



18  
2ej  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES  
DE REPARACION"

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
SANTIAGO LOPEZ ADAN

MEXICO, D. F.

FALLA DE ORIGEN

1991



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

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

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

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

# INDICE.

## CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES DE REPARACION

PAG

### INTRODUCCION

1

## CAPITULO I

### GENERALIDADES

3

I.1.-	TERMINACION DE POZOS	3
I.2.-	CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA REPARACION DE POZOS	10
I.2.1.-	Inducción	10
I.2.2.-	Estimulación	11
I.2.3.-	Fracturamiento	11
I.2.4.-	Acidificación Matricial	11
I.3.-	CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL CONTROL DE POZOS	12
I.3.1.-	Definición de Brote y Descontrol	12
I.3.2.-	Gradiente de Presión	13
I.3.3.-	Presión de Sobrecarga	13
I.3.4.-	Presión Hidrostática	13
I.3.5.-	Presión de Formación	14
I.3.6.-	Presión de Fracturamiento	15

## CAPITULO II

### CLASIFICACION DE LAS REPARACIONES

18

II.1.-	REPARACIONES MAYORES	18
II.2.-	REPARACIONES MENORES	20

## CAPITULO III

CAUSAS QUE ORIGINAN UNA REPARACION		30
III.1.-	OBSTRUCCION DE LOS APAREJOS	30
III.2.-	DANOS EN TUBERIAS Y APAREJOS	30
III.3.-	CAMBIOS EN LAS CONDICIONAS DE YACIMIENTO	31
III.4.-	DAÑO A LA FORMACION	32
III.5.-	MEDIOS DE DIAGNOSTICO PARA LA REPARACION DE POZOS	34
III.6.-	SOLUCION A PROBLEMAS DE POZOS	37
III.7.-	PASOS PARA ANALIZAR UN POZO CON PROBLEMAS	40
III.8.-	SECUENCIA GENERAL PARA TODO TIPO DE INTERVENCION	43

## CAPITULO IV.

FACTORES QUE ORIGINAN UN DESCONTROL EN LA REPARACION DE POZOS.		46
IV.1.-	DENSIDAD DE CONTROL INADECUADA	46
IV.2.-	LLENADO INAPROPIADO DEL POZO DURANTE LOS VIAJES	47
IV.3.-	EFFECTO DE SONDEO Y PISTONEO	50
IV.4.-	FLUIDO CONTAMINADO CON GAS	51

## CAPITULO V.

MANIFESTACION DE UN DESCONTROL.		55
V.1.-	AUMENTO EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION	56
V.2.-	DISMINUCION DE LA PRESION DE BOMBEO Y AUMENTO DE EMBOLADAS	56
V.3.-	LODO CORTADO CON GAS	57
V.4.-	LODO CONTAMINADO CON CLORUROS	57
V.5.-	CAMBIO EN LAS PROPIEDADES REOLOGICAS DEL LODO	57
V.6.-	AUMENTO EN EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACION	57
V.7.-	FLUJO SIN CIRCULACION	58
V.8.-	AUMENTO EN EL GASTO DE SALIDA	58

V.9.-	VARIACION DEL FLUIDO DE CONTROL EN LAS PRESAS CUANDO SE ESTE O NO BOMBEANDO	58
V.10.-	EL POZO TOMA MENOS VOLUMEN DE LODO O DESPLAZA MAYOR VOLUMEN DURANTE LOS VIAJES	58
V.11.-	FACTORES QUE INDICAN BROTES AL ESTAR METIENDO O SACANDO TUBERIA	59
V.12.-	INDICADORES DE BROTES AL NO TENER TUBERIA DENTRO DEL POZO	59
V.13.-	REGLAS PARA PREVENIR, IDENTIFICAR Y CONTROLAR BROTES	60
V.13.1.-	Para Prevenir los Brotes	60
V.13.2.-	Para Identificar los Brotes	60
V.13.3.-	Para Controlar el brote	61
V.14.-	CIERRE AL ESTAR PERFORANDO	65
V.15.-	CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO T.P	66
V.16.-	CIERRE AL ESTAR SACANDO O METIENDO HERRAMIENTA	68
V.17.-	CIERRE AL NO TENER TUBERIA DENTRO DEL POZO	69
V.18.-	CRITERIOS PARA DEFINIR CUANDO NO SE DEBE CERRAR EL POZO	69

## CAPITULO VI.

CONDICIONES QUE IMPIDEN DETECTAR UN DESCONTROL A TIEMPO	71
---	----

## CAPITULO VII.

EQUIPOS QUE SE UTILIZAN PARA EL CONTROL DE UN POZO		74
VII.1.-	PREVENTORES	75
VII.2.-	CARRETE DE CONTROL	83
VII.3.-	CABEZAL DE LA T.R	85
VII.4.-	CONEXIONES	85
VII.5.-	PREVENTORES ROTATORIOS	86
VII.6.-	DESVIADORES	87
VII.7.-	BOMBA PARA EL CONTROL DE LOS PREVENTORES	88
VII.8.-	CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL	95
VII.8.1.-	Lineas de Matar	95
VII.8.2.-	Lineas de Estrangular	96
VII.8.3.-	Múltiple de Estrangulación	97
VII.9.-	ESTRANGULADORES	98
VII.10.-	VALVULAS DE CONTROL Y DE CONTRAPRESION	104

VII.10.1.-Válvulas de Seguridad	104
VII.10.2.-Válvulas de Contrapresión	105
VII.10.3.-Válvulas de compuerta	105
VII.11.- BOMBAS PARA LODO	106
VII.12.- EQUIPO SNUBBING - ULTIMO RECURSO MAS RECIENTE EN EL CONTROL DE POZOS	108
VII.12.1.-EQUIPO SNUBBING	109
VII.12.2.-SNUBBERS MECANICOS	109
VII.12.3.-SNUBBERS HIDRAULICOS	111

## CAPITULO VIII.

PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE POZOS.	114
------------------------------------	-----

### PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE POZOS

VIII.1.- ESTUDIO DEL FENOMENO	114
VIII.2.- LEYES QUE LO RIGEN	114
VIII.3.- MODELOS MATEMATICOS	116
VIII.4.- PARAMETROS BASICOS DE OBSERVACION SUPERFICIAL	131
VIII.5.- METODOS DE CONTROL	133
VIII.6.- PRINCIPIO FUNDAMENTAL	135

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	174
--------------------------------	-----

NOMENCLATURA	175
--------------	-----

BIBLIOGRAFIA	177
--------------	-----

## AGRADECIMIENTOS.

A MIS PADRES:

SR. JOSE LOPEZ CONTRERAS.

SRA. SOFIA ADAN DIAZ.

QUIENES CON SU AMOR Y APOYO ME AYUDARON A LOGRAR UNO DE LOS  
OBJETIVOS MAS IMPORTANTES DE MI VIDA.

A MIS HERMANOS:

LEONARDO

MANUEL

LUISA

SOFIA

JOSE

A MIS TIAS:

ALEJANDRINA RUEDA DIAZ.

MARIA ADAN DIAZ.

PAZ ADAN DIAZ.

FOR EL APOYO QUE ME HAN BRINDADO.

A MIS PRIMOS:

FELICITAS RODRIGUEZ ADAN.

RENE ADAN.

POR TODO EN LO QUE ME AYUDARON.

MI ETERNA GRATITUD A LA:

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA.

MUY EN ESPECIAL A LA:

QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ ALVAREZ.

POR HABERME BRINDADO SU AMISTAD Y POR DEDICARME DE SU  
VALIOSO TIEMPO PARA LA REVISION DEL PRESENTE TRABAJO.

A MIS MAESTROS Y AMIGOS.

QUE DE ALGUNA U OTRA FORMA CONTRIBUYERON EN EL DESARROLLO  
DE MI FORMACION PROFESIONAL.



A QUIEN ME HA BRINDADO SU APOYO INCONDICIONAL:

YOLANDA PERALTA SANTIAGO.

AL ING. RAUL DE LA CRUZ.

POR SU COLABORACION EN LA IMPRESION DEL PRESENTE TRABAJO.

AL PERSONAL DEL CENTRO DE COMPUTO DEL TECNOLOGICO DE  
MINATITLAN, VERACRUZ.

AL ING. JOSE VICENTE RODRIGUEZ JIMENEZ.

A MIS AMIGOS DE PERFESA DE MINATITLAN, VERACRUZ.

**GRACIAS.**

## INTRODUCCION

De las fuentes principales que contribuyen a la generacion de ingresos, nacia el territorio nacional desde hace tiempo es la extracción de petroleo.

La gran dependencia economica de nuestro pais sobre este energético ha originado que una pequeña reduccion en su produccion repercute seriamente en la economia interna, lo que origina la necesidad de actividades exploratorias con el fin de encontrar nuevas reservas para mantener o incrementar la produccion por un periodo de tiempo mas largo; ademas de optimizar la produccion existente, cuidando que los pozos funcionen bien o a su maxima eficiencia, para evitar que se originen fuertes caidas en el volumen de hidrocarburos producidos para que se cumpla con la demanda propia y la contraída con otras naciones.

Es normal en los pozos petroleros que durante su vida productiva, el gasto de produccion decline paulatinamente debido al volumen de fluidos extraídos ocasionando un abatimiento de presión, hasta llegar el momento en que la produccion sea deficiente. Tambien suele suceder que por condiciones anormales que se presentan en el estado mecanico del pozo y/o en el yacimiento, la productividad del mismo disminuya en una proporcion considerable, presentandose casos en que éstos dejen de fluir mucho antes de que el yacimiento se agote.

Para incrementar el gasto de produccion y reducir costos se requiere de la aplicacion de actividades operativas de reparacion y control de pozos. Para llevar acabo estas operaciones se requieren datos de produccion y registros que deben correrse en el pozo con el fin de determinar las causas que dan origen al problema, para poder establecer un programa previo de intervencion.

Dentro del programa de intervencion uno de los pasos a seguir de fundamental importancia es el control del pozo, ya que un pequeño error en el calculo de la densidad de control, una mala operación, o un simple descuido durante las operaciones de reparacion puede originar graves problemas que van desde la manifestacion de un prote hasta la pérdida de control del pozo, originandose lo siguiente:

- La pérdida de vidas humanas.
- Destruccion total del equipo de reparacion.
- Pérdida de reservas petroleras.
- Contaminación del medio ambiente.
- Excesivos costos por el intento de recuperar el control del pozo.

Por lo tanto dada la importancia del control de pozos y su trascendencia, se realizó el presente trabajo con el fin de dar a conocer las operaciones requeridas y medidas preventivas.

# CAPITULO I.

## GENERALIDADES.

Concluida la etapa de exploracion de hidrocarburos en cierta area, la cual consistio en la busqueda de estructuras que tengan condiciones propicias para la acumulacion de hidrocarburos se procede a perforar y terminar el primer pozo exploratorio. Cuando este resulta productor, se procede a desarrollar el area explorada como campo petrolero.

Un pozo petrolero es una obra de ingenieria, la cual permite comunicar la superficie con la formacion productora; este conducto de comunicacion se realiza por medio de un equipo de perforacion rotatorio, utilizando para el control de la presion del yacimiento un fluido. Todo de perforacion, de cierta densidad y características reológicas. Posteriormente se introducen y cementan tuberías de revestimiento de diversos diametros, e instalan gradualmente secciones del arbol de valvulas debidamente probadas, a fin de explotar en forma segura los yacimientos petroleros.

### I.1 TERMINACION DE POZOS.

La terminacion de un pozo petrolero es un conjunto de operaciones que se realizan para comunicar en forma controlada y segura la formacion productora con la superficie.

Estas actividades comienzan a partir de que queda cementada la última tubería de revestimiento, hasta el momento en que su producción queda debidamente aforada y fluyendo a la batería o bien si los hidrocarburos no son económicamente explotables queda taponado el pozo.

Si el pozo fue perforado con la finalidad de inyectar algún fluido (agua, gas o vapor), se debe acondicionar para ello.

Aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento, por lo tanto, una terminación incluye una serie de actividades que consisten principalmente en:

- Asegurar el control del pozo.

- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Introducción del aparato de producción o inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Disparar los intervalos o probar para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, según sea el caso, incluyendo estimulaciones e inducciones.

Todo lo anterior permite a la definición del pozo como productor e inyector y en última instancia su abandono, previo taponamiento.

De acuerdo al objetivo con que fue perforado el pozo, las terminaciones se clasifican de la siguiente manera:

- Terminación de un Pozo Exploratorio.

Es el acondicionamiento del primer pozo perforado con el fin de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos y que resulto con posibilidades de producir gas o aceite.

- Terminación de un Pozo de Desarrollo.

Es el acondicionamiento de los siguientes pozos perforados a diferentes profundidades, después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas productoras de hidrocarburos.

Entre este último se presentan variantes tales como los pozos de avanzada que sirven para definir los límites del yacimiento, y los inyectores de agua, gas o vapor, para procesos de recuperación secundaria.

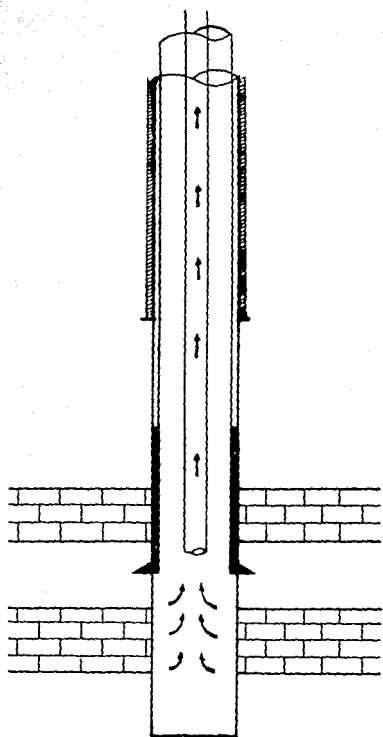


FIG.1.1. TERMINACION SENCILLA EN  
AGUJERO DESCUBIERTO Y  
T.P. FRANCA

- 6.- No se tienen gastos por conceptos de disparos.
- 7.- La interpretación de registros es más real.
- 8.- Facilidad para profundizar.
- 9.- Facilidad para instalar T.R. corta (disparada o con cedazo).

#### Desventajas.

- 1.- Dificultades para el control excesivo de producciones de agua o gas.
- 2.- La T.R. de explotación esta en contacto con los fluidos producidos, si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla reduciendo la vida del pozo.
- 3.- Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R., por lo cual siempre estará fatigada.
- 4.- No se podrán efectuar fracturamientos o estimulaciones cuando las presiones de inyección sean mayores que las presiones internas que resiste la T.R.
- 5.- El agujero puede requerir limpiezas frecuentes.

#### b).- Terminación Sencilla con Agujero Descubierto T.P. Empacador y Accesorios (Fig.1.2).

Estas terminaciones se pueden realizar con empacador recuperable o permanente, dependiendo de la profundidad a la que se va a instalar, así como las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien por operaciones subsecuentes que se deseen efectuar después de la terminación. Este tipo de instalaciones llevan generalmente una válvula de circulación y un niple de asiento.

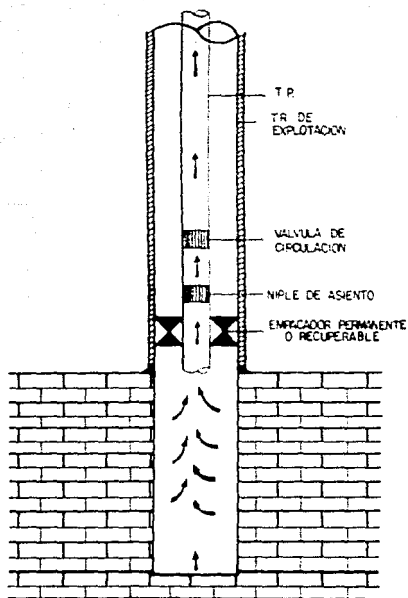


FIG.1.2 TERMINACION SENCILLA EN  
AGUJERO DESCUBIERTO T.P.  
EMPACADOR Y ACCESORIOS



### Ventajas.

- 1.- Las presiones del yacimiento y la presencia de los fluidos corrosivos no afectan a la T.R.
- 2.- Pueden alcanzarse mayores presiones de tratamiento al efectuarse estimulaciones o fracturamientos.
- 3.- En caso de requerir un mayor gasto se puede abrir la válvula de circulación para producir por T.P. y E.A. simultáneamente.

### Desventajas.

- 1.- Los tiempos de operación son mayores debido al mayor número de viajes que se hacen con las herramientas.
- 2.- Mayor costo de terminación por el mayor número de accesorios que lleva el aparejo.
- 3.- Al tener aceites viscosos es más difícil la explotación.
- 4.- Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

### - Terminación en Agujero Ademado.

Generalmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.

El procedimiento de campo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tubería de revestimiento, que se introducen y cementan de acuerdo al programa elaborado de tubería de revestimiento, que se introducen para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se dispara el intervalo a explotar. Por último se selecciona el aparejo de producción óptimo para su explotación.

- a).- Terminación Sencilla con Agujero Ademado y T.P. Franca (Fig.1.3).

Esta terminación es similar a la terminación sencilla con T.P. franca en agujero descubierto, solo que aquí se tiene que disparar la T.R. para poner en contacto el yacimiento con el interior del pozo. Las ventajas son las mismas, excepto que en éste se acentúa el daño por efectos de disparos, lo que es un paso más en el desarrollo de la terminación. Las desventajas son las mismas.

- b).- Terminación Sencilla cin Agujero Ademado con T.P., Empacador y Accesorios (Fig.1.4).

Se puede efectuar con empacador recuperable o permanente, además del yacimiento puede tener contacto agua-aceite, ya que mediante la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo a explotar. Las ventajas, desventajas, y limitaciones son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto, T.P., empacador y accesorios.

- c).- Terminación Sencilla Selectiva con T.P., dos Empacadores y Accesorios (Fig.1.5).

Se puede efectuar cuando se tiene mas de un norizonte productor aislados por la T.R. cementada. Es recomendable para pozos de difícil acceso, así como en pozos marinos.

#### Ventajas.

- 1.- Se puede explotar simultaneamente los dos yacimientos o individualmente utilizando para esta operación herramienta operada con línea de acero.

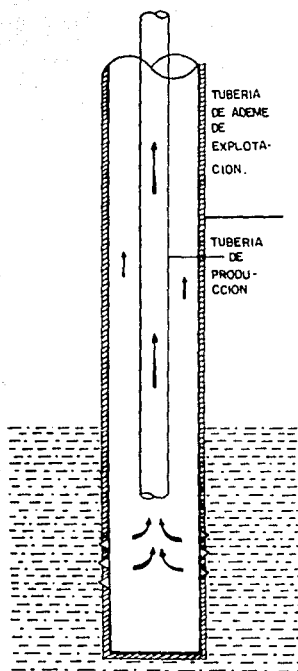


FIG.1.3 TERMINACION EN  
AGUJERO ADEMAO  
Y T.P. FRANCA

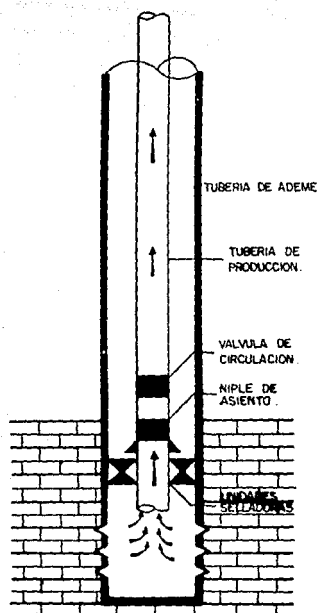
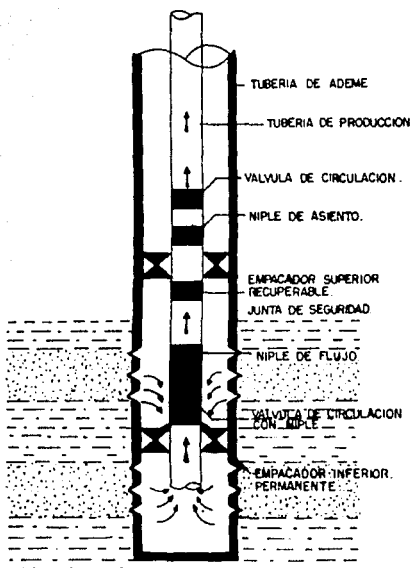


FIG. 1.4. TERMION SENCILLA EN AGUJERO ADEMA DO CON T.P. EMPACADOR Y ACCESORIOS



**FIG.15. TERMINACION SENCILLA  
SELECTIVA CON T.P. DOS  
EMPACADORES Y ACCESO-  
RIOS**

#### **Desventajas.**

- 1.- Los tiempos de operacion y costos son mayores debido a las diversas herramientas que deben bajarse antes de introducir el aparejo.
  - 2.- Las perforaciones de los intervalos por explotar que se hacen en el pozo lleno de lodo y conexiones provisionales, generan daño a la formación.
- Terminación doble con dos T.P. y dos Empacadores (Fig.1.6).

Es recomendable cuando se tienen dos yacimientos con características diferentes, y se desea explotarlos al mismo tiempo.

#### **Ventajas.**

- 1.- Se pueden explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente, sin importar el tipo de fluidos, ni la presión respectiva de cada yacimiento.
- 2.- En caso de que se produzcan fluidos indeseables, se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

#### **Desventajas.**

- 1.- Presenta mayores problemas al inducir el pozo, debido al dano que se genera al efectuar los disparos.
- 2.- Su aplicación debe ser objeto de un analisis adecuado debido a lo complicado que es.

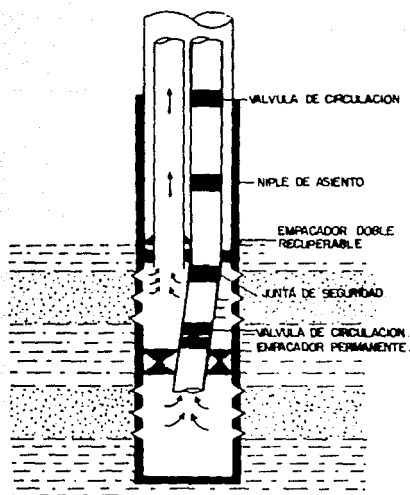


FIG.1.6. TERMINACION DOBLE  
CON DOS T.P. Y DOS  
EMPACADORES

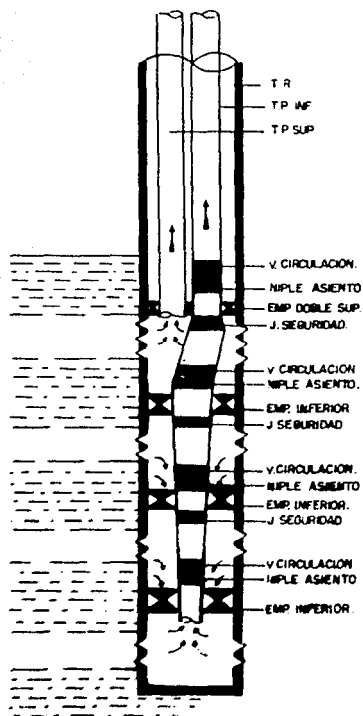


FIG.1.7 TERMINACION MULTIPLE



## - Terminación Multiple (Fig.1.7).

Es el mas complejo, sin embargo se recomienda cuando se tiene dos yacimientos que deben ser explotados en forma individual.

Una ventaja importante de este tipo de terminación es que se puede abandonar temporalmente algún intervalo por alta relación gas-aceite, alta relación agua-aceite, sin que el pozo deje de producir. En las reparaciones se requiere alta experiencia de campo.

## I.2.- CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA REPARACION DE POZOS.

Una vez que se ha terminado un pozo, es necesario llevar un registro de su comportamiento durante la fase productiva del mismo, con el objeto de comprobar que el pozo esta cumpliendo adecuadamente su función productora, y en caso contrario efectuar una intervención o reparación.

Técnicamente un pozo se repara cuando algún tipo de prueba de producción nos revela que el pozo no está cumpliendo con su cometido, ya sea por la declinación natural de la producción o por algún problema mecánico del mismo.

Se entiende por reparación de pozo, todas aquellas intervenciones efectuadas a este durante su vida productiva, con el objeto de restablecer y mantener en óptimas condiciones de producción al pozo.

### I.2.1.- INDUCCION.

La inducción de un pozo como su nombre lo indica es hacer que los fluidos de la formación se eleven a través de la tubería de producción hasta la superficie, esto es mediante el aligeramiento de la columna hidrostática del pozo; lo cual se logra si el fluido de control que contiene el pozo es desplazado por otro de baja densidad, como puede ser una espuma o un gas inerte (Nitrógeno). También, se puede inducir un pozo mediante la introducción de una herramienta que succione el líquido dentro de la tubería (sondeo).

### I.2.2.- Estimulación.

Las técnicas de estimulación constituyen un medio por el cual se mejora las condiciones de productividad o inyectividad de un pozo, y consiste en introducir a la formación de una forma adecuada ciertos materiales cuya función es la de establecer o restablecer condiciones propicias para el flujo de los fluidos a través de la misma.

Dichos materiales son muy diversos y van desde ácidos hasta fluidos de alta viscosidad para fracturar la formación, así como partículas sólidas utilizadas como agentes apuntalantes. Las técnicas principales de estimulación conocidas son las acidificaciones y los fracturamientos.

### I.2.3.- Fracturamiento.

Es la técnica que consiste en inyectar un fluido a la formación a una presión suficientemente alta para que genere una fractura en la roca. Cuando se emplea ácido se forman canales de flujo por disolución de la roca en las paredes de la fractura, los cuales no sellan cuando la presión cede y si la apertura cierra; con agente apuntalante se mantiene abierta la fractura. Los fluidos utilizados pueden ser agua, ácido, lodo viscoso, y espuma.

La espuma ha tenido gran éxito como fluido de limpieza en los campos petroleros así como en la estimulación por fracturamiento de las formaciones. Las propiedades reológicas de la espuma han determinado su uso y entre ellas están: alta capacidad de acarreo, no daña a las formaciones productoras, las pérdidas de presión por fricción son bajas, no existen pérdidas de fluidos y no reducen la conductividad de las fracturas por saturación de fluidos. Las espumas normales se forman de agua, surfactantes y gas inerte (Nitrógeno).

### I.2.4.- Acidificación Matricial.

Se define como la inyección de un ácido en los poros de la formación a una presión menor a la de fractura.

La finalidad es que el ácido penetre en forma radial para corregir el daño al disolver las partículas que obstruyen los poros de la roca o cambien la saturación de la formación.

### I.3.- CONCEPTOS RELACIONADOS CON EL CONTROL DE POZOS.

Al intervenir un pozo petrolero que se encuentre con los disparos abiertos y que aporte algún fluido, dependiendo de la presión a que éste se encuentre sometido: se hace o no necesario emplear un fluido de control que equilibre las presiones existentes en las formaciones, de manera que los líquidos o gases contenidos bajo presión, no fluyan hacia el pozo y que el fluido utilizado como de control no se pierda hacia la formación.

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

#### I.3.1.- Definición de Brote y Descontrol.

Intento de Brote.- Es la primera alteración en el ritmo de circulación del lodo, que se manifiesta al empezar la invasión de fluidos de la formación hacia el pozo tales como aceite, gas o agua.

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

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

Muchos indicadores o sensores de superficie pueden señalar que hay un brote en un pozo, pero el flujo es uno de los más representativos y substanciales.

Descontrol.- se define como un brote de fluidos, el cual no se puede manejar a voluntad. Es la situación en que no se ha logrado cerrar el pozo, por lo tanto el flujo proveniente del interior del mismo fluye sin control.

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

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

El descontrol puede clasificarse en:

**Descontrol Diferencial.-** Sucede cuando la presión de formación es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que los fluidos de la formación en el fondo del pozo, levanten la columna de fluido expulsándola a la superficie y el equipo de control superficial secundario no está cerrado.

**Descontrol Inducido.-** Es ocasionado por el movimiento de la tubería la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducirla complicándose el problema al tener tuberías rotas

### I.3.2.- Gradiente de Presión.

El gradiente de presión en cualquier punto a lo largo del pozo, es la variación de la presión por unidad de longitud expresándose  $GP = \Delta P / \Delta h$ , se aplica tanto a la presión hidrostática, como la de formación y de fracturamiento.

Se acostumbra en gráficas presión-profundidad presentar las presiones y sus variaciones a lo largo de tramos completos de pozos.

### I.3.3.- Presión de Sobrecarga.

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

### I.3.4.- Presión Hidrostática.

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

El término densidad se usará constantemente como sinónimo de peso específico, debido a que la constante universal de la gravitación y la atracción gravitacional del lugar son las mismas para nuestro estudio.

Dado que la gravedad se considera constante a lo largo de toda la columna de fluido, la ecuación que representa a la presión se expresa de la siguiente manera:

Para unidades del sistema métrico decimal

$$P_h = w * h / 10.$$

Para unidades del sistema ingles

$$P_h = 0.052 * w * h ,$$

donde:

w= densidad, g/cm<sup>3</sup> o lb/gal.

h= profundidad, m o pie.

P<sub>h</sub>= presión hidrostática kg/cm<sup>2</sup> o lb/pg<sup>2</sup>.

#### I.3.5.- Presión de Formación.

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

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

Si la presión de formación en cualquier punto de la pared del pozo, es igual a la presión hidrostática, no habrá tendencia de flujo de la formación hacia el pozo y viceversa.

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

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

Si la presión hidrostática es considerablemente mayor que la presión de formación, existirá pérdida de lodo hacia la formación.

La presión de formación se puede calcular:

$$P_f = P_h + P_{CTP},$$

En donde:

$P_f$  = presión de formación (de yacimiento o de poro).

$P_h$  = presión hidrostática.

$P_{CTP}$  = presión en la tubería de perforación cuando se cierra el pozo.

#### 1.3.6.- Presión de Fracturamiento.

Es el grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento o ruptura y depende de la solidez de la roca y de los esfuerzos de compresión a que éste se somete.

A medida que aumenta la profundidad se añade la resistencia de los esfuerzos de sobrecarga que actúan tanto en sentido vertical como horizontal.

Los esfuerzos de sobrecarga varían de acuerdo a la profundidad y a la estratigrafía de la región.

En formaciones con fallas normales las fracturas son verticales.

En formaciones plegadas o con fallas inversas, las fracturas son horizontales.

La importancia de conocer los gradientes de presiones de formación y de presiones de fracturamiento es vital, puesto que se tendrán los parámetros necesarios para conocer la densidad del

fluido de perforación, que controle el flujo de los fluidos de invasión al ir perforando la columna estratigráfica y evitar posibles fracturamientos a las formaciones expuestas, por exceso de peso, que traería como consecuencia, pérdida de fluido de control e incluso pérdida del pozo.

Esto implica que se debe tener una adecuada densidad del fluido de control, de acuerdo a la profundidad y características de las formaciones perforadas por la barrena. Conociendo el gradiente de fractura se puede seleccionar el lugar de asentamiento de las tuberías de revestimiento que se instalen.

Para calcular la presión de fractura en forma práctica se puede emplear las siguientes ecuaciones:

$$P_f = (0.1334)h + 42 \dots\dots\dots(1),$$

En donde:

$P_f$  = presión de fractura ( $\text{kg/cm}^2$ ).

$h$  = profundidad (m).

42 = factor para la costa del Golfo de México.

O bien:

$$\text{presión de fractura} = \frac{P_h + P_{man} - \Delta P_f}{h} \dots\dots\dots(2).$$

$$\text{gradiente de fractura} = \frac{P_{ci} + P_h}{n} \dots\dots\dots(3),$$

En donde:

$P_h$  = presión hidrostática ( $\text{kg/cm}^2$ ).

$P_{ci}$  = presión de cierre instantánea ( $\text{kg/cm}^2$ ).

$P_{man}$  = presión manométrica en la superficie ( $\text{kg/cm}^2$ ).

$\Delta P_f$  = pérdida de presión por fricción ( $\text{kg/cm}^2$ ).

$h$  = profundidad (m).

La formula (2) se emplea cuando al estar bombeando contra formación, se alcanza la presión necesaria para fracturarla. La presión manométrica es el valor máximo alcanzado en el momento del fracturamiento, para determinar la presión de fractura es necesario bombear a un gasto constante y a este valor conocer las pérdidas de presión.

La formula (3) se emplea cuando se esta bombeando y pocos momentos antes de alcanzar la presión de fractura, se suspende el bombeo (está represionado) y se toma la lectura. Esta operación deberá hacerse en forma sucesiva hasta conseguir el fracturamiento de la formación y la lectura mas cercana a este momento.



## CAPITULO II.

### CLASIFICACION DE LAS REPARACIONES.

Las reparaciones efectuadas a los pozos petroleros se clasifican de la siguiente manera:

#### II.1.-REPARACIONES MAYORES.

Son el conjunto de actividades operativas a desarrollar con el fin de mantener al pozo en constante producción, mediante la alteración de las condiciones petrofísicas del intervalo productor o la modificación de ese intervalo y/o la alteración de la estructura mecánica permanente del pozo.

#### Reparaciones Mayores más Comunes.

##### a).- Reparación Mayor de Explotación.

Se realiza en los pozos productores cuando el intervalo explotado se ha agotado, cuando se presentan altos porcentajes de aceite o agua producidos, cuando la permeabilidad de la formación es muy pequeña o se encuentra severamente dañada, siendo imposible o incosteable su remoción, o cuando se presentan problemas en la tubería de revestimiento, tales como una mala cementación, canalización, comunicación del yacimiento con acuíferos vecinos.

El pozo se interviene generalmente para hacer un cambio de intervalo productor mediante la apertura de uno o mas intervalos productores, y el aislamiento de otro u otros que se encuentran agotados o invadidos de agua o gas; para efectuar algún fracturamiento o acidificación a la matriz con el fin de brindar a los fluidos del yacimiento una comunicación menos restringida entre la formación y el fondo del pozo; o para efectuar alguna cementación forzada o fallas de tubería de revestimiento.

**b).- Reparación Mayor de Explotación inyector de Agua Productor.**

Se realiza cuando un pozo productor se encuentra completamente agotado, y no tiene la posibilidad de continuar con la explotación a través de otros intervalos. Además un análisis de recuperación secundaria mediante la inyección de agua especifica la conveniencia de inyectar el fluido a través de este pozo. Se puede inyectar a través de este intervalo, o bien mediante la apertura de otro y el aislamiento de este, dependiendo de la estratigrafía del yacimiento.

**c).- Reparación Mayor de Explotación inyector de Agua-Inyector.**

Generalmente éstas reparaciones se realizan en pozos inyectores de agua cuando el frente de avance del agua ha invadido a los pozos productores de este intervalo, y es necesario hacer cambio de intervalo para continuar con la inyección, mediante el aislamiento de éste, y la apertura de otro; todo esto con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos. O bien cuando se presentan problemas mecánicos en la tubería de revestimiento tales como una mala cementación, roturas o desconexiones de la misma.

**d).- Reparación Mayor de Explotación inyector de Vapor-Inyector.**

Es similar al caso ( c ).

**e).- Reparación Mayor de Explotación inyector Gas Productor.**

Es similar al caso ( b ) lo único que cambia es el fluido a inyectar.

**f).- Reparación Mayor de Explotación inyector de Gas-Inyector.**

Es similar al caso ( c ).

## **II.2.- REPARACIONES MENORES.**

Es el conjunto de actividades operativas enfocadas a corregir fallas que se presentan en las conexiones superficiales y subsuperficiales del pozo sin alterar las condiciones originales del yacimiento, ni el estado mecánico permanente del pozo.

### **Clasificación de las Reparaciones Menores.**

La explotación continua de los yacimientos trae como consecuencia cambios en las condiciones de extracción de los hidrocarburos, ocasionando durante la vida productiva del pozo modificaciones en el aparejo de producción.

De acuerdo al tipo de aparejo de producción que se tenga en el pozo, las reparaciones menores se clasifican de la siguiente manera.

#### **a).- Reacondicionamiento de Aparejo a Fluente.**

Después de producir los pozos un determinado tiempo suelen presentarse problemas, en el yacimiento, en el aparejo de producción, y en las líneas de descarga tales como:

- Abatimiento de presión.
- Obturaciones y fugas en las tuberías.

Al presentarse en los pozos estos tipos de problemas se ocasiona una reducción del gasto a tal grado de hacerlo incosteable.

Si la presión del fondo del pozo es relativamente alta, comparado con la profundidad del pozo, entonces con la simple eliminación de tales anomalías el pozo puede continuar produciendo en forma natural con la propia energía del yacimiento sin requerir la instalación de algún sistema artificial de producción, tal intervención constituye el reacondicionamiento del aparejo de producción a fluente.

Actualmente se conocen algunos métodos que son útiles para prolongar la vida fluente del pozo, por ejemplo:

#### - Fluido en el Espacio Anular.

Si en vez de agua metemos aceite en el espacio anular de un pozo, el aceite por su menor conductividad termica permitira a los fluidos del yacimiento mayor facilidad de flujo hacia la superficie, ya que al fluir a mayor temperatura la viscosidad de los fluidos producido disminuye, y por lo tanto las caidas de presión por fricción serán menores. Además la temperatura alta provoca una mayor liberación de gas, con la cual al liberarse este, se reduce la densidad de la mezcla y por consiguiente la carga de los fluidos, con lo cual se ejercera una menor contra presión contra la cara de la formación facilitandose de esta manera su desplazamiento hacia la superficie.

#### b).- Conversión del Aparejo Fluyente a Bombeo Neumático.

Se realiza cuando la energía propia del yacimiento se ha abatido a tal grado que resulta insuficiente para elevar los fluidos desde el pozo hasta la superficie, o simplemente por alguna razón se requiere aumentar el gasto de producción. Se recomienda en pozos con alta capacidad de flujo y alto nivel de fluidos en el pozo con bombeo neumático continuo, y generalmente es el primer sistema artificial que se instala en los pozos fluyentes al declinar la presión ya que resulta muy económico y con muy pocos problemas durante su operación, además se pueden obtener gastos hasta de 20,000 bl/día a través de tubería de producción.

Al declinar más la presión debido al volumen de fluidos extraídos, el bombeo neumático aun puede ser aplicable mediante un sistema intermitente, en este caso el diseño de la instalación es más compleja y los problemas que se presentan son más frecuentes. Este tipo de instalaciones se pueden aplicar a pozos con alta capacidad de flujo (mayores de 0.5 bl/día/psi) y baja presión de fondo (columna hidrostática  $\leq$  a 30% con relación a la profundidad del pozo) o bien con baja capacidad de flujo y baja presión de fondo. Los gastos que se pueden obtener con este método son relativamente bajos.

El procedimiento consiste en acondicionar e introducir un aparejo de producción con válvulas de bombeo neumático debidamente espaciadas según previo diseño, a través de las cuales se inyectara gas a la tubería de producción para aligerar la columna hidrostática y permitir de esta manera que los fluidos de la formación sean elevados hasta la superficie.

c).- Conversión de un Aparejo de producción a Bombeo Mecánico.

Este sistema de producción es recomendable cuando la capacidad de producción del pozo es baja, se tienen bajas relaciones gas-aceites, y se producen fluidos de alta viscosidad y la energía del yacimiento no es suficiente para desplazar los fluidos hasta la superficie, además cuando la instalación de bombeo neumático no se puede instalar por alguna razón.

El sistema consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba subsuperficial, la cual es accionada por el movimiento reciprocante que transmiten las varillas de succión desde la superficie hasta el émbolo.

El procedimiento de instalación se realiza introduciendo el aparejo de producción con un ancla mecánica, no se utiliza empacador para fijar el extremo inferior de la sarta en la tubería de revestimiento, se utiliza una zapata candado en el extremo inferior y un niple sellador, el aparejo queda suspendido en la bola colgadora del cabezal de producción. Posteriormente se introduce la bomba de inserción con las varillas de succión al interior de la t.p., se hace el espaciado de las mismas y se instalan las conexiones superficiales. Se pone en operación la unidad superficial para accionar la bomba a través de las varillas de succión, permitiendo así la extracción del aceite hasta la superficie.

d).- Conversión de un Aparejo de Producción a Bombeo Eléctrico.

Esta intervención se recomienda en pozos que sean capaces de producir grandes volúmenes de fluido con baja relación gas-aceite y un nivel de fluido relativamente alto (225 lb/pgl de presión en la succión de la bomba); además en pozos donde el bombeo neumático no puede ser instalado por alguna razón.

Este sistema de producción está diseñado para operar en pozos verticales, aunque también puede funcionar en pozos direccionales. La temperatura máxima de operación es de 350 °F, y por cada 15 °F arriba de la máxima establecida se reduce en un 50% la vida del cable y del motor.

Al introducir la bomba a la profundidad de colocación, debe tenerse cuidado de no dañar el cable, ya que éste es el medio por el cual se conduce la energía desde la superficie hasta la profundidad de colocación del motor. Generalmente estos aparejos de

producción no llevan empacador, por lo cual quedan suspendidos de la bola colgadora del cabezal de producción.

**e).-Reacondicionar un Aparejo de Producción a Bombeo Hidráulico.**

Esta intervención se recomiendan en pozos que sean capaces de producir volúmenes relativamente altos de fluidos(hasta 5,000 bl/día), o para nivel de fluido relativamente bajo, en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño, para bombear crudos pesados.Opera perfectamente hasta profundidades de 18,000 pies, es de fácil adaptación para su automatización, y puede instalarse como un sistema integral, además es adaptable para operar en pozos tanto verticales como direccionales. y puede instalarse en áreas reducidas como en plataformas marinas y áreas urbanas.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico, el tipo pistón y el tipo jet.En el primero se introduce una tubería paralela a la de producción al interior del pozo, a través del cual se inyectará el fluido motriz. accionando los pistones tanto del motor como de la bomba instalada abajo del nivel de trabajo de los fluidos producidos.El fluido motriz es inyectado desde la superficie al pozo a presión por unidad de potencia.

En el tipo jet a diferencia del tipo pistón, éste carece de partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.Con esta instalación se pueden obtener gastos mayores(10,000 bl/día), se puede instalar a cualquier profundidad puede manejar fluidos de cualquier calidad, tanto motriz como producidos, es de fácil instalación, pero necesita una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, y la eficiencia mecánica es baja comparada con el bombeo hidráulico tipo pistón.

**f).- Reacondicionamiento de un Aparejo de Bombeo Neumático.**

Generalmente durante la etapa de producción de los pozos con bombeo neumático se presentan varios problemas, los mas comunes son: calzamiento de las válvulas o defecto de las mismas.El reacondicionamiento del pozo consiste en extraer el aparejo de producción para cambiar las válvulas anormales por otras que se encuentren en perfecto estado; es recomendable sustituir todas las válvulas por otras nuevas, ya que resulta mas económico y practico debido a que ofrece mayor garantía de funcionamiento sin contratiempos durante un periodo de tiempo más largo.

Durante las operaciones de acondicionamiento del pozo antes de extraer el aparejo de producción, es recomendable bombearse por dicha tubería y sacar por espacio anular, ya que así se evita la

acción corrosiva del fluido sobre las válvulas de bombeo neumático. Una vez que las válvulas han sido removidas del aparejo, deben ser inspeccionadas en la superficie, lavándose previamente con agua para limpiar las partes secas de lodo y demás material extraño, para posteriormente ser probadas y calibradas en el taller de instrumentos (si es necesario).

Si el reacondicionamiento del pozo requiere fracturamiento o acidificación las instalaciones del bombeo neumático deben ser objeto de precaución adicional. Por ejemplo, si el espacio anular solo contiene gas, y la presión que ejerce actúa sobre el empacador, si este carece de cuñas, lo más probable es que se desprenda al aplicar presión en la superficie sobre la t.p. En muchos casos los empacadores simples de producción se mueven con solo llenar de líquido la t.p. Si equilibramos las fuerzas que tienden a mantener fijo el empacador, con las que tienden a moverlo hacia arriba, puede determinarse la presión que debe aplicarse en la superficie.

otros problemas típicos que nos pueden obligar a reacondicionar el aparejo son:

- Fugas en las válvulas o tuberías de producción.
- Ciclo de inyección inapropiado.
- Mala distribución de las válvulas para las condiciones de operación del pozo.
- Presión y volumen de gas deficientes.
- Incrustaciones.

#### g).- Reacondicionar un Aparejo de Bombeo Mecánico.

Si el sistema de producción artificial ha sido instalado en el pozo, y el gasto obtenido es inferior al esperado, entonces las causas frecuentes pueden ser:

- Un diseño inapropiado

- Una aplicación inapropiada o el mal funcionamiento del equipo.

El procedimiento de diagnóstico del pozo es el siguiente:

- 1).- Determinar el nivel de fluido sobre el ecómetro u otro dispositivo y calcular la contra presión sobre la formación.
- 2).- Si el pozo está succionando al vacío, esto puede deberse a:
  - El taponamiento del fondo del pozo, de las perforaciones o de la formación.
  - Baja permeabilidad de la formación.
  - Que la bomba este colocada muy arriba.
- 3).- Si el pozo esta produciendo, tomar un registro dinamométrico, con el analisis del registro se pueden diagnosticar uno o más de los problemas siguientes:
  - Bomba defectuosa.
  - Tuberías de producción con fugas.
  - Unidad de bombeo mal balanceada.
  - El ancla parcialmente taponada.
  - La bomba con candado de gas.
  - La unidad de bombeo mal diseñada.
- 4).- Si la capacidad de producción del pozo es superior o inferior a la que maneja la bomba, se pueden ajustar los ciclos de bombeo para hacer la operación más eficiente. Si las unidades de bombeo son accionadas con motores de combustión interna deberá considerarse la conveniencia de



cambiarlos a motores eléctricos, ya que esto permitira un mejor control de los ciclos de bombeo.

5).- Si el nivel de fluido es bajo debido al abatimiento de presión de la formación, deberá comprobarse el llenado del fondo del pozo. Posteriormente investigar la presencia de incrustaciones, parafinas o asfaltos en la bomba, en el ancla, en el fondo del pozo o en las perforaciones.

6).- Si el problema principal es la baja presión del yacimiento, la única solución definitiva es la implantación de proyectos de recuperación secundaria.

h).- Reacondicionar un Pozo de Bombeo Hidráulico.

Los problemas más comunes que se presentan en una instalación con bombeo hidráulico, y que pueden originar el reacondicionamiento del mismo son:

- Mal diseño del aparejo.
- Instalación inadecuada.
- Mantenimiento deficiente en la bomba.

Si estos tres factores están dentro de un rango satisfactorio entonces el problema puede deberse a:

- La suciedad del fluido motriz.
- Obstrucción de su sistema de circulación.
- La presencia de incrustación de sales.
- Depositación de parafinas, asfaltos, arenas etc.

Todos estos agentes obturantes en la bomba, tubería de producción, y el fondo del pozo, pueden causar considerables dificultades. Para sustituir o darle mantenimiento al mecanismo motor-bomba, en el caso del tipo piston no se requiere equipo de reparación, simplemente se invierte el sentido del flujo, con la operación de la válvula de cuatro vías instalada en la superficie, y tanto la bomba y el motor son desancrados y llevados hasta la superficie. En el caso del bombeo tipo jet si se requiere de un equipo de reparación para repararlo.

i).- Reacondicionamiento de un Equipo de Bombeo Eléctrico.

Suponiendo que la aplicación y diseño del sistema son correctos, entonces debe tenerse cuidado al introducirse la bomba hasta la profundidad de colocación sin dañar el cable, adicionándole un buen mantenimiento que nos permita un buen funcionamiento de sistema por un periodo mas largo y sin contratiempos.

el registro de amperimetro es fundamental para detectar oportunamente problemas en el bombeo electrico, comparando diariamente los registros de medicion de corriente con las graficas de la semana anterior. Una bomba severamente gastada por abrasión con arena pueda detectarse por la reduccion drastica en la corriente eléctrica; en este momento la operación de la bomba deberá suspenderse para evitar danar el motor eléctrico. En el caso en que se detecte que lo que esta fallando es la bomba, es recomendable dejar el registro del amperimetro e ir al pozo con el mecánico para diagnosticar el problema, la mayoría de veces este problema se debe a una alta relación gas-aceite, con lo cual lo único que se hace es bajar más la profundidad de colocación de la bomba, con lo que se logra aumentar la presión de succión y reducir el volumen de gas libre.

j).- Reacondicionar un Aparejo Inyector de Agua.

Se realiza en pozos inyectoros de agua generalmente con la finalidad de corregir fallas que se presentan en las conexiones superficiales y subsuperficiales, así como remover el daño que se genera en la formación durante el proceso de inyección.

k).- Reacondicionar un Aparejo Inyector de Vapor.

Las causas y las razones por las que se intervienen los pozos inyectoros de vapor para reestructurar la inyección son similares a los vistos en el caso (j).

l).- Reacondicionar un aparejo Inyector de gas.

La inyección continua de gas hacia la formación puede originar graves daños en las conexiones subsuperficiales, originando fugas del fluido inyectado hacia el espacio anular. Así como daños a la formación durante el proceso de inyección. La intervención se realiza con el fin de corregir tales anomalías y continuar con la inyección. Las razones y causas de esta intervención son similares a los vistos en los casos (j y k).

m).- Recuperación de Aparejo.

La recuperación del aparejo se realiza en pozos generalmente agotados o completamente invadidos de agua o gas, en el cual la producción de hidrocarburos ya no es costeaible; se saca el aparejo de producción con el fin de observar el comportamiento del pozo durante un tiempo considerable. Si la presión o la saturación de aceite se reestructura, entonces se programa la instalación de algún sistema de producción artificial. En caso contrario se programa para su posterior taponamiento.

n).- Suprimir fugas en Conexiones Superficiales.

La producción continua de los pozos trae como consecuencia degradaciones en las conexiones superficiales, debido a la abrasión y corrosión de los fluidos producidos, ocasionando fugas y obstrucciones. La intervención consiste en corregir estas anomalías.

o).- Taponamiento Temporal o Definitivo del Pozo.

El taponamiento de un pozo se realiza cuando la producción del mismo ha alcanzado el límite económico, y no tiene opciones para continuar produciendo por otros intervalos; así como tampoco existe la posibilidad de encontrar nuevos horizontes productores a profundidades mayores.

También se efectúa cuando alguna falla mecánica se presenta en el pozo impidiendo la producción, y esta no puede ser subsanada, tal como roturas graves de tuberías de revestimiento, un pescado que no pueda sacarse porque la extracción de este resulta demasiado costosa comparado con lo que pueda aportar el pozo.

## CAPITULO III

### CAUSAS QUE ORIGINAN UNA REPARACION.

Iniciada la explotación del pozo, precisa de inmediato el seguimiento de su comportamiento para conservarlo en condiciones óptimas de explotación.

El propio proceso de explotación de los pozos o intervenciones mal diseñadas o ejecutables, pueden ser causantes de anomalías que hacen necesario realizar intervenciones. Estas intervenciones pueden tener como objetivo: Definir los tipos de anomalías presentes, hacer el seguimiento de comportamiento del pozo, eliminar comportamientos anómalos, o mejorar el comportamiento del pozo.

A continuación se mencionan las causas que originan el mantenimiento a los pozos, los cuales deben ser principalmente cuatro factores que están relacionados con las condiciones dinámicas del yacimiento, así como el estado mecánico del pozo. Estas causas se presentan resumidas en el siguiente esquema:

#### III.1.- OBSTRUCCION DE LOS APAREJOS.

##### DEPOSITOS ORGANICOS.

- **Asfaltenos:** El lodo asfáltico se presenta en los pozos al contacto de aceite crudo con el ácido, o por cambios bruscos de temperatura y presión.
- **Parafinas o ceras:** Se presentan en forma de placas, agujas microcristalinas y su acumulación es afectada por el tiempo, la temperatura del aceite y movimiento.

##### DEPOSITOS INORGANICOS.

- **Incrustaciones de sales:** Sucede por las reducciones de presión, cambios en la temperatura, concentración de iones no

comunes y mezcla de agua altamente incrustante.

- ARENA

- Formaciones deleznable: Algunos yacimientos están tomados por arenas no consolidadas las cuales se integran a la producción obstruyendo tuberías, válvulas de circulación, inyección de gas, bombas de inserción, varillas etc.

III.2.- DAÑOS EN TUBERIAS Y APAREJOS.

- Rotura de tuberías de producción.
- Comunicación al espacio anular.
- Fallas en los sistemas artificiales de producción.
- Rotura de la T.R. o cementación primaria defectuosa.

III.3.- CAMBIOS EN LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO.

- Invasión de agua y/o gas.
- Agotamiento del intervalo productor.
- Agotamiento total de los intervalos.
- Pérdida de energía en el yacimiento.

### III.4.- DAÑO A LA FORMACION.

#### MECANISMOS DE DAÑOS A LA FORMACION:

##### 1.-DAÑO DEBIDO A LA INVASION DE FILTRADO DE LODO.

Básicamente éste tipo de problemas se deben al fluido de perforación o terminación.

##### 2.-REACOMODO DE ARCILLAS.

Este mecanismo de daño está asociado por lo general con la invasión de filtrado. Los tipos de arcilla pueden ser parte de la depositación original de la formación o por el resultado de una precipitación mineral (procesos diagenéticos de componentes en el agua de formación).

##### 3.-FORMACION DE EMULSION.

Este mecanismo de daño se da cuando hay contacto entre el aceite de la formación y algún fluido base agua inyectado matricialmente.

##### 4.-CAMBIO EN LA MOJABILIDAD DE LA ROCA.

Los granos de arena tienen una preferencia a ser mojados por agua, pero si se da un desplazamiento de aceite por agua donde el aceite pasara a ser la fase inmóvil o irreductible.

##### 5.-BLOQUEO POR AGUA.

Este mecanismo de daño puede ocurrir cuando la saturación de agua es tan grande que reduce la permeabilidad efectiva al aceite

o gas, impidiendo el flujo del mismo.

## 6.-INVASION DE SOLIDOS.

Los solidos más frecuentes en dañar la formación son los originados por el sistema del fluido de perforación o terminación.

- POR OPERACIONES QUE LO ORIGINAN.

### a).- DURANTE LA ETAPA DE PERFORACION.

El filtrado de lodo invade el yacimiento alterando su permeabilidad, ya sea por bloqueo, por solidos o formación de emulsiones, así como por cambios en la mojabilidad de la roca matriz.

### b).- DURANTE LA INTRODUCCION DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACION.

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial contra las zonas productoras comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación. Además durante la cementación el filtrado de las lechadas daña fuertemente la formación.

### c).- DURANTE LA TERMINACION.

Los solidos del fluido de terminación, pueden taponar las perforaciones de los disparos, la formación alrededor del disparo, puede ser también comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el túnel del disparo.

### d).- DURANTE LA ESTIMULACION.

La incompatibilidad de los fluidos de estimulación y los



fluidos de la formación pueden producir emulsiones, depositos etc.

e).- DURANTE OPERACIONES DE LIMPIEZA DE PARAFINA O ASFALTENOS.

Normalmente se usan solventes para este fin, si estos solventes son circulados de tal manera que entren en contacto con la zona productora, se pueden alterar las condiciones de mojabilidad de la roca matriz en forma negativa.

f).- DURANTE LA PERFORACION DE POZOS.

El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño.

g).- DURANTE LA FASE DE PRODUCCION.

Al usar productos químicos para inhibir la corrosión, la depositación de sales o de parafina.

III.5.- MEDIOS DE DIAGNOSTICO PARA LA REPARACION DE POZOS.

MUESTREO Y AFORO.

- Revisión del estado del equipo superficial del pozo.
- Medición de producción o inyección.
- Relación agua-aceite.
- Relación gas-aceite.
- Medición de presión.

- Análisis de productos.

#### EQUIPO DE LINEA.

- Calibración (calibrador).
- Toma de impresión (sello de plomo).
- Medición de gradiente de presión.
- Medición de presiones de fondo.
- Medición de variación de presión.
- Muestreo de fluidos y producción.

#### EQUIPO DE CABLE.

- Determinación del estado de la cementación (registro sónico de cementación).
- Medición de temperatura (registro de temperatura).
- Determinación de la densidad (gradiomanometro).
- Medición de flujo (molinete).
- Inyección de trazadores radioactivos (rayos gama).
- Medición del tiempo de decaimiento termal (registro TDT).

- Toma de registro de ruidos.
- Calibrador de tuberías (calibrador electrónico).
- Inspección tubular (registro de anomalías).

#### PROBLEMAS DIAGNOSTICABLES CON LOS MEDIOS DE DIAGNOSTICO.

##### MUESTREO Y AFORO.

- Confirmación de un comportamiento anómalo en las condiciones de explotación del pozo.
- Identificación de baja producción (o inyección) anormal.
- Determinación de alta producción de agua o gas.
- Detección de fugas en las conexiones superficiales.
- Presencia de presión en los espacios anulares.

##### EQUIPO DE LINEA.

- Detección de obstrucciones en el pozo a través del calibrador .
- Identificación de obstrucción metálica con sello de plomo o resistencia por obstrucción de otro tipo.
- Identificación de tipo de resistencia (depósito de sales, arena, sedimentos, otros; material asfáltico y/o parafínico y bacterias a través de cubeta muestreadora).
- Identificación de tipo de fluidos en el pozo con registro de gradiente y muestreador de fluidos.
- Determinación del daño y abatimiento de presión con registro de variación de presión.

## EQUIPO DE CABLE.

Con este tipo de equipo se diagnostica el estado de aparejos de producción (inyección), estado de tuberías de revestimiento, estado de cementación primaria, condiciones de aportación de los fluidos, tipo de fluidos aportados, condiciones de inyección de los fluidos, todo ello identificado con estos registros.

## III.6.- SOLUCION A PROBLEMAS DE POZOS.

### 1.- Problema: Incrustación de sales.

- Tipo de intervención: Reparación menor, remoción de incrustaciones.

- Procedimiento de intervención.

Bombeo o circulación de fluidos (agua, ácido a través de T.P. o tubería flexible, respectivamente. En casos críticos cambio de aparejo y limpieza del pozo con equipo de reparación convencional o equipo snubbing.

### 2.- Problema: Operación diversa.

- Tipo de intervención: Inyección de inhibidores de incrustación.

- Procedimiento de intervención: Inyección contra formación a bajos gastos y presiones de inhibidores.

### 3.- Problema: Depósitos orgánicos.

- Tipo de intervención: Reparación menor. Remoción de depósitos asfálticos y/o parafínicos.

- Procedimiento de intervención: Bombeo o circulación de fluidos (solventes en el caso de existir material asfáltico, aceite caliente en presencia de parafinas) a través de T.P. o tubería flexible. En caso de depósitos leves como método alternativo remoción con raspadores o cortadores mecánicos a través de equipo de línea. En casos críticos cambio de aparejo y limpieza del pozo con equipo de reparación convencional o con equipo snubbing.

#### 4.- Problema: Arenamiento.

- Tipo de intervención: Reparación menor. Remoción de arena y/o sedimentos.
- Procedimiento de intervención: Circulación de fluidos acarreadores (Nitrógeno, espuma, agua, etc.) a través de tubería flexible acondicionado con inyector o con turbo barrena. En caso de depósitos leves como método alternativo se puede intervenir con equipo de línea y cubeta desarenadora.

#### 5.- Problema: Operación diversa.

- Tipo de intervención: Inyección de resinas (preventiva).
- Procedimiento de intervención: Inyección contra formación de resinas.

#### 6.- Problema: Operación diversa.

- Tipo de intervención: Reparación menor. Colocación de ~~caños~~ y/o empaques de grava.
- Procedimiento de intervención: Intervención en terminación o en reparación con equipo convencional para la colocación de aparejos de control de arena y finos.

#### 7.- Problema: Obstrucción de hidratos.

- Tipo de intervención: Reparación menor. Remoción de hidratos.

- Procedimiento de intervención: Bombeo o circulación de agua a través de T.P. o tubería flexible respectivamente.
- 8.- Problema: Fallas superficiales.
- Tipo de intervención: Reparación menor. Supresión de fallas (fugas).
  - Procedimiento de intervención: Cambio y/o apriete de los elementos con fugas (válvulas, esparragos, portaestranguladores, etc.).
- 9.- Problema: Fallas de aparejo.
- Tipo de intervención: Reparación menor. Cambio de aparejo.
  - Procedimiento de intervención: Intervención con equipo de reparación convencional o con snubbing para corregir fugas en cabezales, o en empaques, accesorios, coples, desprendimiento o roturas de T.P., etc. A través de la extracción del aparejo y su cambio total o parcial.
- 10.- Problema: Fallas en T.R y/o cementación primaria.
- Tipo de intervención: Reparación mayor o menor.
  - Procedimiento de intervención: Como parte integrante de un programa de reparación se encuentra el reconocimiento de estado de las tuberías de revestimiento y la prueba de las mismas y su cementación. En caso de encontrar fallas deberán invariablemente corregirse según el tipo de falla (deformación del diametro interior, corte y colocación de parches, cementaciones forzadas, etc.).
- 11.- Problema: Fallas en los sistemas artificiales de producción.
- Tipo de intervención: Reparación menor. Cambio de aparejo.
  - Procedimiento de intervención: Intervención con equipo de reparación convencional para corrección de fallas.
- 12.- Problema: Abatimiento de presión.
- Tipo de intervención: Reparación menor. Reacondicionamiento a un sistema artificial de producción.

- Procedimiento de intervención: Intervención con equipo de reparación convencional para extraer aparejo, limpiar pozo e instalar aparejo de producción artificial.

#### 13.- Problema: Invasión de agua o gas.

- Tipo de intervención: Mayor (menor). Cambio de intervalo (taponamiento).
- Procedimiento de intervención: Intervención con equipo de reparación (convencional o snubbing) o con tubería flexible para aislar con cemento el intervalo invadido.

#### 14.- Problema: Conificación de agua o gas.

- Tipo de intervención: Reparación mayor. Aislamiento de agua o gas.
- Procedimiento de intervención: Intervención con equipo de reparación (convencional o snubbing) para corrección y aislamiento de zonas por cementación forzada.

### III.7.- PASOS PARA ANALIZAR UN POZO CON PROBLEMAS.

- 1.- Estudie el problema indicado con base en el comportamiento del pozo.
- 2.- Determine si existen problemas similares en los pozos vecinos en el mismo yacimiento, campo o tren geológico.

#### ANÁLISIS DE LAS ZONAS PRODUCTORAS PROBABLES EN EL POZO.

- A).- Estudie las zonas productoras abiertas en el fondo del pozo.
- b).- Examine las zonas productoras adicionales o yacimientos que no están abiertos a la producción.

#### ANÁLISIS DE LA HISTORIA DEL POZO.

- 1.- Considere los procedimientos usados durante la perforación de la zona productora, incluyendo los fluidos usados y cualquier indicación de pérdida de circulación. ¿fue dañado el pozo por

los fluidos de perforación o de terminación?

2.- Evalúe la cementación primaria, usando los pasos siguientes:

- a).- Estudie el programa de la cementación incluyendo los aditivos usados, la localización de centradores, raspadores y collar flotador.
- b).- ¿Qué programa de acondicionamiento de lodo y prelavado fue usado para preparar la cementación de la tubería de revestimiento?
- c).- ¿fallo la cementación primaria? ¿hubo problemas, incluyendo pérdidas de circulación y cementaciones forzadas?
- d).- ¿Se efectuó la cementación en dos etapas?
- e).- ¿Qué tipo de fluido se usó para desplazar el tapón?
- f).- ¿Se proporcionó rotación o movimiento recíprocante a la tubería de revestimiento durante la cementación?

3.- Estudie la información disponible sobre la terminación, incluyendo:

- a).- Fecha e intervalo terminado.
- b).- Datos de prueba de producción.
- c).- Detalles de la terminación.
- d).- Detalles de la terminación del agujero abierto.
- e).- Intervalo perforado (disparado).
- Tipo, tamaño y nombre de las cargas o pistolas.
- Penetración y tamaño de los agujeros.
- Fluido usado al disparar.



- Dirección de la presión diferencial al disparar.
  - Al perforar la tubería ¿estaban centralizadas, descentralizadas o sin control las cargas ?.
  - ¿Hubo indicaciones de problemas al disparar el intervalo?.
- f).- Detalles de la estimulación del pozo, incluyendo resultados.
- g).- Detalles de la terminación incluyendo el fluido usado.
- h).- Tamaño y arreglo de las herramientas tubulares y equipo instalado en el fondo de pozo. ¿Se instaló la tubería de perforación abierta en su extremo arriba de las zonas productoras potenciales?
- 4.- Reparaciones, redisparos, estimulaciones, servicios al pozo y tratamientos químicos. Analice los detalles en todas las intervenciones, incluyendo reparaciones, fluidos usados, y resultados obtenidos.
- 5.- Historia de producción.
- a).- Datos actuales de pruebas de producción.
- b).- Registros de producción de aceite, agua, y relación gas - aceite en pruebas periódicas, así como en cualquier fecha en que se observó un cambio significativo en la producción.
- c).- Recuperación adicional estimada de aceite y gas para éste pozo. ¿ Se usa el pozo para recuperar reservas o se utiliza solo para acelerar la obtención de ingresos?.
- 6.- Presión del yacimiento.
- a).- Estudie los registros de presión subsuperficial anuales. Observe cualquier cambio en la producción concurrente con los cambios de presión durante cualquier periodo.

b).- Compare la historia de presión subsuperficial del pozo con la de los pozos vecinos, con la del área, y con la del yacimiento.

#### COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO CON EL DE LOS POZOS VECINOS.

- 1.- Considere la posición estructural y el intervalo terminado, incluyendo el espesor permeable abierto en cada pozo.
- 2.- Las secciones transversales son muy útiles.
- 3.- Como una alternativa puede prepararse una tabla de datos tipo, en forma de sección transversal.

#### III.8.- SECUENCIA GENERAL PARA TODO TIPO DE INTERVENCION.

##### PRIMER PASO.

Programación del movimiento del equipo.

##### SEGUNDO PASO.

Acondicionamiento del camino, localización, abastecimiento de agua por la red industrial, colocación de anclas contra vientos, abastecimiento de energía eléctrica, construcción de cunetas y presas de desperdicio y/o quemador.

##### TERCER PASO.

- Revisión y solicitud de faltantes del árbol de válvulas.
- Colocación de los mismos, determinando el estado general del árbol y tomando las presiones de los espacios anulares.
- Si el árbol tiene fugas o su estado representa riesgo, se deberá dar mantenimiento, engrasando y operando las válvulas, así como activando los sellos secundarios y controlando el pozo antes de instalar el equipo.

#### CUARTO PASO.

Elaboración del programa de intervención.

#### PROGRAMA DEL DESARROLLO DE INTERVENCIONES.

- 1.- Antes de controlar un pozo, se deberá determinar la presión del yacimiento mediante un registro de presión de fondo actualizado:
  - En caso de no tenerlo, tomar las presiones y tipo de fluido del pozo para determinar el fluido de control adecuado.
- 2.- Instalar doble válvula en la línea de matar y estrangular, considerando la válvula externa como operativa y la cercana al árbol de válvulas de seguridad.
- 3.- Conectadas las líneas de matar y con múltiple de estrangulación, probarlas con la presión de trabajo antes de iniciar la intervención, así mismo el árbol de válvulas para sustituir accesorios dañados.
- 4.- Controlar el pozo, primeramente con la densidad de equilibrio, y posteriormente, si el yacimiento lo soporta, agregar la densidad de trabajo calculada con base en:
  - Extracción de tubería.
  - Rompimiento del gel.
  - Presión de surgencia por sondeo y pistoneo.
- 5.- Una vez controlado el pozo y antes de un cambio de árbol de válvulas por preventor o viceversa, deberá instalarse la válvula de contrapresión "H" ya instalado el preventor, desancle el empacador y levante +- 40 m., introduzca el aparejo con la herramienta probadora 40m. abajo del cabezal y efectúe la prueba del mismo y conexiones superficiales con la presión de prueba de trabajo.

6.- Los pozos programados para terminación deberán represionarse incluyendo los espacios anulares, antes de efectuar el cambio de árbol de válvulas por preventor.

## CAPITULO IV

### FACTORES QUE ORIGINAN UN DESCONTROL EN LA REPARACION DE POZOS

Al ocurrir un brote, se desaloja del pozo una cierta cantidad de lodo de perforación y, si dicho brote no es detectado ni corregido a tiempo, se podrá producir un descontrol.

Los brotes ocurren como resultado de una presión de formación que es mayor a la ejercida por la presión hidrostática del lodo, lo cual causa que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo. Normalmente en las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación y de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. En ocasiones por diversas causas, la presión de formación excederá a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurrirá un brote, siendo dichas causas las siguientes:

- Densidad del lodo inadecuada
- Llenado inapropiado del pozo durante los viajes
- Efecto de sondeo y pistoneo
- Fluido contaminado con gas

#### IV.1.- DENSIDAD DE CONTROL INADECUADA

Esta es una de las causas más importantes en el origen de los brotes. Se debe al desconocimiento de la verdadera presión de fondo ya sea por formaciones bloqueadas, tapones de arena ó chatarra dentro de las tuberías (reparación de pozos).

En los últimos años se ha hecho énfasis en perforar con densidades de lodo mínimas, con el objetivo de optimizar las velocidades de penetración; es decir, que la presión hidrostática sea solamente la suficiente para contener la presión de formación. Sin embargo, cuando se perfora una formación permeable mientras se usan densidades mínimas de lodo, los fluidos de la formación pueden

fluir hacia el pozo y producir un brote.

Los brotes causados por densidades insuficientes de lodo pudieran parecer tener la solución obvia de perforar con densidades altas; sin embargo, esto no es viable por varias razones:

- Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación.
- Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
- Se reduce significativamente la velocidad de penetración.

Por lo tanto, la mejor solución será mantener la presión hidrostática ejercida por el lodo, ligeramente mayor que la presión de formación.

#### IV.2.- LLENADO INAPROPIADO DEL POZO DURANTE LOS VIAJES.

La medición del volumen de lodo que se emplea para llenar el pozo cuando se saca la tubería es muy importante especialmente cuando hay solamente un pequeño exceso sobre la presión de formación. Cuando se saca la tubería del pozo, el nivel de fluido dentro de él, baja por el desplazamiento de acero de la tubería que se saca y como consecuencia la presión de la columna hidrostática ejercida por el fluido de control decrece, por lo que debe llenarse con un volumen de fluido igual al desplazado por la tubería.

Un tanque calibrador efectivo, es un recipiente que puede valorar el cambio de nivel por volumen de fluido empleado.

Usando un tanque conectado por gravedad, el pozo se llenará automáticamente por el lodo proveniente de dicho tanque, mientras la tubería va siendo sacada del pozo.

En caso de no contar con este tanque en pozo, como una regla general, se recomienda que al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de la columna de lodo acusé una disminución de 5

Kg/cm<sup>2</sup> o cada 5 lingadas de tubería de perforación.

#### Ejemplo 1.

Calcular la reducción de presión hidrostática ejercida por el lodo, cuando se sacan 10 lingadas de tubería de trabajo sin llenar el pozo.

##### Datos:

Longitud de la lingada 27 m.

Densidad del fluido de control 1.2 g/cc.

Tubería de producción 2 7/8". 6.5 lb/ft.

Capacidad de la Tubería de producción 3.02 l/m (tablas).

Tubería de revestimiento 7 5/8". 33.7 lb/ft.

Capacidad de la Tubería de revestimiento 23.1901 l/m. (tablas).

##### Solución:

1).- Cálculo del volumen desplazado por las 10 lingadas.

Volumen de la T.P.

$$V_{tp} = 270 \text{ m} \times 3.02 \text{ l/m.}$$

$$V_{tp} = 815.4 \text{ lts.}$$

Volumen del espacio anular de T.P y T.R.

$$V_{ta} = 270 \text{ m} \times 19.003 \text{ l/m (tablas).}$$

$$V_{ta} = 5130.08 \text{ l.}$$

Volumen desplazado cuando se sacan 10 lingadas.

$$V_t = V_{tp} + V_{ea}.$$

$$V_t = 5130.08 + 815.4.$$

$$V_t = 5945.48 * 1/159 (1) * (B1/1).$$

$$V_t = 37.4 B1.$$

2).- Calculo del nivel de T.R.

$$N_{T1} = \frac{V_t}{\text{Capacidad T.R.}}$$

$$N_{T1} = \frac{5945.48}{23.1901}.$$

$$N_{T1} = 256.4 \text{ m.}$$

Donde:

$$N_{T1} = \text{Nivel en la T.R.}$$

3).- Calculo de la reducci3n de presi3n hidrost3tica.

Calculamos la presi3n hidrost3tica para las 10 lingadas.



$$\Phi_i = 1.2 * 270 * 0.1$$

$$\Phi_i = 32.4 \text{ kg/cm}^2$$

Calculo de la presión hidrostática cuando se sacaron las 10  
língadas es:

$$\Phi_{hf} = 256.38 * 1.2 * 0.1$$

$$\Phi_{hf} = 30.7656 \text{ kg/cm}^2$$

Entonces la presión hidrostática reducida es:

$$\Phi_{hr} = \Phi_i - \Phi_{hf}$$

$$\Phi_{hr} = 32.4 - 30.7656$$

$$\Phi_{hr} = 1.6344 \text{ kg/cm}^2$$

Donde:

$\Phi_i$  = Presión hidrostática original.

$\Phi_{hf}$  = Presión hidrostática final.

$\Phi_{hr}$  = Presión hidrostática reducida.

Con este ejemplo se hace obvio que debe llenarse  
periódicamente el pozo, para evitar el flujo del mismo y que debe  
llenarse empleando un tanque en donde se pueda contar el volumen  
exacto con que debe llenarse.

#### IV.3.- EFECTO DE SONDEO Y PISTONEO.

El efecto de sondeo se refiere a la acción de pistón y  
cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, siendo  
éste de gran magnitud, cuando el espacio libre entre la tubería de  
perforación y el agujero es pequeño, es decir cuando se mueve la  
sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el lodo con mayor

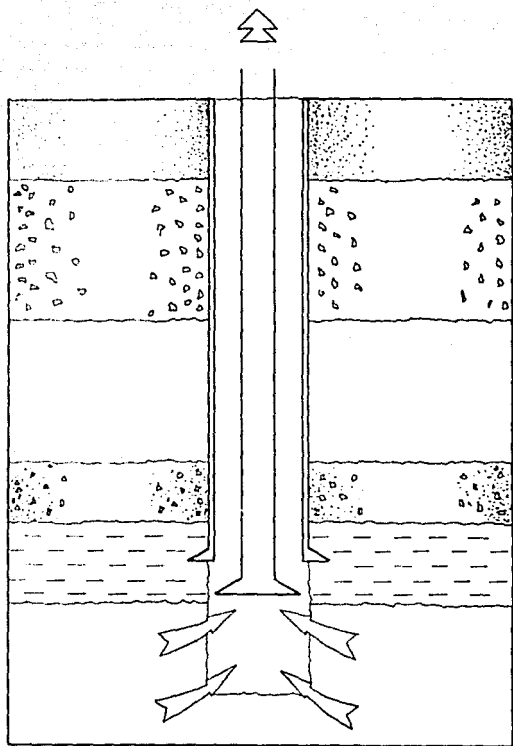


FIG. IV-1 EFECTO DE SONDEO.

rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena. En algunas ocasiones la barrena o los estabilizadores se embolan con sólidos de la formación haciendo mas crítico dicho efecto. (Fig.IV-1).

Si se sube con demasiada rapidez la sarta del agujero, puede inducir al pozo, y si se baja con tal rapidez podría fracturar la formación.

Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo estan las siguientes:

- Velocidad de extracción de la tubería.
- Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso).
- Geometría del pozo.
- Estabilización de la sarta.

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones, se comprende la importancia de disminuirla para reducir el efecto de sondeo.

#### IV.4.- FLUIDO CONTAMINADO DE GAS.

El fluido de perforación cortado con gas y circulado en el pozo, no necesariamente significa que el pozo está a punto de descontrolarse, sino 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 registrar las lecturas de presión en la tubería de perforación y la de revestimiento.

Si hay presión en la tubería de perforación y tubería de revestimiento se deben hacer los preparativos para controlar la amenaza de un brote 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 entró al agujero.

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. En este punto la expansión se efectúa rapidamente causando la reducción en la densidad del lodo.

Sin embargo, aún cuando la densidad del lodo pueda reducirse apreciablemente, esto no significa que necesariamente se presente un brote.

Como la mayor proporción de la expansión del gas toma lugar cerca de la superficie, la presión hidrostática del lodo solo sufre un decremento normalmente pequeño. Aún así, es importante estar enterado de la reducción de la presión en la presión de fondo, cuya magnitud puede ser estimada usando la ecuación de "Strong White", que es la siguiente.

$$\Delta P_f = \frac{2.3 * (w_1 - w_2) * \log(P_{h1})}{w_2} \text{-----}(4.1).$$

Donde:

$\Delta P_f$  = Caída de presión debida a la presencia de gas

$w_1$  = Densidad inicial de lodo de perforación

$w_2$  = Densidad del lodo reducida por el gas

$P_{h1}$  = Presión hidrostática inicial.

Ejemplo 2.

Se esta perforando un pozo a una profundidad de 3000 m. , con lodo de densidad de 1.2 gr/cc ; si en la linea de salida la densidad del lodo sea reducido a 0.6 gr/cc.

¿ Cual sera la reducción en la presión hidrostática , causada por la contaminación del gas ?.

Solución:

Utilizando la ecuación (4.1) y calculando la presión hidrostática correspondiente al ejemplo se tiene lo siguiente:

$$P_{hi} = 3000 * 1.2 * 0.1.$$

$$P_{hi} = 360 \text{ kg/cm}^2.$$

Sustituyendo valores en la ecuacion se tiene.

$$P_i = \frac{2.3 * 1.2 - 0.6 * \log ( 360 \text{ kg/cm}^2 )}{0.6}.$$

$$\Delta P_i = 5.8795 \text{ kg/cm}^2$$

Disminucion equivalente en la densidad del lodo:

$$p = \frac{\text{prof.} * w}{10}$$

$$\text{Densidad equivalente} = \frac{5.8795 * 10}{3000}$$

Densidad equivalente = 0.02 g/cc.

LAS CAUSAS SIGUIENTES TAMBIEN PUEDEN PROPICIAR BROTES EN LOS POZOS.

- Empleo de fluidos de control inapropiados como el diesel o Kerosina o "aceites estabilizados".
- Rotura de tubería de revestimiento.
- Instalación inapropiada de conexiones superficiales.
- Rotura de conexiones superficiales.

- Presión diferencial entre la formación y la presión hidrostática sea nula.
- Desconocimiento de procedimiento de control y operaciones inadecuadas.
- Pruebas de producción con arbol de valvulas sobre la mesa rotatoria.

Existen varias señales que nos indican cuando va a ocurrir un brote, por lo que todos los miembros de la tripulación deben ser responsables y capaces de detectarlos, interpolarlos y efectuar las medidas convenientes para controlar el pozo.

## CAPITULO V.

### MANIFESTACION DE UN DESCONTROL.

Existen varias señales que nos indican cuando va a ocurrir un brote, por lo que todos los miembros de la tripulación deben ser responsables y capaces de detectarlos, interpretarlos y efectuar las medidas convenientes para controlar el pozo.

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado ni corregido a tiempo. El problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. Para determinar su magnitud y llevar a cabo las maniobras que se requieren para su prevención y control es necesario conocer Factores, Reglas, Procedimientos y Criterios que se han venido aplicando los cuales se describen a continuación.

- V.1.- Aumento en la velocidad de penetración.
- V.2.- Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas.
- V.3.- Lodo cortado con gas.
- V.4.- Lodo contaminado con cloruros.
- V.5.- Cambio en las propiedades reológicas del lodo.
- V.6.- Aumento en el peso de la sarta de perforación.
- V.7.- Flujo sin circulación.
- V.8.- Aumento en el gasto de salida.
- V.9.- Variación del fluido de control en las presas cuando se esté o no bombeando.

V.10.- El pozo toma menos volumen de lodo o despiaza mayor volumen durante los viajes.

#### V.1.- AUMENTO EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION.

Un aumento en la velocidad de penetración puede ser un indicador de un posible brote. La velocidad de penetración, está en función de varios factores como son: El peso sobre la barrena, Velocidad de rotación, Densidad del lodo e hidraulica, determinada por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación. Es decir, que la presión de formación es mayor que la presión hidrostática dentro del pozo, lo que supe considerablemente la velocidad de penetración. Cuando esto ocurre, y no haya cambio en alguna de las otras variables, se debe sospechar la presencia de un posible brote, mas aun cuando se este perforando en zonas de presión anormal.

#### V.2.- DISMINUCION DE LA PRESION DE BOMBEO Y AUMENTO DE EMBOLADAS.

Cuando un brote ocurre mientras se esta periorando, los fluidos debidos al brote estarán únicamente en el espacio anular. La presencia de fluidos procedentes de la formacion en el espacio anular tienen una densidad menor que la del lodo, lo que causara que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática de la sarta de perforación. Esta diferencial de presiones ayudara a que el lodo dentro de la sarta fluya hacia el espacio anular mas facilmente, con la siguiente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodos, el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Sin embargo hay que hacer notar que una disminucion de presión de bombeo puede deberse también a las siguientes causas:

- Una reducción en el gasto de circulación.
- Un agujero o fisura en la T.P.
- Una junta de la sarta lavada por presión.



- Al desprendimiento de una tobera de la barrena.
- Un cambio en las propiedades del lodo.

#### V.3.- LODO CONTAMINADO CON GAS.

La aparición de lodo contaminado con gas, puede deberse al fluido contenido en los recortes de la barrena o al flujo de fluidos de la formación al pozo que estan siendo circulados a la superficie. Conforme el gas se va expandiendo al acercarse a la superficie (por la reducción de presión al disminuir la columna de lodo sobre el.), el lodo contaminado con gas provoca una disminución en la presión hidrostática, lo cual puede ocasionar un brote.

#### V.4.- LODO CONTAMINADO CON CLORUROS.

La detección de un aumento de cloruros y porcentaje de agua, pueden ser indicadores de que fluidos de la formación estén entrando al pozo y por consecuencia, sea el origen de un posible brote. Sin embargo, un aumento de cloruros puede ser también originado al ser perforado un domo salino.

#### V.5.- CAMBIO EN LAS PROPIEDADES REOLOGICAS DEL LODO.

Cuando las propiedades reológicas cambien, debe tenerse presente que tal variación pudo ser causada también por la entrada de un fluido invasor. Lo cual se manifiesta en una variación en la viscosidad, relación aceite/agua, y en la precipitación de sólidos.

#### V.6.- AUMENTO EN EL PESO DE LA SARTA DE PERFORACION.

Aún cuando este indicador es difícil de detectar, es conveniente mencionarlo. Cuando ocurre un brote y los fluidos de la formación (que contienen una menor densidad que el lodo) entran al pozo, el efecto de flotación de la sarta en el sistema de lodo se reduce, ocasionando como resultado el incremento en el peso de la sarta, siendo más representativo en lodos de altas densidades, ya que tienen un factor de flotación mayor.

#### V.7.- FLUJO SIN CIRCULACION.

Si las bombas de lodo estan paraqas y el pozo esta fluyendo, generalmente un brote está en camino. Verificar el estado de un pozo se le conoce como "observar el pozo". Esto significa que las bombas de lodos son detenidas y los niveles en T.P y T.R. Son observados para determinar si el pozo continua fluyendo o si el nivel de lodo esta aumentando. Al observar el pozo se recomienda como practica, subir la sarta de perforación, de manera que la flecha se encuentre arriba de la mesa rotaría. Es conveniente considerar que si fluye el pozo puede deberse a una descompensacion de columnas de lodo, por lo que se deberán observar ambos niveles (T.P y T.R ) para la toma correcta de decisiones.

#### V.8.- AUMENTO EN EL GASTO DE SALIDA.

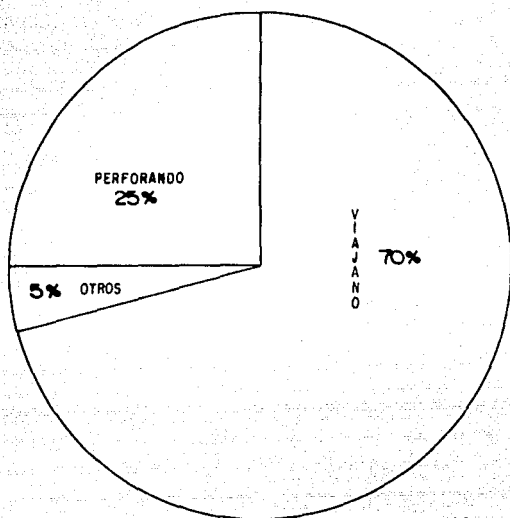
Un aumento en el gasto de salida mientras se esta circulando con un gasto constante, generalmente es señal de que esta ocurriendo un brote. El flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en línea de flote.

#### V.9.- VARIACION DEL FLUIDO DE CONTROL EN LAS PRESAS CUANDO SE ESTE O NO BOMBEOANDO.

Esta señal es una indicación de que la formación esta aportando fluidos y que la diferencial de presión no esta equilibrada. En el manejo de tuberías, el volumen contenido en las presas varia dentro de un rango, por lo que se deberá cuidar que el nivel de las mismas corresponda al que debe tener en el momento considerado. Cuando se tenga menor volumen del requerido en este momento, nos indicara que se tiene una perdida de fluido a la formación, lo que puede originar un brote.

#### V.10.- EL POZO TOMA MENOS VOLUMEN DE LODO O DESPLAZA MAYOR VOLUMEN DURANTE LOS VIAJES.

El volumen de lodo requerido para llenar el pozo, debe ser



**FIG. V-1. INCIDENCIA DE BROTES.**

igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído. Si el pozo es llenado con una cantidad menor de lodo que el calculado, se tendrá el indicativo de que está ocurriendo un brote. Ahora bien, si la cantidad de lodo necesaria para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de tubería extraído, se tendrá la posibilidad de una pérdida de lodo con el siguiente riesgo de que se produzca un brote.

Para el caso en que se introduce tubería de perforación, se desplazará lodo hacia afuera. El volumen de lodo desplazado tendrá que ser igual al volumen de acero de la tubería introducida. Si el volumen de lodo desplazado es mayor que el volumen de acero introducido, se debe considerar que fluidos de las formaciones están entrando al pozo. En caso contrario, si el volumen de lodo desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería o no hay desplazamiento de lodo, se tendrá una pérdida de lodo con el consabido riesgo de que ocurra un brote.

Estadísticamente, la mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes de acuerdo con la (Fig. V-1), siendo la extracción de tubería del pozo una operación más crítica que la introducción, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de lodo.

Cuando se realiza un viaje, es más difícil detectar un brote en sus inicios. Por lo que se hace necesario llevar un control del volumen de acero de tubería de perforación introducida o extraída del pozo y el correspondiente volumen de lodo requerido para el llenado. El volumen de lodo puede medirse mediante:

- Tanques de viajes.
- Indicador de nivel de presas.

#### V.11.-FACTORES QUE INDICAN BROTES AL ESTAR METIENDO O SACANDO TUBERÍAS Y HERRAMIENTAS.

- Aumento en el volumen de presas.
- Flujo sin circulación.
- El pozo toma menos volumen de lodo o desplaza mayor volumen durante los viajes.

#### V.12.-INDICADORES DE BROTES AL NO TENER TUBERÍA DENTRO DEL POZO.

En este caso los indicadores de brotes son los siguientes:

- Aumento en el volumen de presas.
- Flujo sin circulación.

#### V.13.- REGLAS PARA PREVENIR, IDENTIFICAR Y CONTROLAR BROTES.

##### V.13.1.- PARA PREVENIR LOS BROTES.

- 1.- Llenar el pozo adecuadamente al sacar la tubería de perforación y los drill collars, y verificar los cambios de volumen en las presas tanto al sacar como al meter tubería.
- 2.- Verificar y/o mantener la densidad en el valor programado.
- 3.- Detectar si existe cambio de volumen en presas o una pérdida de circulación.
- 4.- En caso de duda, parar las bombas y observar si fluye el pozo por sí solo (subir y bajar la sarta).

##### V.13.2.- PARA IDENTIFICAR LOS BROTES.

Detección de brote.- La presencia de un brote repentino no siempre puede ser una sorpresa. Un personal de cuadrillas y técnicos bien entrenados, pueden vigilar muy cerca las condiciones del pozo y reacondicionar con rapidez y destreza en las primeras señales de presencia o manifestación de un brote.

Los brotes siempre ocurrirán, pero sus efectos pueden minimizarse si el personal del equipo:

- 1.- Entiende las causas que originaron el brote.
- 2.- Usa las técnicas y equipo adecuado para detectar una presión hidrostática no planeada en el fondo.
- 3.- Detecta el incremento de la presión de formación

(exponente "dc").

- 4.- Reconoce un desbalance entre la presión hidrostática y la presión de formación.
- 5.- Ejecuta una acción adecuada inmediata, cuando se detecta un brote.

#### V.13.3.- PARA CONTROLAR EL BROTE.

##### REGLA NO.1.-CIERRE EL POZO LO MAS PRONTO POSIBLE.

De lo contrario se tendrá la manifestación de la llegada de gas o agua a la superficie. El tiempo en que se ha detectado el aumento de volumen en las presas o gas en la superficie, determinará la magnitud y peligro del flujo.

A medida que aumenta el volumen y presión del flujo, los problemas del control del pozo se vuelven mas criticas. Como una regla general, los flujos menores de 15 barriles podran ser controlados con facilidad. Flujos de 15 a 30 barriles ya presentan dificultades para su control sin que haya pérdidas de circulación.

Los ejemplos teóricos indican que, con un flujo de gas, las presiones máximas en tubería de revestimiento aumentan con razón de la raíz cuadrada del volumen del flujo. Por ejemplo, un flujo de 100 barriles tendrá tres veces la presión máxima superficial de un flujo de 10 barriles.

##### REGLA No 2.- DETERMINE LA PRESION DE LA TUBERIA DE PERFORACION.

Después de cerrar los preventores y las líneas de estrangulación, la presión puede leerse directamente del manómetro de la T.P. En algunos casos la presión en la T.P. puede incrementarse lentamente y si el gas empieza su migración hacia arriba del agujero podría dificultarse determinar con exactitud la presión de cierre inicial en T.P. La (Fig.V-2) muestra un gráfico de presiones en T.P. de cierre v.s tiempo. La presión inicial de cierre en T.P. podría estar cerca del nivel mostrado como el punto A en la (Fig.V-2).

Una Válvula de contrapresión en la sarta de perforacion hace que la determinación de la presión de cierre en la T.P. Sea más difícil de determinar .Donde existen problemas potenciales de

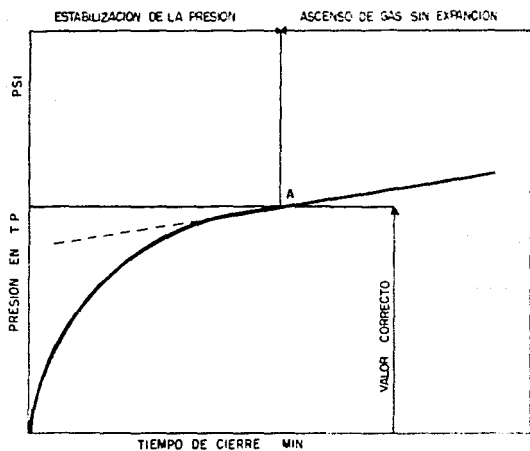


FIG. V. 2.- INCREMENTO DE LA PRESION EN LA T P CON EL POZO CERRADO.

descontrol se dispone de estas válvulas de seguridad.

Cuando se tiene una válvula de contrapresión en la sarta, esta previene el movimiento y la presión de fluido hacia arriba por la T.P. y la presión en ella no puede ser leída después del cierre.

Existen varios procedimientos para obtener la presión en la T.P. y cada uno depende de la información disponible al momento del problema.

### "PROCEDIMIENTOS"

**a) PARA ESTABLECER LA PRESION DE CIERRE EN T.P. SI SE CONOCE EL GASTO DE CONTROL.**

- 1.- Cierre el pozo, registre la PCTR y obtenga el gasto de control, ya sea de cálculos o bien del reporte diario.
- 2.- Comience el bombeo y mantenga el gasto de control, usando el estrangulador para regular la presión en la T.R. a la registrada en condiciones de cierre.
- 3.- Registre la presión en T.P. mientras se bombea.
- 4.- Pare las bombas y cierre el estrangulador.
- 5.- La presión de cierre en la T.P. es igual a la presión total de bombeo menos la presión de gasto de control.

**b) PARA ESTABLECER LA PRESION DE CIERRE EN LA T.P. SI EL GASTO DE CONTROL NO ES CONOCIDO.**

- 1.- Cierre el pozo.
- 2.- Seleccione un volumen de bombeo bajo, con una bomba reciprocante de alta presión.
- 3.- Comience el bombeo y llene todas las líneas.
- 4.- Incremente gradualmente la velocidad de la bombas, hasta que el fluido se mueva hacia abajo de la T.P.
- 5.- La presión de cierre en la T.P. es la presión requerida para



iniciar el movimiento y es una indicación de que la válvula de contrapresión se ha abierto.

En este método se supone que las caídas de presión por circulación son despreciables debido al pequeño gasto de bombeo, para esta operación se recomienda el uso de una unidad de bombeo de alta presión.

Otra alternativa mas es usar una válvula de contrapresión tipo charnela con un pequeño orificio perforado a través de la charnela que permite leer la presión sin tener flujo considerable.

#### Ejemplo.

Mientras se perforaba normalmente, se detecto un brote en el pozo. Como se tenía una válvula de contrapresión en la T.P., la PCTP leída fue cero, siendo la PCTR igual a  $28.2 \text{ kg/cm}^2$  ( $400 \text{ lb/pg}^2$ ). Si el gasto de control y la presión asociada son 26 epm y  $45.8 \text{ kg/cm}^2$  ( $650 \text{ lb/pg}^2$ ), obtenga la presión de cierre en T.P.

#### Solución:

- Comience el bombeo al gasto de control con 26 epm.
- Opere el estrangulador y mantenga la presión en T.R. en  $400 \text{ lb/pg}^2$  menos la pérdida de presión en la línea de estrangulación.
- Después de que la presión en T.P se estabilice, registre el valor como la presión de bombeo total, en este caso fue de  $61.3 \text{ kg/cm}^2$  ( $870 \text{ lb/pg}^2$ ).
- Finalmente:

$$\text{PCTP} = 61.3 - 45.8 = 15.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ (220 lb/pg}^2\text{)}$$

### REGLA NO.3.- CIRCULE POR ESTRANGULADOR.

Se circula por estrangulador Para ayudar un poco en el amortiguamiento de la presión ya que esta se incrementa conforme el gas se expande y se acerca a la superficie, evitando con esto el golpe de ariete que se produce en el cabezal del pozo, para circular un proto, es necesario determinar la presión reducida de circulación a un gasto reducido o a la presión inicial de circulación. Utilizando la presión de cierre en T.P. y determinando una de las dos presiones anteriores, se puede inferir la otra. Ya determinada la presión inicial de circulación con su gasto correspondiente, esta solo es posible de alcanzar y de mantenerla constante durante el proceso de control si circulamos por medio de un estrangulador.

### REGLA NO.4.- UTILICE VELOCIDAD DE BOMBEO MODERADA (REDUCIDA).

Utilizar velocidad reducida permite lo siguiente:

- 1.- Al reducir la velocidad de bombeo a la mitad, la presión de circulación se disminuye a la cuarta parte. En estas condiciones se consume un cuarto de la potencia, aliviando con esto el esfuerzo mecánico sobre el equipo.
- 2.- Tener presión de reserva para la presión inicial de circulación.
- 3.- Control de la densidad del lodo en las presas y la entrada.
- 4.- Tener mayor tiempo de reacción a los cambios de presión en el estrangulador o cuando se obture el mismo.
- 5.- Aunque no en forma absoluta, la experiencia de campo indica que se incrementa la confianza del personal en el manejo de la maquinaria y en la operación de control.

### REGLA NO.5.- SI ES NECESARIO AUMENTE LA DENSIDAD DEL LODO.

La densidad del lodo debe aumentarse para controlar el pozo y debe circularse según sea el método de control utilizado. Además, debe ser adicionado un margen de seguridad para que cuando se saque la T.P. Se aseguren las operaciones del pozo y del personal. Este margen podrá ser expresado en función de la densidad equivalente del lodo, debe de aprovecharse como un margen de seguridad.

**REGLA NO.6.- OBSERVE EL POZO SIN BOMBEO PARA VERIFICAR SI EXISTE FLUJO.**

Cesar el bombeo para observar si existe flujo, y de ser así, proceder a cerrar el pozo y aumentar la densidad del lodo según sean las presiones registradas en la superficie.

**"PROCEDIMIENTOS".**

**V.14.- CIERRE AL ESTAR PERFORANDO.**

- 1.- Parar la rotaría, levantar la flecha hasta que su conexión inferior esté arriba de la mesa rotaría.
- 2.- Parar la bomba de lodos.
- 3.- Sentar la sarta en sus cuñas.
- 4.- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o la válvula de control (válvula instalada en el múltiple de estrangulación).
- 5.- Cerrar el pozo con preventor anular o con el preventor de arietes superior.
- 6.- Cerrar el estrangulador o la válvula de control, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.
- 7.- Medir el incremento de volumen en presas.
- 8.- Anotar la presión de cierre en las tuberías de revestimiento y de perforación. Registrar ambas presiones cada minuto durante los primeros 15 hasta que se estabilicen. Posteriormente cada 10 minutos, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible o, en su caso, permitir la expansión del gas.

Cerrado el pozo, se tendrán que verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y en el conjunto de preventores para asegurar su posición. Observar los preventores, el múltiple de estrangulación, así como la línea de flote y la línea de descarga del estrangulador para cerciorarse de que no haya fugas. Se deberá colocar los seguros del preventor de arietes (si se uso) y verificar la presión en el acumulador de la unidad de

accionamiento de los preventores.

Al procedimiento de cierre anterior se le denomina "procedimiento de cierre suave" diferenciándose del "procedimiento de cierre duro", en la posición del estrangulador. Es decir, en el cierre suave se estableció que al cerrar el preventor estén abiertas las válvulas adecuadas, incluyendo el estrangulador para permitir el flujo, mientras que para el cierre duro, la línea de estrangulación debe estar cerrada cuando se cierra el preventor.

Es muy importante abrir siempre la línea de estrangulación, ya que se tienen las siguientes ventajas.

- Reduce el golpe de ariete u onda de presión sobre el pozo y las conexiones superficiales de control.
- Permite observar la presión en el espacio anular y en el caso de ser necesario desviar el flujo.

Por otra parte, hay que tomar en consideración que si el brote es detectado a tiempo, prácticamente en sus inicios, es posible cerrar el pozo sin mayor contratiempos, por el procedimiento de cierre duro, evitando con esto que se generen mayores presiones por el cierre más rápido del pozo, al no permitir la entrada adicional de fluido al mismo.

#### V.15.- CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO T.P.

- 1.- La operación de viaje debe suspenderse, dejando una junta sobre la mesa rotaría.
- 2.- Sentar la tubería de perforación en sus cuñas.
- 3.- Instalar la válvula de seguridad abierta y/o el preventor interior.
- 4.- Cerrar la válvula de seguridad.
- 5.- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o la válvula de control.
- 6.- Cerrar el pozo con el preventor de arietes o el anular dependiendo de la cantidad de tubería de perforación dentro del pozo para evitar la expulsión de la misma.
- 7.- Cerrar el estrangulador o la válvula de control cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.

- 8.- Medir el incremento de volumen en presas.
- 9.- Anotar la presión de cierre en las tuberías de revestimiento y de perforación, registrando ambas presiones cada minuto durante los primeros 15 minutos hasta que se estabilicen. Posteriormente cada 10 minutos, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible o en su caso, permitir la expansión del gas.
- 10.- Cerrado el pozo, se tendrán que verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y en el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- 11.- Observar los preventores y el múltiple de estrangulación, para verificar que no haya fugas, así como la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador.
- 12.- Colocar los seguros del preventor de arietes (si se uso) y verificar la presión en el acumulador de la unidad de accionamiento de preventores.
- 13.- La presión en la tubería de revestimiento puede tomarse como referencia para indicar si se puede o no comunicar el tubo vertical y registrar la presión en la tubería de perforación.
- 14.- En caso de considerar que la presión que se espera encontrar en la tubería de perforación sea mayor que la presión de bombeo durante la perforación, no es recomendable esta comunicación con el tubo vertical, más aun si no se encuentra instalado el preventor interior (se puede presentar una fuga en el tubo lavador, manguera, tubo vertical, etc.).

Otra de las ventajas que se tienen al instalar el preventor interior es que se pueden introducir tuberías de perforación a través del preventor anular con presión en el pozo.

Por lo descrito anteriormente, se considerará muy conveniente que en todos los brotes que se presenten, se instale siempre la válvula de seguridad y el preventor interior. Si se tiene flujo en la tubería de perforación, se instalará primero la válvula de seguridad y se cerrará el pozo y después el preventor interior, posteriormente se represionará la tubería de perforación (dependiendo de la presión puede ser con la bomba del equipo o con la bomba de alta presión) y se abrirá la válvula de seguridad, para que opere el preventor interior al descargar la presión aplicada.

En caso de que se presente el brote, aun no se tenga flujo en la tubería de perforación, podría instalarse primeramente el

preventor interior y sobre este la válvula de seguridad.

#### V.16.- CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO HERRAMIENTA.

- 1.- La operación de viaje debe suspenderse, dejando una junta sobre la mesa rotaria.
- 2.- Sentar la herramienta en sus cuñas.
- 3.- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o la válvula de control.
- 4.- Instalar la válvula de seguridad abierta y/o el preventor interior.
- 5.- Cerrar la válvula de seguridad.
- 6.- Cerrar el preventor anular.
- 7.- Instalar el collarín a la herramienta en posición invertida y sujetarlo debidamente con cadenas o cables al piso del equipo.
- 8.- Cerrar el estrangulador o la válvula de control, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en espacio anular.
- 9.- Medir el incremento de volumen en presas.
- 10.- Anotar la presión de cierre en tuberías de revestimiento y de perforación. Registrar ambas presiones cada minuto durante los primeros 15 minutos hasta que se estabilicen. Posteriormente cada 10 minutos, cuidando de no rebasar la presión permisible o, en su caso, permitir la expansión del gas.

Cerrado el pozo, se tendrán que verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y en el conjunto de preventores para asegurar su posición. Observar los preventores, el múltiple de estrangulación, así como la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador, para verificar que no haya fugas y observar la presión en el acumulador de la unidad de accionamiento de los preventores. Si se presenta un brote al estar sacando y metiendo herramienta, se debe considerar como inmediata la posibilidad de tratar de bajar un tubo o lingada. Por lo que se sugiere, que siempre se procure dejar libre la lingada que tenga el sustituto de enlace a la herramienta, con el fin de hacer más fácil

la maniobra de bajar el tubo o lingada. Siendo la ventaja de lo anterior, la de tener la posibilidad de operar los preventores de arietes como un factor adicional de seguridad, ya que al cerrar el preventor anular se tiene el riesgo de que la presión dentro del pozo sea la suficiente como para lanzar hacia afuera la herramienta, al no poder sujetar la misma.

En caso de que se presentará una emergencia, la herramienta debe ser soltada dentro del pozo y cerrar el mismo con el preventor de arietes ciego.

#### V.17.- CIERRE AL NO TENER TUBERIA DENTRO DEL POZO.

- 1.- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación o válvula de control.
- 2.- Cerrar el preventor con arietes ciegos.
- 3.- Cerrar el estrangulador o la válvula de control cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en espacio anular.
- 4.- Medir el incremento de volumen de presas.
- 5.- Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento y registrar esta presión cada minuto durante los primeros 15 minutos, hasta que se estabilice. Posteriormente cada 10 minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible o, en su caso, permitir la expansión del gas.
- 6.- Cerrado el pozo, se tendrán que verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y en el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- 7.- Observar los preventores, el múltiple de estrangulación, así como la línea de ilote y la línea de desfogue del estrangulador, para verificar que no haya fugas.
- 8.- Se deberá colocar el seguro del preventor de arietes ciegos y verificar la presión del acumulador de la unidad de accionamiento de los preventores.

#### V.18.- CRITERIOS PARA DEFINIR CUANDO NO SE DEBE CERRAR EL POZO.

Los siguientes criterios se deben aplicar cuando se considera conveniente el no cerrar el pozo:

1.- Al estar cerrado el estrangulador o la válvula de control, se tiene que Observar que siempre la presión en el espacio anular, ya que si está alcanzará la máxima presión permisible en tubería de revestimiento y/o preventores (la que sea menor), se tendrá como única alternativa la de desviar el flujo para aligerar la presión e iniciar de inmediato el bombeo, y controlar el pozo con los procedimientos del capítulo VIII.

En caso contrario, si el pozo es cerrado completamente, se tiene el enorme riesgo de que falle el equipo y se origine un problema de mayores consecuencias.

2.- Si el pozo es cerrado y la máxima presión registrada en espacio anular es mayor que la máxima presión permisible a la fractura de la formación expuesta, se podrá producir un reventón subterráneo, que pudiera alcanzar la superficie. Lo cual estará en función de la resistencia de la roca y de la cantidad de tubería de revestimiento colocada.

Estadísticamente se ha encontrado que en algunas áreas se requieren de cuando menos 500 m. de tubería de revestimiento debidamente cementadas para evitar que un reventón subterráneo alcance la superficie.

En tales casos si se tuviera una cantidad suficiente de tubería de revestimiento colocada, el reventón permanecerá subterráneo sin alcanzar la superficie. Por otro lado, un reventón subterráneo que alcance la superficie, se convertirá en un problema de graves consecuencias.



## CAPITULO VI.

### CONDICIONES QUE IMPIDEN DETECTAR UN DESCONTROL A TIEMPO.

Existen varias condiciones que impiden detectar un descontrol a tiempo. Es responsabilidad de cada uno de los miembros de la cuadrilla de perforación conocer e interpretar estas condiciones y de tomar las acciones adecuadas con respecto a sus responsabilidades para el control del pozo. Las condiciones que impiden detectar un descontrol son:

#### 1.- FLUIDO DE CONTROL CON COLUMNAS DESBALANCEADAS.

Cuando no se tienen columnas de fluido de control homogeneizadas, la columna de mayor densidad tenderá a empujar a la de menor densidad. En estos casos se deberá tener en cuenta la presión en la descarga de la bomba, ya que esta decrecerá si la columna de fluido mas pesado se encuentra en la sarta de trabajo o aumentará si la columna mas pesada entra en el espacio anular, con respecto a la que debería de tener en condiciones normales.

#### 2.-NO LLEVAR CONTROL DE LLENADO DEL POZO AL SACAR TUBERIA.

Una de las causas más comunes de "descontrol" es el no mantener lleno de lodo el pozo al sacar la tubería, especialmente durante un viaje. Conforme se saca la tubería del pozo el nivel de lodo desciende debido al volumen de acero extraído; este descenso de nivel hace que también se reduzca la presión hidrostática y si llega a un cierto valor que se a menor que la de la formación el pozo se arrancará.

### 3.- NO OBSERVAR LA LINEA DE FLUJO (AL SACAR O METER TUBERIA).

El no observar la linea de flujo al sacar o meter tubería llega a complicar el control de un pozo al presentarse un brote ya que un incremento en el gasto de salida en la linea de flote con las bombas trabajando a un gasto constante es un indicador definitivo de la presencia de un brote. Este incremento de gasto de salida se debe a que la formación ayuda a la bomba a levantar el fluido en el espacio anular. Por lo contrario la disminución en el flujo del lodo indica pérdida de circulación parcial o total.

### 4.- NO PRESTAR ATENCION A RUIDOS DE MOTORES EN EL EQUIPO.

Es muy importante prestar atención a los ruidos de los motores ya que por medio de estos indirectamente se detectan anomalías en el pozo, porque al tener un aceleramiento en el motor de la bomba nos indica la presencia de un fluido de menor densidad en el espacio anular, ya que decrecerá la presión de bombeo debido a que el fluido mas pesado en este caso el lodo de perforación se encuentra dentro de la sarta de trabajo.

### 5.- NO REVISAR Y PROBAR LAS CONEXIONES DEL EQUIPO DE CONTROL SUPERFICIAL.

Es muy importante revisar las conexiones del equipo de control superficial, ya que al no tener consciencia de un mal estado del equipo en el pozo agrava mas el problema al presentarse un brote, el cual; puede deberse a un mal funcionamiento de (manómetros, conexiones, estranguladores etc.) lo que complicaría el control del pozo al presentarse un problema.

**6.- NO TENER INSTALADO EL EQUIPO DE CONTROL ADECUADO.**

Tener instalado el equipo de control adecuado en un pozo es muy importante ya que se realiza la perforación en forma mas segura y eficiente de lo contrario se complican los trabajos al tratar de darle solución a un problema que se presente en el pozo.

**7.- NO PROBAR EL EQUIPO DE CONTROL PERIODICAMENTE.**

Es muy importante probar el equipo de control periodicamente ya que uno puede darse cuenta de que partes del equipo funcionan a la perfección, por lo tanto tener mas seguridad cuando se presente un problema de brote.

**8.- NO CONOCER LOS PROCEDIMIENTOS DE PREVENCION DE BROTES.**

Es muy importante conocer los procedimientos de control de brotes, ya que uno tiene la seguridad de como darle solución a un problema que llegase a presentar seleccionando el método adecuado de control en función del tipo de fluido invasor.

## CAPITULO VII.

### EQUIPOS QUE SE UTILIZAN PARA EL CONTROL DE UN POZO.

El objetivo de un sistema para el control de brotes es el permitir el control del pozo cuando hay presión en la cabeza de este. Para ello se requiere de los siguientes equipos y condiciones:

- a) Un dispositivo para cerrar el pozo (preventores).
- b) El desfogue controlado de fluidos (válvulas, tuberías y estranguladores).
- c) Un medio para bombear fluidos dentro del pozo (bombas).

a).- El primer requisito implica válvulas grandes como son (preventores) conectados a la tubería de revestimiento cementada. La T.R. debe estar cementada a una profundidad a la cual la formación no se fracture a la máxima presión esperada, debe tener una presión de rotura mayor que la máxima esperada y debe poder soportar el peso del conjunto de preventores.

Debe haber equipo para cerrar el pozo con o sin tubería dentro del agujero, un dispositivo para cerrar el interior de la tubería dentro del pozo y un medio para meter o sacar la tubería a presión. La tubería dentro del pozo puede consistir de tubería de perforación, lastrabarrenas, tubería de producción o tubería de revestimiento.

b).- El desfogue controlado de fluidos requiere válvulas, conexiones, tuberías y estranguladores; estos permiten el flujo de lodo, gas, aceite o agua a la presiones deseadas. La línea de estrangulación conduce estos fluidos a la presa de desperdicio, al separador, al quemador o a las presas de lodo, según se requiera.

C).- La función de la bomba para lodos es circular el fluido de perforación a la presión y volumen deseado. La bomba emplea

normalmente para este servicio un pistón alternativo, de doble acción o triple acción.

#### VII.1.- PREVENTORES.

El preventor es el dispositivo que sella el pozo, previniendo el flujo descontrolado de fluidos de la formación a la superficie su colocación de que la T.R este bien cementada a la profundidad programada. El criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida.

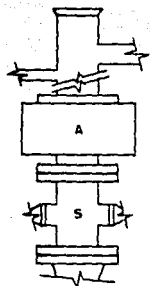
Cuando los factores de riesgo son pequeños y conocidos, tales como presiones de formación normales o subnormales, áreas desérticas o montañosas, alejadas de los grandes centros de población, un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

Cuando el riesgo es mayor, como cuando se tienen presiones de formación anormales, yacimientos de alta productividad o presión, áreas densamente pobladas, grandes concentraciones de personal y equipo, como es el caso de barcos y plataformas marinas, el arreglo requerido debe ser mas completo y en consecuencia de mayor costo.

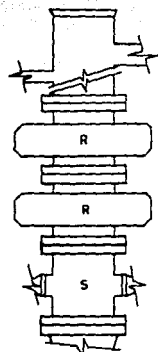
#### CLASIFICACION TIPICA DEL API PARA CONJUNTOS DE PREVENTORES SE BASA EN EL RANGO DE PRESION DE TRABAJO.

Los arreglos que el API recomienda son los adecuados para operar con 2M, 3M, 5M, 10M y 15M lb/pg' de presión de trabajo, y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

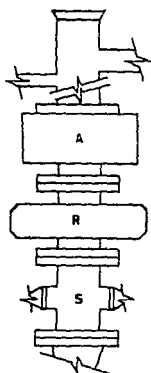
- A.- Preventor anular.
- R.- Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.
- Rd.- Preventor doble de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.
- S.- Carrete de control con salidas laterales.
- G.- Cabeza rotatoria.



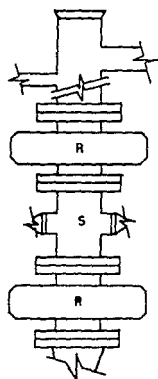
ARREGLO SA



ARREGLO SRR  
(Preventor doble de arrietes opcional)

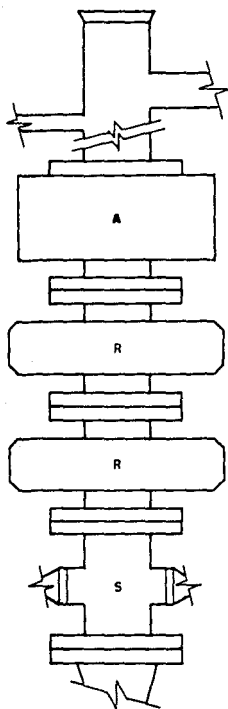


ARREGLO SRA

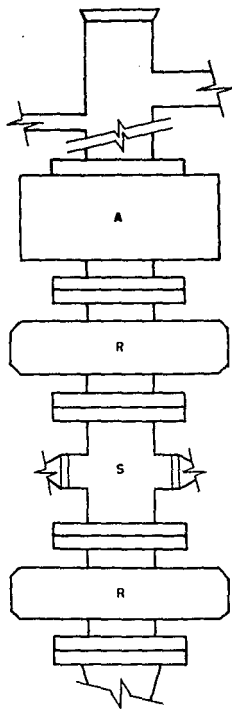


ARREGLO RSN

FIG. VI-1.- ARREGLOS TÍPICOS DE PREVENTORES PARA 2M. DE PRESIÓN DE TRABAJO

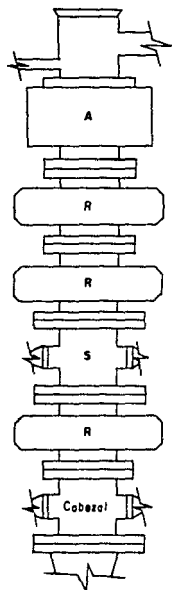


ARREGLO SRRA  
(Preventor doble de  
gríetes opcional)

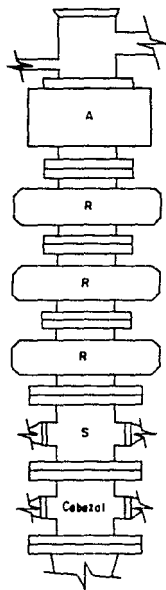


ARREGLO RSRA

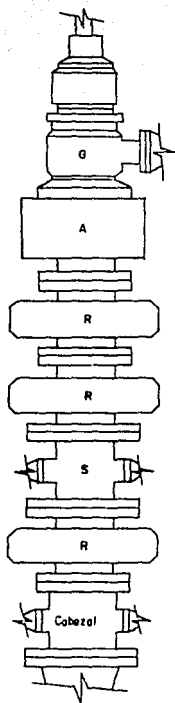
**FIG. VI-2:** ARREGLOS TÍPICOS DE PREVENTORES PARA 3M Y 5M DE PRESIÓN  
DE TRABAJO



ARREGLO RSRA  
(Preventor doble de  
aríetes opcional)



ARREGLO SRRRA  
(Preventor doble de  
aríetes opcional)



ARREGLO RSSRAB  
(Preventor doble de  
aríetes opcional)

FIG. VII. 3.- ARREGLOS TIPOOS DE PREVENTORES PARA IOM Y BM DE PRESION DE TRABAJO



M.- 1,000 lb/pg<sup>1</sup> de presión de trabajo.

Las (Fig.VII-1), (VII-2) y (VII-3) muestran los arreglos recomendados.

Por ello, para referirnos a un conjunto de preventores, lo identificamos de acuerdo a la clasificación en orden ascendente de la siguiente manera:

13 5/8" - 5M - RSRdA

Se refiere a un conjunto de preventores de 13 5/8", de una presión de trabajo de 5,000 lb/pg<sup>1</sup>, con un preventor de arietes en la parte inferior, un carrete de control, un preventor doble de arietes y un preventor anular en la parte superior.

En nuestro caso es aplicable esa nomenclatura, sólo que siempre identificamos la ubicación del preventor ciego o de corte y el tamaño de los arietes para tubería de perforación, sobre todo cuando se trabaja con tubería combinada, o bien, si se usan arietes variables.

Para el caso de preventores de arietes se debe tener extensión y maneral para asegurar mecánicamente el cierre efectivo de dichos preventores. Por lo que se recomienda disponer de Candados Operados Hidráulicamente, como es el caso de los preventores submarinos, que Operan con ambos tipos de candados cada vez que se realicen las pruebas de Operación del conjunto de preventores.

#### CONSIDERACIONES PARA DEFINIR EL RANGO DE PRESIÓN DE TRABAJO DE LOS CONJUNTOS DE PREVENTORES.

El procedimiento utilizado para definir el rango de presión de trabajo de los conjuntos de preventores, debe considerar lo siguiente:

$$Ph \text{ (lodo)} = \frac{1.26 \times 3200}{10} = 403.2 \text{ kg/cm}^2.$$

Cálculo de la presión hidrostática cuando el pozo esta lleno de fluido invasor, condición crítica:

$$Ph \text{ (gas)} = \frac{0.3 \times 3200}{10} = 96 \text{ kg/cm}^2.$$

de lo anterior se tiene que la presión superficial maxima es:

$$P \text{ (sup. max.)} = Ph \text{ (lodo)} - Ph \text{ (gas)}$$

$$P \text{ (sup.max.)} = 403.2 - 96 = 307.2 \text{ kg/cm}^2$$

Por el resultado de la presión superficial maxima se concluye que la presión de trabajo de los conjuntos de preventores debe de ser el inmediato superior que se fabrique y disponga; para el caso del ejemplo será de 5M

De igual manera se concluye que la resistencia a la presión interna, con un factor de seguridad máximo del 80% de la tubería de revestimiento que soporta el conjunto de preventores, deberá ser mayor que la presión superficial máxima calculada. Es conveniente

## ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

señalar, que el factor de seguridad del 80% debe disminuirse después de haber sometido la tubería de revestimiento a desgaste por los viajes con tubería, rotación de la sarta, manejo de fluidos corrosivos y en general todas las operaciones que se efectúen en el pozo.

Otro aspecto que se debe considerar es la presión de fractura de las formaciones expuestas abajo de la zapata, a fin de evitar brotes subterráneos.

### "CONDICIONES".

#### REFACCIONAMIENTO MINIMO QUE DEBE HABER EN EL POZO.

- Un juego completo de arietes por cada diámetro de tubería en uso.
- Un juego de elementos de hule para cada diámetro de tubería en uso.
- Un juego completo de empaques para bonetes o tapas de preventor para cada medida y tipo de preventor usado.
- Anillos diversos para cada medida de brida instalada.

Todo este refaccionamiento se debe proteger contra la corrosión, cubriendo las partes metálicas con grasa y las empaquetaduras de hule en recipientes sellados.

#### VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA POSICION QUE DEBE GUARDAR EL PREVENTOR CIEGO.

Tomando como base el arreglo de preventores mas comun para la perforación de zonas de alta presión y de yacimientos, tal como se muestra en la figura (VII-4), los arietes ciegos están colocados arriba del carrete de control y de un preventor con arietes para tubería de perforación.

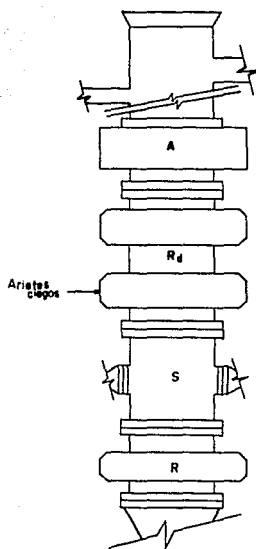


FIG. VII-4. ARREGLO  $3\frac{5}{8}$ "- 5M- RSR<sub>d</sub>A

## **VENTAJAS.**

- 1.- Como está demostrado estadísticamente que la mayor parte de los brotes ocurren con la tubería dentro de pozo, el preventor inferior hace la función de válvula maestra por estar conectado directamente a la boca del pozo, evitando las bridas, mismas que están consideradas como las partes más debiles de un conjunto de preventores.
- 2.- Se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes para tubería de perforación.
- 3.- La tubería de perforación puede suspenderse del preventor inferior y cerrar totalmente el pozo.
- 4.- Cuando el pozo esta cerrado con el preventor inferior ~~permite~~ efectuar reparaciones y/o corregir fugas del conjunto de preventores, además del cambio de unidades completas.
- 5.- De considerarse conveniente se puede introducir tubería de perforación a presión dentro del pozo, utilizando el preventor inferior y alguno de los superiores, previo cambio de los ciegos por arietes para tubería de perforación. Lo anterior tiene la gran desventaja de deteriorar los arietes inferiores, que no es posible cambiarlos, debiéndose procurar operarlos lo minimo indispensable ya que, como se indicó, se deben considerar como válvula maestra.
- 6.- Cuando el preventor ciego está cerrado se puede operar a través del carrete de control.

## **DESVENTAJAS.**

1.- Cuando este cerrado el preventor ciego , no se tendrá ningún control si ocurre alguna fuga en el preventor inferior o en el carrete de control.

2.- Lo que se maneja como ventaja de que los arietes ciegos se pueden cambiar por arietes para tubería de perforación, funciona ahora como desventaja ya que en el caso extremo de querer soltar la tubería , no se dispondría de una válvula maestra que cerrara totalmente el pozo.

#### REQUERIMIENTO DE PREVENTORES.

1.- Cuando se esté perforando la etapa del yacimiento , se deberá utilizar arietes de corte en sustitución de los ciegos.

2.- Cuando se utilicen sartas combinadas, los arietes para la tubería de mayor diámetro se instalarán en el preventor inferior y los de menor diámetro, en el superior. Ambos arietes pueden ser sustituidos por el tipo variable. Debe observarse que, si ocurre un brote cuando se este sacando del pozo la tubería de perforación de menor diámetro, solo se dispondrá del preventor anular y uno de arietes; no siendo posible intercambiar arietes de ese mismo diámetro de tubería de perforación en algún otro preventor, por lo que sería conveniente ubicar los arietes ciegos en la parte superior del preventor doble, a un cuando las desventajas marcadas en el inciso anterior serían mayores por tener doble brida adicional. Una opción práctica, sin cambiar la posición establecida, recomienda bajar una parada de tubería del diámetro mayor para cerrar el preventor inferior y cambiar arietes al superior.

#### INSPECCION FISICA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES.

Antes de proceder a la instalacion de un conjunto de preventores o después de cada etapa de perforación , debera verificarse en el pozo lo siguiente:

- 1.- Inspeccion visual del cuerpo de cada preventor, principalmente las cavidades donde se alojan los arietes. el estado que guardan las pistas y los conductos de las salidas laterales, con objeto de verificar que no esten dañados o desgastados.
- 2.- Que todos los birlos, espárragos y tuercas sean de la medida y tipo apropiados, que no estén dañados u oxidados, que cumplan con las especificaciones API para el rango de presion de trabajo, temperatura y resistencia al H<sub>2</sub>S.
- 3.- El tipo y las condiciones que guardan cada uno de los anillos a instalar.
- 4.- Corroborar el buen estado del elemento sellante frontal de cada ariete , así como el del preventor anular.
- 5.- La posicion en la instalacion de cada preventor, así como la correcta conexi3n de las lineas de apertura y cierre.

Las operaciones de perforacion no deben iniciarse hasta que el sistema de control superficial este debidamente instalado y probado , en lo que respecta a su operaci3n y presion de trabajo.

#### PRUEBAS DE OPERACION DEL CONJUNTO DE PREVENTORES Y DEL EQUIPO AUXILIAR.

Todo el personal que labore en los equipos de perforaci3n debe tener los conocimientos sobre la funcionalidad y operaci3n del sistema de control superficial, de acuerdo a la categoria que desempeña. Al personal de nueva contrataci3n se le orientara sobre los mismos conocimientos antes de iniciar sus labores.

Se debe llevar a cabo las pruebas de operacion del conjunto de preventores y el equipo auxiliar, cada vez que se haga un viaje completo de la tubería como minimo; pero no mas de una vez por día. Esta pruebas consisten en lo siguiente:

- Instalar la válvula de seguridad en la tubería de perforación y el preventor interior.
- Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- Cerrar y abrir el preventor anular.
- Operar los estranguladores ajustables manuales e hidráulicos cerrándolos y abriéndolos.
- Cerrar y abrir el preventor de arletes para la tubería en uso.
- Por la línea que conecta el tubo vertical con la línea de matar, bombear agua por cada uno de los estranguladores ajustables, con objeto de verificar que no estén bloqueadas las líneas. En caso de tener llenas las líneas con salmuera, diesel u otro fluido para evitar el congelamiento, deberá disponerse del equipo necesario para no derramar fluidos costosos. Los mismos cuidados deben tenerse cuando se este usando fluido de emulsión inversa, ya que al nacer la prueba de las líneas con agua, podría provocar que por resaca se dañará el fluido de perforación.
- Operar el resto de los preventores para tubería de perforación en el diametro adecuado.
- Si se usa tubería combinada, al sacar la tubería de perforación de menor diametro operar los arletes correspondientes.
- El preventor ciego se operará al sacar la parrena del pozo. Al termino de esta prueba se dejara todas las válvulas en su posición original, se anotara en el reporte de perforación y se reanudara la operacion.

## VII.2.- CARRETE DE CONTROL.



El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular de un conjunto de preventores.

EL API permite que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores; así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto. Sin embargo en la gran mayoría de los casos se prefiere usar carretes, ya que como están sujetos a la erosión es más económico eliminar un carrete que un preventor; también se dispone de mayor espacio entre preventores, lo que facilita la operación de introducir tubería a presión.

#### ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACION.

- Para rangos de presión de trabajo de 2M y 3M, las salidas laterales deben ser de un diámetro interior mínimo de 2" y deben ser bridas o de grampa.
- Para rangos de presión de trabajo de 5M, 10M y 15M, las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2" para la línea de matar y de 3" para la línea de estrangular.
- El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.
- El rango de presión de trabajo debe ser acorde al del conjunto de preventores.
- Tomando en consideración las ventajas que se mencionaron anteriormente, es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control.

Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objeto de evitar el daño que principalmente por erosión se puede provocar a la instalación definitiva del pozo. Además, si llegara a presentarse una fuga, no habría manera de controlar el pozo. En

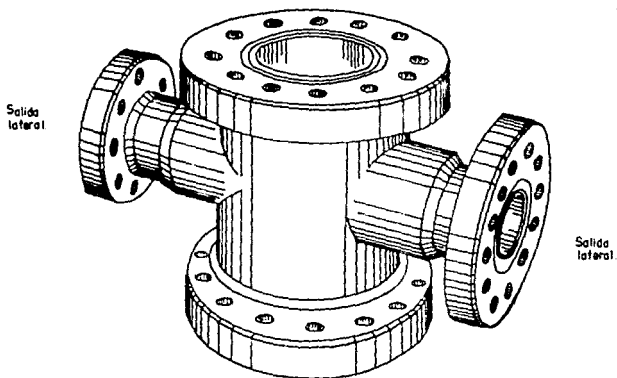
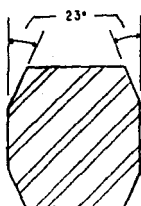
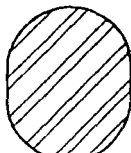


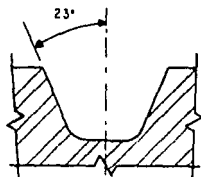
FIG. VII-5.- CARRETE DE CONTROL.



OCTAGONAL

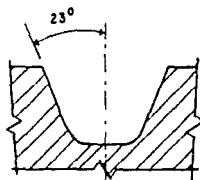
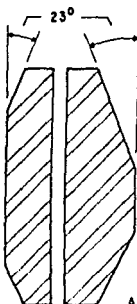


OVALADO

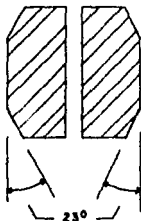


RANURA

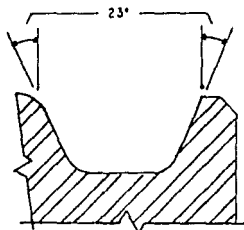
ANILLOS DE PRESION API TIPO R



ANILLOS DE PRESION ENERGIZADA API TIPO RX



ANILLOS DE PRESION ENERGIZADA API TIPO BX



ELIMINA LA ESQUINA FILOSA

FIG.VI-6. TIPOS DE ANILLOS API.

Las conexiones mas comunes para preventores y carretes son las bridas especificadas en el API Standard 6A. Hay dos tipos basicos: La 6B , que es para presiones maximas de trabajo de 2000 , 3000 y 5000 lb/pg<sup>2</sup> y la 6BX , que es para presiones de trabajo de 10000 y 15000 lb/pg<sup>2</sup> , y para 5000 lb/pg<sup>2</sup> para los tamanos de 13 5/8" y 16 3/4".

A la presion maxima de trabajo se le llama tambien la presion maxima de servicio. Las presiones de prueba de fabrica especificadas por el API son el doble de la presion de trabajo, excepto para los dos grados mayores.

Las bridas tipo 6B utilizan anillos comunmente identificados con las letras R y RX. Las bridas tipo 6BX utilizan anillos identificados con las letras BX y son del tipo energizados (Fig.VII-6).

#### VII.5.- PREVENTORES ROTATORIOS.

En ocasiones se puede requerir un preventor del tipo rotatorio para:

Perforar bajo presion.

Circulación con aire o gas.

Circulación inversa con fluidos de perforación.

Como medida de seguridad adicional, cuando se perfora cerca o dentro de una formación de gas amargo.

Muchos tipos de preventores rotatorios pueden trabajar con presiones superiores a 2000 psi en el empaque.

Este tipo de preventor se instala entre el niple campana y la mesa rotatoria. Durante la perforación el preventor con la flecha y la mesa rotatoria, esta de una manera que el uso del empaque de hule es limitado. El empaque de hule se ajusta al rededor de la tubería de perforación o flecha en el pozo , pero se expande para permitir el paso de las juntas de trabajo sin dejar de sellar positivamente.

El niple campana y la linea de riote se instalan sobre el conjunto de preventores. Su objetivo es guiar el flujo normal al

estar perforando y no para el control de presión. El nombre se deriva de su parte superior acampanada que guía las herramientas dentro del pozo.

A través de la línea de llenar se bombean fluidos al pozo para mantenerlo lleno al sacar tubería, esta línea se conecta al niple campana. El bombeo de lodo desgasta la línea de llenar y causaría un punto débil si se conectara abajo de un preventor.

Los preventores rotatorios son considerados como piezas auxiliares del equipo y generalmente no se requieren en un conjunto de preventores normal.

#### VII.6.- DESVIADORES.

Abajo del tubo conductor el pozo se perfora circuiando un fluido y desde este punto se necesita un equipo para controlar el flujo de fluidos de perforación. En ciertos casos se usa un sistema desviador para controlar el pozo antes de cementar la T.R superficial (fig. VII-7). El sistema proporciona una protección razonable para el equipo y el personal, desviando cualquier flujo descontrolado de fluidos de la formación lejos del equipo.

Un sistema desviador de baja presión es ventajoso en esta situación debido a que el tubo conductor no soportaría el peso del conjunto de preventores y porque la mayoría de las formaciones superficiales son de baja presión, si es que hay presiones en estas áreas, por lo tanto, no se requiere un conjunto de preventores. En algunas áreas donde se conoce que existen baja presión, se usa un sistema desviador para perforar todo el pozo.

Son conectadas una o dos líneas de descarga por debajo del desviador, generalmente a un carrete de perforación. Las líneas de descarga deben ser de un tamaño adecuado normalmente de 8" a 12" para prevenir la sobrepresión en el pozo. Estas líneas se tienen desde la cabeza del pozo hasta una localización segura donde los fluidos descontrolados de la formación puedan ser descargados.

En muchos casos un desviador puede sustituir un preventor anular convencional o de cabeza rotatoria. De hecho, el preventor anular y el desviador son similares en diseño y operación.

Los componentes del desviador incluyen una cabeza, cuerpo, pistón y un elemento empacador de elastómero. Básicamente el desviador se diseña para sellar al rededor de la flecha, sarta de perforación o T.R. forzando el flujo a través de las líneas de desfogues y lejos del equipo.

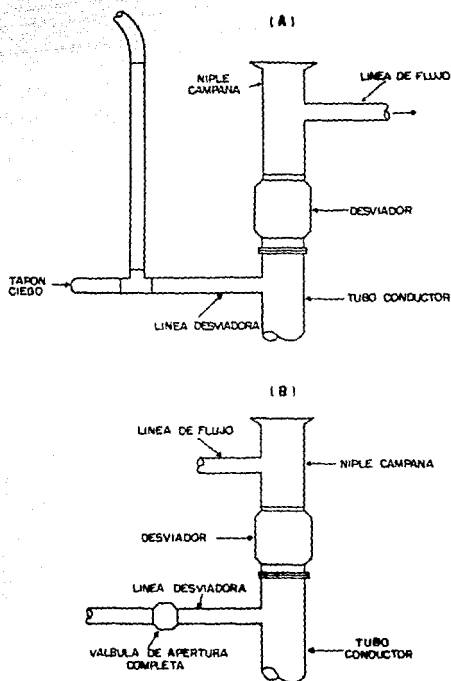


FIG. VII-7. (A) SISTEMA TIPICO DESVIADOR.

(B) SISTEMA DESVIADOR CON VALVULA DE APERTURA COMPLETA.

Bajo operaciones normales de perforacion el desviador permanece abierto. Si se usan valvulas en las lineas de desfogue deben ser de tipo "abertura completa" . disenadas para abrir cuando el desviador este cerrado. La mejor forma de lograr esto es con una unidad acumuladora de bombeo automatico. Usando la presion de cierre del desviador como la presion piloto para la valvula , cuando es aplicada la presion de cierre al desviador las valvulas se abren. Inversamente , cuando el desviador se abre , las valvulas se cierran. Si las lineas de descarga son medidas correctamente , nunca debera ocurrir un exceso de presion en el pozo.

Cuando las condiciones del pozo obligan a que el desviador sea cerrado , se aplica una presion hidraulica al desviador forzando al piston a empujar la unidad de empaque alrededor de la junta de trabajo o la flecha.

Antes de empezar las operaciones de perforacion debe probarse el desviador y las valvulas de las lineas de desfogue para asegurarse que funcionen correctamente.

#### VII.7.- BOMBA PARA EL CONTROL DE LOS PREVENTORES. (ACUMULADOR)

Los preventores de brotes se abren o cierran con fluido hidraulico que va almacenado bajo presion en un dispositivo llamado acumulador. Varios recipientes en forma de botella o esfericos estan localizados en la unidad de operaciones y es aqui en donde se guarda el fluido hidraulico. Lineas disenadas para soportar las altas presiones llevan el fluido del acumulador a los preventores y , cuando las valvulas se accionan, el fluido causa que los preventores actuen. Debido a que los preventores deben sellar el pozo lo mas rapidamente posible cuando sea necesario , los recipientes deben de estar siempre precargados con nitrógeno a una determinada presion y despues con el fluido de carga hasta la presion de operacion. Cuando se descarga la presion en alguna operacion de cierre o apertura de los preventores , automaticamente se vuelve a recargar la presion.

Ejemplo del calculo de la capacidad de un sistema para operar preventores.

Para calcular los volúmenes de fluido dentro de los acumuladores , se aplica la siguiente formula  $P_1 V_1 = P_2 V_2$  (Ley de Boyle). En el siguiente ejemplo , los volúmenes se calcularan en base a un acumulador de 303 lts. (80 galones). Se recomienda que los acumuladores sean precargados con nitrógeno a 52.82 kg/cm<sup>2</sup> (750 psi) o 70.42 kg/cm<sup>2</sup> (1000 psi) y despues con un fluido de carga a

la presión recomendada. Hay 3 rangos de presión: 105.63 kg/cm<sup>2</sup> (1500 psi), 140.85 kg/cm<sup>2</sup> (2000 psi), y 211.27 kg/cm<sup>2</sup> (3000 psi). El cálculo cubre la determinación de volúmenes de gas de nitrógeno a diferentes presiones. El volumen de fluido entonces es el volumen total del acumulador menos el volumen de gas nitrógeno.

Ejemplo 4. Volumen de fluido:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

$$52.82 \text{ kg/cm}^2 \times 303 \text{ lts} = 140.85 \text{ kg/cm}^2 \times V_2$$

$$V_2 = \frac{303 \times 52.82}{140.85} = 113.631 \text{ lts.}$$

Por lo tanto:

$$303 \text{ lts} - 113.63 \text{ lts} = 189.37 \text{ lts de fluido disponible a la presión de } 140.85 \text{ kg/cm}^2 \text{ bajo } 52.82 \text{ kg/cm}^2 \text{ de precarga de nitrógeno.}$$

Ya que el acumulador se precarga primero con nitrógeno a 52.82 kg/cm<sup>2</sup> y después con fluido de carga a una presión mayor, la mínima presión dejada en el acumulador nunca debe ser menor de 52.82 kg/cm<sup>2</sup>, pues de otra forma se permitiría el escape de nitrógeno de los acumuladores, lo cual es inadecuado.

Ejemplo 5.- comparación del volumen disponible con dos diferentes precargas.

Lo siguiente es la comparación de los cálculos de volúmenes de fluidos disponibles para uso cuando se aplican dos diferentes precargas de nitrógeno y manteniendo la presión final del acumulador no menor de 84.51 kg/cm<sup>2</sup> (1200 psi).



1).- 52.82 kg/cm<sup>2</sup> precarga de nitrógeno.

$$303 \text{ l} * 52.82 \text{ kg/cm}^2 = V_1 * 211.27 \text{ kg/cm}^2.$$

$$V_1 = 75.7 \text{ l. (20 gal) de gas y 227.1 l. (60 gal) de fluido.}$$

$$75.7 \text{ lts} * 211.27 \text{ kg/cm}^2 = V_2 * 84.51 \text{ kg/cm}^2.$$

$$V_2 = 189.25 \text{ litros de gas.}$$

Por lo tanto: 189.25 lts de gas - 75.7 lts de gas = 113.55 l. de fluido liberado de 211.27 kg/cm<sup>2</sup> a 84.51 kg/cm<sup>2</sup> de un acumulador de 303 lts.

2).- 70.42 kg/cm<sup>2</sup> precarga de nitrógeno.

$$303 \text{ lts} * 70.42 \text{ kg/cm}^2 = V_1 * 211.27 \text{ kg/cm}^2.$$

$$V_1 = 101.06 \text{ l (26 gal) de gas o 201.74 l (53.3 gal) de fluido.}$$

$$101.06 \text{ l} * 211.27 \text{ kg/cm}^2 = V_2 * 84.51 \text{ kg/cm}^2.$$

$$V_2 = 252.64 \text{ l de gas.}$$

por lo tanto:

$$252.64 \text{ lts de gas} - 101.06 \text{ lts de gas} = 151.58 \text{ lts. de}$$

fluido liberado de 211.27 kg/cm<sup>2</sup> a 84.51 kg/cm<sup>2</sup> de un acumulador de 303 lts.

Puede verse de estos calculos que la presión de precarga mayor ( 70.42 kg/cm<sup>2</sup> ) permite disponer de mayor volumen de liquido para la operación.

EJEMPLO 6.- Determinación de la precarga de nitrógeno.

Asumir: 1).- Volumen total del acumulador = 681.3 l (180 gal).

2).- Presión del acumulador = 197.18 kg/cm<sup>2</sup> (2800 psi).

se extraen 75.7 lts. (20 gal) de aceite hidraulico del acumulador y la presión se abate de 84.51 kg/cm<sup>2</sup>. Cuál es la presión original de sobrecarga del nitrógeno.

$x$  = Volumen de fluido almacenado en el acumulador a 197.18 kg/cm<sup>2</sup>.

$681.3 \text{ l} - x$  = volumen de nitrógeno en el acumulador a 197.18 kg/cm<sup>2</sup>.

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

$$197.18 \text{ kg/cm}^2 (681.3 \text{ lts} - x) = 84.51 \text{ kg/cm}^2 ((681.3 \text{ l} - x) + 75.7)$$
$$134338.73 - 197.18 x = 57576.663 - 84.51 x + 6397.41$$

$$x = \frac{70364.66}{112.67} = 624.52 \text{ l.}$$

Entonces el volumen de gas es  $681.3 - 624.52 = 56.78 \text{ l.}$

Por lo tanto:

$(197.18 \text{ kg/cm}^2) (56.78 \text{ lts de nitrógeno}) = (\text{Precarga de nitrógeno en kg/cm}^2) (681.30 \text{ lts})$

$$N_2 \text{ Precarga} = \frac{197.18 \times 56.78}{681.3} = 167.43 \text{ kg/cm}^2.$$

EJEMPLO 7.- Empleando corrección de la presión atmosférica.

$$P_1 = 84.51 \text{ kg/cm}^2 + 1.056 \text{ kg/cm}^2 \text{ (15 psi) atmosférica.}$$

$V_1 = 37.85 \text{ lts (10 gal)}$  (volumen total de un acumulador nominal de 41.64 l. (11 gal)).

$$P_1 = 211.27 \text{ kg/cm}^2 \text{ (presión de trabajo del sistema) + } 1.056 \text{ kg/cm}^2 \text{ (atmosférica).}$$

$$V_2 = \frac{P_1 V_1}{P_2} = \frac{85.566 (37.85)}{212.326} = 15.25 \text{ lts. de gas}$$

$$\text{Vol. de líquido utilizable} = V_1 - V_2 = 41.64 - 15.25 = 26.39 \text{ l.}$$

Así el volumen de fluido de un acumulador nominal de 41.64 l. precargado a 84.51 kg/cm<sup>2</sup> y cargado a 211.27 kg/cm<sup>2</sup> son 6 galones ( $V_1 - V_2$ ).

Vamos a asumir que el volumen requerido para cerrar y abrir el conjunto de preventores de un sistema son 567.75 l. (150 gal.). Basado en el criterio de tener 1/2 veces este volumen almacenado en los acumuladores, podemos necesitar un acumulador el cual pueda sostener 851.63 lts (225 gal) bajo estas condiciones. Asi el tamaño del banco de acumuladores,  $V_{ac}$ , puede ser:

$$V_{ac} = \frac{851.63 \text{ lts (de fluido)}}{22.71 \text{ lts (fluido)} / 37.85 \text{ l (volumen total del acum.)}}$$

$$V_{ac} = 1419.38 \text{ l (volumen total en acumuladores).}$$

Ya que el acumulador seleccionado tiene un volumen real de 37.85 l (10 gal), debemos requerir un sistema de 38 botellas de acumulador.

Las razones por las cuales se considera necesario tener un sistema de 211.27 kg/cm<sup>2</sup> (3000 psi) con un 50% de reserva son los siguientes:

- 1).- El fluido en las líneas de "cierre" tiende a regresar el flujo a los tanques de reserva de la unidad acumuladora. Esto es porque los acumuladores normalmente se localizan en la posición mas baja que el conjunto de preventores en un

punto de 30 a 45 m de distancia del pozo, y las cuatro válvulas de la unidad acumuladora son colocadas en posición abierta, cerrándose en el caso de una emergencia.

Sin embargo, con una presión alta y la capacidad de reserva de la unidad de  $211.27 \text{ kg/cm}^2$  (3000 psi), el tiempo mínimo es menor mientras la línea de cierre llega a ser totalmente rellenada después de que la válvula se abre o se cierra.

2).- las válvulas pierden algunas de sus capacidades de flujo debido al "interflujo" cuando se abren y cierran continuamente. El 50% de reserva de líquido en el sistema es para compensar esto.

3).- Frecuentemente existen pérdidas de líquido a través del empacador de los preventores y estas pérdidas son compensadas por la reserva del sistema.

El 50% de reserva del sistema de  $211.27 \text{ kg/cm}^2$ , proporciona mayor rapidez y mayor confiabilidad en el cierre de preventores en caso de reventón.

Definición de variables.

$P_1$  = Presión máxima del acumulador cuando se carga totalmente ( $211.27$ ,  $140.85$ , y  $105.63 \text{ kg/cm}^2$ ).

$P_2$  = Presión mínima dejada en el acumulador. La mínima recomendada es de  $84.51 \text{ kg/cm}^2$  (1200 psi).

$V$  = Volumen total (líquido y nitrógeno).

$V_1$  = Volumen de gas nitrógeno en el acumulador a la presión máxima  $P_1$ .

$V_1$  =  $V_1$  más el fluido empleado de la presión máxima a la presión mínima (fluido necesario más el 50% como factor de seguridad).

$V_1 - V_1$  = Fluido total utilizado con 50% de factor de seguridad incluido.

$V = 3V_1$  = Tamaño total del sistema de 211.27 kg/cm<sup>2</sup> (3000 psi)  
{precarga de 70.42 kg/cm<sup>2</sup> (1000 psi)}.

$V = 2V_1$  = Tamaño total del sistema de 140.85 kg/cm<sup>2</sup> (2000 psi)  
{precarga de 70.42 kg/cm<sup>2</sup> (1000 psi)}.

$V = 2V_1$  = Tamaño total del sistema de 105.63 kg/cm<sup>2</sup> (1500 psi)  
{precarga de 52.82 kg/cm<sup>2</sup> (750 psi)}.

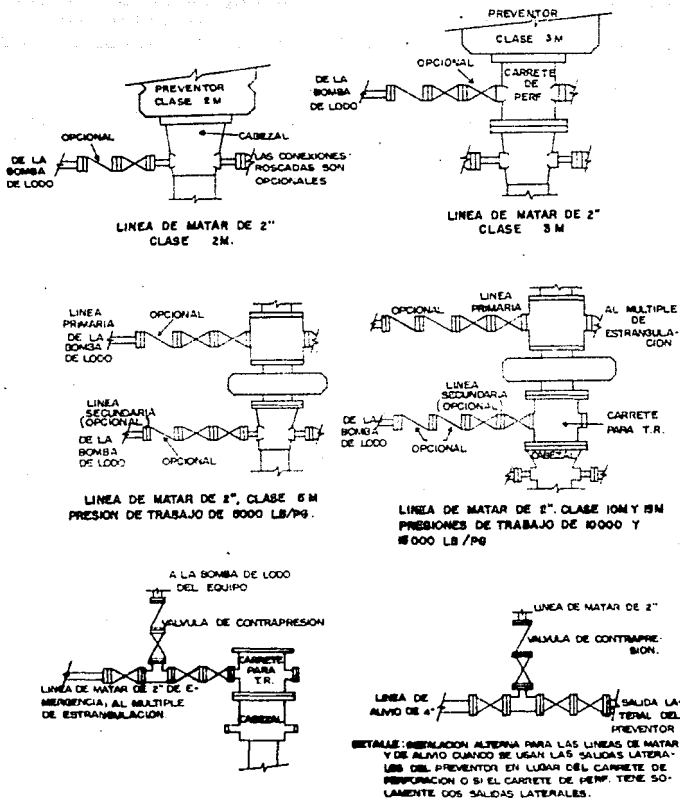
#### VII.8.- CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL.

##### VII.8.1.- LINEAS DE MATAR.

Cuando no hay tubería dentro del pozo y este tiene presión, se requiere tener manera para bombear fluidos dentro de él, por abajo de los arietes ciegos. Estas conexiones son también necesarias cuando se debe colgar tubería sobre los arietes para la T.P. y se cierran los arietes ciegos.

La línea de matar se conecta al carrete de perforación, excepto en conjuntos de baja presión donde se conecta a una de las salidas laterales del cabezal de la T.R. (fig. VII-8). En conjuntos de alta presión, si se ha cementado otra T.R., generalmente se usa una segunda línea de matar conectada al cabezal o carrete de la T.R. Esta segunda línea de matar se usa cuando es necesario reparar la línea primaria de matar o cuando se cierra el preventor interior y el carrete de perforación se encuentra arriba del preventor que se cierra.

Las líneas de matar deben de ser de la misma o mayor presión que el conjunto de preventores. Es conveniente que las conexiones en la línea de matar resistan la máxima presión superficial



**FIG. VII-8.** INSTALACIONES DE LINEAS DE MATAR. EL USO DE VALVULAS DE CONTRAPRESION EN LAS LINEAS. PERMITE INICIAR EL BOMBEO INMEDIATAMENTE DESPUES QUE SE CIERRA EL POZO Y EVITAN EL CONTRAFLUJO EN CASO DE QUE SE ROMPA LA LINEA.

esperada, con objeto de que no haya necesidad de cambiarlas al profundizar el pozo.

Se debe conectar una o más válvulas de compuerta en las salidas laterales del conjunto de preventores. En la línea de matar se deben instalar además una o más válvulas de contrapresión, para evitar flujo del pozo en caso de que haya fuga en las conexiones. Cuando se instala una válvula de contrapresión en la línea de matar, las válvulas de compuerta se pueden quedar abiertas. Esto permite que se puedan bombear fluidos dentro del pozo sin que el personal tenga que bajar al piso de trabajo a abrir las válvulas.

#### VII.8.2.- LÍNEAS DE ESTRANGULAR.

En la mayoría de las ocasiones, las líneas de estrangular salen del conjunto de preventores y llegan hasta un múltiple de estrangulación donde hay instalados varios estranguladores (fig.VII.8). Las líneas de estrangular deben ser de una presión de trabajo igual o mayor que el conjunto de preventores.

La mayoría de los comentarios relativos a las líneas de matar son aplicables a las líneas de estrangular. Una consideración importante es que las velocidades de flujo de los fluidos a menudo son mayores que en la línea de matar, debido a la expansión del gas en el espacio anular.

Aunque en un múltiple de estrangulación se puede desviar el flujo de un estrangulador a otro, la totalidad del flujo tiene que pasar por la línea de estrangular. La velocidad de flujo disminuye cuando se incrementa el diámetro de la línea, y el desgaste de la línea es menos severo. Para reducir aun más su desgaste, las líneas de estrangular deben ser lo más rectas posibles. Si esto no es posible, se sugiere instalar curvas de radio largo. Si no se puede evitar cambios de dirección de 90°, se deben instalar conexiones tipo "T", con tapones sólidos o rellenos de plomo.

Deben conectarse dos válvulas a las salidas laterales del conjunto de preventores, donde se conectan las líneas de flujo. La válvula exterior es la válvula de trabajo. La válvula interior se debe usar solamente en emergencias.

Es conveniente que la válvula interior se pueda operar a control remoto, esto evita que el personal tenga que bajar al piso



de trabajo para operarias cuando el pozo tiene presión o cuando hay fuga de flujo.

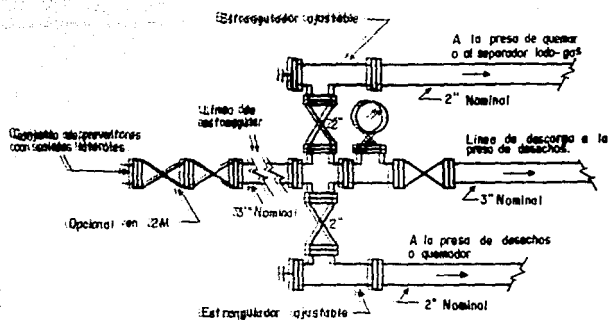
#### VII.8.3.- MULTIPLE DE ESTRANGULACION.

Si la presión hidrostática del fluido de perforación es insuficiente para controlar la presión de formación, los fluidos contenidos en ella fluirán hacia adentro del pozo. Para mantener el control del pozo, es necesario aplicar una contrapresión restringiendo el flujo a través de estranguladores hasta que se corrijan las condiciones del pozo. Los estranguladores se conectan al conjunto de preventores a través de un arreglo de válvulas, adaptadores u líneas que proporcionan rutas alternativas de flujo o permiten detener completamente el flujo. Todo este equipo es designado como múltiple de estrangulación (fig. VII-9 y VII-10).

El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar varios factores como son las presiones de formación y superficiales previstas, el método de control empleado, medio ambiente circundante, corrosión, volumen, toxicidad y abrasión de los fluidos.

#### PRACTICAS RECOMENDADAS PARA PLANEAR E INSTALAR MULTIPLES DE ESTRANGULACION EN INSTALACIONES SUPERFICIALES.

- 1).- El múltiple de estrangulación sujeto a la presión del pozo y/o bomba (normalmente corriente arriba e incluyendo los estranguladores) deberá tener una presión de trabajo igual a la de los preventores en uso.
- 2).- Los componentes deberán cumplir con las especificaciones API aplicables para los valores anticipados de presión, temperatura y corrosión de los fluidos de la formación y de perforación.
- 3).- El múltiple de estrangulación deberá ser colocado en un lugar de fácil acceso, preferentemente fuera de la subestructura.



MÚLTIPLE DE ESTRANGULACION TÍPICO PARA RANGOS DE PRESION DE TRABAJO DE 2M Y 3M.

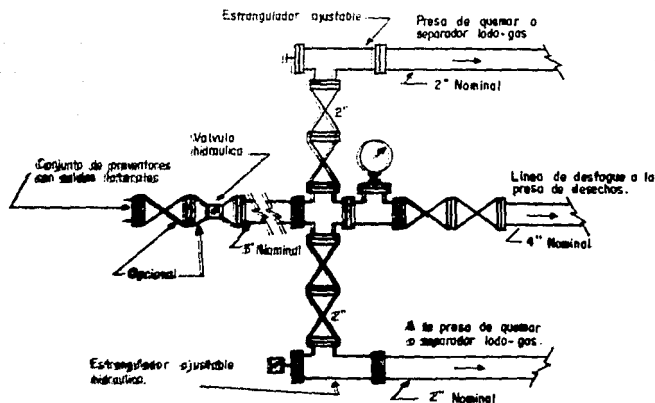


FIG. VI-9.- MÚLTIPLE DE ESTRANGULACION TÍPICO PARA RANGOS DE PRESION DE TRABAJO DE 5M.

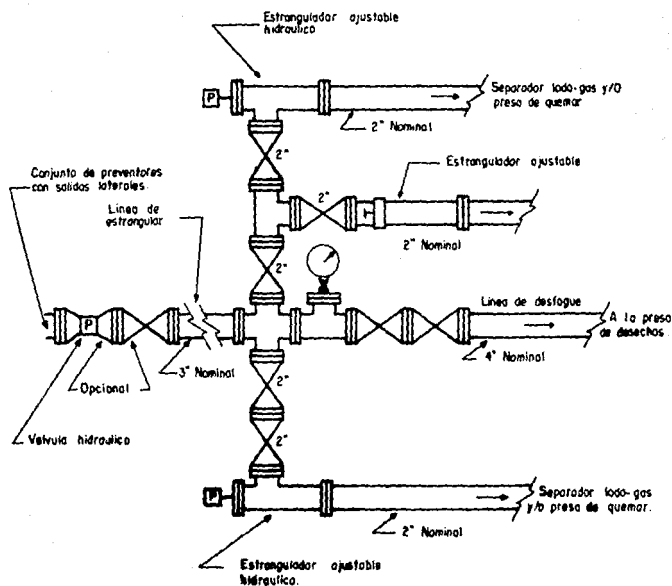


FIG. VII-10.- MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN TÍPICO PARA RANGOS DE PRE-  
SIÓN DE TRABAJO DE 10M Y 15 M.

4).- La línea de estrangular (la cual conecta el conjunto de preventores al múltiple de estrangulación) y las líneas corriente abajo del estrangulador deben ser:

a) Lo más rectas posible.

b) Firmemente anclada para evitar vibración excesiva.

c) Tener un tamaño de pared suficiente para prever la erosión excesiva o la fricción del fluido.

5).- Las rutas alternativas de quemar y de flujo de la línea de estrangulación corriente abajo, deben de instalarse de tal forma que las partes obturadas, desgastadas o que funcionen mal puedan ser aisladas para su reparación sin interrumpir el control del brote.

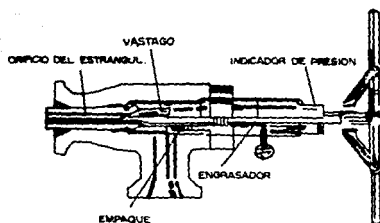
6).- La línea de purga (línea de descarga que pasa por los estranguladores) debe ser al menos igual en diámetro a la línea de estrangulación. Esta línea permite circulación en el pozo con los preventores cerrados, mientras se mantiene a un mínimo la contrapresión. Permite también la purga de grandes volúmenes de fluidos del pozo para aliviar la presión en T.R. con los preventores cerrados.

7).- Todas las válvulas del múltiple de estrangulación sujetas a erosión de los fluidos del pozo deben ser de apertura total y diseñadas para operar fluidos de perforación y gas a alta presión.

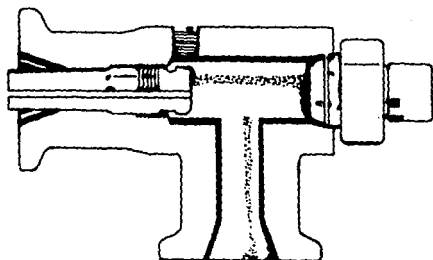
8).- Las pruebas, inspección y mantenimiento general del múltiple de estrangulación deben ser realizadas en la misma forma que las programadas para el conjunto de preventores.

#### VII.9.- ESTRANGULADORES.

Son dispositivos que emplean una apertura fija o variable para controlar la liberación de fluidos en pozos bajo presión. Los tipos más comunes se muestran en las Fig. VII-11 (a) y (b).



A) - ESTRANGULADOR VARIABLE



B) ESTRANGULADOR FIJO.

FIG. VII-11: DIFERENTES TIPOS DE ESTRANGULADORES.

Los estranguladores del tipo fijo, llamados frecuentemente "positivo", tienen un elemento reemplazable de diametro fijo. Hay disponibles una gran variedad, con orificios que van desde 2/64" hasta 128/64", en incrementos de 1/64". Los estranguladores se fabrican normalmente con acero al alto carbon, o carburo de tungsteno. La mayoria de los estranguladores fijos se pueden convertir a variables, cambiando las partes apropiadas. La conexi6n del estrangulador se puede hacer atornillandolos o mediante bridas clasificadas por el API. En estranguladores positivos, el cambio de estrangulador es lento. El cambio del estrangulador se efectua desviando el flujo hacia otro estrangulador, o cerrando el pozo.

Los estranguladores variables o ajustables permiten cambiar el orificio de estrangulaci6n facilmente y son muy utiles en los procedimientos para el control de brotes.

Se fabrican con agujas y asientos de acero al alto carbon o de carburo de tungsteno, y al igual que los estranguladores fijos con conexiones de rosca o de brida. En ocasiones se tapan con particulas extrañas, pero se pueden destapar abriendo temporariamente el orificio al flujo. Se desgastan rapidamente con lodos abrasivos.

Recientemente han salido al mercado estranguladores con cambio de hule. El orificio se varia aplicandole presi6n a la camisa por su exterior o por uno de sus extremos, y es posible abrirlo con rapidez a un tamaño grande para liberar el material obstruyente. Su vida útil es adecuada a baja presi6n, pero es corta arriba de 3,000 psi, aunque los rangos de su cuerpo sean de 10,000 psi.

Se requiere solamente unos minutos para cambiar el elemento de hule, pero su uso no es practico a altas presiones debido a que su desgaste es rapido. Una gran ventaja es que opera a control remoto, por medio de una consola que ademas registra las presiones en T.P. y en T.R.. No obstante de las limitaciones de presi6n, estos estranguladores han llegado a ser populares.

Otros desarrollos recientes incluyen dos estranguladores variables de alta presi6n (10,000 psi) con orificio variable de carburo de tungsteno. El primero de ellos tiene dos discos con aberturas iguales, aproximadamente medios círculos abiertos. Se colocan uno al lado del otro y un disco es rotado para controlar el tamaño de la abertura desde cero hasta un máximo. El segundo tiene un tapon de 3" de carburo de tungsteno que se desliza dentro o fuera de una camisa para controlar el flujo. Este tipo de estranguladores son muy utiles para el control de brotes.

Como usar los estranguladores fijos.

#### Cálculo del diámetro del estrangulador.

Cuando no se cuenta con estrangulador variable en el equipo, se tendrá que calcular el diámetro de un estrangulador fijo necesario para la operaciones de control.

El diámetro del estrangulador se puede determinar por medio de la siguiente expresión:

$$\phi_{\text{est}} = 3.18 \left[ \frac{Q^2}{\Delta P_{\text{est}}} \times d_1 \right]^{1/4} \quad \text{-----(7.1),}$$

donde:

$\phi_{\text{est}}$  = diametro estrangulador (64avos)

$Q$  = gasto de la bomba (lts/min).

$\Delta P_{\text{est}}$  = lectura de presión en TR<sub>1</sub> (kg/cm<sup>2</sup>).

$d_1$  = densidad del lodo en el pozo al ocurrir el brote (gr/cm<sup>3</sup>)

Una expresión equivalente a la ec. (7.1), que permite trabajar en las unidades del sistema Inglés es la siguiente:

$$\phi_{\text{est}} = 7.07 \left[ \frac{Q^2}{\Delta P_{\text{est}}} \times d_1 \right]^{1/4} \quad \text{---(7.2),}$$

donde:

$\phi$  est = diametro de estrangulador (64avos).

Q = gasto de la bomba (gal/min).

$\Delta P_{est}$  = lectura de presión en TR<sub>1</sub> (lb/pg<sup>2</sup>)

$d_1$  = densidad del lodo en el pozo al ocurrir el  
brote

Cálculo de la velocidad de bomba en caso de tener un estrangulador de diámetro fijo.

Cuando no se cuenta con un estrangulador variable, no se cuenta con una amplia variedad de diámetros de estranguladores fijos, o se tiene la necesidad de modificar las condiciones de presión en el sistema, es necesario determinar la nueva velocidad de bomba necesaria para el control.

Es muy útil en el campo la elaboración de una tabla enlistando los valores de las caídas de presión ( Ps ) y PIC para diferentes valores de velocidad de bombeo.

El calculo de la tabla se hace de la siguiente manera

Se conocen las expresiones

$$\Delta P_{s_1} = K Q_1^{1.85} \quad \text{-----(1)}$$

$$\Delta P_{s_2} = K Q_1^{1.85} \quad \text{-----(2)}$$

En esta ocasión se hablará de velocidad de bomba que es equivalente al gasto debido a que se utiliza la misma bomba sin cambio en su extremo hidraulico.



Para determinar el primer valor de PIC, se utilizan los valores de  $P_s$  y la  $P_{tpi}$  correspondientes.

Igualando K de las expresiones (1) y (2)

$$\frac{\Delta P_{s1}}{Q_1^{1.84}} = \frac{\Delta P_{s2}}{Q_2^{1.84}} \quad \text{----- (3)}$$

Despejando  $\Delta P_{s1}$  de (3)

$$\Delta P_{s1} = \frac{\Delta P_{s2} \times Q_2^{1.84}}{Q_1^{1.84}}$$

Finalmente el valor de PIC para la nueva velocidad de bombeo es:

$$PIC = \Delta P_{s1} + P_{tp1} @ Q_1$$

Como usar los estranguladores ajustables.

El control de un brote depende mucho de la operación del estrangulador. Los estranguladores ajustables incluyen en su diseño algunas ventajas que son útiles cuando se usan con procedimientos de control fig. VII-12 (a) y (b).

Una de las ventajas mas importantes es la operación a control remoto. Otra es la habilidad del estrangulador para controlar rápidamente el flujo del pozo por medio de un rango amplio de tamaños de orificio. También el poder controlar la velocidad a la cual abre o cierra el estrangulador es una ventaja importante.

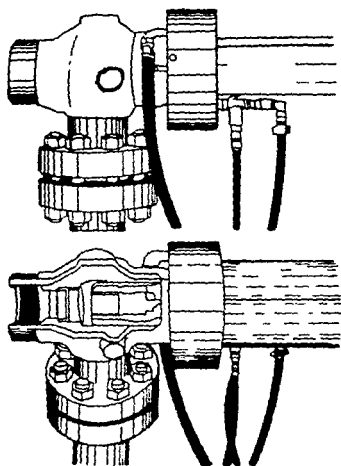
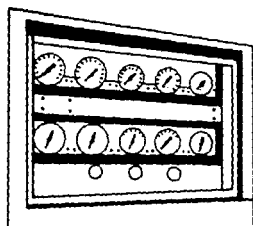


FIG. A- ESTRANGULADOR AJUSTABLE HIDRAULICO



Consola de control remoto

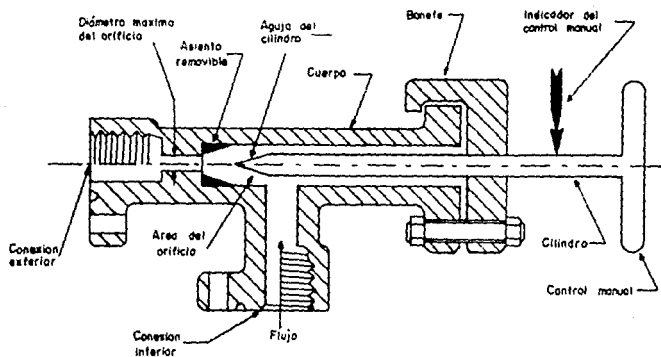


FIG. B- ESTRANGULADOR AJUSTABLE MANUAL

FIG. VII-12.- TIPOS DE ESTRANGULADORES

Durante un brote, es muy probable que se arrastren algunos recortes, y además, los protectores de huile de la tubería de perforación a menudo se rompen y salen por el espacio anular al estrangulador. Aquí es cuando el estrangulador ajustable es indispensable.

Los estranguladores se diseñaron para intentar resolver los problemas relacionados con una amplia variación en la presión, gasto y abrasión del lodo, con la mayoría de los estranguladores ajustables existentes en el mercado se obtienen resultados similares.

Al instalar sistemas dotados con estranguladores ajustables, se debe tener cuidado en el siguiente número de puntos.

- 1.- Es esencial un múltiple. Un múltiple de estrangulación provee flexibilidad en caso de que se tape, descomponga o desgaste un estrangulador. El arreglo del múltiple debe reflejar esta flexibilidad. Al armarse, todo el conjunto de estrangulación se debe probar a su presión máxima de trabajo.
- 2.- Elimine codos excesivos. Probablemente el error más común que se comete al instalar un sistema de estrangulación automático es el uso de un número excesivo de codos. El gas que fluye de un pozo que "cabecea" lo hace a una alta velocidad y acarrea arena, lodo y otros materiales. Cada codo de 90° provee un punto débil. La experiencia indica que la mejor conexión para un cambio de dirección de 90° es una "T" de alta presión con un tapón ciego. Esto reduce más la tendencia a la erosión que en un codo normal o en un codo de radio largo.
- 3.- El tamaño inadecuado de la línea de descarga del estrangulador puede crear problemas de flujo abajo de él. Las presiones flujo abajo del estrangulador no son de la magnitud de las presiones flujo arriba, pero las velocidades y la erosión son mayores. Por esta razón, la línea de flujo abajo del estrangulador debe ser de alta presión y de un mayor diámetro que la línea del estrangulador.

4.- Se debe instalar un separador de gas libre en el extremo del estrangulador que descarga a la presa de lodos.

5.- Es esencial el mantenimiento adecuado de la consola y el sistema de control. Esto garantiza que el sistema estara en condiciones de operar cuando se le necesite.

#### VII.10.- VALVULAS DE CONTROL Y DE CONTRAPRESION.

Dispositivos que previenen reventones por la tubería de perforación.

La prevención de reventones a través de la tubería de perforación es una parte importante del control del pozo. Cuando ocurre un brote, el fluido extraño generalmente entrará al espacio anular debido a la dirección del flujo del fluido de perforación durante la circulación normal y además por significar mayor área de flujo.

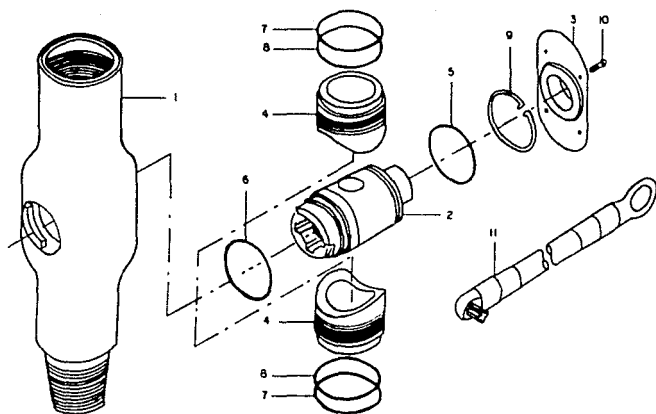
Sin embargo, si el fluido del brote entra a la tubería de perforación por alguna razón, las presiones de cierre de la tubería de perforación serán mayores que en condiciones normales del brote debido a que la columna de lodo dentro de la tubería es menor.

Algunas herramientas soportan las presiones de la tubería de perforación durante los brotes. La primera herramienta es la flecha y sus válvulas asociadas, tales como las válvulas de seguridad.

Como la flecha no se usa, son necesarias válvulas en la sarta de perforación para controlar las presiones. Estas válvulas pueden ser automáticas o de control manual, y pueden estar permanentemente en una parte de la sarta o ser instaladas cuando ocurre el brote.

#### VII.10.1.- VALVULAS DE SEGURIDAD.

La flecha que se usa para transmitir el movimiento de rotación es la conexión entre la sarta y el equipo superficial de perforación. Las válvulas son generalmente colocadas arriba y abajo de la flecha para proporcionar protección para la flecha y todo el equipo superficial. (fig. VII.13 y VII.14)



#### LISTA DE PARTES

- |  |  |
|--|--|
| 1- Cuerpo                                    | 8- Anillo O del inserto parte superior     |
| 2- Cilindro obturador                        | 9- Conado del cilindro obturador           |
| 3- Placa de retencion del cilindro obturador | 10- Tornillos Allen de la placa retén      |
| 4- Inserto del sello                         | 11- Llave actuadora del cilindro obturador |
| 5- Anillo "O" del cuerpo.                    |  |
| 6- Anillo "O" del obturador                  |  |
| 7- Anillo O del inserto parte inferior       |  |

FIG.- VII-13.- VALVULA DE SEGURIDAD SUPERIOR DE LA FLECHA.

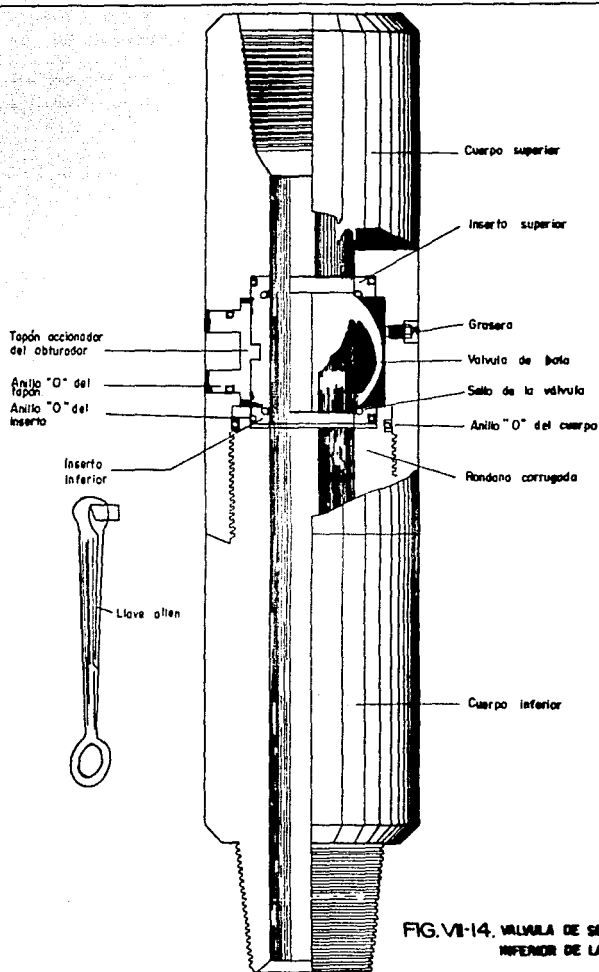


FIG. VII-14. VALVULA DE SEGURIDAD  
 INFERIOR DE LA FLECHA.

Estas válvulas llamadas de seguridad, deberán de ser de un rango de presiones (5000 y 10000 psi) compatible con el resto de la sarta de perforación y capaz de resistir el desgaste.

Este tipo de válvulas tienen una bola de acero con una abertura en su centro. La válvula se abre cuando el orificio de la bola esté orientado en la línea con la dirección del flujo. Se cierra cuando la bola se orienta de tal forma que la abertura se encuentre perpendicular a la dirección del flujo.

El pasaje interno de la válvula de la bola debe tener el mismo diámetro del orificio de la flecha. Para manejarlas se necesita una llave especial tipo allen y el operador debe cerciorarse que esta llave esté siempre disponible en el mismo sitio y además que cada obrero de la cuadrilla sepa donde encontrarla.

La válvula inferior de la flecha, se emplea normalmente en conjunto con la superior, pues la posición mas baja puede no resultar accesible en caso de emergencia. La válvula inferior resulta útil para evitar el flujo del pozo mientras se efectúan conexiones.

#### VII.10.2.- VALVULA DE CONTRAPRESION.

Un cierre automatico o válvula flotadora, en la sarta de perforación, generalmente permitira el movimiento de fluidos hacia abajo de la tubería de perforación pero no permitira flujo hacia arriba. La válvula puede ser tipo charnela o tipo dardo y puede ser instalada por bombeo o ser permanente (figura VII-15 ).

Hay una desventaja en el control del pozo cuando se instala una válvula flotadora en la sarta de perforación debido a que la base de los procedimientos para controlar el brote depende de la determinación de la presión de la tubería de perforación. Dado que no es posible hacer una lectura directa de presiones de la tubería de perforación cerrada, al usar una válvula flotadora se deben usar procedimientos alternativos para leer presiones, que son mas complejos.

Aunque la válvula evita reventones por la tubería de perforación, frecuentemente se usa para evitar el flujo del pozo durante conexiones.

#### VII.10.3.- VALVULAS DE COMPUERTA.

En las válvulas de compuerta, una placa de acero se coloca perpendicular a la corriente para evitar el flujo.

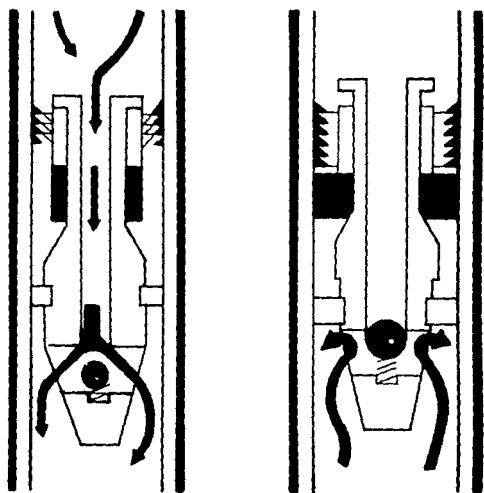


FIG. VII-15.- VALVULA DE CONTRAPRESION.



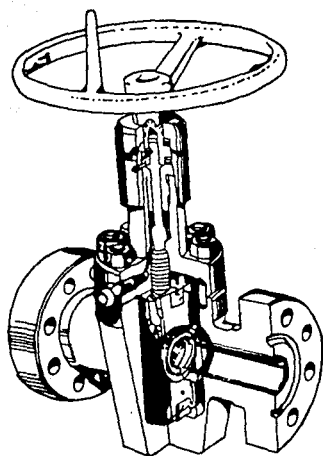


FIG VII-16 VALVULA DE COMPUERTA.

La principal desventaja de estas bombas es que la descarga del flujo es mediante pulsaciones, las cuales originan impactos sobre las líneas de descarga. Estos efectos son amortiguados por la cámara de pulsaciones localizada sobre la línea de descarga.

Las bombas se denominan comúnmente por su diámetro y carrera. Una bomba de 8 x 18 pg tiene un diámetro de pistón (tamaño de camisa) de 8 pg y una longitud de carrera de 18 pg.

#### Cálculo de la capacidad de la bomba.

1er. Caso:

Los HP de la bomba están dados por:

$$HP = \frac{P \times Q}{1714} \quad (1)$$

Donde:

P = presión máxima dada por la bomba (kg/cm<sup>2</sup>)

Q = gasto máximo dado por la bomba (lts/min)

Despejando P de la ecuación 1

$$P = \frac{1714 \times HP}{Q} \quad (2)$$

El valor de HP es proporcionado por el fabricante, Q se obtiene de la siguiente manera:

Para bomba dúplex  $q = 0.02575 \times L(2D^3 - d^3)$  (lts/emb)

Para bomba triplex  $q = 0.0386 \times L \times D^3$  (lts/emb)

Donde para ambos casos:  $L$  = longitud de la carrera (pg)

$D$  = diámetro del pistón (pg)

$d$  = diámetro del vástago (pg)

Finalmente:  $Q = EPM \times q$

Valor que se sustituye en la ecuación 2

2do. Caso:

$$\text{Partiendo del concepto: } P = \frac{F}{A}$$

Donde:  $F = P \times A$  = Carga sobre el pistón.

Tenemos:  $P_1 A_1 = P_2 A_2$

$$P_1 \frac{\pi d_1^2}{4} = P_2 \frac{\pi d_2^2}{4}$$

Finalmente:  $P_1 d_1^2 = P_2 d_2^2$

#### VII.12.- EQUIPO SNUBBING - ULTIMO RECURSO MAS RECIENTE EN EL CONTROL DE POZO.

Cuando la sarta de perforación se extrae del pozo, pueden ocurrir brotes como resultado del efecto de succión o llenado inapropiado del pozo. Dado que en esos casos la barrena no está en el fondo, la densidad de control puede ser alta y en algunos casos se excederá de los rangos prácticos. ( Fig. VII-17).

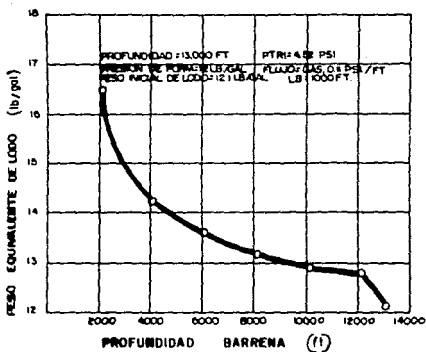


FIG VII-17. PESOS DEL LODO PARA CONTROLAR UN BROTE MIENTRAS SE VIAJA.

SE CONSIDERAN FUERZAS DE FRICCIÓN PARA SIMPLICAR LOS CÁLCULOS

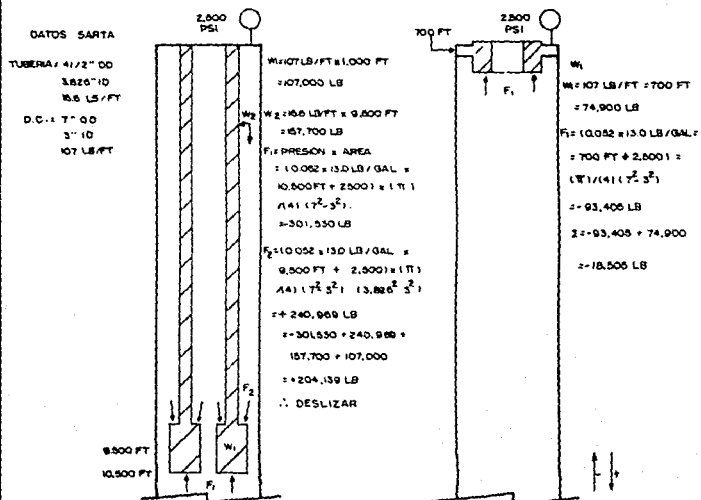


FIG VII-18. DIFERENCIA ENTRE DESGLIZAR Y FORZAR.

Cuando esto ocurre, es necesario bajar la sarta de perforación dentro del pozo mientras se mantiene una presión superficial apropiada para evitar un flujo adicional de fluidos de la formación.

El procedimiento apropiado para el control del pozo bajo estas circunstancias, es "deslizar" o "forzar" la tubería dentro del pozo con el preventor cerrado.

Stripping y snubbing es el proceso en el cual la sarta de perforación se mueve dentro del pozo para alcanzar algún propósito específico. El caso general ocurre cuando la tubería se baja dentro del pozo para controlar un brote, mientras que en algunos casos demandará que la tubería se saque del pozo para desarrollar alguna operación.

La diferencia entre stripping y snubbing se basa en la manera en que actúa la presión del brote sobre la sarta de perforación y la cantidad de sarta de perforación al cerrar el pozo cuando se presenta el brote.

Si la fuerza de empuje resultante ejercida por la presión del brote actuando en la superficie horizontal de la sarta de perforación excede el peso de la sarta de perforación, la tubería puede ser forzada dentro o fuera del pozo. Si el peso es mayor que la fuerza de empuje, la tubería de perforación puede ser deslizada (Fig. VII-18).

#### VII.12.1.- EQUIPO SNUBBING.

En las operaciones de snubbing dentro del pozo, deben aplicarse fuerzas hacia abajo a la sarta de perforación y requerirá el uso de un equipo especial. Este equipo puede operarse mecánica o hidráulicamente y por lo general consistirá de preventores especiales para el control de presión.

#### VII.12.2.- SNUBBERS MECANICOS.

Este tipo de equipo utiliza el sistema del equipo de perforación para forzar la tubería dentro o fuera del pozo (Fig. VII-19). El equipo snubbing consiste de un juego de snubbers viajeros para forzar el movimiento de la tubería bajo la presión del pozo y un juego de snubbers fijo para prevenir el movimiento de la tubería cuando los snubbers viajeros la suelten.

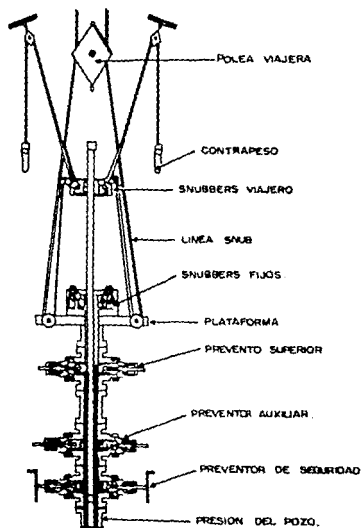


FIG. VII-19. SNUBBERS MECANICO.

Una línea de alambre ( línea snub ) pasa por la polea central de la polea viajera para afianzarse a la agarradera del snubber viajero. Esta línea se usa para transmitir una fuerza balanceada hacia abajo al snubber viajero cuando la polea se levanta y elimina la tendencia de doblar la tubería por la igualdad de fuerzas de aplicación hacia abajo.

El balanceador de pesos automatico eleva el snubber viajero al mismo tiempo que baja la polea viajera para sujetar una nueva sección de tubería.

Los snubbers fijos comprenden la sección mas interior en el ensamble del snubbing y son atornillados a la parte superior del preventor de control. Los snubbers fijos se diseñan, como preventores de reventón adicionales, para tener ventaja sobre la presión del pozo. Como la presión del pozo incrementa la fuerza de empuje aplicada a la tubería, se incrementa tambien el agarre de los snubbers.

El ensamble del preventor de control el cual se usa para sellar entre la tubería de revestimiento y la tubería, consiste de un preventor superior, un preventor auxiliar, un preventor de seguridad un múltiple de control.

Los preventores de control, los cuales son esencialmente preventores tipo ariete, son operados hidráulicamente para abrir y cerrar rápidamente.

Los preventores superior y auxiliar emplean empaques de mayor resistencia a la fricción durante el movimiento de la tubería y son más fáciles de reemplazar que el material de los arietes usados en el preventor de seguridad.

La manera en la cual el preventor de control se arregia al ensamblarse, depende de la configuración del conjunto de preventores que se esta usando. El ensamble del preventor de control generalmente se integrara al conjunto de preventores con el preventor de seguridad embridado al preventor esferico.

Se embrida un preventor auxiliar y un carrete sobre el preventor de seguridad con el preventor superior arriba del carrete. El carrete se usa para dar espacio entre el preventor superior y el preventor auxiliar para permitir la lubricación de la junta de la tubería de perforación a través del preventor y puede variar de longitud para la lubricación de herramientas especiales.

El ensamble del preventor de control está diseñado para prevenir la apertura inadvertida de todos los preventores al mismo tiempo.



Los arietes en cualquiera de los preventores auxiliar o de seguridad, se deben cerrar y la presión entre este preventor y el preventor superior, se debe liberar antes de que este se abra.

El preventor superior debe cerrarse y la presión igualada abajo antes de que se abra el preventor inferior.

Después de que el equipo ha sido instalado y probado con presión, la primera junta de tubería de perforación, junto con una válvula de contrapresión, se baja hacia el interior del preventor superior y se cierran los arietes. Los snubbers viajeros y fijos son anclados a la tubería. Los snubbers viajeros son desanclados de la tubería y movidos a un punto aproximadamente 4 pies arriba de los snubbers fijos y anclados. Los snubbers fijos son liberados y la tubería es forzada hacia adentro del pozo al levantar el block. Cuando los snubbers viajeros alcanzan un punto inmediatamente de los snubbers fijos, estos son enganchados y los snubbers viajeros son movidos hacia arriba y enganchan una nueva sección de tubería.

Este proceso se repite para continuar con el movimiento de la tubería hacia el interior del pozo.

Cuando se ha metido la tubería y la junta de trabajo es alcanzada, los snubbers viajeros son usados para acomodar la junta de trabajo inmediatamente abajo de los snubbers fijos y arriba del preventor superior. Los arietes auxiliares son cerrados y los superiores abiertos antes de que la junta de trabajo se forzada hacia una posición entre los dos arietes.

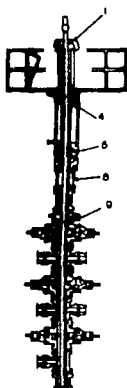
Los arietes superiores son cerrados y los arietes inferiores son abiertos para permitir continuar introduciendo la tubería hasta que una nueva junta de trabajo sea encontrada.

El proceso snubbing es continuar hasta que el peso de la tubería en el pozo iguale la fuerza ascendente causada por la presión del pozo que actúa sobre la sección transversal de la tubería.

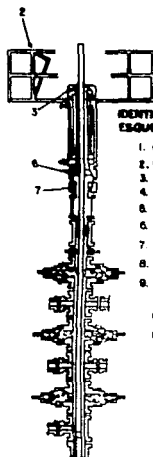
En este punto con frecuencia llamado "punto snubbing", la tubería fácilmente se mueve hacia el interior del pozo sin necesidad de ser introducida contra presión. El snubbing se quita y se usa la polea viajera para proceder al proceso stripping.

#### VII.12.3.- SNUBBERS HIDRAULICOS.

La unidad de snubbing hidraulico fue desarrollada para aplicarse en áreas donde era necesario el control del pozo, pero no se encontraba el equipo de perforación (Fig VII-20).



PISTON EXTENDIDO Y GRAPAS VIAJERAS CERRADAS ANTES DE FORZAR LA TUBERIA DENTRO DEL POZO.



PISTON RETRAIDO Y GRAPAS VIAJERAS ABIERTAS ANTES QUE EL PISTON SEA EXTENDIDO OTRA VEZ.

IDENTIFICACION DEL EQUIPO EN EL ESQUEMA.

1. GRAPAS VIAJERAS (CERRADAS)
2. CARRERA DE TRABAJO CON LOS CONTROLES
3. GRAPAS VIAJERAS (ABIERTAS)
4. PISTON
5. SNUBBERS PUJO (ABIERTO)
6. SNUBBERS PUJO (CERRADO)
7. GRAPA ESTACIONARIA (ABIERTA)
8. VENTANA DE ACCESO
9. CONJUNTOS DE PREVENTORES QUE PUEDE SER ENSAMBLADO PARA CUALQUIER REQUERIMIENTO DE PRESION.

FIG. VII-20. SNUBBERS HIDRAULICO.

Las capacidades de movimiento de tubería de la unidad son proporcionadas por un gato hidráulico que genera aproximadamente 350,000 lbs. de capacidad de levantamiento y 100,000 lbs. de capacidad para forzar tubería dentro del pozo.

En una operación típica, los arietes inferiores son cerrados sobre la tubería y son abiertos los superiores. La presión del pozo se mantiene por el cierre de los arietes mientras la junta es bajada por la unidad hidráulica.

Cuando el copie entra a la cámara compresora, el ariete superior se cierra.

La cámara de compensación tiene dos válvulas operadas hidráulicamente desde la consola del operador. Una de las válvulas carga el compensador a la presión de la tubería de revestimiento debajo de preventor inferior. La otra válvula descarga el compensador a la atmósfera a través de una línea de purga.

Antes de abrir el ariete de trabajo inferior para permitir el paso de la junta, se opera la válvula apropiada y la presión de la tubería de revestimiento se comunica al compensador. La tubería puede ser nuevamente al pozo.

#### PROCEDIMIENTO DE SNUBBING Y STRIPPING.

Independientemente del equipo usado durante el proceso de movimiento de tubería, deben emplearse los procedimientos correctos de control de presión para asegurar que no se permita entrada adicional de fluidos de formación al pozo y que no se generen presiones excesivas que puedan fracturar la formación.

Los dos métodos más comunes son el volumétrico y el de presión. Aunque el método volumétrico es más fácil para comprenderlo, el método de presión puede ser seguro, debido a su fácil instrumentación.

Método volumétrico.- Cuando la tubería se introduce al pozo, las presiones observadas en la superficie tienden a incrementarse debido a la compresión de fluidos dentro del pozo cerrado. Si la compresión continúa, en consecuencia, las presiones se incrementarán a un valor tal que fracturará la formación.

Para compensar esta represión, se deja escapar a la superficie un volumen de lodo igual al volumen de tubería que se introdujo. El volumen de tubería será su volumen de acero más su capacidad, debido a que se usa una válvula de contrapresión para evitar que el fluido se mueva por dentro de la tubería.

Cuando una sección de tubería se baja dentro del pozo, se usa un para dejar escapar un volumen de lodo igual al volumen de acero más su capacidad.

**Método de presión.** - Las presiones superficiales son aquellas que se necesitan para balancear la presión de formación en el fondo y evitar más entrada de fluidos de formación al pozo.

El método de presión para desplazar y forzar tubería en el pozo emplea el mismo concepto con la excepción de que las presiones dinámicas sustituyen a las presiones estáticas impuestas por los preventores.

Este método proporciona más exactitud en el control así como también es aplicable para mover tubería dentro y fuera del pozo, mientras que el método volumétrico es más aplicable cuando se mete tubería al pozo. En la (Fig.VII-21) se muestra un diagrama del equipo necesario para el método de presión.

Cuando se ha deslizado la tubería hasta el fondo, el control del pozo se realiza siguiendo el procedimiento para el caso de un brote con tubería en el fondo.

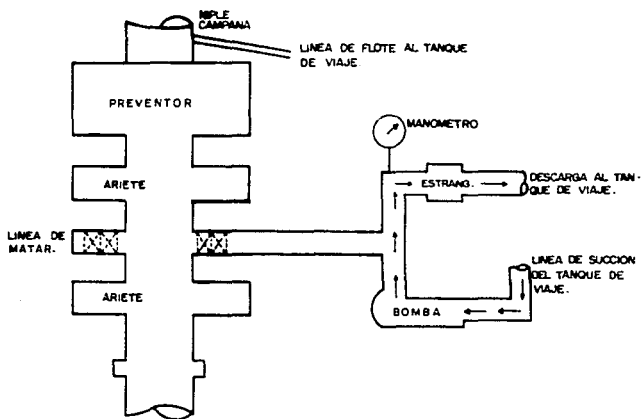


FIG. VII-21. METODO DE PRESION PARA DESLIZAR TUBERIA.

## CAPITULO VIII

### PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE POZOS.

#### VIII.1.- ESTUDIO DEL FENOMENO.

El éxito de la operación de control de un brote dependerá en detectarlo oportunamente, tener el equipo adecuado en buenas condiciones de operación, una cuadrilla organizada, entrenada y principalmente "Conocer el comportamiento del fenómeno", para tener una idea más clara de lo que ocurrirá durante el control.

En este capítulo se estudiará lo concerniente a las leyes que rigen, Modelos Matemáticos que lo representan, así como presentar una Simulación Numérica y correlación de los Parámetros Básicos de Observación Superficial.

#### VIII.2.- LEYES QUE LO RIGEN.

Las leyes que rigen un brote, dependerán de la compresibilidad de los fluidos invasores de la formación y estos se pueden considerar en dos tipos:

##### Brote de gas.

El comportamiento físico del gas que fluye en el espacio anular al presentarse un brote, está regido por la Ley de los Gases Reales, la cual relaciona la presión, el volumen, la temperatura, la masa y el factor de desviación (Z) del gas, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P V = Z n R T \quad \text{-----}(8.1),$$

donde:

$n$  = Número de moles. Se considera que para este caso constante.

$R$  = Constante Universal de los Gases.

Por lo tanto despejando  $n R$  de la ecuación (8.1).

$$n R = \frac{P V}{Z R} \quad \text{-----}(8.2).$$

Tomando dos condiciones:

$$n R = \frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1}.$$

$$n R = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}.$$

Igualando y despejando a " $V_1$ " de las dos expresiones anteriores tenemos que:

$$V_1 = \frac{P_1 V_1 Z_2 T_2}{Z_1 T_1 P_2} \quad \text{-----}(8.3).$$

Con esta ecuación (8.3) podemos determinar el volumen del gas en cualquier punto del pozo, en función de la profundidad a la que se encuentre.

#### BROTE DE LIQUIDOS.

Tomando en consideración que los líquidos no se expanden ni se comprimen, el empuje que actúa sobre la burbuja de este líquido será proporcionado por la presión del yacimiento, por lo tanto, su control no presenta gran problema ya que durante el desplazamiento de ésta no se registran presiones muy altas anteriormente comparadas con un brote de gas. En base a lo expuesto interviene la Ley General de los Gases.

Como el volumen de la burbuja es constante durante el recorrido desde el fondo a la superficie, su longitud será función de la capacidad anular del punto donde se encuentre.

En cualquier caso la longitud inicial de la burbuja se puede calcular con las ecuaciones y condiciones siguientes:

$$\text{Si } V I \geq VADC \text{ entonces } L_b = L_{ic} + \frac{(VI - VADC)}{C A T P} \text{ -----(8.4)}$$

$$\text{Si } VI < VADC \text{ entonces } L_b = VI/VADC \text{ -----(8.4)}$$

#### VIII.3.- MODELOS MATEMATICOS.

Para desarrollar los modelos matemáticos que rigen el comportamiento de los brotes, es necesario conocer la magnitud de éstos y con el gasto de la bomba poder llevar control sobre la base de la burbuja. Puesto que la presión en el fondo del agujero en todos los casos debe ser la misma, la presión hidrostática que ejerce la columna de lodo abajo de la burbuja es conocida (HB), la presión en la base de la burbuja puede calcularse, esto incluye las relaciones PVT del gas para usarse en la determinación del volumen de las burbujas. La longitud de la columna de gas puede calcularse y determinar la longitud de la columna de lodo arriba de la burbuja. Sin embargo, se deben recordar las siguientes consideraciones:



- a).- Se desconoce el diámetro real del agujero.
- b).- Es difícil la medición precisa del incremento de volumen en las presas.
- c).- Debido al patrón de flujo laminar del lodo a lo largo del espacio anular, es probable que el fluido invasor no esté presente como una burbuja continua, sino que se disperse a lo largo del espacio anular de acuerdo a la relación viscosidad/velocidad.
- d).- En formaciones de baja permeabilidad puede causar que el gas se disperse por todo el lodo y no ascienda como una burbuja sola.
- e).- La tubería de perforación no está centrada en el agujero y los patrones de flujo en el espacio anular es difícil de predecirlos.
- f).- Se desconoce la composición del gas.
- g).- Se considera que no existe solubilidad entre gas y lodo.
- h).- Se considera que la densidad de la columna de lodo arriba de la burbuja es igual a la inicial.
- i).- Durante la perforación de intervalos a altos ritmos de penetración, se incrementa la densidad efectiva en el espacio anular, debido a la presencia de gran cantidad de recortes.
- j).- Se considera que la presión hidrostática ejercida por el gas es despreciable.

## MODELO MATEMATICO PARA EL BROTE DE GAS.

Para la determinación de presiones que se generan durante un brote, se requiere un número de ecuaciones no complicadas. Esta determinación de presiones es para una situación donde el pozo es controlado con una presión de fondo constante, para el desarrollo matemático de este modelo se hará uso de la (Fig.VIII-1).

Primeramente, definiremos la presión de yacimiento ( $P_y$ ) la cual la podemos determinar por el interior de T P o por el espacio anular:

a).- Interior de la T.P.

$$P_y = \text{Presión hidrostática del lodo} + PTP_i \text{ ---(8.5)}$$

b).- Espacio anular.

$$P_y = PTR + PA + PB + PLb \text{ -----(8.6)}$$

Considerando despreciable la presión de la columna de gas como se mencionó anteriormente y despejando PTR de la ecuación (8.6) se tiene:

$$PTR = P_y - (PA + PB) \text{ -----(8.7).}$$

Observando la (Fig.VIII-1) y con el previo conocimiento de que la presión interna del gas es la misma en todas direcciones podemos determinar la presión interna del gas ya sea por la presión ejercida de la columna de lodo arriba de la burbuja (PA) y presión en la T.R. o de otra forma, considerando la presión hidrostática de la columna de lodo abajo de la burbuja (PB) y la presión del yacimiento (PY), es decir:

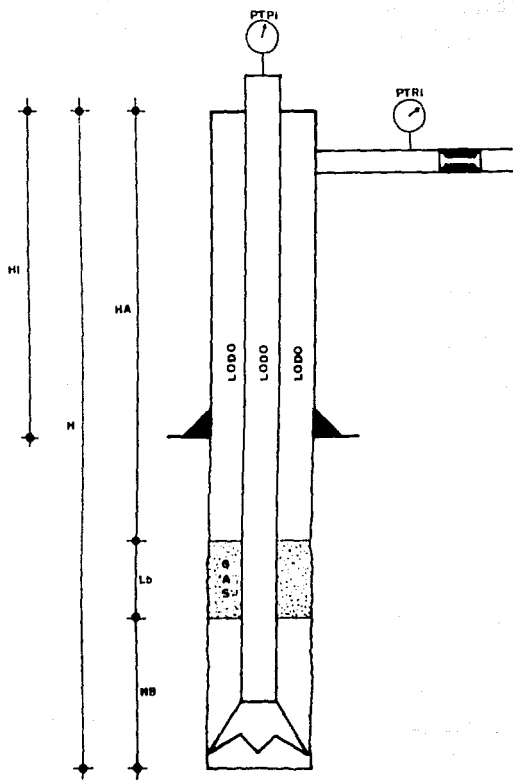


FIG. VIII-1.

$$P_g = PTR + PA \text{ -----(Ec.8.8)}$$

$$P_g = PY - PB \text{ -----(Ec.8.9)}$$

Igualando las ecuaciones (8.8) y (8.9), se tiene:

$$PTR = PY - (PB + PA)$$

Con la (Ec.8.9) podemos determinar la presión del gas en cualquier punto en función del volumen de bombeado de lodo que define el valor de (HB), el cual se expresa de manera siguiente:

$$HB = \frac{\text{Volumen bombeado}}{\text{Capacidad anular}}$$

Por lo tanto:

$$PB = \frac{HB * di}{10} \text{ -----(Ec.8.10)}$$

$$P_g = PY - PB \text{ -----(Ec. 8.11)}$$

Una vez conocida la presión del gas se obtiene su volumen con la (Ec. 8.3) desarrollada anteriormente.

Conocido el volumen de gas puede determinarse su longitud en función de la capacidad anular del punto en estudio, utilizando la siguiente ecuación:

$$Lb = \frac{\text{Vol. gas}}{\text{Cap. Anular}} \text{ -----(Ec. 8.12).}$$

Conocido el valor de la longitud de la burbuja (Lb), se determinará la altura de la columna de lodo arriba de la burbuja (Ha) teniendo que:

$$HA = (HB + Lb)$$

Por lo tanto, conocido el valor de (HA) podemos determinar la presión hidrostática (PA) ejercida por esta columna utilizando la siguiente ecuación:

$$PA = \frac{HA * d_l}{10} \text{ -----(Ec. 8.13)}$$

Conocido el valor de (PA) y (Pg) podemos determinar la PTR según la (Ec. 8.8).

$$PTR = Pg - PA$$

Para conocer la presión en un punto de interés, que puede ser la última zapata cementada, se hace uso de las siguientes ecuaciones:

Caso I:

$$\text{Si } H_i \leq H_A \text{ entonces } P_{Hi} + PTR \text{ -----(Ec. 8.14).}$$

Caso II:

$$\text{Si } H_i > H_A \text{ y } H_i \leq (H_A + L_b)$$

Entonces:

$$P_i = P_g \text{ -----(Ec. 8.15).}$$

Caso III:

$$\text{Si } H_A + L_b < H_i \text{ entonces } P_i = P_g - \frac{(H - H_i) * d_i}{10} \text{ (Ec. 8.16).}$$

6

$$P_i = PTR + PA + \frac{(H_i - (L_b + H_A)) * d_i}{10}$$

## MODELO MATEMATICO PARA BROTES DE LIQUIDOS.

El desarrollo de las ecuaciones que definen las presiones que se generan en el pozo durante un brote de agua o aceite pueden ser las mismas que las que se hicieron para un brote de gas, excepto que se considera el peso de la columna del fluido extraño.

En el caso del gas, la presión ejercida por el peso de la columna de gas fue omitida en los cálculos, puesto que su valor es insignificante. En el caso de agua o aceite, el peso de la columna no pueden ser ignorados.

Así, tenemos:

$$PTR = PY - (PA + PLb + PB).$$

Se sabe que el volumen de la burbuja de líquidos es constante y su longitud varía únicamente con los cambios de la geometría del pozo.

## MODELO MATEMATICO PARA PRESION MAXIMA EN T.R.EN UN BROTE DE GAS POR EL METODO DEL INGENIERO.

Durante las operaciones de control de un brote de gas, sera útil conocer cuando ocurre la máxima presión en T.R., esto es, en la superficie su valor aproximado.

Una expresión matemática para la presión máxima en T.R., puede desarrollarse, proveer esta información y sirve al momento del estudio de las limitaciones impuestas para la presión máxima. Las ecuaciones son derivadas bajo la observación de la presión de control en la T.P.

La presión máxima en T.R. ocurre cuando la burbuja de gas llega a la superficie, ya que el agujero contiene dos columnas separadas, una de gas y una de líquido. La solución se obtiene usando la ley de los gases reales.

La (Fig.VIII-2) ilustra las condiciones originales del pozo al cerrarlo y cuando la burbuja de gas llega a la superficie, bajo control adecuado.

Aplicando la ley de los gases reales; la expresión de presiones y volúmenes, es:

$$\frac{P_1}{Z_1} \frac{V_1}{T_1} = \frac{P_2}{Z_2} \frac{V_2}{T_2}$$

Sea  $P_2 = P$  superficial, entonces despejando, se tendrá:

$$P \text{ sup.} = \frac{P_1}{V_2} \frac{V_1}{T_1} \frac{T_2}{Z_1} \quad \text{----(Ec. 8.17).}$$

Despejando el valor de  $V_2$  puede ser determinado en función de la longitud de la burbuja y capacidad anular como lo ilustra la (Fig.VIII-3), obteniéndose que:

$$V_2 = L_b \cdot \text{cap. Anular} \quad \text{-----Ec. 8.18).}$$

En la (Fig.VIII-2) se muestra que el lodo de densidad de control (dc) se encuentra abajo de la burbuja de gas para equilibrar el brote. Esta densidad de control (dc) fue determinada haciendo uso de la siguiente ecuación:



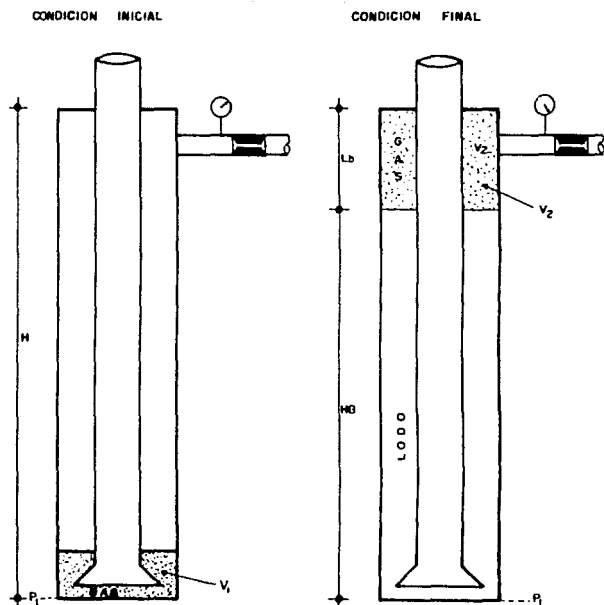


FIG. VIII-2. CONDICION INICIAL Y FINAL DE UN BROTE DE GAS CON EXPAN-  
SION CONTROLADA.

$$dc = di + \left[ \frac{TPi * 10}{H} \right] \text{-----} (Ec. 8.19).$$

Cumpliendo el principio de mantener la presión constante en el fondo, se tiene:

$$PY = P \text{ sup.} + \left[ \frac{(HB * dc)}{10} \right] \text{-----} (Ec. 20).$$

La presión en la base de la columna de gas ( $P'_1$ ) ilustrada en la (Fig.VIII-3) debe ser igual a aquella de una columna de lodo con altura "Lb" y densidad de control (dc), esto es:

$$P'_1 = \frac{Lb * dc}{10} \text{-----} (Ec. 8.21).$$

Puesto que se desprecia la presión hidrostática de la burbuja, entonces:

$$P'_1 = P \text{ sup.}$$

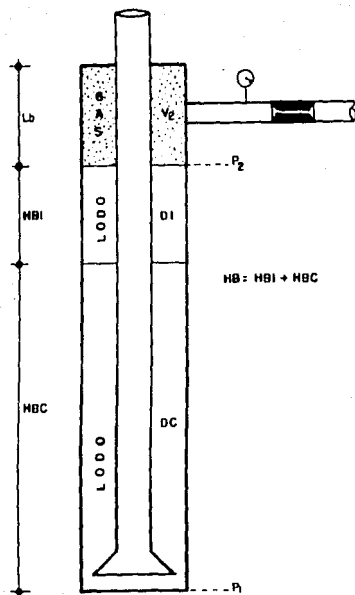


FIG. VM-3. PRESION MAX. EN TR. AL CIRCULAR UN BROTE DE GAS POR EL METODO DEL INGENIERO.

Puesto que entre la columna de gas y la de lodo de densidad de control ( $d_c$ ), existe otra de lodo con densidad inicial, equivalente al volumen interno de la sarta de perforación, representada por la altura  $H_{Bi}$  en el espacio anular, por ésta diferencia de densidades se determina un factor de compensación ( $B$ ), definido como:

$$B = \left[ \frac{(d_c - d_i)}{10} \right] * H_{Bi}$$

Incluyendo este factor de compensación en la (Ec. 8.21) obtendremos una ecuación más precisa:

$$P_{sup.} = \left[ \frac{L_b * d_c}{10} \right] + B \text{ -----(Ec. 8.22)}$$

Una vez establecidas las ecuaciones anteriores podremos relacionarlas ya que las (Ec. 8.17, 8.18 y 8.22) son equivalentes, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\left[ \frac{Lb * dc}{10} \right] + B = \frac{P_I V_I Z_I T_I}{(Lb) (Cap.An.) Z_I T_I} \quad --(Ec. 8.23).$$

Multiplicando ambos miembros de la ecuación (8.23) por la Lb e igualando a cero, tenemos:

$$(dc/10) * Lb^2 + (B * Lb) - \left[ \frac{P_I V_I Z_I T_I}{Cap.An. Z_I T_I} \right] = 0 \quad --(Ec. 8.24).$$

La cual es una ecuación cuadrática, cuya solución es:

$$X = \frac{-b \pm (b^2 - 4ac)^{1/2}}{2a}$$

Aplicandola a la (Ec. 8.24) se obtiene que:

$$Lb = \frac{-B + \left[ B^2 + 4 * (dc/10) * \frac{P_f V_f Z_f T_f}{Cap.An. Z_f T_f} \right]^{1/2}}{2 * (dc/10)} \quad \text{----- (Ec. 8.25).}$$

Substituyendo la (Ec. 8.25) en la (Ec. 8.22) se tiene:

$$P \text{ sup} = \frac{\left[ -B + \left[ B^2 + 4 * (dc/10) * \frac{P_f V_f Z_f T_f}{Cap.An. Z_f T_f} \right]^{1/2} \right] * dc}{10} + B$$

Reduciendo términos:

$$P_{sup} = \frac{\left[ B^1 + 4 * (dc/10) * \frac{P_f V_l Z_l T_l}{cap. An. Z_f T_f} \right]^{1/2} + B}{2} \text{----- (Ec. 8.26).}$$

Para determinar el volumen máximo de lodo desplazado por la burbuja de gas, se sustituye la ecuación (8.25) en la (Ec. 8.18), quedando de la siguiente manera:

$$V_l = 5 \left[ \left[ B^1 + 4 * (dc/10) * \frac{P_f V_l Z_l T_l}{Cap.An.Z_f T_f} \right]^{1/2} - B \right]$$

\* Cap.An. / dc

----- (Ec. 8.27)

Modelo matemático para la presión máxima en T.R. en un brote de gas por el método del perforador (Fig.VIII-4).

Siguiendo la misma secuencia del análisis anterior se llega a establecer que la (Ec. 8.22) para este caso, tiene la forma:

$$P_{sup.} = \frac{L_b * d_i}{10} + P_{TPi} \text{ -----(Ec. 8.22).}$$

Haciendo las sustituciones y reducciones se llega a una ecuación cuadrática similar a la anterior, cuya solución es:

$$L_b = \frac{-P_{TPi} \pm \left[ (P_{TPi})^2 + 4 * \frac{P_1 V_1 T_1 Z_1}{Cap.An. T_1 Z_1} * \frac{d_i}{10} \right]^{1/2}}{2 * (d_i/10)} \text{ -----(Ec. 8.25').}$$



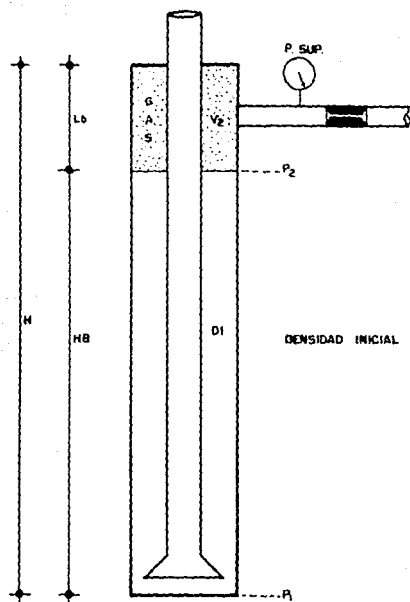


FIG.VIII-4. PRESION MAX. EN TR. ( $P_{sup}$ ) AL CIRCULAR UN BROTE DE GAS POR EL METODO DEL PERFORADOR.

$$P \text{ sup} = \frac{\left[ PTPi + 4 * \frac{P_1 V_1 T_2 Z_1}{Cap.An. T_1 Z_1} \right]^{1/2} + PTPi}{2}$$

-----{Ec. 8.26'}.

De esta derivación se pueden hacer las siguientes observaciones:

1.- La presión máxima de superficie esperada es proporcional a la raíz cuadrada del volumen del brote como se deduce en la (Ec. 8.26).

$$P \text{ sup} \sim (V_1)^{1/2}$$

Uno de los aspectos más peligrosos del brote de gas es el incremento en la presión de T.R. con un incremento en el tamaño del brote.

Por ejemplo:

Un brote de gas de 10 m<sup>3</sup> producirá alrededor de 3 veces la presión máxima en T.R. que produciría un brote de 1 m<sup>3</sup>.

2.- Igualmente, la presión máxima varía inversamente proporcional con la raíz cuadrada de la capacidad anular.

$$P \text{ sup} \sim \frac{1}{(\text{Cap. An.})^{1/2}}$$

Esto es, a mayor capacidad anular, se producirá menor presión en superficie.

Por ejemplo:

La presión será dos veces más grande para el mismo brote en T.R., de 7 pg con T.P. de  $3\frac{1}{2}$  pg que en T.R. de  $13\frac{1}{2}$  con T.P. de 5 pg.

3.- Existe una relación entre la presión máxima en T.R., y la cantidad de lodo desplazado del espacio por la burbuja de gas. La relación sigue la ley de la raíz cuadrada, la cual establece que en agujero grande la presión máxima en la superficie disminuye y el volumen desplazado de lodo aumenta.

4.- Si el peso del lodo no se incrementa antes de circular el brote de gas bajo control, la presión máxima de superficie será ligeramente mayor que un valor aproximado al de PTPI.

#### VIII.4.- PARAMETROS BASICOS DE OBSERVACION SUPERFICIAL.

Como se menciona anteriormente en el desarrollo del modelo matemático, el objetivo del control es mantener una presión de fondo constante igual o ligeramente mayor que la presión de formación para evitar la entrada al pozo de mas fluido extraño (Fig.VIII-5).

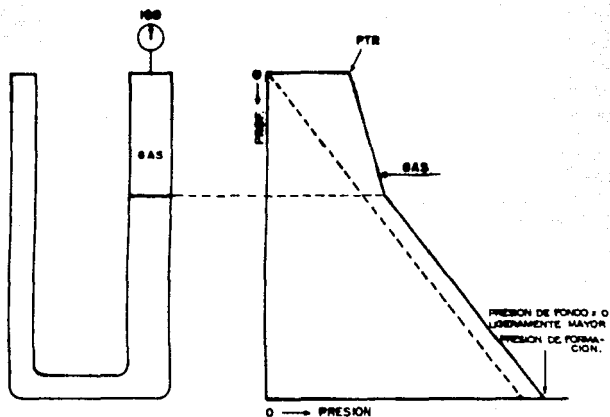


FIG.VIII-5. EXPANSION CONTROLADA.

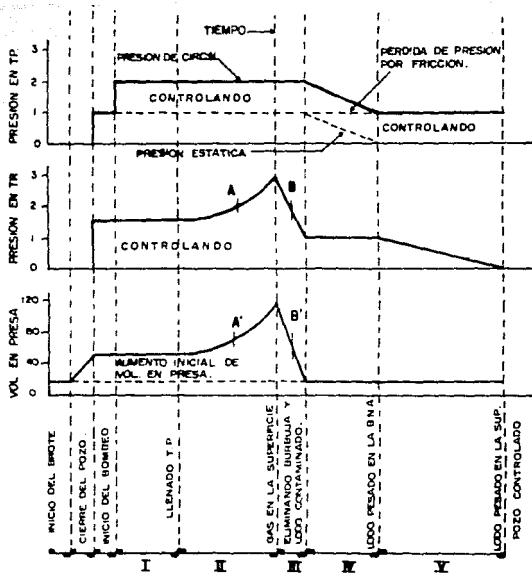


FIG. VIII-6. CONTROL DE BROTE METODO DEL PERFORADOR.

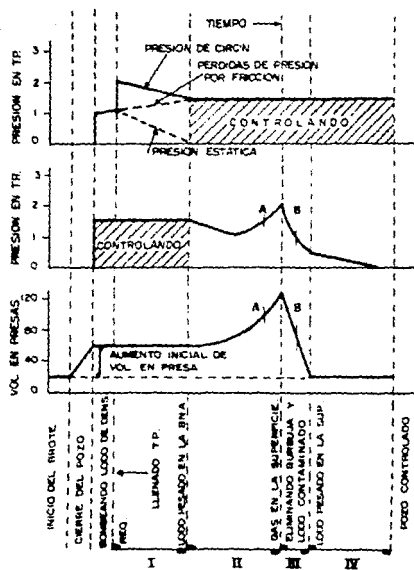


FIG. VII-7. CONTROL DE BROTES METODO DEL INGENIERO.

Es por esta razón que al circular un brote de gas con "expansión controlada", permite al gas que se expanda teniendo como resultado que el lodo en el espacio anular sea desplazado dando lugar a un incremento de volumen en presas, equivalente a la expansión de la burbuja.

La columna desplazada de lodo se refleja en un incremento en la presión de T.R., equivalente a la presión hidrostática que deja de ejercer esa columna desplazada. De lo anterior se deduce que a medida que la burbuja se expande la presión en la T.R., aumenta ya que la expansión del gas desplaza lodo fuera del pozo.

Para que se cumpla lo que se dijo anteriormente, es necesario que la presión en la T.P., y el gasto de bomba permanezcan constantes. A continuación se ilustra y explica el comportamiento de los parámetros superficiales durante la operación de control del brote (método perforador y método del ingeniero), (Fig.VIII-6 y VIII-7).

#### Punto A.

Refiriéndonos a la gráfica que muestra PTR vs. Tiempo se observa que conforme se circula el brote, se incrementa la presión en la T.R., por lo que se podría pensar que el pozo se está represionando demasiado y si no se tiene el conocimiento previo del comportamiento de fenómeno, podría ocasionar que se tomará una decisión equivocada tratando de disminuir la presión en la T.P., para evitar una pérdida de lodo (riesgo inexistente) complicando así el problema por la admisión de una nueva burbuja en el fondo.

En la gráfica que relaciona volumen en las presas vs. tiempo, se observa que conforme se circula el brote, se incrementa el volumen en las presas, por lo que se podría pensar que el pozo nos está "ganando". Si no se tiene el conocimiento de como se comporta el fenómeno podría llevarse a cabo una acción equivocada por parte del personal de operación, tal como tratar de aumentar la presión en el fondo (aumentando la velocidad de la bomba o bien cerrar el estrangulador), ocasionando un desequilibrio en las condiciones de control.

Si relacionamos los puntos A y A' podemos observar que al ir aumentando la PTR también existe un incremento en el volumen de las presas, esto es debido a la expansión de la burbuja de gas que provoca un mayor volumen desalojado de lodo y un incremento en la presión de T.R., para compensar la presión hidrostática de la columna de lodo disminuida en el espacio anular.

#### **Punto B.**

En la gráfica de presión en T.R., vs. Tiempo se observa que la presión esta disminuyendo por lo que se podría pensar que la formación se ha fracturado, cuando en realidad lo que está sucediendo es que la columna de gas que se está desalojando es reemplazada por lodo aumentando la presión hidrostática en el fondo.

#### **Punto B'.**

En la gráfica de volumen en Presas vs. Tiempo se observa que el volumen está disminuyendo por lo que se podría pensar que existe pérdida de lodo, cuando en realidad lo que está sucediendo es que el gas está saliendo a la superficie, por lo tanto ya no se aporta mas lodo a las presas mientras que la bomba se encuentra trabajando, esto ocasiona la disminución en el volumen de las presas.

### **VIII.5.- METODOS DE CONTROL.**

Un estudio de los principios básicos de presiones permite que los problemas de control de pozos, los más simples y los más complejos sean resueltos. Teniendo presente el concepto del tubo en "U", estudiando las presiones que se originan en el espacio anular, en la tubería de perforación y en el fondo del agujero, será posible comprender cualquier técnica de control.

Si por alguna razón se origina un brote, cuando más pronto se detecte en la superficie y se cierre el pozo, menor será el peligro y magnitud del brote. Ya cerrado el pozo es necesario restaurar el control circulando para desalojar al brote fuera del pozo y balancear la presión del fondo del agujero. Este es el objetivo de la operación de un brote.

Existen dos puntos claves durante el control y son:

- 1.- Mantener una presión en el fondo del agujero (BHTP) impuesta sobre la formación, mayor que su presión de poro. Esto impide la entrada de más fluido de la formación al pozo; de no hacerlo así el problema aumentará y podría ocurrir un reventón.



2.- No permitir que las presiones superficiales ( $P_{sp}$ ,  $P_{fr}$ ) suban demasiado mientras se está balanceando la presión de formación. La presión superficial se requiere en la cima de la columna de lodo para contener la presión de formación. Una excesiva presión superficial puede romper la formación, la tubería de ademe o el equipo de preventores.

Así pues, cualquier método de control deberá estar basado en estos dos puntos para asegurar su aplicación exitosa.

Puede decirse que el método de General para Control de Brotes, es mantener una presión de fondo constante mayor (por poco margen) que la presión del yacimiento durante el control de un pozo. Esta es la manera más apropiada de controlar un pozo.

En la industria se han distinguido tres métodos de presión de fondo constante. Los más comunes son:

Método del perforador.

Método del Ingeniero (esperar y pesar).

Método concurrente.

Realmente son casos particulares del método general. La única característica diferente es la densidad de lodo utilizada en la primera circulación. Esta densidad puede variar de la inicial a una más alta que la requerida para el control.

Para fines de "comprensión" de los métodos de control se harán las siguientes suposiciones. Inexistencia de lastrabarrenas, volumen de burbuja relativamente pequeño, brote de gas, la burbuja permanece en el fondo antes del inicio de la primera circulación, cambios despreciables del área anular, caídas de presión anular despreciable, ausencia de líneas de estrangulación. Tales suposiciones deberán considerarse una por una para distinguir las diferencias en el comportamiento de las gráficas de presión.

Puesto que la presión en el fondo del agujero se mantiene constante en ambas ramas del tubo en U; éstas pueden ser estudiadas por separado.

#### VIII.6.- PRINCIPIO FUNDAMENTAL.

Analogía del tubo "U" con los métodos de control para brotes.

El objetivo básico de cualquier procedimiento para control de brotes, es el empleo oportuno de métodos y equipos que proporcionen y mantengan una presión constante y opuesta al yacimiento. Esta presión deberá ser mínima requerida para dominar al yacimiento y con esto evitar la entrada de más fluido invasor al pozo.

El yacimiento deberá ser controlado sin ejercer presiones innecesariamente altas. Es muy importante recordar que cualquier presión impuesta desde la superficie a través de todo el pozo (contra la T.R., el agujero descubierto, el yacimiento y las bombas). Un yacimiento no necesita contener alta presión, para causar un reventón serio. Las zonas productoras de gas o aceite con presión normal contiene suficiente presión para ocasionar un reventón desastroso como las zonas productoras anormalmente presionadas.

Por otra parte, se puede afirmar que generalmente, las altas presiones que se desarrollan en el pozo se deben: A la presión diferencial de la columna de fluido de perforación, al empuje del yacimiento y a las leyes que rigen el comportamiento de los gases.

La tubería de perforación (T.P.), y el espacio anular pueden considerarse como un sistema análogo al tubo en "U". La (Fig.VIII-8) muestra un diagrama del tubo en "U" representando el lado de la tubería de perforación y el anular.

Si el fluido de la misma densidad es puesto dentro del tubo en "U" éste alcanzará un nivel constante como se muestra en A. Esto simplemente explica lo que está sucediendo en la mitad (un brazo) del tubo en "U" y a la vez su efecto reflejado en la otra mitad (brazo).

Si el tubo en "U" es llenado con un fluido de la misma densidad, al aplicarle presión, las lecturas de los manómetros de los lados que representan la T.P., y el anular deberán ser iguales.

Cuando el fluido en un brazo del tubo en "U" (T.R.), es más ligero que el fluido en el otro brazo (T.P.), se dice que el sistema no está balanceado y en estas condiciones se desarrolla presión en T.R., debido a que el sistema tiende al equilibrio.

La presión anular será entonces igual a la diferencia de presiones hidrostáticas entre las columnas de lodo en la T.P. y el espacio anular (esta última de lodo contaminado).

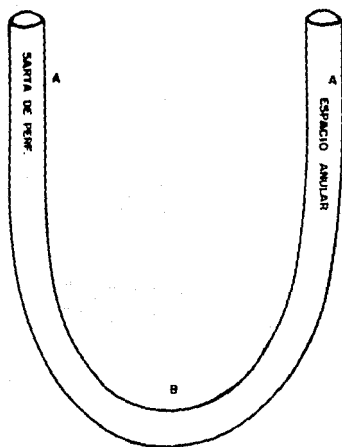


FIG. VIII-B. TUBO EN "U"

En el fondo de un pozo cerrado, la presión hidrostática del lodo dentro de la T.P., deberá ser igual a la suma de la presión hidrostática del lodo contaminado en el espacio anular, más la presión en la T.P.

Si el fluido de densidad sólo es cierto en el fondo pues en cualquier punto arriba del fondo, la presión anular, más la presión de cierre de la T.R.

Sin embargo, esto sólo es cierto en el fondo pues en cualquier punto arriba del fondo, la presión anular es mayor que la presión en la T.P.

Si el fluido de densidad uniforme y constante es puesto en la parte de la T.P., del tubo en "U" y dos o más fluidos de diferente densidades son colocados dentro del anular, al aplicarle presión en el punto "B" los manómetros en el anular y T.P., indicaran diferentes valores.

Sin embargo, si el tubo en "U" es cerrado en sus dos ramas, la misma presión total estará ejercida en el punto "B" por la combinación de presiones hidrostáticas y manométricas en cada lado del tubo en "U". Si en el lado de la T.P., del tubo en "U" hay fluido de densidad conocida y una presión, la cual puede ser leída en la superficie, la suma de la presión en la T.P., leída y la presión ejercida por el fluido de densidad conocida darán la presión inicial ejercida en el punto "B".

En forma análoga, la presión anular y la presión ejercida por los fluidos en el anular, darán la presión inicialmente ejercida en el punto "B".

En base al último concepto expresado, se puede afirmar que las operaciones de control de un brote por el espacio anular se complican por las razones siguientes:

1.- No se puede conocer acertadamente el o los fluidos que contiene en su interior el anular ni su densidad.

2.- El tipo de fluido invasor no es fácil de reconocer y puede darse el caso que el fluido de formación sea una mezcla de gas, aceite y agua.

3.- El calibre del agujero podría no ser uniforme y la altura del fluido invasor de la formación no se calculará con precisión aunque el volumen de burbuja fuera determinado exactamente.

Esto explica por qué el lado de la tubería de perforación del tubo en "U" es usado para controlar un brote.

#### PRESIONES DE CIERRE ( $P_{fi}$ , $P_{ff}$ ).

Cuando se cierre el pozo por manifestaciones de un brote, se interrumpe la circulación. Si no existe ruptura, el sistema permanecerá estático y balanceado. La formación "arrancada" presionará arriba del pozo hasta que la presión en el fondo del agujero se estabilice y balancee la presión de formación. Esto puede tomar de 5 a 20 minutos, dependiendo de la permeabilidad de la formación. Las presiones de cierre resultantes dependerán de la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática respectiva:

$P_{fi}$  = Presión de formación - Presión hidrostática en el anular.

$P_{ff}$  = Presión de formación - Presión hidrostática en la T.P.

Obsérvese que esas dos presiones reflejan la característica de un tubo en "U" del pozo. La presión superficial más la presión hidrostática en ambos lados del tubo en "U" es la presión de formación, y en este caso, la presión de fondo del agujero.

Si las presiones se estabilizan sin ruptura, la  $P_{fi}$  normalmente es más alta que la  $P_{ff}$ . Los fluidos de la formación comúnmente más ligeros que el lodo, entrarán en el anular desplazando al lodo y consecuentemente disminuyen la presión hidrostática en el anular.

El lodo en la sarta de perforación comúnmente no es contaminado. Las válvulas flotadoras en el Kelly o insertadas en la tubería de perforación previenen el flujo dentro de la sarta de perforación, pero no permiten conocer en forma inmediata el valor de  $P_{fi}$ .

La presión del fondo de agujero no puede ser menor que la presión de formación en condiciones de cierre estabilizado. Sin embargo, ésta puede ser más grande. Presiones atrapadas incrementarán las presiones de superficie y del fondo del agujero si el pozo se cierra antes de parar el bombeo completamente. Si se sospechan presiones atrapadas, fácilmente podrían ser purgadas utilizando el estrangulador. Una burbuja adicional puede entrar apropiadamente. Siempre que la  $P_f$  decrezca a medida que se purga una pequeña cantidad de lodo ( $1/4$  a  $1/2$  bl), el pozo todavía contendrá presiones atrapadas.

Si se tiene una válvula de contrapresión en la sarta, la presión de cierre en T.P., aproximada puede ser determinada siguiendo alguno de estos procedimientos:

#### Procedimiento A:

1.- Inyecte volúmenes pequeños e iguales de lodo por T.P., con el estrangulador cerrado hasta observar una disminución en el incremento de presión con respecto al volumen inyectado.

2.- Observe la presión anular y suspende la inyección cuando la presión anular (T.R.) empiece a incrementarse.

3.- Lea la presión en T.P., en el punto en que se inició el incremento de la presión anular. Si la presión anular es incrementada 50 psi arriba de su presión inicial de cierre, reste las 50 psi a la presión actual en T.P., para obtener la presión inicial de cierre en T.P., ( $P_{fi}$ ).

#### Procedimiento B:

1.- Calcule o determine las pérdidas de presión en el sistema a un gasto específico (para controlar el pozo).

2.- Inicie el bombeo en forma lenta abriendo parcialmente el estrangulador.

3.- Incremente la velocidad de la bomba al valor establecido en el punto 1, ajustar el estrangulador para obtener la presión en T.R., igual a la inicial de cierre, hecho esto leer la presión de circulación en T.P.

4.- A la presión de circulación en T.P., leída, restarle las caídas de presión en el sistema para obtener la  $P_{tp}$ .

#### CALCULOS PARA CONTROLAR UN BROTE.

Cuando se detecta un brote, es necesario cerrar el pozo con los procedimientos adecuados para cada situación y elaborar los cálculos requeridos antes de circularlo, que incluyen:

- 1.- El número de emboladas para circular de la superficie a la barrena y de la barrena al estrangulador.
- 2.- La densidad de barita necesaria para densificar el lodo.
- 3.- La cantidad de barita necesaria para densificar el lodo.
- 4.- El volumen de lodo resultante después de aumentar la densidad.
- 5.- La presión inicial de circulación en T.P.
- 6.- La presión final de circulación en T.P.
- 7.- La cédula de presión (cédula de bombeo).

#### NUMERO DE EMBOLADAS.

El número de emboladas se usa para ir observando el avance realizado al estar circulando el brote y para construir la cédula de presión que hay que ir siguiendo durante la circulación. El número de emboladas se calcula a partir de las capacidades de la T.P., y el espacio anular y del volumen por embolada de la bomba.

## DENSIDAD DE CONTROL

Para obtener el control de un pozo se requiere que la presión hidrostática del lodo balancee o equilibre la presión de formación más alta en el agujero descubierto. La densidad del lodo que balancea exactamente a la presión de formación es llamada densidad de lodo de control. Si el brote fue causado por densidad de lodo insuficiente, debe subirse la densidad de lodo en presas a la de control y circulares a través del agujero.

La densidad de control de lodo es calculada de las presiones estabilizadas de cierre. Teóricamente la ecuación número 1 puede utilizarse. La mejor alternativa es la ecuación de  $P_{it}$ , debido a que la presión hidrostática en el anular es una incógnita a menos que el tipo exacto, volumen y longitud de burbuja sean conocidos.

La  $P_{pi}$  es el incremento en presión hidrostática requerida para balancear la presión de formación, esto puede expresarse como:

$$d = \frac{PCTP \times 10}{h} \quad (3)$$

La profundidad deberá ser la vertical en pozos direccionales.

El incremento de densidad requerida es sumada a la densidad del lodo original para obtener la densidad de control:

$$dc = di + d \quad (4)$$

Cantidad de barita requerida para densificar el lodo.

Una vez que se conoce la densidad del lodo de control, es necesario calcular la cantidad de barita requerida para poder aumentar el peso del lodo hasta alcanzar la densidad de control.

La siguiente ecuación permite calcular la cantidad de barita que se necesita para incrementar la densidad de 1 m<sup>3</sup> de lodo hasta la densidad necesaria.



$$\text{No. de sacos} = \frac{85 (d_1 - d_2)}{4.25 - d_2} \quad (5),$$

Donde:

$d_1$  = densidad inicial del lodo en g/cm<sup>3</sup>

$d_2$  = densidad de control requerida del lodo en g/cm<sup>3</sup>

Cantidad total de barita = sacos/m<sup>3</sup> x m<sup>3</sup> de lodo en el sistema.

Aumento de volumen de lodo al aumentar su densidad.

Cuando se añade barita al sistema de lodo para incrementar su densidad, también estará aumentando su volumen. Es conveniente conocer este aumento de volumen antes de añadir la barita. Este aumento se calcula como sigue:

$$VA = \frac{\text{No. de sacos de barita}}{85}$$

Donde:

VA = aumento de volumen que se añade al sistema de lodo en m<sup>3</sup>.

### Margen para viajes.

La densidad del lodo utilizado para controlar el pozo es justo lo suficiente para balancear la presión de formación y no incluye el factor de seguridad necesario para las operaciones normales de perforación. Este factor que se conoce como margen para viajes es necesario para contrarrestar los efectos de sondeo asociados con los viajes y conexiones y a las reducciones de presión hidrostática, cuando se está sacando tubería del pozo.

Se puede añadir este "margen para viajes" a la densidad de control y posteriormente circular para controlar el pozo, pero no se recomienda hacerlo cuando existan formaciones débiles expuestas, en este caso lo correcto es, primero controlar la presión de formación y después circular con un lodo cuya densidad contenga el margen para viajes.

Un margen para viajes igual a la caída de presión anular es considerado como el mínimo posible, ya que este valor representa la pérdida aparente de presión en el fondo originada al parar la bomba o al sacar la tubería a una velocidad infinitamente lenta.

El máximo margen para viajes requerido dependerá de ese valor mínimo, más el efecto de embolamiento de la barrera y los lastrabarreras así como la velocidad y la geometría del agujero.

Para prácticas de perforación normales, el margen para viajes cae dentro de este intervalo:

$$\text{Margen mínimo para viajes} = \frac{Y}{12 (D_{1\frac{1}{2}} - D_{tub})}$$

$$\text{Margen máximo para viajes} = \frac{Y}{6 (D_{1\frac{1}{2}} - D_{tub})}$$

Donde:

$Y$  = punto de cedencia en lb/100 pies<sup>1</sup>

$D_{ij}$  = diámetro del agujero en pg

$D_{tub}$  = diámetro de la tubería en pg.

Un brote se circula a gasto reducido (a la mitad del gasto normal) por las siguientes razones:

- 1.- Cuando se circula a gasto reducido, el perforador tiene más tiempo para poder parar las bombas y así evitar que ocurran presiones excesivas cuando la bomba o el estrangulador se taponan.
- 2.- Es posible que las mayores presiones que se aplican en la bomba y en el equipo superficial ocurran cuando se circula un brote. Estas presiones aplicadas son menores a menor gasto, por lo tanto, a un gasto reducido se mantendrán dentro de un margen de seguridad.
- 3.- Cuando se circula con presiones altas, se requiere que el sistema motriz de la bomba genere más potencia. La potencia que se requiere a gasto reducido es más baja debido a un gasto reducido evita exceder la potencia nominal del sistema motriz de la bomba.
- 4.- Cuando se circula a gasto reducido, se tiene más tiempo para agregar barita al lodo, esto es importante cuando el equipo que se tiene para el mezclado es limitado,

### Presión de Circulación de Control.

Para desplazar la burbuja fuera del agujero, es necesario circular manteniendo presión en el fondo del agujero constante. Para tener esta condición, debemos determinar la presión de circulación requerida.

Presión de circulación de control = Presión reducida + presión  
en el fondo del pozo - Ph  
del lodo en T.P.  
-----Ec. 8.28).

### Presión reducida de Circulación.

Se recomienda, para controlar un brote, emplear una velocidad de bombeo reducida, velocidad que debe seleccionarse y hacerse conocer cuando hay perspectivas de reventón.

Esta presión de circulación corresponde a las pérdidas de presión por fricción en el sistema, debidas a las toberas de la barrena, a la sarta, al tamaño y profundidad del agujero, al peso del lodo utilizado y a la velocidad de circulación del régimen utilizado por la bomba.

$$Pr = \Delta P_{c,l} + \Delta P_{int\ sarta} + \Delta P_{t,l} + \Delta P_{f,l} \quad ----(Ec.8.29),$$

Donde:

$\Delta P_{c,l}$  = Caída de presión en conexiones superficiales.

$\Delta P_{int\ sarta}$  = Caída de presión en el interior de T.P. y D.C.

$\Delta P_{t,l}$  = Caída de presión en las toberas de la barrena.

$\Delta P_{f,l}$  = Caída de presión en el espacio anular.

El gasto reducido de circulación se determina disminuyendo las emboladas hasta un ritmo seleccionado de antemano y leyendo la presión en el stand-pipe. Esta presión y gasto deben anotarse en la hoja de datos preliminares; estos datos deben actualizarse cada vez que se hace un cambio de sarta de perforación, cuando cambien las propiedades del lodo o después de haber perforado unos 150 m. de agujero.

### Presión Inicial de Circulación.

Cuando un pozo que tiene un brote se cierra, los fluidos de la formación continúan fluyendo hasta que la presión de fondo del pozo se iguala con la presión de formación; en este momento el fluido invasor deja de entrar al pozo y la presión de cierre en T.P., se estabiliza. Cuando se circula un brote, se debe tener suficiente presión dentro de la sarta de perforación para mantener la presión de fondo igual o mayor que la presión de formación con el objeto de evitar la entrada de más fluido.

Puesto que no se conoce la composición del fluido invasor debido a la contaminación que existe en el espacio anular y como en la T.P., hay lodo original de composición conocida, es recomendable controlar la presión de fondo controlando la presión en T.P.

Esta presión en T.P., debe ser suficiente para circular el brote con el gasto a que estén operando las bombas y también para mantener la presión de fondo lo suficientemente alta para prevenir la entrada de más fluido. La presión necesaria para cumplir la primera condición es igual a la presión requerida para circular el lodo al mismo gasto (mismas emboladas si se utiliza la misma bomba) con que se estaba circulando antes de ocurrir el brote. Esto es cierto mientras no cambien las condiciones que afectan a la presión de circulación (tamaño de toberas, profundidad, herramientas utilizadas, propiedades del lodo, etc.). La presión reducida y el gasto reducido de circulación deben anotarse. La presión adicional que se necesita para evitar que continúe más fluido invasor, es igual a la presión de cierre en la T.P. (PCTP). La presión necesaria para cumplir con ambos objetivos, es la suma de la presión reducida de circulación y la presión de cierre de la T.P., y es la que se conoce como "presión inicial de circulación".

Cuando no se ha determinado de antemano la presión reducida de circulación o cuando ésta ha sufrido un cambio sustancial, se debe utilizar algún procedimiento alterno para calcular la presión inicial de circulación.

Este procedimiento también se debe utilizar cuando se desea circular con un gasto diferente al que se empleó al registrar la presión reducida. Es siempre conveniente que se emplee este procedimiento alterno, ya que sirve para comprobar la presión reducida de circulación anotada como dato preliminar. Este procedimiento alterno es el siguiente:

A).- Con estrangulador ajustable.

- 1.- Mantener la presión en T.R., igual a la presión de cierre en T.R., ajustando el estrangulador al mismo tiempo que se bombea lentamente hasta alcanzar el gasto deseado.
- 2.- Después de unos segundos y con la bomba operando al gasto deseado, la presión en T.R., alcanzará el valor deseado (de presión de cierre de T.R.). Mantenga estas condiciones de operación hasta que la presión en T.P., se estabilice.

Debe anotarse que habrá un tiempo de atraso, desde que se ajusta el estrangulador, hasta que se observa un cambio en la presión en T.P. Este retraso es de aproximadamente 2 segundos por cada 300 m de profundidad.

B).- Con estrangulador fijo.- se trata más adelante?

PRESION FINAL DE CIRCULACION.

Si no ha sido aumentada la densidad de lodo para desalojar la burbuja, la PIC deberá mantenerse constante. Esta es una premisa básica del método del perforador. Sin embargo, la presión de bombeo no debe mantenerse constante si le ha sido incrementada la densidad de lodo. Cualquier incremento en la presión hidrostática en la sarta deberá mostrar un decremento correspondiente en la presión de bombeo.

La reducción en la presión de bombeo mientras se desplaza en la sarta de perforación con lodo más pesado se observa en la ecuación.

$$\begin{aligned} \text{Presión Circulación} &= \text{Presión reducida} + \text{presión de fondo} \\ &\quad \text{del agujero} - \text{Presión hidrostática} \\ &\quad \text{en la T.P.} \quad \dots\dots\dots (\text{Ec. 8. 30}). \end{aligned}$$

El lodo más pesado en la sarta incrementa la presión hidrostática en la T.P. La presión de fondo de agujero se puede mantener constante sólo si se reduce acordemente la presión de circulación.

Para simplificar la determinación de la presión de circulación requerida, es conveniente calcular la presión final de circulación (PFC) > La PFC es la presión de circulación requerida cuando el lodo más pesado alcanza la barrera. Cuando esto ocurre la presión hidrostática en la sarta permanecerá constante y mientras el lodo más pesado alcanza la superficie permanecerá también constante la PFC.

La PFC puede expresarse como:

PFC = Nueva presión reducida.

Esta nueva presión reducida depende de la densidad de control del lodo. La presión reducida de circulación cambia debido a que las pérdidas de presión por fricción en el sistema de un lodo con densidad de lodo de control, son mayores que con la densidad de lodo inicial. La PFC puede entonces expresarse:

$$PFC = Pr \left[ \frac{dc}{di} \right]$$

#### MÉTODO DEL INGENIERO

El método del ingeniero, llamado también método de "esperar y pensar", implica que las operaciones sean diferidas (esperar), una vez que el pozo sea cerrado, mientras está siendo preparado un volumen suficiente de lodo con densidad de control, así la burbuja es desalojada del pozo con lodo de densidad de control. En efecto, las circulaciones requeridas en el método del perforador, son combinadas en una y los eventos y 5 ocurren simultáneamente.

# METODO DEL INGENIERO

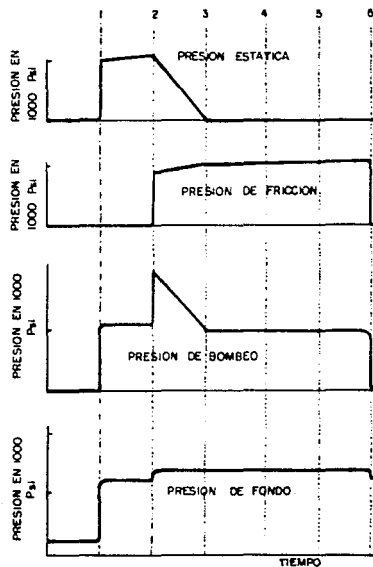


FIG. VIII-9



# METODO DEL INGENIERO

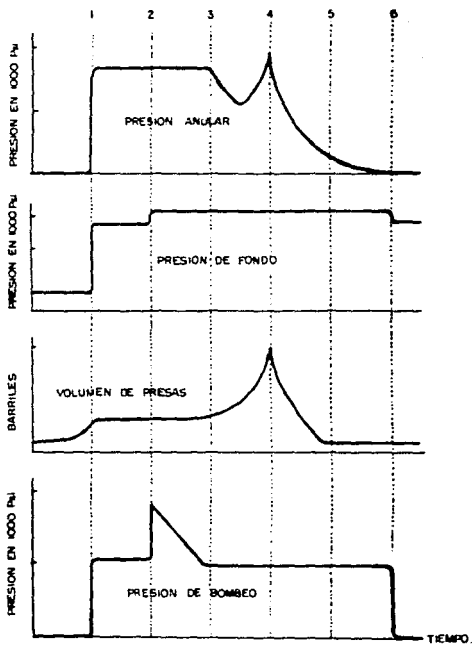


FIG. VIII-10

El comportamiento de presiones en la tubería de perforación, descritas en el método del perforador para los eventos 5 hasta el 7, es exactamente el mismo en el método del ingeniero (eventos 2 hasta el 6).

Las gráficas de presiones de cierre de T.P. pérdidas por fricción en el sistema y bombeo de control, se muestran en la (Fig.VIII-9).

La secuencia de eventos descritos por el método del ingeniero son: (1) Cierre de pozo; (2) Inicio de bombeo de lodo con densidad de control; (3) Lodo de control en la barrena; (4) Gas den la superficie; (5) Salida de gas; (6) Lodo de control en la superficie.

El comportamiento de la presión en la T.R. es diferente al método del perforador como se vio en la simulación numérica.

Tomando en cuenta las suposiciones señaladas anteriormente; burbuja de gas relativamente de poco volumen, inexistencia e lastrabarrenas, etc., entonces la curva de presión en el anular será esencialmente constante mientras se desplaza lodo con densidad de control por T.P. de los eventos 1 hasta el 3.

La presión en el fondo permanecerá constante e igual a valor inicial de cierre más la caída de presión anular.

La curva de presión en T.R. vs tiempo, se muestra en la Fig.VIII.10 correlacionada con las curvas de presión de fondo, volumen de lodo en presas y presión de bombeo de control.

Una vez que el lodo con densidad de control ha alcanzado la barrena (evento 3), la presión hidrostática aumentará en el anular conforme se desplace lodo con densidad de control. Como consecuencia, la presión requerida adicional en el estrangulador declinará hasta hacerse presente el efecto de la expansión del gas cerca de la superficie. La declinación de presión se detendrá y la presión en T.R. puede incrementar hasta la presión máxima que ocurre cuando el gas ha alcanzado la superficie. Esto ocurrirá simultáneamente con el máximo volumen de lodo en las presas. La máxima presión superficial observada deberá ser menor con respecto a la observada en el método del perforador, a causa de la presencia de lodo con densidad más alta en el anular.

El gas será venteado del evento 4 al 5 con la presión de la T.R.. Será igual a la presión inicial de cierre de la T.P. multiplicada por la capacidad de la T.P. y dividida por la capacidad anular (si el lodo de densidad de control se bombeó inmediatamente y la burbuja de gas no emigró).

Entre los eventos 5 y 6, el volumen de lodo con densidad inicial dentro de la T.P. está siendo expulsado de anular y la presión en la T.R. se abatirá a cero cuando el anular es finalmente ocupado por lodo de densidad de control.

En este método de ingeniero la PIC será la correspondiente al número de emboladas de la bomba que ha desplazado con lodo de densidad de control, la sarta de perforación. Esta condición también se cumple en el segundo ciclo de circulación del método del perforador. Cuando ya ha sido desplazada la sarta de perforación con lodo de densidad de control, la presión de circulación deberá mantenerse constante en ambos métodos. Esta presión de circulación es llamada presión final de circulación (PFC).

En un brote de gas, para iniciar la circulación de la burbuja por el estrangulador fijo, se requiere calcular su diámetro de orificio inicial que provoque una caída de presión igual a la de PRTi registrada en el cierre del pozo.

Durante el procedimiento de control se observarán variaciones en la presión de circulación registrada en el manómetro de la T.P. Observándose valores de presión de circulación diferentes a la "PIC" correspondiente al gasto de bombeo. Si la presión observada en el manómetro de la T.P. es mayor que la "PIC" señala que está sobrecargado el fondo del agujero al aumentar significativamente la P<sub>tr</sub> debido a que no se ha limitado la expansión del gas. Este aumento de presión en T.R. es mayor que el aumento en el desequilibrio de las columnas hidrostáticas y como consecuencia se ocasiona un aumento en la "PIC". En esta situación, si el estrangulador fuera variable, sólo sería suficiente aumentar el área de flujo en él para reducir las pérdidas de presión por fricción en el estrangulador y como consecuencia reducir la "PTR". Esta disminución en la PTR se refleja en todo el sistema hidráulico del agujero, disminuyendo en el fondo de agujero y finalmente en la "PIC".

Con estrangulador fijo, es necesario disminuir la velocidad de bombeo, reduciendo también la presión en T.R.

Esta reducción en la velocidad de bombeo se hará hasta que la presión de circulación observada se ajuste al nuevo valor de "PIC" correspondiente a ese gasto de circulación.

Si la presión de circulación observada en el manómetro de la T.P. es menor que la "PIC", indicará que no está generando la presión necesaria en el fondo de agujero, que pueda impedir la entrada de una segunda burbuja de gas, debido a que se ha permitido una expansión excesiva de la burbuja que no corresponde al incremento de presión en la T.R. menor que el incremento en el desequilibrio de columnas hidrostáticas, si el estrangulador fuera variable, sería suficiente con reducir su área de flujo para incrementar la caída de presión en él y por lo tanto la PTR a un

gasto de circulación constante. Con estrangulador fijo se requiere el incremento del gasto de circulación para aumentar las pérdidas de presión por fricción en el estrangulador y en consecuencia la PTR. Esto se cumple ajustando la presión de bombeo "PIC" correspondiente al nuevo gasto de circulación.

Cuando la burbuja de gas y a ha sido expulsada del agujero por el metodo del perforador, la presión en T.R. de control será igual a "PTPi" y la "PIC" será igual a la suma de la presión reducida de bombeo, más la presión de cierre inicial en T.P. ya que el desequilibrio de columnas hidrostáticas " $\Delta P^h$ " no existe.

$$PIC = Pr + PTPi \quad Qr \dots\dots\dots(Ec.8.31)$$

$$PIC = Pr + PTR \text{ cuando } \Delta P^h = 0 \dots\dots(Ec.8.32)$$

Cuando se inicie el desplazamiento de lodo en la sarta de perforación con lodo de densidad de control, el valor de  $\Delta P^h$  se hará presente sobrecargando la PTR. Si no se toman medidas adecuadas la PTR será máxima cuando el lodo alcance la barrena (s es que antes no se provoca una ruptura de la formación más débil del agujero ).

$$PTR = PTPi + \Delta P^h \dots\dots\dots(Ec.8.33)$$

$$PTR = PTPi + \frac{h (dc - di)}{10} \dots\dots\dots(Ec.8.34)$$

Para evitar este problema es necesario ajustar el estrangulador para que la PTR permanezca constante, esto es se conserva el valor de PTPi. Si observamos la ecuación el valor máximo que pudiera alcanzar  $\Delta P^h$  sería exactamente PTPi, de ahí que el desequilibrio de columnas hidrostáticas deberá compensarse reduciendo el diámetro del estrangulador o disminuyendo el gasto cuando se tiene estrangulador fijo para abatir la presión de T.R. a PTPi.

Cuando la burbuja sea un fluido incompresible (agua salda o aceite) la contrapresión en el estrangulador o la "PTR" será constante cuando sea desplazada la burbuja fuera de agujero por el metodo del perforador. Esto se debe a que el desequilibrio de columnas hidrostáticas es constante.

Comúnmente se requiere hacer algunos ajustes al estrangulador o la velocidad de bombeo, según sea el tipo de estrangulador, cuando la burbuja esta cerca de la superficie, ya que generalmente el aceite tiene gas disuelto y al estar cerca de la superficie se separa y se tiene que permitir su expansión. En algunas ocasiones puede ocurrir el mismo caso cuando el brote sea de agua salada.

#### METODO DEL PERFORADOR.

Este metodo de control consta de dos ciclos de circulación:

- 1.- Se circula el pozo para desalojar la burbuja, manteniendo presión de fondo constante, con lodo de densidad inicial.
- 2.- Este segundo ciclo consiste en reemplazar el lodo de densidad inicial por lodo de densidad de control.

La secuencia de los eventos descritos por el metodo del perforador son:

- 1.- cierre el pozo.
- 2.- Inicio de bombeo.
- 3.- Gas en la superficie.
- 4.- Salida del gas.
- 5.- Comienzo de bombeo con densidad de control.
- 6.- Lodo con densidad de control en la barrena.
- 7.- Lodo con densidad de control en la superficie.

## COMPORTAMIENTO DE PRESIONES.

### PRESION DE CIERRE ESTATICA EN LA TUBERIA DE PERFORACION

La presión de cierre de la tubería de perforación es la presión requerida en la superficie (PTP a cualquier tiempo del procedimiento para balancear la presión de formación, si la circulación es interrumpida y el pozo es cerrado.

La presión de cierre de tubería de perforación es por lo tanto, requerida del evento 1 al 5. Entre los eventos 5 y 6 la presión estática requerida es gradualmente reducida tanto como el lodo de densidad de control viaja hasta la barrena. A partir del punto 6 la presión de cierre de T.P. Permanecerá constante (cero). (Fig.VIII-II).

### PRESION DE BOMBEO DE CONTROL.

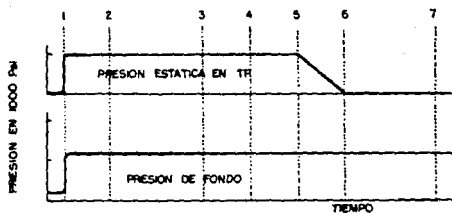
Esta presión se determina sumando la presión de cierre inicial en la T.P. a la presión de bombeo reducido. Una vez que la bomba sea llevada al gasto reducido, se obtendrá por medio de un ajuste del estrangulador la presión inicial de circulación (PIC) y permanecerá constante hasta el evento 5. Entre los eventos 5 y 6 la presión de bombeo de control deberá permitirse caer gradualmente hasta el valor de la presión final de circulación (P.F.C) cuando el evento 6 es alcanzado, normalmente se requieren pequeños ajustes en el estrangulador entre los eventos 5 y 6, pero la velocidad de bombeo es reducida. Deben hacerse correcciones durante este periodo si se nota la variación del gasto. De no hacerlo, las pérdidas por fricción en sistema varían acorde con los cambios en el gasto, lo cual podría producir un decremento en la presión aplicada en el fondo de agujero, permitiendo la entrada de una segunda burbuja. La gráfica de presión de bombeo en T.P. vs tiempo, se muestra en la Fig.VIII-II.

### PRESION EN TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

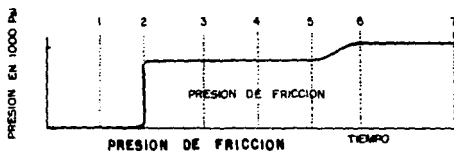
La curva de presión en T.P. se muestra en la figura VIII-12. correlacionada con las curvas de presión en el fondo, volumen de lodo en presas y presión de bombeo de control. La curva de presión en T.R. Muestra su comportamiento según su estudio en la simulación numérica.

Cuando la burbuja de gas alcance la superficie (evento 3) la presión en T.R. llega a su valor máximo porque el gas sea expandido a su máximo volumen y ah desplazado el máximo volumen de lodo en el anular. El volumen de lodo en presas también aumentará durante este periodo; el incremento, sobre el volumen inicial desalojado  $\Delta V$  refleja la expansión controlada del volumen inicial del gas cuando este es llevado a la superficie.

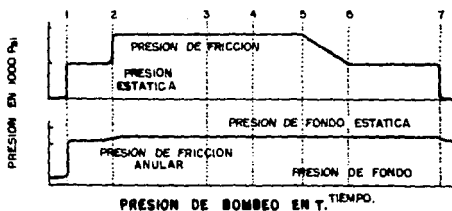
# METODO DEL PERFORADOR.



## PRESION ESTATICA EN T.P.



## PRESION DE FRICCION



## PRESION DE BOMBEO EN T. TIEMPO.

FIG. VIII-11.

# METODO DEL PERFORADOR

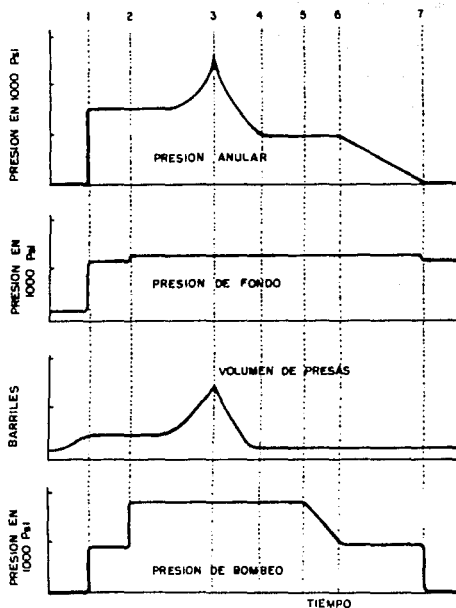


FIG. VIII-12



La suma de presiones del estrangulador e hidrostática en el espacio anular, siempre será igual a la presión del yacimiento.

Del evento 3 al 4, el gas está siendo venteado del anular, cuando el gas sale, este es reemplazado por lodo. El incremento de presión hidrostática requiere menor presión en la T.R. Permitiendo abatirse. El volumen de lodo en presas decrecerá cuando el lodo sea tomado de la presa de succión mientras el gas esta siendo venteado. Cuando todo el gas ya ha sido venteado, la presión en T.R. Podría abatirse cerca de la presión inicial de cierre de T.P. Estando el anular lleno de lodo con densidad inicial. El volumen de presas podría también estar cerca del mismo nivel anterior al brote, cuando no sea hecho un cambio significativo en la presión aplicada en el fondo que permitirá la entrada de otra burbuja o una represión que ocasionará pérdida de fluido.

La presión de cierre de T.P. Descenderá cuando el lodo con densidad de control sea desplazado por T.P., permitiendo también la declinación de la presión de bombeo. La presión en T.R. Permanecerá constante y que durante este periodo, el lodo con densidad inicial está siendo circulado por el anular. Del evento 6 al 7 se inicia el desplazamiento de lodo con densidad de control hacia arriba del anula, la presión en T.R. declinará lentamente hasta e evento 7. Cuando el lodo con densidad de control llegue a la superficie, la presión en T.R. será cero.

#### CEDULA DE PRESION EN T.P.

La cedula de presión se utiliza para conocer el comportamiento de la presión en la T.P. Cuando el lodo con densidad de control va viajando por el interior de sarta hasta la barrena. El procedimiento es interpolar entre las presiones de circulación inicial y final de acuerdo con la fabricación de T.P. Que vaya conteniendo lodo de control. Por ejemplo, si el lodo va a la mitad del camino hacia la barrena entre a presión inicial y final.

$$PIC = P_{hi} + TPI$$

$$PFC = P_{hi} * \left[ \frac{dc}{di} \right]$$

$$\frac{\text{No emboladas}}{1 \text{ kg/cm}_2} = \frac{\text{No. total de emboladas}}{\text{disminución total de presión}} \left[ \frac{\text{Emb/kg/cm}_2}{1} \right]$$

Se elige un "x" número de kg/cm<sub>2</sub> como intervalo de disminución de la presión en T.P. Ahora bien, multiplicando este número por el número de emboladas por kg/cm<sub>2</sub> se obtiene el incremento de emboladas necesario para disminuir la presión en el intervalo considerado.

#### METODO CONCURRENTE.

El control del pozo, por este metodo, consiste en aumentar la densidad del lodo en forma parcial y simultánea con la circulación del lodo para desalojar la burbuja. Este metodo no se estudiará como los anteriores ya que resulta poco práctico e impreciso. Normalmente, las curvas de presión de los metodos de control anteriores, como se mostrará más adelante.

#### COMPARACION DE METODOS.

El punto crítico en el procedimiento de eliminación de gas, se verifica cuando el volumen de gas alcanza la superficie. En dicho momento coinciden el aumento de nivel máximo en las presas de lodo, debido a la expansión del gas en el espacio anular y la presión máxima del estrangulador, que alcanza durante la circulación para la eliminación del gas infiltrado.

La (Fig.VIII-13) es un esquema que indica la contrapresión en función de los barriles bombeados dentro del pozo, usando diferentes metodos de eliminación de burbuja. La presión mínima en la T.P. se logra cerrando el pozo preparando lodo pesado para usarlo en la primera circulación para controlar el pozo (metodo del ingeniero). Se conseguirá una presión en T.R. más alta, eliminando el gas sin aumentar la densidad de lodo, es decir por medio del metodo del perforador.

# PRESION DE TUBERIA EN DIFERENTES METODOS

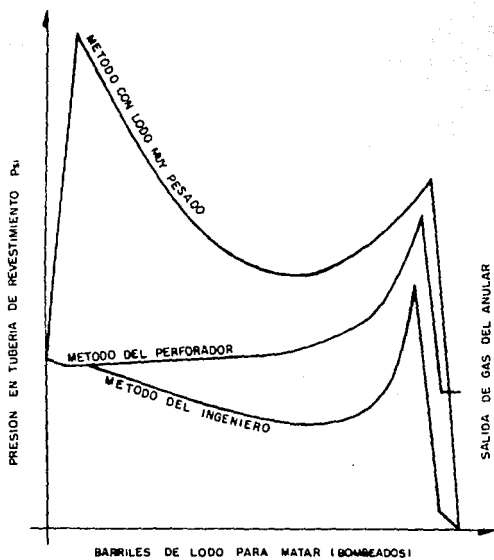


FIG. VIII-13

En la aplicación del metodo concurrente, la presión máxima en T.R. quedaría entre los valores anteriores y la curva de presión de T.R. estaría por lo tanto comprendida entre las curvas de presión de T.R. del metodo del ingeniero y el metodo del perforador.

Finalmente, se muestra la (Fig.VIII-13) que se producirán presiones en T.R. menores, si se pone en circulación lodo más pesado del necesario para contrarrestar la presión de formación de que se trata.

También podría considerarse como punto crítico la presión ejercida en un punto de interés. Este podría ser en el agujero descubierto o en la formación más débil que generalmente es en la zapata de la última T.R. cementada. La (Fig.VIII-13) nos muestra la presión ejercida en un punto de interés (zapata) en densidad de lodo equivalente para el metodo del perforador y del ingeniero.

#### PROCEDIMIENTO PRACTICO DE CONTROL

En párrafos anteriores se han descrito los metodos de control, algunos conceptos fundamentales, el efecto de estrangulador y las reglas básicas de control de brotes. También se ha señalado la importancia de seleccionar el metodo de control más adecuado. Cualquiera que este sea, se deberá circular, ya sea por estrangulador fijo o estrangulador variable.

#### UTILIZANDO ESTRANGULADOR VARIABLE.

Si se circula por estrangulador variable, se deberá primero, alcanzar la velocidad de bombeo reducida y por medio del estrangulador ajustar la "PIC" correspondiente. En el metodo del perforador se mantendrán constantes durante a primera circulación, o sea en el desarrollo de la burbuja. En la segunda circulación del metodo del perforador, al desplazar el volumen en T.P. con lodo de densidad de control, la "PIC" se fijará según el análisis.

#### UTILIZANDO ESTRANGULADOR FIJO.

Cuando se circula por estrangulador fijo, se deberá calcular el diámetro del estrangulador inicial o también el gasto de circulación necesario para obtener una caída de presión igual a  $P_{tri}$  para un diámetro de estrangulación definido o ya seleccionado, por medio de la ecuación 4.18. necesariamente se construirá una tabla de presiones para ajustar el gasto de circulación durante el proceso de control a la presión de circulación requerida en la T.P. Esta presión de circulación puede ser la "PIC" o la "PFC" o una presión de circulación definida por el análisis gráfico.

$$\Delta P_{est} = 7.06 \left[ \frac{Q^2 * d}{P_{mi}} \right]^{1/4} \dots\dots\dots (Ec.8.35).$$

**Problema 8.1.-Brote al estar perforando**

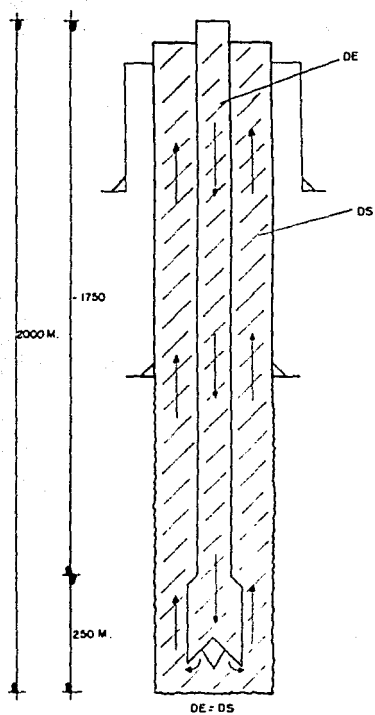
Al presentarse un problema de brote con tubería en el fondo del pozo no resulta muy difícil llevar a cavo el control, ya que, como la tubería se encuentra en el fondo, los cálculos a realizar para efectuar el control, se hacen una sola vez, ya que la presión del yacimiento se puede conocer haciendo uso de la presión que se lee en el manómetro de la tubería de la perforación y la presión hidrostática del lodo de perforación por dentro de dicha tubería.

cuando se esta llevando a cavo la perforación de un pozo y este manifiesta indicios de que se ha producido un brote o se tiene duda de que realmente sea eso, lo que debe de hacerse para definir la situación es parar las bombas y observar el pozo por unos dos o tres minutos y si este fluye, es un indicio de que puede haber entrado un fluido extraño al pozo ya que al pozo también puede fluir cuando las columnas están desbalanceadas.

cuando exista esto ultimo, se puede aplicar la siguiente formula para calcular el volumen ala salida, el cual deberá disminuir paulatinamente a medida que dichas columnas se aproximen al equilibrio.

$$V_d = \left[ \frac{h (d_e - d_s)}{\frac{(d_e - d_s)}{(D_i^2 - D_o^2) * 0.5067} + \frac{d_e}{(D_i T P)^2 * 0.5067}} \right]$$

----- (Ec.8.36),



DE = DENSIDAD DE ENTRADA .

DS = DENSIDAD DE SALIDA .

FIG.VIII-14. COLUMNAS BALANCEADAS (DE=DS)

Donde:

- $h$  = profundidad (m).
- $V_d$  = Volumen desalojado (l).
- $d_e$  = Densidad de entrada ( $g/cm^3$ ).
- $d_s$  = Densidad de salida ( $g/cm^3$ ).
- $D_a$  = Diámetro de agujero (pg).
- $D_k$  = Diámetro exterior de lastrabarrenas (pg).
- $D_{iTP}$  = Diámetro interior de TP (pg).

En seguida se presenta un ejemplo de aplicación: sea un pozo con los siguientes datos:

- $h$  = 2000 m.
- $d_e$  = 1.90  $g/cm^3$ .
- $d_s$  = 1.70  $g/cm^3$ .
- $D_{eTP}$  = 4.5 pg.
- $D_{iTP}$  = 3.826 pg.
- $D_k$  = 7 x 2.5 pg.
- $D_a$  = 12.5 pg.

Sustituyendo valores en la ecuación desarrollada para el calculo del volumen desalojado, tenemos lo siguiente:

$$V_d = \left[ \frac{2000 (1.90 - 1.70)}{\frac{(1.90 - 1.70)}{(12.5^3 - 7^3) * 0.5067} + \frac{1.90}{(3.826^3 * 0.5067)}} \right]$$

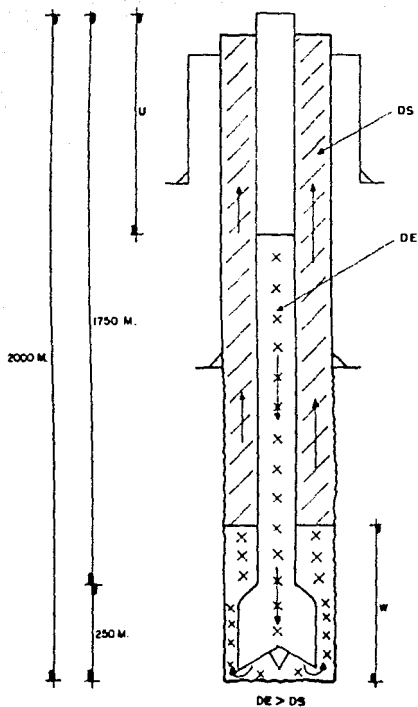


FIG.VIII-15. COLUMNAS DESBALANCEADAS ( $DE > DS$ )



$$V_d = 1539.4 \text{ l.}$$

**Comprobación:**

Para comprobar si la ecuación es verdadera, se debe de calcular la profundidad a la que bajo el nivel de lodo de densidad de entrada dentro de la TP y la altura que éste ocupó en el espacio anular. Para esto se hace uso del volumen desalojado y de las capacidades de TP y espacio anular.

Le llamaremos "u" a la profundidad que el lodo baja en la TP y "w" a la altura ocupada en el espacio anular.

$$u = \frac{V_d}{\text{CapTP}} \quad \text{y} \quad w = \frac{V_d}{\text{CapA}}$$

Calculando las capacidades:

$$\text{CapTP} = D_{iTP}^2 * 0.5067 \dots\dots\dots(\text{Ec.8.37}).$$

$$\text{Cap a} = (D_i^2 - D_{ic}^2) * 0.5067 \dots(\text{Ec.8.38}).$$

Sustituyendo valores:

$$\text{Cap TP} = (3.826)^2 * 0.5067 = 7.42 \text{ l/m.}$$

$$\text{Cap A} = (12.5^2 - 7^2) * 0.5067 = 54.34 \text{ l/m.}$$

Calculo de "u" y "w":

$$u = \frac{1539.4}{7.42} = 207.5 \text{ m.}$$

$$w = \frac{1539.4}{54.34} = 28.33 \text{ m.}$$

Obtenidas "u" y "w" se pueden calcular las presiones hidrostáticas por dentro de la TP y en el espacio anular.

$$phi = \frac{de(h-u)}{10} \quad phi = \frac{1.90(2000-207.5)}{10} = 340.6 \text{ kg/cm}^2.$$

$$phe = \frac{ds(h-w) + de(w)}{10}$$

$$phe = \frac{1.70(2000-28.33) + 1.9 * 28.33}{10} = 340.6 \text{ kg/cm}^2.$$

Lo anterior demuestra que las columnas efectivamente están en equilibrio.

una vez que se ha asegurado de que realmente se trata de un brote, lo primero a realizar es cerrar el pozo, cuidando evitar que se fracture la formación en la zapata y que las conexiones superficiales resistan la presión. Al cerrar los preventores se debe de evitar el golpe de ariete, el cual se puede amortiguar teniendo las líneas de matar y estrangular abiertas, las que se cerraran enseguida. cuando el pozo ya esta cerrado se procede a leer las presiones que marcan los manómetros colocados en la TP y en la TR, con las lecturas obtenidas realizar los cálculos para el control.

para que las operaciones de control sean llevadas correctamente, se debe de llenar la hoja de trabajo y esta debe de contener la información preregistrada y los cálculos realizados para llevar el control del pozo.

En seguida se presenta un procedimiento de calculo y control de un brote cuando la sarta de perforación se encuentra en el fondo del pozo.

Datos:

Estado mecánico del pozo.

$D_{HA} = 5 \frac{7}{8} \text{ pg} - 3 \text{ T } 3/8 \text{ pg.}$

$L_{TC} = 270 \text{ m (30).}$

$D_{TC} = 4 \frac{3}{4} \times 2 \frac{1}{4} \text{ pg.}$

$LTP(3.5) = 2130 \text{ m.}$

$D \text{ TP} = 3 \frac{1}{2} \text{ pg IF.}$

$DiTP = 2.746 \text{ pg.}$

$LTP(5) = 4000 \text{ pg.}$

$D \text{ TP} = 5 \text{ pg.}$

$DiTP = 4.276 \text{ pg.}$

$h = 6400 \text{ m.}$

Información obtenida:

$QV = 10 \text{ bls.}$

$di = 1.35 \text{ g/cm}^3.$

$g = 3.57 \text{ gal/emb.}$

$Qr = 250 \text{ gal/min.}$

$TPi = 105 \text{ kg/cm}^3.$

$TRi = 130 \text{ kg/cm}^3.$

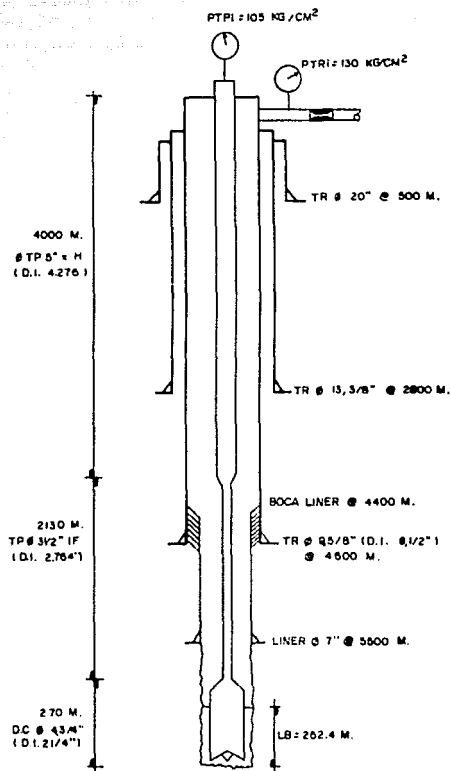


FIG. VIII-16.

Cálculos para el control.

Cuando en la información preregistrada no se cuenta con el dato de las caídas de presión por fricción del sistema a un gasto reducido, entonces pueden ser calculadas como sigue:

$$\Delta P = \frac{6.1 \cdot 10^{-5} \cdot d \cdot L \cdot Q^{1.86}}{D^{4.86}} \dots\dots\dots (\text{Ec.8.39}).$$

En donde:

- $\Delta P$  = Caída de presión (PSI)
- $d$  = Peso de lodo (lb/gal)
- $L$  = Longitud del tubo (pies)
- $Q$  = gasto (gal/min)
- $D$  = Diámetro interior del tubo (pg).

- i).- Caída de presión en TP de 5" - 15.7 kg/cm<sup>2</sup> 250 gal/min.
- ii).- Caída de presión en TP de 3 1/2" - 69.6 kg/cm<sup>2</sup> 250 gal/min.
- iii).- Caída de presión en lastrabarreras 24.0 kg/cm<sup>2</sup> 250 gal/min.

Para la Caída de presión en las toberas se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta P \text{ tob.} = \frac{d \cdot Q^2}{10858 \cdot A_t^2}$$

En donde:

- $\Delta P \text{ tob.}$  = Caída de presión (PSI)
- $d$  = Peso del lodo (lb/gal)
- $A_t$  = Área de toberas (pg<sup>2</sup>)
- $Q$  = gasto (gal/min)

iv).- Caída de presión en toberas  $41.9 \text{ kg/cm}^2$  a 250 gal/min.

v).- Las caídas de presión en conexiones superficiales se considera como un valor promedio de  $3.5 \text{ kg/cm}^2$ .

vi).- Caídas de presión por fricción en el espacio **anular**.

A estas caídas de presión les corresponde, aproximadamente el 10% de las caídas totales, esto es,  $17.2 \text{ kg/cm}^2$ .

Por lo tanto:  $\Sigma \Delta P = P_{br} = 15.7 + 69.6 + 24 + 41.9 + 3.5 + 17.2$

$\Sigma \Delta P = P_{br} = 171.9 \text{ kg/cm}^2$  a 250 gpm.

Finalmente la velocidad de bomba sera:

$$\frac{250}{3.57} = 70 \text{ epm.}$$

Esto es  $P_{br} = 171.9 \text{ kg/cm}^2$  a 70 epm.

b).- Calculo del tiempo de llenado de la tubería:

i).- Calculo de las capacidades de las tuberías:

Para esto se hace uso de la ecuación (8.37).

Sustituyendo:

Cap TP (5") = 9.26 l/m.

Cap TP (3.5") = 3.87 l/m.

Cap DC = 2.57 l/m.

ii).- Para calcular el volumen interior total se usa la siguiente ecuación:

$$VTP = \text{Cap TP (3.5")} * LTP (3.5") + \text{Cap TP (5")} + \text{Cap DC} * LDC$$

.....(Ec.8.41).

Por lo tanto:

$$\text{Tiem po de llenado TP} = \frac{VTP}{Qr}$$

$$\text{Tiem po de llenado TP} = \frac{45977}{946}$$

$$\text{Tiem po de llenado interior} = 48.6 \text{ min} \approx 49 \text{ min.}$$

c).- Cálculo del tiempo de llenado del ciclo.

i).- Para calcular la capacidad anular de cada sección, se aplica la ecuación (8.38).

$$\text{Cap. An. DC} = 6.06 \text{ l/m.}$$

$$\text{Cap. An - TP (3.5")}_1 = 11.3 \text{ l/m.}$$

$$\text{Cap. An - TP (3.5")}_2 = 30.4 \text{ l/m.}$$

$$\text{Cap. An - TP (5")}_1 = 24 \text{ l/m.}$$

Para obtener el volumen anular total se usa la misma Ec. (8.41).

$$\text{Vol. anular} = 129345 \text{ l.}$$

Por lo tanto :

$$\text{Tiempo de llenado anular} = \frac{129345}{946} = 136.7 \approx 137 \text{ min.}$$

$$VT = \text{Vol.int} + \text{Vol.An} = 175322 \text{ l.}$$

$$\text{Tiempo de llenado en el ciclo} = \frac{175322}{946} = 185.33 \approx 186 \text{ min.}$$

d).- Cálculo de la presión del yacimiento.

Para obtener esta presión se hace uso de la lectura en  $T_{Pi}$  y la presión hidrostática interior:

$$P_Y = \frac{h * d_i}{10} + T_{Pi} \dots\dots\dots (8.42).$$

$$P_Y = 969 \text{ kg/cm}^2.$$

e).- Estrangulador se cuenta con un estrangulador ajustable.

f).- Cálculo de longitud de burbuja.

La longitud de la burbuja se puede conocer por medio de las capacidades, ya que se cuenta con el incremento de volumen:

$$\Delta V = 10 \text{ bl} = 10 * 159 = 1590 \text{ l.}$$



Sabemos que :

Cap.An DC = 6.06 l/m. entonces: Vol.An DC = 1636 l.

Como se puede observar el volumen de la burbuja es menor que el volumen comprendido en el espacio anular entre el agujero y lastrabarrenas, por lo tanto, la longitud de la burbuja será menor que la longitud de los lastrabarrenas y se calcula de la siguiente forma:

$$Lb = \frac{QV}{Cap A} = \frac{1590}{6.06} = 262.4 \text{ m.}$$

Conociendo la longitud de la burbuja se puede calcular la densidad de los fluidos extraños, la cual será :

$$X = di - \frac{(TRI - TPI) * 10}{Lb} \dots\dots\dots(8.43).$$

Así entonces :  $X = 0.4 \text{ g/cm}^3$ .

g).- Gráfica para llevar control de la base de la burbuja.

Esta gráfica se hace acumulando el volumen correspondiente a cada cambio de geometría contra la profundidad.

Para obtener los volúmenes, se multiplica la capacidad de cada geometría por su longitud, así entonces:

VA - DC =  $6.06 * 270 = 1636 \text{ l.}$   
VA - TP (3.5") - Ag (5 7/8") =  $11.3 * 1730 = 19549 \text{ l.}$   
VA - TP (3.5") - Ag (8 1/2") =  $30.4 * 400 = 12160 \text{ l.}$   
VA - TP (5") =  $24 * 4000 = 96000 \text{ l.}$

VAT =  $1636 + 19549 + 12160 + 96000 = 129345 \text{ l.}$

( Fig.VIII-17).



h).- Llenado de la hoja de trabajo.

Información preregistrada.

OP Sist. 172kg/cm<sup>3</sup> 70 emb.

Margen para viaje : 0.04 g/cm<sup>3</sup>.

Tiempo de llenado de la TP(super-Bna) = 49 min ≈ 3430 emb.

Tiempo de llenado Esp.Anular (fondo-superf.) = 137 min ≈ 9590 emb.

Tiempo de llenado del ciclo = 186 min ≈ 13020 emb.

Mediciones:

TPi = 105 kg/cm<sup>3</sup>.

TRi = 130 kg/cm<sup>3</sup>.

QV = 10 bl = 1590 l.

Determinar: PIC = Pbr + TPi .....(Ec.8.44).

PIC = 277 kg/cm<sup>3</sup> a 70 epm.

$$\Delta d = \frac{TPi * 10}{h} = \frac{105 * 10}{6400} = 0.16 \text{ g/cm}^3$$

más margen para viaje = 0.04 g/cm<sup>3</sup>

más di = 1.35 g/cm<sup>3</sup>

dc = 1.55 g/cm<sup>3</sup>

$$dc = di + \left[ \frac{Tpi * 10}{prof} \right] + \text{margen} \dots\dots(\text{Ec.8.45}).$$

$$PFC = \Delta P \text{ sist.} * \frac{dc}{di} \dots\dots\dots(\text{Ec.8.46}).$$

$$PFC = 197 \text{ kg/cm}^2 \text{ a } 70 \text{ epm.}$$

#### Análisis gráfico:

Las gráficas se presentan en las (Fig.VIII-18 y VII-19).

Nota: El margen para viaje como promedio general es 0.04 g/cm<sup>3</sup>.

Una vez que ya se realizaron todos los Cálculos, se procede a calcular para sacar la burbuja de gas. En los Cálculos no se considera la migración propia de la burbuja.

El método a usar es el método del perforador.

En seguida se muestra una tabla que nos presenta los siguientes parámetros obtenidos durante el control, que permite en cualquier momento del control tener una idea muy aproximada de la situación.

- i).- Volumen bombeado (vb).
- ii).- Tiempo de bombeo (Tb).
- iii).- Profundidad de la base de la burbuja (PBb).
- iv).- Presión en TR (TR).
- v).- Presión en TP (TP).
- vi).- Gasto de bombeo (QR).

HORA	Tb (Min)	vb (l)	TP (kg/cm <sup>2</sup> )	QR (l/Min).
10:00	0		105	0
10:30		28380	275	946
11:00	60	56760	275	946
11:00 - 12:00 Se suspende la operación para cambio de empaques las bombas.				
12:50	90	85140	275	946
13:20	120	113520	275	946
13:40	140	132440	275	946

TR (kg/cm <sup>2</sup> )	PBb (m)
130	6400
-	4200
-	3050
-	1850
-	650
105	-

El valor de la presión en TR se lee directamente en el manómetro respectivo durante el control y dicha presión irá aumentando paulatinamente porque el fluido extraño es gas, hasta alcanzar la máxima que será cuando la cima de la burbuja llegue a la boca del pozo.

Cuando la burbuja ha salido por completo, la presión que debe de marcar el manómetro de la TR, son 105 kg/cm<sup>2</sup>, ya que se cuenta con la misma densidad, tanto en la tubería como en el espacio anular.

Cuando sea desalojado por completo la burbuja, se cierra el pozo y se acondiciona lodo de densidad de control. para el desplazamiento de la densidad de control, los parámetros a registrar son los siguientes:

- i).- Volumen bombeado (vb)
- ii).- Tiempo de bombeo (Tb)
- iii).- Presión en TP (TP)
- iv).- Presión en TR (TR)
- v).- Gasto de bombeo (Qr)
- vi).- Profundidad cima de la densidad de control (Pcdc).
- vii).- Velocidad de la bomba (Vel.bom)
- viii).- Emboladas acumuladas (Emb.Acum)

Cálculos:

Llenado con densidad de control.

- a).- Llenado de la TP.

Como el estrangulador es ajustable, entonces será el Diámetro de este, el que se variará para que la presión de circulación cambie cada 5 minutos.

La presión de circulación se disminuirá cada 5 minutos en:

$$PIC = 277 \text{ kg/cm}^2 \text{ y TFC} = 197 \text{ kg/cm}^2$$

$$\Delta P = 277 - 197 = 80 \text{ kg/cm}^2$$

Como la TP se llena aproximadamente en 50 minutos, por lo tanto se disminuirán  $8 \text{ kg/cm}^2/5 \text{ min.}$  entonces, las nuevas presiones de circulación serán.

HORA	Tb (min)	PIC (kg/cm <sup>2</sup> )	p (kg/cm <sup>2</sup> )	PFC (kg/cm <sup>2</sup> )
14:40-14:45	5	-	269	-
14:45-14:50	10	-	261	-
14:50-14:55	15	-	253	-
14:55-15:00	20	-	245	-
15:00-15:05	25	-	237	-
15:05-15:10	30	-	229	-
15:10-15:15	35	-	221	-
15:15-15:20	40	-	213	-
15:20-15:25	45	-	205	-
15:25-15:30	50	-	197	-

A partir de las 15:30 hrs. aplicar PFC = 197 kg/cm<sup>2</sup> constante.

b).- Llenado del espacio anular.

El espacio anular será llepado con la presión de circulación final, en este caso : 197 kg/cm<sup>2</sup>.

c).- Número de emboladas.

i).- para llenar la T.P = 3430 emb.

ii).- Para llenar el espacio = 9590 emb.

iii).- Para el ciclo - 13020 emb.

d).- Cómo llevar el control de la cima de la columna con densidad "dc".

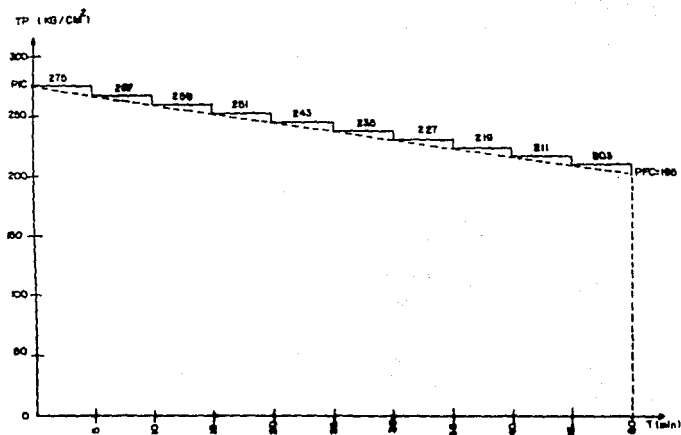


FIG. VII-18. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN TP. DURANTE EL LLENADO CON DC.



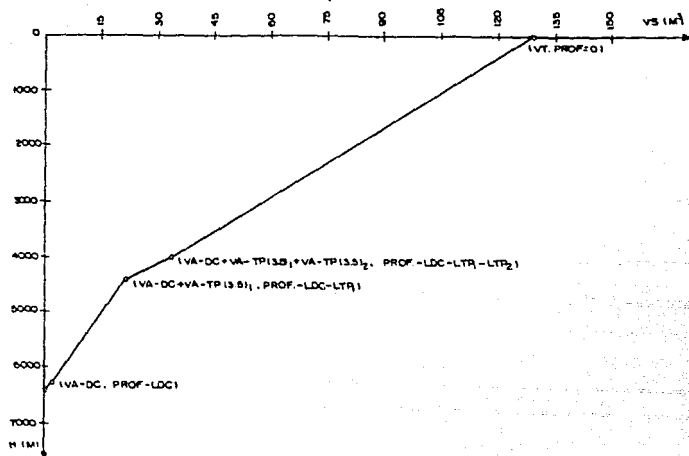


FIG. VIII-19. GRÁFICA PARA LLEVAR CONTROL DE LA BASE DE LA BURBUJA.

Para ubicar la cima de la densidad de control en el espacio anular al (vol. Bombeado-vol.int.) se divide entre las capacidades de la geometría en las que se encuentra distribuido dicho volumen.

La siguiente tabla muestra una ampliación de este control.

HORA (min)	Tb	Vb (l)	TP (kg/cm <sup>2</sup> )	Qr (l/min)	Tr	PCdC (kg/cm <sup>2</sup> )	Vel.Bomb.Emb (m)	Acum.
14:40	0		105	0	105	-	0	
15:30	50	47300	203	946	-	6244	70	3500
16:30	110	104060	195	946	-	2985	70	7700
17:20	160	151360	195	946	-	1014	70	11200
17:35	175	165550	195	946	-	423	70	12250
17:50	190	179740	195	946	-	00	70	13300

La presión en TR va disminuyendo paulatinamente conforme la "dc" sube en el espacio anular, hasta llegar a marcar cero.

Se deja de bombear la "dc" hasta que esta se manifieste a la salida y parando el bombeo y cerrando el pozo, los manómetros de TP y TR deben marcar cero.

Para abrir el preventor se debe esperar una media hora para que la cámara de presión que se forme se descargue por la línea de estrangulación y de esta forma se evita una posible salida de lodo a presión.

Como se pudo observar en este problema, el brote fue detectado rápidamente u por lo tanto se tuvo mayor facilidad para el control, ya que las presiones que se presentaron no fueron muy grandes. Pero si el brote se hubiera detectado cuando el incremento de volumen en las presas fuera de 100 barriles, la longitud de la burbuja sería siete veces mayor que la que se tuvo con 10 barriles y por consiguiente, la presión en TR aumentaría más o menor al doble como se puede observar en los siguientes cálculos:

Datos:

$$\Delta V = 100 \text{ bls} - 15900 \text{ l.}$$

$$X = 0.12 \text{ g/cm}^3.$$

$$PY = 969 \text{ kg/cm}^2$$

$$VA-DC = 2106 \text{ l.}$$

a).- la longitud de la burbuja es : 1491 m.

b).- Calculo de la presión inicial en TR.

Partiendo de la ecuación que nos permite conocer la presión del yacimiento.

$$P_Y = P_{hL} + P_{hb} + T_{Ri}$$

Despejando :  $T_{Ri}$  y desarrollando la ecuación.

$$T_{Ri} = P_Y - \frac{(h-L_b) (d_i)}{10} - \frac{(L_b) (x)}{10} \dots\dots\dots (Ec.8.47)$$

Entonces:

$$T_{Ri} = 288.4 \text{ kg/cm}^2$$

Lo cual indica que las presiones en TR van a ser mayores durante el control y por lo tanto, se puede presentar el problema de que se rompa la formación en la parte más débil, generalmente en la zapata.

La presión máxima en TR es función del volumen de la burbuja, por ejemplo, si se conoce la presión máxima de un brote y su volumen y teniendo el volumen de otro brote, se puede calcular la presión máxima en TR para este segundo brote con la siguiente ecuación:

$$P_{max} TR_2 = P_{max} TR_1 * \frac{\Delta V_2}{\Delta V_1} \dots\dots\dots (Ec.8.48)$$

Aplicado a este ejemplo:

$$P \max TR_1 = P \max * \frac{100}{10} = 3.2 P \max TR_1.$$

$$P \max TR_1 = 3.2 P \max TR_1.$$

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se considera conveniente y necesario, que al presentarse un problema de control de pozos en el campo; sea analizado concienzudamente antes de iniciar las diversas operaciones que se llevan a cabo para resolverlo y en esa forma evitar dispendio de materiales así como poner en peligro equipo y personal que intervienen.

De acuerdo con los recursos que se disponen en la actualidad para enfrentar tal situación, se recomienda:

-El adiestramiento del personal debe ser lo más completo, duradero y actualizado posible.

-La selección del equipo de control debe incluir factores, tales como: operatividad, funcionamiento y buen estado.

Las complicaciones que acarrea perforar a grandes profundidades, llevan a la necesidad de variar las técnicas y equipo de control, por lo que se requiere:

-Un adecuado uso de los métodos de control, que permita operar bajo condiciones más seguras.

-El empleo del equipo moderno que facilite los procedimientos de control y alivie los esfuerzos provocados tanto en los elementos del equipo, como en el pozo.

Si todo lo anterior se atiende, el control de brotes se convierte en una operación de resolución relativamente fácil, y permite que el personal trabaje con más seguridad. Esto obviamente incrementa el rendimiento de una tripulación, lo que se traduce en beneficios económicos y sociales para la empresa y su personal.

# NOMENCLATURA.

At	: Área de la tobera ( $pg^2$ ).
B	: Factor de compensación ( $lb/pg^2$ )
CAP A	: Capacidad anular ( $l/m$ )
CAPA-DC	: Capacidad anular entre agujero y lastrabarrenas ( $l/m$ )
CADC	: Capacidad anular entre barrena y lastrabarrenas ( $l/m$ )
CAPA-TP	: Capacidad anular entre agujero y tubería de perf. ( $l/m$ )
CATP	: Capacidad anular entre barrena y tubería de perf. ( $l/m$ )
CAP DC	: Capacidad de los lastrabarrenas ( $l/m$ )
CAP T	: Capacidad de la tubería ( $l/m$ )
CAP TP	: Capacidad de la tubería de perforación ( $l/m$ )
D	: Diámetro interior de la tubería ( $pg$ )
d	: Densidad del lodo que se va a circular ( $g/cc$ )
$D_{HA}$	: Diámetro de la barrena ( $pg$ )
$D_{LH}$	: Diámetro de los lastrabarrenas ( $pg$ )
$d_C$	: Densidad de control ( $g/cc$ )
$D_{ez}$	: Densidad equivalente en la zapata ( $g/cc$ )
$d_i$	: Densidad inicial del lodo ( $g/cc$ )
$D_{i,?}$	: Diámetro interior de la tubería de perf. ( $pg$ )
$D_{e,?}$	: Diámetro exterior de la tubería de perf. ( $pg$ )
$D_{m\acute{a}x}$	: Densidad máxima permisible sin fracturar la formación ( $g/cc$ )
$\Delta d$	: Incremento de densidad ( $g/cc$ )
$\Delta P$	: Caída de presión por fricción ( $lb/pg^2$ )
$\Delta P_a$	: Caída de presión en el espacio anular ( $lb/pg^2$ )
$\Delta P_{INT}$	: Caída de presión en el interior de la tubería ( $lb/pg^2$ )
$\Delta P_T$	: Caída de presión total en sistema ( $lb/pg^2$ )
$\Delta V$	: Incremento de volumen en las presas ( $m^3$ )
$g$	: Volumen por embolada ( $l/emb$ )
$h$	: Profundidad ( $pie$ o $m$ )
$H$	: Profundidad total del pozo ( $pies$ )
$HA$	: Altura arriba de la burbuja de gas ( $pies$ )
$HB$	: Altura abajo de la burbuja de gas ( $pies$ )
$HI$	: Profundidad de la zapata de última T.R. ( $pies$ )
$L$	: Longitud de la tubería ( $pies$ )
$L_b$	: Longitud de la burbuja de gas ( $pies$ )
$LDC$	: Longitud de los lastrabarrenas ( $pies$ )
$LTP$	: Longitud de la tubería de perforación ( $pies$ )
$P$	: Presión ( $lb/pg^2$ )
$P_A$	: Presión arriba de la burbuja de gas ( $lb/pg^2$ )
$P_B$	: Presión abajo de la burbuja de gas ( $lb/pg^2$ )
$P_{br}$	: Presión de bombeo reducida ( $lb/pg^2$ )
$P_C$	: Presión de circulación ( $lb/pg^2$ )
$P_{FC}$	: Presión final de circulación ( $lb/pg^2$ )
$P_g$	: Presión interna del gas ( $lb/pg^2$ )
$P_{hb}$	: Presión hidrostática de la burbuja ( $lb/pg^2$ )
$P_{HL}$	: Presión hidrostática del lodo de perf. ( $lb/pg^2$ )
$P_{IC}$	: Presión inicial de circulación ( $lb/pg^2$ )

PS : Presión de superficie (lb/pg<sup>2</sup>)  
 PTP : Presión en la tubería de perforación (lb/pg<sup>2</sup>)  
 PTR : Presión en la tubería de revestimiento (lb/pg<sup>2</sup>)  
 PY : Presión de yacimiento (lb/pg<sup>2</sup>)  
 Q : Gasto utilizado para el control (bl/min)  
 Qr : Gasto reducido de control (bl/min)  
 TPi : Presión inicial en la tubería de perforación (lb/pg<sup>2</sup>)  
 TRi : Presión inicial en la tubería de revestimiento (lb/pg<sup>2</sup>)  
 V : Volumen (m<sup>3</sup>)  
 VA : Volumen anular (m<sup>3</sup>)  
 VA-DC : Volumen anular entre agujero y lastrabarrenas (m<sup>3</sup>)  
 VADC : Volumen de lastrabarrenas (m<sup>3</sup>)  
 VAdc : Volumen de densidad de control en el espacio anular (m<sup>3</sup>)  
 Vel-bom : Velocidad de la bomba (epm)  
 VI : Volumen inicial de lodo (m<sup>3</sup>)  
 Vg : Volumen de la burbuja (m<sup>3</sup>)  
 VT : Volumen total del sistema (m<sup>3</sup>)  
 V TP : Volumen de la tubería (m<sup>3</sup>)  
 X : Densidad de la burbuja (g/cc)

## BIBLIOGRAFIA.

- 1.- FACULTAD DE INGENIERIA (U.N.A.M.).  
APUNTES DE TERMINACION DE POZOS.  
ING. FRANCISCO GARAICOHEA P.  
ING. MIGUEL ANGEL BENITEZ H.  
(1985).
- 2.- FACULTAD DE INGENIERIA (U.N.A.M.).  
APUNTES DE TERMINACION DE POZOS (NOTAS DE CLASE).  
ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS.  
(1987).
- 3.- FACULTAD DE INGENIERIA (U.N.A.M.).  
APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS.  
M.I. CARLOS ISLAS SILVA.  
(1987).
- 4.- PEMEX - IMP "MANUAL DE REPARACION DE POZOS".
- 5.- FACULTAD DE INGENIERIA (U.N.A.M.).  
APUNTES DE PRODUCCION DE POZOS I.  
M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA.  
(1987).
- 6.- APUNTES DE PRODUCCION DE POZOS II.  
ING. HECTOR DIAZ ZERTUCHE.
- 7.- FACULTAD DE INGENIERIA (U.N.A.M.).  
APUNTES DE TECNOLOGIA DE LA PERFORACION.  
ING. MIGUEL ANGEL BENITEZ H.



- 8.- PETROLEOS MEXICANOS "PREVENCION Y CONTROL DE REVENTONES", MANUAL.
- 9.- PETROLEOS MEXICANOS "MANUAL DE PROCEDIMIENTOS Y NORMAS OPERATIVAS PARA LA PREVENCION, DETECCION Y CONTROL DE BROTES EN POZOS PETROLEROS".  
"PROYECTO: POZO ESCUELA DE ADIESTRAMIENTO".
- 10.- NOTAS DE CONTROL DE BROTES.  
M.I. PEDRO JAVIER CAUDILLO MARQUEZ.  
(1984).
- 11.- BLOWOUT PREVENTION.  
GOINS, W.C. JR.  
U.S.A. GULF PUBLISHING COMPANY 1969.
- 12.- WORK OVER WELL CONTROL.  
NEAL ADAMS.  
PRENTICE HALL.