

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



**EQUIPO PARA CONTROL DE BROTES DE POZOS  
PETROLEROS**

**T E S I S**

para obtener el Título de

**INGENIERO PETROLERO**

P r e s e n t a

**HECTOR SUAREZ JIMENEZ**

35,  
29



Universidad Nacional  
Autónoma de México

UNAM



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

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

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

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

# I N D I C E

## "EQUIPO PARA CONTROL DE BROTES EN POZOS PETROLEROS"

	PAGINA
<b>CAPITULO I</b>	
INTRODUCCION	1
<b>CAPITULO II</b>	
ANTECEDENTES	2
2.1.- GRADIENTES DE PRESION	2
2.2.- PRESION DE SOBRECARGA	3
2.3.- PRESION HIDROSTATICA	3
2.4.- PRESION DE FORMACION	3
2.5.- PRESION DE FRACTURAMIENTO	4
<b>CAPITULO III</b>	
CAUSAS DE BROTES DE POZOS	6
3.1.- DEFICIENCIA EN MANTENER LLENO EL POZO AL SACAR LA TUBERIA DE PERFORACION.	6
3.2.- DENSIDAD DE LODO DEFICIENTE	7.
3.3.- PERDIDA DE CIRCULACION	7
3.4.- PRESION DE FORMACION ANORMAL	8
3.5.- EFECTOS DE PISTON AL SUBIR O BAJAR LA TUBERIA DE PERFORACION CON DEMASIADA RAPIDEZ	8

	PAGINA
<b>CAPITULO VI</b>	
SINTOMAS DE BROTES	10
4.1.- SINTOMAS DE UN BROTE	11
4.2.- CONTROL DE BROTES	12
4.3.- PREVENCIÓN DE BROTES	13
<b>CAPITULO V</b>	
RESUMEN DE DOS METODOS COMUNES DE CONTROL DE BROTES	15
5.1.- METODO DEL PERFORADOR	16
5.2.- METODO DE INGENIERO	18
<b>CAPITULO VI</b>	
PERFORACION BAJO PRESTON	21
6.1.- ESTRANGULADORES FIJOS Y VARIABLES.	21
6.2.- MULTIPLE DE ESTRANGULACION	24
6.3.- PRESION DE ESTRANGULACION Y LINEAS DE MATAR Y ESTRANGULAR	24
6.4.- SEPARADOR DE GAS	28
6.5.- CABEZAL GIRATORIO	29

**CAPITULO VII**

<b>EQUIPO DE CONTROL</b>	<b>30</b>
<b>7.1.- FUNCION DE LOS PREVENTORES</b>	<b>30</b>
<b>7.2.- TIPO DE PREVENTORES, SU DISEÑO Y CARACTERISTICAS DE USO</b>	<b>30</b>
<b>7.3.- ARREGLO DE PREVENTORES</b>	<b>37</b>
<b>7.4.- SISTEMA DE ACCIONAMIENTO</b>	<b>40</b>

**BIBLIOGRAFIA**

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

Desde el inicio de la perforación de pozos petroleros, hace aproximadamente un siglo, uno de los problemas que se presentan al perforar el pozo es, el de controlar la invasión de fluidos de formación hacia el pozo, lo cual requiere de conocimientos; de Presión, Temperatura y Composición de los Fluidos.

Los brotes y flujos descontrolados en pozos petroleros, ocurren cuando los síntomas que se presentan en el pozo, no son tomados en cuenta o se carece de los conocimientos de las bases físicas de estos fenómenos.

Algunas veces los descontrolados; son producidos cuando la aplicación de los programas no es el adecuado o por descuido, lo que trae como consecuencia pérdidas de recursos, de equipo y daño a la Ecología Regional.

## CAPITULO II

### ANTECEDENTES

Para controlar un brote es necesario conocer las características del yacimiento, principalmente las presiones de los fluidos que intervienen en el proceso, como son: Los gradientes de presiones, la presión de sobrecarga, la hidrostática, la de formación y de fracturamiento, así como sus variaciones a lo largo del pozo.

#### 2.1. GRADIENTE DE PRESIONES

El gradiente de presión en cualquier punto a lo largo del pozo, es la variación de la presión por unidad de longitud expresándose  $G_p = \frac{\Delta P}{\Delta H}$ , se aplica tanto a la presión hidrostática, como la de formación y de fracturamiento\*.

Se acostumbra en gráficas Presión - Profundidad presentar, las presiones y sus variaciones a lo largo de tramos completos de pozos.

\* Por brevedad se acostumbra en forma no muy clara decir, gradiente de formación y gradiente de fractura en lugar de términos gradiente de presiones de formación y gradiente de presiones de fracturamiento.

## 2.2. PRESION DE SOBRECARGA

Esta presión es la resultante de la presión ejercida por los estratos y fluidos contenidos sobre el punto objetivo, dependiendo la presión de sobrecarga de la densidad promedio de la roca, la densidad promedio de los fluidos y la porosidad de la roca. Estos valores repercuten necesariamente en las presiones de formación y de fracturamiento.

## 2.3. PRESION HIDROSTATICA

Es la presión ejercida por la columna de fluidos sobre las paredes y el fondo del pozo, presión que esta en función de la densidad del fluido y la profundidad.

## 2.4. PRESION DE FORMACION

Es la presión a la que estan sujetos los fluidos contenidos en el espacio poroso de la roca.

De acuerdo a la relación de magnitudes de presión hidrostática y de formación se puede afirmarse que:

Si la presión de formación en cualquier punto de la pared del pozo, es igual a la presión hidrostática,

no habrá tendencia de flujo de la formación hacia - el pozo y viceversa.

Si la presión de formación es mayor que la presión - hidrostática, tenderá a ocurrir la invasión de fluidos de la formación al pozo.

Si la presión de formación es algo menor que la presión hidrostática, no tendrá control de los fluidos de la formación y el enjarre de lodo bajo condiciones normales, impedirá el flujo hacia la formación. Si la presión hidrostática es considerablemente mayor que la presión de formación, existirá pérdida - de lodo hacia la formación.

## 2.5. PRESION DE FRACTURAMIENTO

Es la presión que soporta una formación antes de ceder al fracturamiento.

La importancia de conocer los gradientes de presiones de formación y de presiones de fracturamiento es vital, puesto que se tendrán los parámetros necesarios para conocer la densidad del fluido de perforación, que controle el flujo de los fluidos de invasión, al ir perforando la columna estratigráfica y evitar posibles fracturamien-

tos a las formaciones expuestas, por exceso de peso, que -  
traerfa como consecuencia, pérdida del fluido de control -  
e incluso pérdida del pozo.

Esto implica que se debe tener una adecuada densi--  
dad del fluido de control, de acuerdo a la profundidad y  
características de las formaciones perforadas por la ba--  
rrrena. Además conociendo el gradiente de fractura se puede  
seleccionar el lugar de asentamiento de las tuberías de --  
revestimiento que se instalen.

### CAPITULO III

#### CAUSAS DE BROTES EN POZOS.

Los brotes ocurren cuando existe una diferencia de presiones, entre la presión hidrostática y la presión de formación, siendo mayor la última.

Las causas son:

- 3.1. Deficiencia en mantener lleno el pozo al sacar la tubería de perforación.
- 3.2. Densidad de lodo deficiente
- 3.3. Pérdida de circulación
- 3.4. Presión de formación anormal
- 3.5. Efectos de pistón al subir o bajar la tubería de perforación.

#### 3.1. DEFICIENCIA EN MANTENER LLENO EL POZO AL SACAR LA -- TUBERIA DE PERFORACION.

En efecto, el fluido puede ser suspendido cuando la sarta está fuera del pozo, el volumen del lodo requerido debe de ser igual al volumen del espacio anular. Por lo - que se debe llenar el espacio anular en la medida en que se saque la tubería.

### 3.2. DENSIDAD DE LODO DEFICIENTE

Puede ser ocasionada por una programación inadecuada del lodo de perforación, o por el aumento en la presión de formación imprevista, causando un desequilibrio de presiones e inducir el pozo.

### 3.3. PERDIDA DE CIRCULACION

La pérdida de circulación da lugar a brotes, por el abatimiento de la presión hidrostática, causando un desequilibrio de presiones entre la presión de fondo y la presión de formación, siendo esta última mayor.

Por lo tanto el fluido de circulación puede ser perdido en la formación debido a:

3.3.1. Una invasión de lodo a una formación muy porosa y permeable.

3.3.2. Cuando la presión del lodo esta altamente sobrebalanceada, con respecto a la presión de formación.

3.3.3. Fracturamiento en formaciones débiles, causadas por un alto peso de lodo, una sobre presión dinámica debido a la excesiva velocidad

de circulación.

### **3.4. PRESION DE FORMACION ANORMAL**

Las presiones anormales pueden originarse por:

- 3.4.1. Compactación de la formación debido a la sobrecarga.
- 3.4.2. Remoción de la sobrecarga por los agentes de erosión.
- 3.4.3. Comunicación de zonas porosas de diferente presión a través de fracturas, formadas posteriormente a la acumulación de fluidos.
- 3.4.4. Alteración del gradiente geotérmico debido a fenómenos ocurridos después de la acumulación de fluidos, como intrusiones de rocas ígneas.

### **3.5. EFECTOS DE PISTON AL SUBIR O BAJAR LA TUBERIA DE PERFORACION CON DEMASIADA RAPIDEZ.**

El efecto de pistón es de gran magnitud, cuando el espacio libre entre la tubería de perforación y el agujero es pequeño, cuando la viscosidad del lodo es alto y -- cuando la barrena o estabilizadores están sarrosos, si se sube con demasiada rapidez la sarta, del agujero, puede -

inducir al pozo, y si se baja con tal rapidez podría fracturar la formación.

## CAPITULO IV

### SINTOMAS DE BROTES

Al estar perforando un pozo, se pueden distinguir -- tres grados de brotes, que son: Intento de Brote, Brote, y Flujo Descontrolado.

#### INTENTO DE BROTE

Es la primera alteración en el ritmo de circulación del lodo, que se manifiesta al empezar la invasión de -- fluidos de formación hacia el pozo.

Se puede considerar como brote incipiente llamado -- "Kick" en inglés que significa puntapié o patada.

#### BROTE

Se caracteriza porque el empuje de los fluidos invasores tienden a expulsar el lodo por la boca del pozo, -- sin la acción de la bomba, obligando a cerrar éste, controlando la descarga por estrangulamiento, teniéndose, -- por lo tanto, presión en el cabezal de tuberías. Sin embargo, se man tiene control del flujo.

## FLUJO DESCENTRALIZADO

Es la situación en que no se ha logrado cerrar el pozo, por lo tanto el flujo proveniente del interior del mismo fluye sin control.

El término usado en inglés es "blowout" en español se puede decir en forma abreviada "descontrol".

También se llama descontrol al flujo proveniente de determinada formación, que invade a otra formación dentro del mismo pozo.

### 4.1. SINTOMAS DE UN BROTE

El éxito de las operaciones de control de brotes, en gran parte depende de que el personal que opera pueda - identificar los síntomas de un brote oportunamente, esto es, en la etapa de intento de brote.

Son varios los síntomas que se presentan al intento de un brote, como son:

4.1.1. Gasificación del lodo y "cabeceo" en el tubo de descarga.

4.1.2. Aumento en el volumen del sistema de circulación de lodo, que se manifiesta en la elevación del nivel de la superficie del lodo en las presas.

4.1.3. Contaminación del lodo por gas o por aceite y gas.

4.1.4. Contaminación del lodo por agua salada

4.1.5. Aumento en la velocidad de bombeo y la consiguiente disminución de la presión, debido a la diferencia de densidades de los fluidos dentro y fuera de la tubería de perforación, ocasionada por la contaminación de hidrocarburos en el espacio anular.

#### 4.2. CONTROL DE BROTES

El único método para controlar un brote es conservar la presión en el pozo, igual o un poco mayor que la presión de formación; en caso de ocurrir un brote se procederá de la siguiente manera:

4.2.1. Conocer la causa del brote, la zona de donde provienen los fluidos.

4.2.2. Se procederá a controlar el flujo de fluido de

invasión, por medio del lodo de perforación -  
adecuando su densidad a un valor muy cercano  
a del gradiente de fractura de formación, del  
punto descontrolado.

4.2.3. Mantener el sistema de bombeo en óptimas con-  
diciones durante el brote.

4.2.4. Dosificar el lodo en la medida que se requie--  
ra, para restablecer las propiedades del flui-  
do de perforación, adecuando la densidad, vis-  
cosidad y volumen conforme sea necesario en --  
el pozo.

#### 4.3. PREVENCIÓN DE BROTES

Prevenir un brote es la única forma de evitar que un  
brote se convierta en un flujo descontrolado.

Normas para prevenir brotes:

4.3.1. Que el pozo este totalmente lleno de fluido -  
de control al subir o bajar la tubería.

4.3.2. La densidad del fluido de control tendrá que  
mantenerse de acuerdo a lo programado.

4.3.3. Al empezar a circular el lodo se tendrá que -

hacer despacio, e ir aumentando la velocidad hasta tener la adecuada.

4.3.4. Mantener el equipo de control superficial en condiciones de operar, en el momento que sea requerido.

## CAPITULO V

### RESUMEN DE DOS METODOS COMUNES DE CONTROL DE BROTES.

A través del tiempo y conforme a las experiencias, a quedado claro que un método único o general para controlar un brote no existe; pero si se puede conducir óptimamente las operaciones de control de brotes, cuando se entienden los principios ingenieriles, particularmente la relación que guardan las presiones y las profundidades, tanto dentro de los pozos como en las formaciones porosas y permeables.

Existen dos métodos comunes de control de brotes: El Método del Perforador y el Método del Ingeniero.

El Método del Perforador consiste en hacer dos circulaciones sucesivas del lodo de perforación a través del pozo, con la primera circulación utilizando el lodo existente, se eliminan los fluidos invasores del pozo, y con la segunda circulación se reemplaza el lodo existente en el agujero por lodo con densidad de control.

Método del Ingeniero.- Al aplicar este método, que se hace en una circulación, se mantiene cerrado el pozo durante el tiempo que sea necesario para preparar el lodo,

en las presas, a su densidad de control, y posteriormente efectuar el desplazamiento del lodo contaminado con el fluido de control.

#### SECUENCIA DE OPERACIONES DEL METODO DEL PERFORADOR.

1.- Se cierra el pozo y al iniciar la primera circulación, se abre el estrangulador y se empieza a bombear el lodo a una velocidad reducida (menor que el máximo del régimen normal de perforación) y constante, cuidando que tanto la presión en el cabezal de la sarta y la densidad del lodo de circulación se mantengan constantes.

2.- Al estar bombeando el lodo de circulación existirá una variación en la velocidad de bombeo, debido a la incomprensibilidad de los fluidos que ascienden a través del espacio anular, puesto que los fluidos a medida que se acercan a la superficie se expanden y ocupan más volumen.

3.- El fluido invasor se conduce a la superficie a través del espacio anular, manteniendo constante la presión en el cabezal de la sarta y regulando el estrangulador para limitar la velocidad de ascenso de los fluidos y así se logre una expansión controlada del gas.

4.- Cuando el fluido de invasión ha sido extraído completamente del pozo, el lodo no contaminado aparecerá

en el tubo de descarga, por lo que se puede interrumpir - la circulación. La presión tanto en el cabezal de tube- - rías como en la sarta presentarán el mismo valor que es - igual a la presión que se tenía en la sarta de perforación antes de iniciar el bombeo de la primera circulación.

5.- Se desplaza el lodo existente con el lodo de con trol, esto es; que tenga la densidad requerida para equi- librar la presión de formación con la hidrostática.

Al ir bajando el lodo con densidad de control hacia la barrena, se origina un desequilibrio creciente de pre- siones entre el interior de la sarta de perforación y el espacio anular, lo que tiende a acelerar la expulsión del lodo contaminado, por lo que se observará aceleración en el ritmo de bombeo. Al aumentar el gasto y por ello la ve locidad de flujo aumenta la resistencia por fricción, lo que origina una mayor caída de presión en el sistema de - circulación. Esto, a su vez, da lugar a un aumento en las presiones en el fondo y a lo largo del pozo, lo cual debe limitarse para evitar la ruptura de formaciones, hasta -- circular libre cuando el lodo de control alcanza la super- ficie.

6.- Cuando el pozo esta lleno con fluido de circula- ción con densidad de control, se puede parar la circula--

ción y observar que tanto la presión en la tubería de perforación como en la tubería de revestimiento es igual a --cero, lo cual indicará que el pozo está muerto y entonces se podrán abrir los preventores.

#### SECUENCIA DE OPERACIONES DEL METODO DEL INGENIERO

1.- Con el pozo cerrado se prepara el lodo con densidad de control en las presas.

2.- Al iniciar la circulación se abre el espacio anular a través del estrangulador y se ajusta la velocidad de bombeo.

3.- Se bombea el fluido con la densidad de control a través de la tubería de perforación, éste llegará a la barrera y se observará que la presión de circulación ha disminuido.

4.- Al estar desplazando el gas de invasión a la superficie, deberá restringirse la expansión del gas a lo largo del espacio anular. Con esto se limitan las presiones dentro del pozo, lo cual es particularmente importante en las formaciones expuestas cerca de la zapata de la última tubería de revestimiento. Esto se logra manteniendo la presión constante en el cabezal de la tubería de re

vestimiento, mediante el ajuste del estrangulador.

5.- Se saca totalmente el gas de invasión del pozo y la presión en la tubería de revestimiento disminuirá hasta que dicha presión, al llegar a la superficie el lodo con densidad de control y suspenderse el bombeo, será igual a cero, por lo que el pozo estará muerto y podrá abrirse el preventor para circular normalmente.

#### CARACTERISTICAS DE LOS METODOS DEL PERFORADOR Y DEL INGENIERO

El Método del Perforador requiere de más tiempo para controlar un brote, debido a que se basa en dos circulaciones. La velocidad de bombeo del fluido de control, así como el estrangulamiento deben ser los necesarios, para contrarrestar la presión de formación, y a la vez realizar los desplazamientos del fluido en un tiempo razonablemente corto.

Existe mayor riesgo de fracturar las formaciones expuestas en el pozo, y de canalización alrededor de la zapata de la última tubería de revestimiento, que cuando se emplea el Método del Ingeniero.

El Método del Ingeniero requiere mayor agilidad de cálculos para la acertada conducción de las operaciones -

de control. Su aplicación es inmediata en cuanto se tiene en las presas el lodo con densidad de control; además las formaciones cercanas a la zapata de la última tubería de revestimiento estarán sometidas a menores presiones, durante menos tiempo que en el otro método.

Los preventores estarán menos tiempo cerrados, con lo cual se reduce la posibilidad de que se pegue la tubería de perforación, por derrumbe o por presión diferencial.

Como se ha visto y dependiendo del conocimiento y dominio del método, será el que se utilice; ambos métodos tratan de evitar la entrada de fluido de formación al pozo y mantener la presión de fondo estática un poquito mayor que la presión de formación.

Tener un equilibrio entre la presión de fondo y la presión de formación es la única forma de evitar brotes en los pozos.

## CAPITULO VI

### PERFORACION BAJO PRESION

La perforación bajo presión se lleva a cabo cuando la densidad del lodo de control es menor que la requerida para controlar la presión de formación, obteniéndose menor daño a la formación, mayor velocidad de perforación, y se protegen las zonas de baja presión.

El equipo necesario para operar bajo presión es: estranguladores fijos y variables, múltiple de estrangulación líneas de inyección, y descarga, separador de gas, y cabezal giratorio.

#### C.1. ESTRANGULADORES FIJOS Y VARIABLES

Se emplean los estranguladores fijos y variables - - cuando se perfora bajo presión y también cuando se controlan los brotes; los mecanismos para operar los estranguladores pueden ser: de control remoto, semiautomático y manuales.

Los estranguladores son dispositivos que se utilizan para variar el gasto, lo cual se hace ajustando el área - de la sección transversal permitiendo un flujo controlado

al operar los estranguladores generan una alta presión -- arriba de estos y una baja presión debajo de los mismos; se estrangula la descarga del cabezal de tuberías de re-vestimiento o del carrete de perforación, con los estranguladores montados en el múltiple de estrangulación.

#### 6.1.1. ESTRANGULADORES FIJOS

Los estranguladores fijos se fabrican en acero forjado y carburo de tungsteno, para que resistan las altas -- presiones y la abrasión causada por los sedimentos que -- transporta el fluido. (fig. 13).

Este tipo de estranguladores esta compuesto de un -- elemento reemplazable de diámetro fijo, por lo cual su -- área no cambia. Cuando se perfora bajo presión casi no se cambia de estrangulador, pero cuando se presenta un brote es más frecuente el cambio.

El múltiple de estrangulación tiene dos ramas (fig.- 14) una de las cuales tiene un estrangulador fijo, y la -- otra rama suele tener un estrangulador ajustable; cuando se obtura un estrangulador por recortes de formación se -- desvía el flujo por la otra línea para poder cambiarlo.

### 6.1.2. ESTRANGULADORES VARIABLES.

Existen arreglos de estranguladores de acuerdo a la presión que se maneje, en ese arreglo se incluye el estrangulador variable.

Los estranguladores variables se fabrican en acero --forjado y carburo de tungsteno, siendo su conexión de brida; tiene la característica de aumentar o disminuir el --área de estrangulación, y así de esta forma poder mantener la contra-presión deseada en el espacio anular. Este tipo de estrangulador controla la presión mejor de lo que puede hacerlo un estrangulador fijo.

Los estranguladores pueden ser accionados a control remoto a través de una unidad de control de estrangulamiento que se encuentra en el piso de perforación la cual está conectada a los estranguladores por medio de tuberías --flexibles.

La unidad de control de estranguladores tiene: un indicador de posición del estrangulador, un contador de embobadas por minuto, dos manómetros; uno que registra la presión en el cabezal de tuberías y el otro registra la presión en la sarta de perforación.

## 6.2. MULTIPLE DE ESTRANGULACION

El múltiple de estrangulación está compuesto de dos ramas, una de las cuales tiene instalado un estrangulador fijo y la otra rama tiene un estrangulador variable; además tiene en la parte posterior del múltiple conexiones para descargar a la presa del lodo, a la presa de desperdicios y a la línea de quemar. (fig. 14).

Al ser operado el múltiple de estrangulación, sus elementos son sometidos a altas presiones por lo que es necesario que sean resistentes y que su presión de trabajo sea de acuerdo a las especificaciones de las presiones del arreglo de preventores. Es importante anclar el múltiple de estrangulación así como las líneas de descarga para evitar daños y accidentes cuando se descarga.

La ubicación del múltiple de estrangulación tendrá que estar fuera de la subestructura y en lugar de fácil acceso.

## 6.3. PRESION DE ESTRANGULACION Y LINEAS DE INYECCION Y ESTRANGULACION.

Para controlar los fluidos provenientes del pozo, se requieren válvulas y líneas, tanto para inyectar como para estrangular. Estas líneas permiten pasar corrientes de

lodo, agua, gas o aceite a la presión deseada. Estas tuberías desembocan según el fluido que conduzcan a la presa de desechos, al tanque de lodo, al separador de gas, o al quemador.

Las líneas de inyección y estrangulación se conectan en las líneas laterales del carrete de perforación, y en su debido caso al cabezal de tuberías de revestimiento.

#### LINEA DE INYECCION

Se conecta en la salida lateral del carrete de perforación (línea primaria) y en el cabezal de tubería (línea secundaria). Estas líneas se conectan en las líneas opuestas a las líneas de estrangulación.

Se utiliza la línea de inyección conectada en el cabezal de tuberías en arreglos de alta presión y funciona como una segunda línea de inyección, que se utiliza cuando se repara la primera línea de inyección, cuando se cierra el preventor de compuertas anulares y el carrete de perforación se encuentra sobre el preventor o cuando hay indicios de un brote en el pozo; esto es cuando la presión de formación hace que el fluido de control fluya en una relación mayor al volumen bombeado.

Para tener un control de flujo se aplica una contra presión superficial adecuada en la descarga, mientras se eleva la densidad del fluido de control.

Esta contrapresión generalmente se origina al cerrar el preventor anular, desviando así el flujo a través del sistema de estrangulación.

La presión de trabajo de las líneas de inyección ten drán que ser igual o mayor que la presión de trabajo del preventor estas líneas no deben usarse para el llenado ru tinario del pozo por la acción abrasiva del lodo que des gasta las guarniciones y como consecuencia no soporte las altas presiones en caso de emergencia.

Las líneas de inyección tienen instaladas una o va-- rias válvulas de control de flujo, las cuales deben mante nerse cerradas hasta que su uso sea requerido.

#### LINEAS DE ESTRANGULACION

Son líneas que manejan alta presión que conectan en la derivación del carrete de perforación y una línea al terna se conecta al cabezal de tuberías; esta línea alter na se usa en caso de emergencia y parte de la salida late ral opuesta a la línea de inyección.

Las líneas de estrangular conducen los fluidos del pozo a presión, hacia el múltiple de estrangulación, y -- trabajan a una presión mayor que la que trabajan el arreglo de preventores; es necesario que las líneas de estrangulación tengan el diámetro requerido para evitar caídas de presión excesivas, las cuales no permiten reducir las presiones superficiales a la presión requerida.

Las líneas de estrangulación normalmente permanecen abiertas y se cierran después de cerrar los preventores - para controlar el flujo del pozo.

Para flujos intensos altas velocidades, las caídas - de presión son considerables en la línea de descarga del pozo al múltiple de estrangulación.

Por lo cual en estos casos, es necesario tomarlos en cuenta en los cálculos hidráulicos del sistema. Por lo -- mismo es conveniente que las líneas de descarga en el múltiple de estrangulamiento sean cortas, y en lo posible am plias, ya que de lo contrario con flujos a altas velocidades interferiría la efectividad del estrangulador.

#### 6.4. SEPARADOR DE GAS

Consiste en un cilindro vertical el cual está provis

to en su interior de charolas, por las cuales escurrirá - el lodo gasificado que entra por la parte lateral superior del cilindro (fig. 15) las charolas están diseñadas de tal modo que el lodo gasificado siga un camino tortuoso, con el fin de que el gas contenido en el lodo se separe, saliendo por la parte más alta del cilindro, y el lodo desgaseificado saldrá por el fondo del cilindro.

#### 6.5. CABEZAL GIRATORIO

El cabezal giratorio se utiliza cuando se esta perforando bajo presión, esta herramienta soporta la presión - que se manifiesta en la superficie, cuando se perfora a - baja presión de fondo. Tiene trascendencia el uso de los cabezales giratorios, cuando se utiliza como fluido de perforación aire o lodos areados, ya que por su diseño sellan alrededor de la flecha (fig. 9) impidiendo que el fluido proyectado salga a través de la mesa rotaria.

El cabezal giratorio es útil al estar perforando pozos profundos, proque mantiene presiones del orden de 200 psi; desviando las cabezadas a través de la descarga lateral del pozo cuando se perfora con lodo de baja densidad.

## **CAPITULO VII**

### **EQUIPO DE CONTROL**

#### **7.1. FUNCIONES DE LOS PREVENTORES**

La finalidad de los preventores es cerrar el pozo, y resistir las presiones que se presentan en el pozo.

#### **7.2. TIPOS DE PREVENTORES; SU DISEÑO Y CARACTERISTICAS DE USO.**

De acuerdo a sus características de diseño, para diferentes condiciones de uso, existen; Preventores de Compuertas y Preventores Circulares.

Para la mejor comprensión del equipo de control se recurrió a figuras de equipo representativo. Para ilustrar los preventores de compuerta se escogió el Cameron Tipo U; el circular está representado por el Hydril .

##### **7.2.1. PREVENTORES DE COMPUERTAS**

Se dice que son preventores de compuertas, porque su sistema de cierre es a través de dos compuertas, que se desplazan perpendicularmente al eje del preventor, las --

cuales al encontrarse sellan alrededor de la tubería cuando la hay en el pozo, o contra sí mismas cuando no la hay, bloqueando el flujo de fluido.

A las compuertas que cierran el pozo alrededor de la tubería de perforación se les conoce como compuertas anulares, ya que cierran solamente el espacio anular del pozo. (fig. 4).

El diseño de estas compuertas tiene un corte semicircular para abrazar la tubería, existiendo diferentes diámetros de apertura, los cuales se utilizarán según sea el diámetro de tubería que se este utilizando. (fig. 1).

En la parte frontal de cada compuerta anular, tiene un empaque de hule que esta adherido a la placa de acero, sella alrededor de la tubería y contra la otra compuerta al cerrarse éstas. (fig. 1).

A las compuertas que cierran el pozo cuando no existe herramienta a través de ellas se les conoce como compuertas ciegas; puesto que cierran el pozo totalmente.

Estas compuertas tienen la parte frontal plana; y -- una ranura horizontal en su parte media en la cual se aloja el empaque de hule. (fig. 5).

Hay compañías que fabrican compuertas ciegas de corte, las cuales tienen una cuchilla en su parte frontal, - que al irse cerrando las compuertas cortan la tubería de perforación y dicha cuchilla penetra en la ranura horizontal de la otra compuerta, cerrando el pozo completamente mediante los sellos.

Las compuertas de los preventores tienen un sello superior perimetral, el cual sella cada cámara en cualquier posición de las compuertas o al desplazarse estas, no permitiendo que los fluidos del pozo rodeen las compuertas - saliendo por la parte superior del preventor. Además tienen unos sellos entre la cámara y el cilindro del pistón; los cuales no permiten que la presión del pozo se comunique con los cilindros cuando se desplazan las compuertas. (fig. 1).

El cuerpo del preventor de compuertas, como sus principales partes están construídas en acero forjado, para - tener la resistencia adecuada; el cuerpo del preventor -- contiene, los conductos que llevan al aceite a presión, - hacia los extremos de los cilindros, para desplazar los - pistones en un sentido para abrir y en el otro sentido para cerrar las compuertas. (fig. 2).

El circuito para cerrar las compuertas se muestra en

la parte inferior de la figura y permite aplicar presión a través del conducto para cerrar las compuertas, y al -- llegar al aceite a presión del cilindro, impulsará el pistón hacia adentro, que a su vez empuja por medio de un -- vástago la compuerta hasta cerrar el pozo.

Para abrir las compuertas del preventor; se hace aplicando presión por el conducto de abrir las compuertas -- (fig. 2) donde el aceite a presión empuja a los pistones -- que se mueven dentro de un cilindro hacia afuera, que a -- su vez jalan las compuertas por medio de un vástago dejando libre el agujero, que comunica el interior del pozo con la atmósfera.

Los preventores de compuertas tienen seguros mecánicos, que se operan después de que han sido cerradas las -- compuertas hidráulicamente para evitar la apertura accidental del preventor, aún cuando se active el sistema hidráulico.

El seguro mecánico se activa por medio de una extensión que sale fuera de la subestructura, que al girarse -- hace que penetre el seguro y se apoye en el extremo del -- pistón, manteniéndolas cerradas las compuertas aún cuando se deje de ejercer presión.

## CONEXIONES ESPECIALES

Las conexiones de los preventores pueden ser de brida o de grampa, y dependiendo del tiempo que se disponga para instalar el arreglo de preventores, será la decisión de que el equipo de control tenga conexiones de un tipo u otro; puesto que las conexiones de tipo grampa se instalan en menos tiempo que las conexiones de tipo brida. (fig.6).

El diseño de las conexiones tipo grampa consiste en dos semicírculos idénticos, provistos de birlos o pernos de charnela para su instalación (fig. 7).

### 7.2.2. PREVENTOR CIRCULAR

Los preventores de tipo circular, están constuidos de acero forjado, y su cuerpo tiene una simetría circular, en su parte interna hay un espacio donde se aloja un empaque de hule sintético, el cual se encuentra confinado en la parte superior y perimetralmente, con la única posibilidad de deformación hacia la parte central de este. (fig. 3).

El preventor circular tiene un pistón circular que se utiliza para empujar y comprimir radialmente el empaque de hule sintético, tiene unos sellos circulares, tan-

to en el cuerpo del pistón como en la parte superior e inferior de la cámara. Estos son para que no se comuniqué el fluido hidráulico con el espacio anular y tampoco con el espacio libre superior, así como la presión del pozo no se comuniqué con la cámara donde se desplaza el pistón.

Para desplazar el pistón se hace por medio de fluido hidráulico, el cual se inyecta a través de unos conductos que son parte integral del preventor.

Para cerrar el preventor circular, se bombea el fluido hidráulico a través del conducto inferior del preventor, el cual impulsa a un pistón hacia arriba que al mismo tiempo empuja al empaque de hule sintético hacia el centro del preventor, cerrando el pozo.

Para abrir el preventor circular se inyecta fluido hidráulico a través del conducto superior el cual al penetrar a la cámara impulsará al pistón hacia abajo, con lo cual el empaque de hule sintético deja de estar presionado restableciendo su forma.

El preventor circular al ser operado para cerrar el pozo, sella sobre cualquier herramienta sin importar el diámetro o forma del objeto que se encuentre a través del preventor. Por la abundancia en el elemento de empaque --

de hule sintético; se pueden hacer movimientos de tuberfa limitados en espacio y tiempo, tanto verticales como de rotación.

Cuando el preventor circular permanece inactivo el diámetro del empaque de hule sintético, es igual al diámetro interno del cuerpo del preventor, este tipo de preventor no tiene seguro mecánico, pero al diseñarse se considero la forma de mantener el cierre contra la presión del pozo, aún cuando exista pérdida de presión del fluido hidráulico.

#### CARACTERISTICAS DE AMBOS PREVENTORES

Se utiliza el preventor de compuertas cuando se mantiene sin movimientos de la sarta de perforación, y se usa el preventor circular cuando se hacen movimientos limitados en la sarta de perforación; la presión de cierre del preventor debe de ser tal que permita una pequeña fuga de fluido, entre el empaque de hule y la herramienta que se encuentre a través de él con el fin de que lubrique el empaque de hule sintético.

La magnitud tanto del preventor circular como del preventor de compuertas, esta determinado por su presión de trabajo y el tamaño nominal, siendo el tamaño nominal del preventor igual al diámetro interno del mismo.

Para seleccionar la presión de trabajo del preventor se toma en cuenta, la presión máxima de ruptura de la formación en la zapata y la presión máxima que soportará la tubería de revestimiento.

### 7.3. ARREGLO DE PREVENTORES

El objetivo principal al instalar un sistema de preventores es el de tener un conjunto de elementos que permita controlar la presión en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, cuando se presenta un brote. (fig. 10).

Los componentes básicos de un arreglo completo de -- preventores son:

Cabezal de tubería de revestimiento

Carrete de tubería de revestimiento

Preventor de compuertas anulares

Preventor de compuertas ciegas

Carrete de perforación

Preventor circular

Tubo de campana

Este arreglo completo de preventores se utiliza donde existen riesgos severos de un brote, se puede simplifi

car este arreglo cuando la zona que se perfora es conocida.

Al diseñarse el arreglo del conjunto de preventores debe tenerse cuidado en que la presión de trabajo de los preventores y sus elementos sean la correspondiente a la presión de trabajo de la tubería de revestimiento.

#### CABEZAL DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

La función principal es la de comunicar el espacio -- anular con el exterior, sostener las tuberías de revestimiento, y también se usa como asiento del arreglo de preventores al estar perforando. Su tamaño nominal del cabezal de tuberías de revestimiento es igual al diámetro nominal de la correspondiente tubería de revestimiento, que es igual al diámetro exterior de la tubería de revestimiento. (fig. 8).

El cabezal de tuberías de revestimiento tiene en su parte inferior elementos para soldar o enroscar la tubería de revestimiento y en su parte superior tiene un elemento que se utiliza para instalar conexiones superficiales de control para dar seguridad al pozo al estar perforando, - además tiene un nido donde se alojan las cuñas que sostendrán la tubería de revestimiento siguiente, el cual tiene

los elementos necesarios para garantizar hermeticidad entre el espacio anular y el exterior; el cabezal de tuberías tiene dos salidas laterales opuestas una de las cuales se utiliza para inyectar al pozo y la otra para descargar. (fig. 16).

#### **CARRETE DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO.**

Es el carrete de tubería de revestimiento un elemento de unión que se instala sobre el cabezal de tubería de revestimiento con el fin de controlar la presión en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, su diámetro interior del carrete de tubería de revestimiento es igual al diámetro inferior del cabezal de tubería, esto es con el fin de que pasen las herramientas de anclaje que sostendrán las demás tuberías de revestimiento (fig. 17).

El carrete de tubería de revestimiento tiene dos derivaciones laterales, una se utiliza para inyectar y la otra para tener una descarga entre el cabezal de tubería y el primer preventor.

#### **CARRETE DE PERFORACION**

El carrete de perforación al instalarse proporciona espacio en un sistema de preventores, su diámetro interno

debe ser lo suficientemente ancho para que puedan pasar - los mecanismos de anclaje de la tuberfa de revestimiento, tiene dos salidas laterales, en una se conecta la línea - de inyección y en la otra se conecta la línea de descarga. (fig. 8).

#### TUBO DE CAMPANA

Es el medio por el cual se establece la circulación del fluido de perforación, esta instalada sobre el conjunto de preventores, el diámetro interno del tubo de campana es igual al diámetro interno de los preventores. El -- cuerpo del tubo de campana tiene dos salidas laterales -- opuestas, una se utiliza para llenar el pozo durante la - extracción de la tuberfa cuando el sistema preventivo permanece abierto, y en la otra salida se instala la línea - de flujo que sirve para guiar el fluido de perforación -- que sale del pozo hacia los vibradores donde se separan - los recortes de formación del lodo de perforación, y posterioormente el lodo se irá a las presas de asentamiento. (fig. 8).

#### 7.4. SISTEMA DE ACCIONAMIENTO

El sistema que acciona los preventores está compuesto de elementos que al operarlos a control remoto, desde

un tablero, permite cerrar en forma independiente y rápida cada preventor, sin utilizar la potencia del equipo y perforación.

Para garantizar la operación en una unidad moderna, de accionamiento de preventores, tendrá que estar compuesta de: Unidad de energía, Bomba, Tanque de aceite, Acumuladores, Dos tableros de mando, e interconexiones. (fig. 18).

Los preventores se operan a través de un mecanismo hidráulico, el líquido de operación es aceite por sus propiedades de ser anticorrosivo, de lubricar las partes móviles.

#### UNIDAD DE ENERGIA

La unidad de energía puede ser operada por motores eléctricos o neumáticos, existen unidades equipadas con ambas fuentes de energía (fig. 19).

#### BOMBAS

Las bombas pueden ser accionadas por motores eléctricos o neumáticos, las cuales tienen un regulador que las para automáticamente cuando llega a la máxima presión pre

establecida. Independientemente de la fuente de energía -- que se use la finalidad es la misma; proporcionar aceite a presión para accionar los preventores.

El aceite para accionar los preventores se mueve a través de un circuito cerrado, devolviendo el fluido usado a un tanque para utilizarlo nuevamente.

#### TANQUE DE ACEITE

Este tanque contiene el aceite que sirve para operar los preventores y como dicho aceite se mueve en un circuito cerrado, también el tanque recibe el aceite utilizado;-- el tanque de aceite se opera a tres cuartas partes de su capacidad, para permitir la variación del nivel del aceite.

#### ACUMULADOR

Son recipientes cilindricos verticales diseñados para soportar altas presiones y funcionan en base a la compresibilidad del gas; el acumulador contiene gas a presión separado por un diafragma de hule o un pistón, del aceite -- (fig. 11).

Su forma de operar del acumulador es; se comprime el

gas (Nitrógeno) a una presión apropiada, de tal manera -- que cuando se habrá una válvula reguladora que opera el -- preventor, el gas comprimido expulsará el líquido hacia -- las líneas del preventor.

El gas que contiene los acumuladores permanece constante, no así su presión ya que varía en función del volumen de fluido que maneje.

Es necesario que en el sistema exista almacenado el suficiente aceite a presión, como para cerrar todo el sistema de preventores, y tener una reserva para el caso en que sea necesario. Esta reserva después de cerrar los preventores deberá quedar disponible a una presión de 1200 - psi.

En el diseño de la capacidad de carga de los acumuladores se utilizan dos criterios; uno especificar el volumen para cerrar todas las unidades más un 50% de fluido - de reserva a 1200 psi, y el otro especificar el volumen - requerido para cerrar y abrir todas las unidades más un - 25% de fluido de reserva a 1200 psi.

Los requerimientos varían de acuerdo al tamaño nominal de los preventores, siendo el preventor circular el - que requiere el mayor volumen de fluido y para que la pre

sión del acumulador llegue a los preventores a la presión requerida es necesario que se utilice la válvula reguladora de presión.

#### TABLEROS DE CONTROL

Para operar los preventores a control remoto, se puede hacer desde dos lugares; un tablero de control remoto que esta ubicado en el piso de trabajo cerca del perforador, y otra unidad de control situada al nivel del suelo a una distancia segura del pozo y de fácil acceso; esto es con el fin de que puedan ser operados los preventores desde una zona fuera de peligro. (fig. 12).

En cada tablero de control remoto, están indicadas las especificaciones para accionar los dispositivos que se muestran a través de una silueta del arreglo de preventores. (fig. 12). En esta silueta se indica el dispositivo que se accionará para cerrar y abrir los preventores de compuertas tanto el anular como el ciego, así como abrir y cerrar el preventor circular, además estos tableros de control tienen unos manómetros que indican la presión -- aplicada a cada preventor.

## INTERCONECCIONES

En el tablero de control remoto al accionarse alguno de sus elementos, dirige el aceite a presión hacia el elemento del sistema de preventores accionado, a través de - líneas y conexiones metálicas.

Las interconexiones de ambos tableros de control re moto están instaladas de tal manera, que en el caso de que sean destruidas por el fuego, no interfiera en el uso del otro tablero de control remoto.

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

**FUNDAMENTALS OF PRESSURE CONTROL**

**H. A KENDALL  
1978**

**BLOWOUT PREVENTION AND WELL CONTROL**

**GRAHAM AND TROTMAN LIMITED  
FRANCE EDITIONS TECHNIP 1981**

**BLOWOUT PREVENTION A HANDBOOK**

**ALBERTA PETROLEUM INDUSTRY  
TRAINING CENTRE**

**BLOWOUT PREVENTION**

**GOINS, W.C. JR.  
U.S.A. GULF PUBLISHING COMPANY  
1969.**

**BLOWOUT PREVENTION PRACTICAL  
DRILLING TECHNOLOGY VOL I**

**U.S.A. GULF PUBLISHING COMPANY  
1969.**

**WORK OVER WELL CONTROL**

**NEAL ADAMS  
PRENTICE HALL**

**CATALOGO GENERAL CAMERON**

**CAMERON IRON WORKS  
1981**

**PAYNE GENERAL CATALOG  
10 TH EDITION**

**PAYNE MANUFACTURING  
COMPANY**

**PRESSURES DEFINE WELL CONTROL OBJETIVES**

**NEAL ADAMS  
OGJ OCT. 1979.**

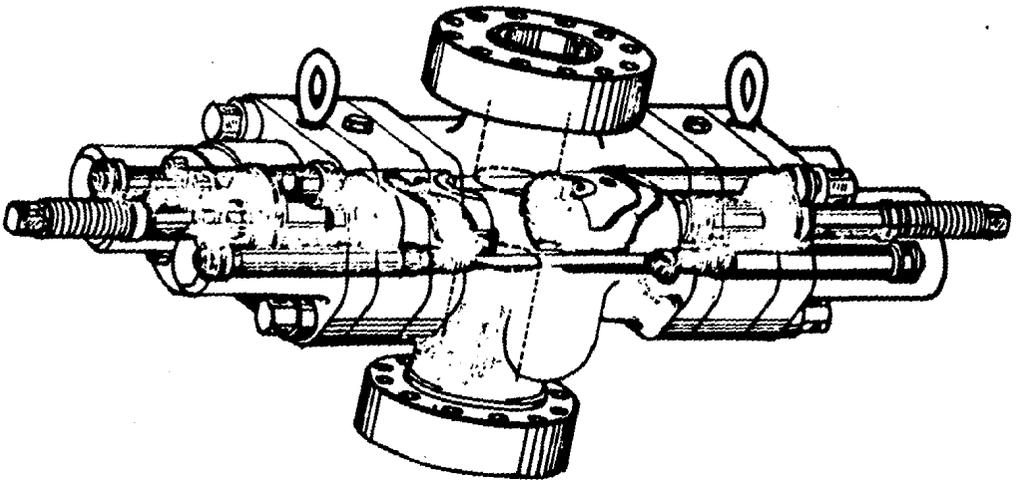
**KICKS GIVE CLEAR WARNING SIGNS**

**OGJ OCT 1979**

**WHY GAS CUD MUD IS NOT  
ALWAYS A SERIOS PROBLEM.**

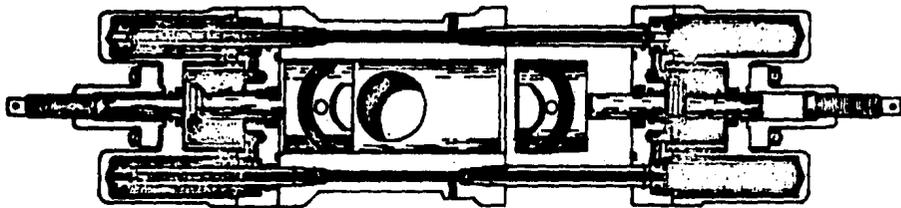
**RILEY G. GOLDMITH  
WORD OIL OCT. 1972.**

**PREVENTOR DE COMPUERTAS ANULARES**



**FIGURA 1**

**SISTEMA HIDRAULICO DEL PREVENTOR TIPO "U"**



**FIGURA 2**

# PREVENTOR CIRCULAR

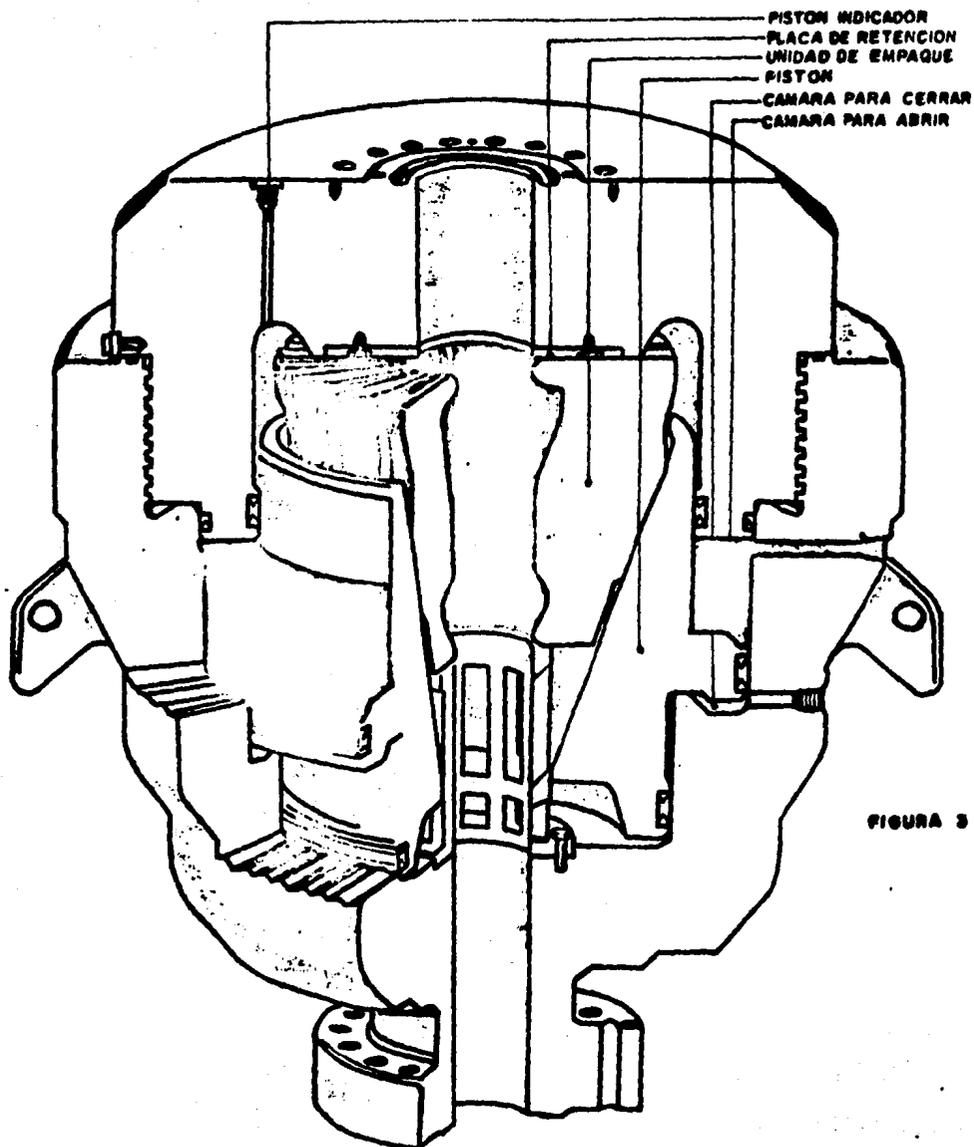
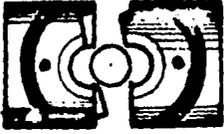
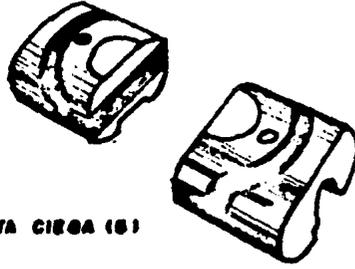


FIGURA 3

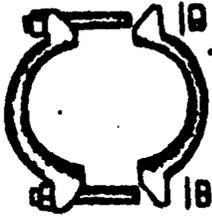


14) COMPUERTAS ANULARES

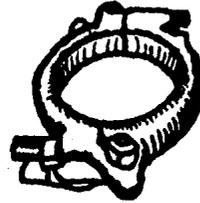


COMPUERTA CIEGA (15)

### CONEXIONES TIPO GRAMPA



ATORNILLADA CON  
BIRLOS. FIGURA (16)



CON PERNO DE  
CHARNELA. FIGURA (17)

# ARREGLO DE PREVENTORES

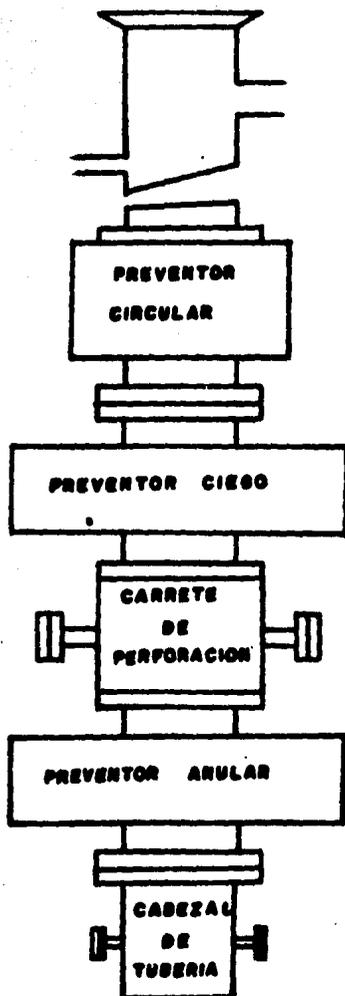


FIGURA 8

# CABEZAL DE TUBERIA

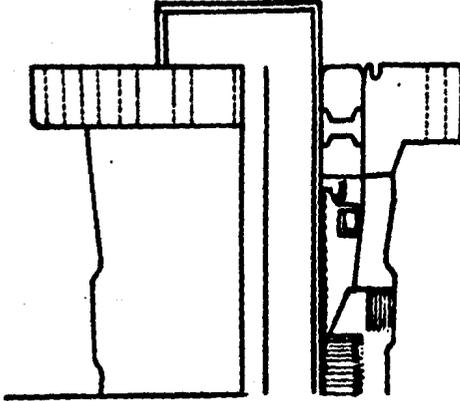
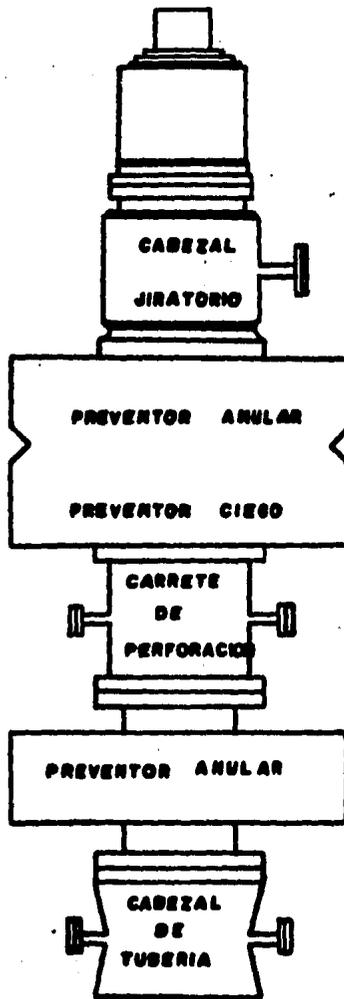


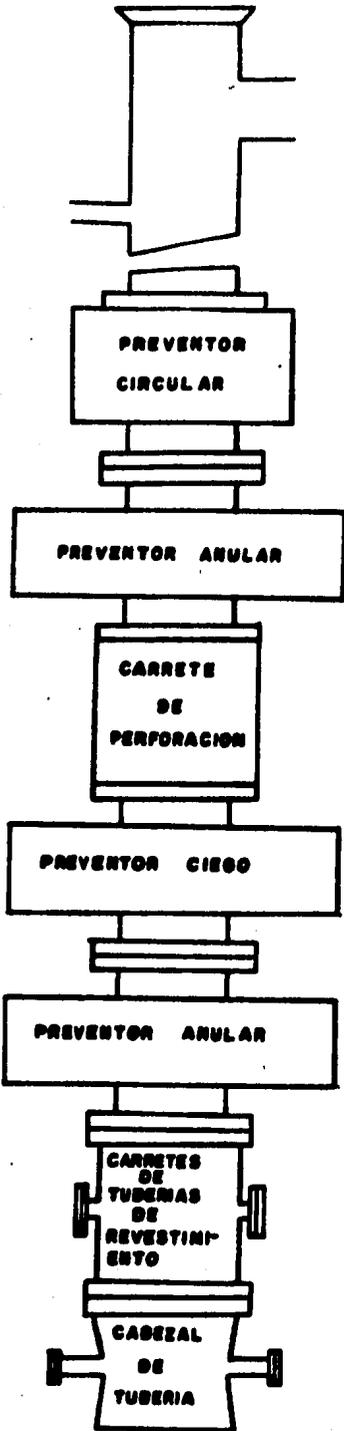
FIGURA 6°

**ARREGLO DE PREVENTOR.**



**FIGURA 9**

**ARREGLO DE  
PREVENTORES**



**FIGURA 10**

# ACUMULADOR

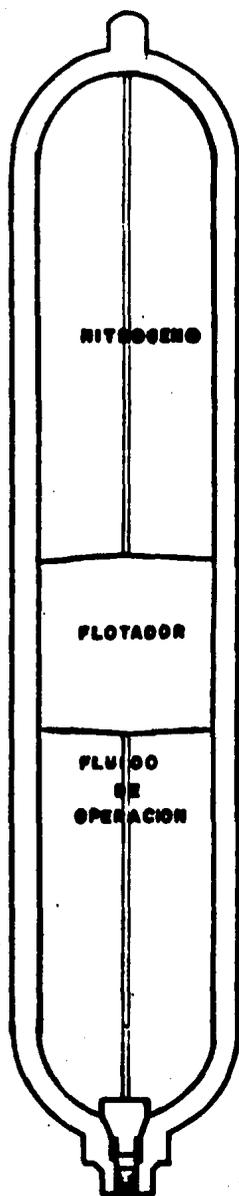


FIGURA 11

# TABLERO DE CONTROL REMOTO

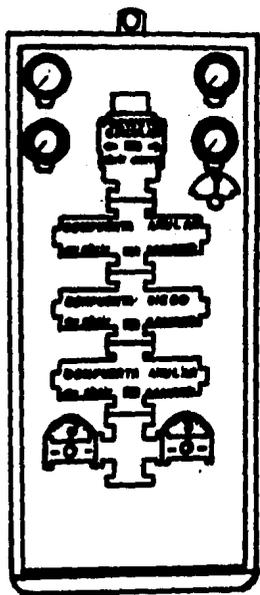
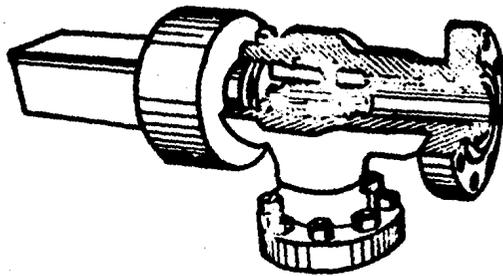


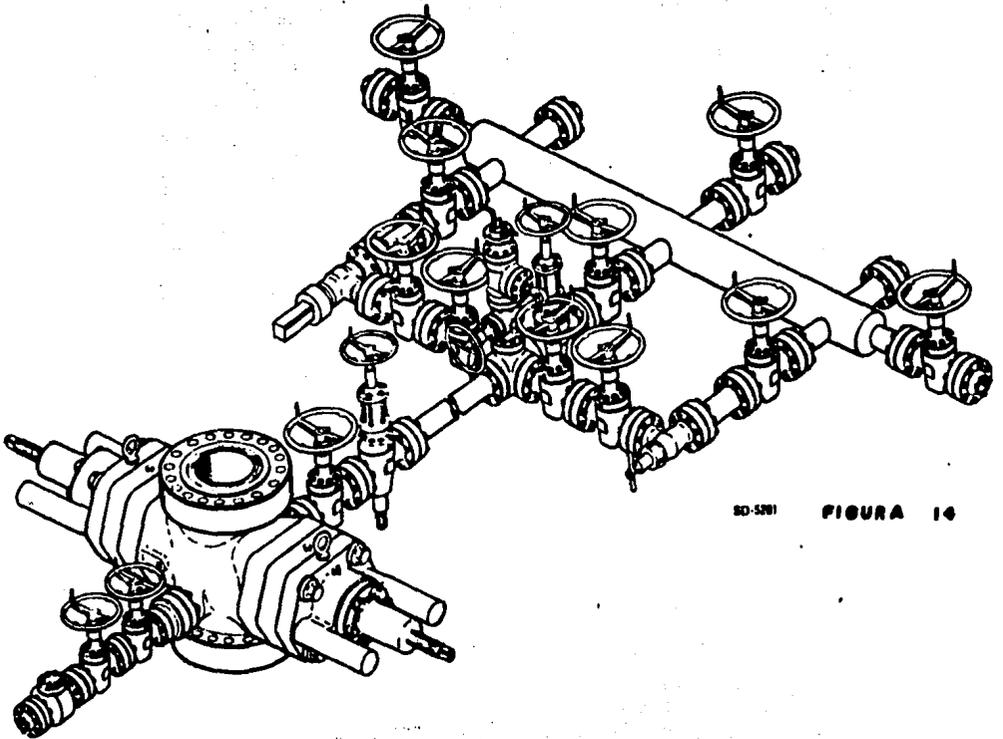
FIGURA 12

**ESTRANGULADOR FIJO**



**FIGURA 13**

# MULTIPLE DE ESTRANGULACION



SD-5201 FIGURA 14

# SEPARADOR DE FLUIDOS

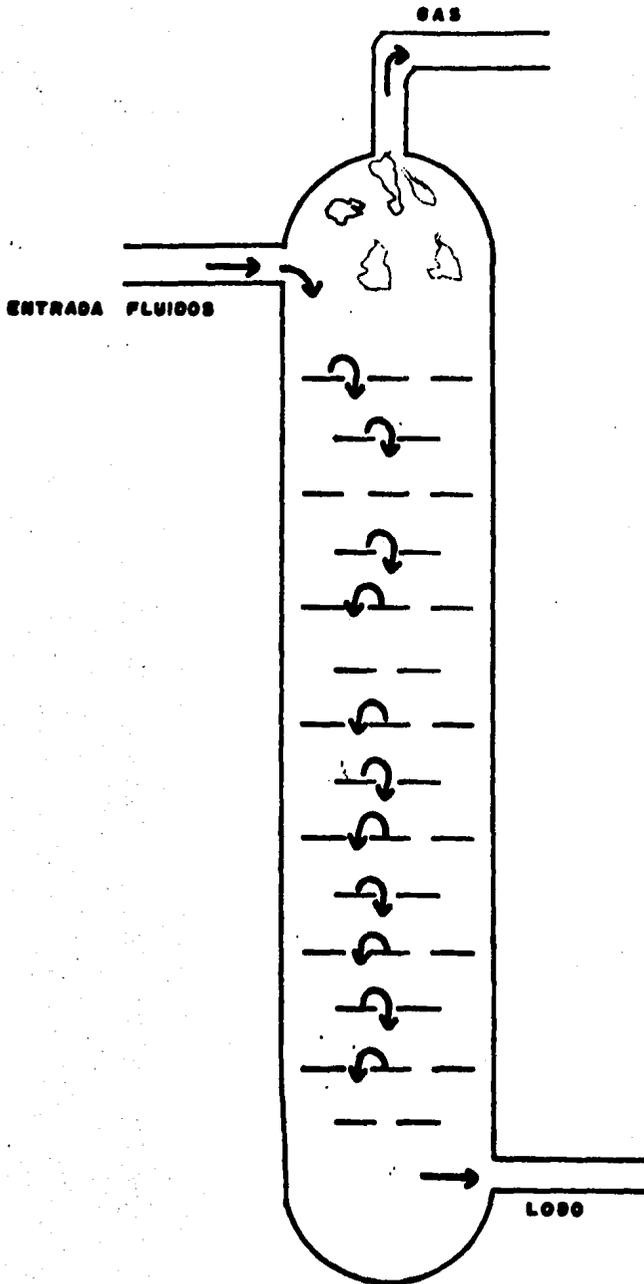


FIGURA 16

# SISTEMA DE ACCIONAMIENTO Y CONTROL

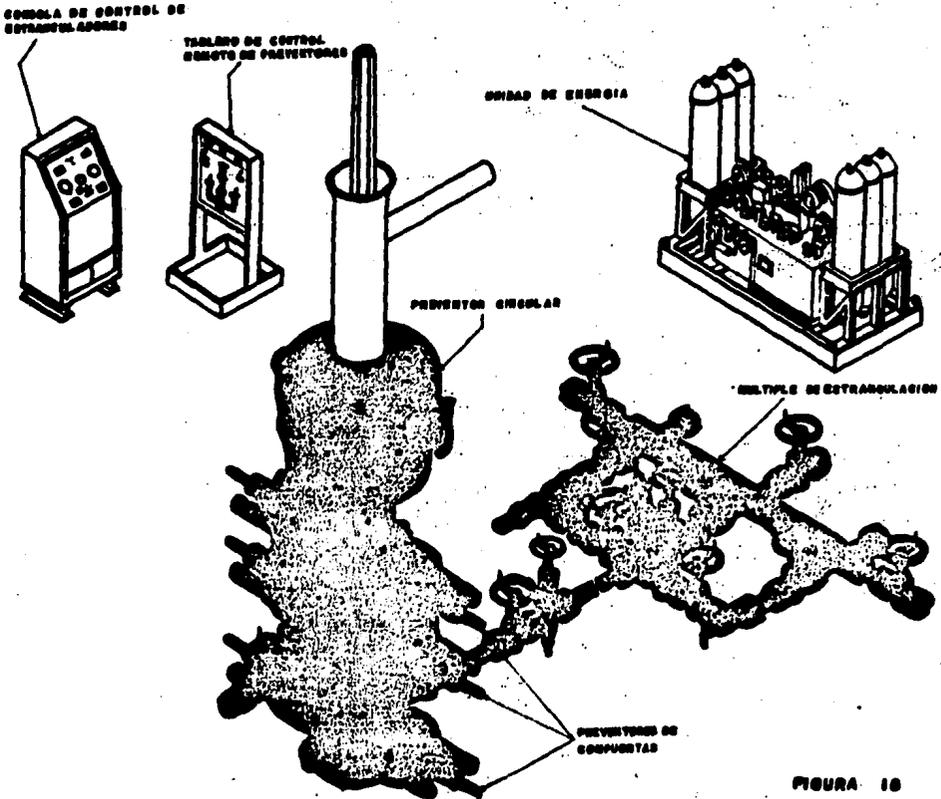
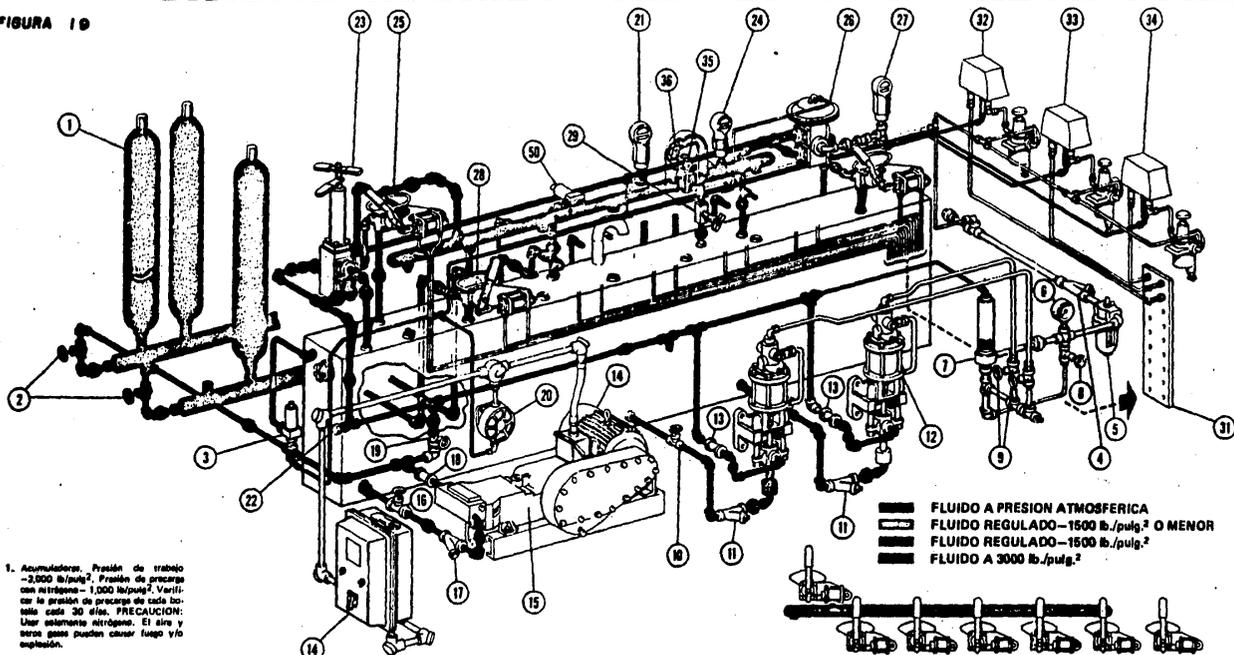


FIGURA 16

# UNIDAD KOOMEY PARA OPERAR PREVENTORES

FIGURA 10



1. Acumulador. Presión de trabajo 2,000 lb./pulg.<sup>2</sup>. Presión de arranque con retroceso—1,000 lb./pulg.<sup>2</sup>. Variar la presión de trabajo de cada botella cada 30 días. PRECAUCIÓN: Usar solamente nitrógeno. El aire y otros gases pueden causar fuego y/o explosión.
2. Válvulas estándar del banco acumulador. Normalmente deben estar abiertas. Se deben cerrar cuando se desea bajar presión mayor de 2,000 lb./pulg.<sup>2</sup> al momento de efectuar las pruebas de eficiencia recomendadas por el API para los bancos de la unidad.
3. Válvula de seguridad del banco acumulador. Está calibrada para abrir a 3,500 lb./pulg.<sup>2</sup>.
4. Filtro para el aire. Limpiar cada 30 días.
5. Válvula para nulificar el interruptor de presión automática hidráulico—remediación. Normalmente esta válvula debe estar cerrada. Cuando se requieren presiones mayores de 2,000 lb./pulg.<sup>2</sup>, primero abra la válvula que tiene la bomba eléctrica (15), abra la válvula (25) hacia la derecha (hacia presión) y después abra esta válvula. El uso requiere presiones hasta de 8,500 lb./pulg.<sup>2</sup>.
6. Válvulas para suministrar aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire. Normalmente deben estar abiertas.

7. Interruptor de presión automática hidráulico—remediación. Normalmente está regulado para abrirse a 3,000 lb./pulg.<sup>2</sup> de presión que fluctúa entre las bombas de aire, y a 2,900 lb./pulg.<sup>2</sup> en unidades que cuentan con bombas de aire y bombas eléctricas. Cuando la presión en el sistema descienda a 2,700 lb./pulg.<sup>2</sup> el interruptor de presión automáticamente permite que fluya el aire y arranque. Para incrementar la presión de corte, abra la manija que ajusta el resorte de la bobina a la derecha, y de derecha a izquierda para disminuir la presión de corte.
8. Válvula para nulificar el interruptor de presión automática hidráulico—remediación. Normalmente esta válvula debe estar cerrada. Cuando se requieren presiones mayores de 2,000 lb./pulg.<sup>2</sup>, primero abra la válvula que tiene la bomba eléctrica (15), abra la válvula (25) hacia la derecha (hacia presión) y después abra esta válvula. El uso requiere presiones hasta de 8,500 lb./pulg.<sup>2</sup>.
9. Válvulas de cierre de succión. Normalmente deben estar abiertas.
10. Válvulas de cierre de succión. Normalmente deben estar abiertas.
11. Filtro de succión. Limpiar cada 30 días.
12. Bombas hidráulicas impulsadas por aire. Operan con presión de aire de 175 lb./pulg.<sup>2</sup>. Cada lb./pulg.<sup>2</sup> de presión de aire produce 80 lb./pulg.<sup>2</sup> de presión hidráulica.
13. Válvula de contrapresión (Check). Su función es permitir reparar o cambiar las bombas hidro-eléctricas sin perder presión en el sistema acumulador.
14. Motor eléctrico y arrancador. El motor eléctrico opera con un voltaje nominal de 220 a 440 voltios, 60 ciclos, 3 fase. La corriente nominal depende de la potencia del motor. El arrancador arranca y para automáticamente el motor eléctrico que acciona la bomba triplex. Trabaja

15. Bomba triplex (la chapa) accionada por motor eléctrico. Revise el nivel del aceite (SAE—30W) cada 30 días. Revise también el nivel del aceite en el motor de la máquina (20W ó 40W). Dale este tipo de aceite al tipo de bomba.
16. Válvula de cierre de succión. Normalmente debe estar abierta.
17. Filtro de succión. Limpiar cada 30 días.
18. Válvula de contrapresión (Check). Su función es para reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el sistema.

19. Bomba triplex (la chapa) accionada por motor eléctrico. Revise el nivel del aceite (SAE—30W) cada 30 días. Revise también el nivel del aceite en el motor de la máquina (20W ó 40W). Dale este tipo de aceite al tipo de bomba.
20. Interruptor de presión automática hidro-eléctrica. Para automatización de la presión cuando la presión llega a 3,000 lb./pulg.<sup>2</sup> y arranca automáticamente al motor eléctrico cuando la presión desciende de 2,700 lb./pulg.<sup>2</sup>. Para ajustar la presión de paro, quite el tornillo (26) y gire el tornillo de ajuste (27) hacia el interruptor) hacia la derecha para incrementar la presión de paro y hacia la izquierda para disminuir la presión de paro. Para bajar la presión de arranque, quite la bobina a presión de ajuste (25), marque la presión del sistema a que el regulador se haya fijado a la presión deseada, y mueva hidráulico de la bobina sin perder presión que el motor arranque.

21. Manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador. Rango: 0—8,000 lb./pulg.<sup>2</sup>.
22. Filtro para el fluido en el sistema acumulador. Revisar cada 30 días.
23. Válvula reguladora y reductora de presión. Reduce la presión a 1,800 lb./pulg.<sup>2</sup> para operar los preventores de arcos y las válvulas con operación hidráulica en forma manual. Para ajustarlo, primero abra la bobina situada a la manija y gire el tornillo de ajuste (27) hacia el regulador) hacia la derecha para incrementar la presión de paro y hacia la izquierda para reducir la presión. Siempre vigile el manómetro (26) al fijar la presión en el regulador del múltiple de distribución. Después de que el regulador se haya fijado a la presión deseada, cerrarle la bobina situada en el múltiple.

24. Manómetro indicador de la presión en el múltiple de distribución de fluido. Rango: 0—10,000 lb./pulg.<sup>2</sup>.
25. Válvula para nulificar la válvula reguladora y reductora de presión (23). Normalmente debe estar en posición abierta. Cuando se desea aplicar presiones mayores de 1,800 lb./pulg.<sup>2</sup> a los preventores de arcos, gire esta válvula a la posición cerrada. Con esta operación se nulifica la válvula 23.
26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire. Regula la presión para operar el preventor auxiliar. La presión puede variar, dependiendo del diámetro del tubo contra el que opera el preventor auxiliar. Reduce la presión a un mínimo de 1,800 lb./pulg.<sup>2</sup>. Consulte las recomendaciones del fabricante del preventor auxiliar. Si el regulador auxiliar se opera manualmente, se puede operar de la misma manera como se explicó para el regulador del múltiple (23).
27. Manómetro indicador de presión del preventor auxiliar. Rango: 0—3,000 lb./pulg.<sup>2</sup>.
28. Válvula de 4 vías. Manténgala en posición abierta o cerrada. Nunca en posición parcial.
29. Válvula de purga. Normalmente cerrada. Esta válvula debe mantenerse abierta para asegurar las bobinas de los acumuladores.
30. Caja de empalme de aire. Se usa para conectar las líneas de aire en la unidad a las líneas de aire que vienen de los paneles de control remoto.
31. Transmisor de presión neumática para la presión del preventor auxiliar. Ajuste el regulador de presión para que la presión del manómetro anular en el panel sea igual a la del manómetro 27 en la unidad.
32. Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de distribución de fluido. Ajuste el regulador de presión para que los manómetros de los preventores de arcos en el panel registren la misma presión que en el manómetro 24 en la unidad.
33. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador. Ajuste el regulador de presión del manómetro que indica la presión del acumulador en el panel, registre la misma presión del manómetro 21 en el sistema acumulador.
34. Válvulas neumáticas para regular la válvula 26. Se usa para regular la presión plena al regulador auxiliar. El giro a la izquierda disminuye la presión y el giro a la derecha incrementa la presión. Siempre vigile el manómetro 27 cuando se ajuste la presión en el regulador auxiliar.
35. Selector de unidades del panel. Válvula manual de 4 vías. Se usa para seleccionar la unidad deseada en el sistema acumulador. Siempre vigile el manómetro (26) de cada uno de los paneles de control.
36. Válvula de seguridad del múltiple de distribución de fluido. Está regulado para que abra a 8,500 lb./pulg.<sup>2</sup>.

FLUIDO A PRESION ATMOSFERICA  
 FLUIDO REGULADO—1500 lb./pulg.<sup>2</sup> O MENOR  
 FLUIDO REGULADO—1500 lb./pulg.<sup>2</sup>  
 FLUIDO A 3000 lb./pulg.<sup>2</sup>

24. Manómetro indicador de la presión en el múltiple de distribución de fluido. Rango: 0—10,000 lb./pulg.<sup>2</sup>.
25. Válvula para nulificar la válvula reguladora y reductora de presión (23). Normalmente debe estar en posición abierta. Cuando se desea aplicar presiones mayores de 1,800 lb./pulg.<sup>2</sup> a los preventores de arcos, gire esta válvula a la posición cerrada. Con esta operación se nulifica la válvula 23.
26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire. Regula la presión para operar el preventor auxiliar. La presión puede variar, dependiendo del diámetro del tubo contra el que opera el preventor auxiliar. Reduce la presión a un mínimo de 1,800 lb./pulg.<sup>2</sup>. Consulte las recomendaciones del fabricante del preventor auxiliar. Si el regulador auxiliar se opera manualmente, se puede operar de la misma manera como se explicó para el regulador del múltiple (23).
27. Manómetro indicador de presión del preventor auxiliar. Rango: 0—3,000 lb./pulg.<sup>2</sup>.
28. Válvula de 4 vías. Manténgala en posición abierta o cerrada. Nunca en posición parcial.
29. Válvula de purga. Normalmente cerrada. Esta válvula debe mantenerse abierta para asegurar las bobinas de los acumuladores.
30. Caja de empalme de aire. Se usa para conectar las líneas de aire en la unidad a las líneas de aire que vienen de los paneles de control remoto.
31. Transmisor de presión neumática para la presión del preventor auxiliar. Ajuste el regulador de presión para que la presión del manómetro anular en el panel sea igual a la del manómetro 27 en la unidad.
32. Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de distribución de fluido. Ajuste el regulador de presión para que los manómetros de los preventores de arcos en el panel registren la misma presión que en el manómetro 24 en la unidad.
33. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador. Ajuste el regulador de presión del manómetro que indica la presión del acumulador en el panel, registre la misma presión del manómetro 21 en el sistema acumulador.
34. Válvulas neumáticas para regular la válvula 26. Se usa para regular la presión plena al regulador auxiliar. El giro a la izquierda disminuye la presión y el giro a la derecha incrementa la presión. Siempre vigile el manómetro 27 cuando se ajuste la presión en el regulador auxiliar.
35. Selector de unidades del panel. Válvula manual de 4 vías. Se usa para seleccionar la unidad deseada en el sistema acumulador. Siempre vigile el manómetro (26) de cada uno de los paneles de control.
36. Válvula de seguridad del múltiple de distribución de fluido. Está regulado para que abra a 8,500 lb./pulg.<sup>2</sup>.