			
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1.5118		52'000	800
Perforador a cebra						
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1.1118		52'000	410
10-15 agua estada					52'000	410
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			2.2118			
300 psi dentro de la formación	6 1/2-8	1/4-1/2	0	1.00	Agujero limpio hasta la profundidad total.	
LOGABAY Y YUVA IEMBEVILORNY						
300 psi dentro de la formación	6 1/2-8	1/4-1/2	0	0.61	Agujero limpio e perfectamente liso con carga	
de 3 a 10 horas					con carga de escombros y arena.	
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1.1118		50'000	200
10-15 de todo escombros-quebracho	6 1/2-8	1/4-1/2	30	0.35	Parcial e perfectamente liso con carga	200
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1.1118		15'000	
300 psi dentro de la formación					y carga de escombros.	
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1.2118		12'000	240
10-15 todo base-osa	6 1/2-8	1/4-1/2	100	0.41	Completamente liso con toda carga y	252
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			1		30'000	
300 psi dentro de la formación					carga de escombros.	
CHORRO (SALIN) CARGA (SALIN)			2.2118		50'000	240
Perforador a base					12'000	520
LOGABAY Y YUVA IEMBEVILORNY						
10-15 agua estada	3-3 1/2	1/2	0	0.61	Limpio e perfectamente liso con carga.	
300 psi dentro de la formación						
TIPO DE BICICLAR			0.0' 6016		HEB 671	WILPBY O E
10-15 de todo escombros-quebracho	3-3 1/2	1/2	30	0.55	BANCO DE PIERRO-	NUMERO DE IEMBE-
300 psi dentro de la formación						
DE PIERRO A IEMBEVILORNY BAYI REGRESSIONAN BEREONAPORBE						

TABLA 9-2

RANGOS DE PRESION Y TEMPERATURA PARA SELECCIONAR PERFORADORES

TIPOS DE PISTOLAS	OD, Pulg.	RANGO DE PRESIONES Psi	RANGO DE TEMPERATURAS OF
<b>POLVORA A BAJA TEMPERATURA</b>			
<b>BALA</b>	3 1/4, 3 3/8	15,000	300
<b>CHORRO (STD. CARGA NUECA)</b>	3 3/8, 4	20,000	340
<b>CHORRO (AGUJERO GRANDE-CARGA NUECA)</b>	4	20,000	370
<b>CHORRO (PARED DELGADA-CARGA NUECA)</b>	1 3/8, 1 11/16, 2 1/8, 2 7/8	15,000	340
<b>CHORRO BALANCEADO (A TRAVES DE LA T.P.)</b>	1 11/16	12,000	300
<b>CHORRO (PARCIALMENTE A TRAVES DE LA T.P.)</b>	1 11/16, 2 1/8	20,000	300
<b>POLVORA A ALTA TEMPERATURA</b>			
<b>CHORRO (STD. CARGA NUECA)</b>	3 3/8, 4	25,000	470
<b>CHORRO (PARED DELGADA, CARGA NUECA)</b>	1 11/16, 2 1/8	25,000	470
<b>CHORRO (PARED DELGADA, CARGA NUECA)</b>	1 9/16	25,000	500

RECOMENDACIONES DE SELECCION DE PERFORACIONES EN ABRIGOS Y GUARDIAS



### OBVENCION

ESPACIAMIENTO ENTRE PEGOS

-  $E = 400 \text{ mm}$

RADIO EFECTIVO DE ORBE

-  $r_0 = 200'$

DIAMETRO DEL AGUERO

-  $D_0 = 0.5/8"$

RADIO DEL AGUERO

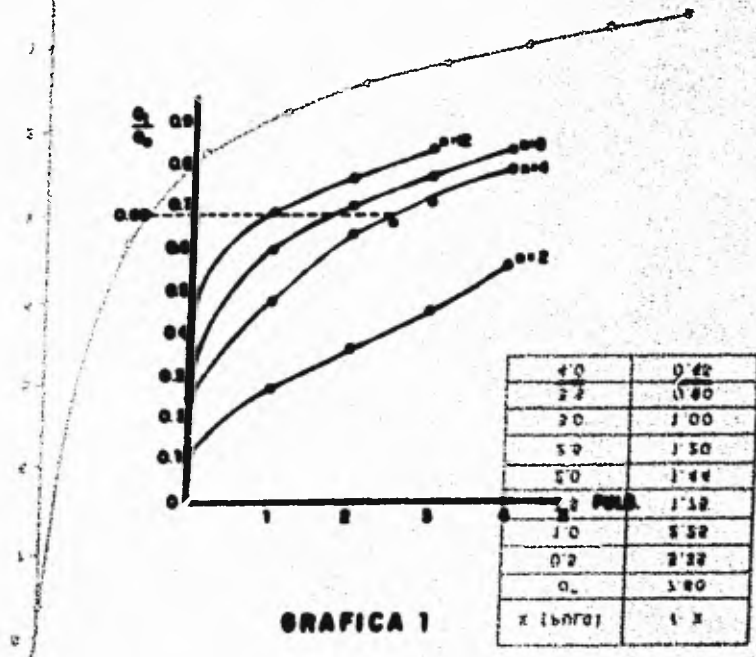
-  $r_1 = 0.250'$

DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES

-  $D_1 = 1/8"$

RADIO DE LAS PERFORACIONES

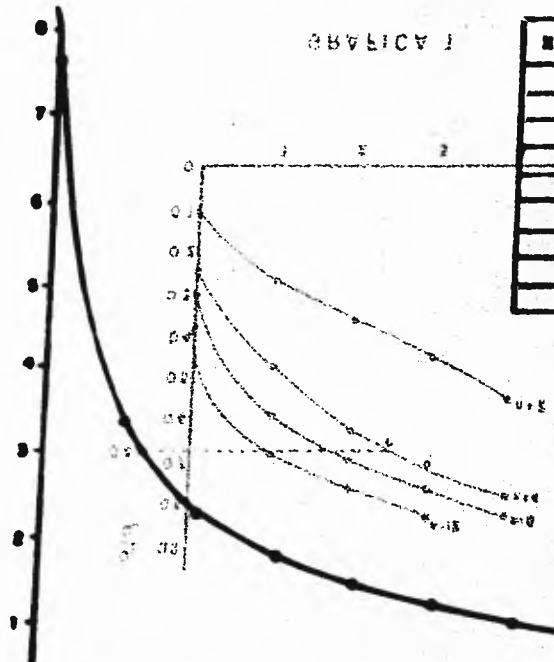
-  $r_2 = 0.125'$



GRAFICA 1

GRAFICA 1

n (PULG)	f n
0	7.00
0.5	6.25
1.0	5.00
1.5	3.75
2.0	2.50
2.5	1.75
3.0	1.00
3.5	0.25



OVALADO DE 1.00 PULG.      AVISO DE CIRCUNFERENCIAS       $-L^2 = 0.10$   
 OVALADO DE 0.50 PULG.       $1.00 = P^2$       RADIO DE CURVATURA       $-L^2 = 4.715$   
 OVALADO DE 0.25 PULG.       $L = 100$       RADIO SECCION DE OVAL       $-L^2 = 278$

GRAFICA 2

(a) Presencia de arenamiento de los fluidos producidos por un pozo, lo cual puede observarse en las bacterias de separación o bien por depósitos mecánicos instalados en la línea de producción o bien por depósitos mecánicos instalados en la línea de producción.

### CONTROL DE ARENAMIENTO DE POZOS

(b) La migración de arena al pozo puede ocasionar un aumento de los costos de extracción, por su alto poder abrasivo, lo que hace que aumenten los costos de extracción.

Por otro lado la migración continua de arena, puede causar que la parte inferior del pozo, frente a la zona productora, sea llena de conóido, y cause restricciones en la producción del pozo ó sus penda esta totalmente.

Las formaciones arenosas contienen cantidades abundantes de arcilla y limo las cuales al reaccionar con las partículas de arena pueden formar tapones impermeables que impidan la producción.

A continuación daremos una explicación de las causas, síntomas y soluciones de los arenamientos en los pozos.

**Síntomas:**

Existen dos síntomas que se pueden detectar como:

a) Procesos de erosión en la zona de las fluidas producidas por un pozo, la cual puede observarse en las laterales de control de armamiento de pozos. La erosión se produce en la zona de descarga de arena, el pozo también sufre de erosión en la zona de las fluidas producidas.

b) Disminución de la producción en forma más rápida que en la declinación natural del pozo en las condiciones normales o el

causa total de la producción.

Causas:

Existen muchas causas que ocasionan los arramientos, pero mencionaremos las dos causas más importantes.

- a) Formaciones constituidas por arenas no consolidadas, ó bien areniscas ó calizas arenosas en las que por presencia de producciones ó cono de agua ocasionan reacciones químicas desfavorables que permiten disolver los materiales cementantes que unen a las partículas de arena facilitando la desintegración de la estructura de la formación:

- b) Formaciones inclinadas de arena pueden acelerar el pro

### **Soluciones:**

Estas herramientas consisten en la introducción con cable

**Los métodos para el control de arena los podemos agrupar**

**en dos partes, las cuales son:**

### **I. Métodos mediante el control mecánico.**

a) **Limpieza periódica.**

b) **Introducción de cedazos.**

c) **Combinando cedazos con empacamiento de grava.**

### **II. Métodos mediante la introducción de sustancias químicas.**

**cementantes para consolidar los granos de arena.**

**A continuación explicaremos cada uno de los dos grupos.**

#### **I. Mediante el control mecánico.**

a) **Limpieza periódica:**

**Cuando el depósito de arena es lento puede recurrirse a**

**limpiar el pozo periódicamente mediante:**

**a.1** Las cubetas o descargadores, que sirven para extraer la arena de los pozos en los que se desea evitar el uso de cubetas, se utilizan en los pozos en los que se desea evitar el uso de cubetas. Los fluidos de control como pozos de baja presión de fondo.

Estas herramientas consisten en la introducción con cable de un depósito tubular con válvula de pie al que se le aplica vacío en su interior por medio de un pluma.

Los diámetros de la cubeta pueden ser de: 1 1/4, a 3 1/2" D.E., la longitud puede ser de 10 a 17 m., la capacidad puede ser de 5 a 25 lb.

**a.2** For circulación de fluidos: este método se emplea en aquellos pozos en los que en la magnitud del arenamiento es grande ó la arena se ha compactado en el fondo del pozo impidiendo el uso de cubetas.

La operación consiste como su nombre lo indica en circulación un fluido (aceite o agua gelatinizados o lodo) con una viscosidad adecuada a través de la T.P., con un fin de que al llegar al nivel de la arena acarree y sea llevada hasta la superficie por el espacio anular. Con frecuencia se emplea en el extremo inferior de la T.P. una zapata, chizla o una barrena para remover el te

para determinar los cambios de posición o tamaño de las arenas, para determinar los cambios de posición o tamaño de las arenas, para determinar los cambios de posición o tamaño de las arenas.

**En ocasiones los tapones de arena pueden atrapar y taponar el extremo inferior de la T.P., y para poder sacar y matar al pozo se hacen una ó dos perforaciones en la T.P., arriba del tapón**

de arena para circular y matar al pozo.

Supongamos que en un pozo se nos presenta el problema de arenamiento y se nos ha storado la tubería. En este caso no se puede establecer circulación ya que está tapada y storada la T.P. lo que se trata en este caso es introducir una péscola para perforar la T.P. sin dañar la T.R. (haciendo una ó dos perforaciones) y después se circula fluido de control. Si sigue pegada la T.P. se corta y con una carga explosiva se desconecta, esto origina tener un pescado por lo que usamos una tubería lavadora y el pescado se caerá al fondo, entonces se mete un pescante y se saca el pedazo de tubería.

**b) Introducción de cedazos.**

Los cedazos son medios mecánicos que impiden el paso de arena del yacimiento hacia el pozo, su diseño está en función del tamaño de los granos de arena que constituyen la formación produc

ora, para determinar los tamaños de orificios o ranuras. En ocasiones los ranos de gran tamaño pueden ser la formación productora. Los tipos de cedazos son el exterior de la T.P., y para poder saber y medir el de los siguientes:

to se hacen una o dos perforaciones en la T.P., arriba del tubo

b.1 Tubo ranurado. Se arma para circular y mantener el tubo

b.2 De tubo ranurado y alambre enrollado

de subterráneo que en un pozo se nos presenta el problema de

b.3 De tubo ranurado preempacado (hidropack)

tratamiento y se nos ha acordado la tubería. En este caso no se

b.1 Los tubos ranurados, tienen las ranuras horizontales o verticales y por lo general tienen forma piramidal o viciada, es decir, tienen una reducción en la parte exterior del tubo que amplíase hasta el interior de éste con el objeto de que sea autolimpiables con el simple paso de los fluidos y permitir una mejor capacidad de producción del pozo.

b.2 Los cedazos de alambre enrollado son tubos ranurados

dos con alambre de acero inoxidable enrollado en su exterior estos cedazos están menos sujetos a corrosión y erosión que los tubos ranurados únicamente, pero su costo es mayor.

b.3 Los cedazos preempacados: consisten en dos tubos ranurados

colocados uno dentro del otro y con grava natural o sinté-



los depósitos de arena, arena gruesa y arena fina de arena de diámetro...

que no se logran detener con los cedazos de malla y ranura; pero...

Para simplificar puede ser el doble del diámetro del cedazo... como su costo es mayor y además son fáciles de taparse con limos...

El problema de obstrucción con limos y lodos puede solucionarse mediante lavados de dispersante...

La colocación es sencilla...

se corre con los mismos dispositivos de llave...

**c) Cambiando cedazos con empacamiento con grava:**

El empacamiento con grava: consiste en la colocación de...

un filtro de grava alrededor de los cedazos ranurados. El tamaño...

de la grava se elige de la misma manera que las aberturas de las ranuras de los cedazos, es decir de acuerdo con un análisis granulométrico de la zona productora. Fig. X-2.

Los empacamientos de grava pueden realizarse en agujero abierto y en agujero entubado, aunque difiera en las técnicas de operación.

**c.1 - Empacamiento con grava en agujero abierto, Fig. X-3:**

el procedimiento es:

Este amplificador puede ser del doble del diámetro del agujero original, para cerrar los brazos de la herramienta simplemente se alivia la presión de bombeo.

Como el amplificador puede abrirse o cerrarse es posible remplazar todo el intervalo de flujo para más del flujo a los pozos arenosos. Fig. 4

**Después de tomar un registro de calibración del agujero descubierto para calcular el volumen de grava a utilizar, se corre el**

cedazo ramurado (el cual lleva una herramienta de empaque y soldadura en su extremo superior) con la T.P. (tubería de producción) que lleva a su vez el complemento soldador, un convertidor de flujo y camisa deslizable, la cual puede abrirse o cerrarse por rotación de la manga inferior.

El invertidor de flujo permite circulación del fluido introduciéndolo por la T.P. y más tarde es desviado hacia el espacio anular y al llegar al invertidor sale hacia el espacio anular entre la T. P. y T. R. hasta la superficie;

Este tipo de empaquetamiento básicamente consiste en colocar la grava en el espacio anular formando entre la superficie y la tubería un cedazo retenido. El método que se sigue es por dos etapas.

La primera: consiste en colocar la grava en el espacio anular (formación - T.R.) por medio de presión como si fuera una contracción forzada.

La segunda: la segunda consiste en colocar la grava en el espacio anular (T.R. - cedazo) por circulación inversa o bien según el método descrito en el caso de agujero abierto.

A continuación describiremos las operaciones que son:

Antes de introducir la grava, las paredes de la formación deben ser limpiadas de materias de invasión con tratamientos de lavado o por sonda. A continuación mediante un fluido viscoso

Una tubería corta con un extremo al exterior de la formación y el otro extremo conectado al lavador de la tubería con el fin de lavar el interior de la tubería con agua limpia.  
 El transporte de grava que por la gravedad se llega a la tubería, lo ocasiona el flujo de agua hacia abajo y el agua hacia arriba, formando una columna de agua y evitando así la compactación de la grava y permitiendo el flujo de agua.  
 T.R. - T.P. La grava es formada a través de las perforaciones hechas en las paredes de la formación, placas estratigráficas y fracturas naturales e inducidas. La grava sube hasta la superficie por circulación; también puede entrar en la T.P. y empujar la superficie de la tubería. Este tipo de empujamiento distalmente consiste en colocar una tubería en el espacio anular formando un sello en la superficie y la tubería.

**Una vez extraída el exceso de grava en el interior de la**

T.R. se introduce la tubería corta con cuidado llenando el espacio anular (T.R. - cedazo) en grava con circulación inversa antes de ascender el empuje superior de la T.R. corta o bien por el método de lavador de flujo ya descrito es recomendable usar con tradores en la tubería corta para asegurar que la grava rodea uniformemente el cedazo. Fig. X-5

**II. Métodos mediante la introducción de sustancias químicas**

**CAS.**

Este método consiste en un proceso de inyección de productos químicos dentro de las formaciones no consolidadas para proporcionar una cementación "instu".

Los productos químicos más empleados para el empaquetado

1) Resinas fenólicas

2) Resinas de fenol-formaldehído

3) Resinas de aminas formaldehído

4) Resinas epóxicas

5) Resinas de furano

6) Resinas fenólicas-furfuroil

Las consolidaciones químicas son por lo general más costo

sas que los empaquetamientos con grava, sin embargo tienen la ven  
taja de poderlos efectuar sin la necesidad de tener un equipo de re  
paración ó perforación instalado.

1) Resinas fenólicas

2) Resinas de fenol-formaldehído, -el fenol ( $C_6H_5OH$ ) se de  
nomina hidroxibenceno y ácido carbólico se encuentra en el alqui  
-tría de hulla ó de madera, el formaldehído se obtiene por hidróge  
-nación del material haciendo pasar sus vapores junto con los del  
aire, sobre cobre calentado al rojo, recogiendo el producto en agua.

3) Las aminas son compuestos orgánicos.

- 4) Resina epóxica
- 5) Resina de furano es un líquido muy viscoso que se encuentra en el alquitrán de pino.
- 6) Furfural se obtiene por oxidación con ácido clorhídrico o sulfúrico del salvado, cascarrilla del arroz u otros productos ricos en pentosanos.

El proceso de la consolidación de arena es el siguiente:

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

3) Por efecto del tiempo y la temperatura del fondo del pozo la resina se contrae acomodándose en los espacios reducidos entre los granos o puntos de contacto por efecto de capilaridad y ahí se endurece y solidifica.

4) La resina ocupa sólo un pequeño porcentaje del espacio poroso por lo cual la permeabilidad no se reduce apreciablemente.

El proceso y tiempo de endurecimiento puede controlarse mediante el uso de un agente catalizador el cual está incluido dentro de la solución o bien dentro de un bache de sobrelavado.

También para un mejor contacto de resina con la superficie de los granos de arena es conveniente usar precediendo a la solución de resina baches de lavado que desplacen el aceite de la formación y el agua congénita mediante el uso de agentes como el alcohol.

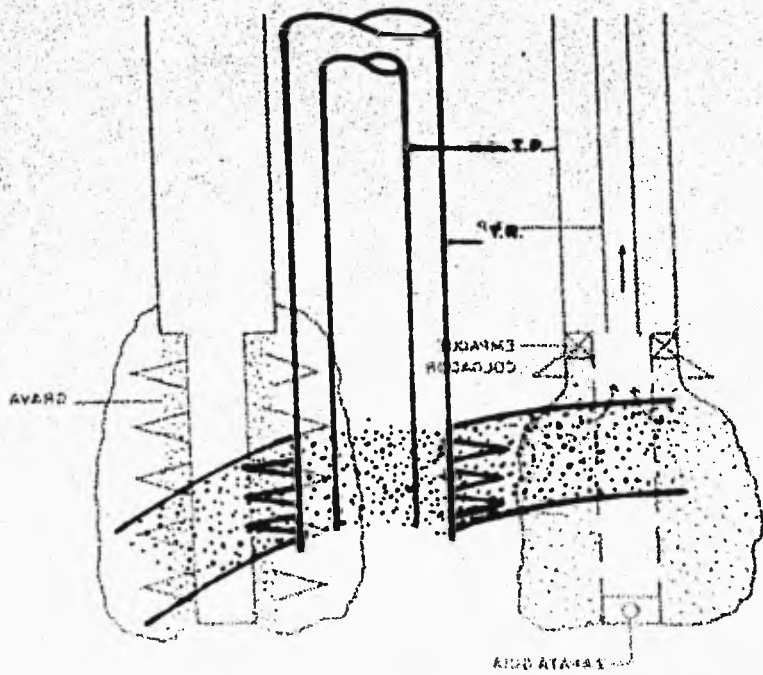
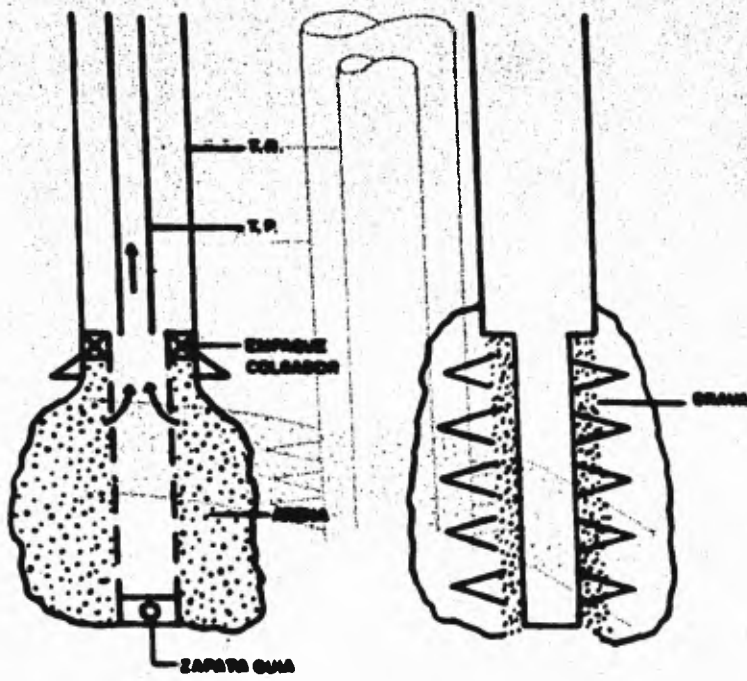


FIG. K-1

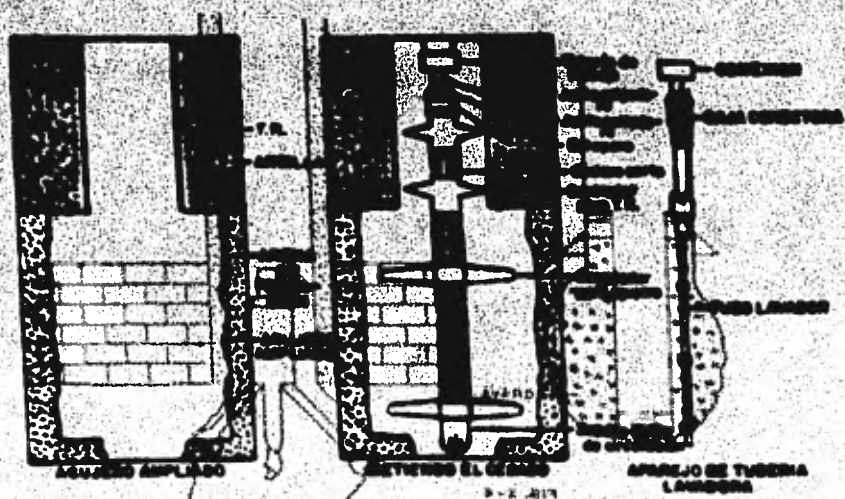
5 x 213



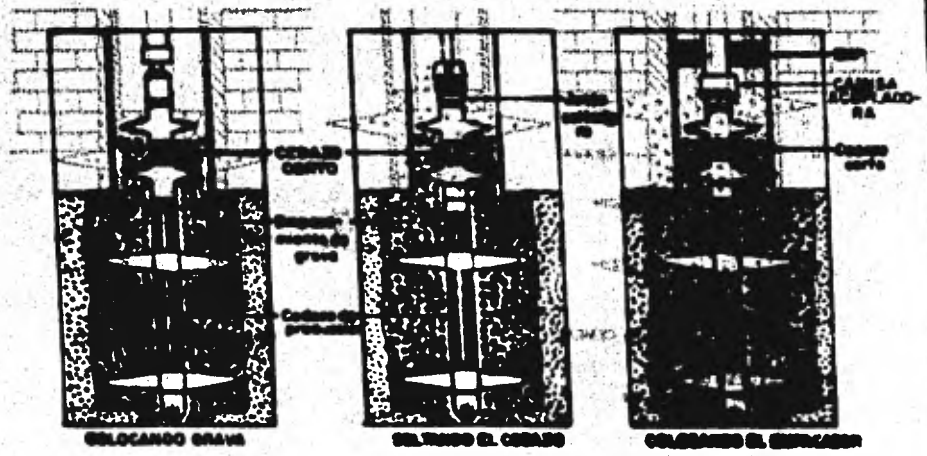


1-A-019

FIG. E-2



E-K 217



E-K 217

FIG. 5-3. EMPACAMIENTO DE GRANA EN EL AGUERO ABIERTO ESTADO DE CHICLASEN INVERNA



**CAPITULO XI. del pozo hacia la superficie.**

**INDUCCION Y LIMPIEZA**

A la hora de realizar estas tareas hay que tener en cuenta lo de que se trata, ya que en algunos casos se debe de utilizar el agua para limpiar el cable. La sonda va unida de manera que el caso de la columna hidrostática. La inducción consiste en disminuir la presión hidrostática del fluido de lavado (agua) y esta puede ser de 2 tipos. Se será evacuando, se procede a marcar el cable cada determinada longitud, estando así se conoce en que posición se encuentra la sonda. La inducción con sonda consiste en introducir el cable en el pozo para de comprobar que el yacimiento tiene un nivel de agua.

**- Inducción con sonda. - Este método consiste en originar un efecto de succión, introduciendo una sonda por medio de un cable.**

La sonda básicamente se compone de tres partes:

1) **Enchufe o socket. - Su objetivo es acoplar el cable con la barra de sondeo.**

2) **Barra de sondeo. - Es un elemento circular y sólido que sirve para introducir la sonda en el pozo.**

3) **Copas. - Constituidas de hule sintético y situadas en el pozo, son las que directamente extraen el fluido de control.**

del pozo hacia la superficie. IX CAPITULO

### INDUCCION Y LIMPIEZA

A la hora de realizar estos trabajos hay que tener cuenta de lo que la sonda va a hacer, por que si no, se puede dañar el pozo de la columna hidrostática. La sonda va unida por el cable de un malacote. Para conocer la profundidad que se está evacuando, se procede a marcar el cable cada determinada longitud, además así se conoce cuando se llega a ella. La manera de comprobar que el yacimiento está fluyendo es cuando uno se topa con un nivel de agua en una longitud ya evacuada.

**Inducción con nitrógeno.** Como ya se mencionó con anterioridad en un número considerable de los trabajos que se efectúan en los pozos petroleros, por ejemplo: terminación de pozos, acidificaciones, fracturamientos, restablecimientos de flujo, etc. con frecuencia se presenta la necesidad de eliminar el fluido que llena el espacio anular y la tubería de producción, o bien nada más el que está en el interior de la tubería de producción, cuando se utiliza para lo cual empleamos el rutinario sistema de sonda.

La efectividad del sistema de sonda depende de muchos factores, siendo los principales: la presión que tiene el yacimiento

El **nitrogeno** que se encuentra en la **atmosfera** produce el **gas** de **estado** que llena el **pozo**, y otros que **comprometen** el **trabajo**, tambien tienen **importancia**, como es la **clase de estado** que ha estado en **contacto con la formacion productora durante la perforacion o terminacion ya que de esto dependera una deflacion en el momento de la formacion (pérdida de agua a la formacion, obstruccion o bloqueo de la formacion por arcillas o materiales obstruccion, etc.)**

Con el propósito de encontrar una forma efectiva para la **solucion** de los problemas anteriores, desde hace tiempo se vino **ensayando** la utilizacion de algun gas que, por medio de su **expansion**, **diere el mismo resultado que el sonido y que al mismo tiempo elimine** las limitaciones de este **metodo**.

La **busqueda** fue intensa y los **experimentos** fueron **múltiples** hasta **determinar** que el **gas nitrogeno** era el que **reunía** las **mejores condiciones**, debido a sus **características**.

El **nitrogeno** es un **elemento químico** que **suele encontrarse libre en la naturaleza como gas**. El **80%** de la **atmosfera** es **nitrogeno** ya que **forma parte del aire en el cual está diluyendo el oxígeno**.  
Una **atmosfera** compuesta sólo de **oxígeno** es **inflamable**, en cambio

El nitrógeno, al ser un gas inerte y no inflamable, es utilizado en los pozos petroleros para

mantener el nivel del fluido que llena el pozo y otros que ayudan a mantener el nivel del fluido que

está en el pozo. Los gases inerte tienen importancia, como es la clase de fluido que se

**El nitrógeno se obtiene mediante el proceso de licuefacción**

en contacto con la formación productora durante la perforación y destilación fraccionada de aire en una planta que consta esencialmente de: compresoras, una torre de descarbonatación, una sección de secadores y una torre traccionadora con 2 columnas de destilación.

La utilización del nitrógeno en pozos petroleros tiene, entre

otras, las siguientes ventajas:

1. Es un gas inerte, lo cual elimina las probabilidades de incendio durante su empleo en los pozos.

2. Se mantiene en estado gaseoso a presiones elevadas.

Estas presiones de acuerdo con el equipo actual pueden llegar hasta 703 Kg/cm<sup>2</sup> (10 000 lb/pg<sup>2</sup>).

3. Tiene alta relación de conversión de líquido a gas.

Un metro cúbico de nitrógeno líquido se convierte en 696 m<sup>3</sup> de gas a 21.1°C y presión atmosférica, por lo que, con objeto de

economizar en el transporte, se traslada en forma líquida y se trans-

4. Se obtiene como subproducto en las plantas diseñadas para la obtención del oxígeno, por lo que en muchas ocasiones es eliminado tirándolo a la atmósfera, por lo tanto en caso de aprovecharlo su precio no es tan alto como si alguna vez y de acuerdo con futuras necesidades la planta tuviera que trabajar para alcanzar como producto principal el nitrógeno.

5. Es muy poco soluble, como gas, en el agua o en el aceite, lo que permite que se utilice al máximo su energía.

6. Elimina el sondeo, por lo que el ahorro en tiempo es considerable, tanto por lo que se refiere exclusivamente a la operación de sondeo como a las dificultades que con frecuencia se tienen en esta operación (pérdida de la sonda o limitación de profundidad de sondeo por circunstancias especiales).

7. Se obtiene un regreso rápido de los fluidos inyectados a la formación principalmente en la operación de acidificación y fracturamiento, y además, los fluidos inyectados penetran más a la formación.



**Aplicaciones. En estas las aplicaciones que se pueden dar al nitrógeno en los pozos petroleros, como ya se mencionó con anterioridad, se puede aplicar en las siguientes formas:**

En todas las aplicaciones intervendrá lo siguiente:

En todas las aplicaciones intervendrá lo siguiente:

En todas las aplicaciones intervendrá lo siguiente:

- Presión de la formación.

- Presión que ejerza la columna de fluido que se trata de

desalojar de las tuberías.

- Volúmenes de las tuberías

- Volumen necesario de nitrógeno

- Presión a que se maneje el nitrógeno

- Objetivo de trabajo que se programe

a) Terminación normal sencilla con T.P. franca sin emp

cador. Fig. XI-1

Estado del pozo: - Disparado, lleno de agua, aparejo de

producción y árbol de válvulas instalación definitiva.

Por una de las salidas de la tubería de producción se bom

bea  $N_2$  para desplazar el agua la cual saldrá por una de las sali-

das de la tubería de revestimiento. Cuando se tengan indicios de

que el  $N_2$  está permitiendo a llegar a la zona superior del espacio en las, etc se estrangula y se continúa bombeando nitrógeno hasta que puede mantenerse el agua... la tubería de producción con la velocidad que se quiere, lo cual permite la entrada de fluidos de la formación al pozo.

### b) Terminación normal con empacador sin válvula de circulación en T.P.

Estado del pozo: Disparado, lleno de agua, espacio de producción sin válvula lateral de circulación, empacador, árbol de válvulas levantado del cabezal de producción. Fig. XI-2

1. Se abre la válvula lateral del árbol

2. Se abre una o las dos salidas del cabezal de producción.

3. Se bombea  $N_2$  para la T.P. hasta que desplace la columna de agua de la tubería de producción (de la válvula a la superficie).

4. Se cierran las válvulas del árbol y del cabezal de producción.

5. Se ancla y empaqa el empacador bajando el árbol de válvulas al cabezal.

6. Se descarga el N<sub>2</sub> de la T.P. como en el caso anterior. Este N<sub>2</sub> está próximo a llegar a la parte superior del espacio del árbol.

Terminación permanente sencilla con empaques y válvulas de producción. Fig. XI-3

Estado del pozo.- Lleno de agua, aparato de producción y árbol de válvulas

(a) Terminación normal con empaques

1. Se abre con línea la válvula de circulación de la T.P.

2. Se abre una de las válvulas de la T.P.

3. Se bombea N<sub>2</sub> por la T.P. hasta desplazar el agua de ella.

4. Una vez que se ha desplazado el agua de la T.P. se cierra con línea la válvula de circulación.

5. Se descarga por la válvula lateral del árbol el N<sub>2</sub> estrangulándose (esto es inducir el pozo).

(b) Terminación doble con 2 tuberías de producción, dos empaques y sus correspondientes válvulas laterales de circulación. Fig. XI-4

Estado del pozo.- Disparado y lleno de agua. Aparejos de producción, válvulas de circulación en T.P., árbol de válvulas y lubricadores instalados sobre el árbol.

1. Con la válvula de circulación abierta en la T.P. de la rama inferior y la correspondiente a la rama superior del árbol abierta.

2. Se bombea  $N_2$  por la T.P. larga el cual hará que se desplace el agua de la T.P. larga y de la T.P. corta.

3. Se cierra la válvula de circulación de la tubería de producción larga.

4. Se descarga separadamente el  $N_2$  de las tuberías de producción para permitir que fluyen los pozos.

#### XI.2 Toma de muestras representativas y su análisis.

Los resultados de los análisis de las muestras del fluido aportado por el pozo deben ser de lo más representativo, ya que de ellas dependerá el programa a seguir el pozo que se está terminando.

Una muestra mal tomada da como consecuencia un análisis no representativo por ello cuando se sondea o se induce el pozo, el encargado de estos trabajos deberá saber en que momento debe tomar la muestra.

1. Con la válvula de circulación abierta en la T.P. de la  
**XI.3 Uso de estranguladores durante la limpieza.**

como inferior y la correspondiente a la tubería superior del árbol.

### **Definición y clasificación de estranguladores.**

2. Se define N.º 1 por la T.P. hacia el cual para que se  
**funcionamiento, un estrangulador está constituido por un tra-**  
**mo corto de tubería (apie) cuyo diámetro interior es menor que**  
 el diámetro de la tubería de la tubería de la tubería de  
**el correspondiente al de la tubería o conexión donde se instala; lo**  
**que puede ser en el cabzal del pozo, en un múltiple de distribu-**  
**ción, o en el fondo de la tubería de producción.**

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características cuya descripción queda fuera de los límites de este trabajo; sin embargo, se puede hacer una clasificación, tal como se indica a continuación:

#### **I. Estranguladores superficiales.**

a) **Estrangulador pasivo:** Que están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo, del que deben ser extraídos para cambiar su tamaño.

b) **Estrangulador ajustable:** Es en los que se puede modificar el tamaño del orificio sin retirarlo del receptáculo que lo contiene, mediante un mecánico tipo revólver.

Una variedad de este tipo de estranguladores, es la llamada de **varilla de orificio múltiple**, tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se dispone con extremos roscados o con extremos con bridas y con presiones de trabajo entre 1 500 y 15 000 psi.

## II. Estranguladores de fondo.

a) Estranguladores que se alujan en un dispositivo denominado **riple de asiento**, que va conectado con el fondo de la tubería de producción. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con líneas de acero operado desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la tubería por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

**Funcionamiento del estrangulador.** - Una práctica común

con el control de la producción de los gases, ha sido la utilización de estranguladores. Este dispositivo tiene por objeto regular y mantener constante el gasto por un tiempo determinado.

Lo anterior se consigue solamente cuando el flujo se realiza a condiciones críticas o sónicas; o sea cuando la velocidad del fluido es igual a la del sonido en el fluido. Esto significa que se tiene un fluido con un número mach igual a uno. Bajo estas condiciones el gasto es independiente de la presión adelante del estrangulador.

La utilización de estranguladores de diámetro diferente al

adecuado, dará como resultado un aumento o disminución de la producción del pozo, pero en una situación de desequilibrio.

El efecto de un estrangulador de diámetro diferente al adecuado es de producir un desequilibrio en el pozo, lo que se manifiesta en un cambio de la presión de fondo del mismo. Este cambio de presión puede ser tanto un aumento como una disminución, dependiendo de la posición del estrangulador en el pozo. Si el estrangulador se encuentra en la parte superior del pozo, la presión de fondo aumentará; si se encuentra en la parte inferior, la presión de fondo disminuirá.

Este efecto puede ser utilizado para regular la producción de un pozo.





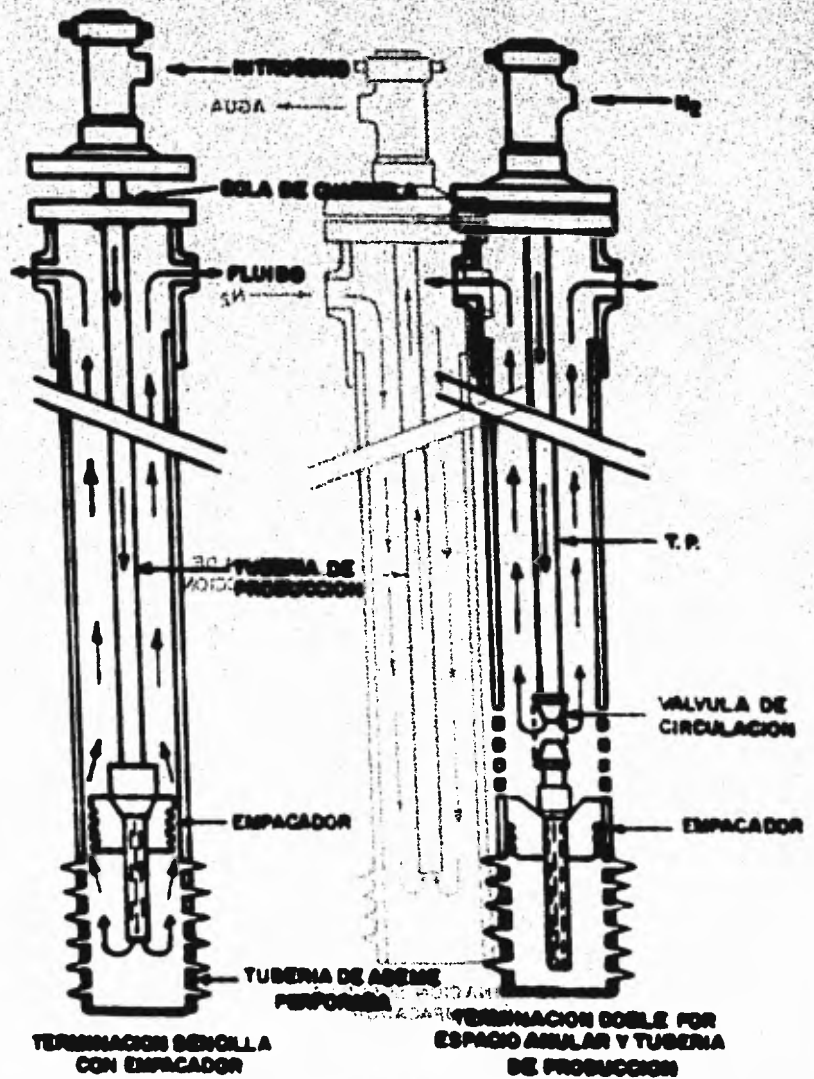
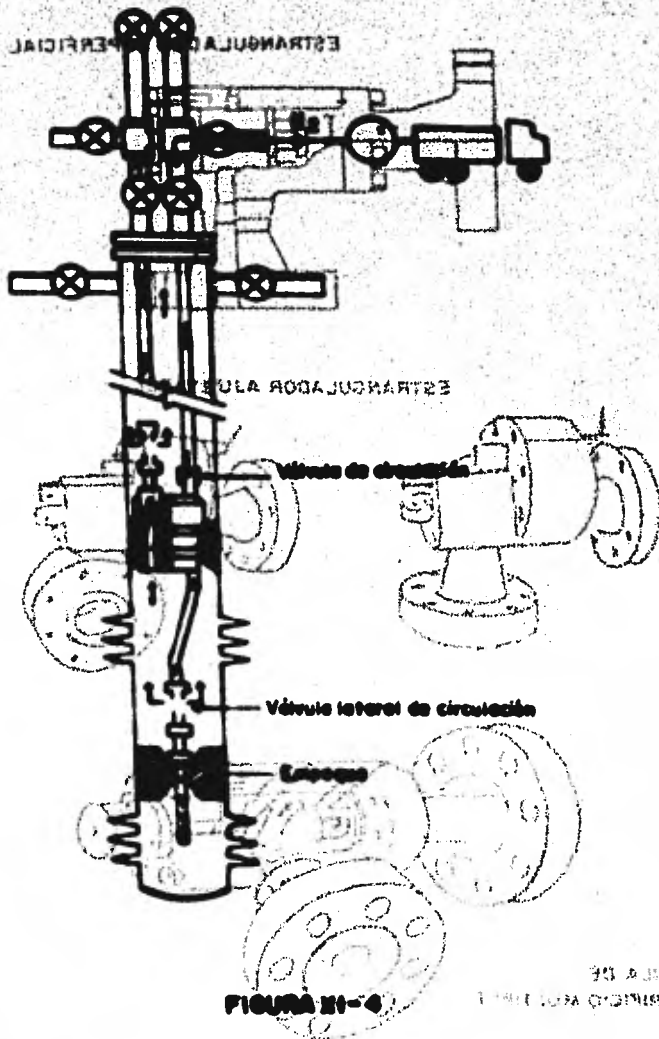


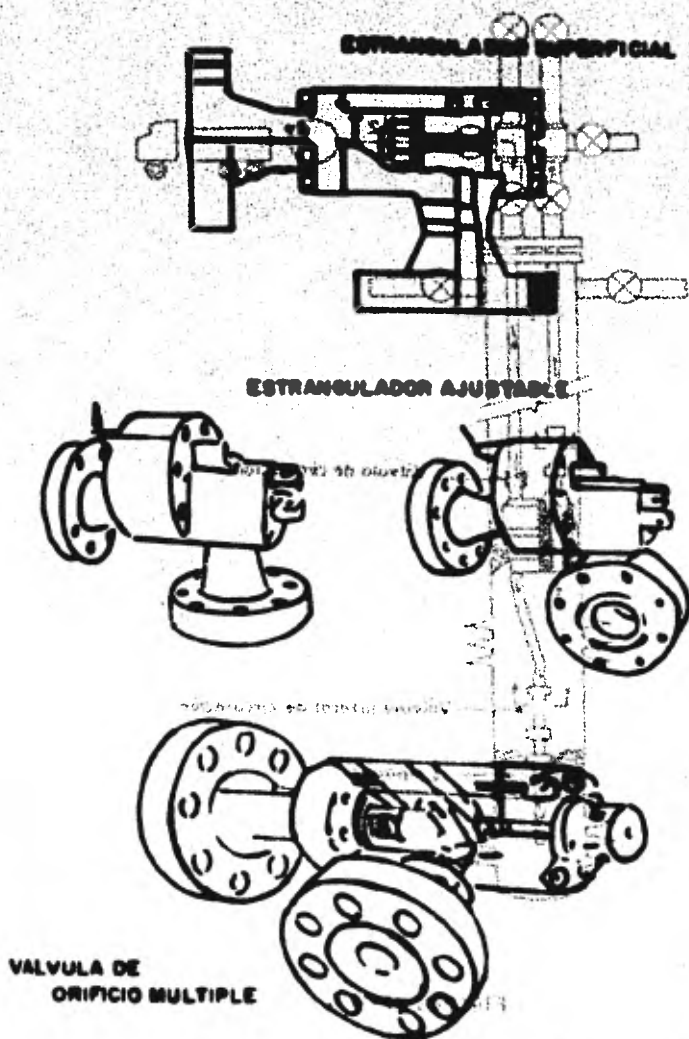
FIGURA XI-2

FIGURA XI-3

DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGULADORES



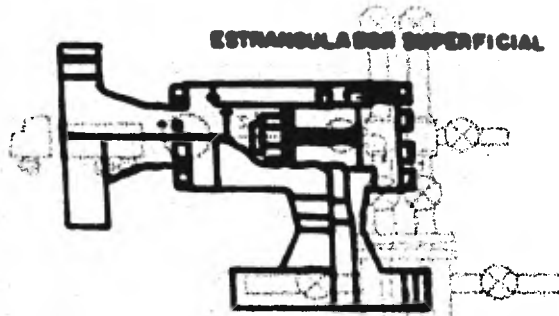
**DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGLADORES**



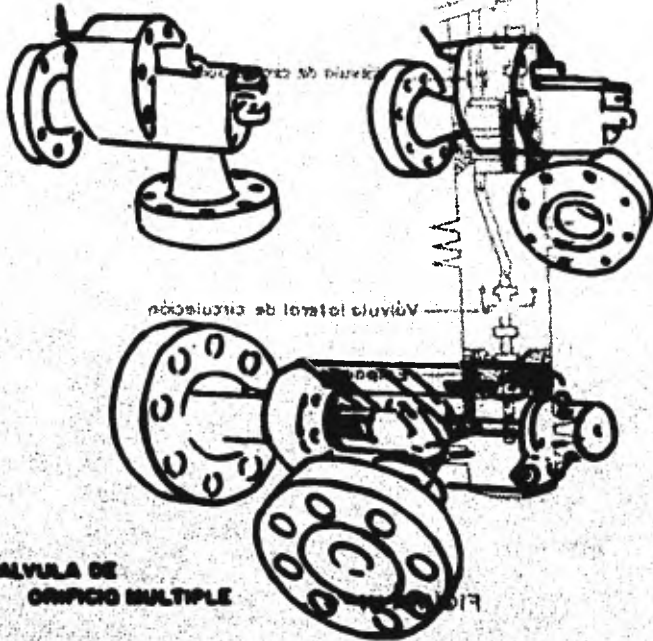
**FIGURA XI - 5**

**DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGULADORES**

**ESTRANGULADOR SUPERFICIAL**



**ESTRANGULADOR AJUSTABLE**



**VALVULA DE ORIFICIO MULTIPLE**

**FIGURA XI - 9**

DIRECCIONES TIPO DE ESTANQUEEROS

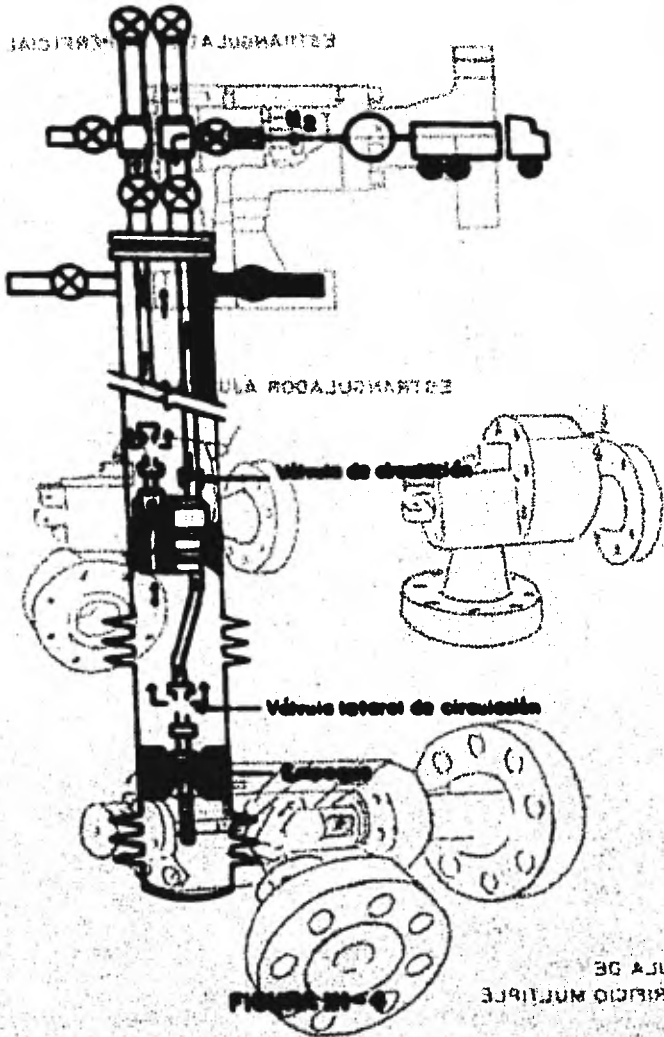


FIGURA XI - 2

**BIBLIOGRAFIA**

- 1) **LIBROS "PRODUCTION OPERATIONS"**  
**VOLUMEN I: CAPS. I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII**  
**VOLUMEN II: CAPS. I, II, III y IV**  
**AUTORES: THOMAS O. ALLEND Y ALAN P. ROBERTS**
  
- 2) **LIBRO "TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS"**  
**AUTORES: ARTHUR W. Mc. GRAY Y FRANK W. COLE**
  
- 3) **REVISTAS DE "INGENIERIA PETROLERA" DE LA ASOCIACION DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO**  
**NUMEROS: OCT-NOV-DIC./62, DIC/63, AGO/68, SEPT./69, JUN./71, ENE/72, OCT/74, FEB/76, OCT/77, SEPT/78 Y MAR/79**
  
- 4) **APUNTES TOMADOS DE LA CLASE DE LA MATERIA "TERMINACION DE POZOS"**  
**IMPARTIDA POR EL INGENIERO IGNACIO ALONSO G.**

