

*Origen*

**Universidad Nacional Autónoma de México**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ORIGEN Y SOLUCION EN EL DESCONTROL  
DE UN POZO PETROLERO**

**T E S I S**  
**Que para obtener el Título de**  
**INGENIERO PETROLERO**  
**P r e s e n t a**

**FEDERICO MARTINEZ GARCIA**



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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA  
EXAMENES PROFESIONALES  
60-1-135

Al Pasante señor FEDERICO MARTINEZ GARCIA  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a usted a continuación el tema que aprobado por esta Dirección propuso el Prof. Ing. Miguel Angel Benítez Hernández, para que lo desarrolle como tesis en su Examen Profesional de INGENIERO PETROLERO.

"ORIGEN Y SOLUCION EN EL DESCONTROL DE UN POZO PETROLERO".

- I. Orígenes de los descontrol.
- II. Soluciones
  - a) método del Perforador
  - b) método del Ingeniero
- III. Equipo e instalaciones para el control del pozo.  
Conclusiones.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable - para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la - Dirección General de Servicios Escolares en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente,  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D.F., a 9 de junio de 1980  
EL DIRECTOR

Ing. Javier Jiménez Espada

JJE:mdb.

## INDICE

	Pag.
<b>GENERALIDADES</b>	1
<b>I.- Origenes de los descontrol de pozos</b>	3
1.1.- Variación de la presión del pozo	5
1.2.- Clasificación de las condiciones de las formaciones que pueden originar el descontrol del pozo.	5
1.3.- Causas de los descontrol de pozos (Blowout)	8
a) Causas generales	8
b) Resumen de causas comunes en los descontrol de pozos.	11
b-1) Insuficiente densidad del fluido de perforación.	12
b-2) No mantener el pozo lleno de fluido de perforación	14
b-3) Por sondeo al sacar la tuberfa	15
b-4) Por perdida de circulación	18
b-5) Por presión anormal de formación	20
<b>II.- Soluciones a los descontrol de pozos</b>	23
II.1.- Como identificar un descontrol de pozo	23
a) Aumento en el nivel de las presas de fluido de perforación	23
b) Presencia de fluidos de la formación en el fluido de perforación	25
c) Aumento en la velocidad de perforación	26

e) Disminución en la presión de circulación	80
11.2.- Tipos de preventores	80
a) Pozo de perforación cortado con gas.	87
b) Preventores Cameron Tipo D	80
11.2.- Conceptos Generales en un Control de pozo	81
a) Gradiente de presión	82
b) Presión de formación	83
c) Presión de fractura	84
d) Presión de circulación	84
e) Cantidad equivalente de circulación	85
f) Velocidad reducida de circulación	86
g) Presión reducida de circulación	87
11.3.- Como se controla un brote (descontrol del pozo)	87
11.4.- Metodos de control de pozos	88
A) Metodo del Perforador	88
A-1 Desarrollo del formulario de trabajo del perforador	89
A-2 Ejemplo	92
B) Metodo del Ingeniero	91
B-1 Desarrollo del formulario de trabajo del Ingeniero	93
B-2 Ejemplo	95
11.5.- Diferencia entre los metodos	95
III.- Equipo e Instalación para el Control del pozo.	97
III.1.- Preventores	97
III.1-A Clases de preventores	98
a) Preventores tipo ariete.	98
b) Preventores tipo anular	80

GENERALIDADES:

3.- Sensor de flujo 122

4.- Contador de embolados de la bomba 123

5.- Medidor de flujo de fluido de perforación 124

6.- Indicador de densidad del fluido de perforación 125

Conclusiones 129

Bibliografía 132

A través del desarrollo de la industria petrolera se ha tenido la necesidad de perforar más profundo, debido a escasas en zonas nuevas de hidrocarburos. La industria petrolera ha desarrollado nuevas técnicas, equipos y herramientas para el control de pozos a estas profundidades.

No obstante el desarrollo de las nuevas técnicas, métodos y experiencias que se han adquirido en la perforación, se siguen teniendo problemas relacionados con el descontrol de los pozos; los cuales originan graves pérdidas. Debido que los factores de las presiones subterráneas, los gradientes de líquidos en el agujero del pozo y los cambios de densidad de la circulación de la mezcla en el pozo, ocasionan que cuando se establecen y que posteriormente se producen, a través de los descontrolados de estos, ocasionando graves pérdidas de los pozos, ocasionando la pérdida del pozo en el momento de la perforación.

emas-

bro-

entan

se-

la -

in--

y he

, ade

ión,-

ozos;

tores

rostá

la -

ramen

rgo -

enos-

damen

bie-

nes, pero cuadrillas bien entrenadas pueden reducir estos peligros si toman las precauciones necesarias, si saben reconocer las señales de una variación de presión cuando el pozo empieza a cabecear y si saben emplear el equipo en forma racional y -- adecuada.

El control de un pozo es de tal importancia que la industria capacita constantemente a su personal sobre sus principios esenciales.

## I - ORIGENES DE LOS DESCONTROLES DE POZOS

Un descontrol de pozo se puede definir como la pérdida de control sobre la presión de formación que causa un flujo no restringible de aceite, gas o agua con daño potencial que llega a ocasionar la pérdida del pozo o el equipo y otros daños de gran cuantía.

El descontrol de un pozo puede ser de dos tipos normal y subterráneo; el primero se tiene cuando la presión del yacimiento impulsa los fluidos hacia la boca del pozo, el segundo se presenta cuando los fluidos del yacimiento son expulsados hacia algún punto de fractura en el agujero descubierto o ruptura de la tubería de revestimiento.

Antes de pasar a las causas que originan los descontroles de pozo se presentan algunas definiciones de conceptos que se tratan a través de este trabajo y que ayudaran a enfocar mejor lo referente a descontrol de pozos.

**Presión Normal.**- Es aquella presión causada por una columna de agua salada de 80,000 ppm. y de un peso aproximado de 1.06 gr./c.c.

**Presión anormal.**- Será toda aquella que exeda a la presión normal. Las zonas en las cuales se presentan presio-

nes anormales pueden ser.

- a) Zonas muy fracturadas.
- b) En acumulaciones cerradas.
- c) Zonas compactas

**Presión hidrostática.** - Es la presión que ejerce una columna de fluido de determinado peso y a determinada profundidad. Esta presión o carga hidrostática existe no solamente -- contra el fondo del pozo, sino también contra las paredes del mismo a cualquier profundidad. Se puede calcular con las siguientes expresiones:

$$Ph = \frac{\rho L \times L}{100} \quad \text{donde:}$$

Ph = Presión hidrostática. Kg/cm<sup>2</sup>

$\rho$ L = Densidad del fluido. gr/c.c

L = Profundidad. metros

o también:

Ph = Gradiente del fluido x Profundidad

donde:

Ph = Presión hidrostática. lb/pg<sup>2</sup>

Gradiente del fluido lb/pg<sup>2</sup>/pie

Profundidad. pies

## I - 1 VARIACIONES DE LA PRESIÓN DEL POZO

CAP. 100

Un descontrol o reventón del pozo es el resultado de un incontrollable impulso o variación de la presión y es causado por fluidos de la formación que entran al pozo y desplazan

al fluido de perforación. Cuando se presenta un impulso significa que una burbuja de gas a entrado al pozo y sube por el agujero expandiéndose a medida que sube a la superficie para finalmente arrojar un borbollón de fluido fuera del pozo. Estas variaciones son intermitentes pero aumentan con frecuencia y severidad al ir descargando fluido del pozo. Las variaciones del pozo se deben contener cerrando el pozo de alguna manera en la superficie; la idea es que la contrapresión más que una columna menor que la necesaria para controlar a presión la presión de la columna de fluido de perforación que equilibra la presión de formación contienen al fluido de formación dentro del agujero del pozo.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de presión normal. Es la zona en que se tienen las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Las variaciones de presión y flujo generalmente no ocurren en zonas de alta presión y gran volumen.

Se usan los preventores de reventones para cerrar la parte superior del pozo. El uso de este equipo con rapidez y efectividad, reducirá al mínimo el tiempo requerido para cerrar el pozo y evitar los reventones. El descuido o el uso incorrecto de este equipo puede ser causa de que el control de la presión del pozo sea una tarea difícil.

## I - 2 CLASIFICACION DE LAS CONDICIONES DE LAS FORMACIONES QUE PUEDEN ORIGINAR EL DESCONTROL DEL POZO

Tomando en cuenta las presiones y las condiciones de

utilizando densidad alta de fluido de perforación, teniendo el peligro de ocasionar una pérdida de circulación.

**Zonas de alta presión y gran volumen.-** Estas zonas son las que tienden a causar mayor número de problemas, ya que son las mas peligrosas y dificiles de controlar, pero precisamente son las que trata de encontrarse ya que son las mas productoras y por lo mismo las mas convenientes. Para la perforación de este tipo de zonas se debe contar para controlar cualquier impulso, de un equipo moderno y personal bien entrenado.- Este tipo de zonas son muy frecuentes en campos de gas.

## I- 3 CAUSAS DE LOS DESCONTROLES DE POZOS.

### a) CAUSAS GENERALES:

Los estudios de descontroles de pozos ocurridos muestran que los pozos se descontolan por lo siguiente:

	%
1.- No mantener el agujero lleno de fluido de perforación.	42
2.- Insuficiente densidad del fluido de perforación.	15
3.- Sondear el pozo al sacar tubería.	16
4.- Pérdida de circulación.	22

Estos estudios mostrarón que después que cabecearón -- los pozos no se pudierón controlar por:

	%
a) Insuficiencia de preventores	29
b) Instalación defectuosa de preventores	11
c) Programas de Tubería defectuosa	11
d) Cementación defectuosa	11
e) Instalación defectuosa de conexiones en la cabeza del pozo	16
f) Preventores mal diseñados	5

Se cre que en la actualidad la mayor parte de los descontroles son el resultado de dos cosas:

- 1ra. Mala conservación del equipo y no programar adecuadamente - las pruebas de preventores y conexiones de control.

2da. Programas de perforación inadecuados y caídas mal en -  
c) Tipo de fluido.  
trenadas.

Generalizando, dentro de todo esto, el mal uso o no -  
uso del equipo, la causa básica del descontrol de un pozo es la  
insuficiente carga hidrostática del fluido de perforación para  
II.- FALLAS DE CONTROL SECUNDARIO  
contrarrestar la presión de los fluidos de la formación.

tubería.

El mantener el control sobre la presión de fluidos de  
la formación se puede dividir en dos partes:

prevento-

I.- Control primario.- Es una función del fluido de perfora--  
ción determinada por su densidad y profundidad del pozo.

por las-

II.- Control secundario.- Es una función del equipo superfi -  
cial para cerrar el pozo.

supervisión.

I.- Fallas de control primario:

I.1 Reducción de la columna hidrostática por pérdida de circu-  
lación:

y supervi

a) Pérdida de circulación natural.

b) Pérdida de circulación inducida por:

ecuado.

1.- Presión inducida al meter tubería.

- d) Programa de tuberías inadecuado.
- e) Equipo de protección inadecuado, obsoleto o fuera de condiciones de trabajo.
- f) Falta de supervisión y no autorizar a hacer las reparaciones necesarias.
- g) Falta de instrucciones prácticas a los perforadores.

**Causas bajo el control del personal de operación:**

- a) El perforar muy rápido arenas de alta presión.
- b) El sacar tubería muy rápido.
- c) El no llenar adecuadamente y a su tiempo, al sacar la tubería de perforación.
- d) Mala instalación de conexiones superficiales.
- e) El no tener en condiciones de trabajo el fluido de perforación.
- f) Falta de vigilancia ( observar síntomas de descontrol ).
- g) No obedecer Instrucciones.

**b) RESUMEN DE CAUSAS COMUNES EN LOS DESCONTROLES DE POZOS.**

- 1.- Insuficiente densidad del fluido de perforación.
- 2.- No mantener el agujero lleno de fluido de perforación.
- 3.- Por sondeo al sacar la tubería.
- 4.- Por pérdida de circulación.
- 5.- Presión anormal de la formación.

Una o mas de estas causas generalmente estaran o habran estado presentes, cuando se manifieste una variación de la presión o impulso.

#### 1.- Insuficiente densidad del fluido de perforación:

El tener densidad del fluido de perforación insuficiente significa que la columna de fluido no es lo suficiente pesada para mantener las presiones de formación en su lugar, aun cuando el agujero este lleno.

En la mayoría de los casos, la perforación se hace con un fluido de perforación, tan ligero como sea posible con objeto de obtener velocidades maximas de penetración. Sin embargo debe señalarse que el fluido de perforación de densidad mas baja tambien permite una diferencial de presión mas baja entre la presión del fluido de perforación y la de la formación.

En la actualidad los pozos se estan perforando a mayor profundidad; y existe la posibilidad de que se encuentren presiones de formación altas, en estas condiciones habra casos en que las presiones hidrostáticas de los fluidos de perforación no sean suficientes para mantener las presiones encontradas en las formaciones permeables expuestas.

Para ilustrar la presión hidrostática en el fondo del

pozo se muestra la figura: 1; en este esquema se ve que la presión hidrostática en el fondo es de  $5400 \text{ lb/pg}^2$  ( $378 \text{ kg/cm}^2$ ), mientras que la presión de formación es de  $5800 \text{ lb/pg}^2$  ( $406 \text{ kg/cm}^2$ ) por lo tanto para sostener la presión de formación el peso de la columna del fluido de perforación debe exeder lo suficiente a la presión del yacimiento.

Hay que hacer incapie; en que la presión ejercida por la columna hidrostática es real cuando el fluido esta en reposo; ya que cuando hay circulación se ejercera una presión adicional contra la formación, presión que es necesaria para compensar la perdida de presión causada por la fricción, cuando el fluido fluye entre la sarta de perforación y el espacio anular.

Hay que tener en cuenta esta presión adicional; porque cuando hay circulación la presión ejercida por el fluido de perforación más la presión por fricción en el espacio anular tendrán controlada la presión de formación; pero en el momento de suspender la circulación, esta presión adicional por fricción tendera a desaparecer y por lo tanto la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido disminuira teniendo como consecuencia que la presión sea mayor y entren fluidos de la formación al pozo, provocando con esto un descontrol del pozo.

## 2.- No mantener el agujero lleno de fluido de perforación.

Cuando se saca la tubería de perforación de un pozo, el agujero debe conservarse lleno de fluido de perforación todo el tiempo con objeto de retener la presión hidrostática máxima, ya que depende de la altura de la columna de fluido así como de la densidad.

El mantener el agujero lleno de fluido de perforación, es especialmente importante en el momento en que los lastrabarreras alcanzan la superficie, ya que ellos desplazan un volumen mayor que la tubería; el nivel del fluido de perforación en el agujero bajara de cuatro a cinco veces más rápidamente que cuando se saca tubería; en consecuencia se tendra que llenar el agujero cuatro o cinco veces mas que antes.

Esta acción es especialmente peligrosa cuando hay arenas con gas expuestas a baja profundidad; ya que a baja profundidad la presión ejercida por el fluido de perforación sobre la presión de formación es mínima.

El mejor método para mantener lleno el pozo cuando se se saca tubería es medir el volumen de fluido de perforación usado; para reemplazar el volumen de la tubería que se saca del agujero. La tabla 1 muestra los valores de desplazamiento para la tubería de perforación usada común mente. Existen varios

procedimientos y equipo para hacer estas mediciones como se vera más adelante en la sección de equipo.

### 3.- Por sondeo al sacar la tubería:

Al sacar tubería del pozo ocurre una reducción en la presión hidrostática a la cual comunmente se le llama sondeo. - Esta reducción de la presión hidrostática a veces es suficiente para que los fluidos de la formación entren al pozo y causen el descontrol. Esta acción de sondeo se debe a la adhesión de las partículas del fluido de perforación a la tubería y a las paredes del agujero. Al sacar la tubería, el fluido de perforación en contacto con ella, se le adhiere y se mueve en dirección del movimiento de la tubería, esto causa un descenso en la presión hidrostática descenso que depende de la velocidad de la tubería, viscosidad y gelatinosidad del fluido de perforación y espacio anular entre tubería y agujero. Si se aumenta la velocidad a que se saca la tubería, se reduce el espacio anular; y si se aumenta la viscosidad o gelatinosidad del fluido de perforación mayor será el descenso de la presión hidrostática.

Cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es solo un poco superior a la de la formación, la reducción de presión por succión o sondeo favorecera la entrada de los fluidos de la formación y esto puede ser el principio de un descontrol de pozo.

Es muy necesario e importante medir el volumen de fluido de perforación necesario para mantener lleno el pozo cuando se saca tubería, si resulta menor el volumen equivalente a la tubería sacada, se puede deducir que están entrando fluidos de la formación al pozo.

Si se constata succión, debe bajarse la tubería al fondo, y el fluido de perforación contaminado debe eliminarse, y aumentar la densidad del fluido de perforación; debe aumentarse antes de volver a hacer un viaje.

Para estar seguros que no existe entrada de fluidos de la formación como consecuencia de una succión, debe determinarse el volumen necesario para compensar la tubería sacada ( por tanques calibrados, número de emboladas, o indicadores de nivel de presas de lodo ), y compararlo con una tabla que indica los volúmenes requeridos de acuerdo al tamaño de la tubería y el número de tubos fuera del pozo.

Durante la introducción de tubería al pozo se deberá controlar el aumento de volumen en el pozo ó en el tanque calibrado para cerciorarse de la exacta cantidad de fluido de perforación que se va desplazando. Los dos indicios que indican que se está sondeando el pozo son:

A.- Cuando el pozo se mantiene lleno al sacar la tubería; o -

sea no se puede llenar por fuera. Si esto no se advierte a tiempo la presión hidrostática puede reducirse tanto - como para que el pozo se descontrole. Este es un tipo de descontrol peligroso porque ocurre con parte de la tubería, fuera del pozo. Entonces se necesita preparar un fluido de perforación mas denso para controlarlo. Además puede no tenerse el tiempo suficiente para conectar - el Kelly y cerrar el preventor. El necesitar un fluido de perforación mas pesado para controlar un pozo, puede - romper la formación y perder circulación.

B.- Muchas veces al cambiar barrena y meter tubería al fondo, sale fluido de perforación del fondo gasificado o cortado con agua salada; esto significa que se sondea el pozo al sacar tubería.

Dentro de los factores que influyen en los efectos de succión estan: el diametro de la barrena, de la tubería de perforación, de los lastrabarrenas, de las propiedades del fluido de perforación y principalmente de la velocidad de viaje de la tubería. Esta velocidad de viaje de la tubería depende de la presión crítica de sondeo.

En conclusión; los cambios de presión debidos al movimiento de la tubería pueden reducirse tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Reduciendo la densidad del fluido de perforación al mínimo necesario para equilibrar la presión de formación.
- b) Reduciendo la viscosidad del fluido de perforación y su gelatinosidad hasta donde lo permitan las condiciones.
- c) Mover con precaución la tubería cuando la mayor parte de ella esta dentro del pozo.
- d) Que se tenga suficiente espacio anular entre la tubería de perforación y la pared del agujero.

#### 4.- Por pérdida de circulación.

El riesgo de pérdida de circulación debe tomarse siempre en cuenta, principalmente si se exponen formaciones de alta presión en el pozo.

Si sucede que se pierde el fluido de perforación que retorna, entonces la presión hidrostática se perderá en el fondo debido a la reducción de peso en la columna del fluido, a medida que el nivel baja. La pérdida de circulación es de los problemas más costosos y peligrosos durante la perforación; que puede traer como consecuencia que se descontrole un pozo.

Las zonas donde ocurren pérdidas de circulación se pueden clasificar de acuerdo al volumen de fluidos que puedan aceptar:

- a) Formaciones no consolidadas o altamente permeables (gravas sueltas).

- b) Formaciones con fracturas naturales.
- c) Formaciones cavernosas ( Fisuras )

Dentro de las pérdidas de circulación mas peligrosas son las pérdidas inducidas las cuales pueden originarse por:

- a) Meter la sarta a alta velocidad.
- b) Irregularidad del agujero.
- c) Contrapresión excesiva.
- d) Zonas altamente permeables.

Si se verifica pérdida de circulación mientras se controla un reventón y los preventores estan bajo presión, se crea el peligro de perder todo el control y enfrentarse a graves problemas.

Las zonas de pérdida de circulación deben repararse antes de que puede aplicarse cualquier método de control de presión. La única verdadera protección contra la pérdida de circulación es tener suficiente tubería de revestimiento dentro del pozo, de modo que se puede emplear una densidad adecuada del fluido de perforación para conseguir el control del pozo.

Hay varios factores que se pueden tomar en cuenta para evitar pérdida de circulación y como consecuencia un descontrol de pozo.

No meter rápidamente la sarta.

Establecer circulación adecuada, es decir no aumentar la presión de la bomba hasta no haber obtenido circulación.

Trabajar con propiedades del fluido de perforación adecuadas ( viscosidad, gelatinosidad etc. )

- Por presiones anormales de la formación.

Los descontrol de pozos son muy frecuentes cuando se atraviesan zonas de alta presión ó presión anormal; que son presiones que no se esperaban a determinada profundidad, generalmente en el descontrol de pozos estan muy relacionadas estas presiones y las perdidas de circulación.

Por lo general las zonas donde se encuentran presiones normales son:

- a) Zonas muy fracturadas.
- b) Acumulaciones cerradas.
- c) Zonas compactas.

Las presiones de formación anormales; se encuentran en muchas areas, principalmente en los pozos profundos. Cuando se encuentren presiones anormales al estar perforando se debera considerar la densidad del fluido de perforación ya que de la presión ejercida por este dependera en control del pozo. La tabla dos muestra la equivalencia de los gradientes de los fluidos de acuerdo con su densidad.



Presión hidrostática 3400 lb/ps<sup>2</sup>

Presión de formación 5000 lb/ps<sup>2</sup>

FIGURA - 1

### Volumenes de Desplazamiento de Tuberia y Herramienta

Designacion	Peso nominal, libra/pie	Desplazamiento, barriles		
		1000 gal	1 acre de 80 pies	2 acres de 80 pies
Tuberia T & C	4.70	0.00167	0.15	0.75
Tuberia TJ	4.70	0.00187	0.17	0.84
Tuberia T & C	6.50	0.00233	0.21	1.05
Tuberia TJ	6.50	0.00263	0.24	1.18
DP	6.85	0.00267	0.24	1.20
Tuberia de Perforación	10.40	0.00397	0.36	1.79
Tuberia T & C	9.50	0.00335	0.30	1.51
Tuberia TJ	9.50	0.00369	0.33	1.66
DP	9.50	0.00374	0.34	1.68
Tuberia de Perforación	13.30	0.00503	0.45	2.26
Tuberia de Perforación	15.50	0.00587	0.53	2.64
Tuberia T & C	12.75	0.00467	0.42	2.10
Tuberia TJ	12.75	0.00531	0.48	2.39
DP	13.75	0.00549	0.49	2.47
Tuberia de Perforación	16.60	0.00648	0.58	2.92
Tuberia de Perforación	20.00	0.00776	0.70	3.49
DP	15.00	0.00644	0.58	2.90
Tuberia de Perforación	19.50	0.00750	0.68	3.38
Fluido de Fondo	46.70	0.01700	1.53	7.65
Fluido de Fondo	74.10	0.02700	2.43	12.15
Fluido de Fondo	109.00	0.03900	3.56	17.82
Fluido de Fondo	149.00	0.05400	4.87	24.39

TABLA-1

### Factores de Presión de Fluidos de Diferentes Densidades

Libras por pie cubico	Gradiente (psi/pie)	Densidad (gm/cm <sup>3</sup> )
59.8	0.416	0.96
62.4	0.433	1.00
67.3	0.468	1.08
74.8	0.520	1.20
82.3	0.571	1.32
89.8	0.624	1.44
97.2	0.675	1.56
104.7	0.727	1.68
112.2	0.779	1.80
119.7	0.831	1.92
127.2	0.883	2.04
134.6	0.935	2.16
142.1	0.987	2.28
149.6	1.039	2.40
157.1	1.091	2.52

TABLA-2

## II.- SOLUCIONES A LOS DESCONTROLES DE POZOS.

### II.1.- COMO IDENTIFICAR UN DESCONTROL DE POZO.

La mayoría de los descontroles tienen lugar cuando; intervienen las presiones de formación o cuando se esta haciendo un viaje con la Tubería.

La mayoría de las veces, los comienzos de una situación de descontrol se desarrollan en forma muy silenciosa; y no existe gran evidencia; pero hay indicaciones asociadas con una variación de presión que son muy claras y pueden ser sin-colocarlas en orden de importancia las siguientes:

- a) Aumento en el nivel de las presas del fluido de perforación.
- b) Presencia de fluidos de la formación en el fluido de perforación.
- c) Aumento en la velocidad de perforación
- d) Disminución en la presión de circulación
- e) Fluido de perforación cortado con gas.

a).- Aumento en el nivel de las presas del fluido de perforación: Un aumento en las presas es la indicación más importante de que se esta formando un descontrol de pozo; a menos que el aumento sea causado por el manejo en la super-

ficie; como cuando se mezcla fluido de perforación, todos los equipos de perforación y muchos de reparación deben tener algún tipo de indicador del nivel de presas, un dispositivo que muestre rápidamente el aumento o pérdida del fluido de perforación.

En pozos de exploración y desarrollo en los que se pueden esperar altas presiones de formación se debe tener un instrumento registrador del nivel de las presas; y colocar el registrador en una posición que el operador pueda ver la carta mientras esta perforando y haciendo viajes. Se deben efectuar simulacros de cambios de nivel de presas no programadas, de tal manera que la cuadrilla se vaya familiarizando con los cambios de nivel de fluido de perforación en las presas, en el menor tiempo posible.

Cuando se presenta un brote en el pozo; de manera -- que se verifique un aumento en el nivel de las presas lo que significa que fluidos de la formación están entrando al pozo y desplazando el fluido de perforación; se debe provocar -- una contrapresión cerrando inmediatamente el pozo a fin de -- evitar que se siga vaciando el pozo y se aligere la columna -- de fluido de perforación haciendo más difícil el control.

Un aumento del nivel de las presas es una señal para que el perforador cierre el pozo inmediatamente; (una perdi-

da de volunón es un indicio de que un reventon se esta forman do).

b).- Presencia de fluidos de la formación en el --- fluido de perforación.- La presencia de algunos fluidos de la formación en el fluido de perforación significa que la barrera ha penetrado en un estrato que contiene tales fluidos y es to podría ser un indicio de que se esta acercando a una zona-permeable, la cual podrá aportar fluidos del pozo y provocar un descontrol de pozo.

Esta presencia de fluidos en el fluido de perfora--- ción en la superficie no se pueden identificar a simple vista aunque el operador tenga experiencia, es necesario contar con instrumentos de control sencibles para detectar estos fluidos contaminantes.

Por ejemplo.

El fluido de perforación cortado con agua salada o - el incremento de cloruros siempre indican, que fluido de la -- formación ha entrado al agujero. Esta presencia de fluidos - de la formación en el fluido de perforación se podrá deber a - el efecto de succión; al hacer un viaje, al perforar una capa porosa que contenga fluidos. La presencia de estas trazas de fluidos en el fluido de perforación, no significa que el perforador debe cerrar el pozo; ya que solamente es un indicio -

de que se esta entrando en una formación que puede tener alta presión; Pero se debe tener precaución.

c).- Aumento en la velocidad de perforación.- Un -- avance en la perforación algunas veces es un indicio de que -- se esta formando un descontrol del pozo, particularmente si -- la presión de formación excede o se acerca a la presión hi--- drostatica de la columna de fluido de perforación. La reducción o perdida de contrapresión es la razón de que la barrera perfora más aprisa. Algunas veces el incremento de la relación de penetración es asombroso, pero la mayoría de las ocasiones habra solo un cambio menor de la relación de perforación, tal vez cinco o seis minutos por pie.

Cuando hay alguna indicación de que se ha entrado a una formación que contenga alta presión, el perforador deberá levantarse del fondo, parar la bomba y observar la línea de -- descarga para ver si el pozo fluye.

Un perforador eficiente estará alerta a los cambios de flujo y del nivel del fluido de perforación, después de que ha observado un aumento en la velocidad de perforación.

d).- Disminución en la presión de circulación.- Si -- al estar perforando se encuentra gas, habrá una disminución en la presión de la bomba; ya que el gas subirá y se expande-

ra en el espacio anular, desplazando fluido de perforación, el desplazamiento de este, dara como resultado una columna más ligera en el espacio anular; requiriendo la bomba menos presión para mover dicha columna.

Cuando la disminución de la presión de la bomba se advierte, se debe parar la bomba y cerrar el pozo, se observaran los manómetros de la tubería de perforación y tubería de revestimiento; si no registran presión los manómetros, entonces la disminución de la presión se debera a una ruptura en; la tubería de perforación, una unión de tubería con filtración entre roscas o un piston de la bomba cortado.

Si se encuentra que hay presión en la tubería de perforación y tubería de revestimiento es una indicación eminente de que en el pozo esta ocurriendo un brote; por lo tanto debe iniciarse los metodos de control de pozos.

e).- Fluido de perforación cortado con gas: El fluido de perforación cortado con gas circulado de un pozo, no necesariamente significa que el pozo esta a punto de descontrolarse; si no que se ha perforado una formación que contiene gas; puede ser el inicio de un brote del pozo; o si aparece fluido de perforación cortado con gas y hay alguna duda se puede parar la bomba, cerrar el pozo y tomar las lecturas de presión en la tubería de perforación y tubería de revestimiento.

Si hay presión en la tubería de perforación y tubería de revestimiento se deben hacer los preparativos para matar la amenaza de un reventón del pozo.

Si no hay presión en la tubería de perforación y tubería de revestimiento; simplemente significará que mientras se perforaba, un poco de gas entro al agujero, probablemente por la acción contradora de la barrena.

Las entradas de gas al pozo generalmente ocasionan problemas; ya que el gas que ha entrado se expande mientras sube a la superficie y desplaza gran cantidad de fluido de perforación cuando sale del pozo, la fig. 2 muestra la variación de la presión cuando un gas con alta presión penetra en el fluido de perforación; la burbuja de gas sube hacia la superficie o es bombeada hacia ella sin permitir que se expanda.

La presión en la superficie aumenta a medida que el gas va subiendo (el gas siempre mantiene su presión de fondo) Al alcanzar estas presiones tan altas se puede reventar la tubería o el equipo de preventores y provocar el descontrol del pozo. La presión máxima que puede desarrollarse en la cabeza del pozo es aproximadamente la misma de la formación. Cuando aumenta la presión de fondo aumenta la presión en la superficie; debido a estas acumulaciones de presión, cuando se circu la gas del fondo del agujero se debe permitir que se expanda-

para evitar presiones excesivas y puedan dañar el pozo.

Para dejar que el gas se expanda en el espacio anular cuando se bombea fluido de perforación se debe permitir que aumente el volumen de las presas de fluido de perforación.

La presencia de gas en el fluido de perforación como ya se dijo anteriormente, es peligroso si no se tienen las precauciones; ya que al entrar un poco de gas en el fondo del pozo, habrá aumentado considerablemente de volumen cuando se encuentre en la superficie. La figura 3 muestra este efecto.

Cuando entre gas al pozo aun en pequeñas cantidades se deben tomar las medidas necesarias para expulsarlo hacia la superficie; existe equipo y procedimientos para desgasificar el fluido de perforación; evitando así que el pozo se descontrole.

Se puede concluir que al primer indicio de flujo (verificado por aumento de las presas u otros factores), se debe levantar la barrena, parar la bomba, cerrar el pozo y proceder a aplicar los métodos de control de pozos.

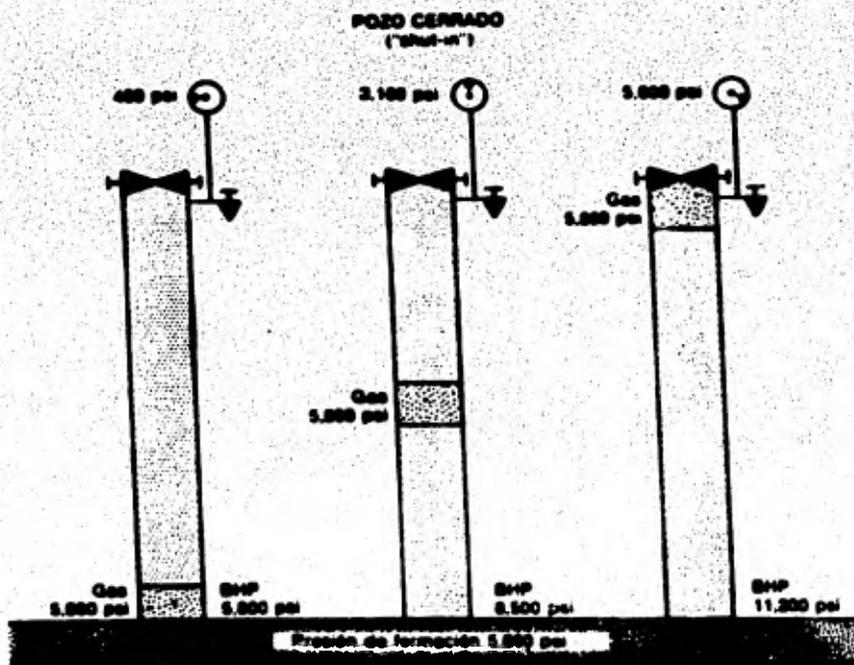


FIGURA - 2

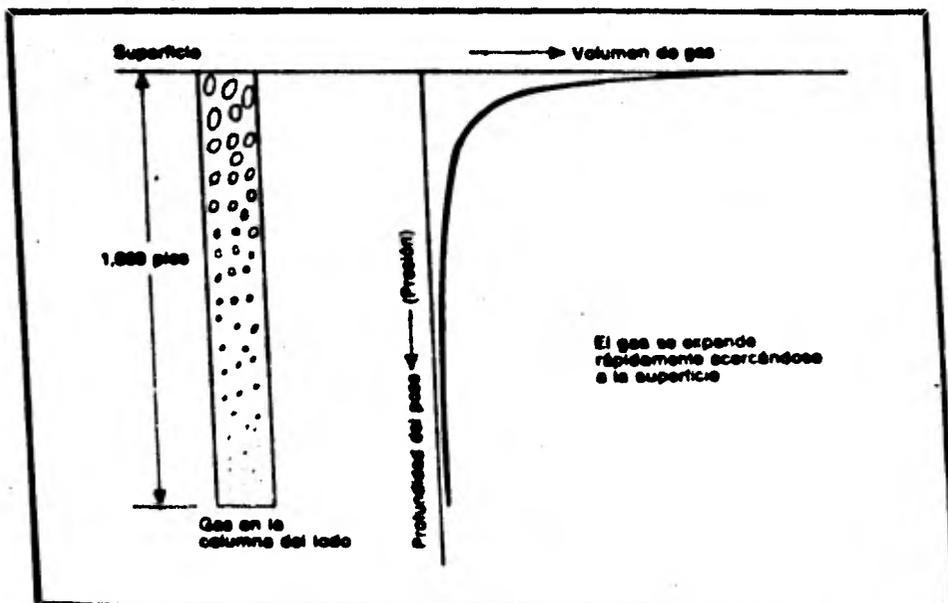


FIGURA - 3

## II.2. CONCEPTOS GENERALES EN UN CONTROL DE POZO.

Se mencionan algunos conceptos que serán usados en los métodos de control.

a) **Gradiente de presión:** Es el aumento de presión por unidad de profundidad y varía de acuerdo con la densidad del fluido. El agua dulce tiene un gradiente de  $4.33 \text{ lb/pg}^2$  ( $0.3031 \text{ Kg/Cm}^2$ ) por cada 10 pies (3.04 m) y el agua salada -- tiene un gradiente de  $4.65 \text{ lb/pg}^2$  por cada 10 pies.

b) **Presión de formación:** Es causada por el peso -- del fluido en las rocas; de tal manera que tanto mayor es la profundidad mayor es la presión. La presión de formación o de yacimiento al estar perforando; es la presión que ejerce -- la columna hidrostática más la presión que se registra en la tubería de perforación cuando se cierra el pozo.

c) **Presión de fractura:** Es la capacidad de las formaciones expuestas en un pozo a resistir la presión que ejerce un fluido de perforación de cierta densidad a determinada profundidad. A menor profundidad se fracturan más rápido las formaciones debido a la poca compactación de las mismas. Se puede calcular con la siguiente expresión:

$$P_{gr} = 0.1334 H + 42 \quad \text{Donde:}$$

$P_{fr}$  = Presión de fractura:  $Kg/Cm^2$

H = Profundidad : metros

42 = Factor para la costa del golfo de México.

d) Presión de circulación: Es la presión de bomba-necesaria para vencer las pérdidas de presión en el sistema de circulación. La presión de la bomba es la suma de las caídas de presión en cada una de las siguientes secciones:

- 1.- Presión necesaria para bombear por la tubería de perforación.
- 2.- Presión necesaria para bombear por los lastrabarrenas
- 3.- Presión necesaria para bombear através de las boquillas de la barrena.
- 4.- Presión necesaria para bombear por el espacio anular, -- agugero y tuberías.

Estas pérdidas de presión de circulación varían con la viscosidad, y la fuerza de gelatinosidad del fluido de perforación, la longitud y diámetros de tuberías, del diámetro de las boquillas de la barrena, de los lastrabarrenas, del espacio anular entre la sarta y el agugero y Régimen de circulación; figura 4. En este diagrama se ve un ejemplo de como es tan distribuidas las presiones y sumadas, para una profundidad total de presión de circulación en un agugero de 10000 pies (3048 m).

La presión total necesaria para circular el pozo empieza en la bomba en donde la presión estática es cero y la presión de circulación es de  $2400 \text{ lb/pg}^2$  ( $168 \text{ kg/cm}^2$ ). Estas  $2400 \text{ lb/pg}^2$  ( $168 \text{ kg/cm}^2$ ) de presión se utilizan en el sistema de circulación como sigue:  $600 \text{ lb/pg}^2$  ( $42 \text{ kg/cm}^2$ ) de pérdida de presión a través de la sarta de perforación,  $1600 \text{ lb/pg}^2$  -- ( $112 \text{ kg/cm}^2$ ) de pérdidas de presión a través de las boquillas de la barrena y  $200 \text{ lb/pg}^2$  ( $14 \text{ kg/cm}^2$ ) de pérdidas de presión en el espacio anular de retorno; para una pérdida total de --  $2400 \text{ lb/pg}^2$  ( $168 \text{ kg/cm}^2$ ). Las  $200 \text{ lb/pg}^2$  de presión del retorno se pueden usar efectivamente para aumentar la presión sobre el fondo del agujero.

e) Densidad equivalente de circulación: Este efecto se explica de la siguiente manera; la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación cuando se está circulando disminuirá al parar la bomba, debido a que la presión usada para vencer la fricción en el espacio anular, se eliminará -- cuando se pare la circulación.

Por ejemplo; un fluido de perforación de  $10 \text{ lb/gal.}$  -- ( $1.20 \text{ gr/c.c.}$ ) que tiene un gradiente de presión de  $0.52 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$  tiene una presión estática en el fondo del pozo de --  $5200 \text{ lb/pg}^2$  ( $3048 \text{ m}$ ), pero cuando se inicia la circulación, -- las  $200 \text{ lb/pg}^2$  de presión (del espacio anular) usadas para -- vencer la fricción en el espacio anular se sumarán a la pre--

sión estática para dar una presión de circulación efectiva en el fondo del agujero, de 5400 lb/pg<sup>2</sup> (378 kg/cm<sup>2</sup>).

Esto explica porque algunas presiones de formación se contienen mientras se perfora y se esta circulando; pero cuando en un viaje se paran las bombas; si las condiciones lo permiten empezara un brote.

Si el peso del fluido de perforación que se esta empleando, es apenas equivalente a la presión de formación, se debe agregar material pesado al fluido de perforación para -- compensar la perdida, por densidad equivalente de circulación.

Esta densidad equivalente de circulación pude calcularse usando las propiedades del fluido de perforación, velocidad anular y profundidad del pozo; pero es más practico agregar un factor de seguridad de 0.3 lb/gal. (0.036 gr/ cc) al fluido de perforación.

f) Velocidad reducida de circulación: Es la velocidad preestablecida para controlar un cabeceo del pozo y -- asi evitar presiones excesivas de circulación durante la evacuación del gas.

Generalmente este regimen reducido se consigue bombeando a una velocidad más o menos la mitad del bombeo normal

durante las operaciones de perforación.

g) Presión reducida de circulación. Es la presión establecida de acuerdo a la velocidad reducida de circulación, para iniciar la evacuación de la burbuja de gas.

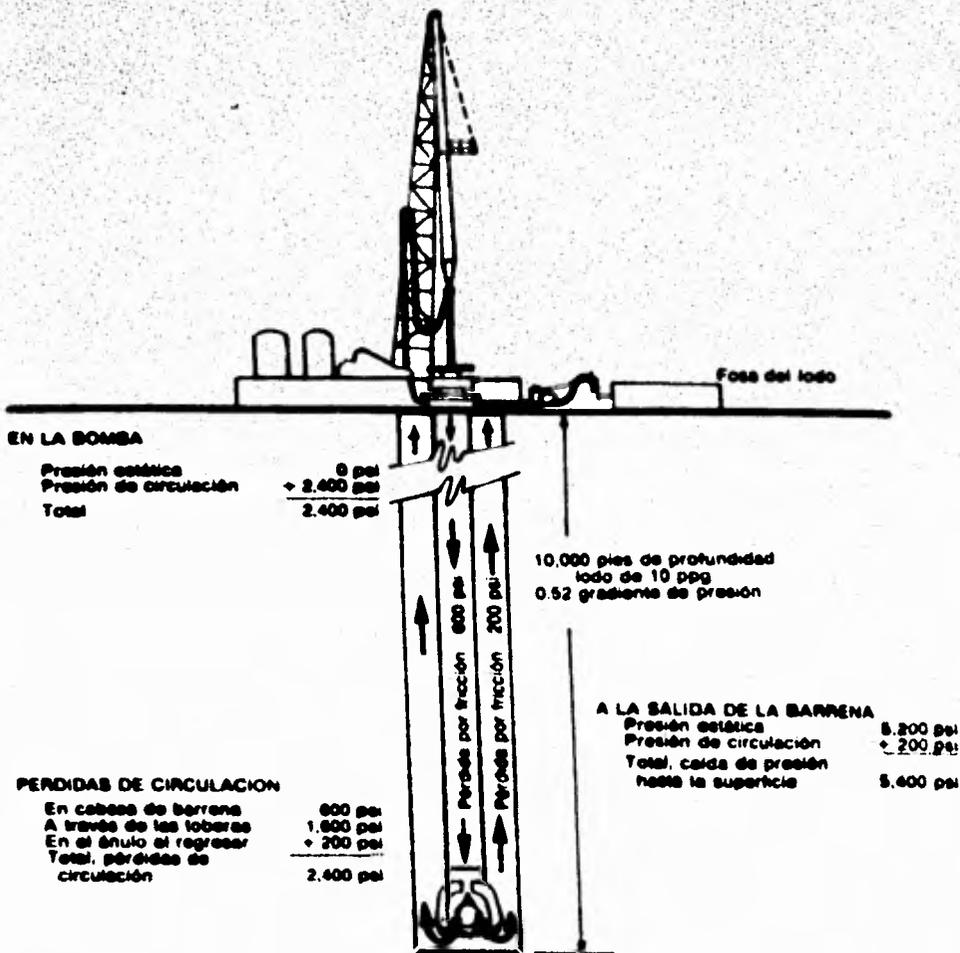


FIGURA-4

### II- 3 COMO SE CONTROLA UN BROTE (DESCONTROL DEL POZO)

Al primer indicio de amenaza de un descontrol de pozo; ya sea por el aumento del nivel de las presas o por otro indicio; lo que se hace es lo siguiente:

1.- Parar la mesa rotatoria, levantar la tubería -- unos metros del fondo para que los preventores cierren en la tubería, parar la bomba y verificar si el pozo fluye.

2.- Cerrar los preventores lo más pronto posible; es el paso más importante que debe hacerse; es mejor cerrar los preventores innecesariamente (falsa alarma) que cerrarlos demasiado tarde; ya que de no cerrarlos en este momento, a medida que aumenta el volumen y la presión de flujo los problemas del control del pozo se vuelven más críticos. Como una regla general, los flujos menores de 2500 litros podrán ser controlados con facilidad; flujos mayores presentan dificultades en el control del pozo. Se dice que con un flujo de gas las presiones máximas en la tubería de revestimiento aumentan en razón a la raíz cuadrada del volumen de flujo. Por ejemplo: Un flujo de 100 barriles (159000 litros) tendrá tres veces la presión máxima superficial de un flujo de 10 barriles (1590 litros).

Debido a estas altas presiones que se alcanzan; el no cerrar el pozo a tiempo, puede rebasar los límites de resis

tencia de la tubería de revestimiento provocando un descontrol total.

3.- Determinaciones de presiones de tubería de revestimiento y tubería de perforación. Después de cerrar el pozo temporalmente (unos cuantos minutos), se debe esperar que las presiones, en las tuberías de perforación y revestimiento se estabilicen.

El manómetro que marca la presión en la tubería de perforación (T.P) y el manómetro que marca la presión en la tubería de revestimiento (T.R), son datos que indican las condiciones del fondo del pozo. La presión registrada en la tubería de perforación; es la presión del yacimiento que ejerce la ejercida por la columna de fluido de perforación en el interior de la tubería de perforación (t.P)

La presión registrada en la tubería de revestimiento (T.R) es la ejercida por la presión del yacimiento que ejerce la presión ejercida por la columna de fluido en el espacio anular.

Por lo general la presión en la T.R es mayor que la presión en la T.P; debido a que el fluido en el espacio anular es más ligero que el fluido en la tubería de perforación; La columna de fluido en el espacio anular ejerce menos presión que el fluido dentro de la tubería de perforación ya que es-

este fluido de perforación no está contaminado con gas; ver - figura 5.

Si se supone que la tubería de perforación está llena de fluido de perforación de una densidad conocida entonces se puede calcular la presión del yacimiento:

$$P_y = (Mg \times D) + PTP \quad \text{donde:}$$

$P_y$  = Presión del yacimiento:  $\text{lb/pg}^2$

$D$  = Profundidad: pies.

$Mg$  = Gradiente de presión ejercida por el fluido de perforación  $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$

$PTP$  = Presión en la tubería de perforación;  $\text{lb/pg}^2$

En la figura 5 se observa que, la suma de la presión en la cabeza de la tubería de perforación que es de  $260 \text{ lb/pg}^2$  ( $18 \text{ kg/cm}^2$ ) y la presión hidrostática que es de  $6240 \text{ lb/pg}^2$  --- ( $10000 \times 0.624$ ) da como resultado  $6500 \text{ lb/pg}^2$  ( $455 \text{ kg/cm}^2$ ) que es la presión de formación. La presión en la cabezal de la tubería de revestimiento no se puede utilizar para este cálculo; ya que no se conoce el nivel de los fluidos en el espacio anular.

La presión en la tubería de revestimiento varía de acuerdo al tipo de fluido (gas, aceite, agua salada), que haya entrado al pozo y de su nivel en el espacio anular.

Con la presión en la T.R se puede determinar que tipo de fluido entro al pozo; esta determinación se puede hacer si se conoce el aumento del volumen del fluido de perforación en las presas; ya que se debe considerar que la mayoría de los pozos tienen un diametro nominal en la parte inferior, por lo que puede hacerse un calculo bastante exacto de la altura del fluido contaminante en el espacio anular. Esta altura del fluido contaminante se puede obtener si se midió correctamente el volumen desplazado, convirtiendo este volumen en altura equivalente. La siguiente expresión se utiliza para determinar el fluido contaminante:

$$G_E = \frac{dE \times 0.1}{c} = \frac{PT.R - PT.P}{c} \quad \text{donde:}$$

$G_E$  = Gradiente del contaminante.  $Kg/cm^2/m$ .

$dE$  = Densidad del fluido de perforación:  $gr/c.c$

$PT.R$  = Presión de la tubería de revestimiento cerrado:  $Kg/cm^2$

$PT.P$  = Presión de la tubería de perforación cerrado:  $Kg/cm^2$

$C$  = Longitud en el espacio anular ocupada por el fluido contaminante: metros.

Para esto tenemos que:

Gradiente de saturación del agua salada =  $1.07 Kg/cm^2/m$ .

Gradiente de gas =  $0.227 Kg/cm^2/m$ .

De acuerdo a esto se tiene que si:

El gradiente del contaminante resulta ser igual o mayor que  $1.07 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ .; se dirá que el fluido contaminante es agua Salada.

Si el gradiente del contaminante resulta entre  $0.277 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$  y  $1.07 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ ; implicará que el contaminante es una mezcla de gas y agua salada.

Si el gradiente del contaminante es aproximadamente igual a  $0.277 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ .; se podrá decir que es gas.

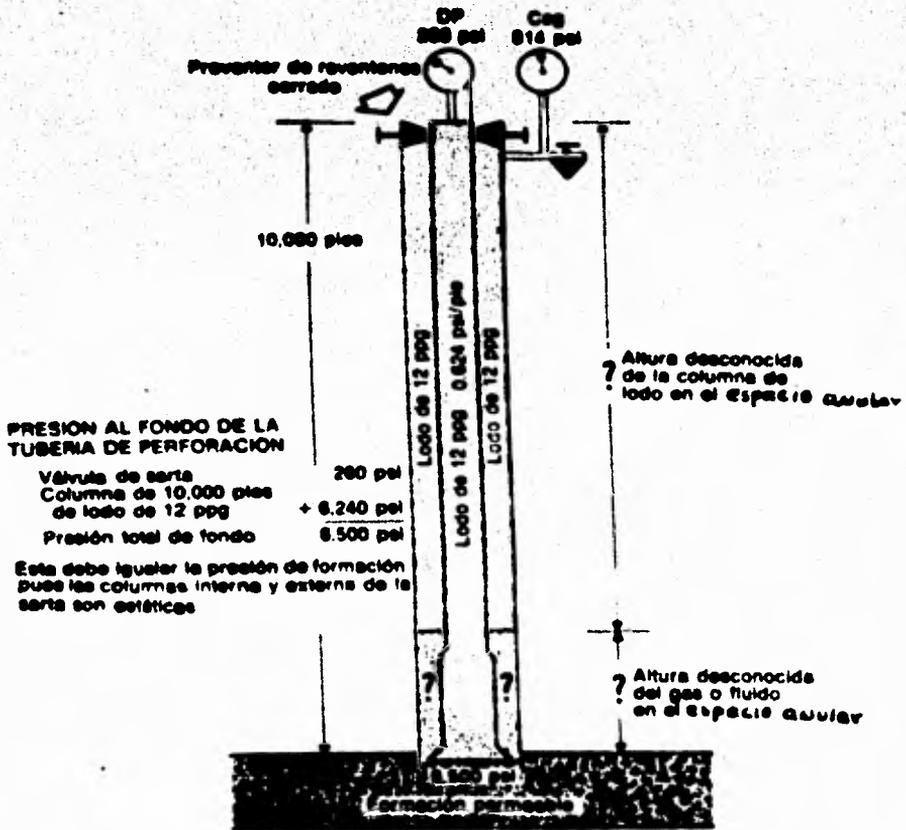
4.- Leer y registrar el aumento del nivel de las presas. los barriles de aumento en la presa del fluido de perforación al momento de cerrar el pozo, tendrán una relación directa con la presión que se registrará en el cabezal del pozo al momento de cerrarse.

Si solo se permite un ligero aumento de las presas de fluido de perforación (cerrando a tiempo el pozo); la presión de cierre de la tubería de revestimiento será relativamente baja y el brote del pozo será mas fácil de controlar. Pero si hay demasiado desplazamiento de fluido de perforación por gas en el espacio anular entonces la presión de cierre en T.R será considerable, aun cuando solo haya una pequeña presión diferencial entre la presión de formación y la presión hidrostática -

de la columna en la tubería de perforación.

Una vez que se hayan efectuado estos pasos; ya se está en condiciones de aplicar los métodos de control de pozos, - que a continuación se explican.

**CONDICIONES DE CIERRE**



**FIGURA - 5**

## II-4 METODOS DE CONTROL DE POZOS

### A) METODO DEL PERFORADOR

### B) METODO DEL INGENIERO

#### A) METODO DEL PERFORADOR

Cuando se cierra el pozo pasarán varios minutos para que se equilibren las presiones; mientras no se equilibren estas (presión de formación y presión hidrostática) seguirán entrando fluidos al pozo. Cuando se estima que están equilibradas; se anotan las presiones registradas; en la tubería de perforación y tubería de revestimiento. La suma de la presión de cierre en el cabezal de la sarta y la presión de circulación será definitivo para mantener la presión constante en el fondo. Esta presión registrada en la tubería de perforación servirá para calcular el aumento de la densidad del fluido de perforación necesario para equilibrar la presión de formación. Para este cálculo se usa la siguiente expresión:

$$\Delta W = \frac{20 \times PT.P}{D} \quad \text{donde:}$$

$\Delta W$  = Aumento de la densidad del fluido de perforación: lb/gal.

PT.P = presión en la Tubería de perforación al cierre: lb/pg<sup>2</sup>

D = Profundidad del pozo: pies

De tal manera que la densidad del fluido de perforación nuevo será:

$$WR = \Delta W + WI \quad \text{donde:}$$

WR = Densidad del nuevo fluido de perforación para matar el pozo: lb/gal.

$\Delta W$  = Aumento requerido: lb/gal.

WI = Densidad original del fluido de perforación: lb/gal.

Si la presión en la T.P pareciera incorrecta, se bombea fluido de perforación lentamente durante aproximadamente - un minuto, manteniendo constante la presión en el espacio anular con el estrangulador ajustable, después se para la bomba y se cierra el estrangulador; si la presión ha variado en la T.P, se repite este procedimiento hasta que la presión en la tubería de perforación se mantenga constante; si la presión en la T.P aumenta muy lentamente pero en forma constante cuando el pozo esta cerrado, podrá ser baja permeabilidad de la formación o bien gas del fondo del pozo.

La presión registrada en la tubería de revestimiento será el valor inicial utilizado para regular el estrangulador, al cual se le modifica el diámetro con el fin de mantener constante la presión en el cabezal de la tubería de perforación.

El método del perforador para controlar un descontrol

de pozo consta de dos fases de circulación.

1<sup>a</sup> Fase. Se circula el pozo para eliminar el fluido o gas que entro al pozo. Se mantiene una presión constante sobre el fondo para así evitar la entrada de mas fluidos durante la circulación. Se regula el estrangulador para que mantenga la presión constante en el cabezal de la T.P., durante la operación y, se conserva constante la velocidad de la bomba. En esta operación se usa el fluido de perforación que se tiene -- cuando se presentó la variación de presión.

2<sup>a</sup> Fase. Esta fase consiste en remplazar el fluido de perforación original con fluido de perforación de densidad-aumentada que equilibre la presión de formación; ajustando el-estrangulador se varfa la presión en el cabezal para mantener - la presión en el fondo.

Se empieza la primera fase abriendo el estrangulador y poniendo simultaneamente a la bomba a la velocidad reducida - de circulación preestablecida. La presión inicial en el estrangulador debe ser la presión que se registro en la tuberfa de re-vestimiento cuando se cerro el pozo y se estabilizarón las pre-siones. Esta presión inicial en el estrangulador debe mantener-se durante el regimen de bombeo hasta que la bomba alcance la - velocidad de trabajo preestablecida.

En el momento de iniciar la circulación; por medio del estrangulador se debe mantener constante la presión en el cabezal de la T.P; es la presión ejercida por la suma de la presión reducida de circulación (la cual se establece de acuerdo a la velocidad reducida preestablecida) y la presión de cierre inicial de la tubería de perforación. La velocidad de la bomba se debe mantener constante; se debe observar que la presión en la tubería de revestimiento aumentará si hay gas en el espacio anular, pero esto no tiene importancia para el método a menos que la presión se acerque o supere a los límites de resistencia de la tubería.

Mientras la presión en el cabezal de la T.R no se vuelva excesiva y considerando la presión de fractura; debe mantenerse constante la presión en la tubería de perforación.

Cuando el fluido contaminante ha sido expulsado del pozo; el fluido de perforación sin contaminar aparecera en la línea de descarga de las presas. En este momento parar la bomba y cerrar el pozo; y se observaran las presiones registradas en la T.P y T.R que serán iguales a la presión de cierre inicial que se registró en la T.P. A partir de aquí empieza la segunda parte o fase del método.

Esta segunda parte de circulación empieza con la misma velocidad de circulación anterior y mientras se llena la tu

bería de perforación con nuevo fluido de perforación de mayor densidad; la presión en la T.R debe mantenerse constante por medio del estrangulador, el cual tendrá una presión inicial de estrangulación igual a la presión de cierre, que se registró en la T.R cuando se expulsó el fluido contaminado y se cerró el pozo. Esta presión observada en la T.R se mantiene constante hasta que el fluido de perforación haya llegado al fondo; cuando esto haya sucedido, el control de la presión pasará a la tubería de perforación. Se registra la presión en el cabezal de la tubería de perforación y se mantiene constante por medio del estrangulador y se conserva constante la velocidad de la bomba hasta que el espacio anular se haya llenado con fluido de perforación de densidad aumentada.

Cuando se ha confirmado que el fluido de perforación llenó el espacio anular se debe abrir completamente el estrangulador para descargar cualquier presión existente; entonces se puede parar la circulación y verificar que las presiones en T.R y T.P sean cero; si no es así se debe calcular nuevamente la densidad requerida del fluido de perforación y volver a repetir la operación.

En la aplicación del método del perforador existe una hoja de cálculo o instrucciones; figura-6; que sirve como guía para efectuar correctamente las operaciones; este formulario de trabajo posiblemente se antoja innecesario pero puede suce-

der que en el momento que se presentó el descontrol del pozo - se tengan condiciones de mal tiempo, cansancio, u otro tipo de indisposiciones que podrían influir en el no realizar adecuadamente los procedimientos de control.

En Resumen este formulario indica las secuencias que hay que seguir para ejecutar las operaciones de control lo más eficazmente posible.

## A-1 DESARROLLO DEL FORMULARIO

El primer punto del formulario es importante para el método; ya que establece los límites de presión para el cabezal del pozo. Un dato muy importante que se registra en este punto es, las especificaciones de las tuberías de revestimiento a la cual están conectados los preventores. El formulario empieza por anotar los diámetros de las tuberías y su profundidad, especifica las presiones de ruptura y de trabajo de las tuberías de revestimiento, registra las presiones de circulación normal, emboladas de la bomba en la perforación normal y registra también la presión de circulación reducida y sus emboladas. Estos datos son muy importantes ya que en el transcurso de la operación se puede hacer referencia a ellos.

La segunda parte del formulario se refiere al procedimiento que hay que tomar en caso de que se presente un descontrol, que podría ser por el aumento del nivel de las presas; - el perforador, al confirmar este aumento debe cerrar lo más pronto posible el pozo y no esperar que las presiones en la tubería superen los límites establecidos y registrados en el primer punto. En esta segunda parte se registran presiones en T.P y T.R estabilizadas, densidad del fluido de perforación, - profundidad del pozo y el aumento de las presas.

La tercera etapa del formulario describe la serie su-

cesiva de operaciones para conseguir las presiones y régimen de circulación necesario para la eliminación total del brote del pozo.

Se abre paulatinamente el estrangulador y se pone en marcha la bomba, se bombea a la velocidad reducida preestablecida y se mantiene la presión constante en el cabezal de la T.P regulando el estrangulador. Cuando el pozo este libre de fluidos de la formación; Entonces se puede parar la bomba y cerrar el pozo. En este momento las presiones, deberán tener el mismo valor y resultar iguales a la presión original que se tenía en el cabezal de la tubería de perforación.

La parte cuatro del formulario, establece como hacer el cálculo de la densidad del fluido de perforación requerida para equilibrar las presiones de formación y presión hidrostática. Se observa que se emplean, los datos de la presión de la tubería de perforación en el momento de cerrar el pozo, anotadas en el punto 2-A y la profundidad de la sarta registrada en la parte 2-D.

La parte cinco establece que se debe aumentar la densidad del fluido de perforación en las presas a los valores indicados en la etapa cuatro. La parte seis del formulario describe el procedimiento de circulación en el pozo, para reemplazar el fluido de perforación viejo por el fluido de perforación

nuevo de mayor densidad.

Ahora se presenta un ejemplo para comprenderse mejor el método; ver como se usa el formulario de trabajo del perforador. Para el ejemplo se hará referencia a las figuras 6 y 7.

Las columnas A, B y C de la figura-7 indican las condiciones a pozo cerrado y la variación de las presiones durante la eliminación del brote. Las columnas D, E y F describen el procedimiento y las presiones desarrolladas al bombear el fluido de perforación de mayor densidad destinado a remplazar el fluido de perforación de menor densidad que se utilizó cuando se presentó el descontrol.

#### A-2 Ejemplo:

En determinado momento se presentó un descontrol de pozo; el perforador deberá registrar en el formulario de trabajo (Fig-6), los datos referentes a la parte uno de dicho formulario.

La columna A (Fig-7), representa el pozo al momento de cerrarlo. Después de esperar a que se estabilizaran las presiones en el cabezal de la tubería de perforación (T.P) y cabezal de la tubería de revestimiento (T.R), se registraron siendo de  $260 \text{ lb/pg}^2$  ( $18 \text{ Kg/cm}^2$ ) y  $400 \text{ lb/pg}^2$  ( $28 \text{ Kg/cm}^2$ ) res-

pectivamente.

La suma de la presión del cabezal de la sarta 260 --  $1b/pg^2$  ( $18 \text{ Kg/cm}^2$ ) más la presión hidrostática de  $6240 \text{ lb/pg}^2$  ( $437 \text{ Kg/cm}^2$ ) desarrollada por la columna de fluido de perforación de  $12 \text{ lb/gal}$  ( $1.44 \text{ gr./c.c}$ ) y profundidad de 10 000 pies ( $3048 \text{ m}$ ) totalizan una presión de  $6500 \text{ lb/pg}^2$  ( $455 \text{ Kg/cm}^2$ ). - Esta presión deberá equilibrar la presión de formación; ya que la situación es estática, es decir no hay movimiento de fluido. Las presiones en la T.P y T.R al momento de cerrar el pozo y esperar a que se estabilizaran, la densidad del fluido de perforación de  $12 \text{ lb/gal}$  que se tenía al momento del brote, la longitud de la sarta, 10000 pies ( $3048 \text{ m}$ ), y el aumento de las presas 10 barriles ( $1590 \text{ litros}$ ); todos estos datos deberán registrarse en la etapa dos del formulario de trabajo del perforador (fig-6).

La suma de la presión en el cabezal de la sarta y de la presión de circulación reducida (Parte 1-D del formulario), se empleará como una presión "constante" en el cabezal de la T.P durante la circulación.

La columna B (Fig-7) muestra al pozo cuando se bombea el fluido de perforación en la T.P para eliminar el gas infiltrado en el pozo. La presión en la T.P será de  $1260 \text{ lb/pg}^2$  -- ( $88 \text{ kg/cm}^2$ ); que es la suma de  $1000 \text{ lb/pg}^2$  de presión reducida

de circulación y  $260 \text{ lb/pg}^2$  de presión en T.P cerrado.

La presión inicial en la T.R al comienzo de la circulación será de  $400 \text{ lb/pg}^2$  ( $28 \text{ Kg/cm}^2$ ) aumentando hasta  $900 \text{ -- lb/pg}^2$  ( $63 \text{ kg/cm}^2$ ); cuando el gas infiltrado este a la mitad del camino en el espacio anular. Se debe tener presente una pequeña cantidad de la presión de circulación reducida que corresponde a la pérdida de circulación por fricción en el espacio anular; que para este caso es de  $50 \text{ lb/pg}^2$  ( $3.5 \text{ Kg/cm}^2$ ); - esto explica el aumento de la presión hidrostática a  $6550 \text{ --- lb/pg}^2$  ( $458.5 \text{ Kg/cm}^2$ ) como se indica en el fondo de la columna B.

Continuado la circulación el gas en el espacio anular llega a la superficie (Columna-C) y en este momento se registra una presión máxima en el estrangulador que para el ejemplo es de  $1500 \text{ lb/pg}^2$  ( $105 \text{ Kg/cm}^2$ ); en este momento será necesario mantener esta presión en el estrangulador para conservar la presión de  $1260 \text{ lb/pg}^2$  ( $88 \text{ Kg/cm}^2$ ) en la tubería de perforación. Se debe hacer hincapie que la presión máxima que se alcanzó en la T.R o sea en el estrangulador; fue mucho menor - que la permisible por la resistencia de la tubería; que se angto en la parte 1-B del formulario.

Cuando todo el gas salga del espacio anular, la presión en la T.R tenderá a bajar. Ver Fig-7 columna-D; que será

para este caso de  $260 \text{ lb/pg}^2$  ( $18 \text{ Kg/cm}^2$ ); este valor será necesario mantenerlo, para mantener la presión de  $1260 \text{ lb/pg}^2$  en la T.P; deberá circularse a velocidad reducida, entonces se podrá cerrar el pozo y las presiones en la T.P y T.R deberán ser iguales, que para nuestro caso es de  $260 \text{ lb/pg}^2$ .

Estas presiones que se presentaron en el momento de circular y sacar el gas infiltrado; deberán ser registradas en la parte 3-C del formulario, ( $1260 \text{ lb/pg}^2$  en la T.P durante la expulsión del gas); con una velocidad preestablecida de 35 EPM (parte 1-D del formulario) y en la parte 3-F del formulario se registra la presión en la T.R cuando se expulsó el fluido y cerró el pozo. Cuando ya se hizo el cálculo del aumento de densidad del fluido de perforación, como se indica en la parte 4 del formulario del perforador; la presión en la tubería de revestimiento se mantendrá a  $260 \text{ lb/pg}^2$  ( $18 \text{ Kg/cm}^2$ ) mientras se bombea el nuevo fluido de perforación por la T.P; tan pronto como se llene la T.P la presión en la tubería de perforación se reducirá a  $1000 \text{ lb/pg}^2$  ( $70 \text{ Kg/cm}^2$ ) a pesar que la presión de fondo quedará constante a  $6550 \text{ lb/pg}^2$  ( $458.5 \text{ Kg/cm}^2$ ).

Cuando se haya llenado la T.P el control de la presión pasará a la sarta de perforación. Manteniendo esta presión constante por medio del estrangulador y bombeando a la misma velocidad; mientras el nuevo fluido de perforación de mayor densidad sube por el espacio anular. Como se observa en -

la figura 7 columna - F.

Cuando todo el espacio anular este lleno de fluido de perforación se notará que la presión en la T.R será cero. El perforador deberá seguir circulando unos minutos más; y al no registrar cambios de presión en los manómetros; se deduce que el pozo esta controlado; se verifica cerrando el pozo y observando cero presión en la tubería de perforación y cero presión en la tubería de revestimiento.

## HOJA DE CONTROL DE BROTE CON EL METODO DEL PERFORADOR

### 1. DATOS

- A. Tamaño (diámetro) de tubería: 1.375 pulgadas  
 Profundidad: 2400 pies
- B. Presión de ruptura de tubería: 3000 psi  
 Presión máxima permisible fijada por el constructor: 2472 psi  
 (Usar la cifra más baja)
- C. Presión de circulación (Pc) Emboledado de bomba en perforación normal: 3000 psi  
60 GPM/100' in.
- D. Presión de circulación reducida (P<sub>rc</sub>): 1000 psi  
 Emboledado: 35 GPM/100' in.

### 2. PARE LA BOMBA Y CIERRE EL POZO PARA QUE ESTABILICEN LAS PRESIONES

No deje que la presión sobrepase el valor más bajo indicado en 1-B. Si ella alcanza este valor, circule a la presión máxima admisible sobre la tubería y emplee el método de circulación a baja presión de estrangulador para matar al pozo.

- A. Presión en cabezal de sarta (PTP) 260 psi  
 B. Presión anular (PTR) 400 psi  
 C. Densidad del lodo en cabezal de sarta (W<sub>1</sub>): 12.0 PPG  
 D. Longitud de la sarta (D): 10000 pies  
 E. Aumento en Presión: \_\_\_\_\_ bbl

### 3. CIRCULE A RÉGIMEN DE DESCARGA Y PRESIONES ESTABLECIDAS PARA LIMPIAR EL POZO

- A. Ponga en acción la bomba y contemporáneamente abra el estrangulador. La presión inicial en el estrangulador debe ser la presión anular a pozo cerrado, y esta presión debe mantenerse durante la aceleración de régimen de bombeo, hasta que la bomba alcance su velocidad de trabajo.
- B. Regule la válvula para obtener el valor PTA (psi) y para conseguir presión en cabezal de sarta de PTA más PTP (psi). Emplee la presión de circulación reducida (P<sub>rc</sub>) y la velocidad de bombeo indicada en 1-D.
- C. Anote:  
 Presión de circulación de cabezal de sarta: 1000 psi  
 Velocidad de la bomba: 35 GPM/100' in.
- D. Mantenga constante la velocidad de bombeo al régimen escogido y también constante la presión en el cabezal de la sarta. Si esta presión aumenta, abra la válvula; si ella disminuye, cierre un poco la válvula o estrangulador.

E. Cuando el pozo ha sido limpiado del gas partido, o agua salada, pare la bomba, cierre el pozo. En ese momento, las presiones en cabezal de sarta y en cabezal de T. R. deberán resultar iguales a la presión inicial en cabezal de sarta al momento del cierre del pozo.

- F. Registre la nueva presión en PTR: 260 psi

### 4. DENSIDAD DEL LODO PARA MATAR AL POZO

A. El aumento de densidad del lodo necesario se calcula a partir de la información anotada en la etapa 2.

$$\Delta W = \frac{20 \times PTP}{D} = \frac{20 \times (260)}{(10000)} = \underline{0.5} \text{ PPG}$$

B. Densidad de lodo requerida:

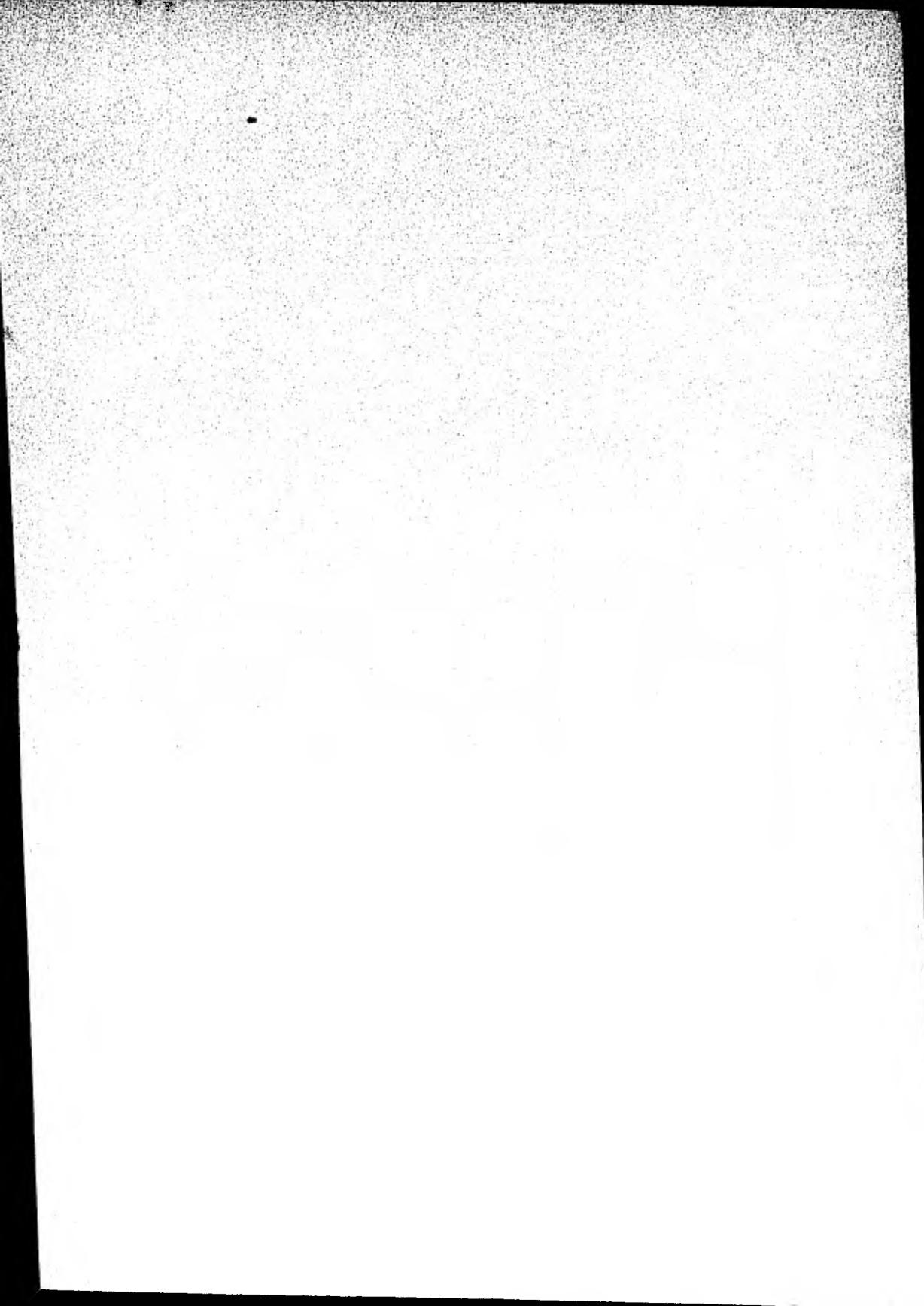
$$W_r = W_1 + \Delta W = 12.0 + \underline{0.5} \text{ PPG} = \underline{12.5} \text{ PPG}$$

### 5. AUMENTE LA DENSIDAD DEL LODO AL VALOR REQUERIDO

(Si es posible aumentar el peso del lodo en un tanque especial, esta operación deberá iniciarse desde el momento de la etapa 3.)

### 6. FIJE VELOCIDAD DE CIRCULACION Y PRESIONES PARA MATAR AL POZO

- A. Ponga en acción la bomba y contemporáneamente abra el estrangulador. La presión inicial al estrangulador debe ser la presión de cierre PTA indicada en la etapa 3-F, y esta presión debe mantenerse constante mientras la bomba alcance el régimen deseado.
- B. Regule la bomba para alcanzar la nueva presión PTA y manténgala hasta que la sarta sea llenada de lodo de densidad requerida.
- C. Después de llenada la sarta, registre la presión en cabezal de la sarta y mantenga constante la velocidad de la bomba y la presión en el cabezal de la sarta, por medio del estrangulador, hasta que el espacio anular sea llenado con el nuevo lodo.
- D. Cuando el nuevo lodo alcance la superficie, abra completamente el estrangulador para descargar cualquier presión existente. Pare la circulación y cerciórese que el pozo no fluye más.



## B) METODO DEL INGENIERO

Este metodo del ingeniero para controlar brotes; se compone de un solo ciclo de circulación; para expulsar el fluido contaminante, o gas y controlar el pozo. En la aplicación de este método se considera que se puede preparar el fluido de perforación con la densidad requerida para controlar el pozo en el menor tiempo posible mientras se mantiene cerrado el pozo.

Este método de control se auxilia de una formulario de trabajo y de una grafica que analiza y relaciona la presión inicial de circulación y la presión final de circulación ver figura 8.

Se debe hacer hincapie que antes de inciciar la circulación con el fluido de perforación requerido, para controlar el brote; se debe llenar la hoja de trabajo (fig. 8), con todos los datos requeridos y graficar, la presión inicial de circulación contra la presión final de circulación; anotando las emboladas y tiempo requerido de circulación de la superficie a la barrena; para tener así un control del comportamiento de la presión en la sarta y saber en que momento se tiene llena de tubería de perforación con el nuevo fluido de perforación; así como saber en que momento se tiene controlado el pozo.

El método del ingeniero inicia circulando el fluido de perforación con la densidad requerida para controlar la presión de fondo; a una presión de circulación preestablecida de acuerdo a la velocidad de bombeo reducida. Esta presión se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{ic} = \text{Perdidas de presión en el sistema} + P.T.P.$$

donde:

$P_{ic}$  = Presión inicial de circulación:  $lb/pg^2$

$P.T.P$  = Presión en la tubería de perforación al cierre:  $lb/pg^2$

La presión inicial de circulación es reducida y se debe mantener constante por medio del estrangulador al inicio de la circulación y debiera registrarse en la grafica de control.

A medida que transcurre el tiempo de circulación y la tubería de perforación, se llena con el nuevo fluido de perforación de densidad requerida; la presión inicial de circulación tendera a ir disminuyendo; esto se puede comprobar observando la trayectoria de la grafica trazada y con las emboladas en ese punto.

Si durante la circulación se observa la presión de la T.P. abajo de la esperada (de acuerdo al comportamiento de la grafica en ese punto), y se nota que la velocidad de la

bomba disminuye; se debe aumentar la velocidad de la bomba a la establecida; la cual deberá ser siempre constante.

La presión en la T.R. aumentará a medida que se circula el fluido de perforación de densidad requerida a través de la tubería de perforación; este aumento de presión en la tubería de revestimiento no debe importar; al menos que tienda -- acercarse a los límites de presión a la ruptura de las instalaciones y de la tubería de revestimiento.

Cuando el fluido de perforación circulado a través de la T.P. este por llegar al fondo se determina: observando el -- abatimiento de la presión en el manómetro de la tubería de perforación o del tubo vertical, observando el comportamiento de la gráfica que esta por llegar a la presión final de circulación y de acuerdo a la emboladas y tiempo de circulación en -- ese punto; la presión en la tubería de revestimiento se habrá abatido hasta una presión reducida, que significara que se esta por expulsar totalmente los fluidos contaminantes.

Cuando el fluido de perforación de densidad requerida haya llegado al fondo se observara en el manómetro de la tubería de perforación la presión calculada; esto se puede reafirmar observando la gráfica y las emboladas en ese punto.

Para confirmar esto se puede parar la bomba y cerrar el pozo y observar que la presión en el manómetro de la tube--

ria de perforación deberá ser cero.

Si al cerrar el pozo observamos que la presión en el manómetro de la T.P. es cero; pero el pozo fluye y la presión en la tubería de revestimiento no es cero, se debe bombear -- más fluido de perforación hasta que no fluya absolutamente; y entonces si al cerrar el pozo se observara cero presión en la tubería de perforación y cero presión en la tubería de revestimiento.

## B-1 DESARROLLO DEL FORMULARIO DE TRABAJO DEL INGENIERO

El formulario de trabajo del ingeniero (figura 8) es similar al del perforador; diferenciándose que el del ingeniero consta de una grafica que permite llevar un control del comportamiento de las presiones durante la circulación del fluido de perforación de densidad requerida para controlar el pozo.

La primera parte del formulario de trabajo del ingeniero se refiere a: la caída de presión reducida en todo el sistema de circulación; de acuerdo a la velocidad reducida de circulación preestablecida; esta también se anota. También se refiere al tiempo de circulación de la superficie a la barrera. Este tiempo se puede calcular con la siguiente expresión:

$$T_c = \frac{\text{capacidad T.R.} \times P}{Q} \quad \text{donde:}$$

$T_c$  = Tiempo de circulación: minutos  
 Capacidad T.R. = Capacidad tubería de revestimiento: --  
 Listros/m.  
 $Q$  = Gasto de la bomba : Litros/min  
 $P$  = Profundidad : Metros

Para calcular este tiempo también existen tablas y -

escalas del regimen de bombeo.

Este tiempo de circulación así como las emboladas -- necesarias para circular el fluido de perforación de densidad requerida para controlar el pozo, se deben registrar en esta parte del formulario.

En la parte dos del formulario se anotan los siguientes datos: presión de cierre en la tubería de perforación y tubería de revestimiento y aumento de las presas.

Las partes tres, cuatro y cinco son para la presión inicial de circulación, el incremento de la densidad y la densidad final; y se calculan de la misma forma que en el otro método. La parte seis del formulario es el calculo de la presión final de circulación que se tendrá cuando el pozo este -- controlado, y se obtiene de la siguiente expresión:

$P_{fc}$  = caída de presión en el sistema X

$$X \frac{\text{Densidad del fluido de perforación nuevo}}{\text{densidad del fluido de perforación original}}$$

Donde:

$P_{fc}$  = Presión final de circulación lb/pg<sup>2</sup>  
 caída de presión en el sistema: lb/pg<sup>2</sup>  
 Densidad del fluido de Perforación nuevo: lb/gal  
 Densidad del fluido de perforación original: lb/gal.

En la parte inferior del formulario se muestra una grafica que sirve de auxiliar en el control del pozo; en ella se registran, en la parte izquierda la presión inicial de circulación y en su parte derecha la presión final de circulación; las cuales se unen con una línea recta; tal manera que el operador pueda guiarse y seguir el comportamiento de las presiones mientras se circula el fluido de perforación -- a través de la tubería de perforación.

Al pie de la grafica se grafican los tiempos de circulación de la superficie a la barrena, las emboladas requeridas de la superficie a la barrena. A continuación se presenta un ejemplo para comprender mejor el metodo del ingeniero, -- así como el uso de la hoja de trabajo.

Para el ejemplo se hace referencia a la figura 8 y -- de una serie de figuras que mostraran como varían las presiones durante la circulación.

#### B-2 EJEMPLO:

En determinado momento se presento un brote, con un aumento de nivel en las presas.

Se tienen los siguientes datos:

Profundidad : 10000 pies (3048 m)

Agujero : 8 1/2 pulgadas

T.P. : 4 1/2 pulgadas

Densidad del fluido de perforación : 9.6 lb/gal. (1.15 gr/cc)

Perdidas de presión en el sistema : 1420 lb/pg<sup>2</sup> (100 kg/cm<sup>2</sup>)

Velocidad reducida de bombeo : 40 Emb/min \*

Tiempo de circulación de la superficie a la barrena : 20 min.\*

Emboladas requeridas para llenar la tubería de perforación: 800 emboladas \*

La figura A; indica las condiciones de cierre del pozo y se observa que la presión de cierre en el manómetro de la tubería de perforación es de 570 lb/pg<sup>2</sup> (40 kg/cm<sup>2</sup>), y la presión en la tubería de revestimiento es de 1080 lb/pg<sup>2</sup> (76 kg/cm<sup>2</sup>); estas presiones se anotan en la hoja de trabajo.

NOTA: Con estos datos tenemos completa la hoja de trabajo del ingeniero y se han calculado y graficado las -- presiones inicial y final de circulación; las cuales para este caso son 1990 lb/pg<sup>2</sup> (139 kg/cm<sup>2</sup>) y 1960 lb/pg<sup>2</sup> (114kg/cm<sup>2</sup>) -- respectivamente.

\* Se deben registrar estos datos en la hoja de trabajo del ingeniero (figura 8).

Quince minutos después de estar circulando se observa en los manómetros variaciones de presión; aumentando en la tuberación de perforación a  $1070 \text{ lb/pg}^2$  ( $75 \text{ kg/cm}^2$ ) y disminuyen en la tubería de revestimiento a  $710 \text{ lb/pg}^2$  ( $50 \text{ kg/cm}^2$ ) figura B. Al observar estas variaciones de presión, se disminuye el diámetro del estrangulador para aumentar la presión en la tubería de perforación; ya que la presión inicial de circulación establecida es de  $1990 \text{ lb/pg}^2$  ( $139 \text{ kg/cm}^2$ ).

Después de mantener esta presión inicial con el estrangulador y la velocidad de la bomba constante que para el ejemplo es de 40 emboladas por minuto; se observara que la presión en la tubería de revestimiento se incrementa a  $1400 \text{ lb/pg}^2$  ( $98 \text{ kg/cm}^2$ ) figura C; esto no es problema ya que durante el desplazamiento de fluido de perforación por la T.P la presión en la tubería de revestimiento tendera a aumentar.

En la figura D se observa que los manómetros se alteran; siendo la presión en la tubería de perforación de  $1850 \text{ lb/pg}^2$  ( $130 \text{ kg/cm}^2$ ) y en la tubería de revestimiento aumentado a  $1600 \text{ lb/pg}^2$  ( $112 \text{ kg/cm}^2$ ). Esta presión en la T.R., a medida que se llena la tubería de perforación con fluido de perforación de densidad adecuada, tendera a aumentar y posteriormente disminuir a cero, cuando se haya expulsado el fluido contaminante; se observa también disminución en la velocidad de bombeo.

En este caso se debe aumentar la velocidad de la bomba a 40 emboladas por minuto; para así mantener la presión --- constante en T.P a  $1990 \text{ lb/pg}^2$  ( $139 \text{ kg/cm}^2$ ) hasta ese punto; - ya que posteriormente disminuirá de acuerdo al comportamiento de la grafica.

En la figura E se observa que el manometro de la tubería de perforación disminuye a  $1910$  ( $134 \text{ kg/cm}^2$ ), a velocidad constante de 40 emboladas por minuto (preestablecida); y que la presión en la tubería de revestimiento es de  $500 \text{ lb/pg}^2$  --- ( $35 \text{ kg/cm}^2$ ); esto indica que las presiones se están comportando de acuerdo a la grafica y que esta por expulsarse el gas -- del espacio anular.

Después de estar circulando unos momentos de observaran en los manómetros de las tuberías de perforación y revestimiento presiones de  $1990 \text{ lb/pg}^2$  ( $139 \text{ kg/cm}^2$ ) y  $740 \text{ lb/pg}^2$  - - - ( $52 \text{ kg/cm}^2$ ) respectivamente, a una velocidad constante de 40 emboladas por minuto, figura F.

En este caso se debe regular la presión con el estrangulador para disminuir la presión en la tubería de perforación ya que de acuerdo al comportamiento de la grafica en ese punto se debe tener una presión de  $1850 \text{ lb/pg}^2$  ( $130 \text{ kg/cm}^2$ ); por lo tanto se debe abrir el estrangulador. El aumento de la presión en la tubería de revestimiento no debe importar por el mo

mento.

Al paso del tiempo se observara que la presión en el manómetro de la tubería de perforación, esta en la presión final de circulación que para el ejemplo es de  $1620 \text{ lb/pg}^2$  ( $113 \text{ kg/cm}^2$ ) fue la calculada y que de acuerdo al comportamiento de la grafica era la esperada. Se observa que la presión en la tubería de revestimiento sigue bajando, en este caso es de - - -  $570 \text{ lb/pg}^2$  ( $40 \text{ kg/cm}^2$ ). Estas presiones a un regimen de bombeo constante de 40 emboladas por minuto; figura G.

A partir de aqui al mantener esta presión final de -- circulación de  $1620 \text{ lb/pg}^2$  ( $114 \text{ kg/cm}^2$ ), en la tubería de perforación a una velocidad de bombeo constante de 40 emboladas por minuto; la presión en la tubería de revestimiento ira disminuyendo hasta llegar a cero; implicando esto que el espacio anular está lleno de fluido de perforación de densidad requerida para controlar el pozo; Figura H.

Para estar seguros de que el pozo no fluye se puede parar -- la bomba y cerrar el pozo; en este momento los manómetros de -- las tuberías de perforación y revestimiento registrarán cero -- presiones; figura I.

Si al cerrar el pozo se registra todavia una pequeña -- presión en la tubería de revestimiento, se debera seguir circun-

lando a presión final de circulación constante, hasta que se-  
tenga cero presión en tubería de revestimiento y cero presión-  
en tubería de perforación; ambas a pozo cerrado. Esto indica-  
que el pozo esta controlado.

**1. INFORMACION PREREGISTRADA**

Caja de presión del sistema ( 50 bombetas/minuto) ..... 1400 psi

Calcular:

Tiempo de circulación de superficie a barrena ... 10 minutos 800 bombetas de bomba

**2. REGISTRACIONES**

Presión de cierre en corta de perforación (FCBP) ..... 510 psi

Presión de cierre en tubería de revestimiento ..... 1000 psi

Aumento de volumen en tanques del lado ..... 10 barriles

**3. DETERMINACION DE LA PRESION INICIAL DE CIRCULACION**

Caja de presión del sistema + FCBP ..... 1910 psi

Presión al tubo vertical cuando presión de tubería durante circulación = Presión de cierre

**4. CALCULO AUMENTO PESO DEL LODO**

$$\frac{FCBP \times 20}{Profundidad} = \frac{( ) \times 20}{( )} = \dots \dots \dots \underline{114} \text{ pps}$$

Sumar:

Peso original del lodo ..... + 9.6 pps

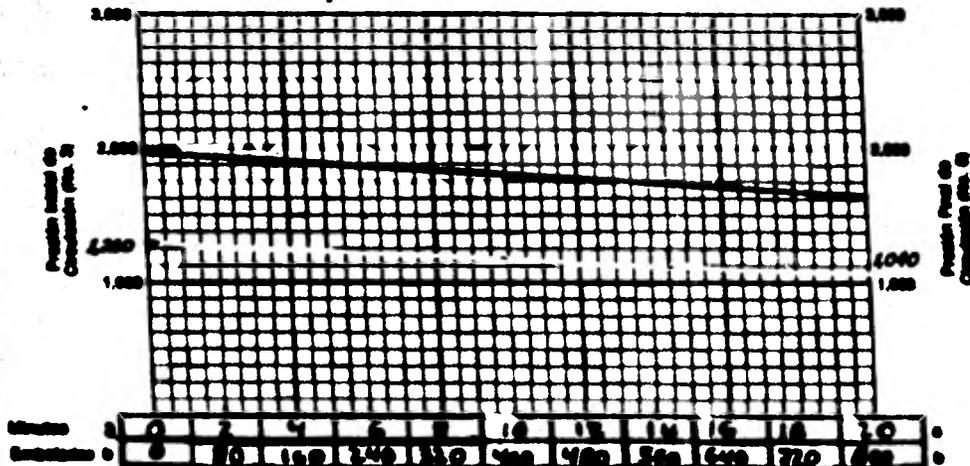
**5. NUEVO PESO DEL LODO REQUERIDO** ..... 11.0 pps

**6. DETERMINACION DE LA PRESION FINAL DE CIRCULACION**

$$\text{Caja de presión del sistema} \times \frac{\text{Nuevo peso del lodo}}{\text{Viejo peso del lodo}} = ( ) \times \frac{11.0}{9.6} = \underline{1623} \text{ psi}$$

**Análisis Gráfico**

1. Marque presión inicial de circulación (No. 3) al borde izquierdo del gráfico.
2. Marque presión final de circulación (No. 6) al borde derecho del gráfico.
3. Una los dos puntos con una línea recta.
4. En los espacios al pie del gráfico inscriba:
  - a. tiempo de superficie a barrena y
  - b. bombetas de bomba de superficie a barrena.



**FIGURA - 8**

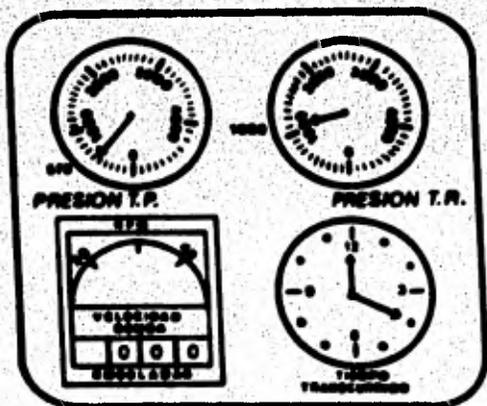


FIGURA-A

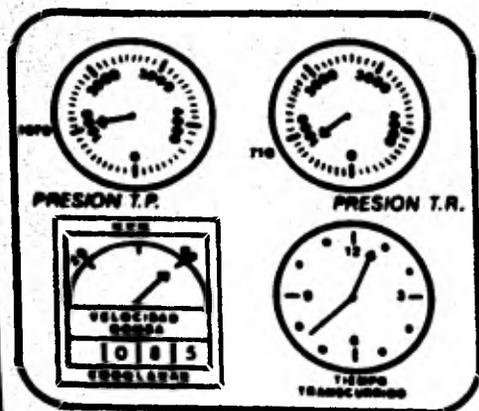


FIGURA-B

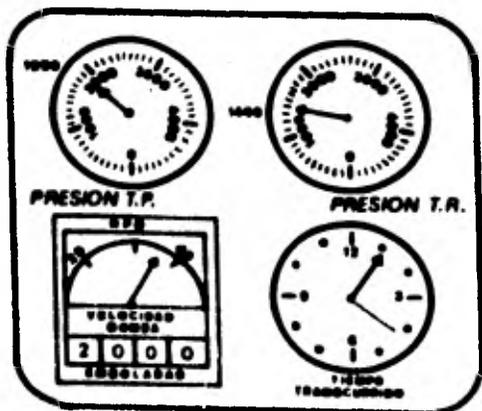


FIGURA-C

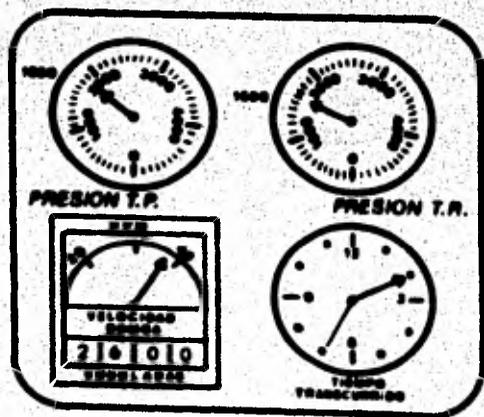


FIGURA - D

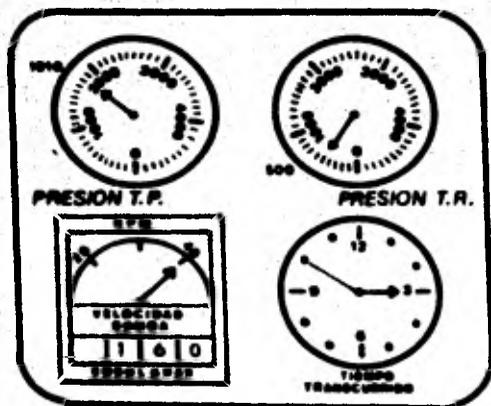


FIGURA - E

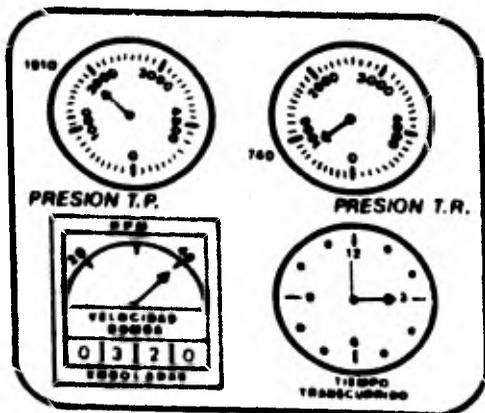


FIGURA - F

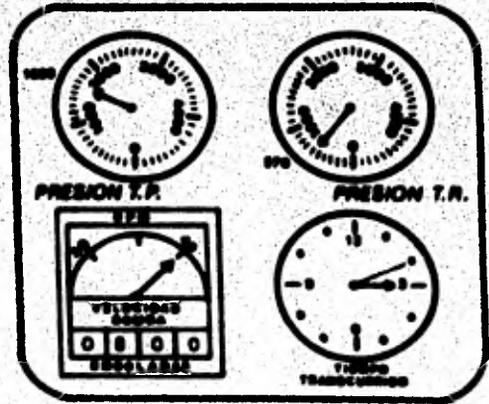


FIGURA - G

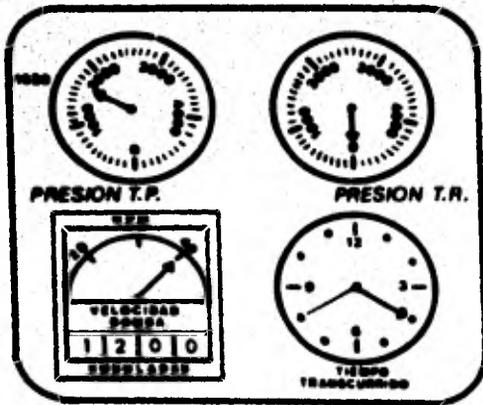


FIGURA - H

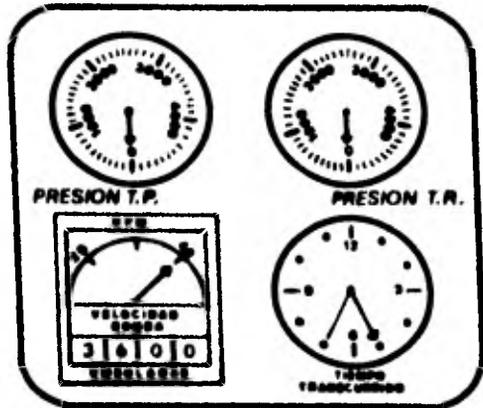


FIGURA - I

## II.5 DIFERENCIA ENTRE LOS METODOS

Tanto el metodo del perforador como el del ingeniero se basan en evitar la entrada de fluides de la formación al pozo; manteniendo una presión constante en el fondo del agujero ligeramente superior a la presión de formación, mientras se -- circula.

Los dos metodos se basan en el principio de que el pozo este bien cerrado; y así poder registrar las presiones de las tuberias de perforación y revestimiento antes de aplicar los respectivos metodos de control.

Los dos metodos tienen ventajas y desventajas. El metodo del perforador tiene la ventaja de que es muy práctico; ya que se puede ejecutar inmediatamente de que se presenta el descontrol; pero tiene la desventaja de que se necesita mucho tiempo para controlar el reventón; ya que requiere de dos ciclos de circulación.

El metodo del ingeniero tiene la ventaja de aplicarse en corto tiempo; ya que al mismo tiempo que expulsa el fluido contaminante, empieza a circular el fluido de perforación más pesado para "matar" el pozo. Además tiene el auxilio de la -- grafica; que relaciona el comportamiento de las presiones durante el control, partiendo de la presión inicial de circula--

ción hasta la presión final de circulación.

El comportamiento de dichas presiones se pueden corroborar, en base al tiempo de circulación de la superficie a la barrena y de las emboladas necesarias para bombear el nuevo fluido de perforación de densidad requerida.

Este metodo del ingeniero tiene la desventaja de que cuando se presenta el descontrol y se cierra el pozo, se pierde tiempo en preparar el nuevo fluido de perforación de densidad adecuada para controlar el pozo; ya que en el tiempo en que se esta preparando el fluido de perforación, el pozo esta sin circulación, y traer como consecuencia que la tuberia se pegue.

Pero en conclusión se puede decir que los dos metodos de control de pozos son buenos; ya que se basan en el mismo principio, que es el de evitar la entrada de fluidos de la formación al interior del pozo manteniendo una presión constante en el fondo.

La aplicación de uno u otro de los metodos de control dependera de las condiciones que se tengan en el momento que se presente el descontrol del pozo.

### III.- EQUIPO E INSTALACION PARA EL CONTROL DEL POZO

En el control de las presiones a parte de los métodos que se aplican; es necesario contar con equipo de prevención de descontrol. En esta parte del trabajo se hablará del equipo principal de control de pozos, así como del equipo auxiliar.

#### III - 1 PREVENTORES

Los preventores son dispositivos de seguridad cuando se presenta un descontrol de pozo; que evitan la expulsión de fluidos y mantienen la presión manifestada por el yacimiento, al mismo tiempo que contribuyen a la seguridad del personal y de las instalaciones; para así posteriormente aplicar los métodos correspondientes del control del pozo. La figura - 9 muestra un arreglo de preventores de alta presión.

Los preventores son dispositivos que deben estar diseñados y calculados para lo siguiente:

- a) Cerrar el cabezal del pozo en la superficie
- b) Controlar la salida de los fluidos
- c) Permitir y bombear fluido de perforación dentro del pozo
- d) Permitir el movimiento de la sarta de perforación.

Para que los preventores cumplan con estas exigencias; se debe suponer que habrá suficiente tubería de revestimiento instalada en el pozo y de resistencia adecuada para que sirva de anclaje al sistema de prevención.

Los preventores están clasificados (de acuerdo a especificaciones hechas por el API); por normas o especificaciones de presión, de acuerdo al tipo de trabajo a que se les haya sometido; figura-10.

### III-1-A.- CLASES DE PREVENTORES

Existen preventores con arietes para cerrar alrededor de la tubería y arietes ciegos que cierran el agujero sin salida de perforación; si por algún error o necesidad extrema se cerrara este ariete ciego con tubería dentro del pozo, tendería a aplastarla.

#### a) PREVENTORES TIPO ARIETE.-

Cierran el espacio anular del exterior de la tubería de perforación e interior de la tubería de revestimiento. Los arietes cierran por pares; y una vez que están cerrados tapan herméticamente el espacio abajo de ellos. Estos arietes para tubería tienen apertura semicirculares de acuerdo al diámetro de tubería que se va a usar; es muy importante usar los diáme-

tres adecuados de arietes, correspondientes a la tubería de -- trabajo.

Algunos preventores son unidades dobles que tienen colocaciones para dos juegos de arietes en su cuerpo. Los arietes son movidos por doble acción de pistones operados por flujos a presión. La relación de cierre de un preventor; es la razón de la presión de trabajo del preventor entre la presión para cerrar los arietes. Algunos preventores una vez cerrados son ayudados por la misma presión del pozo, a mantener esa presión de los arietes.

Los arietes tiene encerrado y confinado un empaque de hule, el cual puede alimentar una efectiva reserva de hule que realiza un mejor sello. La vida de este empaque es limitada - si se mueve la tubería continuamente.

Cada vez que la tubería es movida, la presión cierre - del preventor no debe exeder a las especificaciones de la fabricación.

Los preventores de ariete se puede conseguir en un -- rango de presiones de trabajo; entre  $2000 \text{ lb/pg}^2$  ( $140 \text{ Kg/cm}^2$ ) - y  $15000 \text{ lb/pg}^2$  ( $1050 \text{ Kg/cm}^2$ ).

## b) PREVENTORES TIPO ANULAR.-

Estos preventores pueden cerrarse sobre cualquier superficie no importando su forma geométrica. Estos preventores anulares se cierran por presión hidráulica y no pueden bloquearse mecánicamente como los preventores con arietes.

## III-2 TIPOS DE PREVENTORES

### a) PREVENTORES CAMERON TIPO-U

Este tipo de preventores se presenta en una variedad que permite abarcar las diferentes presiones de trabajo, diámetros de tubería y diversidad de condiciones de trabajo. Se puede señalar que en este tipo de preventores; tanto las salidas verticales como en las salidas laterales se pueden usar bridas o cubos para grapa, según se piense emplear carretes o bridas adaptadoras; Figura-11 o conexiones tipo grapa figura-12 siendo estas más convenientes debido a la mayor rapidéz de instalación y especialmente cuando hay espacio reducido.

### Características de los preventores tipo U.-

1.- Las presiones de operación son moderadas.- Todos los preventores tipo U tienen una relación de cierre de 7/1 - por lo cual las presiones de operación requeridas son moderadas. El sistema de operación de un preventor tipo-U; tiene --

una presión asignada de  $1500 \text{ lb/pg}^2$  ( $105 \text{ Kg/cm}^2$ ). Un preven--  
tor en condiciones óptimas requerirá menos de  $500 \text{ lb/pg}^2$  ( $35 \text{ -}$   
 $\text{Kg/cm}^2$ ) para ser operado. En condiciones extremas se pueden -  
aplicar presiones hasta de  $5000 \text{ lb/pg}^2$  ( $350 \text{ Kg/cm}^2$ ).

2.- La presión del pozo no puede llegar a los cilin--  
dros de operación. Cada pistón de operación tiene sellos tri--  
ples, un empaque hecho de hule hycar que normalmente detiene la -  
presión del pozo. Un sello secundario activado con empaque --  
plástico refuerza al sello, y un arosello "o" sella al siste--  
ma hidráulico de operación. Entre el sello activado con plás--  
tico y el arosello "o" del sistema hidráulico existe un orifi--  
cio de comunicación a la atmósfera que se utiliza para cambiar  
empaques; figura-13.

3.- El ensamble de bonete pude ser reacondicionado en  
el campo.- los cilindros, pistones y sellos del bonete pueden--  
ser fácilmente cambiables en el campo quedando completamente -  
reacondicionados los ensambles de los bonetes. Resumiendo se--  
puede decir que las caracterfsticas principales de estos pre--  
ventores son; sus principales componentes son forjados, su em--  
paque de ariete es abundante y autoalimentador, la presión de--  
operación es moderada, los bonetes se abren y cierra hidráuli--  
camente, fácil cambio de arietes, son compactos, son propios -  
para uso convencional o submarino, tiene salidas en el cuerpo--  
para líneas de estrangular y matar; eliminando la necesidad de

carretes si así se solicita. Un preventor camerón tipo U se ve en la figura 14; y también se observan preventores camerón - tipos: Q R C y F.

#### b) PREVENTORES SHAFFER HIDRAULICO TIPO-LWS

Las características principales de estos preventores - son: son compactos, portátiles y fáciles de instalar. Existe - una gran gama de medidas para cualquier necesidad; se pueden - usar para presiones que están en un rango de  $3000 \text{ lb/pg}^2$  ( $210 \text{ Kg/cm}^2$ ) y  $5000 \text{ lb/pg}^2$  ( $350 \text{ Kg/cm}^2$ ) y de  $6000 \text{ lb/pg}^2$  ( $420 \text{ Kg/cm}^2$ ) a  $10000 \text{ lb/pg}^2$  ( $700 \text{ Kg/cm}^2$ ). Un preventor de este tipo - se ve en la figura-15.

La original compuerta hidráulica del tipo-Lws está - equipada con Bisagras en sus puertas para facilitar el cambio - rápido de arietes. En cada ariete y su embolo está metido un - eje común; Figura-16. Para facilitar el cambio rápido de - arietes, basta quitar los tornillos de las puertas y abrirlas. Las líneas hidráulicas van dentro del perno de las bisagras, - el cual está especialmente diseñado para que por su interior - corra el fluido hidráulico. Este tipo de preventor posee un - compartimiento autodrenante en cada ariete, que impiden la perjudi - cial acumulación de fluido de perforación y arena y facilitan - la carrera del ariete; ya sea para sellar alrededor de la tubería o - para cierre total.

### C) PREVENTOR SHAFFER TIPO - LWP

Este tipo de preventores esta diseñado para reacondicionamiento y trabajos de reparación de pozos y así como sus diferentes aplicaciones en producción con un límite de 3000 - lb/pg<sup>2</sup> (210 Kg/cm<sup>2</sup>). Dentro de sus principales características estan las siguientes:

1.- Incorpora dentro de un mismo arreglo el mecanismo de ariete y pistón en línea. El ariete esta en un extremo del eje corredizo y el pistón en el lado opuesto del mismo.

2.- Otra característica es la facilidad con que la compuerta se puede abrir para cambiar arietes o para cualquier otro servicio que se relaciona con el mismo, pues basta quitar los tornillos que se encuentran en la sección de la puerta -- (que comprende los arietes y pistones hidráulicos) así pueden ser giradas para abrirlas, y el ariete por si solo es expuesto en el extremo de la sección mientras que la cavidad del mismo, que se encuentra en la puerta queda descubierto; figura-1).

3.- Con el extremo de la puerta abierta cualquier cambio de arietes que se desee; puede ser hecho por un simple levantamiento de los arietes usados y en su lugar remplazarlos por unos nuevos. Los arietes pueden ser para cerrar el pozo o pa-

ra sellar alrededor de la tubería de perforación.

4.- Los conductos por donde pasa el fluido para cerrar los arietes; están conectados entre el cuerpo de la compuerta y los extremos de la sección, donde están los conductos hidráulicos maquinados dentro de los pasadores de bisagra. -- Los arietes pueden ser operados hidráulicamente ya sea que la puerta permanezca abierta o cerrada.

5.- El preventor LWP puede ser operado por un sistema hidráulico convencional o por una bomba de mano hidráulica; esta proporciona ahorro de tiempo dentro y fuera del taller o campo. La figura-18 muestra una vista del preventor tipo LWP.

d) PREVENTORES SHAFFER TIPO B Y E.-

Estos son preventores grandes utilizados para grandes presiones. El tipo-E se emplea en operaciones submarinas y -- por consiguiente su resistencia a las presiones es mayor; teniendo sus tapones de cilindro completamente cerrados. El preventor tipo-B se utiliza en tierra y su tapón es descubierto -- para permitir el cierre manual de los arietes; Figura-19.

e) PREVENTORES HYDRILL

Este preventor tiene un círculo internamente reforza-

do de hule que cierra la apertura del agujero o una tubería - comprimiéndola hidráulicamente. Suministra un cambio regular - en la presión de cierre cuando se esta sacando tubería bajo -- presión, un regulador puede colocarse para comprobar cualquier fuga ligera para una máxima vida en el ensamble. Las juntas - pueden ser movidas a través del preventor. Esto es mejor que - usar un preventor con ariete anular en el pozo, debido a que - con este, las juntas no pueden ser movidas; cuando se tienen - cerrados los arietes anulares.

Aunque en una emergencia es posible sellar un agujero abierto o con tubería; esto no puede hacerse rutinariamente -- porque origina un esfuerzo excesivo en el sello. Un preventor Hydril tiene características que no tiene el tipo ariete. El - Hydril permite:

- 1.- Cierre en las trabarreas y junta de la flecha.
- 2.- Cierre en tuberías de perforación.
- 3.- Rápido cierre en la junta de la flecha.
- 4.- Sacar cables del agujero.

La figura-2D muestra un preventor Hydril. El preven- tor actua normalmente con una presión hidráulica de 1500 lb/pg<sup>2</sup> (105 Kg/cm<sup>2</sup>) o menos, una presión mayor no es aconsejable.

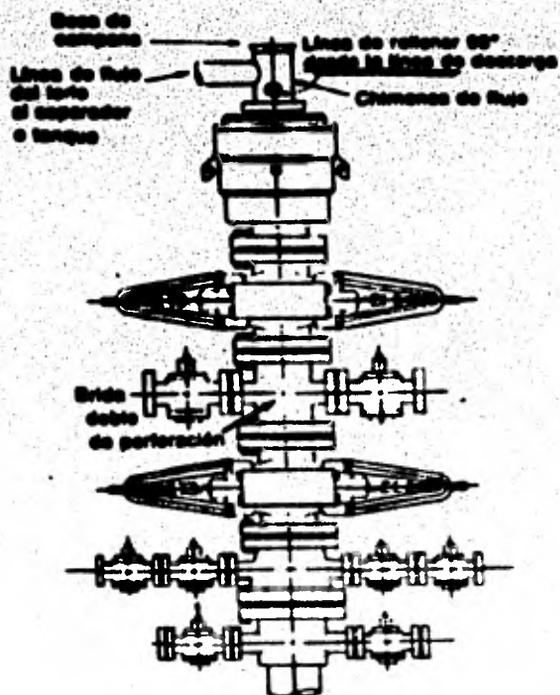


FIGURA-9

Especificaciones de los Equipos de Prevención

Clase, API	Presión de trabajo, psi	Condiciones de servicio
2M	2,000	Livianas
3M	3,000	Baja presión
5M	5,000	Presión mediana
10M	10,000	Presiones altas
15M	15,000	Presiones extremas

FIGURA-10

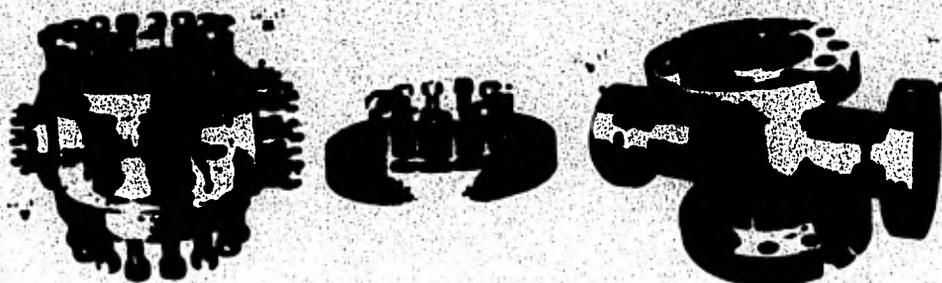


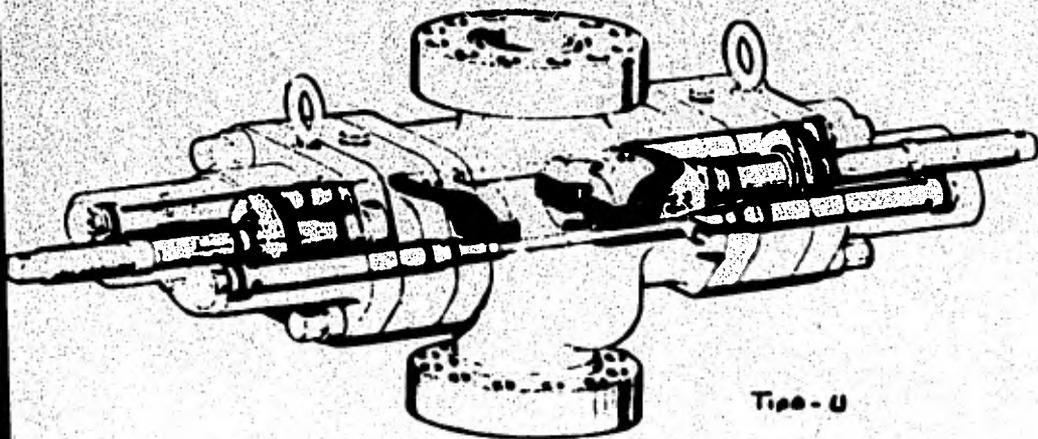
FIGURA - 11



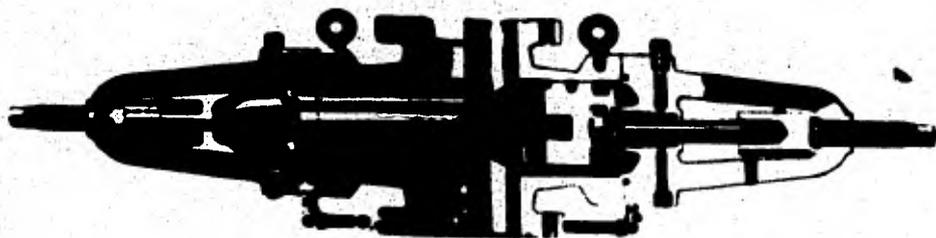
FIGURA - 12



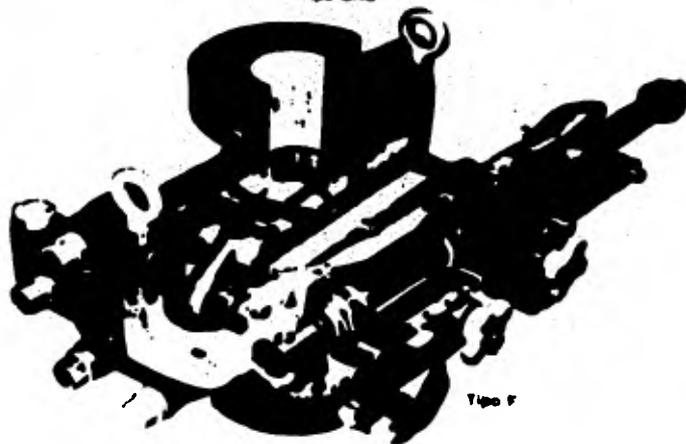
FIGURA - 13



Type-U



Type GRC



Type F

FIGURA-14

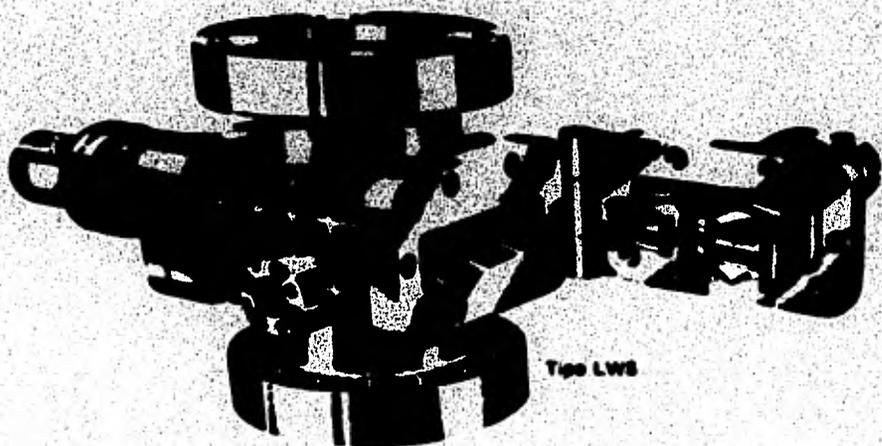


FIGURA- 15

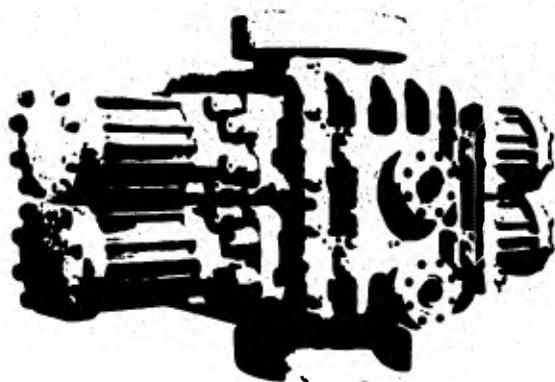
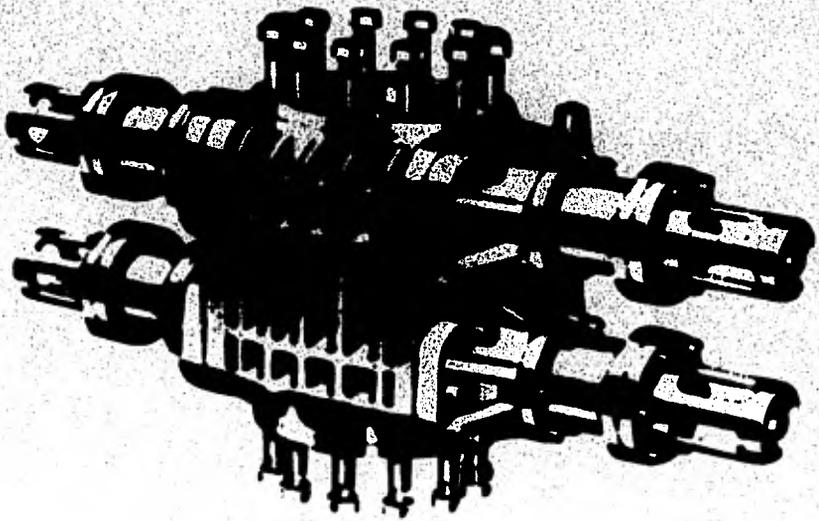


FIGURA- 16

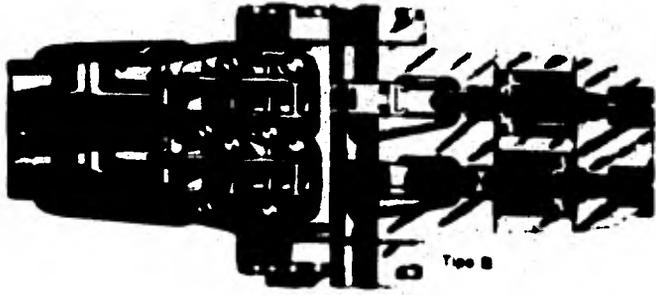


FIGURA- 17

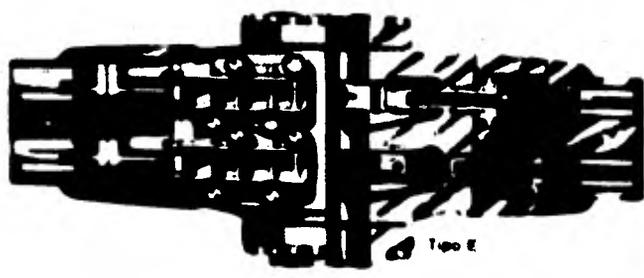


LSP Double Blended Propeller

FIGURA-18



Type B



Type E

FIGURA-19



CAMBER 4

FIGURA-20

### III- 3 INSTALACION DE PREVENTORES.

Por lo general una instalación de preventores terrestres consta de las siguientes partes, contando de abajo hacia arriba.

- 1.- Cabezal de tubería.
- 2.- Carrete de perforación.
- 3.- Dos preventores ( Ariete y Ciego ) ó uno doble.
- 4.- Carrete adaptador.
- 5.- Hydril.
- 6.- Tubo conductor.

El sistema puede variar colocando o quitando los preventores o carretes de perforación de acuerdo a las necesidades y operaciones de trabajo que se vayan a desarrollar.

Dentro de la instalación de sistema de preventores; - hay que señalar un componente muy importante; que son las tuberías de revestimiento que son la base o punto principal de instalación. El equipo de prevención o preventores no puede tener mas resistencia que la tubería a la cual esta unido, a la cementación de dicha tubería y a las uniones entre tubería y mismo - preventor.

Para la instalación del sistema de preventores la tubería de revestimiento superficial es muy importante; ya que de ella colgaran las demas tuberías de revestimiento y servirá pa-

ra la instalación de preventores.

Se puede decir que los equipos de prevención están -- calculados de acuerdo a la resistencia a la ruptura de la tubería de revestimiento. La figura - 21 muestra la resistencia de -- las tuberías de revestimiento; y así establecer el sistema de -- preventores adecuado.

#### 1.- Cabezal de tubería.

El cabezal de tubería es una parte permanente en el -- equipo del pozo, fija y sella la siguiente tubería de revesti-- miento. El cabezal del pozo es la base para los equipos de pre -- vención y tiene las siguientes funciones:

- a) Soporta una gran parte del peso de las columnas de tuberías siguientes.
- b) Garantiza hermeticidad de presión entre la columna interna y la externa.
- c) Proporciona salidas para unir líneas de estrangulación y de control ( "matar" ) del pozo; generalmente estas salidas de -- ben reservarse para emergencias. A continuación se presenta una lista de especificaciones mínimas requeridas en los cabezales:

- 1.- Igualar o exeder el esfuerzo de desviación de la parte superior de la tubería de revestimiento a la cual va unida.
- 2.- Las presiones y esfuerzos de sus conexiones deben ser comparables a las correspondientes bridas y tuberías suspendidas ahí adentro. Los cabezales de tubería pueden adquirirse, con rosca o deslizables para soldarse.

## 2.- Carretes de perforación.

Es una unión colocada en un sistema de preventores; para proporcionar espacio entre los preventores y permitir la conexión de las líneas de "matar" y estrangular permitiendo que se bombee interiormente; además estos carretes de perforación sirven también para controlar las corrientes de flujo cuando los preventores están cerrados.

Es necesario que estos carretes de perforación tengan el diámetro interno suficiente para permitir pasar los mecanismos de anclaje, para soportar las tuberías internas en un cabezal de tubería de revestimiento.

La figura - 9 muestra la colocación adecuada de un carrete de perforación de brida doble con salidas laterales para las conexiones de estrangulación y líneas de matar. La co-

locación del carrete de perforación con sus conexiones; usualmente es, entre el preventor de arítes ciegos y preventor de aríete; unido el carrete directamente al cabezal de la tubería ofrece las siguientes ventajas:

- a) Todas las conexiones de brida, menos una quedan eliminadas debajo del preventor de fondo, lo que reduce el riesgo de escapes de fluidos en las bridas.
- b) Este montaje permite un cierre final; si cualquier conexión arriba del preventor de fondo se rompiera o fallara - mientras se trata de controlar una variación de presión.

Los carretes de perforación requieren de las siguientes especificaciones mínimas:

- 1.- Una o dos salidas laterales no menores de dos pulgadas.
  - 2.- Un orificio vertical de diámetro mínimo, igual al diámetro externo de la tubería de revestimiento.
  - 3.- La presión de trabajo se determina considerando la relación de presiones que existe tanto en la parte inferior - como superior.
- 3.- Tubo conductor.

Es el medio por el cual se establece el sistema de -

circulación del fluido de perforación; este tubo está asociado al ensamble de prevención. Debe tener el mismo diámetro interno de los preventores y debe tener un orificio de salida a un nivel bastante alto para que el fluido de perforación fluya hacia la presa de asentamiento, normalmente debe tener una boca cónica para evitar que en ese punto se atoren las herramientas.

### III.4 ARREGLOS DE SISTEMA DE PREVENTORES

Los arreglos de sistema de preventores; depende de -- las necesidades de trabajo; ya que de acuerdo a las necesida-- des se puede hacer la distribución adecuada de los preventores, tipo de estos, especificaciones de presión que deben tener y -- número de preventores.

La mayoría de los operadores se inclinan por la colo-- cación de los preventores ciegos arriba del sistema; ya que en -- tonces los preventores de ariete anulares pueden cerrar sobre -- la tubería; y así dar tiempo a cambiar los arietes ciegos por -- arietes anulares, de tal manera que los arietes inferiores es-- ten expuestos un mínimo de tiempo y sufran el mínimo desgaste.

Se puede decir que esta es la forma convencional del -- sistema de ensamble de preventores; ya que la posición de los -- arietes anulares o de tubería en la parte inferior, permite -- colgar la tubería de perforación de estos (operación no muy -- usual), y así cerrar completamente el pozo por medio de los -- arietes ciegos superiores.

La colocación de arietes ciegos en la parte inferior -- podrá ser usado cuando se presente un brote y no exista tube-- ría de perforación dentro del agujero; aquí el ariete ciego -- puede cerrarse e inyectarse fluido de perforación para reducir

la presión; habiendo hecho esto se puede meter tubería de perforación al pozo a través de un preventivo Hydril colocado arriba del preventor con ariete ciego.

El API recomienda una serie de arreglos de preventores en base a las especificaciones de presión como puede verse en la figura 22..

El API identifica los arreglos por un código de acuerdo al tipo de ensamble. Y para la designación usa las siguientes siglas:

R = (Ram-solo) preventor tipo con un juego de arietes (rams); para cualquier tubería de acuerdo a la preferencia de los operadores.

Rd = (Doble Rams) preventor tipo con dos juegos de arietes (rams) situación de acuerdo a la selección hecha por los operadores.

A = Preventor tipo anular

S = Carrete de perforación con salidas laterales para estrangular y "matar"

G = Cabezal rotatorio

Por lo tanto un gran número de arreglos de preventores pueden ser identificados por una simple designación. Por ejemplo:

5M - 13.3/8" - RSRA; esta serie se refiere; 5M que es la presión de trabajo de  $5000 \text{ lb/pg}^2$  ( $350 \text{ kg/cm}^2$ ); este preventor tendrá su base a través de los cabezales de 13.3/8" de diámetro.

Las siglas siguientes RSRA pueden ser cambiadas de acuerdo a las necesidades que se tengan en las operaciones que se vayan a desarrollar.

**Propiedades de Tuberia de Revestimiento Tipo API**

Tamaño, pulgadas	Peso, libras por pie	Clasificación del acero	Límite máximo de elasticidad, presión interna, psi
20	94.00	J-55	2,110
16	75.00	J-55	2,630
13½	61.00	J-55	3,090
10½	40.50	J-55 y K-55	3,130
9½	40.00	J-55 y K-55	3,950
9½	40.00	C-75	5,390
9½	40.00	N-80	5,750
7½	29.70	N-80	5,090
7	26.00	J55 y K-55	4,980
7	29.00	N-80	8,140
7	29.00	P-110	11,220
5½	23.00	P-110	14,520

FIGURA-21

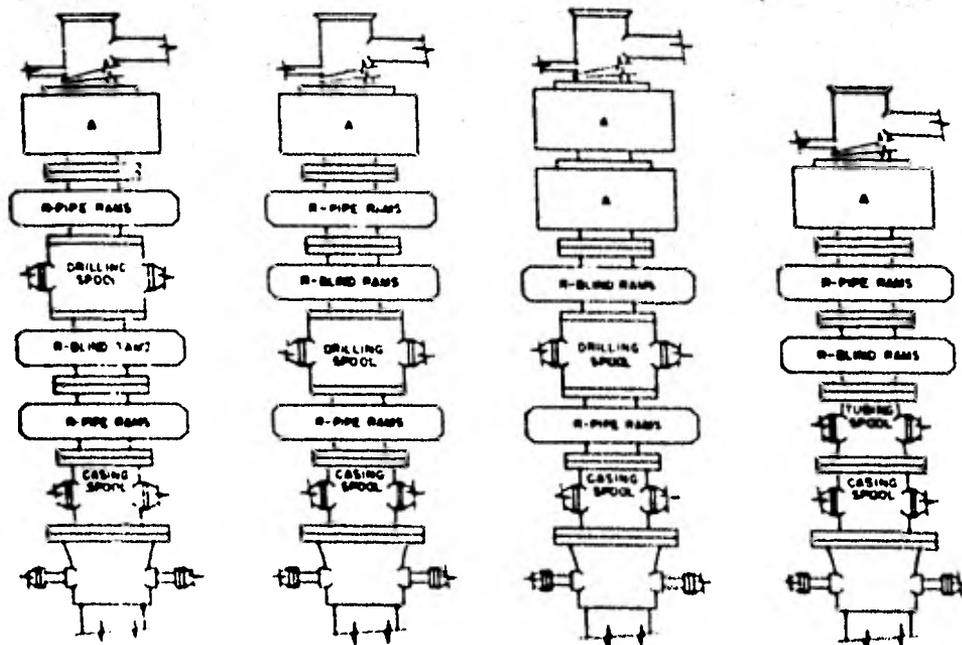


FIGURA-22

### III-5 EQUIPO DE CIERRE DE LOS PREVENTORES

El equipo de cierre de los preventores debe ser independiente del equipo motriz.

Una de las características críticas de algunos preventores es el sistema de cierre. Se debe proporcionar una forma de cierre individual para cada preventor; con su control de - valvulas convenientes, rapidas y repetitivas si es necesario.

Cuando se escoge el tipo de unidad de control y operación para un determinada instalación se deben considerar diametros, especificaciones de presión y número de unidades operadas hidráulicamente en el ensamble.

Los elementos esenciales de un equipo de cierre son:-

- A) Fuente de potencia
- B) Líneas y manejo de control.

A) Fuentes de potencia

Todos los preventores y valvulas pueden ser operados por equipo primario. Pero el equipo puede ser cerrado de inmediato bajo condiciones de descontrol y prevenir el peligro de fuego; por consecuencia un sustituto de fuente de potencia debe ser suministrado.

1.- Bombas. Las bombas actuales incluyen un pistón-que es accionado por aire o por un motor eléctrico o de combustión, las bombas de aire son abastecidas por una compresora; - las cuales deben tener un dispositivo de cierre. Las bombas - de aire son lentas relativamente y deben proporcionar un volumen suficiente a alta presión para operar todas las unidades - por lo menos una vez y con una reserva.

La mayoría de estas bombas están montadas en bloque, - sobre patines, que incluyen el tanque para el fluido hidráulico, la bomba, el acumulador y la tubería múltiple con válvulas de control para cada preventor; figura 23.

2.- Acumuladores. Están constituidos esencialmente por un tanque de alta presión que contiene gas comprimido y -- fluido; estos están separados por un sello móvil; un pistón-flotador, o diafragma de hule; este sella en la base cuando el fluido es descargado. Una válvula automática garantiza el cierre cuando el acumulador está vacío; excepto cuando se tenga - alguna fuga por causa de la ruptura del diafragma, o por pérdida a través de la válvula de gas.

La carga de gas de un acumulador permanece constante- pero la presión varía según el volumen de fluido que se tenga- en el sistema. Suficiente líquido debe ser proporcionado para cerrar los elementos de operación hidráulica del preventor más una reserva,  $1200 \text{ lb/pg}^2$  ( $84 \text{ kg/cm}^2$ ) de presión deberán perma-

necer después de tener cerrados los preventores.

Las acumuladores hidráulicos para estas operaciones - tienen generalmente una presión de servicio de 1500 a 2000lb/pg<sup>2</sup> (105 a 140 kg/cm<sup>2</sup>) y su capacidad de fluido puede ser de - 40, 80 y 120 galones (151, 303, 444 litros). El fluido utilizado generalmente es aceite hidráulico no corrosivo y con bajo punto de congelación este aceite sirve como lubricador de las superficies internas, evitando la corrosión. El agua puede -- utilizarse pero necesita un inhibidor contra la corrosión, --- agregarse algún alcohol para evitar la congelación o cualquier otro anticongelante.

Como carga gaseosa se debe emplear nitrógeno. En -- conclusión las funciones básicas de los acumuladores son:

a) Proporcionar rápidamente una alta presión al fluido; independientemente de la energía primaria que proporciona la bomba.

b) Acumular el volumen de fluido necesario por medio de una pequeña bomba, en lugar de usar una unidad de mayor potencia, cuando se presente una emergencia; la figura 24 muestra un acumulador.

## B) Líneas y manejo de control.

La tubería debe ser unida a cada preventor y deberá tener un gasto de fluido para operar la línea de la válvula. El fluido operado para cerrar, puede ser descargado cerca de la apertura de la unidad. Pero cerrado el sistema, el líquido es regresado al depósito del suministro del acumulador.

Dos líneas y cuatro conductos de válvulas son requeridas para cada unidad. Los cuatro conductos de las válvulas deben ser precedidos por una válvula check o por una presión reducida, regulada para prevenir momentáneas pérdidas de presión y una unidad abierta cuando algún otro es operado. Los depósitos del acumulador no deben llenarse completamente cuando el sistema es cerrado para que así, pueda tener espacio el fluido regresado.

Líneas de  $3000 \text{ lb/pg}^2$  ( $210 \text{ kg/cm}^2$ ) de presión de trabajo son comunes. Para asegurar un rápido cierre, el diámetro de las líneas debe ser de una pulgada como mínimo. Pero la longitud de las líneas y la presión del acumulador también afectan el tiempo de cierre.

Los tiempos de cierre deben ser comprobados por medio de pruebas. Las líneas de hule no deben usarse entre los preventores y el control maestro del tablero, excepto posiblemente

te bajo el agua, debido a que pueden ser destruidos en caso de fuego.

Las líneas deben tener un adecuado número de giros para prevenir un excesivo esfuerzo, ellas deben colocarse adecuadamente sin doblar el esfuerzo y deben estar localizadas en una área donde no puedan ser dañadas. La tubería principal y el acumulador no deben estar cerca de la instalación de perforación para protegerlos en caso de fuego.

Dos o más localizaciones de control de cierre son usadas en los preventores; en algunas instalaciones el tablero de control está localizado a unos metros de la estructura; algunos operadores prefieren la localización del tablero en el pasillo del equipo.

Los controles hidráulicos de las válvulas en la unidad de control maestro deben ser arreglados de tal manera que si son destruidos por el fuego no interfieran en el manejo del control maestro. El tablero de control debe ser clasificado claramente indicando las posiciones, de apertura y cierre para cada control. Una presentación del tablero de control como se indica en la figura 25; es adecuada por que indica claramente la posición de cada unidad de control.



FIGURA-23

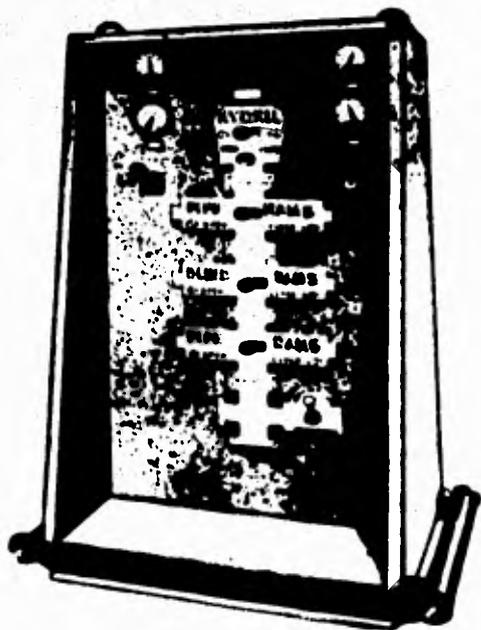


FIGURA-24

FIGURA-25

### III-6 EQUIPOS DIVERSOS Y ACCESORIOS AUXILIARES EN EL CONTROL DEL POZO.

#### A) UNIDAD DESGASIFICADORA DE CONTROL DMC

Esta unidad consta de un múltiple de estrangulador doble. Un estrangulador es ajustable y el otro es de un diámetro fijo, tiene una presión de trabajo de  $700 \text{ Kg/cm}^2$  y esta conectado a un separador de alta presión, que trabaja a  $64 \text{ Kg/cm}^2$  como máximo y en un rango de  $7-35 \text{ Kg/cm}^2$  normalmente. Tiene en su interior un flotador que al aumentar el volumen de fluido de perforación es accionado, permitiendo el paso del mismo, a otro separador de baja presión, que trabaja a  $8.7 \text{ Kg/cm}^2$  como máximo, y en un rango de  $3-7 \text{ Kg/cm}^2$  normalmente; al igual que el primero, por medio del flotador, permite el paso del fluido de perforación, solo que ahora es a las presas de desperdicio.

Cada separador esta equipado con una línea que permite llevar el gas a una distancia en que pueda encenderse, sin causar peligro. La unidad consta también de:

- 1.- Válvulas de diafragma.
- 2.- Controles.
- 3.- Instrumentos para el registro de presiones.

Esta unidad desgasificadora permite las siguientes --

operaciones durante el control del pozo:

a) Circular con la bomba del equipo de perforación, - lo cual ayuda a tener un mayor control del fluido a circular.

b) Se pueden circular grandes volúmenes de fluido de perforación rápidamente, y por lo tanto, el tiempo de operación es menor.

c) Mantiene en forma automática la contrapresión deseada, en el espacio anular, evitando así que el pozo "brote" y que se le aplique una presión excesiva a la formación. Al tiempo de bombear fluido de perforación de mayor densidad, se apreciará una disminución en la presión de la tubería de perforación y deberá disminuirse la contrapresión del espacio anular, sin llegar a la manifestada por el pozo, lo que generalmente estará controlada con la contrapresión equivalente, más  $7 \text{ Kg/cm}^2$ .

d) Permite eliminar el gas en el fluido de perforación aún cuando la relación gas-fluido de perforación sea muy alta, lo hace hasta alcanzar una diferencia de  $0.012 \text{ gr/c.c}$  con respecto al original.

e) Enciende el gas separado a una distancia que no ofrezca peligro.

f) Retorna el fluido de perforación a las presas, evitando tener que tirarlo o recircularlo, aumentando así el costo de operación y de materiales. La figura 26 muestra el esquema de una unidad desgasificadora de control DWC.

## B) SEPARADOR GAS-FLUIDO DE PERFORACION

Este es un equipo desgasificador. El separador gas-fluido de perforación es conveniente para manejar con seguridad flujos de gas de alta presión y fluido de perforación de un pozo cuando tiene lugar un reventón.

Varios tipos de separadores de gas-fluido de perforación se han usado, la mayoría de los cuales han sido hechos en el taller y generalmente consisten en un depósito vertical arreglado para dejar escapar el gas libre del extremo superior y descargar fluido de perforación libre de gas, relativamente, por el fondo.

La figura-27 muestra una unidad separadora de gas -- fluido de perforación hecha de un tubo de acero de 30 pies de largo y con cierre en cada extremo de placas de 1/2 pulgada. El fluido de perforación y el gas del pozo entran a la unidad por las líneas, a 8 pies de la parte superior, generalmente -- del estrangulador del múltiple previsto para mantener la presión en el pozo cuando amenaza un reventón. El gas libre del-

fluido de perforación se toma del separador por la conexión de tubería cerca del domo de la unidad y se lleva a un punto seguro en el que se pueda dejar escapar. El fluido de perforación se toma de la unidad; de una conexión cerca del extremo del fondo, luego por un tubo vertical y una línea horizontal, al vibrador y presas de fluido de perforación. La presión de trabajo de la unidad puede ser hasta  $100 \text{ lb/pg}^2$  ( $7 \text{ Kg/cm}^2$ ).

El gas que sigue al fluido de perforación crea un riesgo de incendio muy peligroso cuando escapa en la proximidad del equipo. Para operar un separador de gas-fluido de perforación el pozo tiene que cerrarse y circular el fluido de perforación por el estrangulador del múltiple; el flujo del pozo se desvía de la línea de flujo; o del múltiple del estrangulador al separador de gas-fluido de perforación.

El fluido de perforación y el gas que fluyen al separador desprenden gas, que se lleva por la línea de escape de la parte superior a un quemador alejado.

Se puede conservar una contrapresión moderada en el separador; reduciendo así la relación de expansión del gas en la corriente del fluido de perforación y moderando el efecto de variación, cuando llegan a la superficie cantidades de gas-fluido de perforación.

El fluido de perforación se separa del gas y se acumula en el fondo del separador. Un arreglo de válvulas de flota ador mantiene un nivel mínimo de fluido en el recipiente, para evitar que el gas se escape por la línea de retorno de fluido de perforación que conduce a la presa.

### C) DESGASIFICADOR AL VACIO

El desgasificador esta montado sobre un tanque de fluido de perforación del que toma succión. El fluido de perforación entra al desgasificador a través de un tubo vertical de 8 pulgadas en el extremo derecho de la máquina, como resultado del vacio aplicado al espacio de vapor, del barril de la máquina, por la bomba de vacio montada en la unidad.

El vacio aplicado varia aproximadamente de 7 pulgadas a 12 pulgadas de mercurio, (es decir  $2.8$  a  $5.8$  lb/pg<sup>2</sup>) dependiendo de la densidad del fluido de perforación que se va a subir a la unidad. El fluido de perforación entra cerca de la parte superior del barril horizontal y fluye siguiendo una sección de tuberfa grande que esta cerrada en su extremo más alejado. La parte superior de la tuberfa está cortada en un plano horizontal, de manera que el fluido de perforación se pueda derramar por los lados hacia arriba y hacia abajo en un plano inclinado que se extiende a todo lo largo de la tuberfa de alimentación y que tiene un declive descendente.

Al formar corrientes delgadas de fluido de perforación bajando por el plano inclinado, el vacío en el espacio de vapor hace que los gases salgan del fluido de perforación y se retiren del tanque por la bomba de vacío. El fluido de perforación desgasado, vuelto a su peso normal, fluye al fondo del barril por la salida.

El fluido de perforación fluye del fondo del barril a través del tubo, a la izquierda de la máquina, que es un bajante al segundo tanque de fluido de perforación. Un chorro operado hidráulicamente se encuentra localizado en esta bajante. El fluido de perforación a alta velocidad se bombea por este chorro para bajar la presión del fluido de perforación en este punto, abajo de la presión del fluido de perforación en el desgasador. Esto es para que el fluido de perforación fluya del desgasador al pasar del vacío que hay en él. Este chorro se puede operar con una bomba duplex; o mas comunmente con una bomba centrifuga. Este desgasador esta equipado con dispositivos de seguridad para permitir la limpieza de la máquina, de manera que no se llegue a tapar con recortes, depósitos y otros materiales.

El desgasificador al vacío es mas apropiado para separar gas arrastrado, que aparece mas o menos como fluido de perforación espumoso; cuando el fluido de perforación y el gas estan intimamente mezclados. Un desgasificador al vacío acelera

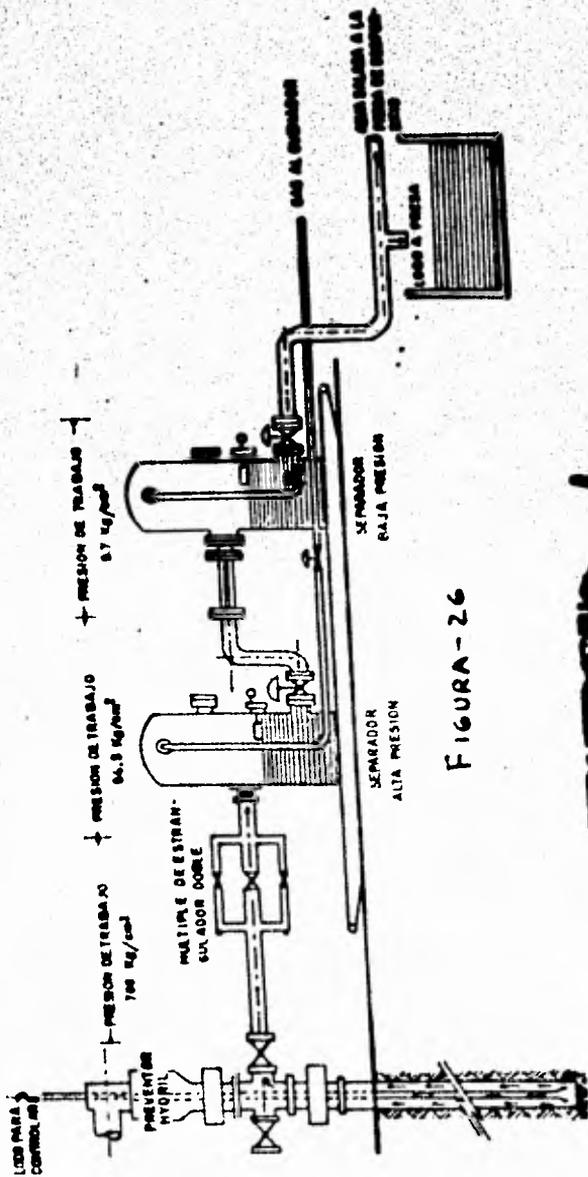


FIGURA-26

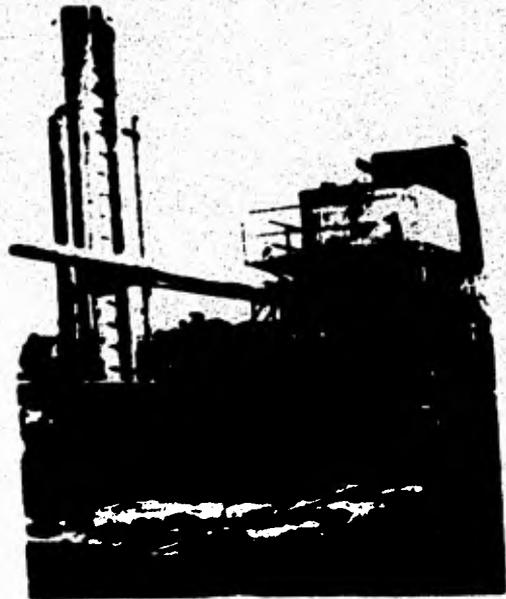


FIGURA-27

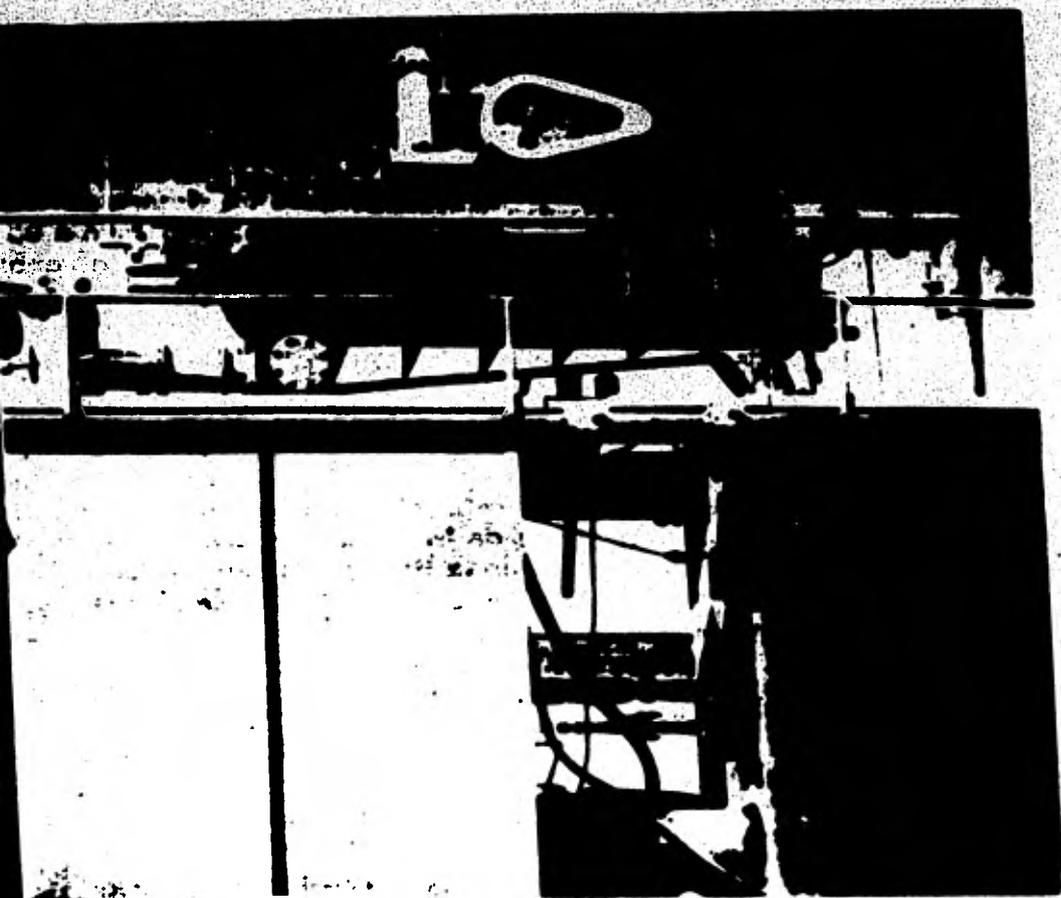


FIGURA-28

el proceso de asentamiento y separación del gas y el fluido de perforación. La figura-28 ilustra un desgasificador al vacío.

#### D) ESTRANGULADORES

Se dispone de diferentes estilos de estranguladores para aplicar contrapresión en la cabeza del pozo. Los estranguladores de soporte son comúnmente una parte del árbol de válvulas; y en pozos de alta presión se coloca uno en cada línea de flujo a fin de poder cambiarlo de una salida a otra, mientras se lleva a cabo una reparación.

La figura-29-A muestra un estrangulador ajustable, -- con punto de aguja en asiento cónico, el cual corre sobre un tornillo sin fin con su respectivo indicador. Sobre el cuerpo se encuentra una graduación, que corresponde a la abertura de la aguja. En las figuras 29-B y 29-C la aplicación se lleva a efecto por la colocación del estrangulador en el niple de -- producción o niple porta-estrangulador.

En la figura-30 se muestran otros tipos de estranguladores para ser usados en niples de producción. Los niples de producción son necesariamente de construcción fuerte para resistir las condiciones de alta presión y el desgaste por arena que a veces los corta rápidamente. Las fluctuaciones o varia-

ciones de presión generalmente son indicación de tendencia a --  
 cabecear, que por lo general se debe en estos casos, a una --  
 abertura mayor en el niple de producción causado por el corte-  
 hecho por arena; siendo la solución el cambio inmediato del --  
 niple.

Este tipo de estranguladores superficiales tiene las  
 siguientes características:

- 1.- Aumento artificial de la presión dentro del pozo debido a -  
 la presión creada por la Restricción.
- 2.- Retención de una mayor cantidad de gas, así como de la con-  
 servación baja de la viscosidad y la tensión superficial.

Extranguadores ajustable hidráulico.- Este extrangu-  
 lador es fácil de instalación y operación, ya que su diseño --  
 simplifica el programa de contrapresiones requerido durante --  
 una operación de control. El aire de suministro del equipo de  
 perforación, es suficiente para accionar la bomba hidráulica -  
 que comprime al elemento de que consta el extranguador, redu-  
 ciendo o aumentando el orificio de extranguación y así mante-  
 ner la contra-presión deseada.

Estadísticamente requiere una presión hidráulica de -  
 56.3 Kg/cm<sup>2</sup>, sobre el hule para que el orificio cierre. Duran

te una operación de control se requieren 28 Kg/cm<sup>2</sup> de presión-hidráulica en exceso de la contrapresión deseada.

Una característica de esta unidad es que esta diseñada para que por el interior del hule puedan pasar recortes de gran tamaño, regresando el hule a su estado original rápidamente; un aumento de 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> al tratar de provocar una obstrucción son suficientes para que se accionen unas válvulas de seguridad lo cual hace que el hule se expanda, permitiendo el paso de los materiales.

Con un suministro de 7 Kg/cm<sup>2</sup> el estrangulador puede operar positivamente en un pozo que se tenga 350 Kg/cm<sup>2</sup> de presión en la tubería de revestimiento; sin embargo se puede decir que su rango normal de trabajo es de 211 Kg/cm<sup>2</sup>.

Cada estrangulador está probado estáticamente a 493 Kg/cm<sup>2</sup>, y se controla por medio de un tablero instalado en el piso del equipo de perforación. Contiene manómetros para registrar las presiones, en la tubería de revestimiento, tubería de perforación, en el sistema de aire suministrado, en el regulador de aire y de presión hidráulica aplicada al hule; -- contiene además un contador de emboladas de la bomba de fluido de perforación, un regulador de aire, una válvula de seguridad para abrir el estrangulador manualmente y además una bomba hidráulica manual de aire de suministro; en caso que falle el -

del equipo.

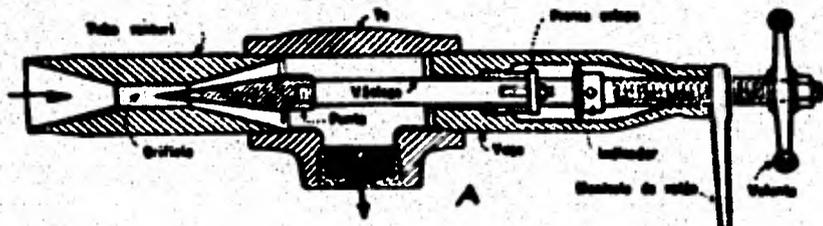
La figura-31 muestra el esquema de un estrangulador - ajustable tipo hidráulico; la figura-32 ilustra un tablero para este estrangulador.

El hecho de que se pueda colocar un dispositivo de - estrangulación en una Tubería múltiple, cualquiera que sea su - posición, constituye una característica importante en el control de contrapresión.

#### E) EQUIPO DE MEDICION Y REGISTRADOR DE VOLUMEN

##### 1.- REGISTRADOR INDICADOR DE VOLUMEN DE PRESA.-

En el funcionamiento de este sistema se usa aire comprimido, tomado del abastecimiento del equipo de perforación - que llega a dispositivos regulares sujetos a flotadores en cada presa de fluido de perforación. Las señales de aire, que - representan el número real de barriles en cada presa, se mandan a un relevador especial o dispositivo contralador de presión, en donde se manda a un registrador, en el que el volumen de fluido de perforación totalizado en las presas se indica en la gráfica. Se pueden disparar alarmas de alto o bajo nivel - con señales del dispositivo registrador. Estas alarmas se pueden ajustar para sonar un aviso o encender luces de precaución



Extensador variable de vapor. (Corteza de Shaffer Tool Works)

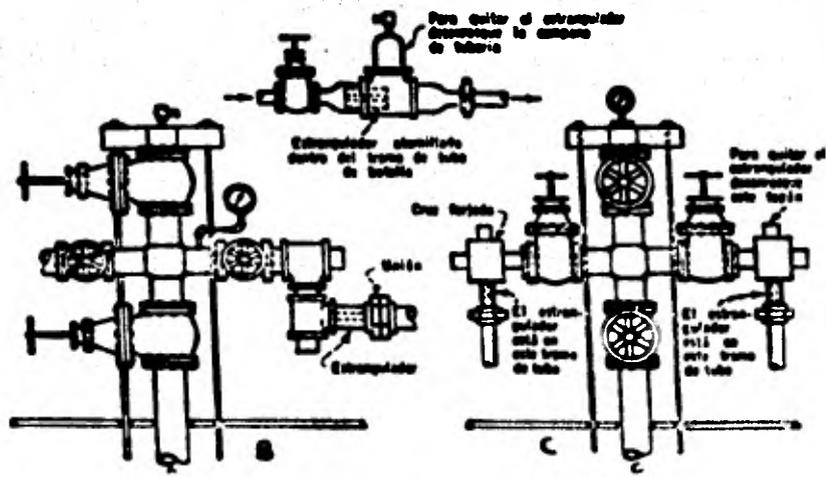
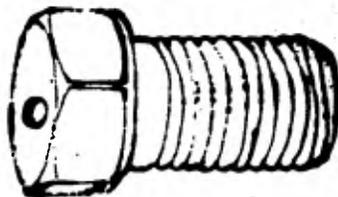
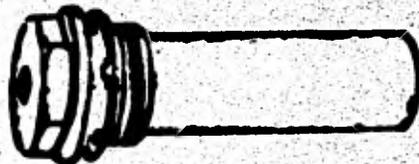


FIGURA-29



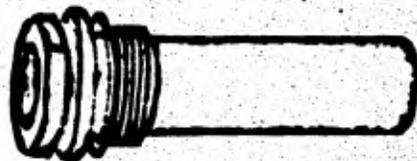
Los Estranguladores "Honest John" (HJ) son insertados en un Adaptador "HJC" o "HJ". Las tallas de estos estranguladores van desde 2/64" hasta 40/64" (0.396 mm a 15.87 mm). El número de parte es 18824-[ ] , debiéndose incluir el tamaño del orificio en 64aves dentro del paréntesis.



El "Big John" (BJ) es un estrangulador positivo de 6" (152.4 mm) de largo que se usa con los perforstranguladores y controladores de flujo Cameron. Para usarlo en perforstranguladores de 3" (76.2 mm) tamaño nominal el número de parte es 36906-1-[ ] ; los estranguladores de 3" (76.2 mm) tamaño nominal tienen el número de parte 36953-[ ] ; debiendo incluir el tamaño del orificio en 64aves dentro del paréntesis. Se surten orificios desde 2/64" (0.396 mm) hasta 64/64" (25.4 mm) en los estranguladores de 3" (76.2 mm) tamaño nominal, y desde 2/64" (0.396 mm) hasta 120/64" (30.8 mm) en los de 3" (76.2 mm) tamaño nominal.



Los Adaptadores "HJC" y "HJ" sirven de portadores de los estranguladores "Honest John" (HJ). El Adaptador "HJC" se usa con los perforstranguladores Cameron "H3", los Controladores de Flujo "HJ", y en la mayoría de los perforstranguladores anteriores de Cameron. El número de parte del Adaptador "HJC" para perforstranguladores de 3" (76.2 mm) tamaño nominal es 36743-2. Se pueden surtir también los Adaptadores "HJ" con rosca para casi cualquier otro equipo.



El Estrangulador y Alzante Combinado "Big John" (BJ) se usa con una equis ajustable en un Perforstrangulador Cameron o en un controlador de flujo obteniendo máxima flujo de orificio positivo con estrangulamiento según es necesario. El estrangulador de 3" (76.2 mm) tamaño nominal lleva el número de parte 36906-1-[ ] ; el de 3" (76.2 mm) tamaño nominal es 36951-[ ] ; debiendo incluir el tamaño del orificio en 64aves dentro del paréntesis. Se surten orificios desde 6/64" (2.38 mm) hasta 64/64" (25.4 mm) en los estranguladores de 3" (76.2 mm), y desde 6/64" (2.38 mm) hasta 120/64" (30.8 mm) en los de 3" (76.2 mm) tamaño nominal.

FIGURA-30

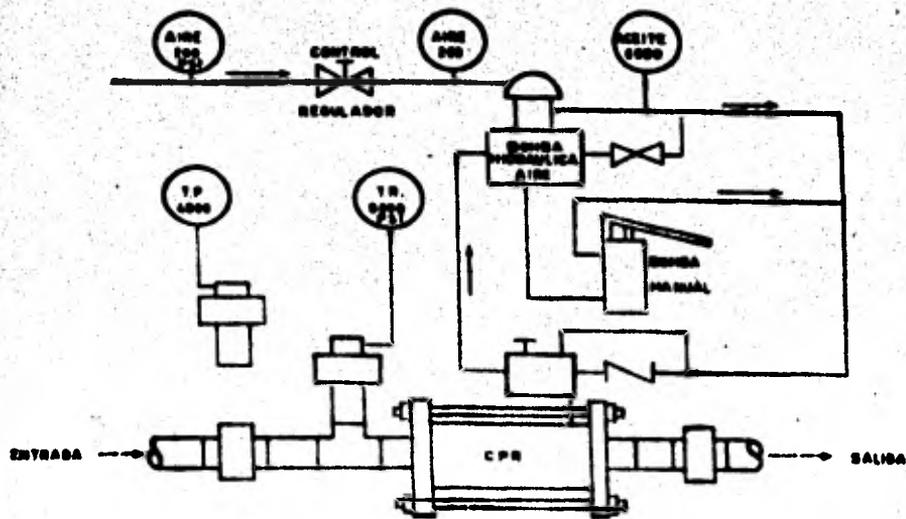


FIGURA-31

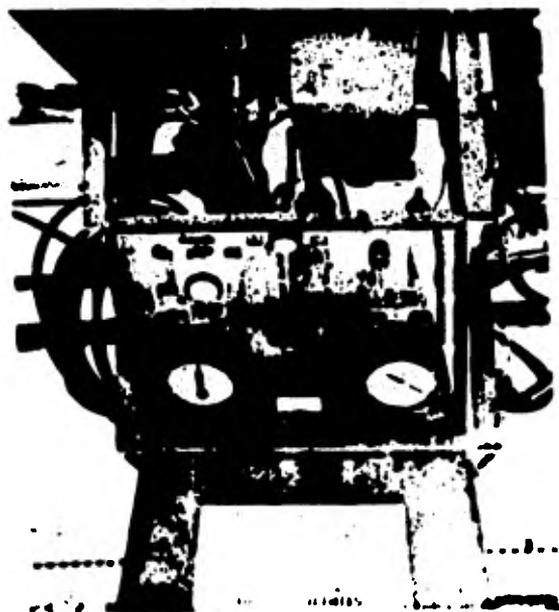


FIGURA-32

La unidad digital indicadora se ilustra en la figura-36; el sensor de fluido de perforación de entrada se instala en la presa de succión para medir la densidad antes de bajar por el agujero; el sensor de fluido de perforación de salida se coloca en la caja del vibrador de recortes para así detectar cualquier cambio de densidad en el retorno del fluido de perforación.

Este instrumento también se puede arreglar para que las lecturas de temperatura del fluido de perforación de entrada y salida le sean indicadas al operador.

cuando haya una ganancia o pérdida de volumen de fluido de perforación seleccionado previamente. El perforador puede observar en cualquier momento las variaciones hasta de una unidad de volumen en el indicador.

Los totalizadores del volumen de las presas son especialmente valiosos para advertencia de posibles reventones de pozo. Un indicador de volumen muestra las variaciones; es útil para determinar el llenado correcto cuando se saca la tubería o para verificar las ganancias o pérdidas lentas en el volumen de fluido de perforación. El registrador normal emplea una gráfica de 24 horas para mostrar barriles, metros cúbicos o cualquier otra unidad de volumen. Esta gráfica permite al perforador conservar una vigilancia constante de lo que está sucediendo en el interior del agujero y anotar cambios en la gráfica cuando se requiera. La figura-33 ilustra un arreglo del instrumento totalizador de volumen en la presa.

## 2.- TOTALIZADOR ELECTRICO DE NIVEL DE PRESAS .-

Este dispositivo se opera con un flotador de forma de rosquilla que acciona en una flecha, cuando el nivel del fluido de perforación cambia en las presas. Un sensor dentro de la flecha sigue al flotador por un acoplamiento magnético; -

en este movimiento vertical gira un dispositivo eléctrico que suministra una señal de voltaje al circuito totalizador. Se puede arreglar cualquier número de presas con flotadores. El totalizador promedia las lecturas de las diversas presas y produce una señal para el instrumento indicador y registrador del volumen total de las presas de fluido de perforación o cualquier cambio de un volumen fijado previamente. La figura-34 ilustra los flotadores, indicadores y el dispositivo registrador para un sistema indicador eléctrico de nivel de presas.

### 3.- SENSOR DE FLUJO.-

Este dispositivo percibe e indica el flujo de fluido de perforación de la línea de retorno del pozo. El elemento clave es una paleta montada en la línea de retorno del fluido de perforación; con un sistema indicador de torque. Este sistema transmite eléctricamente o neumáticamente una señal a un instrumento en el piso de la torre que dispara una alarma, indicando el flujo del pozo. Esta señal es independiente de los cambios de nivel en las presas de fluido de perforación. Este equipo permite al perforador verificar la eficiencia de la bomba, verificar el llenado del agujero durante los viajes, localizar fluidos agujero abajo, pre-determinar el número de emboladas requerido antes de que el fluido o el gas del fondo aparezcan en la superficie y asegurarse de que el agujero este lleno de fluido de perforación continuamente. Un indicador de emboladas de bomba es una parte esencial del ins-

trumento; impulsos eléctricos por cada embolada se cuentan como un total acumulado en el indicador. Para verificar el llenado del agujero durante los viajes, la unidad totaliza el aumento de emboladas requeridas para llenar el agujero después de que se han sacado un determinado número de paradas de tubería.

Durante el viaje, el perforador determina si el agujero está recibiendo la cantidad correcta de fluido de perforación, comparándolo con las emboladas de la bomba para el mismo número de paradas y con la referencia original:

#### 4.- CONTADOR DE EMBOLADAS DE LA BOMBA.-

Existen numerosos contadores de emboladas de la bomba que permiten al perforador detectar rápidamente fallas de la bomba y cambios en las condiciones de perforación. Una bomba de fluido de perforación recíprocante, cuando está trabajando bien, es equivalente a un medidor de desplazamiento positivo; por lo tanto un contador de emboladas es un medio preciso de medir la cantidad de fluido necesario para llenar mientras se saca la tubería, se puede detectar anotando la cantidad de fluido de perforación requerido para llenar el agujero en volumen a intervalos regulares; generalmente cada cinco o diez paradas.

Un contador de emboladas de la bomba es un accesorio muy útil; sobre todo, cuando se desea eliminar un cabeceo del pozo; este contador le permite al perforador establecer el número de emboladas necesarias para llenar la tubería de perforación de la superficie a la barrena o para realizar un ciclo -- completo de circulación. La figura-35 muestra un contador de emboladas comunmente usado. Se pueden fijar los contadores de emboladas a las bombas de lodo, para mandar el número de emboladas de cada bomba, al lugar donde se encuentra el perforador.

#### 5.- MEDIDOR DE FLUJO DE FLUIDO DE PERFORACION .-

Un medidor de flujo diferencial mide tanto el fluido de entrada, como el fluido de salida del pozo. Dos dispositivos medidores separados (transductores electromagnéticos) reportan al registrador. Este equipo es muy sensible e inmediatamente responde a un cambio en la relación de flujo por pequeña que sea. Solamente los cambios que ocurren en el agujero son los que se miden. Las operaciones superficiales como la transferencia de fluido de perforación, cambios de bomba y dilución de fluido de perforación o tratamiento no se verifican con ninguno de los dos mediadores.

Los transductores mediadores consisten, en tubos de acero inoxidable rodeado por un electromagneto que produce un campo magnético a través del tubo y la corriente del fluido de-

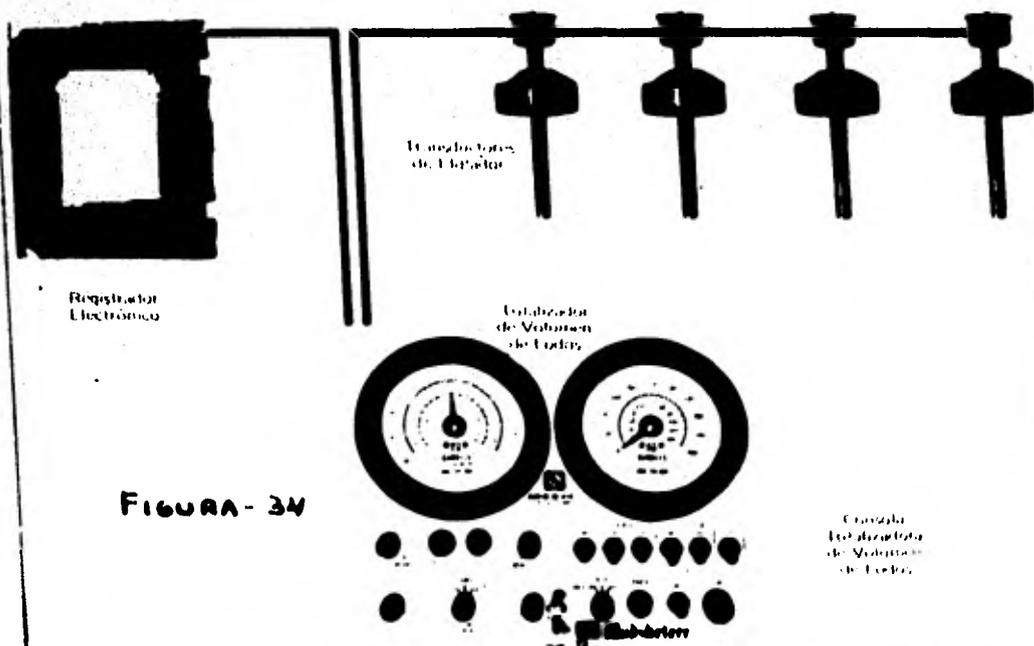
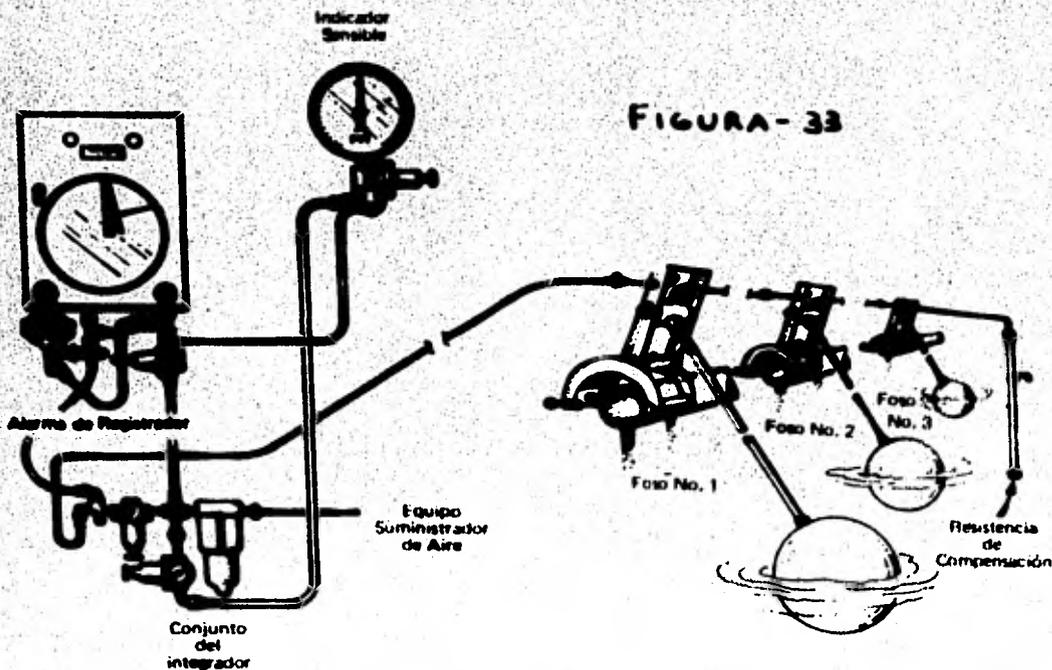
perforación perpendicular a la dirección del flujo. Una segunda unidad de un diámetro aproximado de 4 pulgadas y apropiado para alta presión se coloca en la línea de descarga de la bomba.

Las relaciones de entrada y salida de flujo se miden y se comparan; y la diferencia se registra en una gráfica. Para una salida mayor que la entrada, la diferencia se registra a un lado como ganancia; si las relaciones de flujo son iguales, el registro es cero en la gráfica; y si la entrada es mayor que la salida, la diferencia se registra como pérdida, en el lado opuesto.

#### 6.- INDICADOR DE DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACION.-

Los indicadores de densidad de fluido de perforación se desarrollaron principalmente como dispositivos de seguridad para la prevención de reventones. Cuando el control de la densidad del fluido de perforación es crítica, estos indicadores son útiles para obtener un registro continuo preciso de todo el fluido de perforación bombeado al pozo.

Otro tipo de indicador de densidad de fluido de perforación, que opera eléctricamente, ofrece una lectura digital - electrónica de densidades de fluido de perforación, de entrada y de salida.



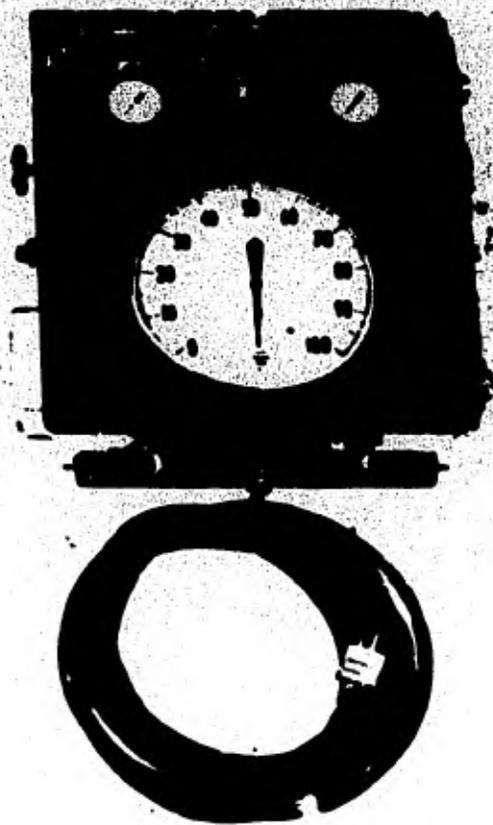


FIGURA-35

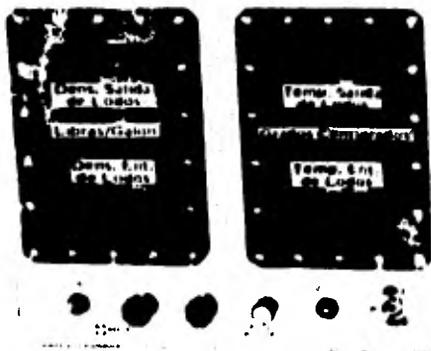


FIGURA-36

**CONCLUSIONES:**

Los descontrol de pozos desde el inicio de la industria petrolera mundial se han presentado y en la actualidad se siguen presentando; por eso es determinante seguir desarrollando, aportando y modificando los métodos y equipos de control de pozos.

Actualmente debido a la escases de hidrocarburos que se esta presentando a nivel mundial; es ahora mas importante -- evitar descontrol de pozos; ya que dichos descontrol originan un desperdicio considerable de hidrocarburos que implica; - excesivos gastos economicos, perdidas de tiempo y sobre todo perdidas de presión del yacimiento lo que equivaldrfa a perder el pozo.

Si se considera los problemas y daños que causa el -- descontrol de un pozo; y si se evalua y cuantifica todas las -- perdidas que se tendrían, en el descontrol de varios pozos en - determinado tiempo ( suponiendo un año ); esto seria desastroso para la economia del país.

Es por esto que es preocupación mundial capacitar al personal de perforación en el control de pozos, para identificar un posible reventón del pozo ( aumento del nivel de las presas, fluido de perforación gasificado, perdidas de circulación, etc. ); así como el poder operar e interpretar el equipo que -

se tenga disponible de control ( preventores, estranguladores, - indicadores de nivel de presas, desgasificadores, etc. ); y así el personal reaccione positivamente.

Se debiera tener en cuenta las siguientes medidas que ayudaran a la prevención de los descontrolés de pozos:

- a) Mantener el pozo lleno de fluido de perforación siempre. Vigilar el nivel de las presas.
- b) Al hacer un viaje con tubería vigilar el nivel de las presas, ya que este indicara si se esta llenando el pozo al sacar tubería, o si se desplaza al meterla.
- c) Mantener las condiciones de viscosidad y densidad en toda la columna; así como baja gelatinosidad, para reducir el efecto de suaveo.
- d) Al perforar zonas de presiones anormales, sacar y meter tubería despacio, para reducir los efectos anteriores, así como evitar pérdidas de circulación.
- e) No debe dejarse caer libremente la tubería y despues enfrenar rapidamente, especialmente cuando las bombas estan trabajando; ya que esto aumenta la presión hidrostática y puede inducirce una pérdida de circulación.
- f) Un quiebre en la velocidad de perforación indica que se esta-

atravesando una formación permeable. Cuando esto se presente; sobre todo en pozos de exploración circular hasta que - salga el fluido de perforación del fondo.

- g) Después de cementada una tubería de revestimiento, no se deben quitar los preventores sin antes verificar el nivel del fluido de perforación en el espacio anular.
- h) Hacer inspecciones frecuentes en los preventores; reajustando sus partes cuando sea necesario.
- i) Mantener en condiciones de operación la unidad que controla y opera los preventores.

Dentro de las medidas importantes que se deben tomar - en cuenta para prevenir o solucionar el descontrol de un pozo; - cuando esto se presente; es el verificar continuamente el equipo, herramienta y las operaciones de perforación u otras que se estén llevando a cabo.

Ya que si en el momento de estar controlando un pozo - se tienen problemas mecánicos, o del agujero; estos ocasionaron - contratiempos poniendo en peligro el pozo, equipo y personal.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Rehm Bill; Pressure control in Drilling
- 2.- Petroleum Extension Service - 1975; control de reventones
- 3.- Cole Frank; Drilling Operations Manual.
- 4.- Goins Mc Jr. O Brien; Blowout and Well Kicks.
- 5.- Moore Preston; Drilling Operation manual.
- 6.- Wardlan H. WR; Blowout Control,
- 7.- Dresser Magcobar; Blowout Control Seminar.
- 8.- Kelly Jr.; Perforación de esquistos difíciles.
- 9.- Bartlett, Sunther F. and Moore Wosley; Drilling Magazine  
1966 - 1967.
- 10.- Instalation and use of Blowout preventer stacks and accessory equipment - API .
- 11.- World oil 1964; Equipo Para Prevención de reventones .
- 12.- Manuales Cameron y Shaffer.



IMPRESO EN LOS TALLERES DE:  
**EDITORIAL QUETZALCOATL, S. A.**  
MEDICINA N.º. 37 LOCALES 1 Y 2 (ENTRADA POR PASEO DE LAS  
FACULTADES) FRENTE A LA FACULTAD DE MEDICINA DE C. U.  
MEXICO 20, D. F.      TELÉFONOS: 540-61-00 Y 540-58-56