



INSTITUTO POLITÉCNICO
NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y
ARQUITECTURA – UNIDAD TICOMÁN**

“Control de Brotes”

**Tesis profesional para obtener el título de:
Ingeniero Petrolero**

Presenta: Juan Jesús Soto Torres

Asesor: Ing. Arístides Domínguez Cárdenas

México, D.F. 2011

ÍNDICE

Agradecimientos	1
Introducción	6
Objetivo	8
Objective	9

Capítulo I “Brotos”

a) CAUSAS QUE ORIGINAN UN BROTE	11
a.1 Densidad insuficiente de fluido de perforación	12
a.2 Llenado insuficiente durante los viajes	12
a.3 Sondeo del pozo al sacar tubería	13
a.4 Contaminación del fluido de perforación con gas	14
a.5 Pérdidas de circulación	15
a.6 Presiones generadas durante la perforación	15
a.6.1 Formaciones con presión normal	16
a.6.2 Formaciones con presión subnormal	16
a.6.3 Formaciones con presión anormal	16
a.7 Detección de formaciones con presión anormal	18
a.7.1 Aumento en el ritmo de penetración	18
a.7.2 Densidad de lutitas	19
a.7.3 Recortes de lutitas	19
a.7.4 Temperatura en la descarga del fluido de perforación	19
a.7.5 Fluido de perforación cortado con Gas	20
a.7.6 Cambio en las propiedades reológicas del lodo	20
a.7.7 Conductividad eléctrica de las lutitas	20
b) INDICADORES DEFINIDOS DE UN BROTE	21
b.1 Aumento de volumen en presas	21
b.2 Aumento en el gasto de salida	21
b.3 Flujo sin circulación	21
b.4 El pozo acepta menos fluido de perforación o desplaza más en los viajes	22
c) INDICADORES INDEFINIDOS DE UN BROTE	24
c.1 Aumento en la velocidad de perforación	24
c.2 Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas	24
c.3 Fluido de perforación contaminado con gas	25
c.4 Cambio en las propiedades reológicas del lodo	25

Capítulo II "Métodos de control de brotes y Procedimientos de cierre de pozos"

d)	OBJETIVOS DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS (PRESION CONSTANTE)	27
d.1	Método del perforador	28
d.2	Método de espere y densifique	28
d.3	Método concurrente	28
e)	APLICACIÓN PRÁCTICA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE BROTES	29
e.1	Método del perforador	29
e.1.1	Secuencia del método	29
e.2	Método de densificar y esperar	31
e.2.1	Secuencia del método	31
e.3	Método concurrente	32
e.3.1	Secuencia del método	33
f)	VERIFICACIÓN DEL FLUJO EN PERFORACIÓN DE POZOS	34
f.1	Método de verificación de flujo del pozo al perforar	34
f.2	Método para verificar flujo del pozo al viajar	34
g)	PROCEDIMIENTOS DE CIERRE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	
g.1	Procedimiento de cierre al estar perforando	35
g.2	Procedimiento de cierre al estar metiendo o sacando TP	36
g.3	Procedimiento de cierre al estar metiendo o sacando herramienta	37
g.4	Procedimiento de cierre al no tener tubería dentro del pozo	
g.5	Procedimientos de cierre del pozo al correr TR	39
g.6	Procedimiento con desviador de flujo	40

Capítulo III "Datos y cálculos usados en el control de brotes"

h)	CÁLCULOS Y PROBLEMAS	43
h.1	Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta	43
h.2	Capacidad de bombeo de acuerdo a las características de la bomba	45
h.3	Densidad de control (Dc)	46
h.4	Presión inicial de circulación (PIC)	47
h.4.1	Método alternativo para conocer (PIC)	48
h.5	Presión final de circulación (PFC)	49
h.6	Ejemplo	50
h.6.1	Solución	52

Capítulo IV "Equipo de control de brotes"

i)	UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES	57
i.1	Depósito almacenador de fluido	57
i.2	Acumuladores	58
i.2.1	Requerimientos de presión y precarga de los acumuladores	58
i.3	Fuentes de energía	61
i.3.1	Capacidad de las bombas	61
i.3.2	Presión en las bombas	61
i.3.3	Potencia de la bomba	61
i.3.4	Sistema de potencia	62
i.4	Consolas de control remoto	66
j)	CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	67
k)	CARRETE DE CONTROL	68
l)	PREVENTOR DE ARIETE	69
l.1	Arietes para TP o TR	70
l.2	Arietes variables	71
l.3	Arietes de corte	72
m)	PREVENTOR ANULAR	73

n) CONJUNTO DE PREVENTORES DE SUPERFICIE	74
n.1 Arreglos del conjunto de preventores	75
o) SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO	78
p) INSPECCIÓN FÍSICA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES	81
q) FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS CON PRESIÓN	82
r) CONEXIONES SUSPERFICIALES DE CONTROL	83
r.1 Líneas de matar	83
r.2 Múltiples y líneas de estrangular	85
s) ESTRANGULADORES AJUSTABLES	87
t) VÁLVULAS DE CONTROL Y PREVENTOR INTERIOR	91
t.1 Válvulas de la flecha	91
t.2 Válvulas en el piso de perforación	92
t.3 Preventor interior	93
t.4 Válvulas de compuerta	95
u) LÍMITES DE ALARMA	97
u.1 Indicadores de nivel de presas	97
u.2 Indicadores de flujo en la línea de flote	98
u.3 Tanque de viajes	99
u.4 Sensores de H ₂ S y gases flamables/explosivos	101
Conclusiones	102
Bibliografía	103

INTRODUCCION

Desde los inicios de la industria petrolera se llevan a cabo innumerables medidas de seguridad para el cuidado de la integridad del personal como del equipo de trabajo; esto es a través de procedimientos y metodologías aplicadas a la gravedad del problema existente en el pozo.

La industria petrolera cuenta con diversos métodos y equipos sofisticados para la prevención de brotes y descontrol de pozos. También las empresas petroleras invierten grandes sumas de dinero para el desarrollo de programas de adiestramiento; esto con el fin de garantizar que el personal este altamente capacitado para detectar, controlar y evitar brotes que tienden a convertirse en reventones o descontrol si no son aplicadas correctamente las metodologías necesarias.

Una de estas medidas es la aplicación de “Métodos de control de pozos”; los cuales son aplicados en cualquier etapa de vida del pozo, ya sea durante la perforación, terminación o reparación.

Estas metodologías varían en sus aplicaciones pero tienen el mismo objetivo; el cuál es evitar el surgimiento de un brote y si este ya se presenta, controlarlo e impedir que este se convierta en un descontrol o reventón.

Todo esto es de vital importancia ya que no solo está en peligro la integridad de las herramientas, equipo, instalaciones o la vida útil del pozo, sino que, al presentarse un descontrol o reventón se pone en peligro la vida del personal que labora en las instalaciones y el medio ambiente

Para tener un correcto y exitoso control de brotes o en su defecto el control del reventón es de vital importancia la información recabada directa o indirectamente durante la etapa que se esté llevando a cabo, esto con el fin de lograr un control óptimo, económico y seguro.

Las metodologías aplicadas durante el control de un pozo requieren una serie de cálculos para tener un confiable control. Así también herramientas y equipos que tienen usos específicos para el control de un brote, como la unidad de preventores, válvulas, sistemas desviadores de flujo así como equipos de control durante la vida útil del pozo.

OBJETIVO

Durante la perforación ó terminación de un pozo, llegan a presentarse problemas de invasión de fluidos provenientes de la formación que ocasionan un brote o un descontrol de pozo; influyendo esto en la integridad del pozo y por ende en altos costos operativos.

El objetivo principal de este trabajo es dar a conocer las causas principales del porque se presenta un descontrol así como el estudio de los parámetros que nos indican un posible brote.

La industria petrolera cuenta con diversos métodos y equipos sofisticados para la prevención de brotes y descontroles de pozos.

En este trabajo trataremos las metodologías de control de pozos más comunes y eficaces que solo se llevan a la práctica al tener un indicio o un brote en curso, así como las características principales de cada metodología y sus procedimientos operativos.

Las metodologías cuentan con cálculos específicos que son necesarios para el correcto control del pozo; es por esto que este trabajo aborda los cálculos que se utilizan en el control de pozos así como un ejemplo práctico.

Por último, este trabajo tiene como objetivo el dar a conocer las herramientas tanto superficiales como subsuperficiales utilizadas en un control de brote; así como una descripción detallada de las mismas.

OBJECTIVE

During the drilling, completion or repair there could be many problems of fluid invasion coming from the field, which could cause a blow up; all this influencing in the well's integrity and therefore high costs.

Nowadays oil industry has different kind of methods and up-date equipment to prevent a blow up. Moreover the companies invest in the development of training; thereby permitting the teamwork be trained to have optimum, economic and safety control over the well. What is more, gain control and to prevent the blow up from getting worse.

The main objective of this thesis is to show the principal reasons why a blow up is caused and the parameters which have to be taken as a blow-up indicator.

On the other hand, it's shown the procedures of "Methods of Well Control"; which are applied in any stage of the well's life and which just are applied if the blow up is already in progress or if we have an real indicator. As well is shown the advantages and disadvantages about each methodology.

To conclude it is described the tools and equipment necessary to get successful control of an explosion in the well as well as the equipment which is used during the well's life all this if we have a correct use of the equipment and tools.

CAPÍTULO I

“Brotos”

Causas e Indicadores

a) CAUSAS QUE ORIGINAN UN BROTE

Para comprender las causas que ocasionan un brote es necesario partir de su definición; la cual se define como la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo tales como aceite, gas o agua o en su caso en forma de mezcla.

Al ocurrir un brote se desaloja del pozo una cierta cantidad de fluido de perforación; y si dicho brote no es detectado ni corregido a tiempo se podrá producir un reventón o descontrol. De esta manera un descontrol se define como un brote de fluidos el cual no se puede manejar a voluntad.

Estos brotes ocurren como resultado del aumento de la presión de formación; al ser esta mayor que la presión ejercida por la presión hidrostática del fluido de perforación, provoca que los fluidos fluyan hacia la superficie.

Normalmente en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote.

En ocasiones la presión de formación excede la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y ocurre un brote, es originado por:

- ⌘ Densidad insuficiente del fluido de perforación.
- ⌘ Llenado insuficiente durante los viajes.
- ⌘ Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido.
- ⌘ Contaminación del fluido de perforación con gas (“corte”).
- ⌘ Pérdidas de circulación.
- ⌘ Detección de formaciones con presión anormal.

a.1 Densidad insuficiente de fluido de perforación

Esta es una de las causas predominantes por las que se originan los brotes. Recientemente se ha hecho énfasis en perforar con densidades de fluido de perforación mínimas, esto con el fin 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 zona permeable mientras se usan densidades mínimas de fluido de perforación, los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo y puede producirse un brote.

Los brotes causados por una densidad insuficiente de fluido de perforación parecen tener la solución en perforar con densidad de lodo alta; sin embargo, esto no es lo más viable por varias razones:

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

a.2 Llenado insuficiente durante los viajes

El llenado insuficiente del pozo durante los viajes se considera como otra causa predominante en el surgimiento de brotes. A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel del fluido de perforación dentro del mismo disminuye debido a que el volumen de acero de la tubería desplaza una cierta cantidad del fluido de perforación al ser introducida al pozo.

Conforme se extrae tubería y el pozo no se llena con fluido de perforación, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática.

De lo anterior se deduce la vital importancia de llenar el pozo con fluido de perforación periódicamente, evitando así un posible brote. Esto es más crítico cuando se saca la herramienta (de mayor desplazamiento), como es el caso de los lastrabarrenas y la tubería pesada de pared gruesa (H.W.).

Por consecuencia esto implica que se debe indicar al perforador el número de lingadas de tubería de perforación o lastrabarrenas que pueda sacar del pozo antes de llenar nuevamente el espacio anular, así como el volumen del fluido de perforación requerido para llenarlo cada vez que se realice un viaje de tubería.

a.3 Sondeo del pozo al sacar tubería

El efecto de sondeo se refiere a la acción del pistón que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo. Es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el fluido de perforación con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena.

En algunas ocasiones la barrena, lastrabarrenas, tubería HW o los estabilizadores se “embolan” con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

Si esta reducción de presión es lo suficientemente grande para disminuir la presión hidrostática a un valor por debajo a la formación, da origen a un desequilibrio que causa un brote.

Las variables que influyen en el efecto de sondeo son:

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

a.4 Contaminación del fluido de perforación con gas (Corte)

Los brotes se originan debido a una reducción en la densidad del lodo a causa de la presencia del gas contenido en la roca cortada por la barrena. Al perforar demasiado rápido, se desprende gas contenido en los recortes en tal cantidad que reduce sustancialmente la densidad del fluido de perforación. Al disminuir ésta también se reduce la presión hidrostática en el pozo; de manera que si ésta es menor que la presión de formación una cantidad adicional de gas entra al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de fluido de perforación “cortado”, una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie un gran volumen debido a su expansión.

Se generan gran cantidad de brotes por esta causa, para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- ⌘ Reducir el ritmo de penetración.
- ⌘ Aumentar el gasto de circulación.
- ⌘ Circular el tiempo necesario para desgasificar el fluido de perforación.

a.5 Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:

- ⌘ Pérdidas naturales o intrínsecas.
- ⌘ Pérdidas mecánicas o inducidas.

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote esto se incrementa al estar en zonas de alta presión en un pozo exploratorio o delimitador.

Al perder la columna del fluido de perforación la presión hidrostática ejercida por el mismo disminuye a un punto tal que permita que el pozo fluya originando un brote. Con el objeto de reducir las pérdidas de circulación se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- ⌘ Emplear la densidad mínima de fluido de perforación que permita el pozo.
- ⌘ Mantener el mínimo de sólidos en el pozo.
- ⌘ Mantener los valores reológicos en condiciones óptimas de operación.
- ⌘ Evitar incrementos bruscos de presión.
- ⌘ Reducir la velocidad de introducción de la sarta.

a.6 Presiones generadas durante la perforación

Se establece que la presión de la formación es la que existe dentro de los espacios porosos de la roca.

Esta presión es la resultante de la sobrecarga y ejerce tanto presión sobre la formación como sobre los fluidos contenidos en ella.

Las clasificaciones de la presión en el yacimiento se relacionan con la presión de los fluidos en los poros de la formación y la densidad.

a.6.1 Formaciones con presión normal

Son aquellas que se controlan con la densidad del agua salada.

Para conocer la “normalidad” o “anormalidad” de las presiones en cierta área; se debe establecer el gradiente del agua congénita en las formaciones de esa región, conforme el contenido de sales disueltas.

La densidad del fluido requerida para controlar la presión en la costa del Golfo de México equivale a un gradiente aproximado de 0.107 kg/cm²/m (100,000 ppm de cloruros).

a.6.2 Formaciones con presión subnormal

Son aquellas presiones que se controlan con una densidad menor que la de agua dulce, equivalente a un gradiente menor de 0.100 kg/cm²/m.

Una posible explicación de la existencia de tales presiones en las formaciones, es considerar que el gas y otros fluidos han escapado por fallas del yacimiento causando su depresionamiento.

a.6.3 Formaciones con presión anormal

Son aquellas en que la presión de formación es mayor a la que se considera como “presión normal”. La densidad del fluido requerida para controlar esta presión equivale a gradientes de 0.224 kg/cm²/m.

Estas presiones se generan por la compresión que sufren los fluidos de la formación debido al peso de los estratos superiores.

Las formaciones que tienen altas presiones se consideran selladas, de tal forma que los fluidos que las contienen no pueden escapar soportando estas partes de la presión de sobrecarga.

Los métodos cuantitativos usados para determinar zonas de alta presión son:

- ⌘ Datos de sismología.
- ⌘ Parámetros de penetración.
- ⌘ Registros geofísicos.

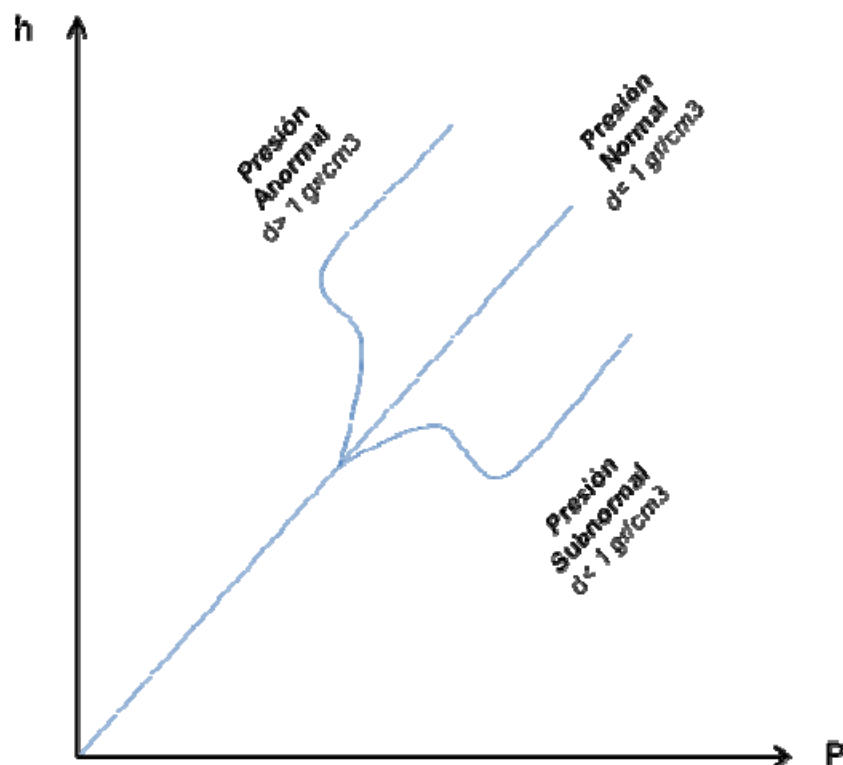


FIG.1 PRESIONES GENERADAS DURANTE LA PERFORACIÓN

a.7 Detección de formaciones con presión anormal

Los principales indicadores que nos infieren una formación con presión anormal incluyen: el ritmo de penetración, densidad de las lutitas, cantidad y apariencia del recorte, temperatura en la descarga, fluido de perforación contaminado con gas, propiedades reológicas del fluido de perforación y conductividad de las lutitas.

Sin embargo, ninguno de estos indicadores es absoluto por lo que debe analizarse en conjunto. Cuando varios indicadores muestran la posible presencia de una formación con presión anormal hay entonces una alta probabilidad de que dicha formación exista realmente.

a.7.1 Aumento en el ritmo de penetración

En general cuando la presión de formación es mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido aumenta considerablemente el ritmo de penetración de la barrena. Por lo tanto, al encontrar una zona de presión anormal puede ocasionarse un aumento en el ritmo de penetración. Sin embargo se sabe que hay otros muchos factores que contribuyen al ritmo de penetración.

Algunos de los demás factores que afectan al ritmo de penetración son: el desgaste de la barrena, tamaño y tipo, origen de la formación, propiedades del fluido de perforación, velocidad de rotación, carga sobre barrena y gasto de circulación. Cuando ocurre un "Quiebre" en el avance y no hay cambio en alguna de las otras variables, se sospecha de la presencia de una zona con presión anormal, pero cuando una o más de estas variables cambian al ocurrir el "quiebre", el análisis de la situación se torna más difícil.

a.7.2 Densidad de lutitas

La densidad de las lutitas se usa como indicador de la presencia de formaciones anormalmente presionadas. Esta densidad normalmente aumenta con la profundidad, debido a la creciente compactación de las lutitas a medida que éstas se encuentran en estratos cada vez más profundos.

Las condiciones geológicas que dan origen a las presiones anormales son de tal naturaleza que causan retención de grandes cantidades de agua por parte de las lutitas y esta agua causa una densidad global baja. Consecuentemente una disminución en la densidad global de las lutitas nos indicará la existencia de presiones anormales.

a.7.3 Recortes de lutitas

La apariencia y cantidad del recorte de las lutitas también proporciona información útil con respecto a la detección de brotes. En formaciones con presión anormal donde la densidad del fluido de perforación es insuficiente, la presión de formación tiende a empujar las lutitas hacia el pozo, originando lo que se conoce comúnmente como problema de "lutitas deleznable". Cuando esto ocurre el recorte tiende a llegar a la superficie en mayor cantidad.

a.7.4 Temperatura en la descarga del fluido de perforación

La temperatura del fluido de perforación en la línea de flote, se usa como indicador de la presencia de formaciones con presión anormal. Esto se debe a que dichas zonas están generalmente a mayor temperatura que las zonas con presión normal localizada en esa misma profundidad en la misma área.

a.7.5 Fluido de perforación cortado con Gas

Un aumento en la cantidad de gas presente en el fluido de perforación también es un indicador de la presencia de zonas con presión anormalmente alta. Un aumento en la cantidad de gas en el fluido de perforación se observa al estar haciendo un viaje o al realizar una conexión.

También existe gas en el fluido de perforación si se está perforando una formación productora de gas. A este gas se le conoce como “gas de fondo”.

Cualquier aumento en la cantidad de gas en el fluido de perforación observado después de efectuar un viaje o realizar una conexión o debido a un aumento del gas de fondo se debe a la presencia de formaciones con presiones anormales.

a.7.6 Cambio en las propiedades reológicas del fluido de perforación

La entrada de fluidos de la formación al pozo contamina al fluido de perforación de perforación. Al cambiar las propiedades reológicas del fluido de perforación debe tenerse presente que esto se debe a zonas con presiones anormales.

a.7.7 Conductividad eléctrica de las lutitas

La conductividad eléctrica de formaciones lutíticas está determinada básicamente por la cantidad de agua contenida dentro de ellas. La presencia de cantidades adicionales de agua dentro de las formaciones lutíticas se asocia con zonas de presión anormal.

b) INDICADORES DEFINIDOS DE UN BROTE

b.1 Aumento de volumen en presas

Se debe suponer que no se añade fluido ni a los tanques ni a las presas de fluido de perforación, una ganancia en el volumen de cualquiera de éstos al estar perforando es un signo seguro de que se tiene un brote. Para esto existe equipo de medición de volumen que se tiene en las presas así como tanques de fluido de perforación, ambos hacen sonar una alarma indicadora que nos avisa si el nivel del fluido de perforación aumenta o disminuye en una cantidad prefijada. También hay disponible accesorios que mantienen un registro constante del volumen en presas. A estos se les conoce como totalizadores de volumen en presas.

b.2 Aumento en el gasto de salida

Un aumento en el gasto normal de salida es también una indicación de que está ocurriendo un brote, que a su vez está empujando fluido de perforación adicional fuera del pozo. Esta situación se detectada observando el flujo del fluido de perforación a través de la temblorina.

b.3 Flujo sin circulación

Esta es una obvia indicación de un brote ya que se observa un pozo fluyendo teniendo las bombas paradas. Si el indicador así se manifiesta es seguro que un brote está en camino. Atender un pozo de esta manera se le conoce como "Observar el pozo".

Esto significa que las bombas de lodo son detenidas y el espacio anular es observado para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel estático del fluido está aumentando.

Cuando se “observa el pozo” la práctica normal consiste en subir la sarta de perforación de manera que la flecha se encuentra arriba de la mesa rotatoria. Antes de poder observar si existe flujo, se llena con fluido de perforación el espacio anular en caso de que no esté lleno.

b.4 El pozo acepta menos fluido de perforación o desplaza más en los viajes

Al realizar un viaje (introducción o extracción de tubería) es más difícil detectar un brote. En cualquiera de los dos casos, para detectar un brote en sus inicios es necesario llevar un control de la cantidad de tubería introducida o sacada del pozo y el correspondiente volumen de fluido de perforación desplazado o requerido para su llenado correspondiente.

Al meter tubería al pozo se desplaza fluido de perforación hacia fuera. El volumen de fluido de perforación desplazado debe ser igual al volumen de acero de la tubería introducida. Si el volumen desplazado es mayor que el volumen del acero entonces significa que fluidos de la formación están entrando al pozo forzando al fluido de perforación hacia afuera, es decir está ocurriendo un brote. Si el volumen del fluido de perforación desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería introducida, entonces se tiene pérdida de circulación.

En caso de que se esté sacando tubería del pozo se debe añadir fluido de perforación para que vaya ocupando el espacio previamente ocupado por la tubería que ya se sacó. El volumen de fluido de perforación requerido para llenar el pozo es igual al volumen de acero

que ha sido extraído. Si por el contrario, se requiere una cantidad menor para llenar el pozo entonces se tiene una indicación de que está ocurriendo un brote.

Ahora bien si la cantidad de fluido de perforación necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero extraído, entonces se tiene una pérdida de fluido de perforación. La extracción de tubería es la operación más crítica que la introducción debido a los efectos de sondeo y de llenado del pozo.

En otras palabras, tanto el efecto de sondeo como el de llenado ocasional del pozo reducen la presión en el fondo y esto origina un brote. Ambas operaciones de viaje requieren que se determine el volumen del acero de la tubería.

El volumen real requerido para llenar al pozo se mide mediante:

- 1) Tanque de viajes.
- 2) Medidor de gasto.
- 3) Cambio en el nivel en las presas.
- 4) Contador de emboladas.

El tanque de viajes se utiliza para medir el volumen de fluido de perforación desplazado del pozo, dependiendo de la forma en que estén hechas las conexiones. Al estar en operaciones de campo es aconsejable que el tanque de viajes esté dispuesto de tal manera que se utilice para medir el volumen de fluido de perforación llenado o desplazado del pozo.

c) INDICADORES INDEFINIDOS DE UN BROTE

c.1 Aumento en la velocidad de perforación

Un aumento en la velocidad de perforación es un indicador de un brote. La velocidad de perforación está en función de varios factores como:

- ✂ El peso sobre la barrena.
- ✂ Velocidad de rotación.
- ✂ Densidad del fluido de perforación.
- ✂ Hidráulica.
- ✂ Características de la formación.

Pero también está determinada por la presión diferencial entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de formación. Es decir, que si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática dentro del pozo aumenta considerablemente la velocidad de penetración de la barrena. Cuando esto ocurre y no hay cambios en alguna de las otras variables se tiene una clara presencia de brote, esta posibilidad es mayor cuando se perfora en zonas de presión anormal.

c.2 Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas

Cuando un brote ocurre mientras se perfora el fluido debido al brote está únicamente en el espacio anular.

La presencia de dicho fluido que tiene una densidad menor que la del fluido de perforación causa que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación.

La diferencia de presión ayuda a que el fluido de perforación dentro la sarta fluya hacia el espacio anular fácilmente con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba del fluido de perforación, el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Sin embargo, hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también se debe a las causas siguientes:

- ⌘ Reducción en el gasto de circulación.
- ⌘ Agujero o fisura en la TP.
- ⌘ Junta de la sarta lavada por presión.
- ⌘ Desprendimiento de una tobera en la barrena.
- ⌘ Cambio en las propiedades del fluido de perforación.

Como se observa, la decisión final se toma después de haber ponderado varios indicadores del brote.

c.3 Fluido de perforación contaminado con gas

La aparición de fluido de perforación contaminado con gas surge al contacto directo de gas con este, conforme el gas se expande al acercarse a la superficie el lodo contaminado con gas provoca disminución en la presión hidrostática.

c.4 Cambio en las propiedades reológicas del fluido de perforación

Cuando la reogeología cambia se piensa que tal variación es causada por la entrada de un fluido invasor; lo cual se manifiesta en la variación de la viscosidad, relación agua-aceite y precipitación de sólidos.

CAPÍTULO II

“Métodos de control de brotes y Procedimientos de cierre de pozos”

d) OBJETIVOS DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE POZOS (PRESION CONSTANTE)

Los principales métodos de control de pozos que mantienen una presión constante en el fondo del pozo son:

- ⌘ El método del Perforador.
- ⌘ El método de Espere y Densifique (Ingeniero).
- ⌘ El método Concurrente.

Estos métodos tienen como objetivo aplicar una presión constante en el fondo del pozo para desalojar el brote hasta que se obtiene el control total sobre el mismo.

Cada método de control de pozo tiene sus ventajas y desventajas por lo que se recomienda identificarlas a fin de aplicar el método adecuado al presentarse un brote en el pozo.

Al aplicar un método de control de pozo se requiere contar con la información siguiente:

- ⌘ Registro previo de información.
- ⌘ Gasto reducido y presión reducida de circulación.
- ⌘ Registro de las presiones de cierre del pozo.
- ⌘ Densidad del fluido para obtener el control del pozo.
- ⌘ Presiones de circulación al controlar al pozo.
- ⌘ Registro del comportamiento de la presión y volúmenes.
- ⌘ Evitar los efectos de la migración del gas.

d.1 Método del perforador

Tiene como objetivos:

- ⌘ Evacuar al brote utilizando la densidad con la que se presentó la manifestación.
- ⌘ No requiere densificar el fluido de perforación.
- ⌘ Tener una fácil aplicación.
- ⌘ Realizar otra circulación con la densidad de control del pozo.
- ⌘ Esperar para llevar a cabo una segunda fase de control del pozo.

d.2 Método de espere y densifique

Tiene como objetivos:

- ⌘ Controlar al pozo en una circulación, siempre y cuando el pozo permita aplicar este método.
- ⌘ Llevar de la mano al operador del pozo durante el evento del control.
- ⌘ Tener un proceso de control rápido y más seguro.
- ⌘ Maneja la calidad del control con más precisión.

d.3 Método concurrente

Tiene como objetivos:

- ⌘ Densificar el fluido mientras se circula.
- ⌘ Manejar diferentes densidades de fluido de perforación durante el control del pozo.

e) APLICACIÓN PRÁCTICA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE BROTES

e.1 Método del perforador

- ⌘ Se basa en el principio básico de control, requiere de un ciclo de circulación completo para que los fluidos invasores circulen fuera del espacio anular utilizando el fluido de perforación con densidad original a un gasto y presión constante así como un estrangulador ajustable.

Este método se usa ampliamente por su relativa aplicación ya que al detectar la presencia de un brote se toman medidas inmediatas para desalojarlo, tomando en cuenta las restricciones que se indican en la hoja de control de brotes.

e.1.1 Secuencia del método

Primera circulación (Con densidad original)

- 1) Registre presiones estabilizadas en TP y TR.
- 2) Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido (EPM) y la presión que se observa al cierre en T.R.
- 3) Obtenido lo anterior registre la presión en la TP.
- 4) Mantenga ésta presión en la T.P. constante, manipulando el estrangulador hasta evacuar el brote. Si el pozo lo permite maneje un margen de seguridad de 0 – 100 lb/pg².
- 5) Después de evacuar el brote, simultáneamente cierre el pozo y pare el bombeo. El pozo deberá quedar con presiones iguales en T.P. y T.R.

Estas presiones también deben ser iguales como mínimo a la registrada al cierre estabilizado de T.P. Ahora el pozo está bajo control pero no muerto.

Segunda circulación (Con densidad de control)

- 1) Las presiones en T.P. y T.R. deben ser iguales.
- 2) Lentamente inicie el bombeo y abra el estrangulador para alcanzar el régimen reducido (EPM) y la presión observada en T.R. Mantenga esta situación hasta que el fluido de perforación llegue a la barrena, operando el estrangulador.
- 3) Al llegar el fluido de perforación de control a la barrena se registra la presión observada en la T.P., ahora ésta presión es la que se debe mantener hasta que el fluido de perforación de control llegue a la superficie.
- 4) Pare la bomba y verifique el flujo.
- 5) Si no hay flujo se ha controlado totalmente el pozo.

RECOMENDACIÓN:

Una vez seleccionado el régimen reducido no se cambia.

NOTA:

La segunda circulación con densidad de control puede realizarse, aplicando el Método de Esperar y Densificar.

La decisión de abrir el estrangulador para abatir esta presión complica el problema ya que se permite la introducción de otra burbuja.

Debe entenderse que el incremento en la presión del espacio anular sirve para compensar la disminución de la presión hidrostática en el mismo resultante de tener una menor columna del fluido de

perforación contaminado con gas. De no permitir la expansión de la burbuja la misma llega a la superficie con la presión del yacimiento.

Lo anterior no es favorable, ya que lo más importante es que las conexiones superficiales de control o la tubería de revestimiento no soporten dicha presión, ocasionando un problema de graves consecuencias o que en se produzca pérdida de circulación.

Si la expansión de la burbuja se controla, la máxima presión a registrar en el espacio anular es cuando la misma llegue a la superficie.

e.2 Método de densificar y esperar

Este método (también llamado del Ingeniero) implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara fluido de perforación con la densidad adecuada y equilibrar la presión hidrostática con la presión de la formación, así como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos para llevar a cabo el control del pozo.

e.2.1 Secuencia del método

- 1)** Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del fluido de perforación con densidad de control a un gasto reducido (QR).
- 2)** Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la tubería de revestimiento (PCTR).
- 3)** Mantenga la presión en el espacio anular constante, con ayuda del estrangulador, hasta que la densidad de control llegue a la barrena.

- 4) Cuando el fluido de perforación llegue a la barrena, lea y registre la presión en la tubería de perforación.
- 5) Mantenga constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador; si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo.
- 6) Continúe circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el fluido de perforación con densidad de control llegue a la superficie.
- 7) Suspenda el bombeo y cierre el pozo.
- 8) Lea y registre las presiones en las tuberías de perforación y de revestimiento.
- 9) Si las presiones son iguales a cero, el pozo está bajo control. Si las presiones son iguales entre sí, pero mayores a cero, la densidad del fluido de perforación bombeado no fue la suficiente para controlar el pozo, por lo que se debe repetir el procedimiento con base en las presiones registradas. Si la presión en tubería de perforación es igual a cero, pero en tubería de revestimiento se registra alguna presión, esto es indicativo de que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control (o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo).

e.3 Método concurrente

Cuando se utiliza este método para controlar un pozo, se inicia el brote con la presión inicial de circulación y se adiciona barita al sistema de fluido de perforación hasta alcanzar el peso de control. Lo anterior significa aumentar la densidad al fluido mientras se circula.

El método aplica un incremento gradual en el peso del fluido de perforación hasta que el brote es desalojado a la superficie, por lo cual requiere varias circulaciones hasta completar el control del pozo.

e.3.1 Secuencia del método

- 1) Registre las presiones de cierre en la tubería y en el espacio anular (PCTP y PCTR).
- 2) Iniciar el control a una PRC y mantener la PIC constante, hasta totalizar las emboladas necesarias del interior de la sarta de perforación hasta la barrena.
- 3) El operador del estrangulador debe controlar y registrar las emboladas de la bomba y graficar en una tabla la nueva densidad a medida que se va densificando.
- 4) Cuando llegue a la barrena, se circula un fluido más denso hasta el fondo del pozo; debiéndose registrar todas las variaciones de densidad del fluido para ajustar las presiones en las tuberías.
- 5) Al llegar hasta la barrena el fluido de perforación con densidad calculada, se tiene la PFC, por lo que se mantiene constante la presión hasta que el fluido de perforación densificado salga a la superficie.

f) VERIFICACIÓN DEL FLUJO EN PERFORACIÓN DE POZOS

Una vez que el brote ha sido detectado por la tripulación confirma su presencia dentro del pozo. Para ello se suspende la perforación, se levanta la flecha a posición de cierre de preventores y se observa al pozo.

Se realiza una observación al flujo en el pozo la cual puede ser requerida antes o después de iniciar a sacar el aparejo de perforación. El tiempo de verificación de flujo del pozo debe ser el suficiente para confirmar sin equivocación que el fluido dentro del pozo está estático o bien en proceso de flujo.

f.1 Método de verificación de flujo del pozo al perforar

- 1) Identificar señal de brote.
- 2) Alertar a la tripulación.
- 3) Suspender la perforación.
- 4) Levantar la junta arriba de la mesa rotatoria.
- 5) Parar bomba de fluido de perforación.
- 6) Observar el pozo.
- 7) Definir situación.

f.2 Método para verificar flujo del pozo al viajar

- 1) Identificar señal de brote.
- 2) Alertar a la tripulación.
- 3) Suspender la tubería en cuñas.
- 4) Instalar válvula de seguridad de pleno paso en posición abierta.
- 5) Observar el pozo.
- 6) Definir situación.

g) PROCEDIMIENTOS DE CIERRE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Los procedimientos para un caso real se describen para cada pozo en particular, dependiendo la operación por efectuar y el equipo que se tiene disponible.

Para controlar un brote existen varios métodos y técnicas, los cuales se aplican a situaciones específicas.

g.1 Procedimiento de cierre al estar perforando

Una vez identificado el brote lo más importante es cerrar el pozo (siempre y cuando las condiciones del mismo lo permitan), con el fin de reducir al mínimo la entrada de fluido invasor evitando agravar la situación y sus posibles consecuencias.

El procedimiento recomendado para el cierre es el siguiente:

- 1) Parar la mesa rotaria.
- 2) Levantar la flecha a la altura de las cuñas.
- 3) Para la bomba de fluido de perforación.
- 4) Observar el pozo y mantener la sarta suspendida.
- 5) Abrir la válvula hidráulica en línea de estrangular.
- 6) Cerrar el preventor superior arietes de TP o el preventor anular.
- 7) Cerrar el pozo con el estrangulador o válvula amarilla, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.

Al cerrar el pozo se debe de:

- ⌘ Medir el incremento en presas.
- ⌘ Anotar la presión de cierre en las tuberías de revestimiento y de perforación (si hay válvula de contrapresión, la presión en TP es cero) registrar ambas presiones cada minuto durante la estabilización de presiones. Posteriormente, cada cinco minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible o en su caso, permitir la expansión del gas.
- ⌘ Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- ⌘ Observar los preventores, el múltiple de estrangulación, así como también en línea de flote y la línea de descarga del estrangulador para cerciorarse que no haya fugas.
- ⌘ Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiples de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventor.

g.2 Procedimiento de cierre al estar metiendo o sacando TP

Una vez detectada la presencia de un brote, se procede a cerrar el pozo. Siendo el procedimiento recomendado el siguiente:

- 1) Suspender la operación dejando una junta sobre la rotaria.
- 2) Sentar la tubería en sus cuñas.
- 3) Instalar la válvula de pié abierta, apretar o cerrarla.
- 4) Suspender la sarta en el elevador.
- 5) Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangular.
- 6) Cerrar el preventor superior arietes de TP o el preventor anular.

- 7) Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico o válvula amarilla, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en espacio anular.

Al cerrar el pozo se debe de:

- ℵ Medir el incremento de volumen en presas.
- ℵ Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento registrando la presión cada minuto durante los primeros diez minutos, observando la presión estabilizada.
- ℵ Posteriormente, cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible o, en su caso permitir la expansión del gas como se indica en otros capítulos de este manual.
- ℵ Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- ℵ Observar los preventores y el múltiple de estrangulación para verificar que no haya fugas. Esto también es para la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador.
- ℵ Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores.

g.3 Procedimiento de cierre al estar metiendo o sacando herramienta

Una vez que el brote es identificado, el pozo se cierra con el siguiente procedimiento:

- 1) Suspender la operación, dejando una junta sobre la rotatoria.
- 2) Sentar la herramienta en sus cuñas e instalar el collarín; simultáneamente abrir la válvula hidráulica en la línea estrangular.

- 3) Instalar y apretar el sustituto de enlace en la tubería.
- 4) Conectar apretar y bajar un tramo de tubería o lingada TP y sentar en sus cuñas.
- 5) Instalar apretar y cerrar válvula de pié.
- 6) Suspende sarta de perforación en el elevador.
- 7) Cerrar el preventor de arietes de TP en la boca del pozo.
- 8) Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico o válvula amarilla, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en espacio anular.

Al cerrar el pozo se debe de:

- ⌘ Medir el incremento de volumen en presas.
- ⌘ Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento registrando la presión cada minuto durante los primeros diez hasta que se estabilice.
- ⌘ Posteriormente, cada cinco minutos cuidando de no rebasar la máxima presión permisible o, en su caso, permitir la expansión del gas.
- ⌘ Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- ⌘ Observar los preventores, y el múltiple de estrangulación, para verificar que no haya fugas.
- ⌘ Observar la presión de los acumuladores, múltiples de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores.

Si se presenta un brote al estar sacando o metiendo herramienta, se considera como una posibilidad inmediata la de tratar de bajar una tubería o una lingada.

g.4 Procedimiento de cierre al no tener tubería dentro del pozo

- ⌘ Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación.
- ⌘ Cerrar el preventor con arietes ciegos o de corte.
- ⌘ Cerrar el pozo con el estrangulador hidráulico o válvula amarilla, cuidando de no rebasar la máxima presión permisible.
- ⌘ Cerrado el pozo tiene que:
- ⌘ Medir el incremento de volumen en presas
- ⌘ Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento y registrar esta presión cada minuto durante los primeros diez hasta que se estabilice. Posteriormente, cada cinco minutos cuidando no rebasar la máxima presión permisible o, en su caso permitir la expansión del gas.
- ⌘ Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulación y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- ⌘ Observar los preventores, el múltiple de estrangulación, la línea de flote y la línea de desfogue del estrangulador, para verificar que no haya fugas.
- ⌘ Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiples de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores.

g.5 Procedimientos de cierre del pozo al correr TR

- 1) Suspender la operación y colocar la TR en cuñas.
- 2) Abrir la válvula hidráulica en la línea de estrangular y cerrar el preventor de arietes de TR.
- 3) Instalar enlace de TR a TP y apretar.
- 4) Cambiar el elevador.
- 5) Conectar y apretar un tramo de TP con válvula de pié abierta.

- 6) Bajar el tramo de TP y cerrar la válvula de pié.
- 7) Abrir la válvula lateral del cabezal de TR (línea de estrangulación secundaria)
- 8) Cerrar el preventor inferior de arietes de TP.
- 9) Cerrar el pozo con la válvula amarilla o el estrangulador correspondiente.

g.6 Procedimiento con desviador de flujo

Las instrucciones para controlar un brote con desviador de flujo difieren, ya que se aplican en dos situaciones:

PERFORANDO

- 1) Atender la alarma del brote de gas.
- 2) Levante la fecha al punto de desconexión.

No pare la bomba

- 3) Abrir las válvulas en líneas del desviador de flujo
- 4) Cerrar el preventor anular (Diverter)
- 5) Continúe bombeando fluido de perforación o agua.

Bombee al alto gasto

- 6) Alinear las válvulas del desviador en dirección del viento
- 7) Si tiene fluido de perforación pesado continúe bombeando hasta desalojar el flujo.

VIAJANDO

- 1) Atender la alarma del brote de gas.
- 2) Colocar una junta arriba de la rotaria y sentar la sarta en las cuñas.
- 3) Si la TP no flota, instalar, apretar y cerrar la válvula de pié.
- 4) Abrir las válvulas en líneas de desviador de flujo.

- 5) Cerrar el preventor anular (Diverter).
- 6) Alinear las válvulas del desviador en dirección del viento.
- 7) Conecte la flecha, abra la válvula de pié e inicie el bombeo del fluido de perforación lo más rápido posible.
- 8) Considere colocar un bache viscoso que cubra desde la barrena hasta la superficie.

CAPÍTULO III

*“Datos y cálculos
usados en el control de
brotes”*

h) CÁLCULOS Y PROBLEMAS

Al detectarse un brote es necesario cerrar el pozo con los procedimientos adecuados para cada situación y elaborar los cálculos básicos para el control total antes de iniciar la circulación. Estos cálculos facilitan el seguimiento de cada etapa durante el control e incluyen:

- 1) Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.
- 2) Densidad de control.
- 3) Presión inicial de circulación (PIC).
- 4) Presión final de circulación corregida por cambio densidad PFC.
- 5) Tiempo total para desalojar el brote del pozo.

h.1 Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta

Es necesario conocer este parámetro para observar el avance realizado al estar circulando un brote y para elaborar la cédula de presión durante el desplazamiento de la densidad de control en el interior de la sarta.

Este tiempo se determina en función de la capacidad interior de la sarta y de las características de la bomba, los cuales se pueden conocer en las siguientes explicaciones:

- ⌘ Factores de capacidad de los componentes de la sarta.
- ⌘ Secciones del espacio anular.

Estos factores se conocen empleando tablas elaboradas para este fin. En caso de no contar con ellos se obtienen con las siguientes ecuaciones:

Para interior de tubería (TP, tubería pesada HW, herramienta, TR).

$$\text{Factor de Capacidad} = D_i^2 \times 0.5067$$

Para espacio anular (entre tubería de revestimiento o agujero y tuberías).

$$\text{Factor de Cap.} = (D_i^2 - D_E^2) \times 0.5067$$

Donde:

Factor de Cap.= Factor de capacidad de la sección (lt/m).

D_i = Diámetro interior TP (pg.).

D_i = Diámetro interior TP, TR o agujero (pg.).

D_E = Diámetro exterior TP o herramienta (pg.).

0.5067 = Constante de conversión.

Se define como “factor de capacidad interior” a los litros necesarios para llenar un metro lineal con la geometría del (los) diámetros(s) considerado(s).

Por otra parte el “Volumen activo del fluido de perforación en el sistema” incluye el que haya en el agujero y en presas, es importante conocer siempre estos datos ya que al ocurrir un brote el volumen de fluido invasor es equivalente al incremento de volumen del fluido de perforación en la presas.

Cuando es necesario incrementar la densidad se determina la cantidad de material densificante mínimo para efectuar el control. Para conocer el volumen de fluido en el sistema es necesario utilizar los factores de capacidad, los cuales se determinan de la siguiente forma:

$$\text{Vol. de tubería} = \text{Factor de capacidad} \times \text{Long. de tubería}$$

$$\text{Vol. de espacio anular} = \text{Fact. de Cap.} \times \text{Long. de la sección}$$

h.2 Capacidad de bombeo de acuerdo a las características de la bomba

Los datos que son necesarios registrar de una bomba son:

- ⌘ Marca.
- ⌘ Modelo.
- ⌘ Diámetro de la camisa.
- ⌘ Longitud de carrera.
- ⌘ Emboladas máximas.
- ⌘ Presión de operación a un gasto establecido.
- ⌘ Presión límite de operación.

Para bombas triples de simple acción, considerando un 90% de eficiencia, se aplica con las siguientes ecuaciones:

$$Q = 0.0386 \times \text{Long.} \times D^2$$

$$Q = 0.0102 \times \text{Long.} \times D^2$$

Dónde:

Q = Capacidad de la bomba (lt/emb).

Q = Capacidad de la bomba (gal/emb).

L = Longitud de la carrera (pg).

D = Diámetro de la camisa (pg).

Al establecer un gasto (gasto reducido de circulación) en gal/min o lt/min, es posible conocer el tiempo necesario para desplazar la capacidad del interior de la sarta.

$$T = \text{Vol. Int. TP} / QR$$

Dónde:

T = Tiempo de desplazamiento (min).

Vol. Int. TP = Volumen total del interior de la sarta (lt o gal).

QR = Gasto reducido de circulación (lt/min o gal/min).

h.3 Densidad de control (Dc)

Para obtener el control de un pozo se requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido de perforación equilibre la presión de formación. La densidad que cumple lo anterior se conoce como densidad de control; para calcular nos auxiliamos con la lectura de presión de cierre estabilizada en TP, por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

Para calcularla nos auxiliamos con la lectura de presión de cierre estabilizada en TP, por ser la que generalmente presenta la mínima contaminación.

$$\text{Densidad Inicial} = PCTP \times 10 / Prof.$$

$$\text{Densidad de control} = Do + \text{Incremento de Densidad}$$

Dónde:

Incremento de densidad = (gr/cm³).

PCTP = Presión de cierre estabilizada en TP (kg/cm²).

Do = Densidad inicial del fluido de perforación (gr/cm³).

h.4 Presión inicial de circulación (PIC)

Para lograr establecer la circulación en un pozo donde se ha presentado un brote es necesario que la presión inicial de circulación sea equivalente a la suma de las caídas de presión por fricción en el sistema más la presión de formación en exceso de la hidrostática en TP.

La primera de estas se refiere a la presión reducida de circulación (PR), pre-registrada cuando se presentan las mismas condiciones de profundidad de la berrena, gastos y densidad del flujo en el momento de brote. La segunda es igual a la presión de cierre en TP estabilizada (PCTP); de lo anterior se tiene que:

$$PIC = P_R + PCTP$$

Donde:

PIC = Presión inicial de circulación (kg/cm²).

P_R = Presión reducida de circulación (kg/cm²).

PCTP = Presión de cierre en TP estabilizada (kg/cm²).

h.4.1 Método alternativo para conocer (PIC)

Se emplea cuando se presentan las condiciones siguientes:

- ⌘ Cuándo se utiliza una bomba diferente a las del equipo (unidad de alta presión).
- ⌘ Cuándo la profundidad de la barrena o de las tuberías sea diferente a la profundidad donde se registró la P_R .
- ⌘ Cuándo las condiciones de fluido de perforación haya sufrido un cambio sustancial.
- ⌘ Cuándo se requiere circular a un gasto diferente a Q_R .
- ⌘ Para verificar el valor pre-registrado de P_R .
- ⌘ Cuándo no se ha determinado de antemano la P_R .

Pasos para conocer la presión inicial:

- 1) Bombear lento, abriendo simultáneamente el estrangulador y manteniendo la presión en el espacio anular igual a la PCTR hasta alcanzar el gasto reducido de circulación.
- 2) Una vez alcanzado el gasto y ajustando el estrangulador para mantener PCTR, permita que bajo estas condiciones la presión en TP se estabilice.

La presión de TP estabilizada es igual a la presión por fricción a las condiciones de gasto, densidad del fluido de perforación y profundidad de la barrena en ese momento.

$$PR = PIC - PCTP$$

Lo cual equivale a conocer las caídas de presión por fricción a las condiciones de gasto, densidad de fluido de perforación y profundidad de la barrena en ese momento.

h.5 Presión final de circulación (PFC)

Al utilizar fluido de perforación con una densidad diferente a la original para controlar un brote (fluido de perforación con densidad de control) y éste se bombea a través de la sarta, se genera una mayor columna hidrostática por lo que se necesita menor presión en la superficie para controlar la presión de formación. Por otro lado, al tener un fluido de perforación más pesado las pérdidas de presión por fricción son mayores, y es necesario una mayor presión en la bomba.

Al parecer estas dos condiciones se contraponen, para solucionar este problema se tiene que determinar la presión necesaria para circular el fluido de perforación cuando éste ha llegado a la barrena o al extremo de la tubería, ya que la presión hidrostática que genera la columna de fluido de perforación es la suficiente para equilibrar la presión de formación (si la densidad de control es la correcta)

Esta presión es sólo necesaria para circular el fluido de perforación con densidad de control de la barrena a la superficie (a un gasto constante); se le llama presión final de circulación (PFC) y se calcula con la siguiente relación:

$$PFC = P_R \times D_c / D_o$$

Dónde:

PFC = Presión final de circulación (kg/cm^2).

PR = Presión reducida de circulación (kg/cm^2).

DC = Densidad de control del fluido de perforación (gr/cm^3).

Do = Densidad original del fluido de perforación (gr/cm^3).

h.6 Ejemplo

En la figura se muestra el estado mecánico de un pozo con los datos siguientes:

Diámetro de la barrena 8 3/2 pg.	3 toberas de 14/32 pg.
Herramienta 6 1/2 pg. (D.I. = 2.812 pg.)	Long = 185m
TP 5pg. HW (D.I. = 3 pg.)	Long = 108m
TP 5pg. XH (D.I. = 4.276 pg.)	Long = 5 262m
Profundidad del pozo	Long = 5 555m
Prof. Zapata de TR 9 5/8 pg. (D.I. = 8.535 pg.)	Cementada a 4 738m
Densidad del fluido de perforación	1.70 gr/cm ³ ó (14.16 lb/gal)
Presión reducida de circulación (PRC)	84 kg/cm ² a 28 EMP
Presión de cierre en TP (PCTP)	45 kg/cm ²
Presión de cierre en TR (PCTR)	56 kg/cm ²
Incremento de volumen en presas	20 Bl ó 3 180 lt

Realizar lo conducente para circular el brote y restablecer el control del pozo:

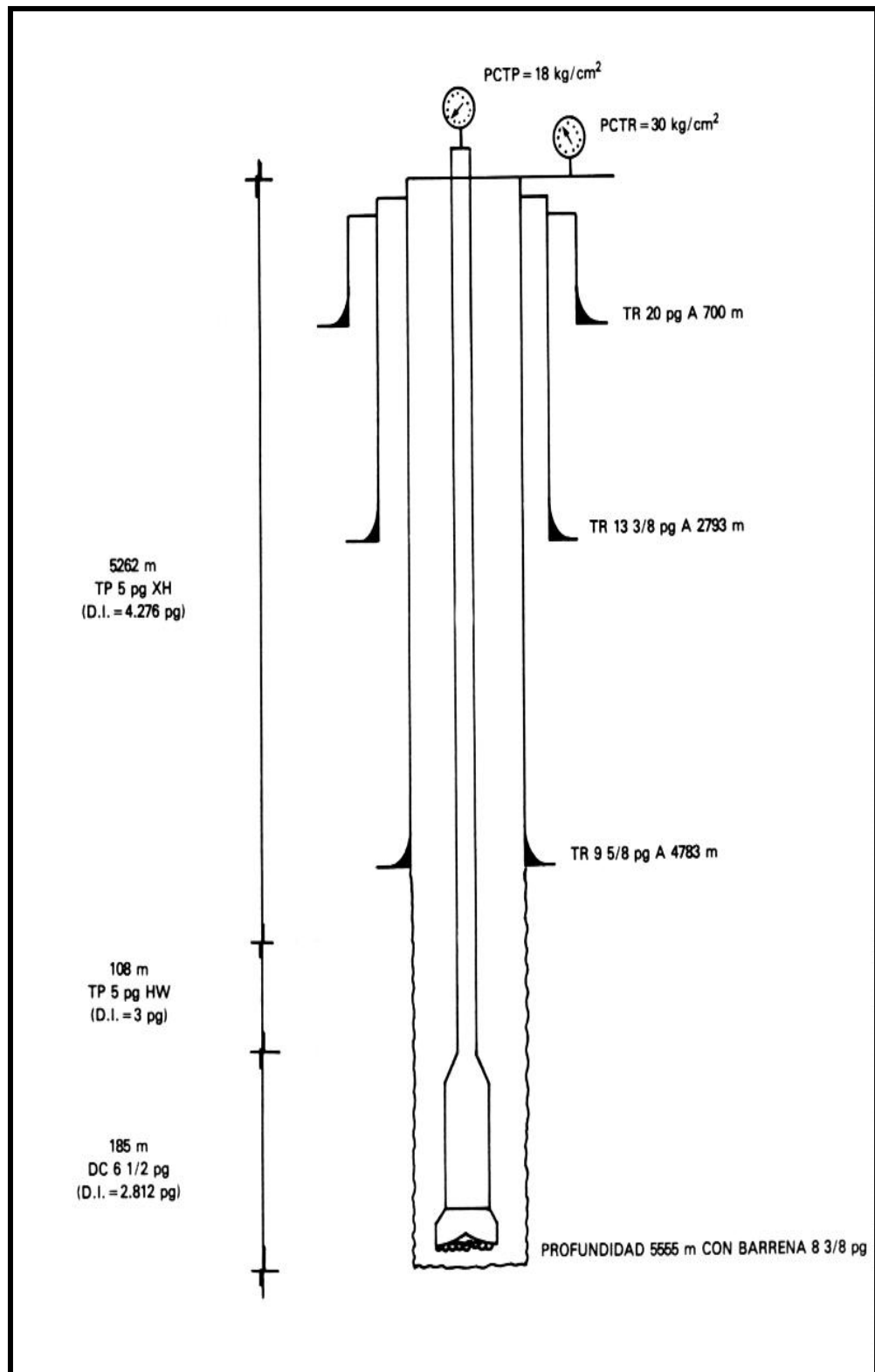


FIG.2 ESTADO MECANICO DEL POZO

h.6.1 Solución

Cálculos básicos para el control de un brote:

∞ Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta

Factores de capacidad interior

$$\mathbf{Fact\ de\ Cap. = 0.5067 (D.I.)^2}$$

$$\mathbf{TP\ 5\ pg.\ XH = 0.5067 (4.276)^2 = 9.26 \frac{lt}{m}}$$

$$\mathbf{TP\ 5\ pg.\ HW = 0.5067 (3)^2 = 4.56 \frac{lt}{m}}$$

$$\mathbf{Herramienta\ de\ 6\frac{1}{2}\ pg. = 0.5067 (2.812)^2 = 4.00 \frac{lt}{m}}$$

∞ Volumen interior

Vol. interior de la tubería = (Fact. de cap.) (Long. de la tubería)

$$\mathbf{TP\ 5\ pg.\ XH = \left(9.26 \frac{lt}{m}\right) (5262\ m) = 48\ 726\ lt}$$

$$\mathbf{TP\ 5\ pg.\ HW = \left(4.56 \frac{lt}{m}\right) (108\ m) = 492\ lt}$$

$$\mathbf{Herramienta\ de\ 6\frac{1}{2}\ pg. = \left(4 \frac{lt}{m}\right) (185\ m) = 740\ lt}$$

$$\mathbf{Volumen\ Total = 49\ 958\ lt}$$

∞ Capacidad de la bomba

Marca	IDECO
Modelo	T – 1300 triplex simple acción
Diámetro de la camisa	6 ½ pg.
Longitud de carrera	12 pg.
Emboladas máximas	130 EPM
Presión de operación	28 EPM/min ó 84 kg/cm ²
Presión limite de operación	228 kg/cm ² ó (3 242 lb/pg.)

$$G = (0.0386)(Long.)(D)^2$$

$$G = (0.0386)(12)(6.5)$$

$$= 19.57 \frac{lt}{emb} \text{ al } 100\% \text{ de eficiencia volumetrica}$$

$$G = (0.0386)(12)(6.5)$$

$$= 17.61 \frac{lt}{emb} \text{ al } 90\% \text{ de eficiencia volumetrica}$$

Si la presión reducida (PRC) es 84 kg/cm² a 28 EPM el gasto de la bomba es:

$$\left(17.61 \frac{lt}{emb}\right)(28 EPM) = \left(493 \frac{lt}{min}\right) = \left(130 \frac{gal}{min}\right) \\ = \text{Gasto redcido (QR)}$$

Entonces el tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta es:

$$T = \frac{Vol. Int. TP}{QR} = \frac{49\ 958\ lt}{493\ lt/min} = 101\ mins = 1.14\ hrs$$

∞ Número de emboladas para desplazar el volumen de la TP

$$\text{Total emboladas} = \frac{Vol. Int. TP}{Cap. Bomba} = \frac{49\ 958\ lt}{17.61\ lt/min} = 2\ 837$$

∞ Densidad de control

$$Dc = D_0 + \text{Incremento de Densidad}$$

$$\text{Incremento de Densidad} = \frac{(PCTP)(10)}{(Prof.)} = \frac{(18)(10)}{(5\ 555)} = 0.03\ gr/cm^3$$

$$Dc = 1.70 \frac{gr}{cm^3} + 0.03 \frac{gr}{cm^3} = 1.73 \frac{gr}{cm^3} = 14.41\ lb/gal$$

∞ Presión inicial de circulación

$$PIC = P_R + PCTP$$

$$PIC = 84 + 18 = 102 \frac{kg}{cm^2} \alpha 28 EPM$$

∞ Presión final de circulación

$$\begin{aligned} PFC &= (P_R) \left(\frac{Dc}{Do} \right) = (84) \left(\frac{1.73 \frac{gr}{cm^3}}{1.70 \frac{gr}{cm^3}} \right) = 85 \frac{kg}{cm^2} \\ &= 1209 \frac{lb}{pg^2} \alpha 28 EPM \end{aligned}$$

CAPÍTULO IV

“Equipo de control de brotes”

i) UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES

Es el sistema encargado de accionar el arreglo de preventores, permite aplicar la potencia hidráulica suficiente para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas.

Los elementos básicos de un sistema de control son:

- ⌘ Depósito almacenador de fluido
- ⌘ Acumuladores
- ⌘ Fuentes de energía
- ⌘ Consolas de control remoto
- ⌘ Válvula de control para operar los preventores (consola koomey)

i.1 Depósito almacenador de fluido

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico el cual tiene cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular cuentan con dos tapones de 4 pg. en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior para tener una inspección de las descargas de las válvulas de cuatro pasos (ram-lock).

Por la parte inferior del depósito salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema.

i.2 Acumuladores

Son recipientes que almacenan fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son empleados en forma intercambiable.

Se dice que una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión para que actúe hidráulicamente en el cierre de los preventores.

Por medio del gas de nitrógeno comprimido los acumuladores almacenan energía la cual será usada para efectuar un cierre rápido.

Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo recomiendan que los acumuladores tengan una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes.

i.2.1 Requerimientos de presión y precarga de los acumuladores

Los acumuladores no deben operar a más de 3,000 lb/pg², su presión de precarga debe ser de 1,000 a 1,100 lb/pg² y usar únicamente nitrógeno (N₂).

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Estos se encuentran provistos de una válvula de seguridad que abre a las 3,500 lb/pg², cuando se requiera operar entre 3,000 y 5,000 lb/pg², que es la máxima presión de operación del sistema se cierran las válvulas aisladoras de los acumuladores.

TAMAÑO pg	PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	FLUIDO REQUERIDO gal	CAMERON	SHAFFER	HYDRIL
7 1/16	3,000	CERRAR	1.69	4.57	2.85
		ABRIR	1.39	3.21	2.24
7 1/16	5,000	CERRAR	1.69	4.57	3.86
		ABRIR	1.39	3.21	3.30
7 1/16	10,000	CERRAR	2.04	17.11	9.42
		ABRIR	2.55	13.95	7.08
7 1/16	15,000	CERRAR	6.94		11.20
		ABRIR	6.12		7.25
7 1/16	20,000	CERRAR	8.38		11.00
		ABRIR	7.56		7.20
11	3,000	CERRAR	5.65	11.00	2.43
		ABRIR	4.69	6.78	5.54
11	5,000	CERRAR	5.65	18.67	9.81
		ABRIR	4.69	14.59	7.98
11	10,000	CERRAR	10.15	30.58	25.10
		ABRIR	9.06	24.67	18.97
11	15,000	CERRAR	23.50		
		ABRIR	21.30		
13 5/8	3,000	CERRAR	12.12	23.50	11.36
		ABRIR	10.34	14.67	8.94
13 5/8	5,000	CERRAR	12.12	23.58	17.98
		ABRIR	10.34	17.41	14.16
13 5/8	10,000	CERRAR	18.10	40.16	37.18
		ABRIR	16.15	32.64	26.50
13 5/8	15,000	CERRAR	26.00		34.00
		ABRIR	22.50		34.00
16 3/4	3,000	CERRAR	22.32		21.02
		ABRIR	19.00		15.80
16 3/4	5,000	CERRAR	22.32	37.26	28.70
		ABRIR	19.00	25.61	19.93
16 3/4	10,000	CERRAR	40.75		
		ABRIR	35.42		
18 3/4	5,000	CERRAR	35.60	48.16	64.00
		ABRIR	29.00	37.61	44.00
18 3/4	10,000	CERRAR	50.00		118.50
		ABRIR	45.10		99.50
20 3/4	3,000	CERRAR	39.70		
		ABRIR	24.10		
21 1/4	2,000	CERRAR	39.70	22.59	31.05
		ABRIR	24.10	16.92	18.93

Nota: La válvula hidráulica utiliza un volumen de fluido de ± 0.5 gal, para accionar, cerrar o abrir

**TABLA 1 VOLUMEN DE FLUIDO PARA OPERAR PREVENTORES ANULARES
CAMERON, SHAFFER Y HYDRIL**

TAMAÑO NOMINAL pg	PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	GALONES PARA CERRAR	GALONES PARA ABRIR
7 1/6*	3,000	1.2	1.2
7 1/6	5,000	1.2	1.2
7 1/6	10,000	1.2	1.2
7 1/6	15,000	1.2	1.2
11	3,000	3.3	3.2
11	5,000	3.3	3.2
11	10,000	3.3	3.2
11	15,000	5.5	5.4
13 5/8	3,000	5.5	5.2
13 5/8	5,000	5.5	5.2
13 5/8	10,000	5.5	5.2
13 5/8	15,000	11.6	11.4
16 3/4	3,000	10.2	9.4
16 3/4	5,000	10.2	9.4
16 3/4	10,000	12	11.2
18 3/4	10,000	24	23
20 3/4	3,000	8.1	7.2
21 1/4	2,000	8.1	7.2
21 1/4	5,000	30.9	28.1
21 1/4	10,000	26.5	24.1
26 3/4	3,000	10.5	9.8
11*	3,000	7.6	7.4
11*	5,000	7.6	7.4
11*	10,000	7.6	7.4
11*	15,000	9	8.9
13 5/8*	3,000	10.9	10.5
13 5/8*	5,000	10.9	10.5
13 5/8*	10,000	10.9	10.5
13 5/8*	15,000	16.2	16
16 3/4*	3,000	19.0	18.1
16 3/4*	5,000	19.0	18.1
16 3/4*	10,000	19.1	18.2
20 3/4*	3,000	14.9	14.3
18 3/4*	10,000	24.7	22.3
18 3/4*	15,000	34.7	32.3

* Para arietes de corte.

**TABLA 2 VOLUMENES DE FLUIDOS REQUERIDOS PARA OPERAR
PREVENTORES DE ARIETES CAMERON TIPO "U"**

i.3 Fuentes de energía

i.3.1 Capacidad de las bombas

Cada unidad de cierre cuenta con el suficiente número y tamaño de bombas que cumplen satisfactoriamente con las operaciones. Con el banco de acumuladores aislado, las bombas son capaces de cerrar el preventor anular sobre la tubería en uso, abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación y mantener una presión mínima de 14 kg/cm² (200 lb/pg²) por arriba de la presión de precarga de N₂ en un tiempo de dos minutos.

i.3.2 Presión en las bombas

Cada unidad de cierre está equipada con bombas que proporcionan una presión de descarga equivalente a la presión de operación y máxima de trabajo.

El sistema de la unidad de cierre está formado por una combinación de bombas de aire y eléctricas. Básicamente cada bomba opera a bajo volumen de fluido y alta presión, accionándose por medio de una fuente neumática y la otra por medio de energía eléctrica.

Normalmente en cada sistema lo constituyen dos bombas hidroneumáticas y una bomba triplex eléctrica.

i.3.3 Potencia de la bomba

La combinación de las bombas tiene capacidad para cargar el banco de acumuladores en un tiempo máximo de 15 minutos o menos a partir de su presión de precarga a la presión máxima de operación.

Las bombas están instaladas de tal manera que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, activa un interruptor electromagnético y arranca automáticamente para restablecer la presión

Todo el tiempo está disponible una fuente de potencia para que las bombas accionen automáticamente en todo el sistema de la unidad de cierre al disminuir al 90% de su presión de operación.

El sistema de la unidad de cierre cuenta con dos fuentes de energía dependientes del equipo de perforación y de una fuente independiente que se considera como último recurso para cerrar los preventores.

Cada fuente es autosuficiente para operar las bombas a una velocidad tal que permite cumplir satisfactoriamente con los requerimientos establecidos.

i.3.4 Sistema de potencia

El sistema dual de potencia recomendado es un sistema de aire más un sistema eléctrico. Las recomendaciones mínimas para un sistema dual aire y otra fuente de potencia dual son:

- ⌘ Sistema dual neumático – eléctrico: Consiste en el sistema de aire del equipo más el generador del equipo.
- ⌘ Sistema dual neumático: Consiste en el sistema de aire del equipo más un tanque de almacenamiento de aire que está separado por medio de válvulas de contraflujo (check) de los compresores de aire y del tanque de almacenamiento general de aire del equipo.

- ⌘ Sistema dual eléctrico: Consiste en un sistema normal de energía eléctrica del equipo más un generador independiente.
- ⌘ Sistema dual aire- nitrógeno: Consiste en un sistema de aire del equipo más un conjunto de cilindros conteniendo N_2 a determinada presión.
- ⌘ Sistema dual eléctrico – nitrógeno: Consiste en un sistema de corriente eléctrica del equipo más un conjunto de cilindros conteniendo N_2 a determinada presión.
- ⌘ En las Regiones Norte, Sur y Marina, la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP) tiene equipos y plataformas marinas que cuentan cada uno con sistemas de unidades de cierre marcas Koomey y Cameron. Además de un respaldo en apoyo al cierre de preventores, cada instalación terrestre o costa fuera cuenta con un sistema de energía adicional con nitrógeno; incorporado al sistema de control de cierre.

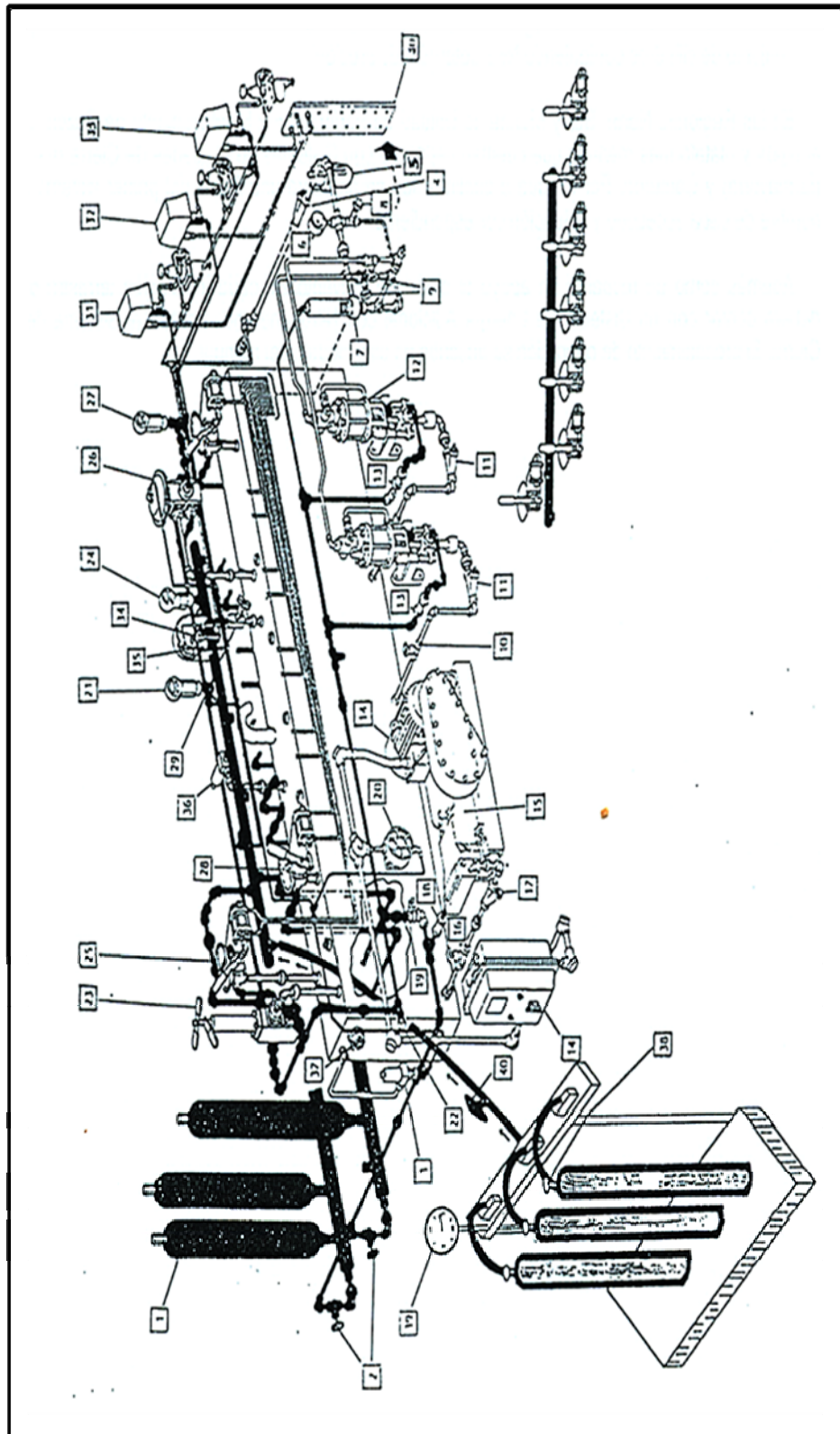


FIG.3 DESCRIPCIÓN DE PARTES SISTEMA KOOMEY CON ENERGÍA ADICIONAL N2

- 1) ACUMULADORES.
- 2) VÁLVULAS AISLADORAS.
- 3) VÁLVULA DE SEGURIDAD.
- 4) FILTRO EN LÍNEA SUMINISTRO DE AIRE.
- 5) LUBRICADOR DE AIRE.
- 6) MANÓMETRO EN LÍNEA DE AIRE.
- 7) INTERRUPTOR DE PRESIÓN HIDRONEUMÁTICO.
- 8) VÁLVULA PARA AISLAR EL INTERRUPTOR HIDRONEUMÁTICO.
- 9) VÁLVULAS DE SUMINISTRO DE AIRE A BOMBAS HIDRÁULICAS.
- 10) VÁLVULAS DE CIERRE EN LÍNEA DE SUCCIÓN.
- 11) FILTROS EN LÍNEA DE SUCCIÓN.
- 12) BOMBAS HIDRONEUMÁTICA IMPULSADAS POR AIRE.
- 13) VÁLVULAS DE RETENCIÓN (CHECK).
- 14) MOTOR ELÉCTRICO Y ARRANCADOR DE BOMBA TRIPLE.
- 15) BOMBA TRIPLE HIDROELÉCTRICA.
- 16) VÁLVULA DE CIERRE EN LÍNEA DE SUCCIÓN.
- 17) FILTRO EN LÍNEA DE SUCCIÓN.
- 18) VÁLVULA DE RETENCIÓN (CHECK).
- 19) VÁLVULA AISLADORA DE LA BOMBA HIDROELÉCTRICA.
- 20) INTERRUPTOR DE PRESIÓN HIDROELÉCTRICA.
- 21) MANÓMETRO EN EL SISTEMA ACUMULADOR.
- 22) FILTRO PARA FLUIDO EN EL SISTEMA ACUMULADOR.
- 23) VÁLVULA REGULADORA Y REDUCTORA DE PRESIÓN.
- 24) MANÓMETRO EN EL MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO.
- 25) RAM LOCK PARA AISLAR LA VÁLV. REDUCTORA DE PRES. (BY-PASS)
- 26) VÁLVULA REGULADORA Y PARA PREVENTOR ANULAR.
- 27) MANÓMETRO DEL PREVENTOR ANULAR.
- 28) VÁLVULAS DE CUATRO VÍAS (RAM LOCK).
- 29) VÁLVULA DE PURGA.
- 30) CAJA DE EMPALME DE AIRE.
- 31) TRANSMISOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.
- 32) TRANSMISOR DE PRESIÓN DEL MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO.
- 33) TRANSMISOR DE PRESIÓN DEL SISTEMA ACUMULADOR.
- 34) VÁLVULA NEUMÁTICA REGULADORA DE PRESIÓN PREVENTOR ANULAR.
- 35) SELECTOR REGULADOR DE PRESIÓN DEL PREVENTOR ANULAR.
- 36) VÁLVULA DE SEGURIDAD DEL MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO.
- 37) TAPONES DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO.
- 38) CILINDROS CON NITRÓGENO.
- 39) MANÓMETRO DEL BANCO DE ENERGÍA ADICIONAL.
- 40) VÁLVULA MAESTRA DEL BANCO DE ENERGÍA ADICIONAL.

i.4 Consolas de control remoto

En todo equipo terrestre o plataforma de perforación costa fuera se cuenta con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente donde el Perforador o el Técnico llegar con rapidez.

Normalmente se tiene una consola en el piso de perforación y otra en un lugar accesible. En las plataformas marinas, se tiene un tablero de control remoto en la oficina del Superintendente y otra consola adicional ubicada en el muelle que esté situado a favor de los vientos dominantes.

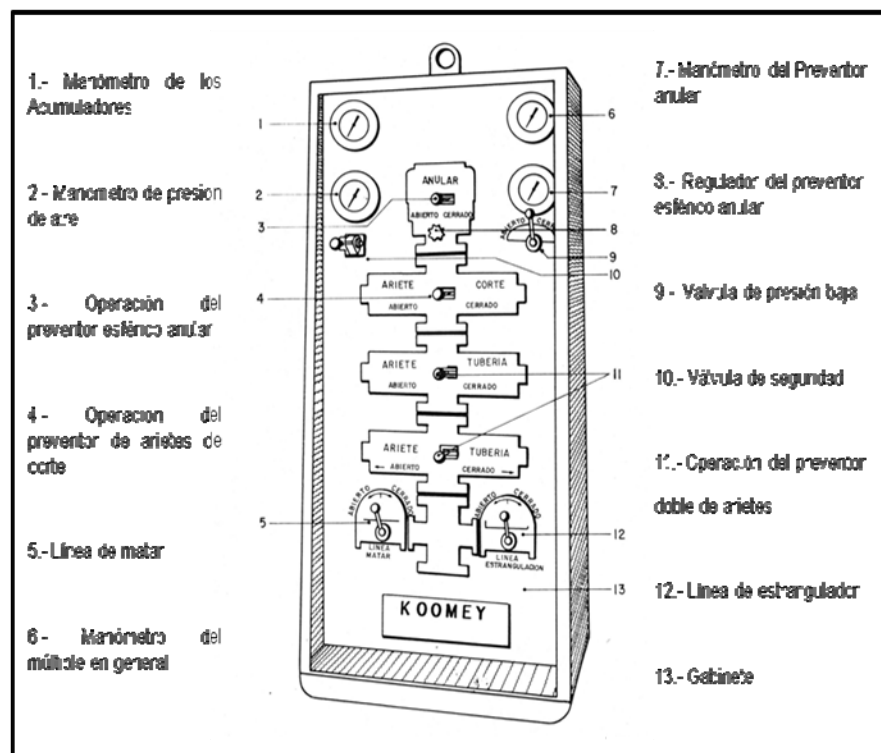


FIG.4 CONSOLA DE CONTROL REMOTO KOOMEY

j) CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

Por diseño es roscable, soldable o bridado, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal, se utilizan para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no están instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

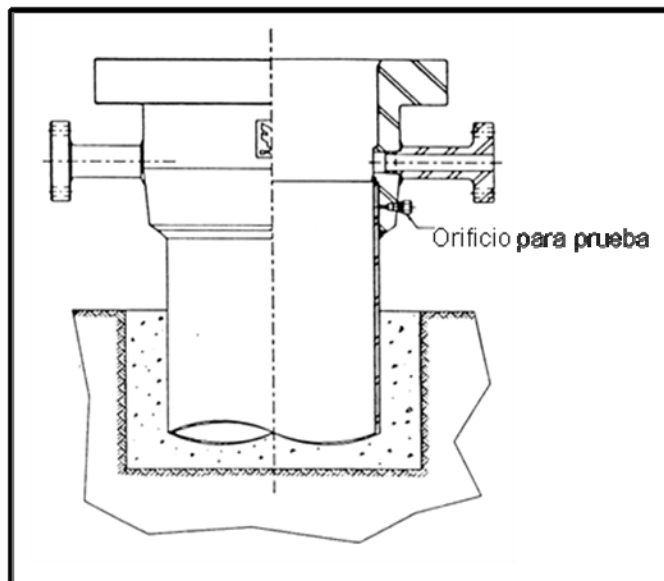


FIG.5 CABEZAL DEL TR SOLDABLE MARCA FIP

k) CARRETE DE CONTROL

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

El API-RP-53 del Instituto Americano del Petróleo recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminado 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 es el punto más débil del conjunto.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar un carrete, ya que como están sujetos a la erosión resulta 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.

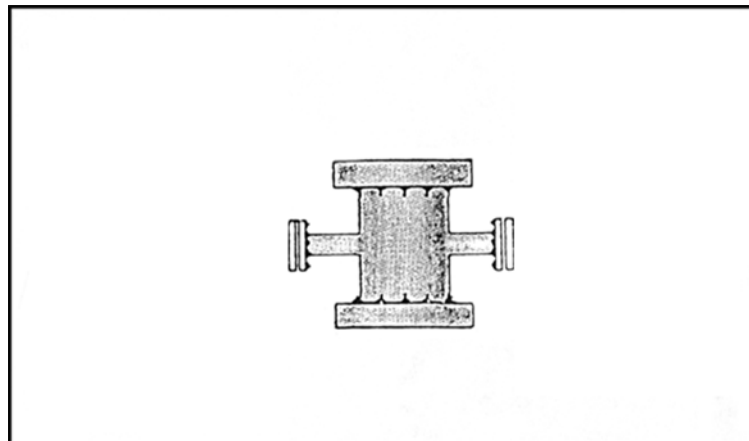


FIG.6 CARRETE DE CONTROL

I) PREVENTOR DE ARIETES

Cuenta con diferentes tipos y medidas de arietes que son utilizados en los arreglos de conjunto de preventores y por su diseño es considerado como el más seguro.

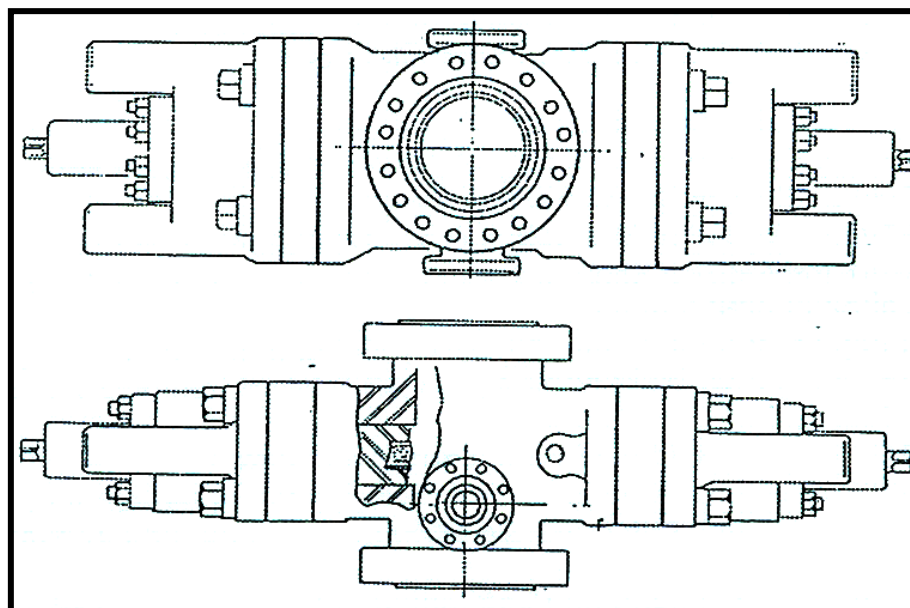


FIG.7 PREVENTOR SENCILLO DE ARIETES CAMERON TIPO "U"

Sus características son:

- ✘ El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- ✘ Se instala en pozos terrestres o en plataformas costa fuera.
- ✘ La presión hidrostática del fluido ayuda a mantener cerrados los arietes.
- ✘ Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes (candados).
- ✘ Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule autoalimentable.
- ✘ Modificando los pistones de operación, al usar arietes de corte sirven para cortar tubería quedando el pozo cerrado.

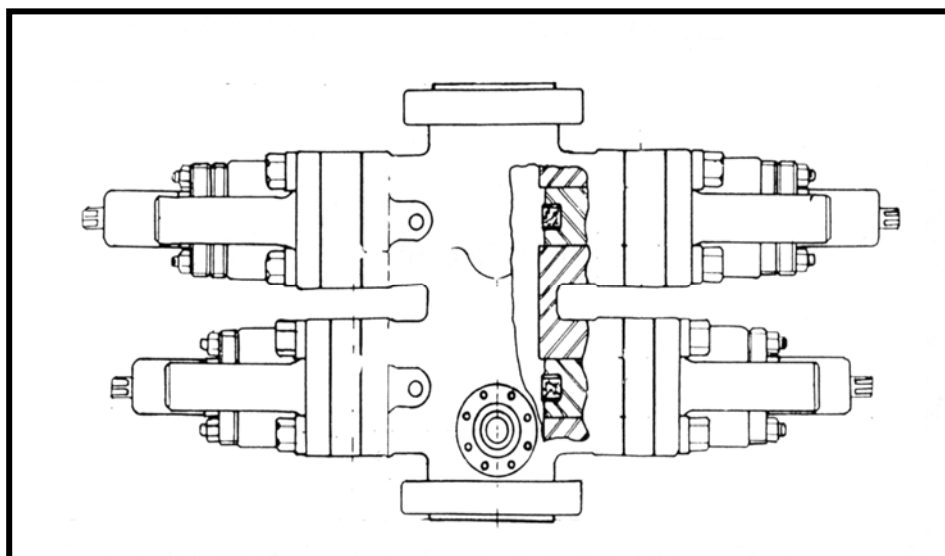


FIG.8 PREVENTOR DOBLE DE ARIETES MARCA CAMERON TIPO "U"

Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

I.1 Arietes para TP o TR

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y se combinan independientemente.

Sus características son:

- ⌘ En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor.
- ⌘ Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.
- ⌘ En casos de emergencia, permiten colgar la sarta cerrando los candados del preventor.

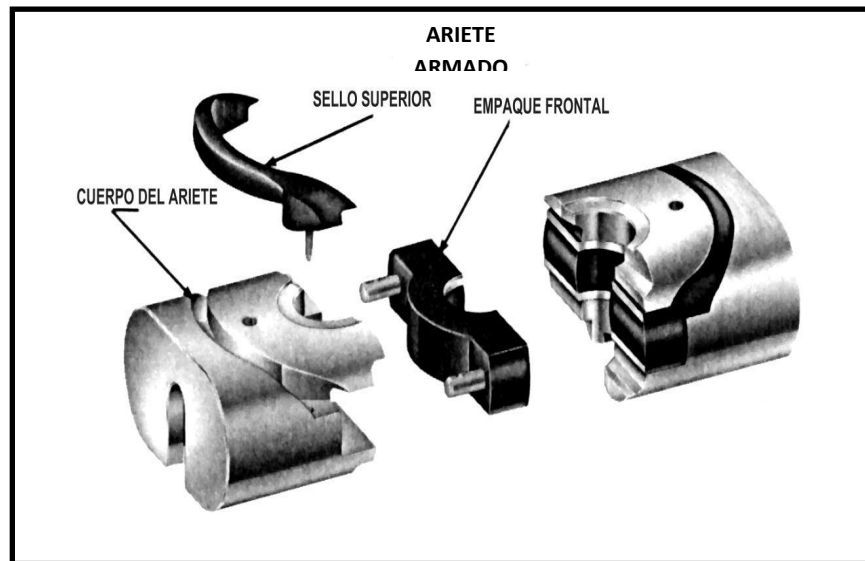


FIG.9 ARIETES PARA TUBERÍA MARCA CAMERON

I.2 Arietes variables

Los arietes variables son similares a los descritos anteriormente; la característica que los distingue es que cierra sobre un rango de diámetro de tubería, así como de la flecha.

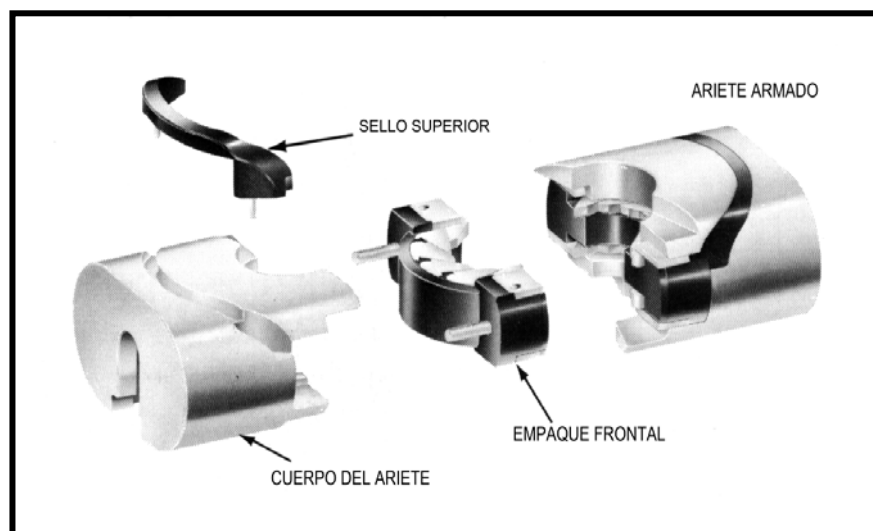


FIG.10 ARIETES VARIABLES CAMERON

La tabla 3 muestra los rangos de cierre para diferentes tamaños de preventores.

TAMAÑO pg	PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	RANGO DE CIERRE DE ARIETES VARIABLES
7 1/16	3,000; 5,000; 10,000 y 15,000	3 1/2 - 2 3/8 4 - 2 7/8
11	3,000; 5,000 y 10,000	5 - 2 7/8 5 1/2 - 3 1/2
11	15,000	5 - 2 7/8
13 5/8	3,000; 5,000 y 10,000	7 - 4 1/2 5 - 2 7/8
13 5/8	15,000	7 - 5 5 - 3 1/2
16 3/4	5,000 y 10,000	7 - 3 1/2
16 3/4	10,000	5 - 2 7/8
18 3/4	10,000	7 5/8 - 3 1/2 5 - 2 7/8

TABLA 3 RANGO DE CIERRE DE ARIETES VARIABLES

I.3 Arietes de corte

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas integradas al cuerpo de ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo cuando no se dispone de los arietes ciegos durante la operación normal de perforación.

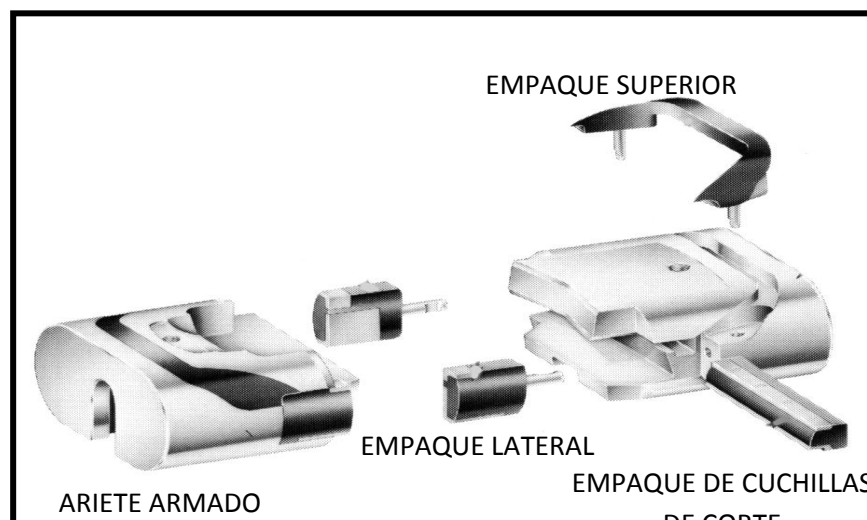


FIG.11 ARIETES CIEGOS DE CORTE MARCA CAMERON

m) PREVENTOR ANULAR

Este preventor anular (conocido también como esférico), es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deben ser igual que los preventores de arietes.

El preventor anular consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte inferior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la “dona” se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso que los otros preventores.

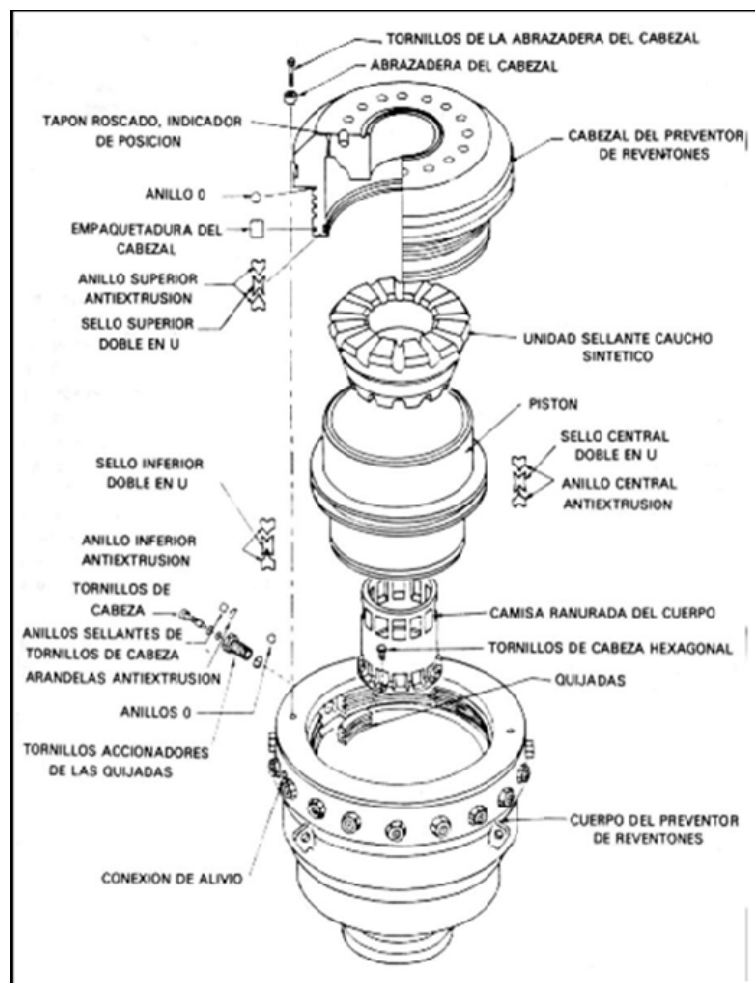


FIG.12 PREVENTOR ANULAR MARCA HYDRIL TIPO “GK”

n) CONJUNTO DE PREVENTORES DE SUPERFICIE

Durante las operaciones de perforación al manifestarse un brote, el sistema de control superficial tiene la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y para circular el fluido invasor fuera de él.

El control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los sistemas independientes que son el de circulación y el de preventores de reventones.

Un conjunto de preventores tiene un arreglo que permite:

- 1) Cerrar la parte superior del pozo alrededor de la tubería de perforación o de los lastrabarrenas y en su caso, bajo condiciones de presión meter la tubería hasta el fondo del pozo.
- 2) Descargar en forma controlada el gas, fluido de perforación cortado con gas o agua salada.
- 3) Bombear fluidos al interior del pozo y circular el brote a la superficie.
- 4) Colgar la tubería de perforación y si es necesario, cortarla.
- 5) Conectarse al pozo nuevamente, después de un período de abandono temporal.

El arreglo de preventores de superficie lo forman varios componentes. Algunos de estos son los preventores anulares (esféricos), los preventores de arietes en sus diversas formas, los carretes de control, etc.

n.1 Arreglos del conjunto de preventores

El criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores considera la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida.

El riesgo es pequeño cuando se tienen:

- ⌘ Presiones de formación normales.
- ⌘ Áreas desérticas o montañosas, alejadas de los grandes centros de población.

El riesgo es mayor cuando se tienen:

- ⌘ Presiones de formación anormales.
- ⌘ Yacimientos de alta productividad o presión.
- ⌘ Áreas densamente pobladas.
- ⌘ Grandes concentraciones de personal y equipo como el caso de barcos y plataformas marinas. El arreglo requerido es más completo y en consecuencia de mayor costo.

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que el API RP-53 (3ra. Edición Marzo, 1997) recomienda son los adecuados para operar con 2,000, 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pg² (141; 211; 352; 703 y 1055 kg/cm²) de presión de trabajo y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

G - Cabeza rotatoria

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.

Rt - Preventor triple con tres juegos de arietes, instalado al criterio del operador

S - Carrete de control con salidas laterales para líneas de matar y estrangular

K - 1000 lb/pg² (70 kg/cm²) de presión de trabajo

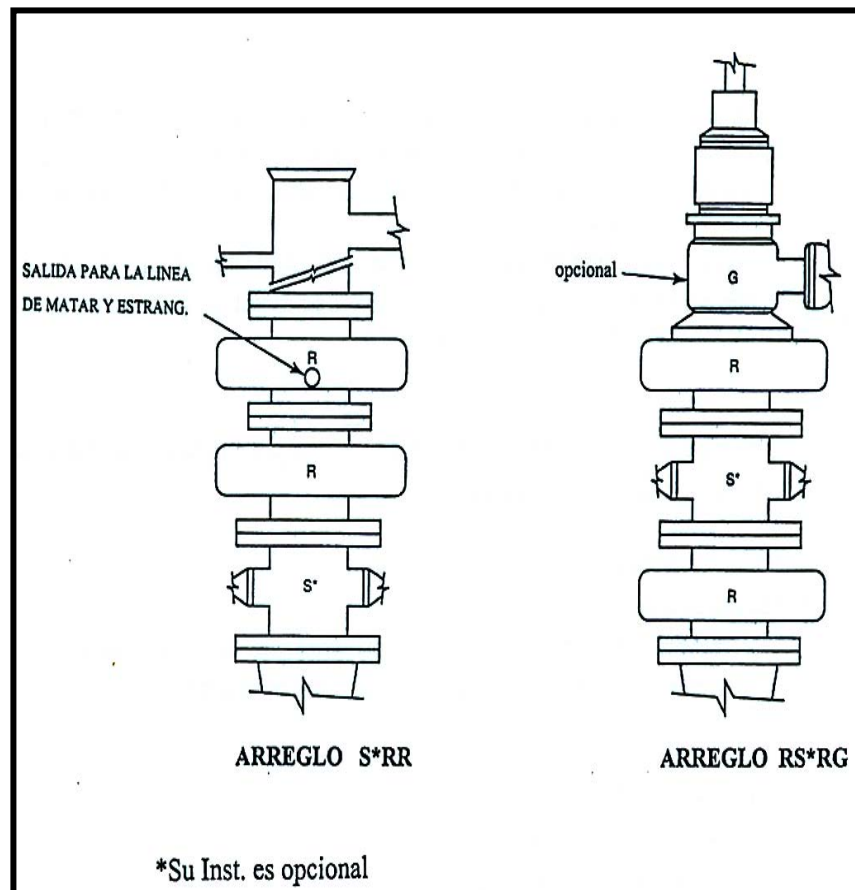


FIG.13 ARREGLO TÍPICO DE PREVENTORES PARA 2,000 lb/pg² DE PRESIÓN DE TRABAJO

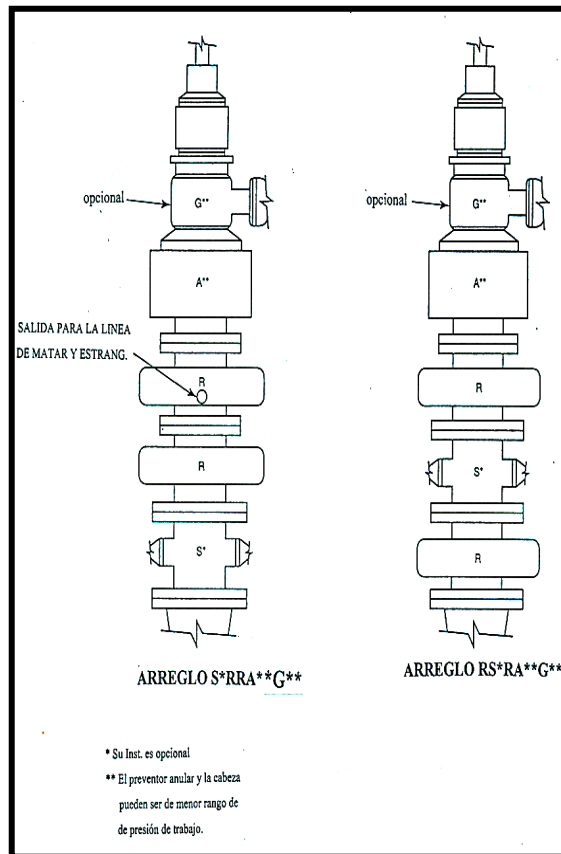
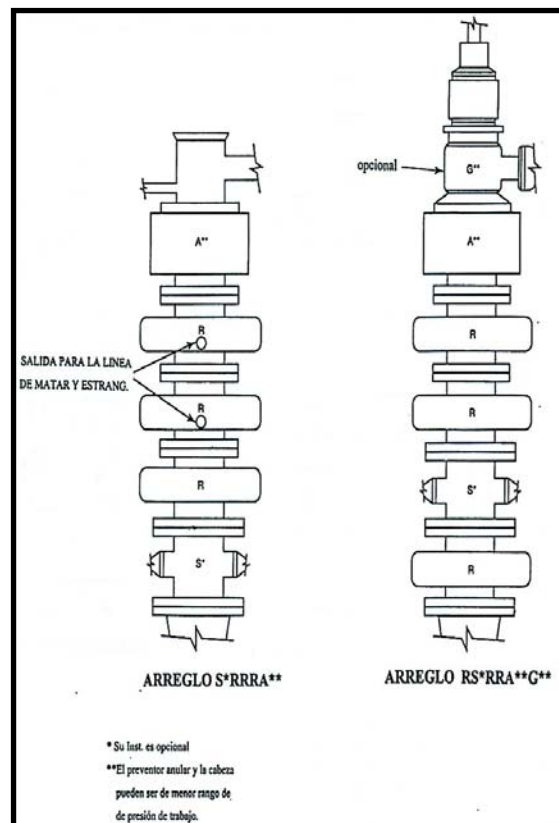


FIG.14 ARREGLOS DE PREVENTORES 3,000 Y 5,000 lb/pg² PRESIÓN DE TRABAJO

FIG.15 ARREGLOS TÍPICOS DE PREVENTORES PARA 10,000 Y 15,000 lb/pg² DE PRESIÓN DE TRABAJO



Para referirse a un conjunto de preventores se identifica de acuerdo a la clasificación en orden ascendente de la manera siguiente:

10K 11 - RSRdA

Se refiere a un conjunto de preventores de 11 pg. de una presión de trabajo de 10 000 lb/pg² (703 kg/cm²) con un preventor de arietes en la parte inferior, un carrete de control, dos preventores de arietes y un preventor anular en la parte superior. Esta nomenclatura varia en la ubicación del preventor ciego de corte y los preventores de arietes con diámetro variable; de acuerdo a la etapa de perforación.

o) SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO

El sistema desviador de flujo se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.

Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo establecen los criterios para seleccionar, instalar y operar el equipo de sistemas desviador de flujo (Diverters).

Un desviador de flujo cierra sobre la flecha, tubería de perforación o de revestimiento, lastrabarrenas y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o parar el flujo; si no, más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue (venteo), derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal. Evitando así el fracturamiento de las formaciones con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

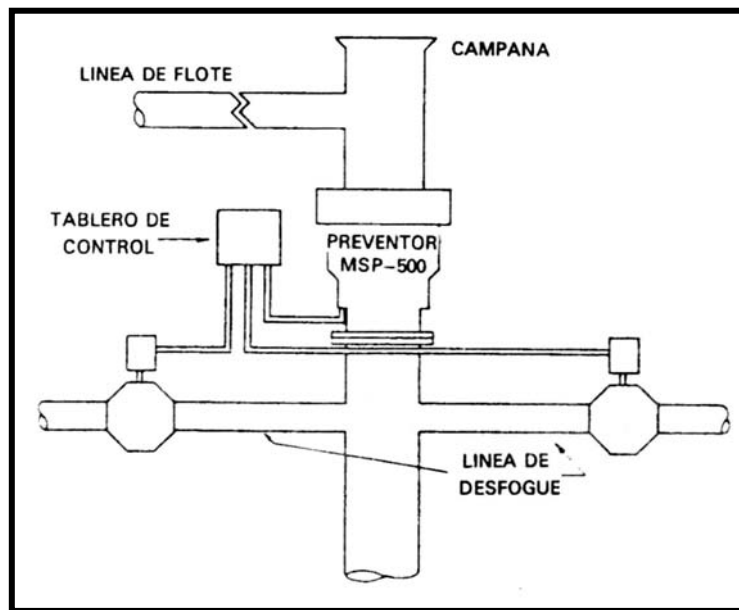


FIG.16 DESVIADOR DE FLUJO CON LÍNEAS DE DESFOGUE

Al iniciarse la perforación de un pozo terrestre, se introduce y cementa una TR conductora a poca profundidad. En el caso de pozos en plataformas costa fuera por lo general se instala una TR conductora de gran diámetro por debajo del fondo (lecho) marino.

El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora o estructural y básicamente consiste de un preventor anular (esférico) o cabeza giratoria que tengan el diámetro interior suficiente que permiten pasar la barrena para perforar la siguiente etapa. Debajo del desviador se instalan líneas de desfogues de diámetro adecuado y de una longitud suficiente para dirigir los flujos provenientes del pozo, lejos de la unidad de perforación.

Las válvulas instaladas en las líneas de venteo son de paso completo y abren automáticamente en cuanto se cierra el desviador de flujo. Todo el conjunto después de su instalación es probado para asegurarse que funcionará correctamente.

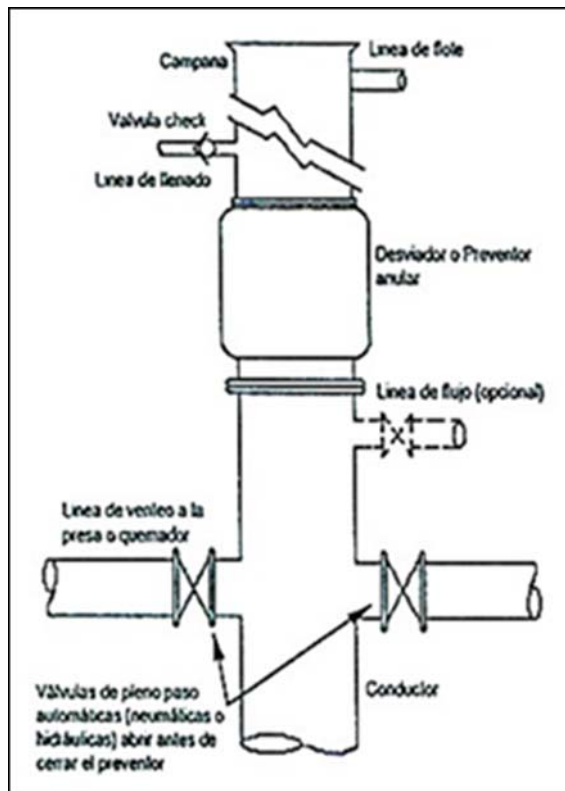
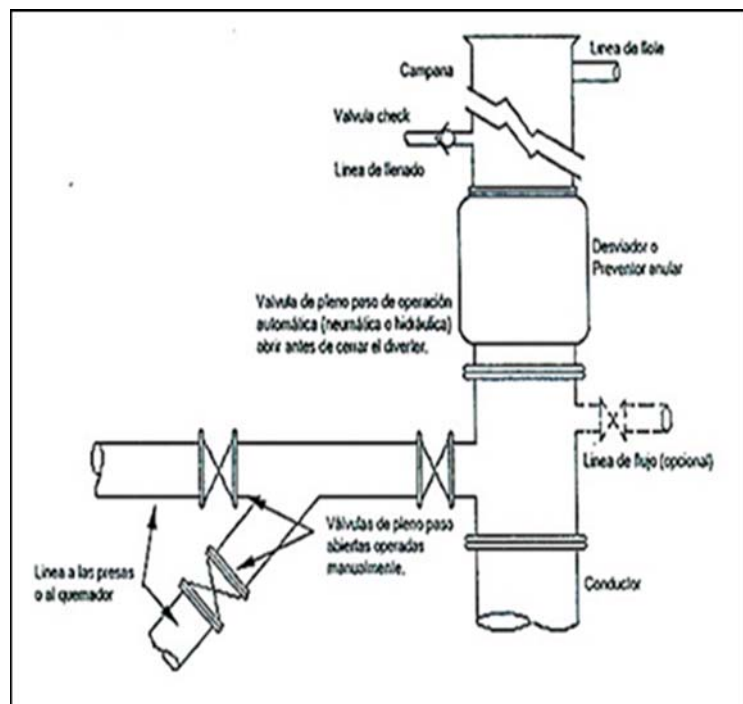


FIG.17 MODELO DE SISTEMA DE CONTROL CON DESVIADOR DE FLUJO "A"

FIG.18 MODELO DE SISTEMA DE CONTROL CON DESVIADOR DE FLUJO



p) INSPECCIÓN FÍSICA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

Antes de proceder a la instalación de un conjunto de preventores o después de cada etapa de perforación se verifica en el pozo lo siguiente:

- ∞ Inspeccione visualmente el 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 estén dañados o desgastados.
- ∞ Inspeccione el tipo y las condiciones que guardan cada uno de los anillos a instalar.
- ∞ Revise que todos los birlos, espárragos y tuercas sean de la medida y tipo apropiado, que no estén dañados u oxidados, que cumplan con las especificaciones API para el rango de la presión de trabajo, temperatura y resistencia al ácido sulfhídrico (H₂S) si se requiere.
- ∞ Inspeccione el buen estado del elemento sellante frontal de cada ariete, así como el del preventor anular.
- ∞ Verifique la posición en la instalación de cada preventor, así como la correcta conexión de las líneas de apertura y cierre.

Las operaciones de perforación no se inician hasta que el sistema de control superficial es debidamente instalado y probado, en lo que respecta a su operación y presión de trabajo.

q) FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS CON PRESIÓN

El sistema de control superficial es probado en función a las actividades siguientes:

- ⌘ Al instalar o antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- ⌘ Antes de perforar una zona de alta presión o de yacimiento.
- ⌘ Después de efectuarse cualquier reparación o cambio de sello en el conjunto de preventores o en alguno de sus componentes, en la que es probada por lo menos la parte reparada.

Las normas citadas también establecen que se prueba el sistema de control superficial cuando menos cada 21 días, en caso de no ocurrir ninguno de los eventos anteriores. Esto se realiza con estricto apego a la norma en los casos siguientes:

- 1) Si el pozo es considerado exploratorio o exploratorio por extensión (delimitador).
- 2) Cuando se trate de pozos de desarrollo, localizados en áreas o campos específicos con presiones anormales o yacimientos de alta productividad.
- 3) Los arietes ciegos o de corte se prueban a presión, por lo menos al instalar el conjunto de preventores y antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
- 4) Tener precaución de abrir la válvula en la línea de estrangulación a la línea de desfogue, antes de abrir los arietes con objeto de liberar cualquier presión existente.
- 5) Los bonetes se prueban en cada instalación de arietes de los preventores.

r) CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo se consideran factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifica las prácticas recomendadas API - RP53 del Instituto Americano del Petróleo.

r.1 Líneas de matar

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, se requiere para llevar a cabo las operaciones de control de pozos cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas del fluido de perforación del equipo, con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores.

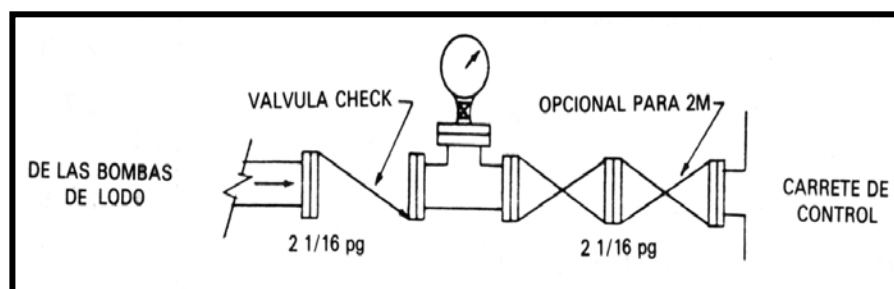


FIG.19 LÍNEA DE MATAR PARA 2,000 Y 3,000 lb/pg² PRESIÓN DE TRABAJO

La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores, depende de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Sólo en caso de extrema urgencia, la línea de matar se conecta a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo en el arreglo.

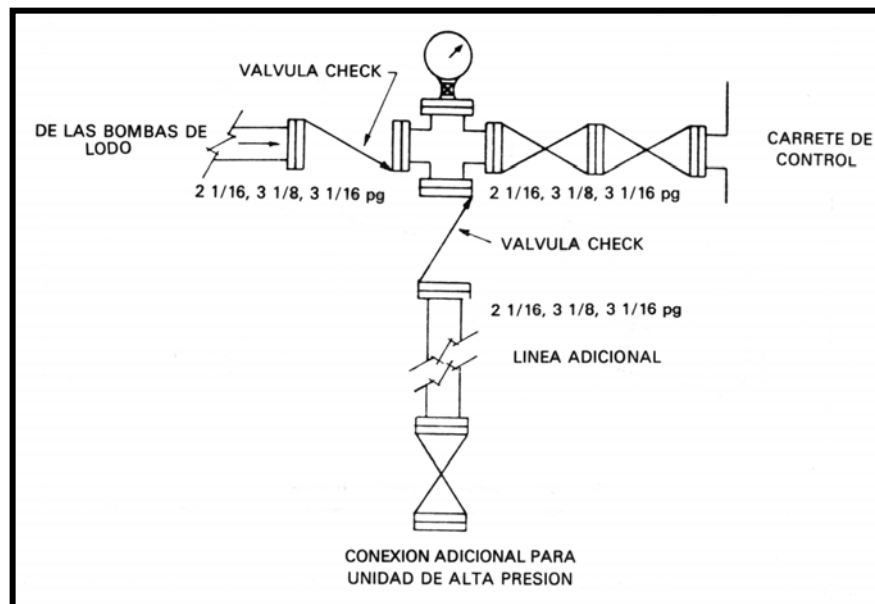


FIG.20 LÍNEA DE MATAR PARA 5,000; 10,000 Y 15,000 lb/pg² PRESIÓN DE TRABAJO

Para rangos de presión de trabajo mayores de 5000 lb/pg² (352 kg/cm²), se instala una línea de matar “remota” (a una distancia considerable) para permitir el uso de una bomba de alta presión, si las bombas del equipo se vuelven inaccesibles o inoperantes.

El sitio es seleccionado para máxima seguridad con suficiente acceso. Normalmente esta línea se encuentra unida a la línea de matar cerca del arreglo de preventores y se extiende hasta un sitio adecuado donde pueda instalarse un patín con la bomba auxiliar.

r.2 Múltiples y líneas de estrangular

El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces, Tees de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo del fluido de perforación y los fluidos invasores durante el proceso de control de un pozo.

En un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que éste (por medio de las válvulas) sea confinado totalmente.

La estandarización y aceptación de los múltiples de estrangulación están reglamentados por la Norma API 16C y por las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo.

El diseño del múltiple de estrangulación considera varios factores como son:

- ⌘ Establecer la presión de trabajo que al igual que el arreglo de preventores, está en función de la presión máxima superficial que se espera manejar así como de las presiones anticipadas de la formación.
- ⌘ El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario
- ⌘ El entorno ecológico que rodea al pozo
- ⌘ La composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

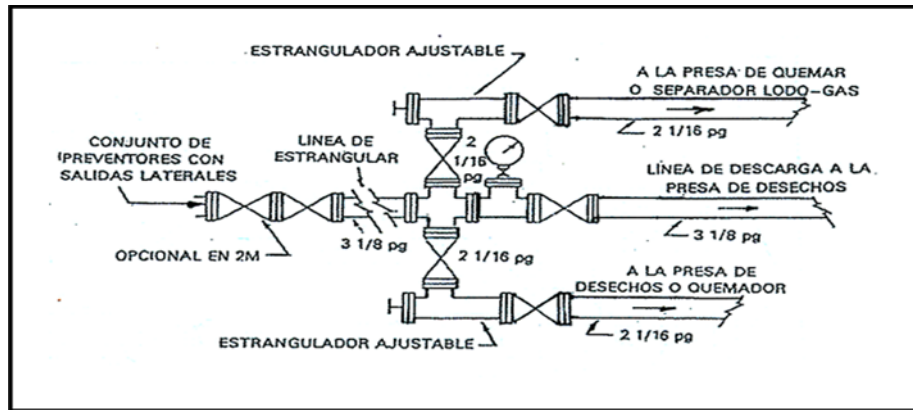


FIG.21 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN TÍPICO PARA RANGOS DE PRESIÓN DE TRABAJO DE 2,000 Y 3,000 lb/pg²

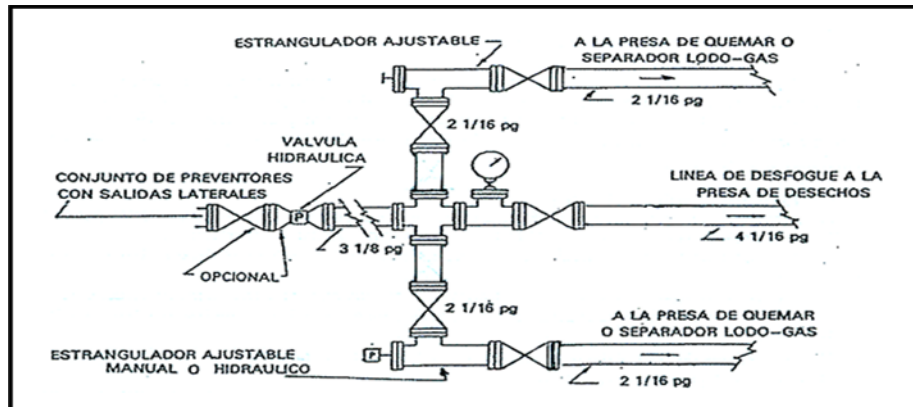


FIG.22 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN TÍPICO PARA RANGO DE PRESIÓN DE TRABAJO DE 5,000 lb/pg²

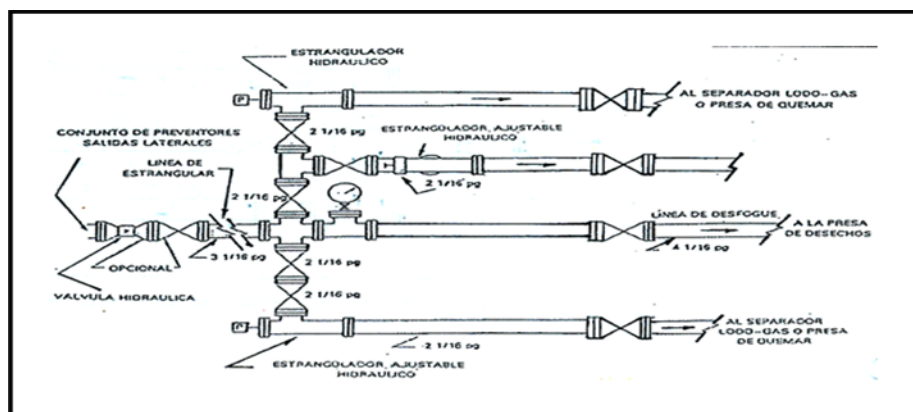


FIG.23 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN TÍPICO PARA RANGOS DE PRESIÓN DE TRABAJO DE 10,000 Y 15,000 lb/pg²

Algunas ocasiones, aunque no se muestran en las figuras de los múltiples de estrangulación típicos, se instalan cámaras de amortiguación después del conjunto de estranguladores, (como es el caso de las torres de perforación de la Región Marina); con el propósito de conectar líneas de descarga.

La línea y el múltiple de estrangulación están controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y están dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores hacia la presa o el separador gas - lodo.

En caso de no disponer de válvula hidráulica en la línea de estrangulación, el control del múltiple se hará con una sola válvula, preferentemente del múltiple de estrangulación, ya que, aunque está retirado, es más fácil y menos riesgoso el acceso.

s) ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables son accesorios diseñados para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando con esto contrapresión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación y están en función de las variables siguientes:

- ⌘ Gasto y presión de bombeo
- ⌘ Columna hidrostática en el espacio anular
- ⌘ Contrapresión ejercida en el sistema

Los estranguladores ajustables son de dos tipos:

- ⌘ Manual
- ⌘ Hidráulico

Este último presenta mayores ventajas sobre el manual ya que permite abrir o cerrar a una mayor velocidad lo que se convierte en una gran ventaja cuando se obstruye por pedacería de hule, formación, etc.

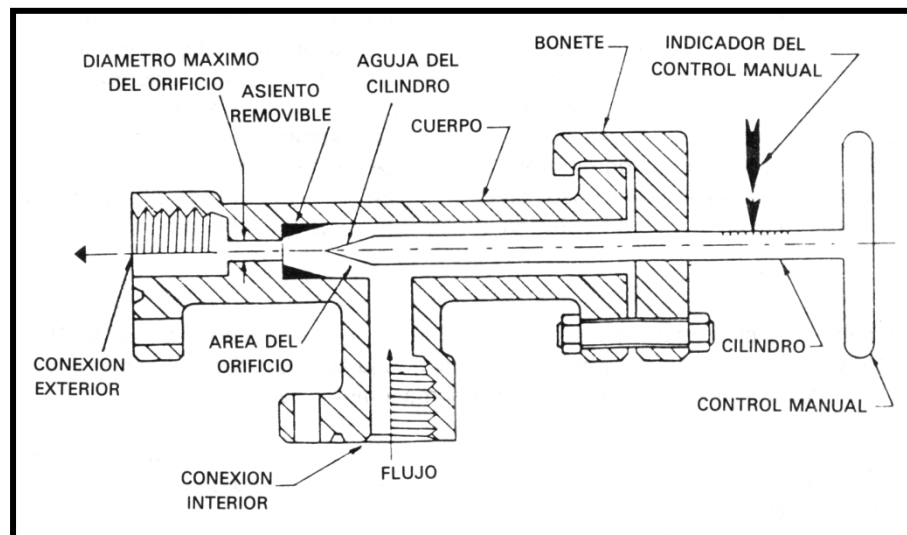


FIG.24 ESTRANGULADOR AJUSTABLE MANUAL

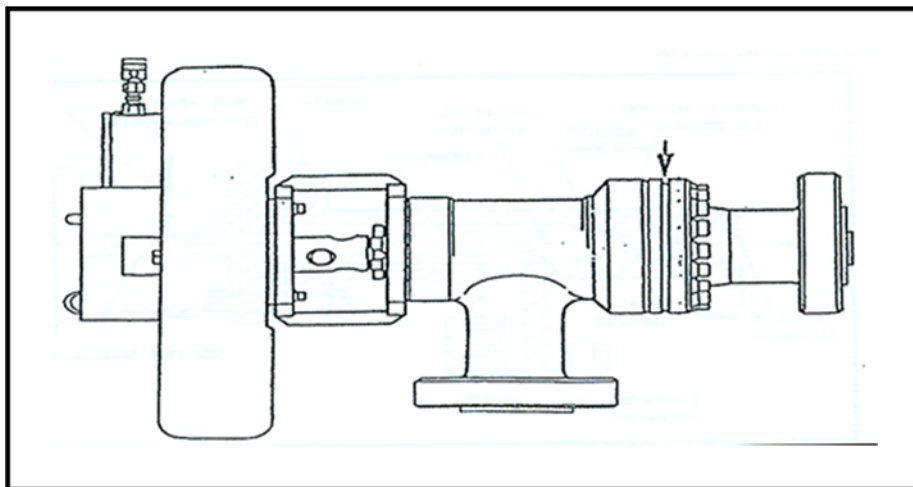


FIG.25 ESTRANGULADOR AJUSTABLE HIDRÁULICO

Estos tipos de estranguladores son usados frecuentemente en las operaciones de control; sin embargo, el operador tiene que desplazarse hasta el múltiple de estrangulación, lo que trae como consecuencia mayor dificultad en la organización y desarrollo de las operaciones ya que no se tiene el control de la bomba y no siempre se dispone de la lectura de presión en la tubería de perforación.

Algunas ventajas relevantes adicionales son la velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones de diámetros de orificio. Cuando se obstruye por cedacerías de hule, formación, basura, etc., tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo, permitiendo el paso de los materiales obstruyete, para posteriormente cerrar rápidamente sin suspender la operación de control.

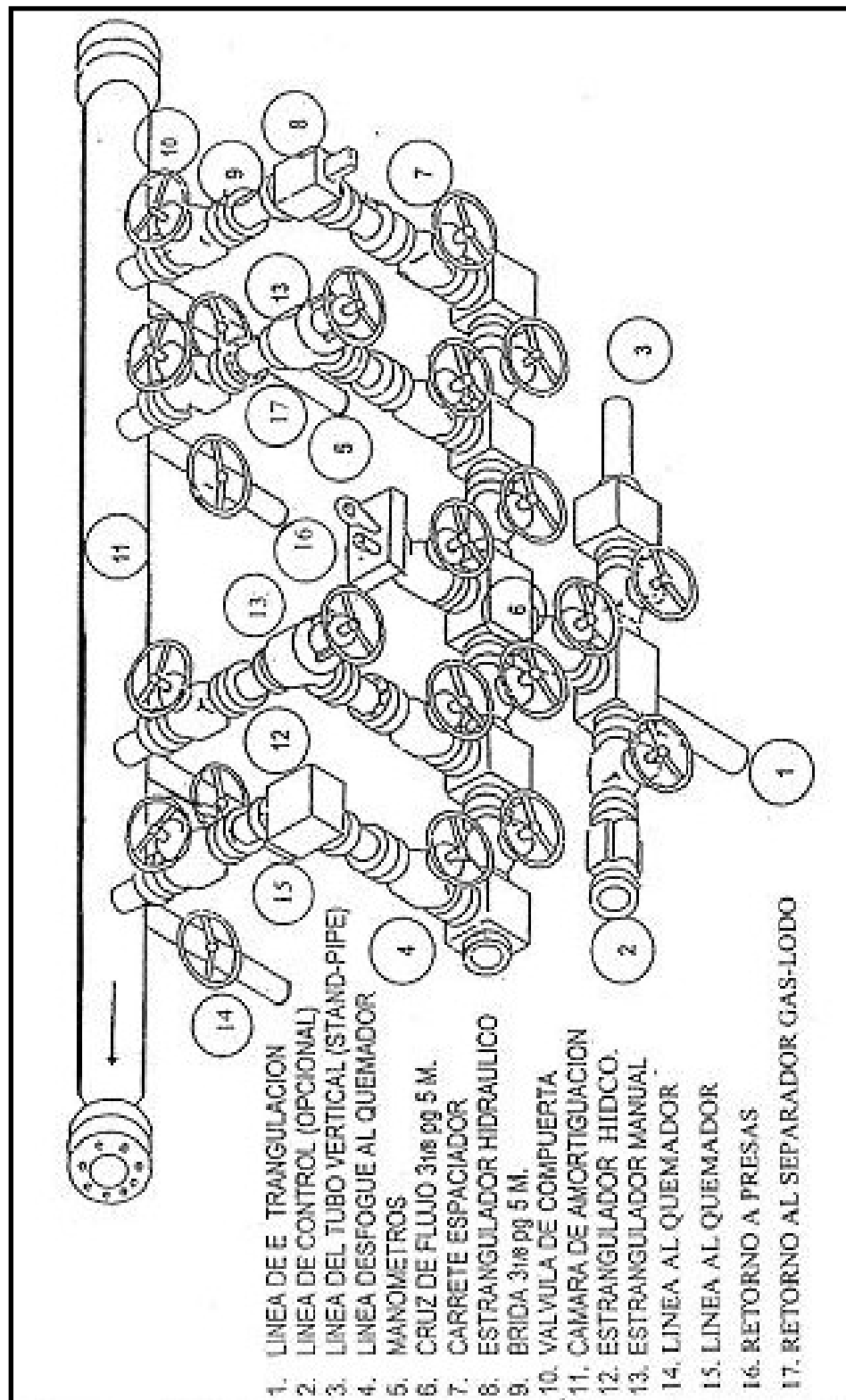


FIG.26 MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN UTILIZADO EN PLATAFORMA COSTAFUERA CON RANGO DE 5,000 lb/pg² PRESIÓN DE TRABAJO

t) VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE CONTROL Y PREVENTOR INTERIOR

Las normas API y reglamentos internacionales, establecen que los equipos de perforación están dotados con las válvulas siguientes:

t.1 Válvulas de la flecha

Válvula macho superior de la flecha

Se instala entre el extremo superior de la flecha y la unión giratoria, son de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

Válvula macho inferior de la flecha

Se instala entre el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace, son de igual presión de trabajo que la superior y pasa libremente a través de los preventores.

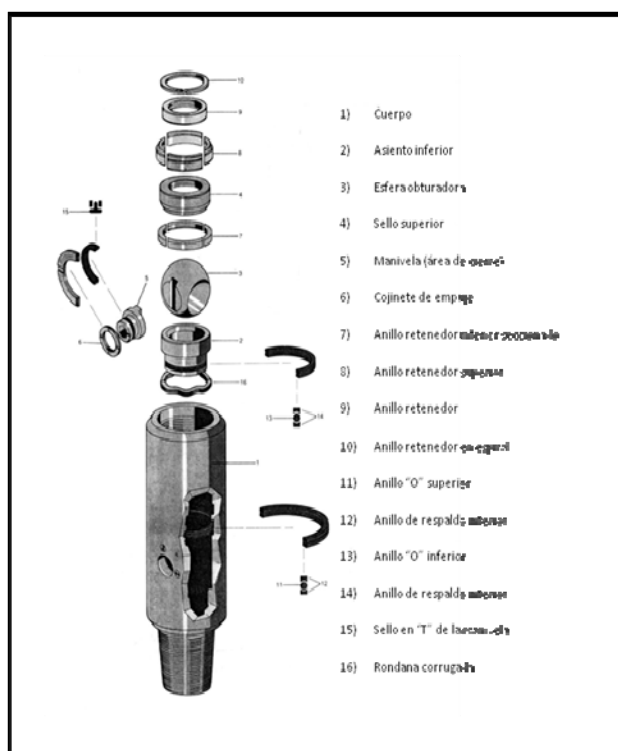


FIG.27 VÁLVULA DE SEGURIDAD INFERIOR DE LA FLECHA

t.2 Válvulas en el piso de perforación

Se dispone de una válvula de seguridad en posición abierta en cada tipo y medida de rosca que se tiene en la sarta de perforación, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado.

Estas válvulas se ubican en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para el caso de los lastrarrenas se utilizan combinaciones en la parte inferior de las válvulas.

No se utiliza tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que restringe el paso del fluido dificultando ampliamente su instalación cuando se tiene flujo por la tubería de perforación.

Es aconsejable en tal caso y para facilitar su instalación colocarle una abrazadera atornillada provista de dos manijas, misma que debe retirarse inmediatamente después de su instalación con objeto de quedar en condiciones de introducirse al pozo.

Por otro lado, respecto a las válvulas de seguridad que hay en el piso de perforación, cuando se introduce tubería de revestimiento la norma establece que debe haber una válvula disponible con la conexión o conexiones apropiadas de la rosca que tenga la tubería.

Es conveniente señalar que el cumplimiento de esta norma es más estricto cuando se introducen tuberías de revestimiento de diámetro pequeño (7 o 5 pg.) en zonas productoras.

t.3 Preventor interior

Los reglamentos citados, también establecen que se debe disponer de un preventor interior (válvula de contrapresión) para tubería de perforación por cada tipo de rosca que se tiene en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores.

Para este caso, es suficiente con una válvula de este tipo por cada rosca de la tubería de perforación en uso siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la parte superior, una conexión similar a la de la tubería; ya que al presentarse un brote se instale en la tubería de perforación, ya sea la válvula de seguridad o el preventor interior.

Sin embargo debe comprenderse que si existe flujo a través de la tubería, es muy difícil instalar el preventor interior por la restricción que esta herramienta presenta en su diámetro interno.

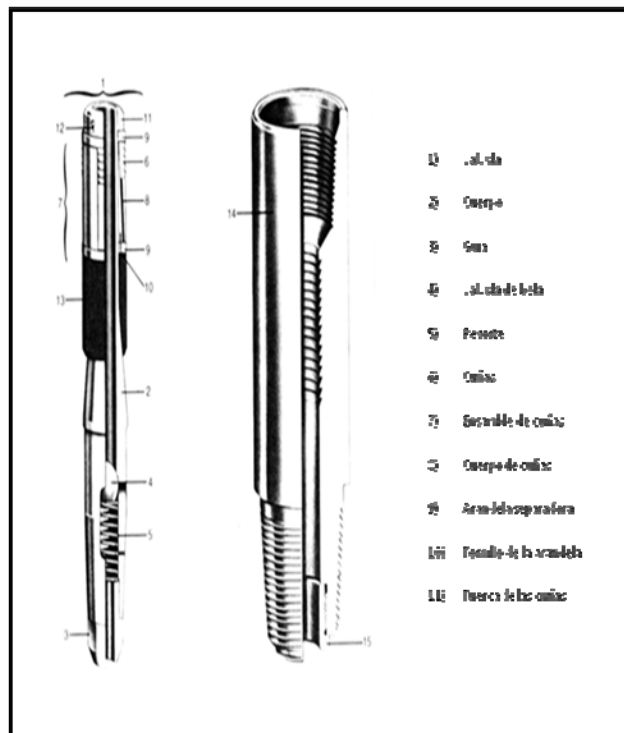


FIG.28 PREVENTOR INTERIOR TIPO DARDO DE CAIDA O ANCLAJE

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente es constituido por la válvula de retención y de fijación, el cual se instala en el extremo inferior o superior de la herramienta (aparejo de fondo).

La válvula de retención se lanza por el interior de la tubería de perforación y se hace descender bombeando el fluido de perforación, hasta llegar al dispositivo de fijación instalado; la válvula ancla y empaca cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la tubería de perforación.

Otro tipo de preventores interiores son los conocidos como válvulas de contrapresión tipo charnela y pistón; su uso es recomendable en la sarta de perforación porque permite el manejo de obturantes e inclusive la colocación de tapones.

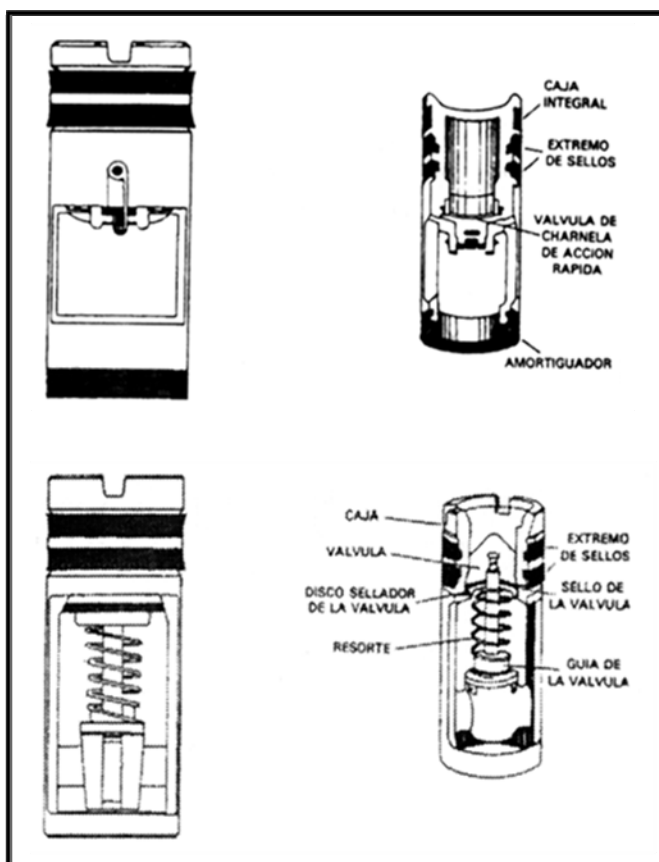


FIG.29 VÁLVULA CONTRAPRESIÓN TIPO CHARNELA

FIG.30 VÁLVULA CONTRAPRESIÓN TIPO PISTÓN

t.4 Válvulas de compuerta

Las válvulas de compuerta son parte esencial del equipo de control superficial y se localizan en los múltiples del tubo vertical y de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento conforme avance la perforación del pozo.

En el mercado existen diferentes tipos de válvulas de compuerta y su selección está en función de diferentes factores como lo menciona en las prácticas recomendadas el API RP-53.

Para su diseño se consideran factores tales como: presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo, corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.

Las principales tipos de válvulas de compuerta son:

- a)** De sellos flotantes.
- b)** De equilibrio de presiones.
- c)** De acuñamiento.

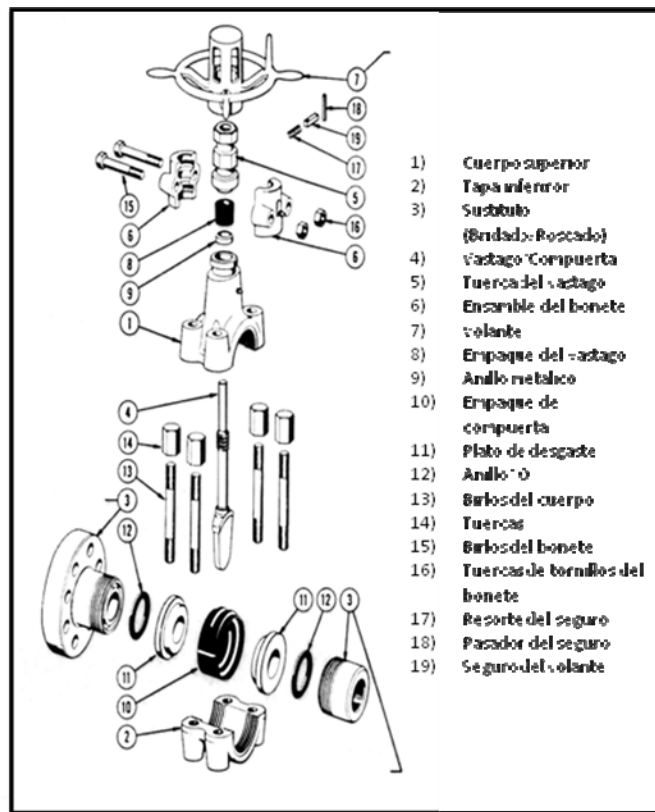


FIG.31 VÁLVULA CAMERON FLEX – SEAL TIPO “S”

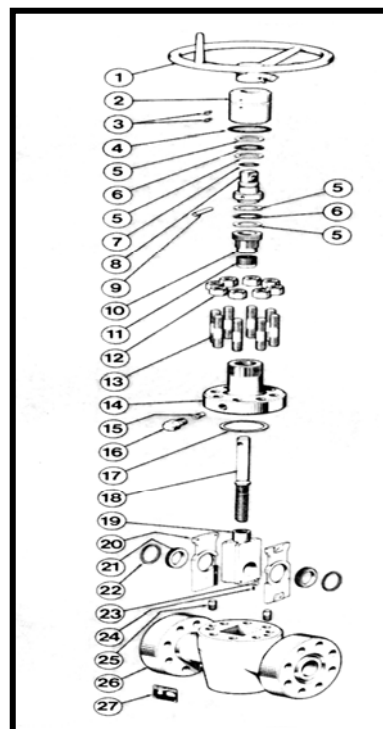


FIG.32 VÁLVULA CAMERON DE COMPUERTA TIPO "F"

u) LÍMITES DE ALARMA

u.1 Indicadores de nivel de presas

Este dispositivo sirve para indicar el nivel del fluido de perforación en las presas y a su vez, detectar el inicio de un brote o una pérdida de fluido de perforación.

Actualmente existen numerosos dispositivos indicadores de nivel del fluido de perforación en presas, algunos incluyen alarmas audibles y graficadores que proporcionan un registro continuo de nivel.

Otros son observados directamente por el perforador en monitores que muestran las variaciones del nivel, incluyendo además una alarma audible con límites ajustables de alto y bajo..

El dispositivo se basa en los sensores (vástago y flotador) instalados en las presas, las cuales transmiten una señal eléctrica al registrador, donde se procesa y es enviado convertido en valores numéricos al monitor o pantalla ubicada en la consola del perforador.

El indicador de volumen es un dispositivo básico de advertencia en el control de pozos. Un brote inicia a desplazar fluido de perforación fuera del pozo y el indicador de nivel en las presas registra este hecho como un incremento en el nivel o volumen.

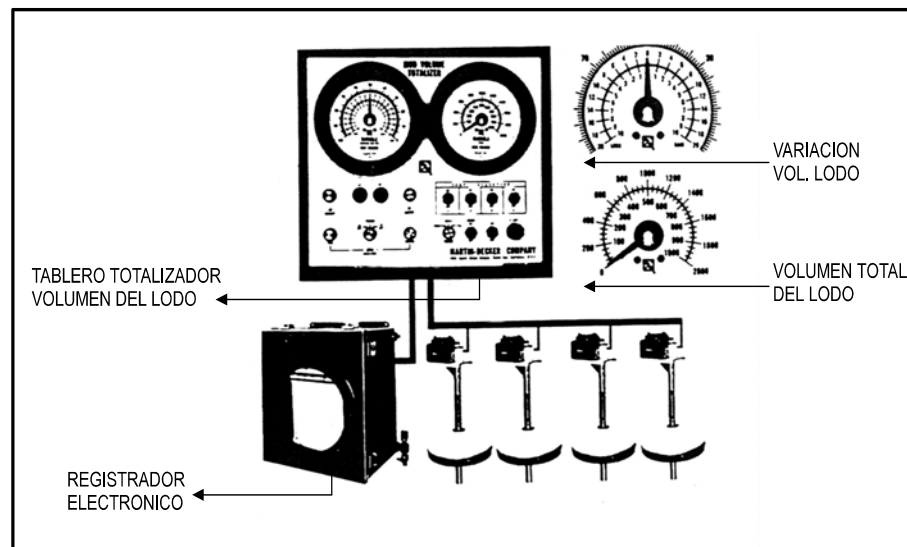


FIG.33 INDICADOR DE NIVEL DE PRESAS

u.2 Indicadores de flujo en la línea de flote

La primera señal evidente de un brote en la superficie es precisamente el flujo o incremento del mismo por la línea de flote (línea de retorno).

Los indicadores de flujo miden el gasto en el porcentaje que pasa por la línea de flote, por lo que un aumento en el gasto de salida (cuándo se circula con gasto constante o cuando no se está circulando y se tiene flujo por la línea de flote) es detectado por este dispositivo antes de que el nivel de presas registre un incremento como para ser registrado.

Esto resulta de mayor importancia al tener un sistema superficial de presas demasiado grande. El indicador de flujo no solamente determina las señales de posibles brotes, sino que también indica la presencia de pérdidas de fluido de perforación, ya sean totales o parciales.

Generalmente, el más común de los indicadores de flujo consiste en una “paleta” colocada en la línea de flote. Un resorte se coloca a tensión en dicha paleta y se ajusta al instrumento de medición. Si el flujo se incrementa o disminuye, la paleta cambiará de posición y crea una tensión nueva del resorte, la cual es registrada e interpretada por el sensor y, posteriormente, enviada con un valor numérico a la pantalla ubicada en la consola del perforador.

La mayoría de estos dispositivos cuentan con alarmas audibles con límites altos y bajo, y al igual que el indicador de nivel en presas, requiere de un mantenimiento rutinario y de un buen uso para garantizar un servicio adecuado.

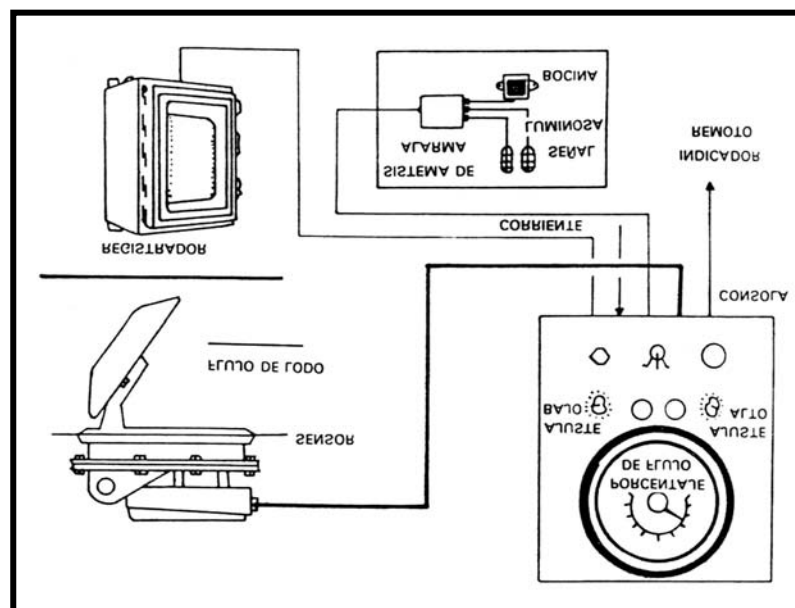


FIG.34 INDICADOR DE FLUJO EN LA LÍNEA DE FLUJO

u.3 Tanque de viajes

El tanque de viajes diseñado y usado adecuadamente es un dispositivo que permite medir correctamente el fluido de perforación necesario para llenar el pozo cuando se extrae la tubería del mismo.

De igual forma mide el volumen del fluido de perforación desplazado por la tubería al ser introducida al pozo.

En otras palabras, es un dispositivo que facilita la medición correcta del volumen del fluido de perforación durante los viajes por lo que es de gran utilidad en la detección oportuna de brotes y pérdidas de circulación.

El tanque de viajes tiene entre otros usos los siguientes:

- ⌘ Medir el volumen del fluido de perforación cuando se introduce tubería de revestimiento dentro del pozo.
- ⌘ Permitir la medición correcta del volumen desplazado del fluido de perforación cuando se introduce tubería bajo condiciones de presión dentro del pozo.
- ⌘ Determinar correctamente el volumen para llenar el pozo al tener pérdidas de circulación.

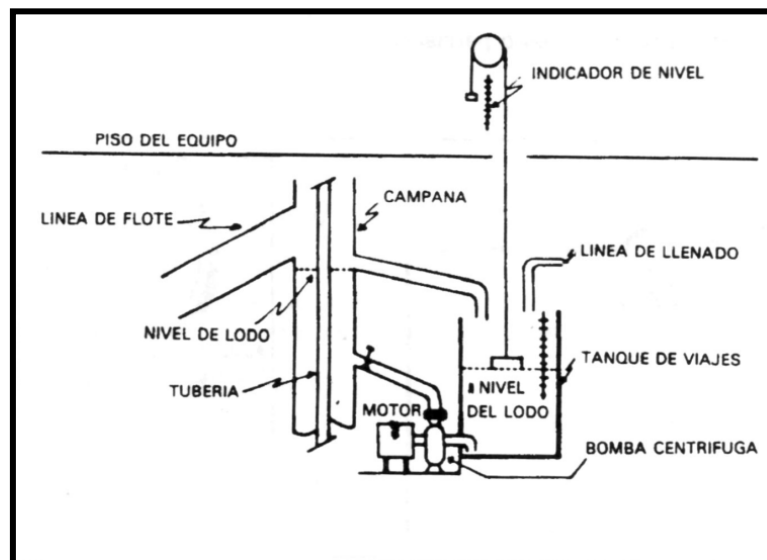


FIG.35 TANQUES DE VIAJES CON BOMBA CENTRIFUGA

u.4 Sensores de H₂S y gases flamables/explosivos

Los detectores de gas miden en la temblorina la concentración de gas en el fluido de perforación a la salida del pozo. Hay muchos tipos de detectores de gas. Algunos son capaces de medir el metano, el gas total o la medición de cada componente del gas, sin embargo, todos ellos miden el gas contenido en el fluido de perforación..

Estos dispositivos son de gran utilidad como indicadores de posibles brotes, también muestran la producción potencial del pozo. Cuando una cierta cantidad de gas en el fluido de perforación es detectada, una alarma audible o visible es activada para alertar a la tripulación del equipo.

Generalmente, este dispositivo es parte integrante de las unidades de registro continuo de hidrocarburos, que tradicionalmente se emplean en pozos exploratorios.

Donde exista la posibilidad de la presencia de H₂S los equipos:

- a) Deben estar dotados de un detector de H₂S que active las alarmas audibles y visibles cuando las concentraciones excedan de 10 ppm. Este equipo es capaz de detectar un mínimo de 5 ppm en la atmósfera, con sensores localizados en la campana, temblorina área de presas de fluido de perforación, habitaciones y en otras áreas mal ventiladas o confinadas.

- b) Deben estar disponibles para el personal laborando en la instalación, debe ser capaz de detectar 10 ppm de sulfhídrico. Al detectarse la presencia de H₂S se hacen inspecciones con instrumento portátil para detectar el gas amargo en todas las áreas con ventilación pobre.

CONCLUSIONES

Al estar en cualquiera de las etapas tanto de perforación, terminación o reparación de un pozo lo más conveniente es mantener las condiciones de densidad de nuestro fluido de perforación en óptimas condiciones, la presión hidrostática debe ser la suficiente para contener la presión de formación; en otras palabras que sea un poco mayor que la presión de formación, al mantener estos valores controlados tendremos por ende la estabilidad e integridad del pozo al no tener pérdidas de circulación así mismo debe de regularse los parámetros operativos para que el fluido de perforación no se contamine.

Por otra parte en la práctica estas condiciones pueden salirse de control ya sea por descuido humano o por circunstancias que no se encuentran en nuestras manos; es por eso que se recomienda tener una capacitación adecuada del personal y que este cuente con el equipo y herramientas necesarias para tener un control seguro del brote y que este no se convierta en un reventón o descontrol.

Este trabajo se enfoca en una serie de metodologías, las cuáles son aplicadas en campo y que son muy útiles al no tener una experiencia completa en campo; por otra parte cabe mencionar que estas metodologías pueden ser en un punto inaplicables o insuficientes ya que tienen menor peso al tener una experiencia en campo.

Por último se recomienda conocer de antemano las herramientas necesarias para abatir un brote y que este no se convierta en un reventón o descontrol, los cálculos necesarios y las metodologías que logran dicho fin.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Well Control (Aberdeen Drilling School and Well Control Training Centre), 2008
- 2) Drilling Engineering (Argonauta Training Services L.L.C.), 2006
- 3) Design-Construction & Drilling Course (PEMEX), 2003
- 4) 100 años de control de brotes (PEMEX)
- 5) Deep Water Challenger (Cameron), 2008
- 6) Programa de capacitación WELL CAP (PEMEX, PEP,UPMP)
- 7) Manual de procedimientos y normas para el control de brotes TOMO I y II (PEMEX)
- 8) Manual de instalaciones de perforación y mantenimiento de pozos (PEMEX-IMP), 1992
- 9) Curso de perforación (MI SWACO), 2007
- 10) Perforación y terminación de pozos (BP), 2008