

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA DE INGENIERIA



**PROCEDIMIENTOS Y EQUIPO DE PREVENCION
DE BROTES EN POZOS PETROLEROS**

FALLA DE ORIGEN

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:
JOSE FLORENTINO CID MARTINEZ
RICARDO ESPINOSA RAMOS

DIRECTOR DE TESIS
ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

MEXICO, D.F.

1995



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



VNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-034

SR. JOSE FLORENTINO CID MARTINEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Walter Friedeberg Merzbach, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

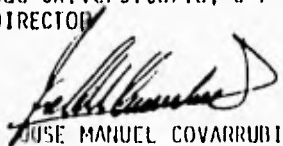
PROCEDIMIENTOS Y EQUIPO DE PREVENCIÓN DE BROTES EN POZOS PETROLEROS


	INTRODUCCION
	OBJETIVO DE ESTE TRABAJO
I	DEFINICION DE BROTE Y DE FLUJO DESCONTROLADO
II	DEFINICIONES BASICAS RELACIONADAS CON LOS BROTES
III	CAUSAS DE BROTE Y DE DESCONTROL
IV	EQUIPO DE CONTROL DE BROTES
V	SEÑALES DE BROTE Y VERIFICACION DE POZO "MUERTO" (FLOW CHECK)
VI	PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE POZOS
	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 7 de abril de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS  Ljh.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional.

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

El señor José Florentino Cid Martínez, registrado con número de cuenta 8113178-0 en la carrera de Ingeniero Petrofero, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le ruego atentamente autorizarle el siguiente jurado:

PRESIDENTE:	ING. EDUARDO CERVERA DEL CASTILLO
VOCAL:	ING. PEDRO AURELIO BARCENA JANNET
SECRETARIO:	ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH
1ER. SPTE.:	ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
2DO. SPTE.:	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 4 de octubre de 1995
EL JEFE DE LA DIVISION

M. en C. ROLANDO DE LA LLATA ROMERO

ENTERADO

JOSE F. CID MARTINEZ

AGRADECIMIENTOS

A MI PADRE

POR ENSEÑARME A LUCHAR POR LO QUE UNO DESEA EN ESTA VIDA Y COMPROBARME QUE CON FE Y PACIENCIA SE LOGRA TODO.

A MI MADRE

POR DARMELA VIDA Y CONFIAR SIEMPRE EN MI, GRACIAS POR HABER ESPERADO TODO ESTE TIEMPO.

POR AFERRARSE A ESTA VIDA PARA VER CUMPLIDA UNA DE SUS MAS GRANDES ILUSIONES.

A ANA MARIA, ARELI ITZEL, AL PRINCIPE FELIZ AARON

POR EL CARIÑO, AMOR Y PACIENCIA QUE LE TIENE A SU ESPOSO Y PADRE.

A MIS HERMANOS

PEPE, LAJO, ALEX, NACHO, CHAVA Y PACO, POR TODO EL APOYO RECIBIDO DURANTE TODOS ESTOS AÑOS, Y POR CREER EN MI (FLORENTINO).

A MIS AMIGOS

JORGER, SERGIO G., SERGIO V., ENRIQUE C., POR QUE LOS BUENOS AMIGOS ESTEMOS SIEMPRE JUNTOS.

A LAS FAMILIAS

CAMACHO CID

CASTRO CID

MORANCHEL CID

RAMIREZ OROZCO

VELARDE MEZA

MARTINEZ ROJAS

LEDEZMA GARCIA

MONTOYA

ROJAS.

POR EL APOYO BRINDADO DURANTE TODO ESTE TIEMPO.

AL ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH Y FAMILIA

POR SU TIEMPO DEDICADO EN LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.

A LOS PROFESORES

POR COMPARTIR SUS CONOCIMIENTOS

A LA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE MEXICO

NUESTRA ALMA MATER POR LA FORMACION RECIBIDA

A NUESTROS COMPAÑEROS

POR EL RECUERDO DE GRANDES MOMENTOS.

A DIOS

SOLO BUSCANDO A DIOS ALCANZAS LA CUMBRE DE TI MISMO.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

SR. RICARDO ESPINOSA RAMOS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Walter Friedeberg Merzbach, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

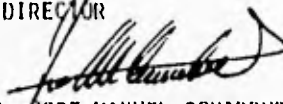
PROCEDIMIENTOS Y EQUIPO DE PREVENCIÓN DE BROTES EN POZOS PETROLEROS

	INTRODUCCION
	OBJETIVO DE ESTE TRABAJO
I	DEFINICION DE BROTE Y DE FLUJO DESCONTROLADO
II	DEFINICIONES BASICAS RELACIONADAS CON LOS BROTES
III	CAUSAS DE BROTE Y DE DESCONTROL
IV	EQUIPO DE CONTROL DE BROTES
V	SEÑALES DE BROTE Y VERIFICACION DE POZO "MUERTO" (FLOW CHECK)
VI	PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE POZOS
	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 7 de abril de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS (R) L.H.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional.

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
Director de la Facultad de Ingeniería
de la U.N.A.M.
Presente

El señor Ricardo Espinosa Ramos registrado con número de cuenta 8106130-3 en la carrera de Ingeniero Petrolero, habiendo satisfecho los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le ruego atentamente autorizarle el siguiente jurado:

PRESIDENTE:	ING. EDUARDO CERVERA DEL CASTILLO
VOCAL:	ING. PEDRO AURELIO BARCENA JANNET
SECRETARIO:	ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH
1ER. SPTE.:	ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
2DO. SPTE.:	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 4 de octubre de 1995
EL JEFE DE LA DIVISION

M. en C. ROLANDO DE LA LLATA ROMERO

ENTERADO

RICARDO ESPINOSA RAMOS

DEDICATORIA

A Dios:

Por haber iluminado
mi camino. Por haberme dado capacidad e inteligencia.
Y haberme dado una familia.

A Mis Padres: Virginia y Enrique

Por que ante las adversidades solo se dieron
la tarea de doblegar la lucha.

A mi Esposa e Hija: Elizabeth y María Fernanda

Porque siempre procuraron que fuera mejor y
quién en mi solo ven el ejemplo y la dedicación.

A la Universidad:

Quién me brindo confianza y dio la
oportunidad de ser parte integra de ella. Quién me dio la
oportunidad de conocer gente brillante como profesores y
compañeros.

A mis Profesores:

Quién con sus consejos, conocimientos,
experiencias y a veces regaños hicieron de mí un hombre
de bien y para bien.

A las Familia:

Márquez Pazarán
Márquez García
McKay Márquez
Gavira Márquez
González Márquez
Márquez Castro
Johnson Márquez
Espinosa Ramos
Espinosa Romero

Quiénes me motivaron, me hicieron parte de ellos
y me acercaron a Dios.

A los Profesores: Ing. Walter Friedeber M.

Quién además de dirigir este trabajo con
paciencia y entrega, me abrió las puertas de su casa, me
dio la oportunidad de conocer a su familia y me brindó
confianza en todo momento.

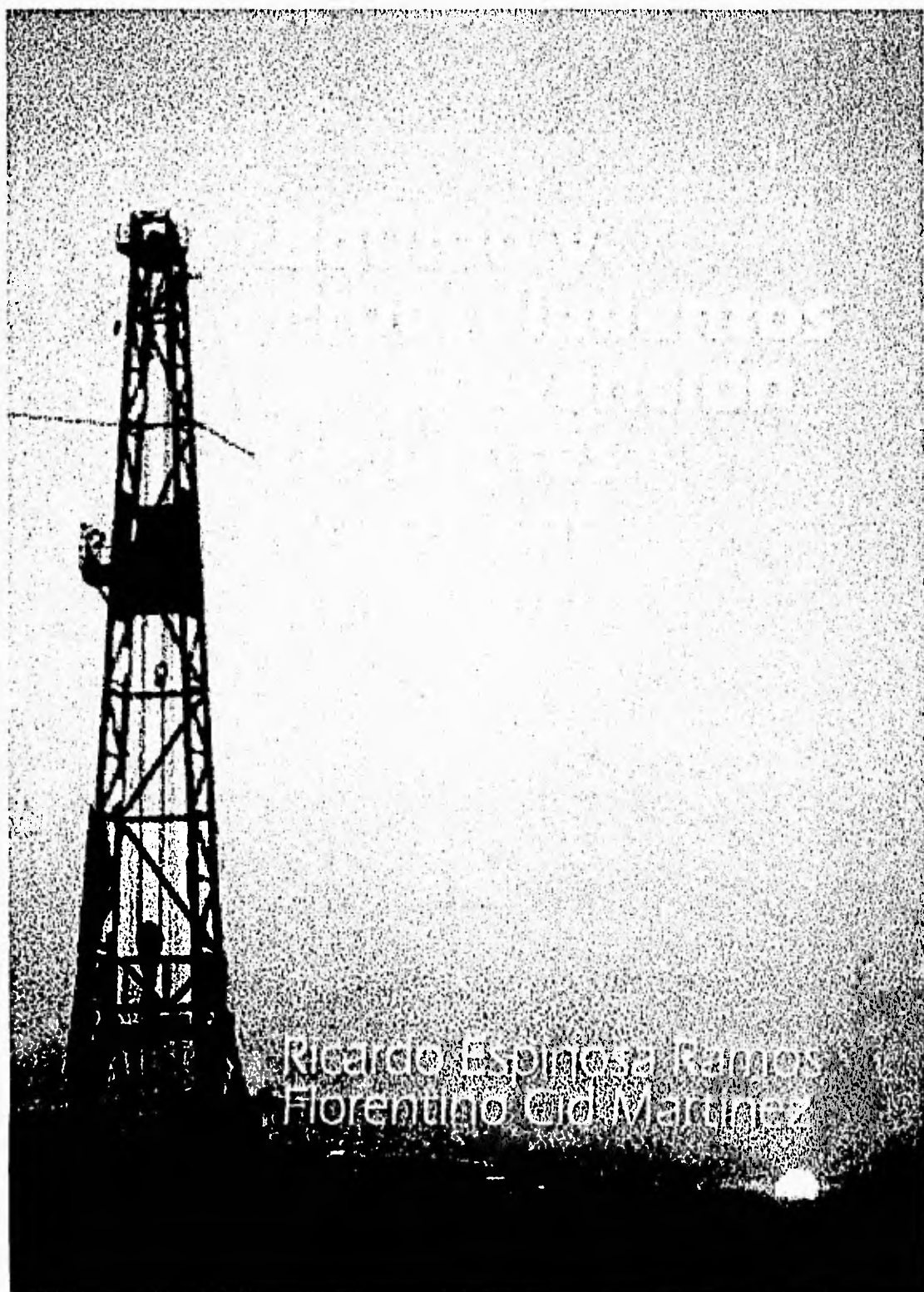
Ing. Aurelio Barcena Jannet.

Quién en los inicios de la carrera, me
motivó con sus consejos y experiencias.

Y muy en especial a Octavio Márquez y Marco Márquez
quienes siempre compartieron sus conocimientos y su
amistad de manera desinteresada.

GRACIAS

Richard.



Ricardo Espinosa Ramos
Florentino Cid Martínez

FALLA DE ORIGEN

PROCEDIMIENTO Y EQUIPO DE PREVENCIÓN DE BROTES EN POZOS PETROLEROS

CONTENIDO

INTRODUCCION

OBJETIVO DE ESTE TRABAJO	PAG.
CAPITULO I.- DEFINICION DE BROTE Y DE FLUJO DESCONTROLADO	1
CAPITULO II.- DEFINICIONES BASICAS RELACIONADAS CON LOS BROTES	4
II.1.- PRESION DE FORMACION	5
II.2.- PRESION DE FRACTURAMIENTO	10
II.3.- PRESION HIDROSTATICA	5
II.4.- GRADIENTE DE PRESION	5
II.5.- CAIDAS DE PRESION EN EL SISTEMA DE CIRCULACION	11
II.6.- PRESION DIFERENCIAL	12
II.7.- COMPORTAMIENTO DEL GAS	13
CAPITULO III.- CAUSAS DE BROTE Y DE DESCONTROL	14
CAPITULO IV.- EQUIPO DE CONTROL DE BROTE	19
CAPITULO V.- SEÑALES DE BROTE Y VERIFICACION DE POZO "MUERTO" (FLOW CHECK).	127
CAPITULO VI.- PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE POZOS	151
CONCLUSIONES	
BIBLIOGRAFIA	

INTRODUCCION

A través de los tiempos la Industria Petrolera a tenido mayores retos a vencer, uno de ellos es el control absoluto de un pozo petrolero que presenta y seguira presentando dificultades a resolver. Siendo la principal razón la diferencia de densidades entre el fluido de control y los fluidos del yacimiento.

En este trabajo tratamos de definir e interpretar de manera clara y sencilla, todos aquellos conceptos que debemos tener los ingenieros de perforación para la adecuada intervención de un pozo al intentar manifestar un brote.

No se sabe aún con exactitud cuando podría dejarse de perforar en el mundo debido a la producción excesiva, pero sí se sabe que cada vez es mucho más difícil su obtención y que al tener más claro nuestros conceptos podremos evitar el brote de pozos cada vez más profundos.

No dejamos escapar que los errores de decisiones tomadas pueden ser muy costosas , y que la tecnología cada vez es más avanzada, pero en la medida que se interpreten todos estos conceptos nos ayudaran a imaginar y a conocer medidas prácticas y eficientes en la toma de decisiones.

Este trabajo tiene como interés primordial proporcionar los conceptos básicos que actúan **antes** de llevarse a cabo el brote y conocer el equipo para su control.

OBJETIVO

Proporcionar al Ingeniero de Perforación los conceptos fundamentales y las bases, así como los procedimientos y equipo en la **PREVENCIÓN** de brotes en pozos petroleros.

Analizar los procedimientos que se deben de efectuar durante un intento de brote.

Identificar las causas e indicadores de brotes en los pozos de perforación.

Conocer e Identificar la función de los preventores.

Localizar en un esquema las partes y su función del conjunto de preventores (Koomey).

Identificar el equipo más usual como indicadores de brotes.

CAPITULO I.- DEFINICION DE BROTE Y DE FLUJO DESCONTROLADO.

Al estar perforando un pozo, se pueden distinguir tres grados de brotes, que son :

1. Amago de brote
2. Brote
3. Flujo descontrolado

AMAGO DE BROTE

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

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

BROTE

Se caracteriza por que el empuje de los fluidos invasores tienden a expulsar el fluido por la boca del pozo, sin la acción de la bomba, obligando a cerrar éste, para después controlar la descarga por estrangulamiento, teniéndose, por lo tanto, presión en el cabezal de tuberías. Sin embargo, se mantiene el control del flujo.

Al ocurrir un brote, se desaloja del pozo una cantidad de fluido de perforación, y si dicho brote no se corrige a tiempo, se podrá producir un flujo descontrolado.

El brote de los fluidos contenidos en el yacimiento de un pozo petrolero, ocurre cuando la presión de la formación o de fondo no esta equilibrada por la columna de fluidos de control utilizado.

Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficiales disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecidos para cada uno y restituyendo la presión hidrostática en un valor que contrarreste la presión de fondo.

DEFINICION DE DESCONTROL

Un descontrol se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia afuera del pozo el cual no se puede manejar a voluntad.

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

CLASIFICACION DE DESCONTROL

DESCONTROL SUPERFICIAL POR DIFERENCIA DE PRESIONES

Esto sucede cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática ($P_f > P_h$); invadiendo los fluidos de la formación el fondo del agujero, levantando la columna de fluido y expulsándola a la superficie cuando el equipo de control superficial no está cerrado.

DESCONTROL INDUCIDO

Este descontrol es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducir o sacar dicha tubería.

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.

CAPITULO II.- DEFINICIONES BASICAS RELACIONADAS CON LOS BROTOS

El control de un brote se fundamenta en la formación responsable y el uso de métodos y equipo, que permitan restablecer y mantener dentro del pozo una presión adecuada contra el yacimiento. El control está en función de la densidad del fluido , gasto, presión de bombeo, de la presión de formación y la hidrostática , así como la contrapresión impuesta por el estrangulador.

La causa fundamental para que se origine un brote , no es la magnitud de la presión de formación, si no la diferencia entre estas presiones.

Las zonas productoras de gas o aceite con presión normal contienen suficiente presión como para causar un descontrol.

Para comprender e interpretar los fenómenos físicos cuando ocurre un brote o descontrol, es necesario definir algunos conceptos, como son :

1. La presión hidrostática
2. Presión de formación
3. Caídas de presión del sistema de circulación
4. Presión diferencial
5. Comportamiento del gas

Presión: se define como la fuerza aplicada a una unidad de área, su fórmula es :

Presión= fuerza / área , y se expresa en kg/ cm 2 o lb/pg2

PRESION HIDROSTATICA

Es la presión ejercida por una columna de fluido debido a su densidad y altura, y se expresa en kg/cm^2 o lb/pg^2 .

Para el caso de pozos direccionales, la profundidad a considerar es la vertical y no la profundidad desarrollada.

Densidad : es la masa (gramos) de una sustancia por unidad de volumen (cm^3), y se expresa en gr/cm^3 .

GRADIENTE DE PRESION

Es la presión hidrostática resultante de la presión ejercida por un fluido de una densidad dada, actuando sobre una unidad de longitud unitaria (profundidad), y se expresa en $\text{kg/cm}^2/\text{m}$ o $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$.

PRESION DE FORMACION

Es definida como la presión a la que se encuentran los fluidos (aceite, agua y gas) dentro del espacio poroso de las rocas en cualquier punto dentro de la formaciones. Es consecuencia principalmente del peso de las rocas subprayacentes, esto es la sobrecarga ejercida en cualquier punto, afectada por el valor de autoaporte de la roca.

La severidad de un brote depende de varios factores, uno de los más importantes es la permeabilidad de la roca.

Una roca con alta permeabilidad y porosidad, tendrá más posibilidad de provocar un brote que una roca con baja permeabilidad y porosidad.

Las presiones de formación se clasifican en :

1. Normales
2. Subnormales
3. Anormales del agua salada.

Formaciones con presión normal : son aquellas que se pueden controlar con densidades del orden de la del agua salada.

Las densidades del fluido requerido para controlar estas presiones es el equivalente a un gradiente de presión de 0.100 a 0.107 kg/cm² /m.

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

Para la costa del golfo de México se tiene un gradiente de 0.107 kg/cm² /m (100,000 ppm NaCl).

Formaciones con presión subnormal : son aquellas que se pueden controlar con una densidad menor que la del 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 u otras vías del yacimiento, causando su depresionamiento.

Formaciones con presión anormal. Son aquellas en que la presión de formación es mayor a la que se considera como normal. Las densidades del fluido requerido para controlar estas presiones equivalen a gradientes hasta de $0.225\text{kg/cm}^2 / \text{m}$.

Estas presiones se generan usualmente 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 éstos parte de la presión de sobrecarga.

Algunas formaciones están usualmente asociadas con gruesas capas de lutitas arriba y abajo de una formación porosa.

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

1. Datos de sismología (antes de la perforación)
2. Parámetros de penetración (durante la perforación)
3. Registros eléctricos.(después de la perforación)

Las investigaciones recientes en la técnica de sismología han permitido determinar la densidad de los fluidos que saturan las formaciones porosas , ya que con la técnica se logran detectar muy pequeños cambios de velocidad de propagación de onda sísmica a través de las rocas saturadas del fluido, siendo mayores las velocidades cuando mayor es la densidad de los fluidos y ésta a su vez va en proporción a la presión. Además la velocidad de propagación de la onda sísmica a través de la formación depende de otros factores como es la relación roca fluido.

El procesado de la información sismológica permite determinar las variaciones en la porosidad a similitud de un registro sísmico, por lo que, correlacionando estas informaciones se pueden detectar variaciones de presiones de formación.

Existe una gran variedad de indicadores superficiales usados en la detección de presiones anormales durante la perforación, aunque como la regla general, la ocurrencia de cambio en algunos de ellos no es suficiente para indicar en forma definitiva una zona con presión anormal.

Los indicadores son :

1. Ritmo de penetración
2. Momento de torsión
3. Presión de bombeo del fluido
4. Incremento en el volumen de fluido
5. Registro del fluido

Ritmo de penetración. Es un hecho bien conocido que el ritmo de penetración depende también de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de fluido y la de formación perforada.

A partir de experimentos de campo se ha demostrado que el ritmo de penetración disminuye al incrementarse la presión hidrostática ejercida por el fluido; debido en parte a la reperfuración de los recortes y partículas de la roca retenidas en el fondo del agujero por presión diferencial y secundariamente, represionamiento de la roca que aumenta su cohesión.

Un incremento en el ritmo de penetración cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el fluido , frecuentemente se interpreta como la existencia de una zona de presión anormal.

Dos conceptos importantes que influyen en el ritmo de penetración son:

1. Gradiente de presión de sobrecarga
2. Presión de fracturamiento

PRESION DE SOBRECARGA

Esta presión se debe al peso de las rocas junto con los fluidos que contiene.

Para la costa del Golfo de México, se tiene un gradiente de sobrecarga de 0.231kg/cm²/m. Sin embargo, para los casos particulares es conveniente su determinación, ya que con frecuencia ocurren variaciones considerables .

El valor utilizado fue sacado de la gráfica de comportamiento del gradiente de presión en el área de la costa del Golfo de México .

PRESION DE FRACTURAMIENTO

Es la presión a la cual se presenta una falla mecánica de la formación, originando caída de fluido hacia la misma.

Aunque los términos presión de fracturamiento y gradiente de fracturamiento no son técnicamente los mismos, a menudo se emplean para designar al mismo.

Existen varios métodos para calcular los gradientes de fracturamiento de la formación, propuesta por los siguientes autores :

1. Hubert y Willis
2. Mattews y Kelly
3. Eaton.

El método para determinar el gradiente de fracturamiento, en el campo es el que se denomina " Prueba de Goteo ".

La importancia de conocer los gradientes de presiones de formación y presiones de fracturamiento es vital, puesto que se tendrán los parámetros necesarios para determinar la densidad adecuada del fluido de perforación al ir perforando la columna estratigráfica y evitar posibles fracturamientos a las formaciones expuestas así como para evitar el flujo de los fluidos de invasión.

Esta implica que se debe tener una adecuada densidad del fluido de control, de acuerdo con la profundidad y características de las formaciones perforadas. Además conociendo el gradiente de fracturamiento se puede seleccionar el lugar de asentamiento de las tuberías de revestimiento que se instalen.

CAIDAS DE PRESION EN EL SISTEMA DE CIRCULACION

En un sistema de circulación con fluido de perforación, la presión de circulación es creada por las bombas del equipo.

Las caídas de presión por fricción se manifiestan desde la descarga de la bomba hasta la línea de descarga.

Esta última caída de presión es muy importante, ya que puede señalar un posible desequilibrio entre la presión del fondo y la presión hidrostática cuando se está circulando.

Durante la circulación, el sistema del fluido incorpora una presión en el fondo del pozo un poco mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido, esta presión adicional (originada por fricción en el espacio anular) añadida, es la presión real en el fondo del pozo y convertida a densidad, se llama densidad equivalente de circulación.

Las caídas de presión en cada uno de los elementos del circuito de circulación dependen principalmente de :

1. Densidad del fluido
2. Viscosidad aparente
3. Punto de cedencia
4. Efecto de gelatinosidad (tixotropia)
5. Diámetro interior de las tuberías
6. Geometría del espacio anular
7. Velocidad de bombeo o "gasto"
8. Coeficiente de fricción
9. La longitud de cada elemento

PRESION DIFERENCIAL

Generalmente, el fluido de perforación pesa más que los fluidos de un yacimiento; sin embargo, cuando ocurre un brote, los fluidos que entran al pozo causan desequilibrio de densidades entre el fluido no contaminado dentro de la tubería de perforación y el contaminado en el espacio anular.

Esto origina que la presión registrada al cerrar el pozo sea mayor en el espacio anular que la tubería de perforación en la superficie.

La tubería de perforación y el agujero se pueden describir como un sistema comunicado tipo " U " cuando los fluidos en uno de los lados del sistema son más ligeros que en el otro, el sistema no estará en equilibrio.

La presión desarrollada en el fluido con el fluido de menor densidad hace que el sistema busque retornar al equilibrio.

Transmisión de presión. La característica del fluido de ser transmisor de las presiones no se deteriora con el flujo; cuando el flujo está en movimiento y se impone sobre él una presión, ésta se trasmite íntegramente a cualquier otra parte del sistema.

Si dicha presión se aplica en el espacio anular debido al efecto de un estrangulador ajustable se transmitirá totalmente a través de todo el sistema y será registrada en el manómetro del tubo vertical " stand pipe " como una presión adicional a la de bombeo.

COMPORTAMIENTO DEL GAS

La principal diferencia entre trabajar con un gas y un líquido es que para todas las situaciones comunes un líquido no es compresible, mientras que un gas es altamente compresible.

Cuando ocurre un brote de gas y el pozo se cierra, la burbuja emigrará hacia la parte superior del pozo; esta migración es causada por diferencia de densidad entre el gas y el fluido.

Al ascender a la superficie esa especie de burbuja de gas y al expanderse aumentará la presión en el cabezal del espacio anular y dentro del pozo, debido a que por la baja densidad del gas y la reducida cantidad de líquido dentro del pozo, la presión hidrostática contrarrestará solamente en parte la presión de formación, manifestándose por tanto una alta presión en los cabezales y en las partes del pozo donde se encuentre la burbuja de gas.

CAPITULO III .- CAUSAS DE LOS BROTES Y DESCONTROLES

Los brotes ocurren como resultado de que la presión de formación es mayor que la ejercida por la presión hidrostática del fluido, lo cual causa que los fluidos fluyan hacia el pozo y ocurra el brote, originado por:

1. Densidad insuficiente del fluido
2. Llenado insuficiente durante los viajes
3. Sondeo del pozo al sacar la tubería demasiado rápido
4. Contaminación del fluido con gas
5. Caídas de circulación

Densidad insuficiente del fluido. La densidad insuficiente del fluido es una de las causas predominantes por las que se originan los brotes. En los últimos años se ha hecho énfasis en perforar con densidades de fluido mínimas con el objeto 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, los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo y producir un brote.

Los brotes causados por las densidades insuficientes de fluido pudieran parecer tener la solución obvia de perforar con densidades de fluido altas, sin embargo, ésto no es lo más viable por varias razones:

1. Se puede exceder la presión de fracturamiento de la formación e inducir una caída de circulación.
2. Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
3. Se reduce significativamente la velocidad de penetración.

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

Llenado insuficiente durante los viajes. El llenado insuficiente del pozo durante los viajes, es otra de las causas predominantes de que ocurran los brotes. A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel del fluido dentro del mismo disminuye debido a que el volumen de acero de la tubería desplaza una cierta cantidad del fluido, 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 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 más pesada.

De acuerdo con las normas del API, al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con fluido, antes de que la presión hidrostática de la columna de fluido acuse una disminución de 5 kg/cm² o cada cinco lingadas de tubería de perforación, lo que da un decremento menor en la presión hidrostática.

Esto implica que se le debe indicar al perforador el número de lingadas de tubería de perforación o lastrabarrenas que puedan sacar del pozo antes de llenar nuevamente el

espacio anular, así como el volumen de fluido requerido para llenar el pozo cada vez que se realice un viaje de tubería.

Sondeo del pozo al sacar tubería. El efecto de sondeo se refiere a la acción del pistón y cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo.

Es decir; cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el fluido con mayor rapidez que la que el fluido tiene para caer por la sarta y la barrena.

En algunos ocasiones la barrena o los estabilizadores se " embolan " con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

Si esta reducción de presión es lo suficiente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo a la de formación, dará origen a un desequilibrio que podrá causar un brote.

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

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

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

Contaminación del fluido con gas. Los brotes se pueden originar debido a una reducción en la densidad del fluido a causa de la presencia del gas contenido en la roca cortada por la barrena.

Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca substancialmente la densidad del fluido. Al reducir ésta lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si éste es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo las forma de burbujas o espuma. Una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie gran volumen debido a su expansión.

Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en descontrol, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

1. Reducir el ritmo de penetración
2. Aumentar el gasto de circulación
3. Anular el tiempo necesario para desgasificar el fluido

Caída 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:

1. Caídas naturales o intrínsecas
2. Caídas mecánicas o inducidas

Al ocurrir caída de circulación , baja el nivel del fluido en el pozo, reduciendo la presión hidrostática a un valor menor que la presión de formación, esto ocurre cuando se perforan rocas de alta permeabilidad, misma que favorece a que ocurra el brote, invirtiéndose las presiones.

Con el objeto de reducir las caídas de circulación se recomienda lo siguiente:

1. Emplear la densidad mínima de fluido que permita el pozo.
2. Mantener el mínimo de sólidos en el fluido.
3. Agregar aditivos lubricantes que reducen la fricción.
4. Mantener los valores reológicos en condiciones óptimas de operación.
5. Reducir las caídas de presión por fricción en el espacio anular.
6. Evitar incrementos bruscos de presión.
7. Reducir la velocidad de introducción de la sarta.

CAPITULO IV. EQUIPO DE PREVENCION Y CONTROL DE BROTES

El conjunto de elementos que componen el sistema de preventores es compuesto básicamente por:

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. (Fig. 1)

Por diseño puede ser roscable, soldable, bridado o integrado; además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores .

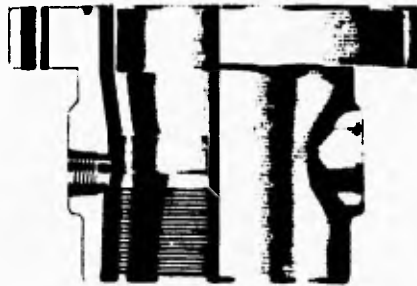
Las salidas laterales del cabezal, pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencias estrictamente.

Cuando las líneas no estén instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

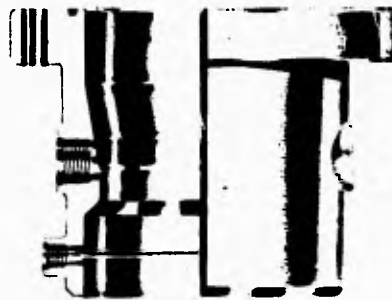
El API (Instituto Americano del Petróleo) establece las siguientes especificaciones para el cabezal de tubería de revestimiento:

1. La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.
2. Resistencia mecánica y capacidad de presión acorde a las bridas API y a la tubería en que se conecten.

3. Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la tubería de revestimiento en se conecta.
4. Resistencia a la compresión para soportar las siguientes tuberías de revestimiento que se van a colocar.



CABEZAL ROSCADO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO



CABEZAL SOLDABLE DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Carrete de control. Se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. (Fig.2)

El API (Instituto Americano del Petróleo) permite que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales , eliminando con esto el carrete de control con la gran ventaja de disminuir la altura de conjunto de preventores, así como el número de bridas que , como se mencionó , es el punto más débil del conjunto.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar carrete , ya que están sujetos a la erosión y resulta más económico cambiar un carrete que un preventor ; también se dispone de mayor espacio entre preventores , lo que facilita la operación de introducir tubería a presión.

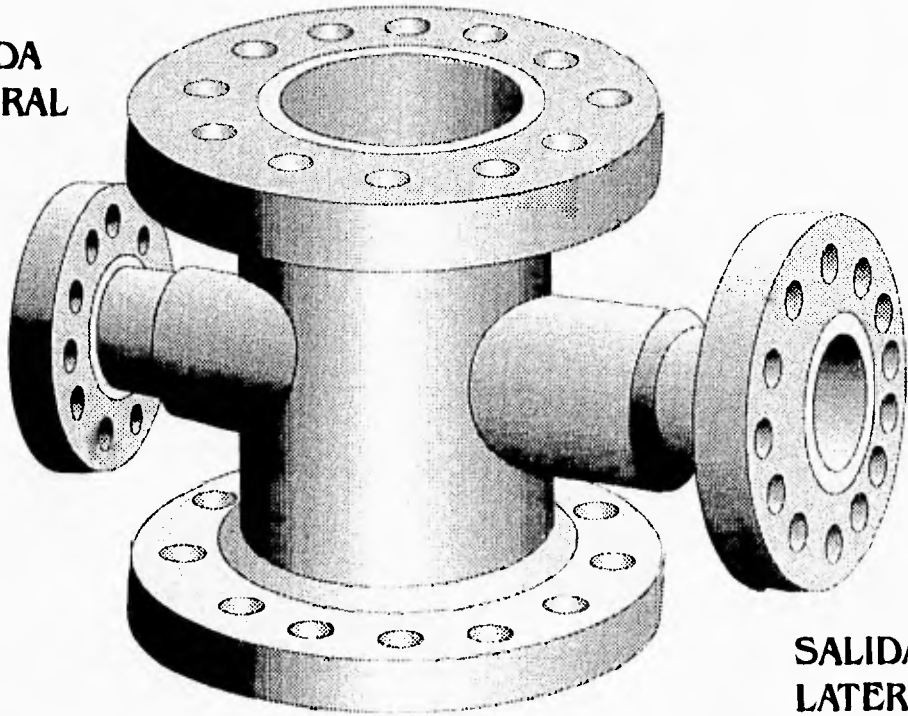
Especificaciones y recomendaciones de operación :

Para rangos de presión de trabajo de 2000 y 3 000 lbs/pg² las salidas laterales deben ser de un diámetro mínimo de 2 pg. y ser bridadas o de grampa.

El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo. Tomando en consideración las ventajas que se mencionaron anteriormente, es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte superior del carrete de control.

Para rangos de presión de trabajo 5 000 ,10 000, 15 000 lbs/pg² las salidas deben ser de un diámetro mínimo de 2 pg. para la línea de matar y de 3 pg. para línea de estrangular. El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.

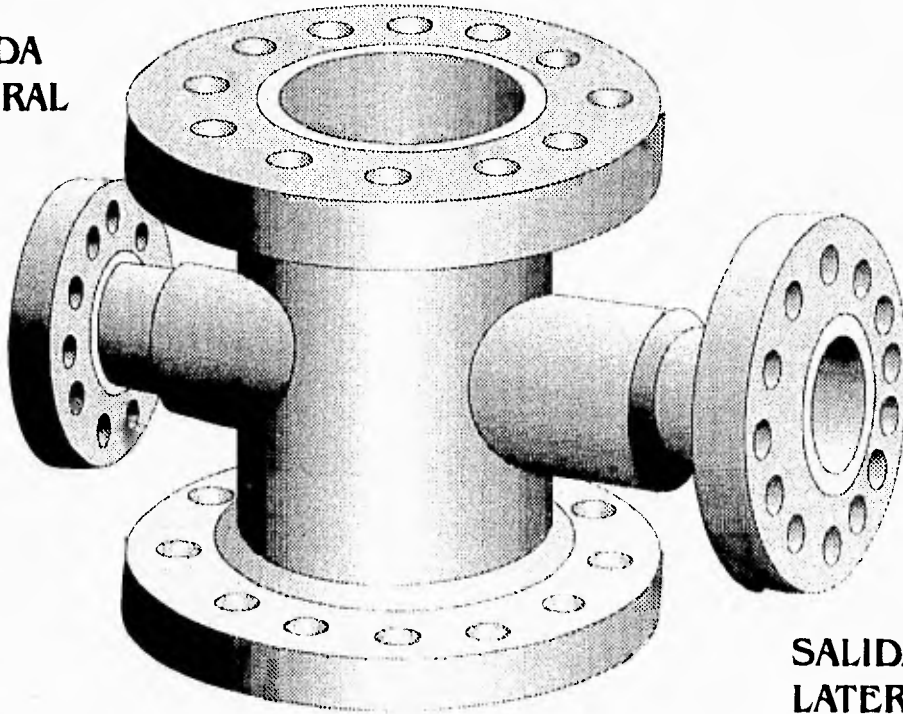
**SALIDA
LATERAL**



**SALIDA
LATERAL**

FIG. 2 CARRETE DE CONTROL

**SALIDA
LATERAL**



**SALIDA
LATERAL**

FIG. 2 CARRETE DE CONTROL

Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular , con el objeto de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva al pozo. Estas salidas pueden ser utilizadas como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso al tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas .

PREVENTORES

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

Tipo de preventores , su diseño y características de uso :

De acuerdo a sus características de diseño , para diferentes condiciones de uso, existen ; preventores de compuerta y preventores anulares.

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

Cuando los riesgos son pequeños y conocidos tales como :

1. Profundidad moderada del pozo.
2. Presiones de formación normales.
3. Areas desérticas o montañosas , alejadas de los grandes centros de población.

Un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

El riesgo es mayor cuando se tiene:

1. Presiones de formación anormales
2. Formaciones de alta permeabilidad
3. Pozos de gran profundidad
4. Areas densamente pobladas
5. Grandes concentraciones de personal y equipo, como el caso de barcos y plataformas marinas, el arreglo requerido debe ser más completo y en consecuencia de mayor costo.

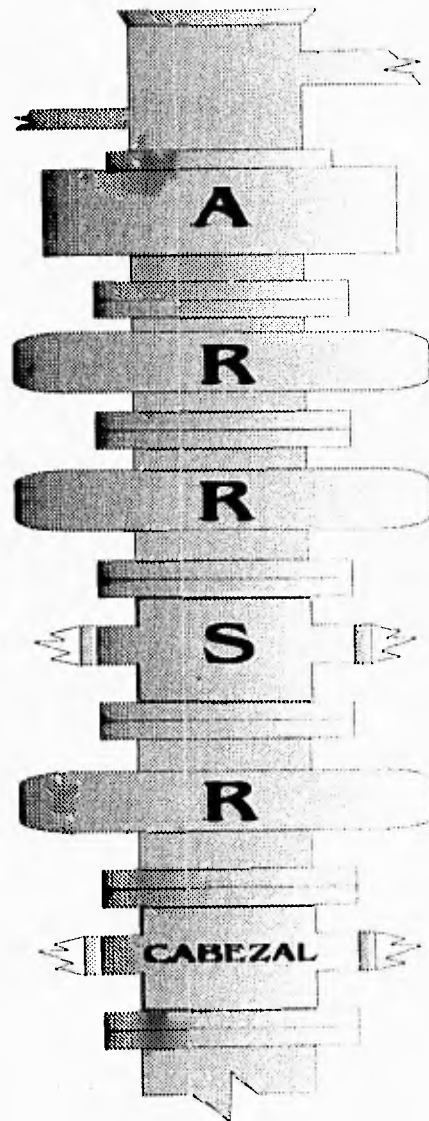
La clasificación típica de API para conjuntos de preventores se basa en el rango de presión de trabajo.

Los arreglos que el API recomienda corresponden a presiones de trabajo de 2 000, 3000, 5000, 10 000 y 15 000 lbs/pg2. (Fig. 3, 4, 5 , 6 , 7 , 8 , 9 , 10 ,11, 12.)

La clave API empleada en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

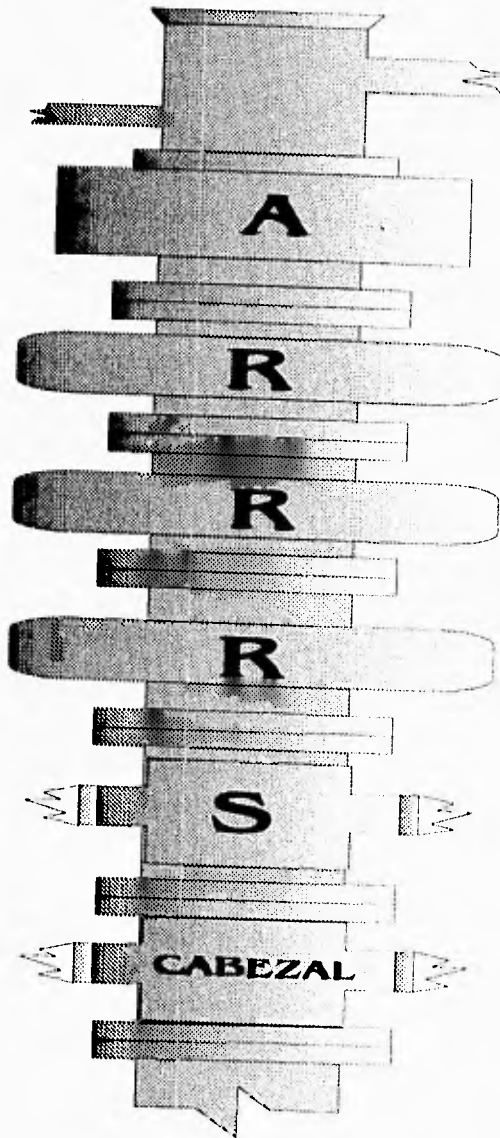
- A** Preventor anular.
- R** Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.
- RD** Preventor doble de arietes para tubería de perforación, ciegos , variables o de corte
- S** Carrete de control con salidas laterales.

**ARREGLO RSRRRA (PREVENTOR DOBLE
DE ARIETES OPCIONAL)**



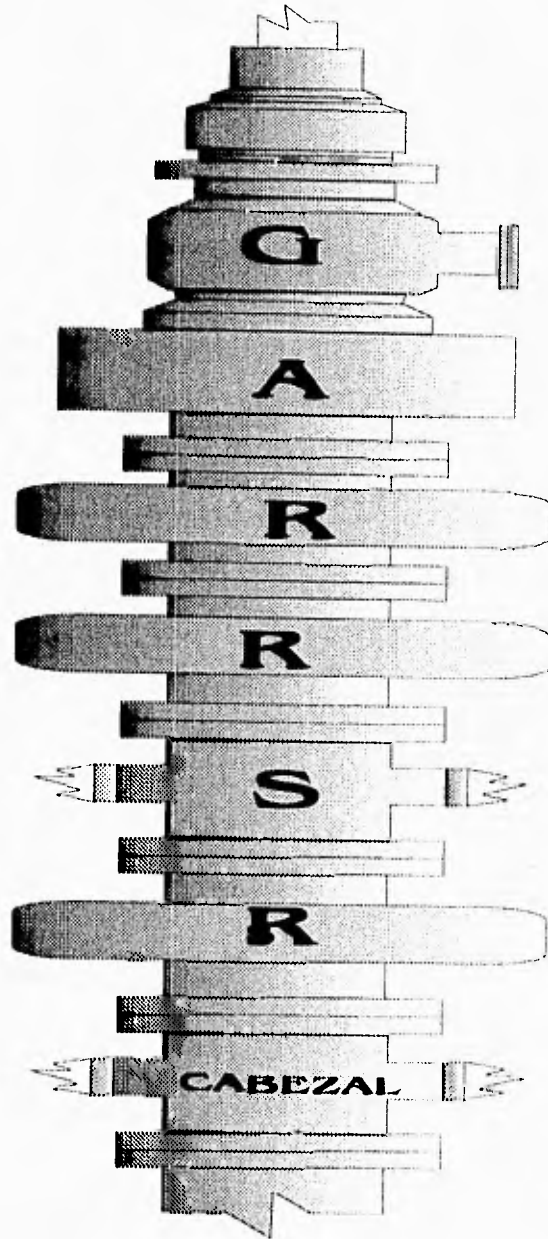
**FIG. 3 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
10,000 Y 15,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

**ARREGLO SRRRA (PREVENTOR DOBLE
DE ARIETES OPCIONAL)**



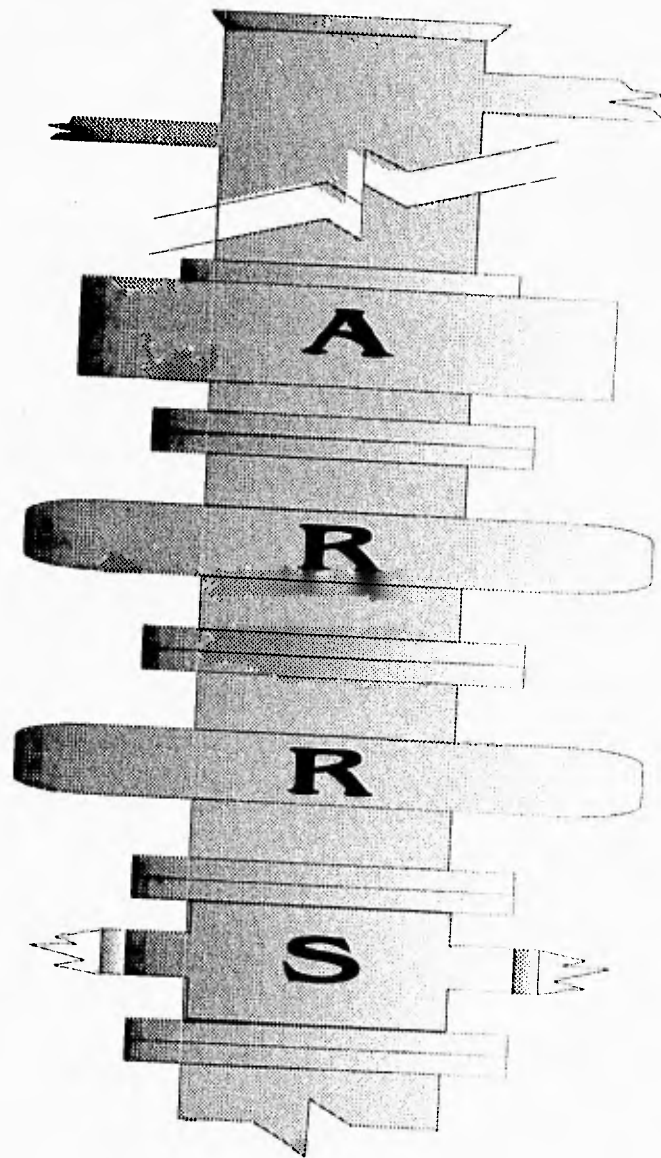
**FIG. 4 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
10,000 Y 15,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

**ARREGLO RSRRAG (PREVENTOR DOBLE
DE ARIETES OPCIONAL)**



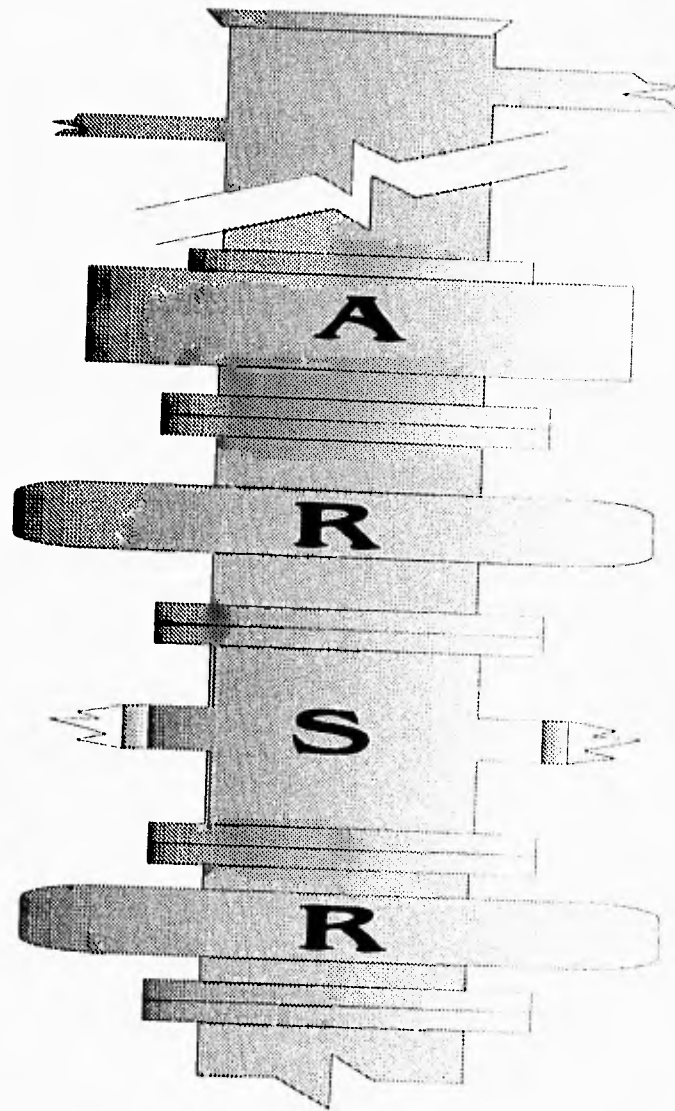
**FIG. 5 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
10,000 Y 15,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

**ARREGLO SRRA (PREVENTOR DOBLE
DE ARIETES OPCIONAL)**



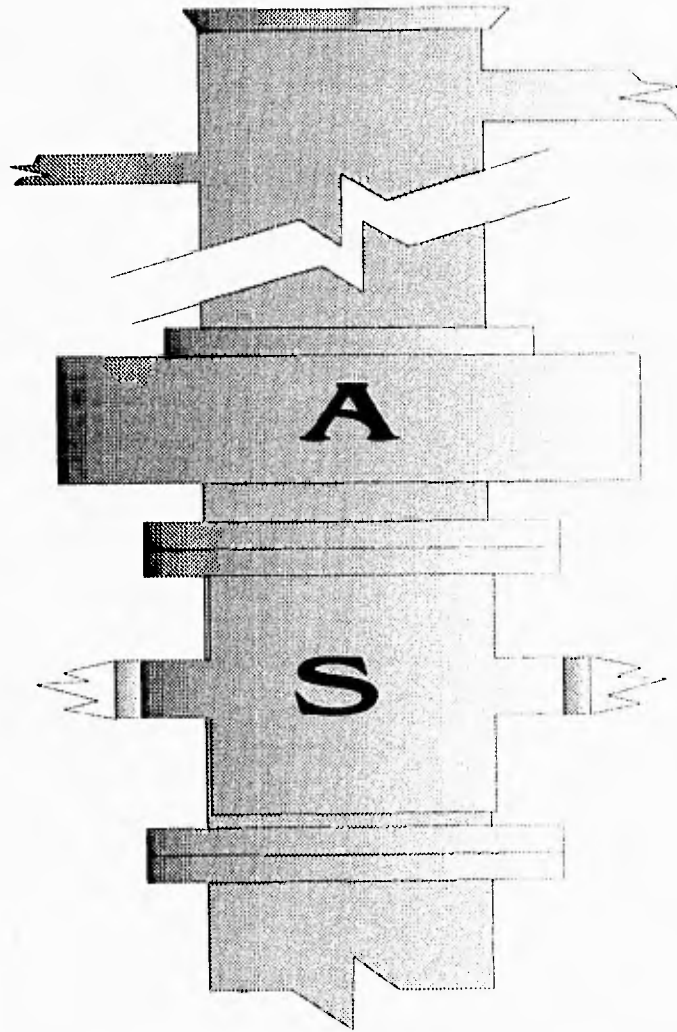
**FIG. 6 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
3,000 Y 5,000 lb/pg² DE PRESION DE TRABAJO**

ARREGLO RSRA



**FIG. 7 ARREGLO TIPO DE PREVENTOR PARA
3,000 Y 5,000 lb/pg² DE PRESION DE TRABAJO**

ARREGLO SA



**FIG. 8 ARREGLO TIPO DE PREVENTOR PARA
2 ,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

ARREGLO SRR

(PREVENTOR DOBLE DE ARIETES OPCIONAL)

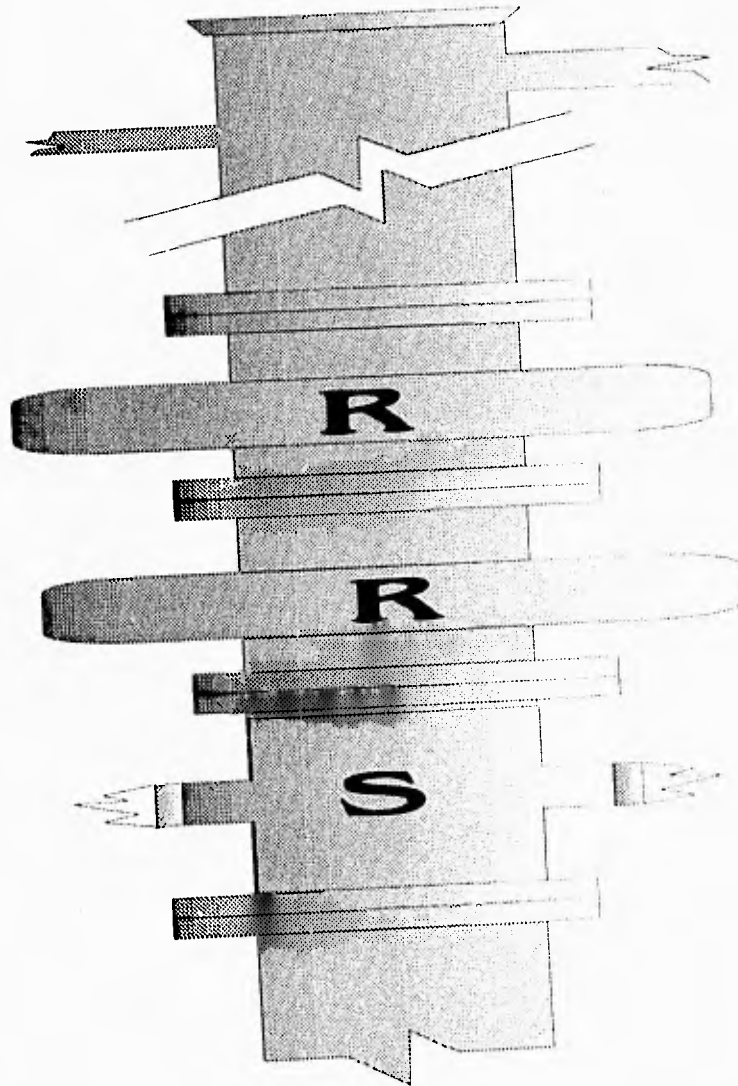
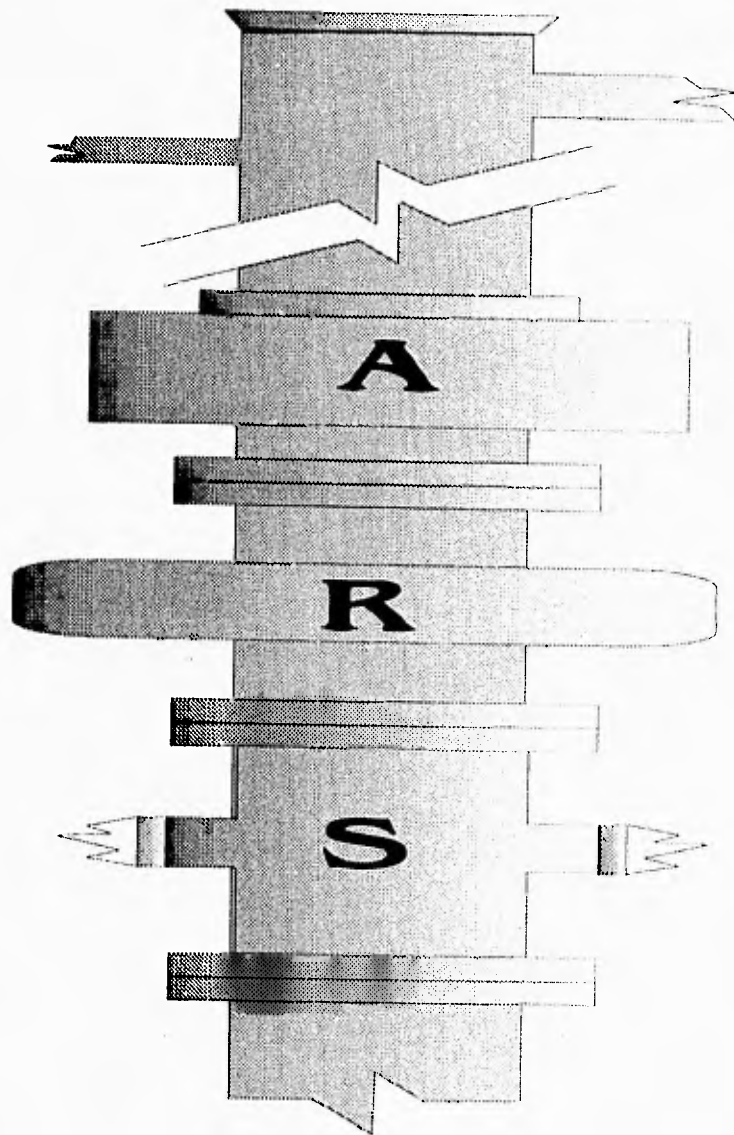


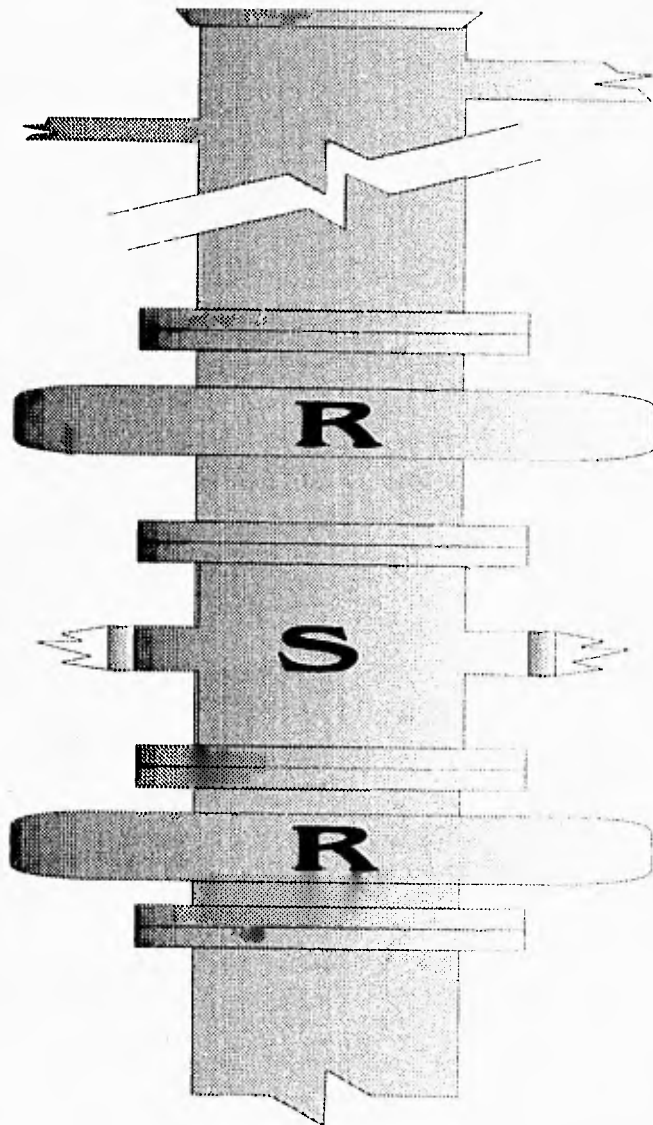
FIG. 9 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
2,000 lb/pg² DE PRESION DE TRABAJO

ARREGLO SRA



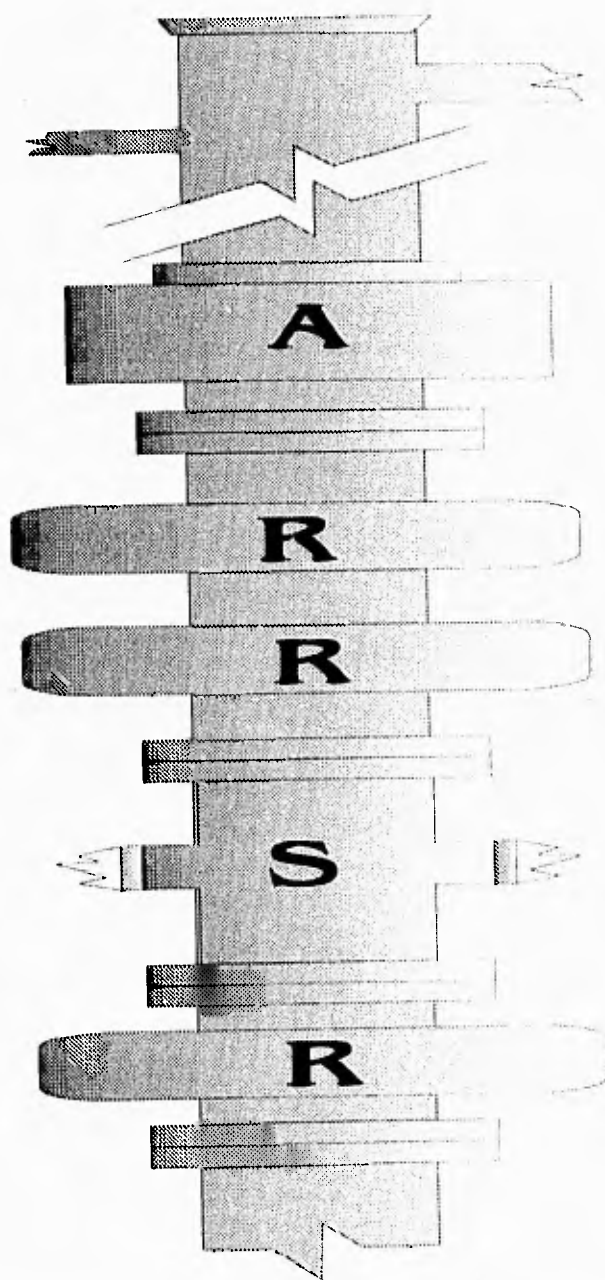
**FIG. 10 ARREGLO TIPO DE PREVENTOR PARA
2 ,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

ARREGLO SA



**FIG. 11 ARREGLO TIPO DE PREVENTOR PARA
2 ,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO**

**ARIETES
CIEGOS**



**FIG. 12 ARREGLO TIPICO DE PREVENTOR PARA
2,000 lb/pg"2 DE PRESION DE TRABAJO 13 5/8 pg**

El arreglo básico de un conjunto de preventores es :

1. **Carrete de control**
2. **Preventor con arietes ciegos**
3. **Preventor con arietes para tuberías de perforación**
4. **Preventor anular**

Elementos de control del espacio anular, cuando se tiene pozo cerrado:

1. **Múltiple de estrangular**
2. **Línea de descarga a presión**

Los elementos de control del espacio anular, permiten realizar maniobras a preventor cerrado. Originalmente los preventores se operaban manualmente, pero hoy en día se operan hidráulicamente a control remoto.

Para operaciones terrestres, los preventores tienen seguros manuales.

Los preventores se pueden dotar con arietes para cerrar sin tubería dentro del pozo , o con arietes para cerrar contra tubería . A los arietes para cerrar sin tubería dentro del pozo se les llama arietes ciegos.

Algunos preventores son unidades dobles o triples , con dos o tres juegos de arietes en un solo cuerpo.

Los arietes se operan por medio de pistones de acción doble que están dentro de un cilindro, impulsados por aceite a presión.

El arreglo básico de un conjunto de preventores es :

- 1. Carrete de control**
- 2. Preventor con arietes ciegos**
- 3. Preventor con arietes para tuberías de perforación**
- 4. Preventor anular**

Elementos de control del espacio anular, cuando se tiene pozo cerrado:

- 1. Múltiple de estrangular**
- 2. Línea de descarga a presión**

Los elementos de control del espacio anular, permiten realizar maniobras a preventor cerrado. Originalmente los preventores se operaban manualmente, pero hoy en día se operan hidráulicamente a control remoto.

Para operaciones terrestres, los preventores tienen seguros manuales.

Los preventores se pueden dotar con arietes para cerrar sin tubería dentro del pozo , o con arietes para cerrar contra tubería . A los arietes para cerrar sin tubería dentro del pozo se les llama arietes ciegos.

Algunos preventores son unidades dobles o triples , con dos o tres juegos de arietes en un solo cuerpo.

Los arietes se operan por medio de pistones de acción doble que están dentro de un cilindro, impulsados por aceite a presión.

El empaque frontal del ariete está vulcanizado, y reforzado con acero, y tiene una reserva efectiva de hule autoalimentable. El hule es sintético y resistente al aceite . Se puede mover la tubería teniendo el preventor cerrado, pero esto limita la vida útil del ariete .

Cuando se hace esta operación la presión de cierre no debe exceder a la recomendada por el fabricante.

Si los arietes para tubería de perforación se cierran arriba de el hombro de la junta de perforación, evitará que la presión del pozo empuje a la tubería. En una emergencia, los arietes se pueden usar para soportar el peso de la sarta de perforación, recargando la junta sobre los arietes ya cerrados y cerrando los candados de los arietes.

Los preventores anulares cuentan con un grueso elemento de hule sintético en forma anular, (cónico- cilíndrico) que pueden cerrar con o sin tubería dentro del pozo, cuando se le cierra hidráulicamente.

Los reguladores controlan verticalmente la presión de cierre. Cuando es necesario mover o girar la tubería teniendo la presión en el espacio anular , el regulador de presión se debe ajustar para que permita una ligera fuga entre la tubería y el hule y con esto se deteriora menos el empaque de hule . Las juntas de la tubería se pueden mover a través del preventor anular cerrado , aunque esto no es aconsejable.

El preventor anular se puede cerrar y obtener un sello, sin tener tubería dentro del pozo, o contra un cable de acero; ésto no debe hacerse normalmente por que se somete al elemento de sello a esfuerzos excesivos. Las pruebas de rutina del preventor anular deben hacerse cerrándolo contra tubería a la presión recomendada por los fabricantes.

Un preventor anular tiene ventajas sobre un solo preventor de arietes:

1. Puede cerrar contra lastrabarrenas, kelly o cualquier segmento de una sarta de perforación de dos más tamaños inclusive sobre una junta.
2. Puede cerrar contra otras herramientas, tales como cables de registros, tubería flexible.
3. Estando cerrado, se puede mover la sarta verticalmente o girar la tubería, estos movimientos deben ser moderados.
4. Se puede cerrar el pozo mas aprisa, puede cerrar contra Kelly, sin esperar a que aparezca algún tubo de la sarta.
5. Se puede meter o sacar la sarta de perforación, existiendo presión en el pozo, con ciertas limitaciones.
6. Se puede cerrar sin tener tubería dentro del pozo.
7. Tamaño y presión de trabajo de los preventores.

El tamaño del preventor se debe diseñar para que por su interior pasen la barrena, la tubería de revestimiento. El tamaño nominal de los preventores debe estar acorde con el diámetro exterior de la tubería de revestimiento y a su vez con el tamaño nominal de los cabezales.

Todos los preventores , carretes, líneas y válvulas sujetos a presión deben ser de presión de trabajo igual o que exceda la máxima presión superficial esperada, la máxima presión superficial se tendrá cuando ocurra un brote de gas.

Algunos preventores tienen salidas laterales que pueden usarse para conectar alguna conexión para descargar la presión o matar el pozo, sustituyendo así al carrete de perforación.

Para la mejor comprensión del equipo de control se recurrió a figuras de equipo representativo.

Para ilustrar los preventores de compuerta se escogió el Cameron Tipo U y el de compuertas Hydril tipo "V". (FIG.13)

El preventor de arietes tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos de arietes que se requieren en los arreglos de los conjuntos de preventores.

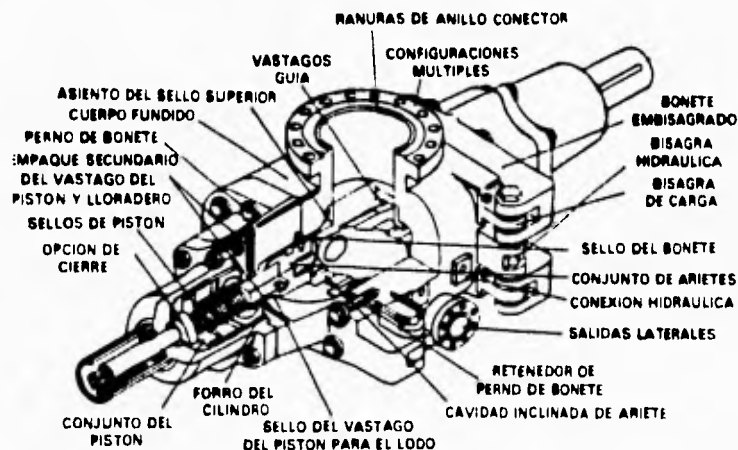


FIG. 13 PREVENTOR DE ARIETES HYDRIL TIPO "V"

ARIETES DE PREVENTORES

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente. Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes :

1. **ARIETES PARA TUBERIA**
2. **ARIETES VARIABLES**
3. **ARIETES DE CORTE**

ARIETES PARA TUBERIA

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal que proveen una reserva efectiva de caucho autoalimentable. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente. (FIG. 14)

CARACTERISTICAS

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre.

Cuando existe presión en el pozo, evita la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.

En casos de emergencia, permite colgar la sarta cerrando los candados del preventor.

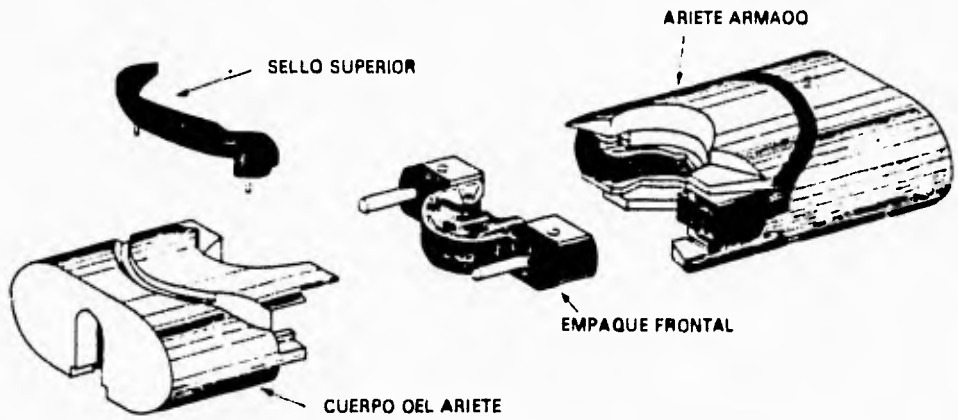


FIG. 14 ARIETE CAMERON PARA TUBERIA

ARIETES VARIABLES.

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

La tabla 1 muestra los rangos de cierre para diferentes tamaños de preventores (como ejemplo)

TABLA 1

TAMAÑO pg	PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	RANGO DE CIERRE DE ARIETES VARIABLES pg
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
16 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

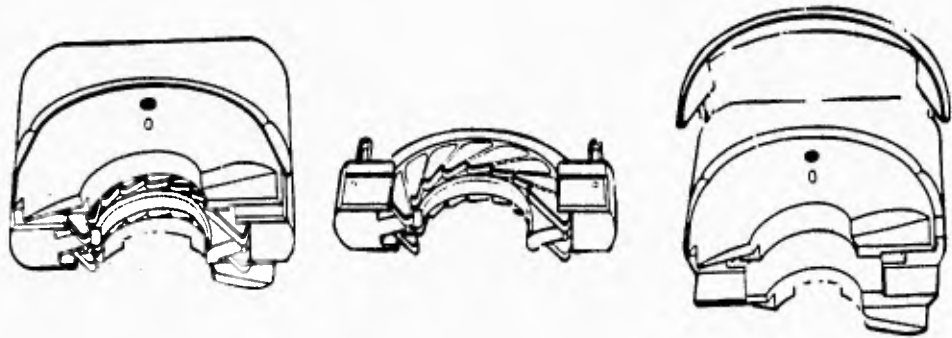


FIG. 15 COMPUERTAS VARIABLES CAMERON

ARIETES DE CORTE

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaque frontales de las cuchillas .

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.

Si la capacidad del mecanismo de accionamiento de los preventores resulta insuficiente para efectuar correctamente las operaciones de corte, puede ser necesario cambiar dicho mecanismo por otro de mayor capacidad. (FIG. 16)

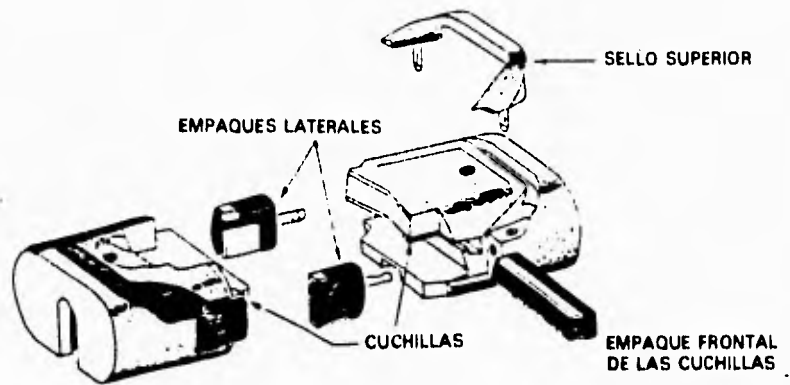


FIG. 16 ARIETE DE CORTE CAMERON

PREVENTORES DE COMPUERTA

Se dice que son preventores de compuertas, por que su sistema de cierre es a través de dos compuertas, que se desplazan perpendicularmente al eje del preventor, las cuales al encontrarse sellan al rededor de la tubería cuando la hay en el pozo, o contra sí misma cuando no la hay, bloqueando el flujo de fluido.

A las compuertas que cierran el pozo alrededor de la tubería de perforación se le conoce como compuertas anulares, ya que cierran solamente el espacio anular del pozo. (FIG. 17)

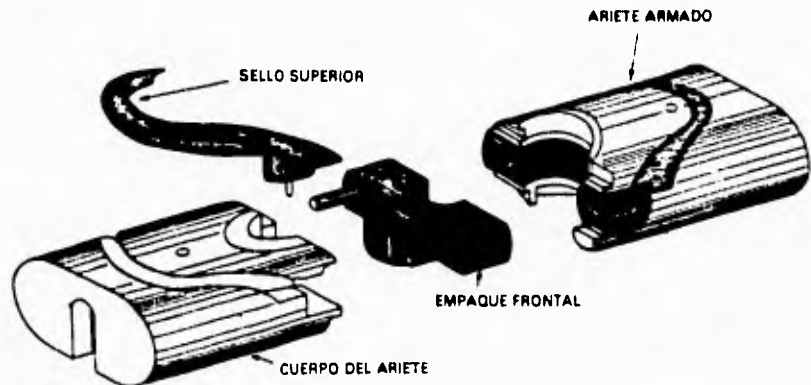


FIG.17 ARIETE PARA TUBERIA CAMERON

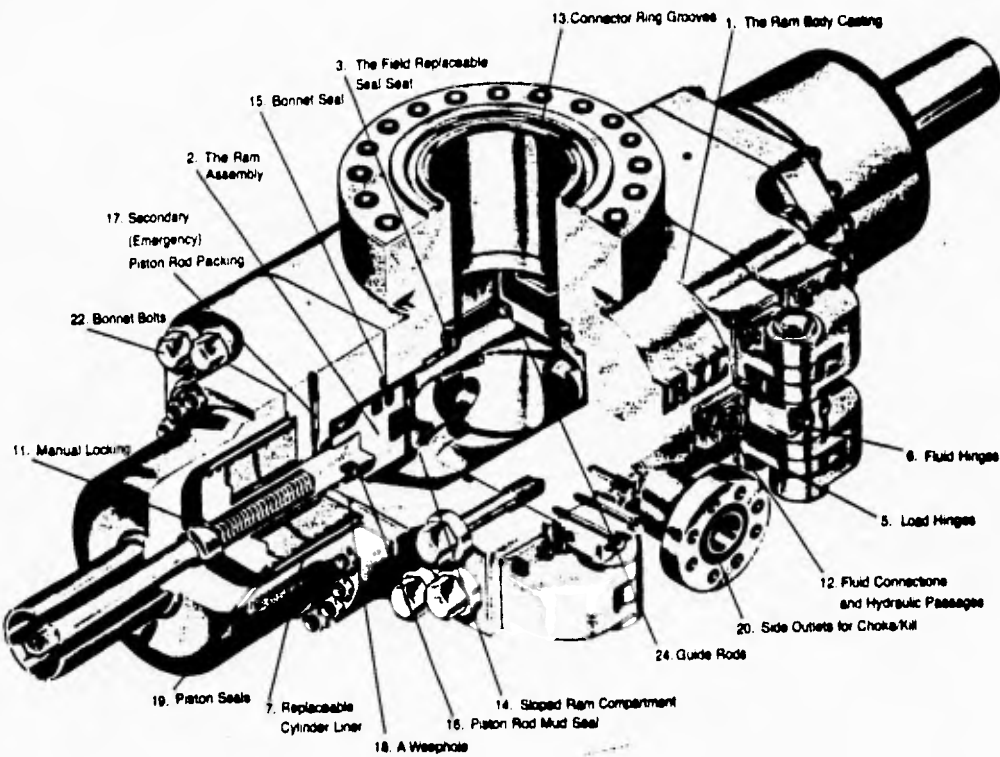


FIG. 18 PREVENTOR DE COMPUERTA TIPO "V" HYDRIL

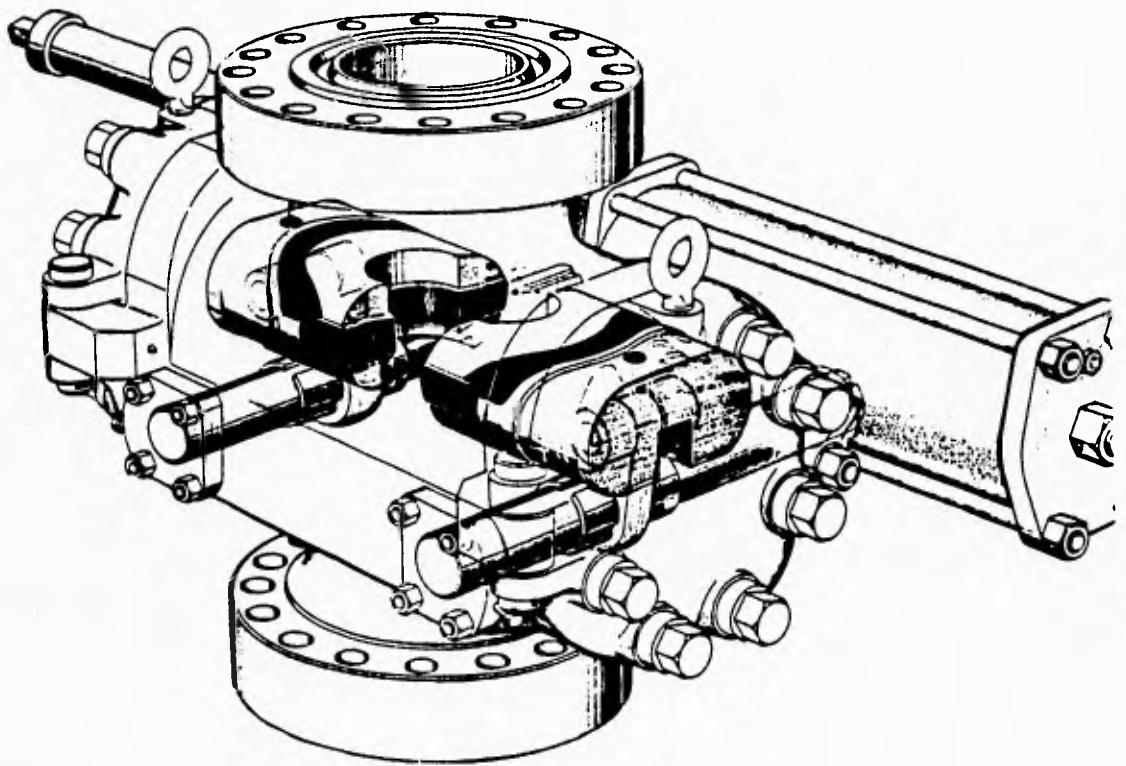


FIG.19 PREVENTOR CAMERON TIPO "F"

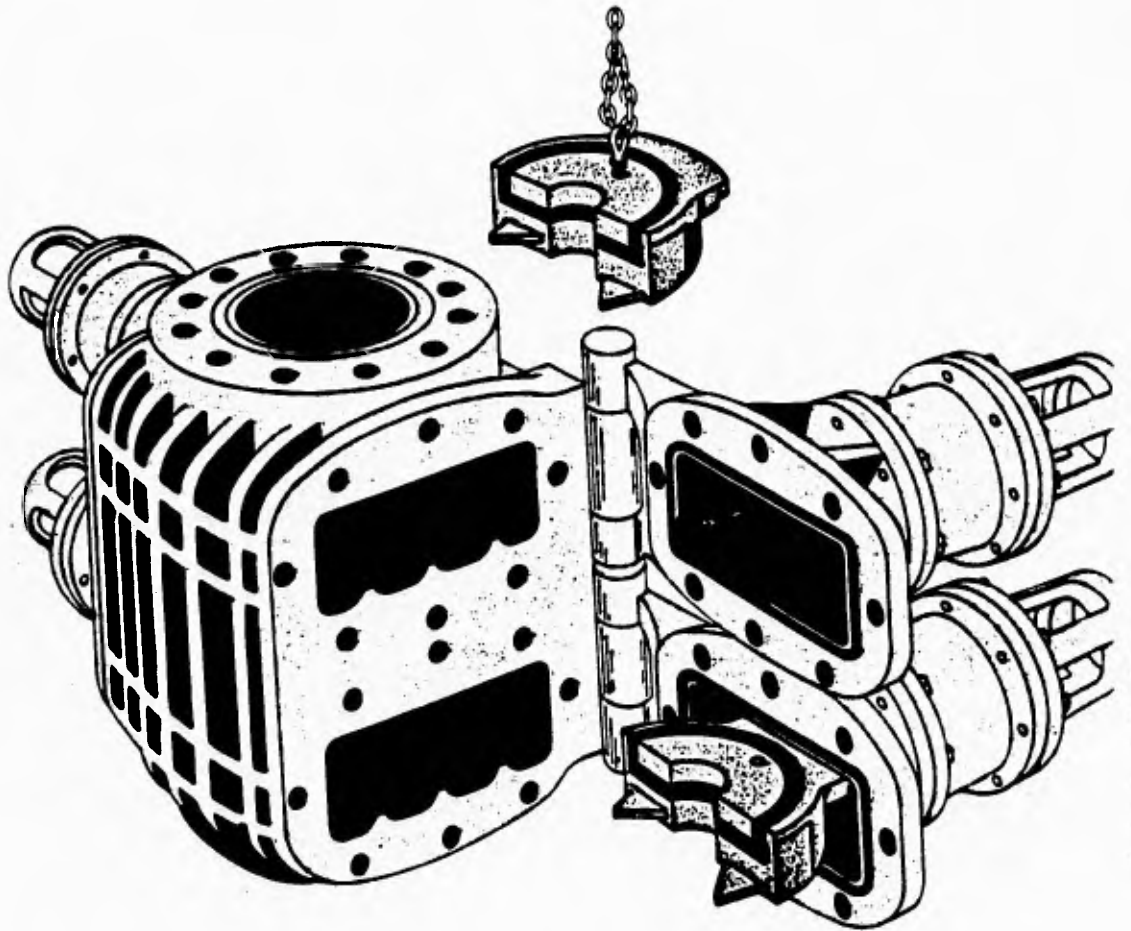


FIG. 20 PREVENTOR DE COMPUERTAS TIPO "LWP" SHAFFER

A las compuertas que cierran el pozo alrededor de la tubería de perforación se le conoce como compuertas anulares, ya que cierran solamente el espacio anular del pozo.

El diseño de estas compuertas tiene un corte semianular para abrazar la tubería , existiendo diferentes diámetros de apertura, los cuales se utilizarán según sea el diámetro de tubería que se esté utilizando. (FIG. 21)

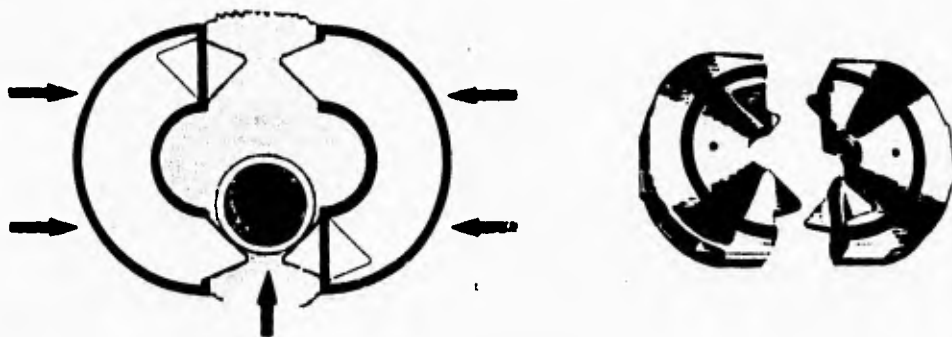


FIG. 21 COMPUERTAS ANULARES

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

A las compuertas que cierran el pozo cuando existe herramienta a través de ellas se les conoce como compuertas ciegas; puesto que cierran el pozo totalmente.

Estas compuertas tienen la parte frontal plana ; y una ranura horizontal en su parte media en la cual se aloja el empaque de hule. (FIG.22)

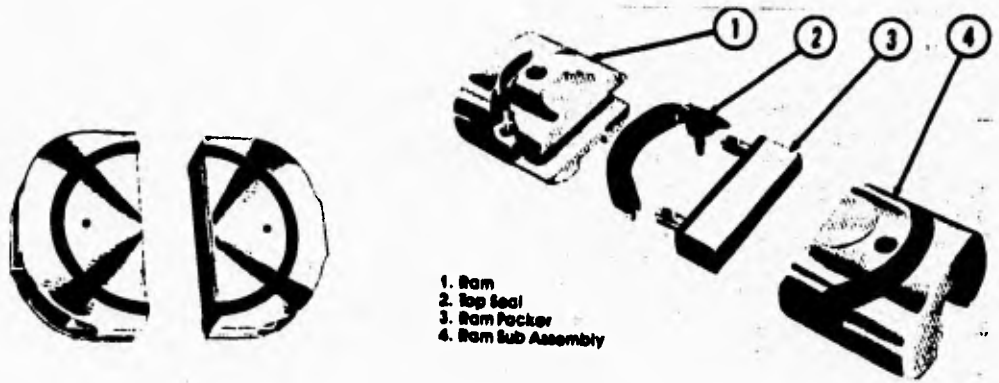


FIG. 22

Hay compañías que fabrican compuertas ciegas de corte, las cuales tienen una cuchilla en su parte frontal, que al irse cerrando las compuertas cortan la tubería de perforación y dicha cuchilla penetra en la ranura horizontal de la otra compuerta, cerrando el pozo completamente mediante sellos.(FIG. 23)

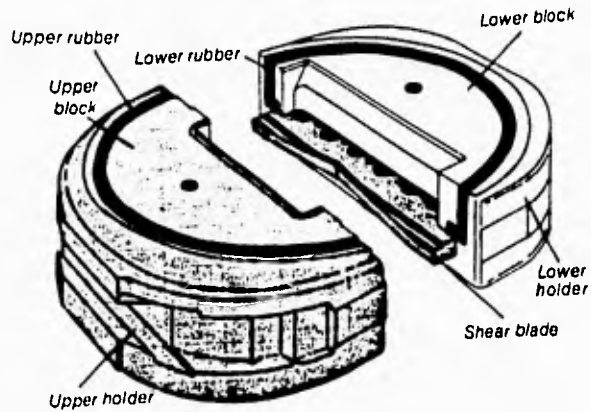


FIG. 23 COMPUERTAS DE CORTE

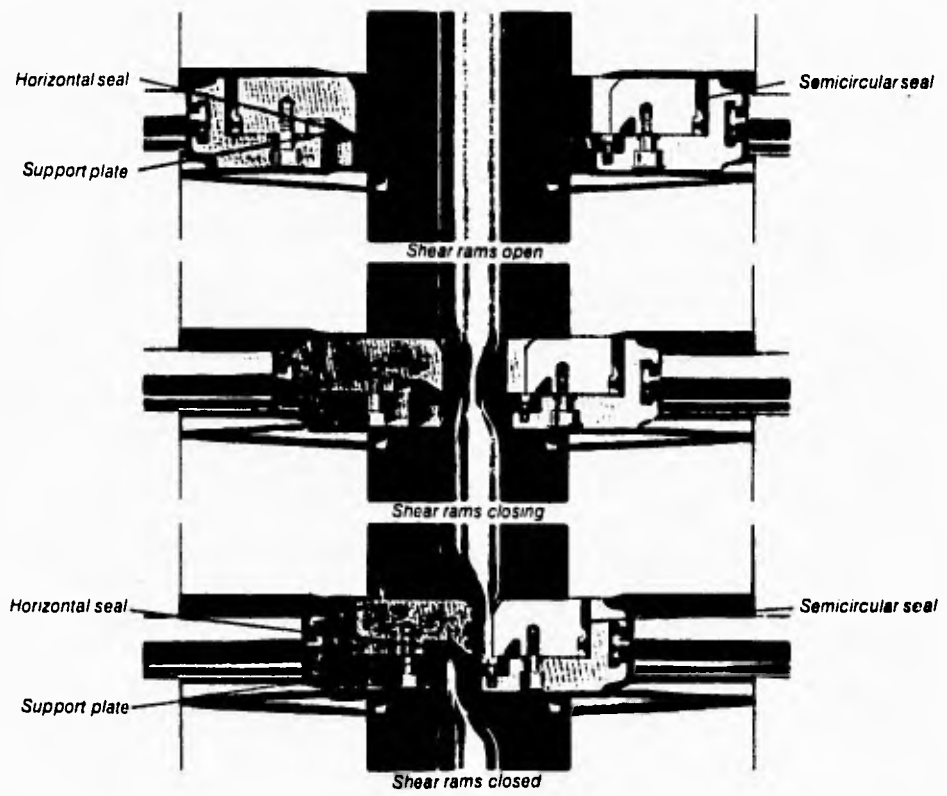


FIG. 24 PREVENTOR DE CORTE TIPO 72 SHAFFER

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

El cuerpo del preventor de compuertas, como sus principales partes están construidas en acero forjado, para tener la resistencia adecuada, el cuerpo del preventor contiene , los conductos que llevan al aceite a presión, hacia los extremos de los cilindros, para desplazar los pistones en un sentido para abrir y en el otro sentido para cerrar las compuertas. (FIG.25)

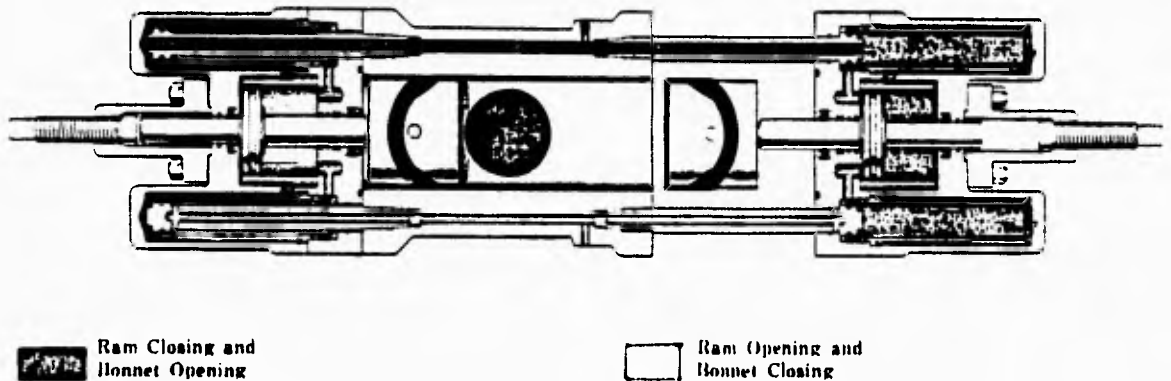


FIG. 25 SISTEMA HIDRAULICO DE CONTROL DE PREVENTORES

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

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

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

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

PREVENTORES DE TIPO ANULAR (HYDRIL)

Los preventores de tipo anular, están contruidos de acero forjado, y su cuerpo tiene una simetría anular, en su parte interna hay un espacio donde se aloja un empaque de hule sintético, el cual se encuentra confinado en la parte superior y perimetralmente, con la única posibilidad de deformación hacia la parte central de este.(FIG. 26)

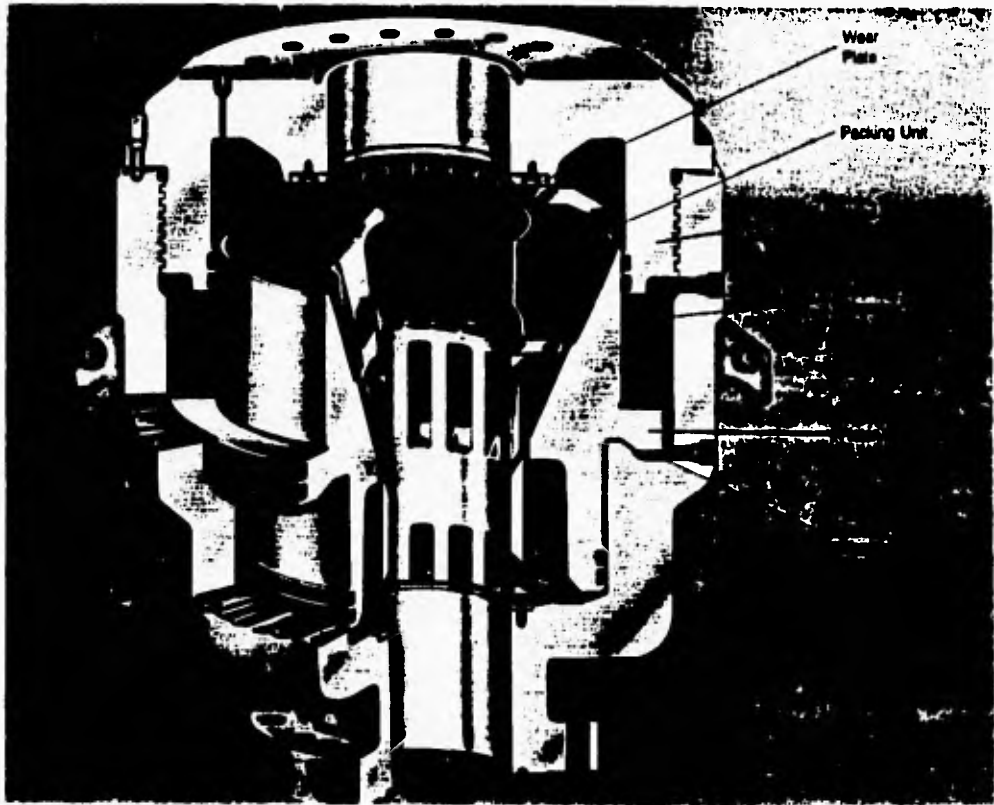


FIG. 26 PREVENTOR ANULAR HYDRIL TIPO "GK"

El preventor anular tiene un pistón anular que se utiliza para empujar y comprimir radialmente el empaque de hule sintético, tiene unos sellos anulares, tanto en el cuerpo del pistón como en la parte superior e inferior de la cámara. Estos son para que no se comunique el fluido hidráulico con el espacio anular y tampoco con el espacio libre superior.

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

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

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

El preventor anular al ser operado para cerrar el pozo, sella sobre cualquier herramienta sin ser importante el diámetro o forma del objeto que se encuentre a través del preventor. Por la abundancia en el elemento de empaque de hule sintético, se pueden hacer movimientos de tubería limitados en espacio y tiempo, tanto verticales como de rotación.

(FIG. 27)

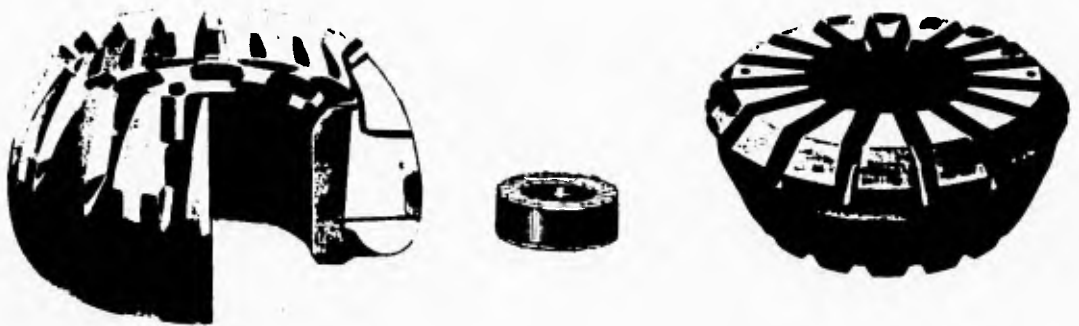


FIG. 27 ELEMENTOS TÍPICOS DE EMPAQUE

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

El uso del preventor anular posee las siguientes características:

1. Cierra sobre cualquier herramienta de perforación sin importar su geometría o diámetro exterior de la sarta de uso, incluyendo la flecha.
2. Permite introducir o sacar tubería y herramienta con la presión en el pozo.
3. Permite girar lentamente la tubería en caso de requerirse.
4. Es posible cambiar el elemento sellante con tubería dentro del pozo.
5. Cierra sobre cable, la sonda o las pistolas de la unidad de registros.

RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

La frecuencia de las pruebas será similar a la de todo el conjunto de preventores.

El preventor anular debe probarse al 70 % de su rango de presión de trabajo y siempre sobre la tubería de perforación, aplicando la presión de cierre recomendada por el fabricante en función del diámetro de la tubería.

Para girar lentamente la tubería con el elemento sellante cerrado, deberá ajustarse la presión de cierre, como se indica a continuación.

Para introducir o sacar tubería en un pozo con presión se ajustará la presión de cierre a la mínima necesaria para permitir el movimiento de la tubería hacia arriba o hacia abajo (esto en función de la presión que exista en el pozo). También se puede estar adicionando continuamente aceite para lubricarla.

Asimismo, se debe tener la precaución de disminuir la velocidad de introducción o extracción al pasar por los coples de la tubería, con objeto de prolongar la vida útil del elemento sellante y permitir que se acople a los diferentes diámetros a que es expuesto, evitando así alguna fuga. Los preventores anulares Hydril poseen características de que la presión contribuye al cierre del mismo .

La tabla 2 muestra las presiones de cierre para diferentes diámetros de tubería sin presión en el pozo.

TABLA 2

DIAMETRO A CERRAR PO	H Y D R I L						
	MSP	T I P O ' ' G K ' '					
	20 1/2"-0.6M	21 1/4"-2M	18 3/4"-5M	13 5/8"-6M	11"-10M	11"-5M	7 1/8"-10M
12	950						
6 5/8				550			
5	1 350	500		600		450	
4 1/2		550	600	650	420	450	350
3 1/2		600	650	700	600	550	550
2 7/8		650	750	750	780	650	750
Ciego	1 500	1 100	1 150	1 150	1 150	1 150	1 150

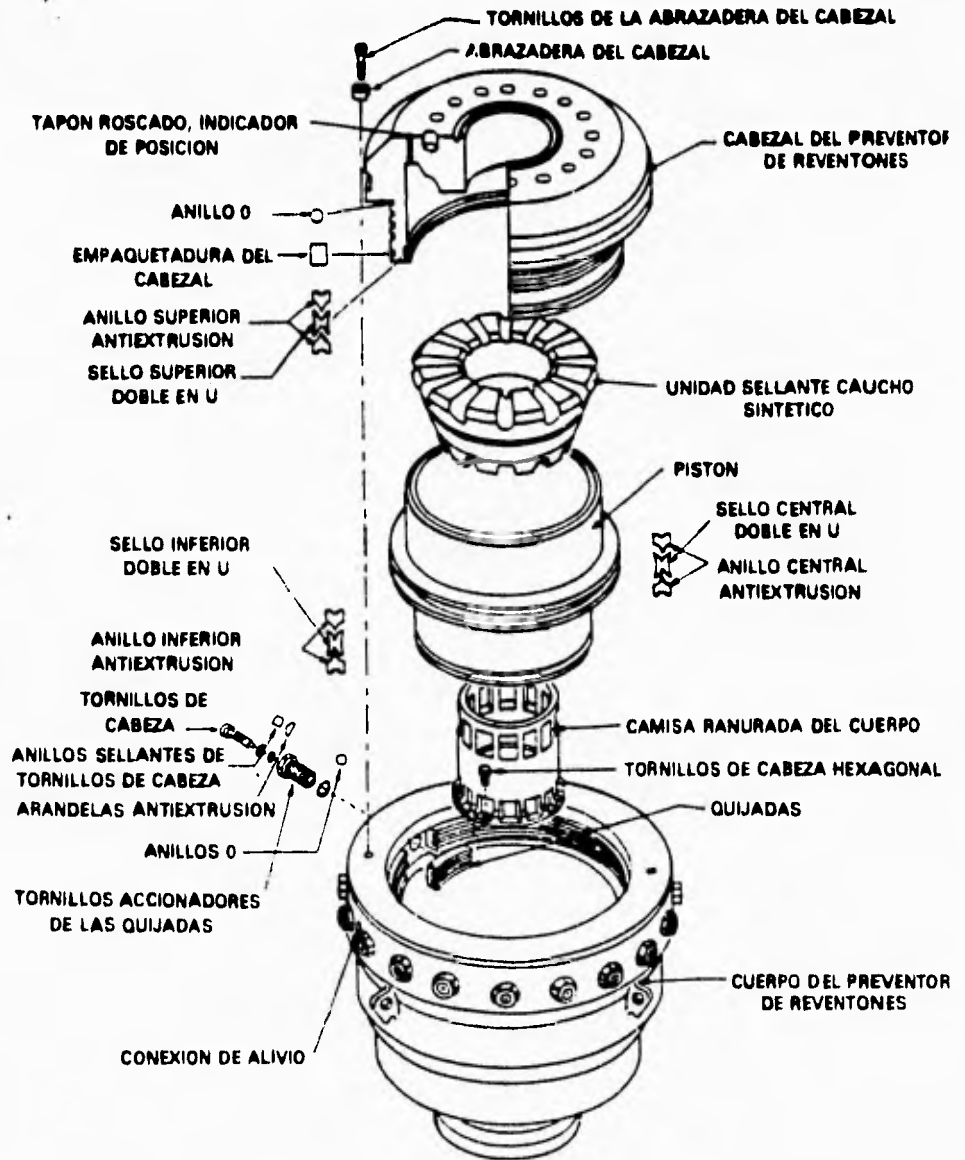


FIG. 28 PARTES DEL PREVENTOR ANULAR HYDRIL TIPO "GK"

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

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

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

Resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento que soporta el conjunto de preventores.

Gradiente de fracturamiento de las formaciones próximas a la zapata de la última tubería de revestimiento.

Presión superficial máxima que se espera manejar. Se considera que la condición más crítica se presenta cuando en un brote el fluido del pozo es expulsado totalmente por el fluido invasor, ésto se calcula de la siguiente forma :

1. Cálculo de la presión hidrostática (cuando el pozo esta lleno de fluido).
2. Cálculo de la presión hidrostática (cuando el pozo esta lleno de fluido invasor).
3. Cálculo de la presión superficial máxima :

$$P(\text{sup-máx}) = P_h(\text{fluido}) - P_h(\text{gas})$$

Por el resultado de la presión superficial máxima se concluye que la presión de trabajo de los conjuntos de preventores deber ser el inmediato superior que se fabrique y disponga.

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

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

Otro aspecto que debe considerarse, es la presión de fracturamiento de las formaciones expuestas abajo de la zapata, con el fin de evitar brotes subterráneos.

Ventajas y desventajas de la posición que debe guardar el preventor ciego :

Tomando como base el arreglo más común en Petróleos Mexicanos y en el extranjero, para la perforación de zonas de alta presión y de yacimiento, los arietes están colocados arriba del carrete de control y de un preventor con arietes para tubería de revestimiento.

VENTAJAS

Está mostrado estadísticamente que la mayor parte de los brotes ocurren con la tubería dentro del pozo, es entonces que el preventor inferior hace la función de válvula maestra por estar conectada directamente a la boca del pozo evitando las bridas, mismas que están consideradas como las partes más débiles de un conjunto de preventores.

Se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes para la tubería de perforación.

La tubería de perforación puede suspenderse del preventor inferior y cerrar totalmente el pozo.

Cuando el pozo está cerrado con el preventor inferior permite efectuar reparaciones y corregir fugas del conjunto de preventores; además del cambio de unidades completas.

Cuando el preventor ciego está cerrado se puede operar a través del carrete de control .

Si se considera conveniente se puede introducir tubería de perforación a presión dentro del pozo, utilizando preventor inferior y alguno de los superiores. Previo cambio de los ciegos por arietes para tubería de perforación.

Lo anterior tiene gran desventaja de deteriorar los arietes inferiores, los cuales no es posible cambiar, por lo que debe procurarse operarlos sólo en caso necesario , ya que como se indico, debe considerarse como válvula maestra.

DESVENTAJAS

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

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

REQUERIMIENTOS DE PREVENTORES

Cuando se esté perforando la etapa de yacimiento, se deberán utilizar arietes de corte en sustitución de los ciegos.

Si se utilizan sartas combinadas, los arietes para la tubería de diámetro mayor se instalarán en el preventor inferior, y los de diámetro menor en el superior. Ambos arietes pueden sustituirse por el tipo variable .

Debe observarse que si ocurre un brote cuando se esté sacando del pozo la tubería de perforación de diámetro menor, sólo se dispondrá del preventor anular y uno de arietes.

Es entonces que no será posible intercambiar arietes de ese mismo diámetro de tubería de perforación en algún otro preventor, por lo que será conveniente ubicar los arietes ciegos en la parte superior del preventor doble, aun cuando las desventajas señaladas anteriormente serían mayores por tener doble brida adicional .

Una opción práctica, sin cambiar la posición establecida, recomienda bajar una parada de tubería del diámetro mayor para cerrar el preventor inferior y cambiar arietes al superior.

SISTEMA DE ACCIONAMIENTO

Una parte crítica de cualquier instalación para el control de brotes es el sistema para cerrar los preventores; el sistema debe contar con dispositivos para cerrar por separado cada preventor o válvula de manera rápida .

El sistema que acciona los preventores está compuesto de elementos que al operarlos a control remoto, desde un tablero, permite cerrar en forma independiente y rápida cada preventor.

Para garantizar la operación en una unidad moderna de accionamiento de preventores , tendrá que estar compuesta por:

1. Tanque de aceite
2. Bomba
3. Acumuladores de energía
4. Múltiple de control
5. Dos tableros de mando e interconexiones

6. Unidad de energía

7. Fluido de operación

Los preventores se operan a través de un mecanismo hidráulico, el líquido de operación es aceite para proteger contra la corrosión y lubricar las partes móviles.

TANQUE DE ACEITE

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

BOMBAS

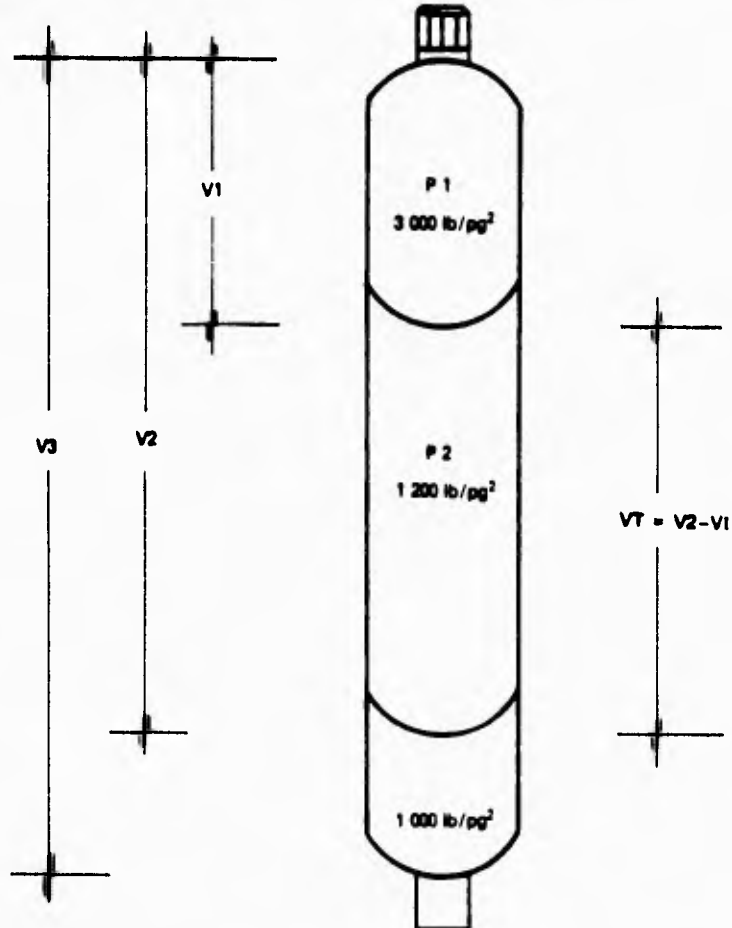
Las bombas pueden ser accionadas por motores eléctricos o neumáticos, las cuales tienen un regulador que las para automáticamente cuando llegan a la máxima presión preestablecida. Independientemente de la fuente de energía que se use la finalidad es la misma, proporcionar aceite a presión para accionar los preventores.

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

ACUMULADORES DE ENERGIA

Son recipientes que contienen gas a presión (generalmente nitrógeno) y líquido; estos fluidos pueden estar separados por un sello movable, sea un pistón flotante que sella en el fondo cuando se descarga el fluido.

Los recipientes pueden ser esféricos o cilíndricos verticales, se bombea el líquido por la parte inferior de los recipientes, comprimiendo el gas a la presión especificada (existen en el mercado recipientes de 1 500, 2 000 y 3 000 lb/pg²). Cuando se abre la válvula que opera un preventor, el gas comprimido expulsa el líquido hacia el preventor.(FIG.29)



P 1 = Presión máxima del acumulador cuando se carga completamente (3 000 lb/pg²).

P 2 = Presión mínima del acumulador (es recomendable un mínimo de 200 lb/pg² arriba de la precarga o sea 1 200 lb/pg²).

P 3 = Presión de precarga con nitrógeno (1 000 lb/pg² para sistemas de 3 000 lb/pg² de presión de trabajo).

V 1 = Volumen de nitrógeno a presión máxima.

V 2 = Volumen de nitrógeno a presión mínima.

V 3 = Volumen total de fluido requerido incluyendo el factor de seguridad.

FIG. 29

Debe haber siempre suficiente líquido disponible almacenado a presión para cerrar todo el conjunto de preventores, y aún tener una reserva; después de cerrar el preventor anular, debe quedar disponible una presión de 1200 lb/pg². En la mayoría de las instalaciones, la mejor opción son los acumuladores de 3000 lb/pg² precargados con gas comprimido a 1000 lb/pg².

Cuando ocurre un brote las operaciones recomendables son :

1. Abrir primero una válvula lateral de desfogue
2. Cerrar el preventor anular
3. Cerrar un preventor con arietes para la tubería de perforación
4. Abrir el preventor anular

Todo esto en forma rápida y cuando menos disponer del volumen de fluido requerido para hacerlo. Además la presión que queda en el acumulador debe mantener cerrado el preventor.

La forma de operar del acumulador es: Se comprime el gas (Nitrógeno) a una presión apropiada, de tal manera que cuando se habrá una válvula reguladora que opera el preventor, el gas comprimido expulsará el líquido hacia las líneas del preventor.

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

Es necesario que en el sistema exista almacenado el suficiente aceite a presión, como para cerrar todo el sistema de preventores y tener una reserva para el caso en que sea necesario. Esta reserva después de cerrar los preventores deberá quedar disponible a una presión de 1200 lb/pg².

En el diseño de la capacidad de carga de los acumuladores se utilizan dos criterios :

1. Especificar el volumen para cerrar todas las unidades más un 50 % de fluido de reserva a 1 200 lb/pg .
2. Especificar el volumen requerido para cerrar y abrir todas las unidades más 25 % de fluido a 1200 lb/pg

Los requerimientos varían de acuerdo al tamaño nominal de los preventores, siendo el preventor anular el que requiere el *mayor volumen de fluido* y para que la presión del acumulador llegue a los preventores a la presión requerida es necesario que se utilice la válvula reguladora de presión.

Las bombas que cargan de líquido los acumuladores pueden ser impulsadas por aire o por electricidad; se recomienda contar con ambos. Hay un regulador que para la bomba automáticamente cuando se llega a la máxima presión de almacenamiento; se debe contar con suficiente capacidad de bombeo para recargar todos los acumuladores a la máxima presión de 10 a 20 minutos.

Los preventores anulares requieren *menos presión para cerrar* que los preventores de arietes, por lo que debe haber una manera para limitar su presión de cierre; por lo tanto, se debe instalar un regulador reductor de presión en la línea de descarga, precedido por una válvula de contrapresión. También se requiere un regulador maestro para evitar que la presión del acumulador llegue a los preventores de arietes antes de ser reducida a la presión de operación.

En el diseño de la capacidad de carga de los acumuladores se utilizan dos criterios :

1. Especificar el volumen para cerrar todas las unidades más un 50 % de fluido de reserva a 1 200 lb/pg .
2. Especificar el volumen requerido para cerrar y abrir todas las unidades más 25 % de fluido a 1200 lb/pg

Los requerimientos varían de acuerdo al tamaño nominal de los preventores, siendo el preventor anular el que requiere el *mayor volumen de fluido* y para que la presión del acumulador llegue a los preventores a la presión requerida es necesario que se utilice la válvula reguladora de presión.

Las bombas que cargan de líquido los acumuladores pueden ser impulsadas por aire o por electricidad; se recomienda contar con ambos. Hay un regulador que para la bomba automáticamente cuando se llega a la máxima presión de almacenamiento; se debe contar con suficiente capacidad de bombeo para recargar todos los acumuladores a la máxima presión de 10 a 20 minutos.

Los preventores anulares requieren *menos presión para cerrar* que los preventores de arietes, por lo que debe haber una manera para limitar su presión de cierre; por lo tanto, se debe instalar un regulador reductor de presión en la línea de descarga, precedido por una válvula de contrapresión. También se requiere un regulador maestro para evitar que la presión del acumulador llegue a los preventores de arietes antes de ser reducida a la presión de operación.

Un sistema alternativo de energía almacenada, a menudo se especifica para conjuntos de alta presión; es una serie de botellas cargadas con nitrógeno a presión; estas se conectan al múltiple de cierre así como a las bombas operadas por aire. Su capacidad práctica debe ser igual a la de los acumuladores.(VER APENDICE.)

Por conveniencia para su transporte, la unidad que opere los preventores se monta sobre patines.

MÚLTIPLE DE CONTROL

La unidad para cerrar preventores se conecta independiente a cada uno y a la válvula con operador hidráulico por medio de tubería, se usa un sistema cerrado, donde el fluido se regresa al tanque del acumulador. Para cada unidad se requieren dos líneas y una válvula de cuatro pasos.

La tubería que se usa es de acero sin costura; su presión de trabajo debe ser cuando menos igual a la presión máxima del acumulador.

Las líneas de 3 000 lb/pg² de presión son comunes; para asegurar un cierre rápido se requiere tubería de cuando menos una pulgada de diámetro; pero la longitud de las líneas, la presión del acumulador, y las conexiones también afectan el tiempo de cierre.

Las líneas para cerrar se deben probar; no se deben usar mangueras de hule entre los preventores y la consola maestra de control , excepto bajo el agua , pues se destruyen rápidamente en caso de incendio.

Las líneas deben tener un número adecuado de uniones giratorias para evitar esfuerzos innecesarios; se deben soportar y apoyar adecuadamente; se deben colocar en un lugar seguro donde no se puedan dañar.

Un sistema alternativo de energía almacenada, a menudo se especifica para conjuntos de alta presión; es una serie de botellas cargadas con nitrógeno a presión; estas se conectan al múltiple de cierre así como a las bombas operadas por aire. Su capacidad práctica debe ser igual a la de los acumuladores.(VER APENDICE.)

Por conveniencia para su transporte, la unidad que opere los preventores se monta sobre patines.

MÚLTIPLE DE CONTROL

La unidad para cerrar preventores se conecta independiente a cada uno y a la válvula con operador hidráulico por medio de tubería, se usa un sistema cerrado, donde el fluido se regresa al tanque del acumulador. Para cada unidad se requieren dos líneas y una válvula de cuatro pasos.

La tubería que se usa es de acero sin costura; su presión de trabajo debe ser cuando menos igual a la presión máxima del acumulador.

Las líneas de 3 000 lb/pg² de presión son comunes; para asegurar un cierre rápido se requiere tubería de cuando menos una pulgada de diámetro; pero la longitud de las líneas, la presión del acumulador, y las conexiones también afectan el tiempo de cierre.

Las líneas para cerrar se deben probar; no se deben usar mangueras de hule entre los preventores y la consola maestra de control , excepto bajo el agua , pues se destruyen rápidamente en caso de incendio.

Las líneas deben tener un número adecuado de uniones giratorias para evitar esfuerzos innecesarios; se deben soportar y apoyar adecuadamente; se deben colocar en un lugar seguro donde no se puedan dañar.

La consola de control remoto se instala cerca del perforador en el piso de trabajo, y puede ser una parte integral del sistema hidráulico de cierre, pero, también se usan unidades neumáticas y eléctricas .

Algunas tienen líneas empaquetadas que son fáciles de instalar; estas líneas controlan las válvulas hidráulicas en la unidad maestra de control y se deben de instalar de tal manera que no interfieran con los controles maestros en caso que las destruya un incendio.

Los múltiples de cierre deben tener letreros claros que indiquen las posiciones de abrir y cerrar para cada válvula ; las consolas de control remoto deben tener manómetros que indiquen la presión aplicada a los preventores anular y de arietes , así como en el acumulador. (FIG. 30)

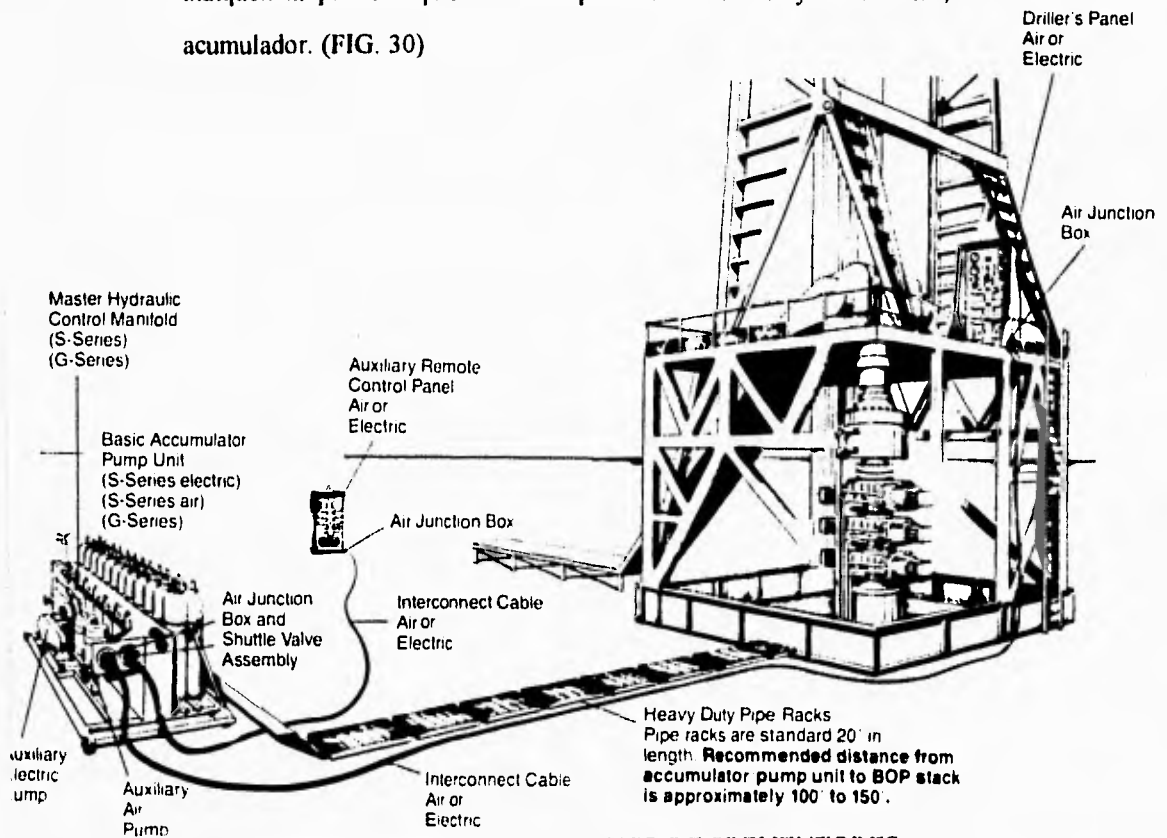


FIG. 30 EQUIPO DE ACCIONAMIENTO DE PREVENTORES.

TABLEROS DE CONTROL

Para operar los preventores a control remoto, se puede hacer desde dos lugares; un tablero de control remoto que esta ubicado en el piso de trabajo cerca del perforador , y otra unidad de control situada al nivel del suelo a una distancia segura del pozo y de fácil acceso; esto es con el fin de que puedan ser operados los preventores desde una zona fuera de peligro. (FIG. 31)

En cada tablero de control remoto , están indicadas las especificaciones para accionar los dispositivos que se muestran a través de una silueta del arreglo de preventores.

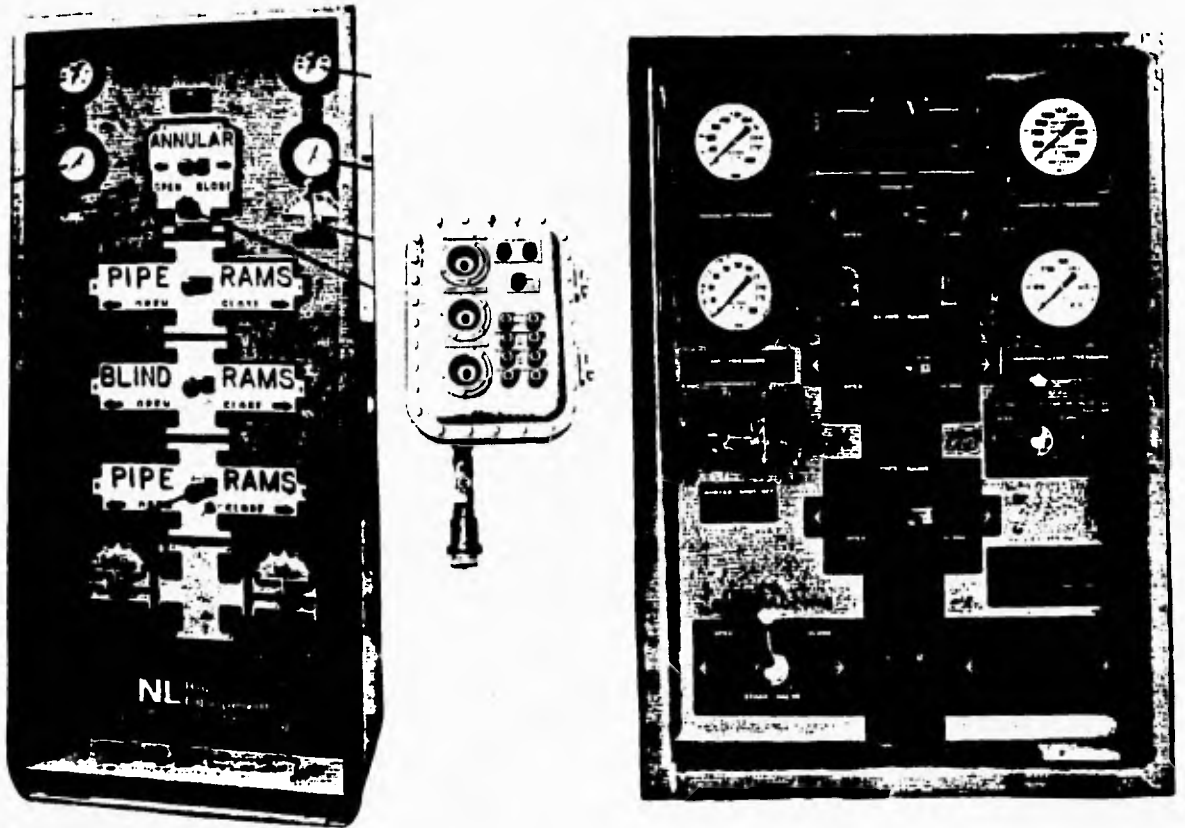


FIG. 31 TABLEROS DE CONTROL

En esta silueta se indica el dispositivo que se accionará para cerrar y abrir los preventores de compuerta tanto anular como el ciego , así como abrir y cerrar el preventor anular, además estos tableros de control tienen unos manómetros que indican la presión aplicada a cada preventor.

INTERCONEXIONES

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

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

UNIDAD DE ENERGIA

Todos los preventores y válvulas hidráulicas se podrían operar con la potencia generada por el equipo de perforación; pero, en casos de un descontrol los motores del equipo pueden ser parados para evitar el peligro de un incendio. Consecuentemente, debe haber una fuente alterna de energía para operarlos.

La unidad de energía debe estar regulada y disponible al instante, para evitar generar altas presiones, y con capacidad para cerrar el pozo rápidamente; un cierre lento no solo permite que escape más fluido, sino que prolonga el riesgo de un incendio y aumenta la posibilidad de que el flujo erosione los sellos de los arietes.

Las bombas impulsadas por motores de combustión interna son difíciles de regular; puede ser que los motores se tengan que arrancar en un momento crítico.

Puede ser desastroso si no arranca rápidamente; algunos operadores conectan las bombas de cementar al sistema de cierre; esta práctica no es recomendable , a menos que se use solamente como refuerzo de otra fuente de energía. Se requiere tener almacenada una fuente de energía; el sistema de suministro de aire del equipo de perforación es una fuente de potencia; hasta cierto punto es una potencia almacenada; pero, la presión disponible es por lo regular del orden de 125 a 250 lb/pg², esto no es suficiente para operar los preventores; puede ser necesario para los compresores de aire o pueden fallar.

Las bombas operadas con aire son relativamente lentas para acumular un volumen suficiente de energía a alta presión para operar todas las unidades cuando menos una vez, y aún contar con una reserva; debe haber disponible un volumen adecuado de energía.

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

FLUIDO DE CONTROL

El fluido preferido para operar los preventores y válvulas es el aceite hidráulico; no es corrosivo, no se congela, lubrica las partes con movimiento y no deteriora las partes de hule sintético . Se puede usar agua, pero requiere un inhibidor , y se puede congelar.

ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES MINIMAS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD KOOMEY

El sistema de control del conjunto de preventores permite proveer la potencia hidráulica suficiente y confiable para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas, por lo que es considerado como parte esencial del sistema de control superficial ; las partes principales que lo constituyen son :

1. Acumuladores y depósito de almacenamiento de fluido.
2. Conjunto de bombeo hidroneumático e hidroeléctrico.
3. Válvulas de control de preventores.
4. Accesorios en general.

ACUMULADORES Y DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDO.

El número de acumuladores que debe tener el sistema es el que permita almacenar fluido con la energía suficiente para cerrar todos los preventores instalados y abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulamiento con el 50 % de exceso como factor de seguridad y terminar con una presión final mínima de 1 200 lb/ pg2 arriba de la precarga, teniendo el conjunto de bombeo hidroneumático e hidroeléctrico parados.

Ejemplo : Cuando se usan tres preventores de arietes de 13 5/8 pg - 5 000 lb/pg2 un preventor anular Hydril " GK " y la válvula hidráulica , se requiere el volumen de fluido siguiente :

Preventor Anular Hydril "GK"	13 5/8 - 5 000 lb/pg2 .	17.98 gal
Preventor Cameron "U" (TP)	13 5/8 - 5 000 lb/pg2 .	5.54 gal
Preventor Cameron "U" (ciegos)	13 5/8 - 5 000 lb/pg 2.	6.78 gal
Válvula Hidráulica	3 1/8 - 5 000 lb/pg 2.	0.59 gal
Preventor Cameron "U" (TP)	13 5/8 - 5 000 lb/pg 2.	5.54 gal
		36.43 gal

Suma de volúmenes de fluido para cerrar todos los preventores y abrir la válvula hidráulica 36.43 gal.

50 % exceso como factor de seguridad 18.22 gal

VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO REQUERIDO 56.65 gal.

Considerando acumuladores de diez galones de volumen total, el número necesario se calcula de la forma siguiente:

Núm. Acum. = Volumen para cerrar preventores ^{50 % exceso}

5 galones útiles por acumulador. (Regla de Campo)

$$\text{Núm. Acum.} = \frac{36.43 \text{ gal}}{5 \text{ gal / acum}} + \frac{18.22 \text{ gal}}{5 \text{ gal/acum}} = 54.65 \text{ gal}$$

Núm. Acum. = 10.93 = 11 acumuladores.

Por lo que se concluye; se requieren once acumuladores con capacidad total de diez galones cada uno.

Existe un método práctico y confiable para calcular el número de acumuladores requeridos; este método consiste en multiplicar el total de galones requeridos para cerrar todos los preventores y abrir la válvula hidráulica por 0.3 acum./gal., para el caso del ejemplo anterior, se tiene:

Núm. Acum. = Volumen para cerrar preventores x 0.3 acum/gal.

$$\text{Núm. Acum.} = 36.43 \text{ gal.} \times 0.3 \text{ acum/gal.} = 10.93 = 11 \text{ acumuladores.}$$

Considerando los arreglos actuales de preventores, es conveniente disponer siempre de un mínimo de 16 botellas, de diez galones cada una, en condiciones de trabajo y con la precarga establecida en cada unidad para accionar el conjunto de preventores.

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). (FIG. 32)

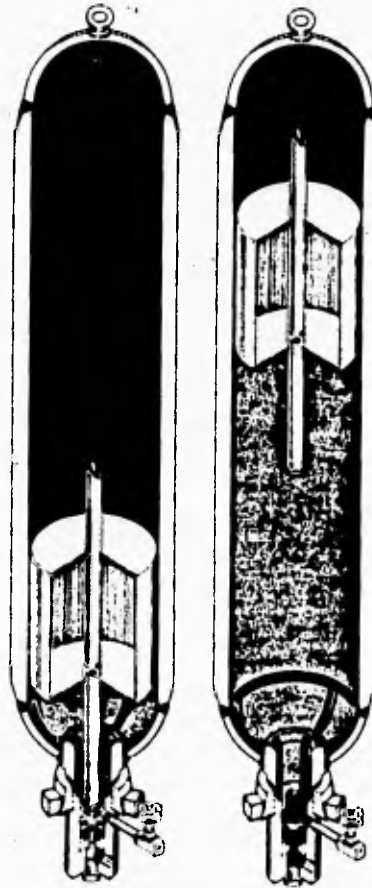


FIG. 32 ACUMULADORES

Considerando los arreglos actuales de preventores, es conveniente disponer siempre de un mínimo de 16 botellas, de diez galones cada una, en condiciones de trabajo y con la precarga establecida en cada unidad para accionar el conjunto de preventores.

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). (FIG. 32)

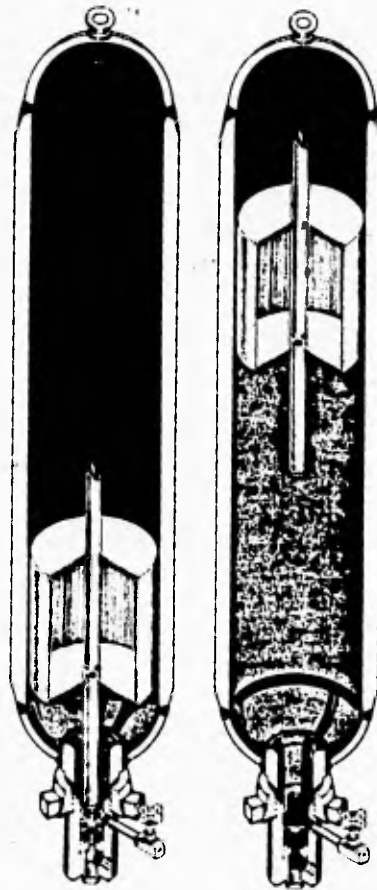


FIG. 32 ACUMULADORES

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 5000 lb/pg² , que es la máxima presión de operación del sistema, deben cerrarse las válvulas aisladoras de los acumuladores.(FIG.33)

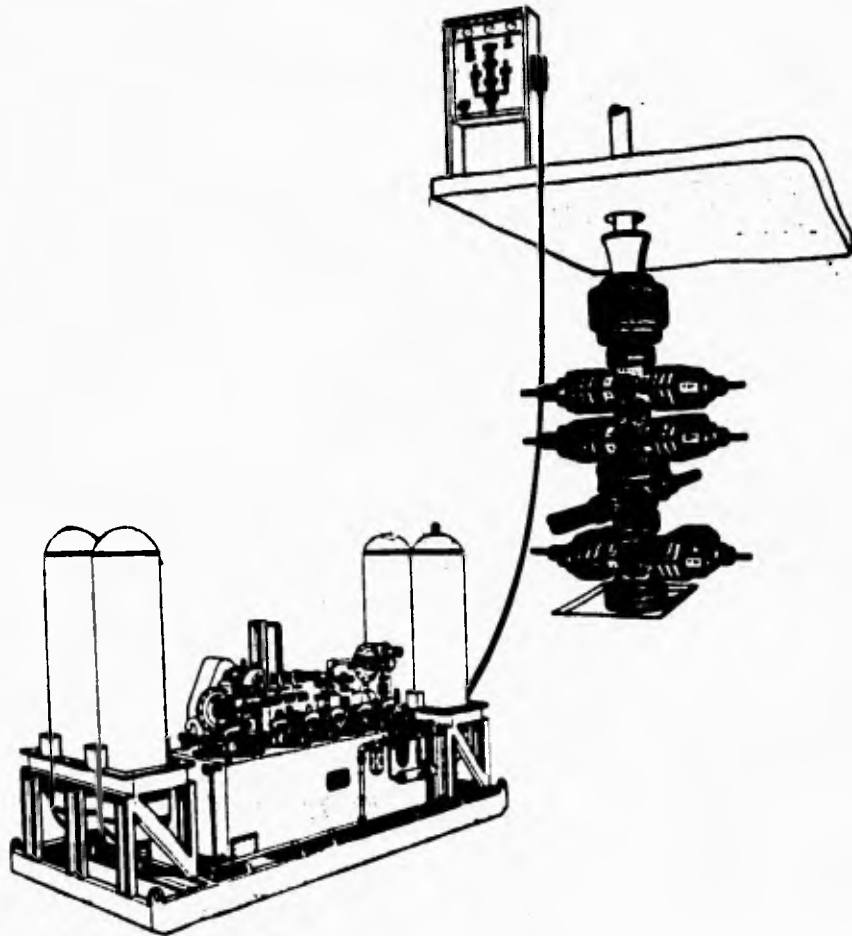


FIG. 33 SISTEMA DE ACUMULADORES Y PANEL DE CONTROL

FUENTES DE ENERGÍA

El sistema debe estar provisto de dos fuentes de energía dependientes del equipo de perforación y de una fuente independiente que deberá considerarse como último recurso para cerrar los preventores, tal como se muestra en las siguientes figuras. (FIG. 34 Y 35)

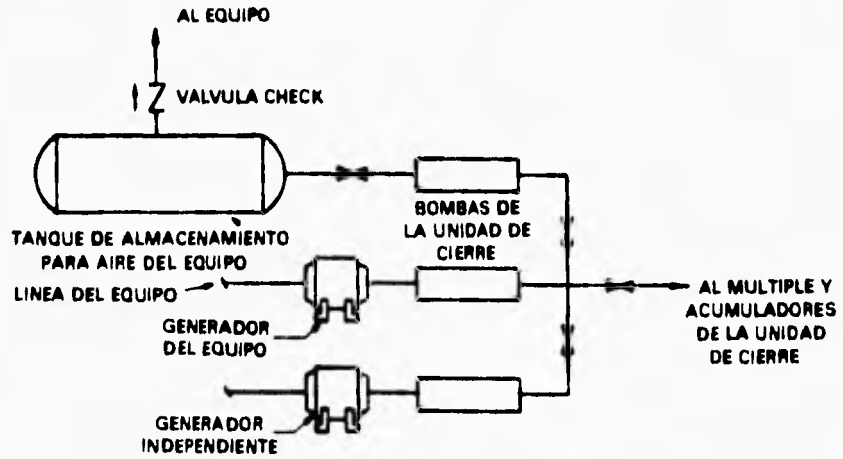


FIG. 34 CONJUNTO DE POTENCIA NEUMATICA/ELECTRICA CON FUENTE DE POTENCIA ELECTRICA DE POTENCIA INDEPENDIENTE

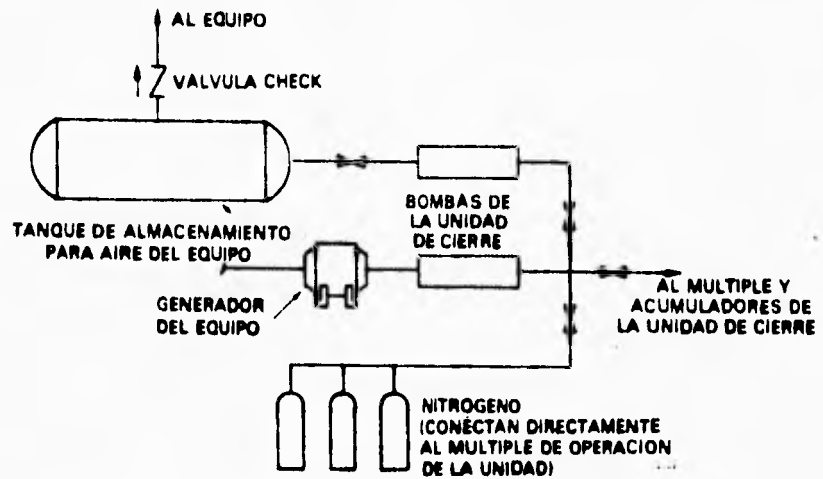


FIG. 35 CONJUNTO DE POTENCIA NEUMATICA/ELECTRICA CON FUENTE DE NITOGENO INDEPENDIENTE.

Las bombas hidroneumáticas e hidroeléctricas deben estar siempre en operación y conectadas al sistema.

Los dos conjuntos de bombas deben arrancar cuando la presión del sistema baje a 300 lb/pg2, debiendo parar la hidroneumática a 2 900 lb/pg2. y la hidroeléctrica a 3000 lb/pg2.

VÁLVULAS DE CONTROL

Las válvulas de control para operar el sistema deben tener indicadores precisos de la posición, tipo y medida de los arietes instalados en el conjunto de preventores.

Los letreros deben estar en español e indicar la posición de apertura o cierre.

POSICIÓN DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL

Las normas API establecen que los equipos de perforación deben contar con las siguientes válvulas: (FIG. 36, 37, 38, 39 y 40)

1. Válvula macho superior de la flecha
2. Válvula inferior de la flecha
3. Válvula de contrapresión en T.P

Las normas API y reglamentos internacionales, también recomiendan que los preventores permanezcan en posición de abierto durante las operaciones normales de perforación del pozo.

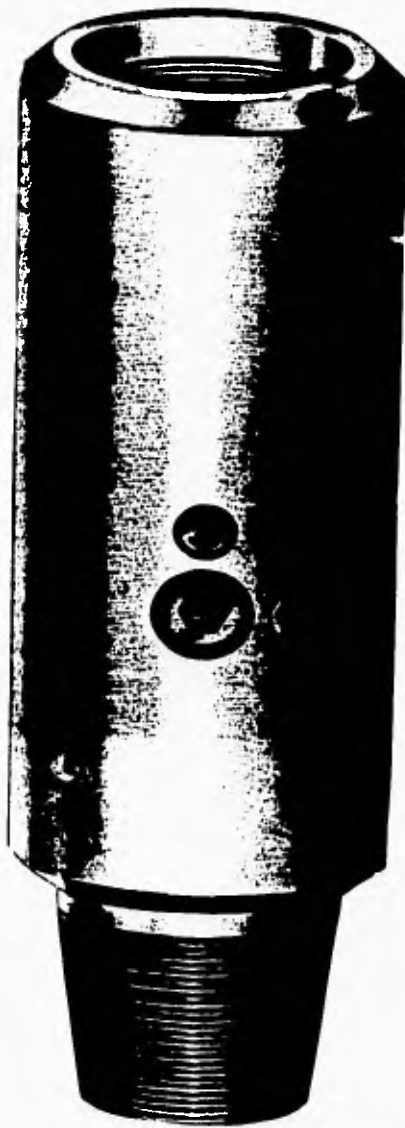


FIG. 36 VALVULA SUPERIOR DE LA FLECHA

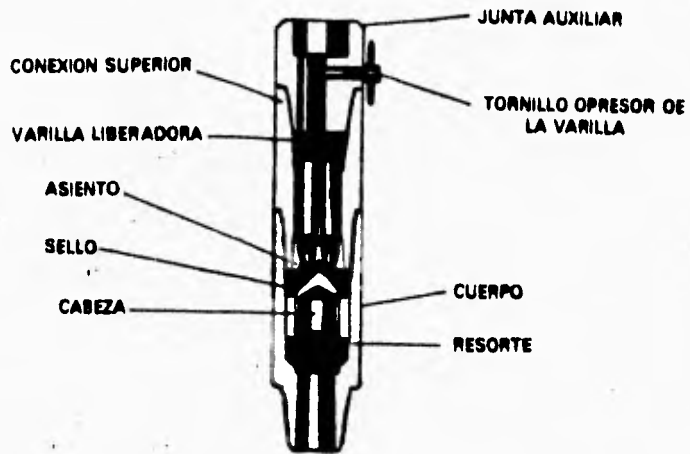


FIG. 37 VALVULA DE CONTRAPRESION TIPO DARDO

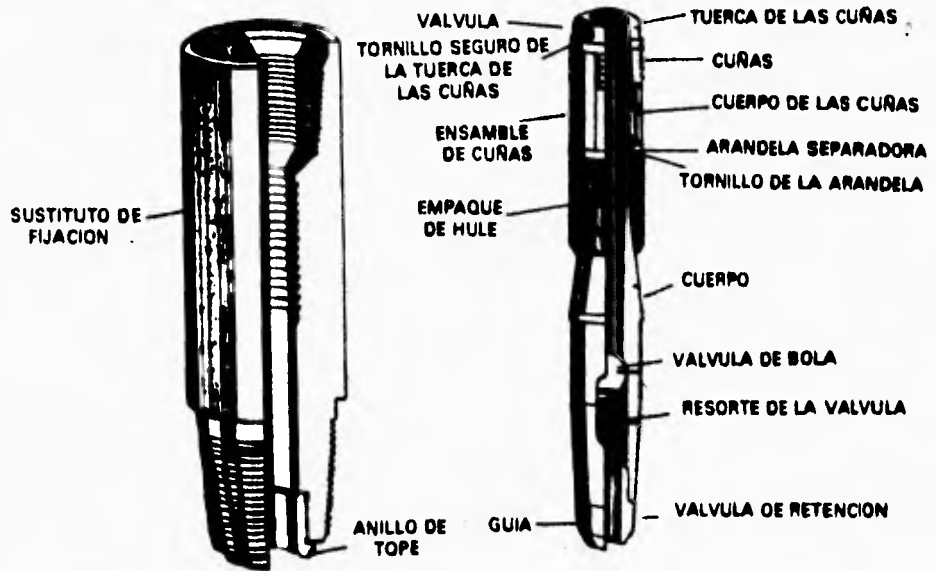


FIG. 38 VALVULA DE CONTRAPRESION POR CAIDA O ANCLAJE

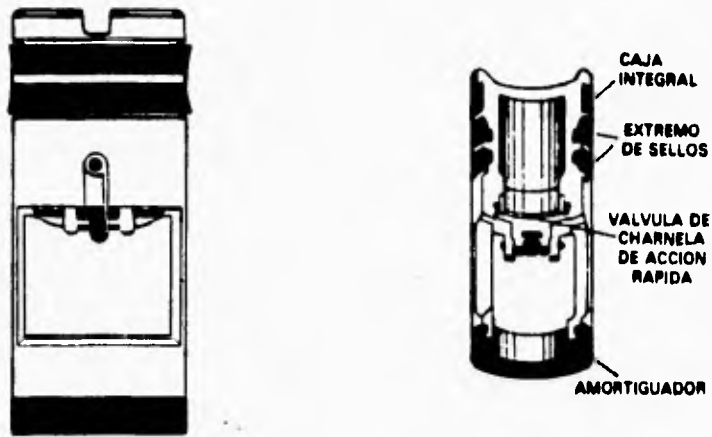


FIG. 39 VALVULA DE CONTRAPRESION TIPO CHARNELA

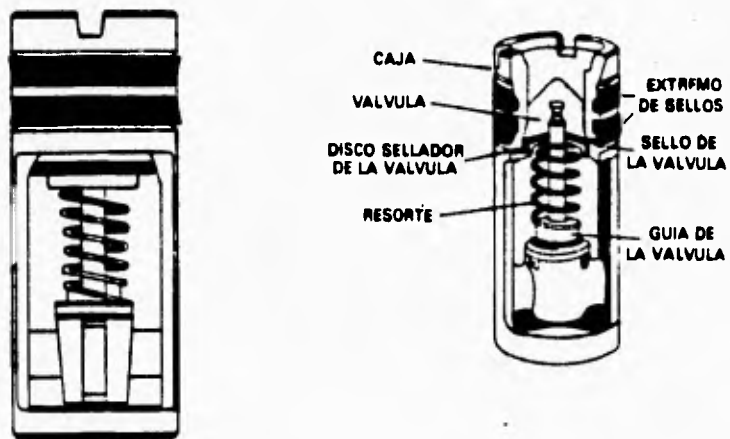


FIG. 40 VALVULA DE CONTRAPRESION TIPO PISTON

Sin embargo, se debe comprender que esta práctica mantiene en constante esfuerzo el mecanismo interno del preventor, lo que provoca deterioro y desgastes prematuro de su empaquetadura.

Además que el mantenerlo en posición de abierto no asegura que cuando tenga que cerrar, que es el objetivo fundamental de un preventor, opere correctamente o que las líneas de cierre carezcan de fugas.

Lo que verdaderamente asegura que el sistema de control superficial esté siempre en condiciones de operación, es el cumplimiento estricto de las prácticas señaladas a continuación :

1. Inspección física del conjunto de preventores
2. Pruebas de operación del conjunto de preventores.
3. Prueba de operación y funcionamiento del sistema
4. Frecuencia de pruebas con presión.

VÁLVULA DE CONTROL DEL PREVENTOR CIEGO

La válvula de operación del preventor ciego debe tener un protector (candado) que evite que se cierre por error. Cuando se tenga la tubería fuera se quitará el protector para que pueda accionarse el control remoto, pero bajando el primer lastraberreras se colocará nuevamente.

UBICACIÓN DEL SISTEMA

El sistema debe ubicarse en un sitio seguro, de fácil y libre acceso y a una distancia razonable del conjunto de preventores; además , deberá evitarse el acceso de personal ajeno a la cuadrilla de perforación, así como limitar o vigilar el uso de soldadura en áreas próximas a la ubicación del sistema.

Control remoto.

Deben existir por lo menos dos controles remotos ubicados estratégicamente donde el perforador pueda llegar con rapidez, y otro en un lugar accesible y seguro, pero distante del piso de perforación.

El fluido de la unidad debe ser preferentemente aceite hidráulico, este tipo de fluido debe cumplir tres características principales:

1. Anticorrosivo.
2. Anticongelante.
3. Anticompresivo

SISTEMA DE CONTROL DEL CONJUNTO DE PREVENTORES (KOOMEY).

Las partes que componen el Sistema de Control del Conjunto de Preventores (Koomey) están señalados en la Figura 41 , a continuación se detalla las características de cada una de ellas :

PARTES

CARACTERISTICAS.

1 Acumuladores.

Su presión de trabajo es de 3 000 lbs/pg2 y la presión de precarga con nitrógeno de 1000 a 1 100 lbs/pg2 .Se tiene que verificar la presión de precarga en cada botella cada 30 días, las botellas deben contener solamente nitrógeno, ya que el aire y otros gases pueden causar fuego o explosión.

2 Válvulas aisladoras del banco acumulador.

Normalmente deben estar abiertas , y cerradas cuando desee aplicar una presión mayor de 3 000 lb/pg2 o cuando se realice pruebas de efectividad de tiempo de repuesta del sistema.

3 Válvula de seguridad del banco acumulador.

Esta calibrada para abrir a 3 500 lb/pg2.

4 Filtro de la línea suministro de aire.

Debe limpiarse cada 30 días.

5 Lubricador de aire.

Debe usar aceite lubricante SEA-10 y ajustarlo para que provea 6 gotas de aceite por minuto , además de revisarse semanalmente.

6 Manómetro indicador de la presión.

Rango de presión de 0 - 300 lb/pg2.

7 Interruptor de presión automática hidroneumática.

Normalmente está regulado para cortar a 2 900 lb/pg2 en unidades que cuentan con bombas de aire y bombas eléctricas. Cuando la presión en el sistema desciende a 2700 lb/pg2 , automáticamente permite que el aire fluya y arranque la bomba.

8 Válvula para aislar el interruptor de presión automático hidroneumático.

Normalmente esta válvula debe encontrarse cerrada. Cuando se requieran presiones mayores de 3 000 lb/pg2 .Primero cierre la válvula que aísla la bomba eléctrica (19) , gire la válvula (25) hacia la derecha (alta presión) y finalmente abra esta válvula, lo que permitirá manejar presiones hasta de 5500 lb/pg2.

9 Válvulas para suministrar aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire.

Normalmente deben estar abiertas .

10 Válvulas de cierre de succión.

Siempre permanecerán abiertas.

11 Filtros de succión.

La limpieza se realizará cada 30 días.

12 Bombas hidráulicas impulsadas por aire.

Este tipo de bombas operan con 125 lb/pg de presión de aire. Cada lbs/pg de presión de aire produce 60 lb/pg de presión hidráulica.

13 Válvulas de contrapresión (Check).

Su función es permitir reparar o cambiar las bombas hidroneumáticas sin perder presión en el banco acumulador.

14 Motor eléctrico y arrancador.

El motor eléctrico opera con tensión eléctrica de 220 a 440 voltios, 60 ciclos , tres fases ; la corriente requerida depende de la potencia del motor.

El arrancador acciona y para automáticamente el motor eléctrico que controla la bomba triplex o dúplex; trabaja conjuntamente con el interruptor manual de sobrecontrol para accionar o parar. El interruptor de control (14) debe estar en la posición " auto ".

15 Bomba triplex (o dúplex) accionada por motor eléctrico.

Cada 30 días se deberá revisar el nivel de aceite motor eléctrico.(SAE - 30 W) .Además se tiene que revisar el nivel de aceite en la coraza de la cadena (30 o 40 w), el cual debe llegar hasta el tapón de llenado.

16 Válvula de cierre de succión.

Normalmente debe estar abierta.

17 Filtro de succión.

Efectúe su limpieza cada 30 días.

18 Válvula de contra presión (Check) .

Su función es permitir reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el sistema.

19 Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.

Debe estar abierta normalmente y sólo tiene que estar abierta cuando vaya a generar presiones mayores de 3000 lb/pg2 con las bombas hidroneumáticas.

20 Interruptor de presión automático .

El motor eléctrico de la bomba arranca automáticamente cuando la presión en el banco acumulador desciende a 2700 lb/pg2, y para cuando la presión llega a 3000 lb/pg2.

Al ajustar la presión de paro del motor eléctrico, quite el protector del tornillo regulador y gírelo en sentido contrario a las manecillas del reloj para disminuir la presión o en sentido de las manecillas para incrementar la presión.

21 Manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador.

Rango de presión de 0 - 6 000 lb/pg2.

22 Filtro para fluido en el sistema acumulador.

Revisarlo cada 30 días.

23 Válvula reguladora y reductora de presión.

Reduce la presión del sistema a 1 500 lb/pg² para operar los preventores de arietes y las válvulas con operador hidráulico.

24 Manómetro indicador de presión en el múltiple de distribución de fluido.

En el rango de presión de 0 - 10 000 lb/ pg².

25 Válvula para aislar la válvula reductora de presión impulsada por aire.

Debe estar en posición abierta, y cuando se necesiten aplicar presiones mayores de 1 500 lb/pg² a los preventores de arietes, gírela a la posición de cerrada así se aísla la válvula (23).

26 Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire.

Regula la presión para operar el preventor anular.

27 Manómetro indicador de presión del preventor anular.

Rango de presión de 0 - 3 000 lb/pg2.

28 Válvulas de cuatro vías.

Permite cerrar o abrir los preventores y las válvulas hidráulicas instaladas.

29 Válvula de purga.

Normalmente debe estar cerrada. Esta válvula debe mantenerse abierta cuando se precargan las botellas del acumulador.

30 Caja de empalme de aire.

Se usa para conectar las líneas de aire en el sistema a las líneas de aire que vienen del tablero de control remoto.

31 Transmisor de presión neumática para la presión del preventor anular.

Ajusta el regulador de presión del transmisor , para que la presión del manómetro del preventor anular en el tablero remoto sea igual a la del manómetro (27) del sistema.

32 Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de distribución del fluido.

Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro de los preventores de arietes en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro (24) del sistema.

33 Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador.

Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro que indica la presión del acumulador en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro (21) del sistema.

34 Válvula neumática reguladora de la válvula (26).

Se utiliza para regular la presión de operación del preventor anular.

35 Selector de regulador de presión del preventor anular.

Se usa para seleccionar el tablero (unidad o control remoto) desde donde se desea controlar la válvula reguladora (26).

36 Válvula de seguridad del múltiple distribuidor del fluido.

Está regulada para que abra a 5 500 lb/pg2.

DESCRIPCION DE PARTES DEL SISTEMA KOOMEY CON ENERGIA ADICIONAL

1. Acumuladores.
2. Válvula aisladora.
3. Válvula de seguridad.
4. Filtro en la línea suministro de aire.
5. Lubricador de aire.
6. Manómetro en la 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 la línea de succión.
12. Bombas hidráulicas impulsadas por aire.
13. Válvula de retención (check).
14. Motor eléctrico y arrancador de bomba triple.
15. Bomba triple hidroeléctrico.
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-lok para aislar la válvula reductora de presión.
26. Válvula reguladora y reductora impulsada por aire.
27. Manómetro del preventor anular.
28. Válvulas de cuatro vías (Ram-loks).
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.

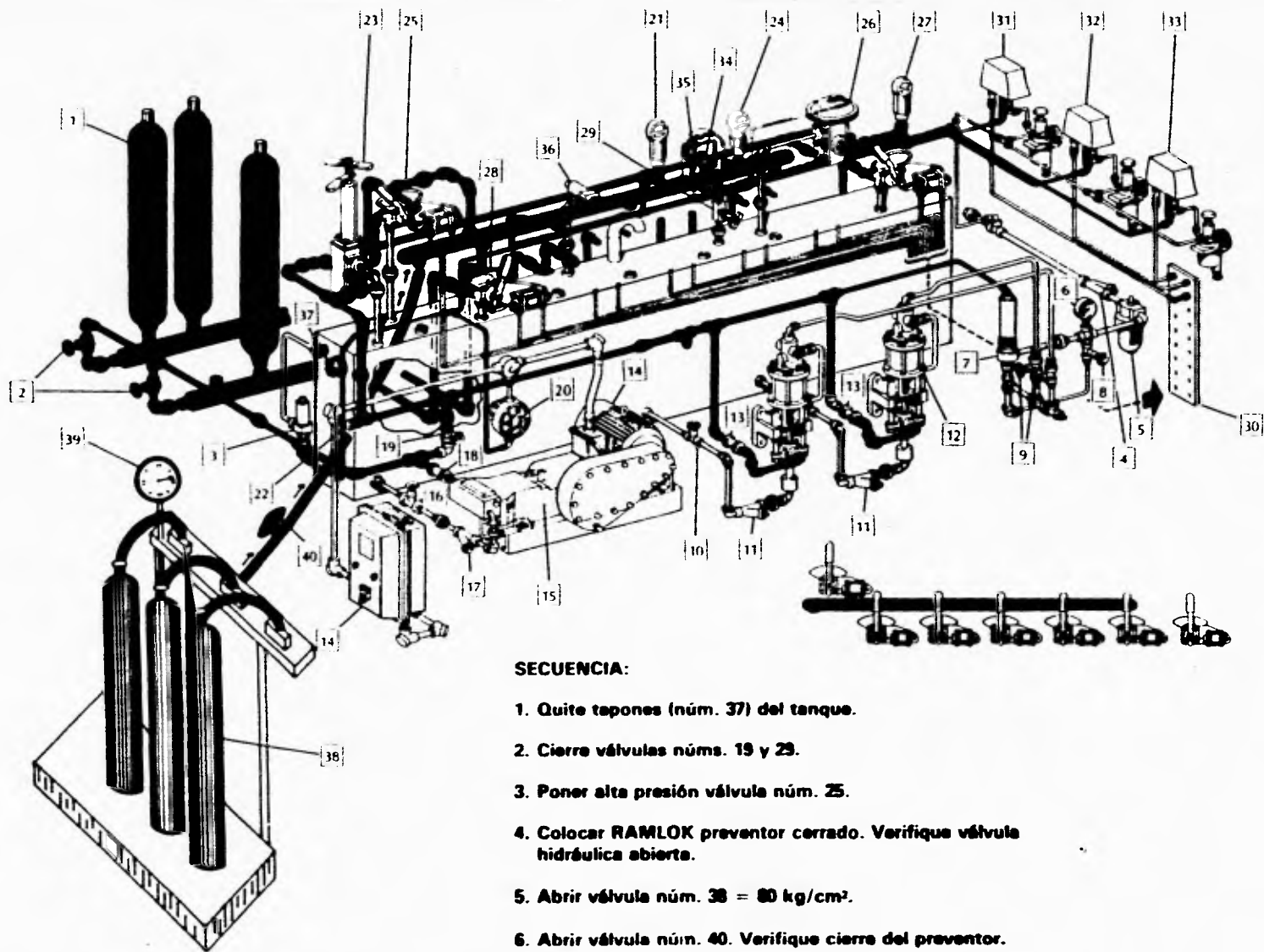


FIG. 41 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA DE CONTROL

RECOMENDACIONES

Antes de usar el nitrógeno verificar que las válvulas de los cilindros y la válvula maestra del nitrógeno estén cerradas. Verificar el cierre del preventor y cerrar las válvulas del nitrógeno.

Nunca operar la válvula de cuatro vías (RAM-LOK) de una posición a otra (de abrir a cerrar o viceversa) estando represionadas con nitrógeno alguna de las líneas; a riesgo de un accidente, es recomendable purgar lentamente a través de la válvula de cuatro vías antes de realizar cualquier operación en el sistema de control superficial.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE UN PREVENTOR UTILIZANDO EL SISTEMA DE ENERGÍA ADICIONAL NITROGENO.

1. Eliminar tapones laterales de 4" del tanque de almacenamiento.
2. Verificar que la válvula de purga esté cerrada, y que ninguna de las válvulas esté parcialmente activada (válvulas de cuatro vías).
3. Aislar el banco de acumuladores con la válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.
4. Posicionar en alta la válvula de by-pass (Válvula de cuatro vías para aislar la válvula reductora de presión).

5. Colocar en la posición de cerrar, la válvula del preventor seleccionado y si aún no esta abierta poseionar en abierto la válvula que acciona la válvula hidráulica de la línea de estrangular.
6. Abrir la válvula del cilindro de nitrógeno seleccionado y verificar que tenga 80 kg/cm² de presión mínima (ver manómetro del banco de energía adicional).
7. Abrir la válvula maestra del nitrógeno y verificar el cierre del preventor e instalar candados (yugos).

ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables son herramientas diseñadas 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.

Justificaciones para su uso :

Las normas API y reglamentos internacionales, recomiendan que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda utilizar un estrangulador hidráulico adicional.

Los estranguladores positivos son herramientas obsoletas que dejaron de usarse hace más de quince años por las siguientes razones:

1. Gasto y presión de bombeo
2. Columna hidrostática en el espacio anular
3. Contrapresión ejercida en el sistema

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y práctica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable.

Es decir, que en vez de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación resulta más fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantenerse la presión de fondo constante durante la operación de control .

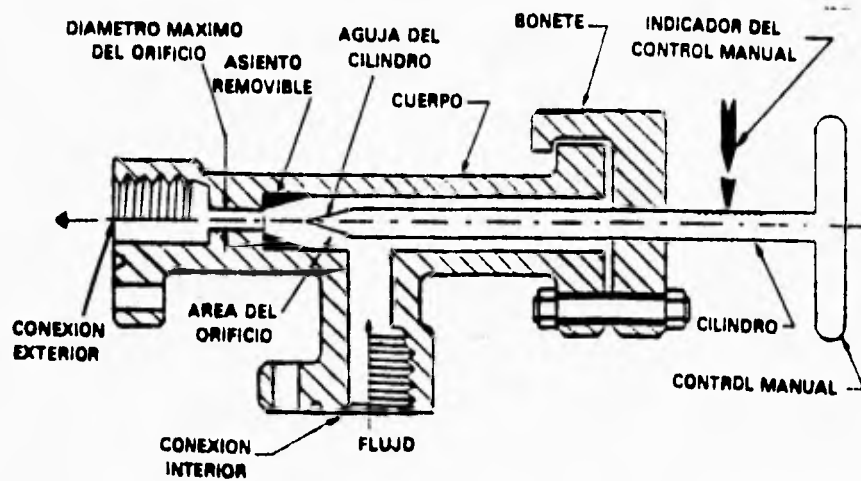
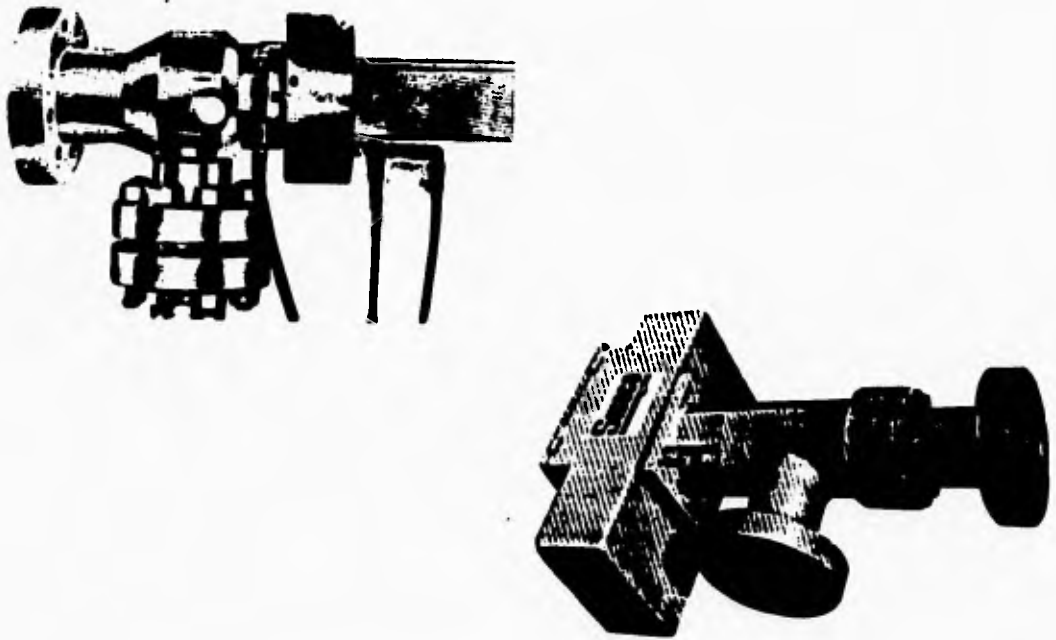


FIG. 42 ESTRANGULADOR AJUSTABLE MANUAL

Este tipo de estrangulador es usado frecuentemente en las operaciones de control dado su economía; sin embargo, se tiene la desventaja de que el operador debe desplazarse hasta el múltiple de estrangulamiento, 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.



FIGS. 43 y 44 ESTRANGULADORES HIDRAULICOS

Una de las características más importantes de este equipo es la consola de control remoto desde donde se opera el estrangulador y se monitorean las presiones en las tuberías de revestimiento y de perforación, así como la velocidad de bombeo

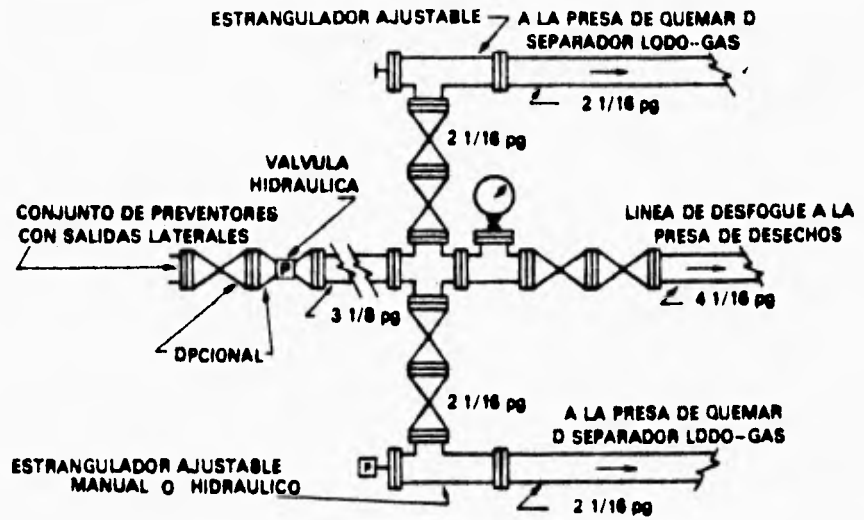


FIG. 45 MULTIPLE DE ESTRANGULACION TIPICO PARA RANGO DE PRESION DE TRABAJO DE 5 000 lb/pg²

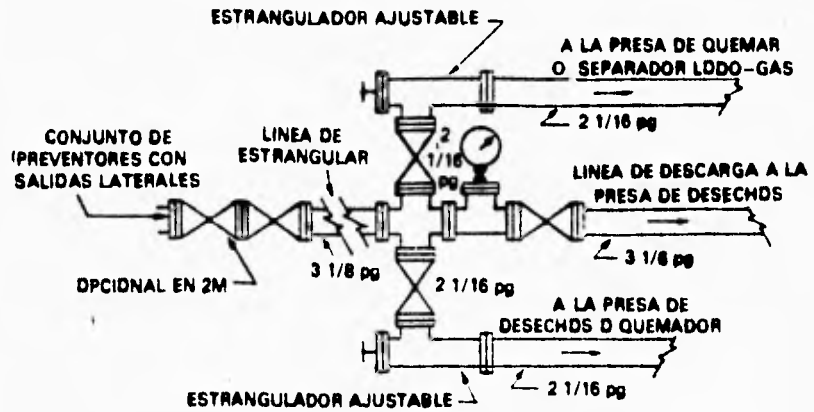


FIG. 46. MULTIPLE DE ESTRANGULACION TIPICO PARA RANGOS DE PRESION DE 2 000 Y 3 000 lb/pg²

Algunas ventajas relevantes adicionales son :

La velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones del diámetro del orificio.

Cuando se obstruye por pedacerías de hule, formación, basura, etcétera, tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo, permitiendo el paso de los materiales obstruyentes, para posteriormente cerrarse rápidamente sin suspender la operación de control.

MANTENIMIENTO Y OPERACION

Es recomendable que la operación del estrangulador ajustable forme parte de las pruebas de operación del conjunto de preventores descrito anteriormente.

Cada vez que se pruebe el estrangulador debe lavarse perfectamente y operar su apertura y cierre completo, con el fin de verificar que quede libre de obstrucciones.

Es recomendable corroborar continuamente la calibración de los manómetros , el contador de emboladas, que las líneas estén libres de materiales, sedimentos , etcétera.

SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO

El sistema desviador de flujo se emplea como medio de control del pozo antes de cementar la tubería superficial e instalar el conjunto inicial de preventores, con objeto de poder manejar los posibles flujos de formaciones muy someras, derivándolas a sitios alejados del equipo y del personal.

Este sistema fue diseñado para empaquetar en la tubería de perforación, de revestimiento, herramienta o la flecha y simultáneamente al empaquetar, abrir las válvulas de las líneas de desfogue, 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 el personal, la instalación o la continuidad de la perforación.

ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACION

Después de cementar o hincar la tubería conductora debe instalarse un sistema desviador de flujo, consistente de un elemento sello , líneas, válvulas de desviación y un sistema de control .(FIG.47)

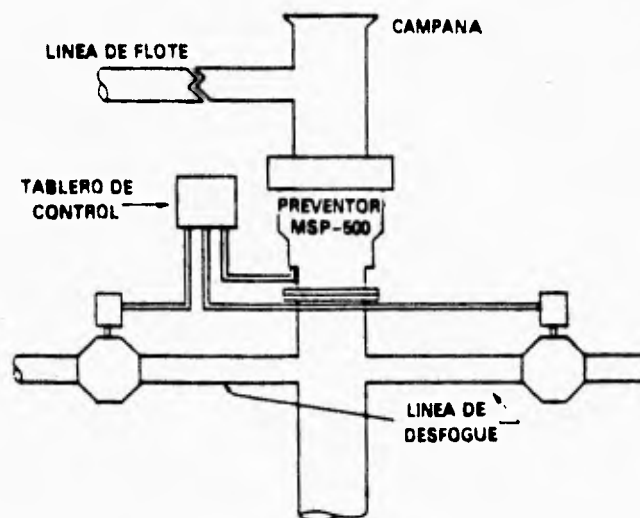


FIG. 47 DESVIADOR DE FLUJO CON LINEAS DE DESFOGUE

Las salidas del desviador deben ser de un diámetro interior mínimo de 10 pg. en equipo terrestre y de 12 pg. en equipos marinos.

Es conveniente que cuando se instalen preventores de 20 3/4 ó 21 1/4 pg. en tuberías de revestimiento superficiales, se disponga de líneas de desfogue de diámetros mayores que los convencionalmente usados, con el objeto de que en situaciones críticas desfogue el pozo, evitando el riesgo de fracturamiento de la formación con la consecuente comunicación a la superficie por el exterior de la tubería de revestimiento .

El sistema de control debe disponer de un control en el piso de perforación y otro en un lugar seguro de fácil acceso, pero alejado del piso de perforación.

INSTRUCCIONES REQUERIDAS PARA SU OPERACION

Se debe verificar diariamente alternando las cuadrillas de perforación, la operación correcta del sistema desviador de flujo, accionándose desde los controles remotos. Asimismo, se debe verificar que las líneas de desfogue no estén obstruidas.

LINEA DE MATAR

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial , requerida 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 de fluido de perforación del equipo con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores.

Para rangos de presión de trabajo de 5 000 lbs/pg² en adelante, se debe tener una conexión distante del conjunto de preventores, con el objeto de estar en condiciones de instalar una bomba auxiliar de alta presión cuando las bombas del equipo sean insuficientes.

ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACIÓN

Para la línea de matar son aplicables las especificaciones referidas en la línea y múltiple de estrangulamiento, las más sobresalientes son las siguientes:

1. Todas las líneas, válvulas, conexiones, válvulas de contrapresión , etcétera, deben ser de un rango de presión de trabajo similar al que tiene el conjunto de preventores como mínimo. El diámetro mínimo recomendado es de 2 pg. y se deben evitar componentes con diámetro interior reducido.
2. Debe tener doble válvula conectada a la salida lateral del conjunto de preventores.
3. Todos los componentes de la línea deben protegerse contra el congelamiento o las altas presiones .
4. Únicamente se deben utilizar conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las roscables en todos los componentes cuando el rango de presión sea mayor de 3000 lb/pg 2.
5. Todas las partes integrales de la línea de matar deben traer las especificaciones API, especialmente en lo que se refiere a la presión de trabajo, resistencia a la temperatura y corrosión.
6. La línea deberá probarse con la misma frecuencia y a la misma presión del conjunto de preventores ; así mismo , en lo que se refiere a la inspección y operación.
7. No debe utilizarse como línea de llenado, ya que el uso excesivo provoca desgaste de los componentes que limitarían su empleo en caso de emergencia.
8. Deberá estar provista de por lo menos una válvula de contrapresión (check), con el fin de evitar que el pozo quede desprotegido si al estar bombeando por la línea ocurre una fuga.

LINEA Y MULTIPLE DE ESTRANGULAMIENTO

Cuando la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación es insuficiente para mantener bajo control los fluidos congénitos del subsuelo, éstos tienden a fluir a la superficie, requiriéndose generar una contrapresión a través de estranguladores ajustables, hasta que se logran restablecer nuevamente las condiciones normales de operación.

Los estranguladores ajustables están conectados al carrete de control o de un preventor con salidas laterales a través de válvulas, líneas y conexiones; además , tienen diversas alternativas de descarga. **A todo este conjunto se le conoce como " Línea y Múltiple de Estrangulamiento " .**

CARACTERISTICAS DE DISEÑO

Primero se debe establecer la presión de trabajo que al igual que el conjunto de preventores estará en función de la presión superficial máxima que se espera manejar.

También es necesario considerar otros factores como el o los métodos de control a usar, para incluir el equipo necesario, así como también la composición de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

ESPECIFICACIONES Y RECOMENDACIONES DE OPERACION

1. La línea y múltiple de estrangulamiento deberá probarse a la misma presión y con la misma frecuencia que el conjunto de preventores.

2. Todas las válvulas, conexiones o líneas deben ser aprobadas por el API , en relación con su presión de trabajo, temperatura y corrosividad.
3. Para rangos de presión de trabajo superiores a 3 000 lb/pg² deberán emplearse únicamente conexiones bridadas, soldadas o de grampa y evitar el uso de las roscables.
4. La línea de estrangulamiento se debe equipar con doble válvula , una de las cuales será hidráulica cuando la presión de trabajo se eleve a 5 000 lb/pg² o más.
5. La línea será lo más recta posible y estará suficientemente anclada para evitar vibraciones.
6. El diámetro mínimo de las líneas de descarga de los estranguladores debe ser de 2 pg.
7. En lugares donde la temperatura es de 0° C deben tomarse las consideraciones necesarias para evitar el obturamiento por congelamiento.
8. Debe disponerse de manómetros que registren la presión en las tuberías de perforación y de revestimiento, en el lugar donde se esté llevando el mando de las operaciones.
9. Esta línea permite la circulación en el pozo con el preventor cerrado generando contrapresión mínima.

10. No debe tener restricciones en el diámetro interior, con el objeto de evitar altas caídas de presión y desgaste por abrasividad.
11. Debe haber más de una línea de descarga del estrangulador, con objeto de no suspender la operación por obturamiento, erosión, fugas, etc.
12. Debe haber una línea de desfogue que no pase a través de los estranguladores ajustables y tenga un diámetro menor al del estrangulamiento.
13. El múltiple debe instalarse en un sitio accesible y fuera de la subestructura del equipo.
14. También permite desfogar altos gastos de fluidos del pozo, evitando represiones en la tubería de revestimiento a pozo cerrado.
15. Debe instalarse doble válvula antes de cada estrangulador ajustable (para rangos de presión de trabajo superiores a 3 000 lb/pg2.)
16. Como mínimo , debe estar instalado permanentemente un estrangulador ajustable operando a control remoto y dos estranguladores ajustables manuales en localizaciones lacustres y terrestres.
17. En todos los equipos debe instalarse un estrangulador ajustable hidráulico adicional.

18. La línea y el múltiple de estrangulamiento deben estar controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y estar dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores variables hasta la presa de quema.
19. En caso de no disponer de válvula hidráulica en la línea de estrangulamiento, el control del múltiple se hará con una sola válvula, preferentemente del múltiple de estrangulamiento, ya que, aunque está retirado, es más fácil y menos riesgoso el acceso.
20. Deben efectuarse inspecciones físicas a la línea y al múltiple , con el objeto de verificar que estén correctamente ancladas tanto la línea que conecta el múltiple como todas las líneas de descarga, así como de algunos otros daños físicos que se pudieran presentar.

ACCESORIOS DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

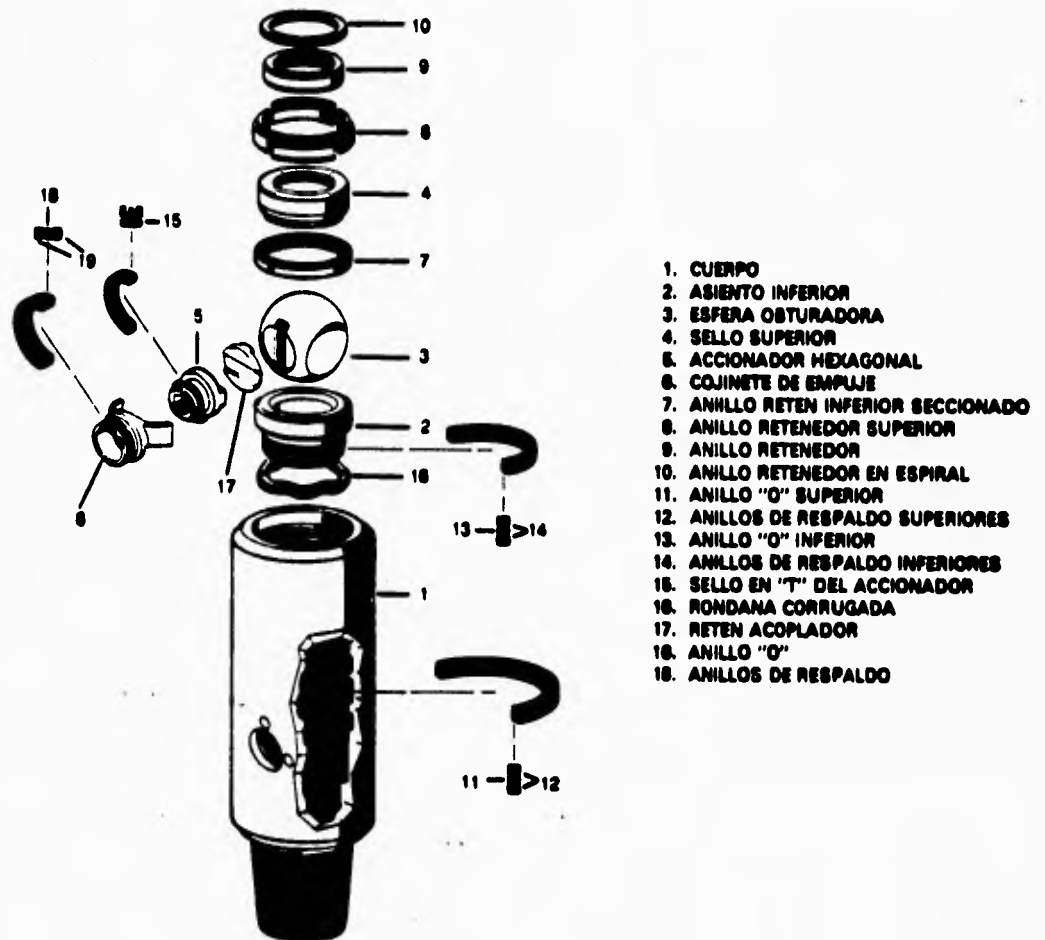
VALVULAS DIVERSAS DE CONTROL Y VALVULA DE CONTROL INTERIOR (CHECK).

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

VALVULAS DE LA FLECHA

Válvula macho superior de la flecha : se instala entre el extremo superior de ésta y la unión giratoria , debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

La válvula inferior de la flecha se instala entre el extremo inferior de ésta y el sustituto de esta debe ser de igual presión de trabajo que la anterior y pasar libremente a través de los preventores.(FIG. 48)



1. CUERPO
2. ASIENTO INFERIOR
3. ESFERA OBTURADORA
4. SELLO SUPERIOR
5. ACCIONADOR HEXAGONAL
6. COJINETE DE EMPUJE
7. ANILLO RETEN INFERIOR SECCIONADO
8. ANILLO RETENEDOR SUPERIOR
9. ANILLO RETENEDOR
10. ANILLO RETENEDOR EN ESPIRAL
11. ANILLO "O" SUPERIOR
12. ANILLOS DE RESPALDO SUPERIORES
13. ANILLO "O" INFERIOR
14. ANILLOS DE RESPALDO INFERIORES
15. SELLO EN "T" DEL ACCIONADOR
16. RONDANA CORRUGADA
17. RETEN ACOPLADOR
18. ANILLO "O"
18. ANILLOS DE RESPALDO

FIG. 48 VALVULA DE SEGURIDAD INFERIOR DE LA FLECHA

Las llaves para operar las válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y accesible para la cuadrilla en el piso de perforación.

VALVULAS EN EL PISO DE PERFORACION

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

Estas válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación . Para el caso de los lastraberenas se pueden utilizar combinaciones en la parte inferior de las válvulas .

Se debe tener cuidado de no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que restringen el paso de 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, mismas que debe retirarse inmediatamente después de su instalación, con objeto de quedar en condiciones de introducirse al pozo. Por otro lado, respecto a la válvula de seguridad que debe haber en el piso de perforación cuando se introduzca tubería de revestimiento, la norma establece que debe haber una válvula disponible con la conexión o conexiones apropiadas a la rosca que tenga la tubería que se introduzca al pozo.

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

VALVULA INTERIOR

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

Las normas API y reglamentos internacionales, establecen que al presentarse un brote puede instalarse 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, sería muy difícil instalar el preventor interior por la restricción que esta herramienta presenta en su diámetro interno.

Al presentarse un brote con la tubería muy superficial, es posible introducir con presión más tubería a través del preventor anular.

A continuación se enuncian las ventajas más sobresalientes cuando se dispone del preventor interior:

VENTAJAS

Si al estar llevando a cabo las operaciones de control con unidad de alta presión y se suscitara una fuga superficial o ruptura de la línea y no se dispusiera de este preventor, el pozo podría quedar a la deriva, ya que sería muy riesgoso que una persona se acercara a la tubería y cerrara la válvula de seguridad.

Cuando la presión es demasiado alta o se incrementa paulatinamente, y el pozo está conectado al tubo vertical para registrar la presión en la tubería de perforación y no se dispone de este preventor, podría ocurrir una fuga en el tubo lavador, punto más débil y que generalmente se tiene sin probar por los frecuentes cambios del mismo, mangueras, etcétera, entonces también podría quedar el pozo a la deriva por la causa señalada en el punto anterior.

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente está constituido por la válvula de retención y sustituto de fijación, el cual se puede instalar 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 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 utilización es recomendable en la sarta de perforación por que permite el manejo del obturante e inclusive la colocación de tapones, las siguientes figuras muestran los dos tipos de válvula.

CABEZA PARA DESLIZAR TUBERIA (LUBRICADOR) Y, CABEZA ROTATORIA

La cabeza para deslizar tubería con presión, se usa fundamentalmente para introducir o extraer tubería de perforación, producción, y revestimiento, así como lastrabarrenas y otras herramientas de perforación.

No requiere de una presión externa para cerrar, pero su uso está limitado a un rango de presión de trabajo de 70 kg/cm² como máximo para operar con seguridad.

Existe una medida de empaque para cada diámetro de tubería o herramienta por manejar, esta herramienta no se encuentra diseñada para perforar, sin embargo, está constituida de dos piezas cuya parte inferior es similar a la de la cabeza rotatoria.

La cabeza rotatoria está provista de un dispositivo donde se aloja el empaque, el cual se acopla a la flecha de perforación y se baja para conectarse a la parte inferior de la cabeza.

Fundamentalmente se usa en los siguientes casos :

1. Para perforar con fluidos ligeros de gas, aceite o agua salada.
2. Para perforar con aire o agua aireada.

Esta herramienta no se debe considerar como sustituto del preventor anular, sino como complemento de preventores y generalmente se colocan en la parte superior del preventor anular, las siguiente Figura, muestra las partes que constituyen esta herramienta.(FIG.49)

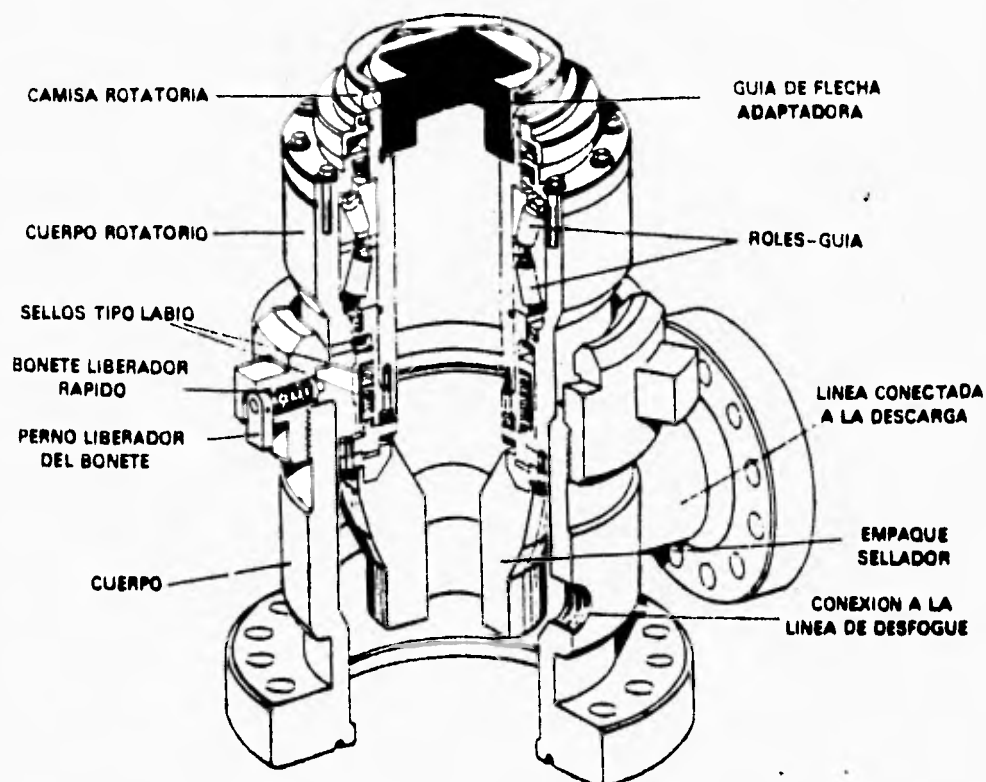


FIG.49. CABEZA ROTATORIA

BRIDAS Y ANILLOS

Las conexiones más usuales en el sistema de control superficial reconocidas por el API , son las bridas con juntas de anillo metálico.

Existen básicamente de dos tipos :

1. El tipo 6B que corresponder al rango de presión de trabajo de 2 000, 3 000 y 5000 lb/pg2.
2. El tipo 6BX el cual es para rangos de 10 000 y 15 000 lb/pg2 y hasta 20 000 lb/pg2 de presión de trabajo. Este tipo de bridas se incluyen para 5 000 lb/pg2 cuando se trate de tamaños de 13 5/8 y 16 1/4 pg.

Antiguamente las bridas tipo 6B fueron designadas por el API como serie 600, 900 y 1500 de acuerdo a las especificaciones de la ASA (Asociación Americana de Normas).

De acuerdo a las normas API las bridas tipo 6B poseen asientos de fondo plano de forma octagonal y ovalada (siendo esta última forma obsoleta) . Las bridas 6B pueden usar anillos tipo R o RX .

Los anillos tipo R son de forma ovalada y octagonal, pero el anillo ovalado tiene la limitante de usarse sólo en la ranura de la brida de igual forma.

La brida tipo 6BX usa únicamente anillo BX . los anillos BX y RX no son intercambiables, pero ambos proveen un sello de presión energizada.

La característica principal de los anillos con sello energizado, es evitar que el peso del conjunto de preventores y las vibraciones deformen los mismos anillos y aflojen los birlos de las bridas.

Esto ocasionaría el aflojamiento de los tornillos del conjunto de preventores, los cuales tendrían que apretarse periódicamente; además no deben instalarse anillos que se hayan usado con anterioridad.

No debe usarse caucho, teflón u otro material elástico para recubrir los anillos . La siguiente tabla contiene los tipos de anillos y bridas reconocidos por el API , usados en conjuntos de preventores.

TABLA 2. BRIDAS Y ANILLOS USADOS EN LOS PREVENTORES

PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	TAMAÑO NOMINAL pg	TIPO DE ANILLO		
		RX	BX	
500 (0.5 M)	29 1/2	—	—	
2 000 (2 M)	16 3/4	65	—	
	21 1/4	73	—	
	26 3/4	—	167	
	7 1/16	45	—	
	9	49	—	
3 000 (3 M)	11	53	—	
	13 5/8	57	—	
	20 3/4	74	—	
	26 3/4	—	168	
	7 1/16	46	—	
	11	54	—	
	13 5/8	—	160	
	16 3/4	—	162*	
5 000 (5 M)	18 3/4	—	163	
	21 1/4	—	165	
	7 1/16	—	156	
	9	—	157	
	11	—	158	
	13 5/8	—	159	
	16 3/4	—	162	
	18 3/4	—	164	
10,000 (10 M)	21 1/4	—	166	
	7 1/16	—	156	
	9	—	157	
	11	—	158	
	13 5/8	—	159	
	15,000 (15 M)	7 1/16	—	156
	9	—	157	
20,000 (20 M)	11	—	158	
	13 5/8	—	159	
	7 1/16	—	156	
	9	—	157	

* Reemplaza al BX-161.

TABLA 2. BRIDAS Y ANILLOS USADOS EN LOS PREVENTORES

PRESION DE TRABAJO lb/pg ²	TAMAÑO NOMINAL pg	TIPO DE ANILLO	
		RX	BX
500 (0.5 M)	29 1/2	—	—
2 000 (2 M)	16 3/4	65	—
	21 1/4	73	—
	26 3/4	—	167
	7 1/16	45	—
3 000 (3 M)	9	49	—
	11	53	—
	13 5/8	57	—
	20 3/4	74	—
	26 3/4	—	168
	7 1/16	46	—
5 000 (5 M)	11	54	—
	13 5/8	—	160
	16 3/4	—	162*
	18 3/4	—	163
	21 1/4	—	165
	7 1/6	—	156
	9	—	157
10,000 (10 M)	11	—	158
	13 5/8	—	159
	16 3/4	—	162
	18 3/4	—	164
	21 1/4	—	166
	7 1/16	—	156
	9	—	157
15,000 (15 M)	11	—	158
	13 5/8	—	159
	7 1/16	—	156
	9	—	157
20,000 (20 M)	11	—	158
	13 5/8	—	159
7 1/16	—	156	

* Reemplaza al BX-161.

EMPAQUETADURAS DE PREVENTORES (ELASTOMEROS).

Las empaquetaduras o partes elásticas de los preventores deberán identificarse por el tipo de caucho, composición, proceso de fabricación empleado, grado de dureza, etcétera.

Las características anteriores determinan el uso más apropiado para cada tipo. Las partes elastoméricas deben ser marcadas al moldearse para identificar el tipo de caucho, rango de dureza, número de parte y código empleado. El sistema de código de identificación esta compuesto por tres partes :

- a) Dureza
- b) Código API
- c) Número de parte del fabricante.

Ejemplo :

70-CO-400

a -b- c

Esta marca designa una parte o componente que tiene un rango en la escala de dureza de 70 - 75 , fabricado de epíclorohidrina y con número del fabricante de 400.

Los diversos fabricantes de los productos elastoméricos recomiendan el uso más apropiado para cada tipo de empaque.

La siguiente tabla contiene los códigos empleados para la selección de los elementos sellantes.

TABLA 3. GUÍA PARA LA SELECCIÓN DEL ELEMENTO SELLANTE.

TIPO DE ELASTOMERO	RANGO DE DUREZA	CODIGO API	APLICACION TIPICA DE SERVICIO
EPICLOROHIDRINA	70-75	CO	Fluidos de perforación base agua y bajas temperaturas.
CAUCHO NATURAL	67-75	NR	Fluidos de perforación base agua, contaminación con H ₂ S y bajas temperaturas.
NEOPRENO	70-78	CR	Fluidos de perforación base aceite y agua, contaminación con H ₂ S y temperaturas bajas y medias.
NITRILO	70-82	NBR	Fluidos de perforación base aceite, contaminación con H ₂ S y temperaturas normal y alta.

INSPECCION Y ALMACENAMIENTO

Toda empaquetadura de caucho requiere ser inspeccionada antes de usarse, para ello los fabricantes recomienda realizar las pruebas siguientes:

1. Doble, estire y comprima la pieza, observe si en el área de esfuerzo existen grietas o fisuras, particularmente en las esquinas, de ser así elimínelo y cámbiela por otra en condiciones adecuadas.
2. Si la pieza es de tamaño muy grande corte una tira de una área no crítica y efectúe la prueba, ejemplo: corte una tira de caucho de entre los segmentos de un elemento sellante del preventor anular, para realizar el ensayo mencionado.

3. Cuando la empaquetadura de caucho se expone a la intemperie ocasiona que la superficie se observe polvorienta y en mal estado aparente, por lo que también deberá efectuarse la prueba anterior. Las condiciones de almacenamiento determinan la duración de los elementos de caucho.

Las siguientes tablas indican las condiciones que deben observarse para tal propósito.

TABLA 4. GUIA PARA EL ALMACENAMIENTO DE EMPAQUETADURAS DE CAUCHO.

CONDICION	CALIDAD DE ALMACENAMIENTO		
	BUENA	NORMAL	DEFICIENTE
TEMPERATURA	HASTA 80°C	HASTA 120°F	MAS DE 120°F
ESFUERZOS	Compartimientos separados para cada pieza sin apilar.	Piezas apiladas en grupos pequeños, sin comprimirlas en las cajas ni en estantes, piezas pequeñas puestas en cajas de poca altura.	Piezas almacenadas comprimidas, estiradas dobladas o plegadas, anillos en "O" colgados en clavijas.
MEDIO AMBIENTE	Proteger de la luz y del contacto con el aire.	Bajo techo y lejos de ventanas y equipo eléctrico que produzcan chispas.	A rayo de sol o con luz fuerte, cerca de motores eléctricos, máquinas de soldar con arco, etcétera.
CONTACTO CON LIQUIDOS	Secas.	Secas.	Posibilidad de que se mojen con aceite, disolventes, agua, ácidos, etcétera.

**TABLA 5. TIEMPO DE CONSERVACION DE EMPAQUETADURAS EN
FUNCION DE LA CALIDAD DE ALMACENAMIENTO.**

TIPO DE CAUCHO	CALIDAD DE ALMACENAMIENTO		
	BUENA	NORMAL	DEFICIENTE
EPICLOROHIDRINA	6-8 AÑOS	4-6 AÑOS	Distorsión permanente si los artículos se almacenan bajo esfuerzo.
NEOPRENO	3-5 AÑOS	2-4 AÑOS	Distorsión permanente si los artículos se almacenan bajo esfuerzo.
NITRILO	2-4 AÑOS	1-3 AÑOS	En menos de una semana se pueden agrietar a causa de la luz, esfuerzos o del ozono.
NATURAL	2-4 AÑOS	1-3 AÑOS	En menos de una semana se pueden agrietar a causa de la luz, esfuerzos o del ozono. Los aceites y disolventes afectan muy adversamente.

SEPARADOR GAS- FLUIDO Y DESGASIFICADOR

SEPARADOR GAS- FLUIDO

El separador gas-fluido forma parte del equipo auxiliar del sistema de control superficial, su función es separar el gas que se incorpora al fluido de perforación cuando se presenta un brote. De esta manera se evitará tirar a las presas de desecho o contaminar con gas el área de trabajo.

La figura (49) muestra uno de los separadores gas-fluido más usuales. Está constituido básicamente por un cuerpo cilíndrico vertical provisto en su interior de un conjunto de placas deflectoras distribuidas en espiral, una válvula de desfogue del gas en el extremo superior, y una válvula de seguridad en el extremo inferior, para el desfogue del fluido.

Por fuerza centrífuga y diferencia de densidades se propicia la separación gas-fluido con mayor eficiencia.

La corriente de la mezcla gas-fluido entra lateralmente al separador. En el interior, la presión de esta mezcla tiende a igualarse a la presión atmosférica, por la separación y expansión del gas, provocada por el conjunto de placas deflectoras que incrementan la turbulencia de la mezcla.

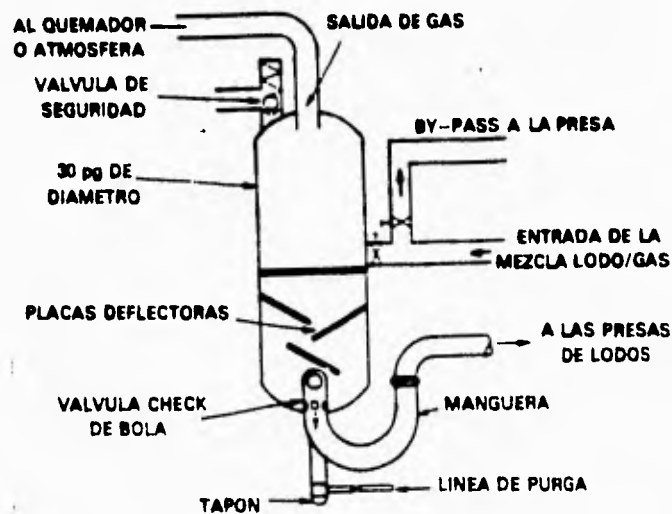


FIG. 49 SEPARADOR GAS-LODO

El gas se elimina por la descarga superior y el fluido se recibe por gravedad en la presa de asentamiento, a través de una línea que debe conectarse a la descarga de la línea para que pase por el colador.

La válvula de seguridad, instalada en el extremo superior del separador, esta calibrada para operar cuando hay una sobrepresión en el separador y permite el desfogue.

CARACTERISTICAS DE DISEÑO

1. El cuerpo cilíndrico es de acero, y los diámetros varían desde 14 hasta 30 pg, en algunos casos se usan tubos de mayor diámetro.
2. El diámetro de la entrada de la mezcla gas-fluido del separador deberá ser mayor que el diámetro mínimo que es de 4 pg.; para la salida del gas es recomendable que sea por lo menos 2 pg mayor que la entrada ya sea enviado al quemador o que descargue a la atmósfera lo más alto posible.
3. Es necesario fijar o anclar firmemente el separador gas-fluido, para evitar que la turbulencia violenta de la mezcla lo remueva de su sitio.

DESGASIFICADOR

El desgasificador constituye parte del equipo auxiliar del sistema de control superficial. Su función consiste en eliminar el gas incorporado al fluido de perforación, ya sea por gasificaciones durante las operaciones de perforación, o para terminar el proceso de eliminación de gas del separador gas-fluido.

La figura (50) muestra uno de los desgasificadores más usados en los equipos de perforación. Está constituido básicamente por una bomba centrífuga y un tanque elevado de desgasificación.

El fluido de perforación gasificado es succionado de la presa de asentamiento, e impulsado por la bomba centrífuga hacia la parte superior a través de una válvula ajustable que incrementa su velocidad, lo atomiza y descarga en el tanque de desgasificación, en donde la turbulencia provoca que las burbujas de gas se desprendan y escapen por la parte superior.

El fluido de perforación desciende por gravedad a la base del tanque, para integrarse al sistema de circulación.

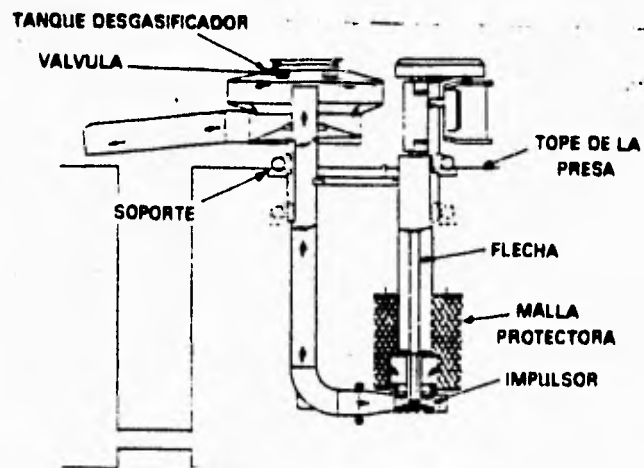


FIG. 50 DESGASIFICADOR

CARACTERISTICAS DE DISEÑO

La capacidad de manejo de fluidos debe ser acorde al volumen o gasto que produzcan las bombas de fluido de perforación. Los interruptores de accionamiento, así como también los accesorios deben ser a prueba de explosión.

La descarga del gas a la atmósfera debe ser por la línea preferentemente de 4 pulgadas de diámetro y lo más alto posible.

PRUEBAS AL SISTEMA Y REFACCIONAMIENTO

PRUEBAS CON PRESION DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

Para garantizar la operación oportuna y exitosa del sistema de control superficial, las normas API y reglamentos internacionales han establecido las recomendaciones para las pruebas que deben realizarse, especificando las condiciones y frecuencia de las mismas.

Preparativos que deben efectuarse al probar el sistema de control superficial.

1. Verificar que el rango de presión de trabajo de los componentes del sistema de control superficial esté acorde a la presión de prueba.
2. Extraer el buje de desgaste, en caso de tenerlo en servicio, deberá cambiarse si se encuentra en malas condiciones.

CARACTERISTICAS DE DISEÑO

La capacidad de manejo de fluidos debe ser acorde al volumen o gasto que produzcan las bombas de fluido de perforación. Los interruptores de accionamiento, así como también los accesorios deben ser a prueba de explosión.

La descarga del gas a la atmósfera debe ser por la línea preferentemente de 4 pg de diámetro y lo más alto posible.

PRUEBAS AL SISTEMA Y REFACCIONAMIENTO

PRUEBAS CON PRESION DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

Para garantizar la operación oportuna y exitosa del sistema de control superficial , las normas API y reglamentos internacionales han establecido las recomendaciones para las pruebas que deben realizarse, especificando las condiciones y frecuencia de las mismas.

Preparativos que deben efectuarse al probar el sistema de control superficial.

1. Verificar que el rango de presión de trabajo de los componentes del sistema de control superficial esté acorde a la presión de prueba.
2. Extraer el buje de desgaste, en caso de tenerlo en servicio, deberá cambiarse si se encuentra en malas condiciones.

3. Verificar la posición de arietes variables y de corte en caso de haberlos instalados.
4. Durante la prueba, se deberán abrir las válvulas del espacio anular entre las tuberías de revestimiento .
5. Comprobar la resistencia mínima a la presión interna de la tubería de revestimiento.

FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS CON PRESION

El sistema de control superficial, deberá probarse con base en las normas API y reglamentos internacionales, los cuales establecen los casos 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 el que deberá probarse por lo menos la parte reparada.

Las normas anteriores también establecen que deberá probarse el sistema de control superficial cuando menos cada 21 días, en caso de no ocurrir ninguno de los eventos anteriores.

Esto se deberá realizar con estricto apego a la norma en los casos siguientes:

1. Si el pozo es considerado exploratorio o exploratorio por extensión.

2. Cuando se trate de pozos de desarrollo, localizados en áreas o campos específicos con presiones anormales o formaciones de alta permeabilidad.
3. Los arietes ciegos o de corte deberán probarse a presión, por lo menos al instalar el conjunto de preventores y antes de perforar la zapata de cada tubería de revestimiento.
4. Debe tener la precaución de abrir la válvula en la línea de estrangulamiento a línea de desfogue, antes de abrir los arietes con objeto de liberar cualquier presión existente.
5. Los bonetes deben probarse en cada instalación de arietes en los preventores.
6. El sistema para accionar el conjunto de preventores se verificará cada vez que se pruebe éstos.

REQUERIMIENTOS PARA LAS PRUEBAS CON PRESIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL

Deberá usarse agua limpia en el sistema de control superficial, con objeto de lavar y eliminar los sólidos que pudieran obturar posibles fugas, e instalar el probador adecuado para la prueba.

Probar el sistema de control superficial a una presión de 200 a 300 lb/pg², con la finalidad de localizar posibles fugas en algunos de los componentes antes de aplicar la presión de prueba que dañara o deteriorará más las partes con fugas.

Los preventores de arietes se probarán a la presión superficial anticipada, o al equivalente máximo del 80 % de la presión máxima probable de trabajo de la tubería de revestimiento de menor resistencia o la de menor grado en que se encuentren instalados.

Los arietes variables deben probarse a presión, cerrándolos al rededor de cada diámetro de tubería en la sarta, de acuerdo a su rango de cierre.

El preventor anular se probará a la mínima presión de la vez anterior al 70 % de su presión de trabajo, cuando se prueben los preventores.

Al efectuarse las pruebas de los preventores, también deberán probarse todos y cada uno de los componentes del sistema de control superficial a la máxima presión de operación que debe requerirse para operar los preventores .

Los componentes adicionales son :

1. Válvulas superior de la flecha.
2. Válvula interior de la sarta (check).
3. Válvulas del múltiple de estrangulamiento.

Las pruebas se efectuarán siempre en dirección del flujo del pozo.

Los preventores de arietes se probarán a la presión superficial anticipada, o al equivalente máximo del 80 % de la presión máxima probable de trabajo de la tubería de revestimiento de menor resistencia o la de menor grado en que se encuentren instalados.

Los arietes variables deben probarse a presión, cerrándolos al rededor de cada diámetro de tubería en la sarta, de acuerdo a su rango de cierre.

El preventor anular se probará a la mínima presión de la vez anterior al 70 % de su presión de trabajo, cuando se prueben los preventores.

Al efectuarse las pruebas de los preventores, también deberán probarse todos y cada uno de los componentes del sistema de control superficial a la máxima presión de operación que debe requerirse para operar los preventores .

Los componentes adicionales son :

1. Válvulas superior de la flecha.
2. Válvula interior de la sarta (check).
3. Válvulas del múltiple de estrangulamiento.

Las pruebas se efectuarán siempre en dirección del flujo del pozo.

La prueba de cada componente se tomará como satisfactoria si se mantiene la presión de prueba durante un periodo de cinco a quince minutos.

Los resultados de las pruebas con presión, de las inspecciones físicas y de la operación del sistema de control superficial, se registrarán en la bitácora del perforador si alguno de los componentes primordiales del sistema o de sus controles no funciona; se deben suspender las operaciones de perforación para reparar la falla.

PRUEBAS DE OPERACION Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

1. Verificar que la presión del banco de acumuladores indique 3 000 lb/pg², la presión en el múltiple de distribución 1 500 lb/pg². y la del preventor anular de 800 a 1 500 lb/pg² conforme a la presión óptima de trabajo recomendada por el fabricante de este último preventor. Consultar la tabla correspondiente en la descripción del preventor anular. (VER APENDICE).
2. Verificar que el fluido del sistema esté libre de fluido de perforación o de cualquier otro fluido extraño, sedimentos, arena u otros sólidos.
3. Revisar mensualmente la precarga de cada botella aislando los bancos acumuladores para no tener que retirar del servicio ambos bancos a la vez.

4. Disponer personal de electromecánica calificado que proporcione el mantenimiento adecuado al sistema conforme a las recomendaciones del fabricante y en especial la lubricación de las bombas hidroneumáticas e hidroeléctricas (transmisión, extremo mecánico e hidráulico), limpieza de filtros, calibración de manómetros en el sistema y controles remotos.
5. Verificar diariamente el nivel de aceite hidráulico en el depósito (3/4 de su capacidad para que pueda recibir el aceite que regresa de los preventores al operarlos.
6. Deben taponarse las descargas de las válvulas que estén fuera de operación con objeto de evitar que se descargue el sistema por descuido.

PRUEBA DE EFECTIVIDAD DE TIEMPO DE RESPUESTA AL SISTEMA

El sistema debe ser capaz de cerrar cada preventor de arietes y los preventores anulares menores de 20 pg en 30 segundos como máximo y hasta 45 segundos para los de 20 pg y de mayor diámetro.

La bomba hidroeléctrica por sí misma, es decir, con los acumuladores bloqueados y las bombas hidroneumáticas paradas, debe ser capaz de abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulamiento, cerrar el preventor anular sobre la tubería y obtener un mínimo de 1200 lb/pg². de presión en un tiempo que no exceda de dos minutos.

De igual forma, las bombas hidroneumáticas por sí mismas deben ser capaces de llevar a cabo lo indicado en el inciso anterior.

La prueba de los acumuladores consiste en abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulamiento y cerrar el preventor anular sobre la tubería de perforación en un tiempo que no exceda de 30 segundos, conservando una presión mínima de 1 200 lb/pg² y teniendo las bombas hidroeléctricas e hidroneumáticas paradas.

Esta prueba de efectividad de tiempo de respuesta del sistema debe llevarse a cabo antes de efectuar cada prueba a presión del sistema de control superficial.

REFACCIONAMIENTO MINIMO DISPONIBLE EN EL POZO

Es importante disponer de un paquete de refacciones en el pozo mismo, sobre todo las partes que sufren mayor desgaste son de vital importancia en el múltiple de estrangulamiento.

Debe procurarse la estandarización de los componentes, con el fin de reducir el paquete de refacciones, el cual consistirá de lo siguiente.

1. Una válvula completa de cada medida que se requiera.
2. Conexiones diversa como tes ("T") crucetas, anillos, birlos ,etc.
3. Un estrangulador ajustable completo, incluyendo refacciones para las partes sometidas a mayor desgaste.
4. Manómetros, mangueras, tubería flexible , etc.

5. Un juego completo de arietes por cada diámetro de tubería en uso.
6. Un juego de elementos de hule para cada diámetro de tubería un uso incluyendo sellos interiores.
7. Un juego completo de empaque para bonetes o tapas de preventor para cada medida y tipo de preventor usado.
8. Anillos diversos para cada medida de brida instalada.

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

CAPITULO V . SEÑALES DE BROTES Y VERIFICACION DE POZO MUERTO (FLOW CHECK).

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

Al momento de ocurrir un brote, el fluido en primera instancia es desplazado fuera del pozo; si el brote no es detectado a tiempo ni corregido a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un descontrol..

En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98 % de probabilidades de controlarlo. Los indicadores de que el lodo está desalojándose fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas:

1. Al estar perforando.
2. Al sacar o meter la sarta de perforación.
- 3 Al no tener tubería dentro del pozo.

Son varios los síntomas que presenta el intento de un brote, como son:

1. Contaminación del fluido por gas o por aceite y gas.
2. Contaminación del fluido por agua salada.
3. Cabeceo en el tubo de descarga.
4. Aumento en el volumen del sistema de circulación de fluido, que se manifiesta en la elevación del nivel de la superficie del fluido en las presas.

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

Indicadores de brotes al estar perforando.

Un aumento en la velocidad de penetración puede ser indicador de un posible brote.

La velocidad de penetración, está en función de varios factores como :

1. El peso sobre la barrena
2. Velocidad de rotación
3. Densidad de fluido
4. La hidráulica de circulación

Pero también está determinada por la presión diferencial entre la presión hidrostática y la presión de formación. Es decir, que si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática dentro del pozo. aumentará considerablemente la velocidad de penetración de la barrena.

Cuando esto ocurra, y no haya cambio en alguna de las otras variables, se debe sospechar la presencia de un posible brote, esta posibilidad es mayor cuando se perfora en zonas de presión anormal o de formaciones permeables

Disminución de la presión de bombeo y aumento del número de emboladas.

Cuando un brote ocurre mientras se está perforando, los fluidos debido al brote estarán únicamente en el espacio anular.

La presencia de dichos fluidos que tienen una densidad menor que la del fluido, causará que la presión hidrostática en el espacio anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación.

La diferencia de presiones ayuda a que el fluido dentro de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente, con la consecuente disminución de presión de bombeo y aceleramiento de la bomba de fluido, el cual se manifiesta en el aumento de emboladas. Sin embargo, hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las siguientes causas :

1. Reducción en el gasto de circulación.
2. Fuga de lodo a través de la Tubería de perforación.
3. Desprendimiento de una tobera en al barrena.
4. Cambio en las propiedades del fluido.

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

Fluido contaminado con gas.

La aparición del fluido contaminado con gas, puede deberse al fluido contenido en los recorte de la barrena o al flujo de fluido de la formación al pozo que están siendo circulados a la superficie.

Conforme el gas se va expandiendo al acercarse a la superficie (por la reducción de presión al disminuir la columna de fluido sobre él), el fluido contaminado con gas provoca disminución en la presión hidrostática, lo cual puede ocasionar un brote.

Fluido contaminado con cloruros.

La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua, pueden ser indicadores de que los fluidos de la formación estén entrando al pozo y, por consecuencia , sean el origen posible de un brote. Sin embargo , el aumento de cloruros también puede ser originado al perforar una sección salina.

Cambio en las propiedades reológicas del fluido.

Cuando las propiedades reológicas cambien, deben tenerse presente que tal variación pudo ser causada por la entrada de un fluidos invasor, lo cual se manifiesta en la variación de la viscosidad, la relación agua-aceite (en caso de utilizar lodo emulsionado) y la precipitación de sólidos.

Aumento en el peso de la sarta de perforación.

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

Flujo sin circulación.

Si las bombas de fluido están paradas y el pozo se encuentra fluyendo, generalmente un brote está en camino. A la acción de verificar el estado de un pozo se le conoce como " observar el pozo ". Esto significa que las bombas de fluido son detenidas y los niveles en la tubería de perforación y tubería de revestimiento son observados para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel de fluido está aumentando.

Al observar el pozo, se recomienda como práctica subir la sarta de perforación, de manera que la flecha se encuentre arriba de la mesa rotatoria.

Es conveniente considerar que si fluye el pozo puede deberse a una descompensación de columnas de fluido . por lo que se deberá observar ambos niveles para la toma de decisiones correctas.

Aumento en el gasto de salida

El aumento en el gasto de salida mientras se está circulando con un gasto constante, generalmente es señal de que está ocurriendo un brote.

El flujo de salida puede determinarse con gran exactitud con el dispositivo denominado indicador de flujo en la línea de descarga.

Aumento de volumen en presas.

Generalmente, una ganancia o aumento de volumen en presas al estar perforando es indicativo de que se tiene un brote.

El volumen de fluido en presas puede medirse mediante un dispositivo automático denominado indicador de nivel en presas.

Ninguno de los indicadores mencionados es absoluto; por lo tanto, se deben de analizar en conjunto. Sin embargo, cuando exista la presencia de alguno de estos indicadores, se justificara el tener que investigar de inmediato la causa, ya que se requiere una pronta respuesta a cualquier indicador para mantener en control el pozo.

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 del fluido invasor, evitando agravar la situación y sus posibles consecuencias.

El procedimiento recomendado para el cierre es el siguiente :

1. Parar la rotatoria, levantar la sarta hasta que la conexión de la flecha esté arriba de la mesa rotatoria.

2. **Parar la bomba de lodos.**
3. **Mantener la sarta suspendida y observar la línea de descarga del lodo.**
4. **Abrir la válvula de la línea de descarga a presión; permitiendo la descarga a través del múltiple de estrangulamiento.**
5. **Cerrar el pozo con el preventor de arietes superior o con el preventor anular (dependiendo de las condiciones del pozo).**
6. **Asegurar los arietes con yugos o candados .**
7. **Cerrar la descarga en el múltiple de estrangulamiento cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.**
8. **Medir el incremento en presas**
9. **Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento y de perforación (si hay válvula de contrapresión, la presión en la tubería de perforación es cero) registrar ambas presiones cada minuto durante la estabilización de presiones. Posteriormente, cada cinco minutos.**

Cerrado el pozo se tendrá que :

- **Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulamiento y el conjunto de preventores para asegurar su posición.**

- **Observar los preventores, el múltiple de estrangulamiento y sus líneas, de descarga para cerciorarse que no haya fugas.**
- **Verificar la presión de aceite existente en los acumuladores, múltiple de distribución y unidad de accionamiento de preventores.**

Al procedimiento de cierre anterior se le denomina "**PROCEDIMIENTO DE CIERRE SUAVE**", porque al cerrarse el preventor se permite la descarga del espacio anular a través del múltiple de estrangulamiento. "**EL PROCEDIMIENTO DE CIERRE BRUSCO**" se lleva a cabo cerrando el preventor estando cerrada la descarga del espacio anular.

Es importante emplear siempre el procedimiento de cierre suave ya que se tiene las ventajas siguientes :

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

Por otra parte, hay que tomar en consideración que si el brote es detectado a tiempo, prácticamente en sus inicios, es posible cerrar el pozo a la mayor brevedad evitando con esto que se generen mayores presiones al no permitir la entrada adicional del fluido de la formación al pozo.

Criterios para definir cuando no se debe cerrar el pozo.

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

Al estar cerrado el estrangulador o la válvula de control, se tiene que observar siempre la presión en el espacio anular, ya que si ésta alcanzara la máxima presión sobre la formación en la zapata de la última tubería de revestimiento , se tendrá como única alternativa la de desviar el flujo para aligerar la presión e iniciar de inmediato el bombeo y controlar el pozo con los procedimientos adecuados (Perforador o del Ingeniero).

En caso contrario, si el pozo es cerrado completamente se tiene el riesgo de que se fracture la formación.

Si el pozo es cerrado y la máxima presión registrada en espacio anular es mayor que la máxima presión permisible a la de fracturamiento de la formación expuesta, se podrá producir un descontrol subterráneo que pudiera alcanzar la superficie. Esto estará en función de la resistencia a las rocas y a la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento.

Un brote subterráneo que no alcanza a fluir hasta la superficie se considera un problema serio y un brote subterráneo que si alcanza a fluir a la superficie se considera un problema gravísimo. Las estadísticas han mostrado que se requiere de 500 o más metros de tubería de revestimiento superficial cementada para evitar que llegue el descontrol subterráneo a la superficie, sin que deje de haber excepciones.

INDICADORES DE BROTES AL ESTAR METIENDO O SACANDO LA SARTA DE PERFORACIÓN.

Los siguientes, son indicadores de brotes al estar introduciendo o extrayendo la sarta de perforación :

- Aumento de volumen en presas. (Descrito con anterioridad)
- Flujo sin circulación. (Descrito con anterioridad)
- El pozo toma menos volumen de fluido o desplaza mayor volumen durante los viajes.

El pozo toma menos volumen de fluido o desplaza mayor volumen durante los viajes.

El volumen de fluido requerido para llenar el pozo, debe ser igual al volumen de acero de la tubería que ha sido extraído. Si el pozo es llenado con una cantidad menor de fluido que el calculado, se tendrá un indicativo de que esta ocurriendo un brote.

Si la cantidad de fluido necesario para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero de la tubería extraído, se tendrá la posibilidad de una caída de fluido con el consiguiente riesgo de que se produzca un brote .

En caso contrario, si el volumen de fluido desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería o no hay desplazamiento de fluido, se tendrá una caída de fluido con el consabido riesgo de que ocurra un brote.

Estadísticamente, la mayor parte de los brotes ocurren durante los viajes, siendo la extracción de la tubería del pozo una operación más crítica que la introducción, debido al efecto de sondeo y a la práctica incorrecta de no mantener el pozo suficientemente lleno de fluido.

Cuando se realiza un viaje, es más difícil detectar un brote en su inicio, por lo que, se hace necesario llevar un control del volumen de acero de tubería de perforación introducido o extraído del pozo y el correspondiente volumen de fluido para el llenado.

El volumen de fluido puede medirse mediante :

1. Indicador de nivel en presas.
2. Indicador de flujo en la línea de descarga.
3. Tanque de viajes
4. Contador de emboladas.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO LA TUBERIA DE PERFORACIÓN.

Una vez detectada la presencia de un brote, se procederá a cerrar el pozo, siendo el procedimiento recomendado el siguiente cuando se encuentra tubería de perforación dentro del preventor:

1. La operación de viaje debe suspenderse, dejando una junta sobre la mesa rotatoria.

2. Sentar la tubería de perforación en sus cuñas.
3. Instalar la válvula de seguridad abierta o la válvula de contrapresión.
4. Cerrar la válvula de seguridad.
5. Suspender la sarta en el elevador.
6. Abrir la válvula de la línea de descarga a presión permitiendo la descarga a través del múltiple de estrangulamiento.
7. Cerrar el pozo con el preventor de arietes superior o el anular dependiendo de las condiciones del pozo
8. Asegurar los arietes con yugos o candados (preventor de arietes).
9. Cerrar la descarga en el múltiple de estrangulamiento.
10. Medir el incremento de volumen en presas.
11. Anotar la presión de cierre en la tubería de revestimiento registrando la presión cada cinco minutos durante los primeros diez minutos, observando la presión estabilizada. Posteriormente, cada cinco minutos.

Cerrado el pozo se deben :

1. Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulamiento y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
2. Observar los preventores y el múltiple de estrangulamiento para verificar que no haya fugas en la línea de desfogue del estrangulador.
3. Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y de la unidad de accionamiento de preventores.

Fácilmente puede ocurrir que las presiones puedan llegar a rebasar considerablemente las máximas presiones de bombeo esperadas y afectar los lugares mas débiles, por lo tanto deben emplearse mangueras de acero de alta presión para manejar los fluidos de la tubería de perforación.

Otra de las ventajas que se tiene al instalar la válvula de contrapresión es que se puede introducir tubería de perforación a través del preventor anular con presión en el pozo. Por lo descrito, se considera conveniente que en todos los brotes que se presenten se instalen siempre la válvula de seguridad y la válvula de contrapresión.

Si se tiene flujo en la tubería de perforación, se instalará primero la válvula de seguridad y se cerrará el pozo (conforme al procedimiento anterior) y después la válvula de contrapresión, posteriormente, se represionará la tubería de perforación y se abrirá la válvula de seguridad para que opere el preventor interior al descargar la presión aplicada.

En caso de que se presente el brote y aún no se tenga flujo en la tubería de perforación, podría instalarse conjuntamente la válvula de seguridad abierta y el preventor interior o válvula de contrapresión.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL ESTAR METIENDO O SACANDO LOS TUBOS LASTRABARRENA. (HERRAMIENTA)

1. Suspender la operación de viaje, dejando una junta sobre la mesa rotatoria.
2. Sentar la herramienta en sus cuñas e instalar el collarín.
3. Abrir la válvula de la línea de descarga en el múltiple de estrangulamiento.
4. Instalar sustituto de enlace de la tubería.
5. Conectar y bajar un tramo de tubería o una lingada y sentarla en sus cuñas.
6. Instalar válvulas de seguridad y cerrarlas.
7. Suspender sarta en el elevador.
8. Cerrar el preventor de arietes superior y colocar yugos o candados.

9. Cerrar la descarga en el múltiple de estrangulamiento.

10. Medir el incremento de volumen en presas.

11. 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.

Hecho el cierre al pozo se tendrá que proceder de la misma manera que con la tubería de perforación.

INDICADORES DE BROTES AL NO TENER TUBERIA DENTRO DEL POZO.

En este caso los indicadores de brotes son los siguientes :

1. Aumento de volumen en presas.
2. Flujo sin circulación.

PROCEDIMIENTO DE CIERRE AL NO TENER TUBERIA DENTRO DEL POZO.

1. Abrir la válvula de descarga a presión permitiendo la descarga a través del múltiple de estrangulamiento.

2. Cerrar el preventor con arietes ciegos o de corte.
3. Asegurar los arietes con yugos o candados.
4. Cerrar la descarga en el múltiple de estrangulamiento cuidando de no rebasar la máxima presión permisible en el espacio anular.
5. Medir el incremento de volumen en las presas.
6. 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.

Cerrado el pozo se tiene que :

- Verificar físicamente las válvulas en el múltiple de estrangulamiento y el conjunto de preventores para asegurar su posición.
- Observar los preventores, el múltiple de estrangulamiento, la línea de descarga y la línea de desfogue del estrangulador, para verificar que no haya fugas.
- Verificar la presión existente en los acumuladores, múltiple de distribución y preventor anular de la unidad de accionamiento de preventores.

Generalmente, hay una tendencia a olvidar el volumen de fluido en presas por parte de la cuadrilla del equipo, sobre todo si el pozo se llenó y se observó después que la tubería se sacó.

Por esto, es recomendable observar siempre el nivel en presas, línea de descarga y el nivel de fluido en el pozo, ya que además se tiene el riesgo potencial de que el nivel de fluido se abata por caída de fluido. Si ésta no se detecta a tiempo, la presión hidrostática puede llegar a ser inferior a la presión de formación, con el consecuente riesgo de un brote.

EQUIPO AUXILIAR PARA LA DETECCION DE LOS INDICADORES DE BROTOS

Las normas API y reglamentos internacionales establecen que todos los equipos que perforan mar adentro, deben disponer del siguiente equipo auxiliar para la detección de brotes, en condiciones de operación.

1. Indicador de nivel en las presas con dispositivos de alarmas audible y visual.
2. Indicador de flujo en la línea de descarga con dispositivo de alarmas audible y visual.
3. Tanque de viajes.
4. Equipo para detección de gas en el fluido con dispositivo de alarmas audible y visual.

Esta norma se ha generalizado en gran parte en los equipos terrestres, lo que es conveniente, dada la importancia de detectar oportunamente los brotes.

Por esto, se debe procurar disponer de dichos dispositivos, y adquiere relevancia cuando se trata de pozos exploratorios y de desarrollo profundo, evitando de esta forma , complicaciones y erogaciones innecesarias.

En el caso de no contar con dichos dispositivos, obliga al responsable del equipo de perforación a disponer de gran parte del tiempo de los recursos humanos que laboran en la localización, para vigilar y poder estar en condiciones de detectar con toda oportunidad los indicadores de la posible presencia de un brote.

INDICADORES DE NIVEL EN PRESAS

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

Actualmente existen numerosos dispositivos indicadores del nivel del fluido en presas, algunos incluyen alarmas audibles y graficadores que proporcionan un registro continuo del nivel. Otros, son vistos directamente por el perforador en pantallas que muestran las variaciones del nivel, incluyendo además una alarma audible con límites ajustables de alto y bajo, resultando muy superior a los procedimientos rústicos usados en los equipos, como por ejemplo una tuerca sostenida con una cuerda para verificar el nivel del fluido.

El dispositivo se basa en los sensores (vástago y flotador) instalados en las presas, los cuales transmiten una señal eléctrica al registrador, donde se procesa y se manda convertida en valores numéricos a la pantalla ubicada en el piso de trabajo.

Estos dispositivos requieren de mantenimiento rutinario para poder garantizar la efectividad de su operación; por consiguiente, tanto el mantenimiento y buen uso son necesarios para obtener una respuesta confiable.

INDICADORES DE FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA

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

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

Esto resulta de mayor importancia cuando se tiene un sistema superficial de presa demasiado grande.

El indicador de flujo no solamente determina las señales de posibles brotes, si no que también indica la presencia de caídas de fluido, ya sean totales o parciales.

Generalmente, el más común de los indicadores de flujo Figura (51) , consiste en una " paleta " colocada en la línea de descarga. Un resorte se coloca a tensión en dicha paleta y se ajusta al instrumento de medición.

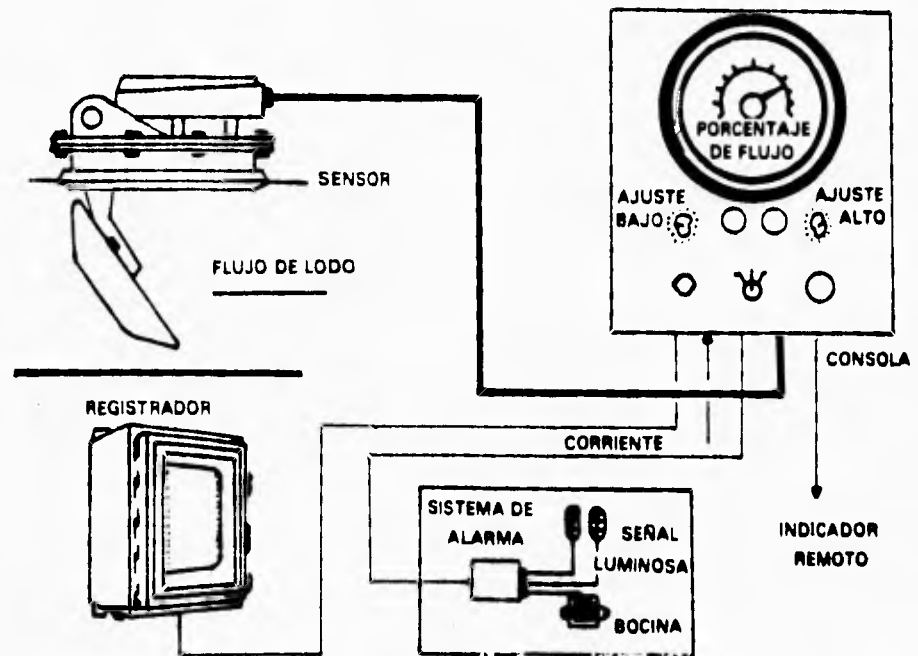


FIG. 51 INDICADOR DE FLUJO EN LA LINEA DE FLOTE

Si el flujo se incrementa o disminuye, la paleta cambiara de posición y creará una tensión nueva del resorte, la cual se registra e interpreta por el sensor y , posteriormente, enviara con un valor numérico a la pantalla junto con el perforador.

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

TANQUE DE VIAJES

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

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

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

El tanque de viajes debe ser pequeño, para que su volumen pueda medirse y calibrarse fácilmente.

Existen principalmente dos diseños de tanques de viajes, los cuales son :

1. **Tanque de viajes con bomba centrífuga**, este es el diseño más conveniente, ya que permite determinar el volumen de fluido, tanto en la introducción como la extracción de tuberías.
2. **Tanque de llenado**, ubicados en el piso del equipo y a la altura de la línea de descarga, son dispositivos de gran utilidad, puestos que permiten medir correctamente el volumen del fluido para llenar el pozo cuando se saca tubería, ya que como se mencionó , la mayoría de los brotes se producen al estar viajando.

TANQUE DE VIAJES

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

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

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

El tanque de viajes debe ser pequeño, para que su volumen pueda medirse y calibrarse fácilmente.

Existen principalmente dos diseños de tanques de viajes, los cuales son :

1. Tanque de viajes con bomba centrífuga, este es el diseño más conveniente, ya que permite determinar el volumen de fluido, tanto en la introducción como la extracción de tuberías.
2. Tanque de llenado, ubicados en el piso del equipo y a la altura de la línea de descarga, son dispositivos de gran utilidad, puestos que permiten medir correctamente el volumen del fluido para llenar el pozo cuando se saca tubería, ya que como se mencionó , la mayoría de los brotes se producen al estar viajando.

Para que el tanque de viajes proporcione medidas correctas, es necesario que se mantenga limpio, debiéndolo lavar inmediatamente después de usarlo, además debe llenarse con fluido que haya pasado por el equipo de control de sólidos. (FIGS.52,53 Y 54)

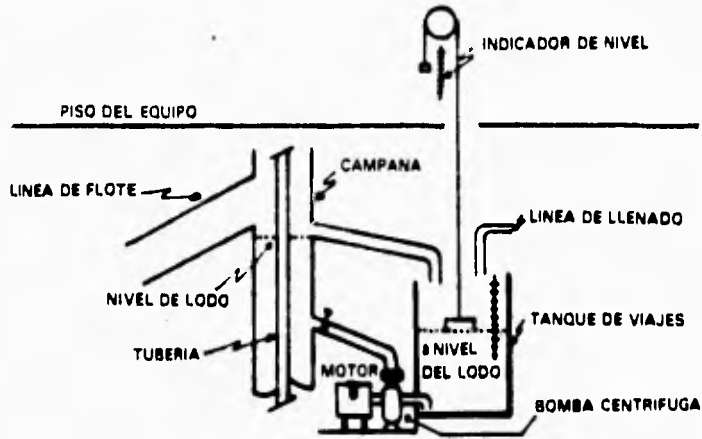


FIG. 54. TANQUE DE VIAJES CON BOMBA CENTRIFUGA.

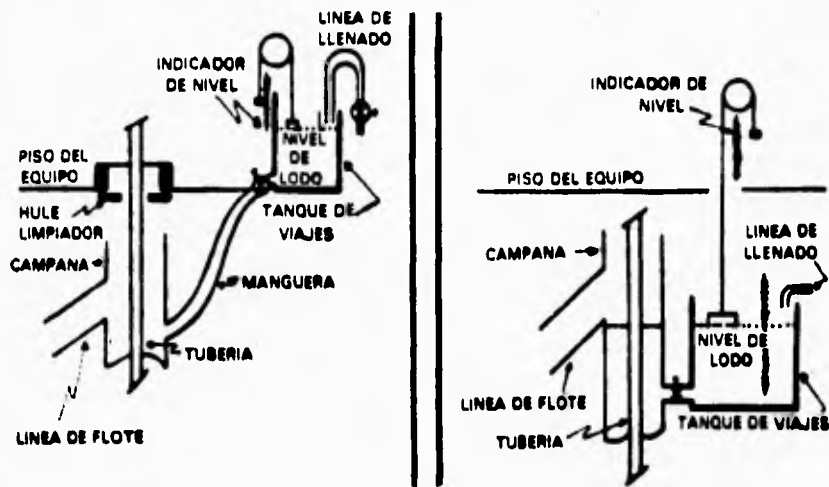


FIG. 53 TANQUE DE LLENADO EN EL PISO FIG. 54 TANQUE DE LLENADO A NIVEL DE LA LINEA DE FLOTE

El tanque de viajes puede tener entre otros usos los siguientes:

1. Medir el volumen de fluido cuando se introduce tubería de revestimiento dentro del pozo.
2. Permite la medición correcta del volumen desplazado del fluido cuando se introduce tubería a presión.
3. Determina correctamente el volumen para llenar el pozo en caídas de circulación.

EQUIPO PARA DETECCION DE GAS EN EL FLUIDO

Los detectores de gas miden en la temblorina la concentración de gas en el fluido a la salida del pozo.

Hay muchos tipos de detectores de gas, los cuales operan con principios distintos.

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.

Estos dispositivos son de gran utilidad como indicadores de posibles brotes, también pueden mostrar la producción potencial del pozo.

Cuando una cierta cantidad de gas en el fluido ha sido detectada, una alarma audible o visible es activada para alertar a la tripulación del equipo.

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

A los dispositivos detectores de gas, se le debe dar mantenimiento de acuerdo con las recomendaciones dadas por los fabricantes, lo que resulta más importante debido al ambiente en donde se encuentran localizados.

CAPITULO VI. PROCEDIMIENTO DE CIERRE DE POZOS

El único procedimiento para controlar un brote es ajustar la presión en el pozo a un valor igual o un poco mayor que la presión de formación; en caso de ocurrir un brote se procedería de las siguientes formas:

1. Conocer la causa del brote y la zona de donde provienen los fluidos.
2. Se procederá a controlar el flujo de fluido de invasión, por medio del fluido de perforación adecuando su densidad a un valor muy cercano a la presión de fracturamiento de la formación.
3. Mantener el sistema de bombeo en óptimas condiciones durante el brote.
4. Acondicionar el fluido en la medida que se requiera, para ajustar las propiedades del fluido de perforación, adecuando la densidad, viscosidad y volumen conforme sea necesario en el pozo.
5. Aplicar alguno de los métodos de control.

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

Existen dos procedimientos básicos para matar un pozo:

- El Método del Perforador.
- El Método del Ingeniero.

El Método del Perforador consiste en hacer dos circulaciones sucesivas del fluido de perforación a través del pozo a preventor cerrado, con la primera circulación utilizando el fluido existente, se eliminan los fluidos invasores del pozo, y con la segunda circulación se reemplaza el fluido existente en el agujero por el fluido con densidad de control adecuado, para terminar con el pozo muerto, o sea sin presiones en el espacio anular y en la tubería de perforación al suspender el bombeo.

El Método del Ingeniero se hace en una circulación, se mantiene cerrado el pozo mientras se prepara el fluido en las presas a su densidad de control, y posteriormente efectuar el desplazamiento del fluido contaminado con el fluido de control.

METODO DEL PERFORADOR (PARA MATAR EL POZO)

Requiere de un ciclo de circulación completo para que con el fluido existente y por circulación normal se descargue a presión por el espacio anular controlandolo con un estrangulador ajustable.

El Método del " PERFORADOR " se usa ampliamente por su aplicación inmediata , ya que al detectar la presencia de un brote se toman medidas inmediatas para desalojarlo. Además para realizar la primera circulación no se tienen que realizar cálculos complicados.

Un mecanismo efectivo para la realización del método es que el perforador llene adecuadamente la hoja de trabajo; esta muestra la secuencia de eventos que se llevarán a cabo como instrucciones directas al perforador para que en cualquier momento esta persona pueda tomar las acciones inmediatas. (Ver muestra siguiente).

HOJA DE TRABAJO DEL PERFORADOR.		
Máxima presión permisible en superficie:	_____ kg/cm ²	_____ lbs/pg ²
Máxima presión permisible en TR:	_____ kg/cm ²	_____ lbs/pg ²
QR Gasto reducido de circulación	_____	emb/min
PR Presión reducida de circulación	_____	kg/cm ²
PCTP Presión de cierre de T.P estabilizada	_____	kg/cm ²
DI Densidad del fluido	_____	gr/cc
PROF Profundidad de la TP Barrena	_____	m

SECUENCIA DE OPERACIONES

Esta secuencia se seguirá con base en la hoja de trabajo del perforador que se prepara antes de iniciar las siguientes operaciones:

1. Abrir el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo.
2. Con bombeo lento ajustar el estrangulador para mantener la presión en el espacio anular en un valor que exceda poco la presión de cierre de T.P estabilizada que aparece en la hoja de trabajo del perforador. Los fluidos invasores y el fluido contaminado se descargan a la presa de desecho.
3. Una vez ajustado el estrangulador y con bombeo constante registrar la presión inicial de circulación.
4. Mantener constante la presión en tubería de perforación ajustando el estrangulador. Si la presión en la tubería de perforación se incrementa , abrir el estrangulador; si disminuye , cerrarlo, manteniendo constante el gasto de circulación.
5. Una vez fluyendo fluido invasor y saliendo fluido limpio, suspender el bombeo.
6. Si las presiones en la tubería de perforación y revestimiento son iguales a cero es indicativo de que efectivamente se han desalojado los fluidos invasores. Esta será la presión de cierre de TR estabilizada e indicará el aumento que se deberá dar a la densidad del fluido para matar el pozo .

7. Preparar el nuevo lodo con la densidad de control y bombearlo al pozo para desplazar el fluido anterior. Al mismo tiempo se aumentara la densidad del fluido que se regresa del pozo. Las presiones se seguiran controlando con el estrangulador.
8. Cuando sale el fluido con densidad de control, se suspende el bombeo y se observan las presiones. Si las presiones son cero el pozo esta muerto y se continuara con las operaciones normales de perforación. Si existe alguna presión en T.P o T.R significara que el fluido no fue uniforme o la densidad de control no fue la correcta; o pudo haber existido una manifestación adicional del fluido de formación.
9. En el caso anterior debe realizarse otro ciclo de circulación aumentando la densidad del fluido hasta que el pozo quede muerto.

DESCRIPCION DE LOS EVENTOS

1. La presión en el espacio anular no varía significativamente, durante la primera circulación en la cual se desalojan del pozo los fluidos invasores.
2. Solo se observara una pequeña disminución en esta presión al pasar el fluido invasor del espacio anular entre la herramienta y el agujero o tubería de revestimiento, al espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero o la tubería.
3. Con respecto al volumen en presas y al gasto se observará que, al anular el brote, ambos se incrementan (esto no ocurre si el fluido invasor es agua salada sin gas). El incremento consecuencia de la expansión que sufre el gas en su viaje a la superficie.

4. Conforme la burbuja de gas se acerca a la superficie, la presión en el espacio anular se incrementa (si el fluido invasor es aceite y gas o gas) y de tener el conocimiento del comportamiento de este tipo de fluido , el incremento podría interpretarse erróneamente como una nueva aportación.
5. La decisión de abrir el estrangulador al abatir esta presión complicaría el problema , ya que se permitiría la introducción de otra burbuja de gas debido al abatimiento de presión en el fondo.. 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 de fluido (completada con gas).

De no permitirse la expansión de la burbuja, esta viaja hacia la superficie con una presión que rebasara la presión de fracturamiento de las formas mas severas causando por lo tanto una perdida de circulación o un brote subterráneo.

La segunda etapa de circulación en que se sustituye el lodo de baja densidad con lodo de densidad de control; la presión en el espacio anular será baja e ira disminuyendo a partir en que el lodo de control sale por la barrena. Con el pozo ya totalmente lleno del lodo de control las presiones en el espacio anular y la TP será cero en el momento que se pare la bomba.

METODO DEL INGENIERO

Este método implica que estando el pozo cerrado, se prepare el volumen de lodo necesario con la densidad de control, al mismo tiempo el ingeniero realiza los cálculos para elaborar el programa de las acciones para el desplazamiento del lodo original así como los fluidos invasores hasta llenar el pozo totalmente con el fluido de control para matar el pozo.

SECUENCIA DE OPERACIONES

Abrir el espacio anular a través del estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo del fluido con densidad de control a un gasto reducido.

Ajustar el estrangulador para igualar la presión en el espacio anular a la presión de cierre en el espacio anular.

Mantener la presión en el espacio anular constante, con la ayuda del estrangulador, hasta que el lodo de control llegue a la barrena.

Cuando el fluido de control llegue a la barrena, leer y registrar la presión en la tubería de perforación.

Mantener constante el valor de presión en la tubería de perforación, auxiliándose del estrangulador. Si la presión se incrementa, abrir el estrangulador, si disminuye, reducirlo.

Continuar circulando manteniendo la presión en la tubería de perforación constante, hasta que el fluido con densidad de control llegue a la superficie.

Suspender el bombeo y cerrar el pozo.

Leer y registrar las presiones en la tubería de perforación y de revestimiento.

Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará muerto.

Si las presiones son iguales entre sí , pero mayores a cero, la densidad del fluido bombeado no fue la suficiente para contrarrestar la presión de formación , por lo que se deberá 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, será indicativo que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con lodo de densidad de control o que hubo ingreso adicional de fluidos de la formación al pozo .

DESCRIPCION DE LOS EVENTOS

Una vez que el fluido este preparado con la densidad de control se comienza a bombear a un gasto y se ajusta el estrangulador para tener en el E.A la presión de cierre; la presión registrada entonces es la presión inicial de circulación (PIC).

Al bombear fluido con densidad de control a través de la sarta de perforación, se observa disminución paulatina en la presión en la tubería de perforación, hasta un valor llamado presión final de circulación (PFC), que será cuando el lodo de control llegue a la barrena. Entonces se observará que el abatimiento de presión en la tubería de perforación será similar al calculado en la hoja de calculo del Ingeniero. Esto es, que a cierto volumen de fluido bombeado (o tiempo de bombeo) le corresponde una disminución en la presión en tubería de perforación.

Lo anterior se debe a que se estará generando una mayor presión hidrostática por dentro de la tubería que contrarreste la presión ejercida por la formación aportadora.

Si se suspendiera el bombeo, y se cerrara el pozo cuando el fluido de control llegue a la barrena; la presión superficial en la tubería de perforación sería cero.

La existencia y el movimiento de una burbuja de gas así como la diferencia de densidades que pueden tener los fluidos que viajan por el espacio anular darán lugar a variaciones en las presiones, pero el estrangulador deberá ajustarse a modo de mantener siempre la presión de bombeo igual a la presión final de circulación.

A medida que el fluido con densidad de control se va acercando a la superficie la presión en la tubería de revestimiento continuará disminuyendo con menor rapidez hasta llegar casi a cero (cuando el fluido con densidad de control salga a la superficie), donde el estrangulador deberá estar totalmente abierto y esta presión solo será igual a las pérdidas por fricción en las líneas y el múltiple de estrangulamiento .

Si al haber circulado completamente el fluido de control y suspendido el bombeo, las presiones en la tuberías de perforación y de revestimiento no son iguales a cero, se deberá a alguna de las siguientes razones:

- La densidad de control no es la suficiente para controlar el pozo.
- Se tendrá un brote adicional en el espacio anular causado por permitir que la presión disminuyera al estar circulando el brote.

Para comprobar que esta presión no es producida por fluidos atrapados cerca de la superficie, se deberá desfogar el pozo con una pequeña cantidad de fluido que no exceda de medio barril; si con este desfogue no se observa una disminución de presión, se deberá aumentar la densidad del fluido, para lo cual se debe tomar en cuenta las nuevas presiones de cierre registradas en la tubería de perforación y de revestimiento, circulando el brote en la forma ya indicada.

HOJA DE CALCULO DEL INGENIERO

Máxima presión permisible en el espacio anular: _____ kg/cm²; _____ lb/pg²

Gasto reducido de circulación: _____ emb-min

Presión reducida de circulación: _____ kg-cm²; _____ lb/pg²

Densidad de lodo en presas: _____ gr-cm³

Profundidad de la barrena: _____ m

Presiones de cierre (Estabilizadas): PCTP= _____ kg/cm²
PCTR= _____ kg/cm²

Volumen interior de la sarta: _____ lt _____ bl

Gasto de la bomba: _____ lt/min

Tiempo de desplazamiento: _____ min

Emboladas para desplazar: _____ emb

Densidad del lodo de control: _____ gr/cm³

Margen de seguridad: _____ gr/cm³

Presión inicial de circulación: _____ kg/cm²

Presión final de circulación: _____ kg/cm²

CALCULOS BASICOS PARA EL CONTROL DE UN BROTE

Cuando se detecta 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. Esto cálculos son indispensables para el seguimiento adecuado incluyendo:

1. Tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta.
2. Densidad del fluido para controlar.
3. Presión inicial de circulación.
4. Presión final de circulación.
5. Tiempo total para desalojar el brote del pozo.

CARACTERISTICAS DE LOS METODOS DEL PERFORADOR Y DEL INGENIERO

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

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

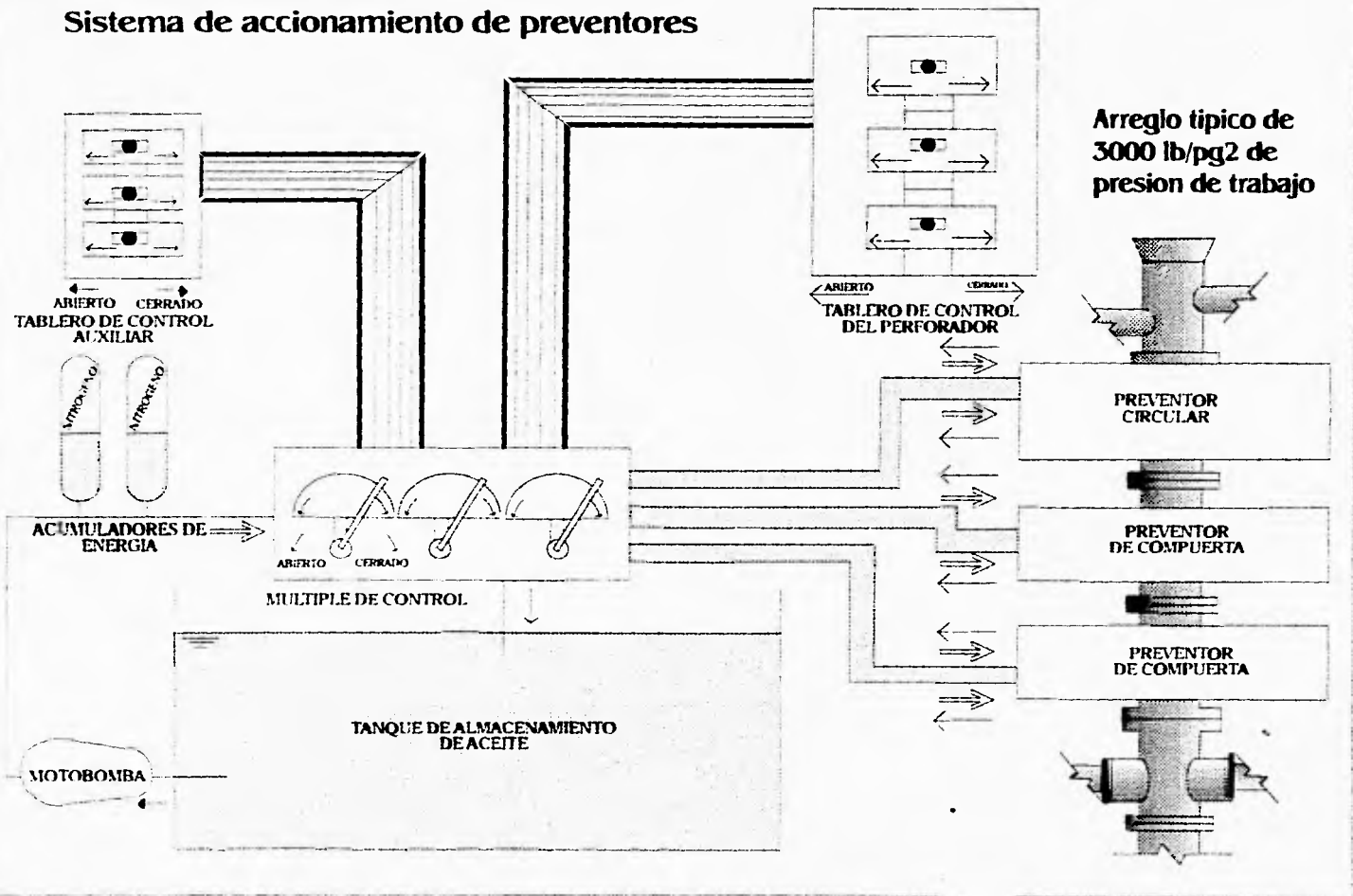
El Método del Ingeniero requiere cálculos mas complicados para la acertada conducción de las operaciones de control. Si bien para el Método del Ingeniero la intervención en el pozo tiene que esperar hasta que termine de prepararse el volumen necesario de control , el proceso es mas rápido que el método del perforador porque se requiere una circulación para matar el pozo. También las formaciones cercanas a la zapata de la última tubería de revestimiento estarán sometidas a menores presiones, durante menos tiempo que en el otro método.

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

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

APENDICE

Sistema de accionamiento de preventores



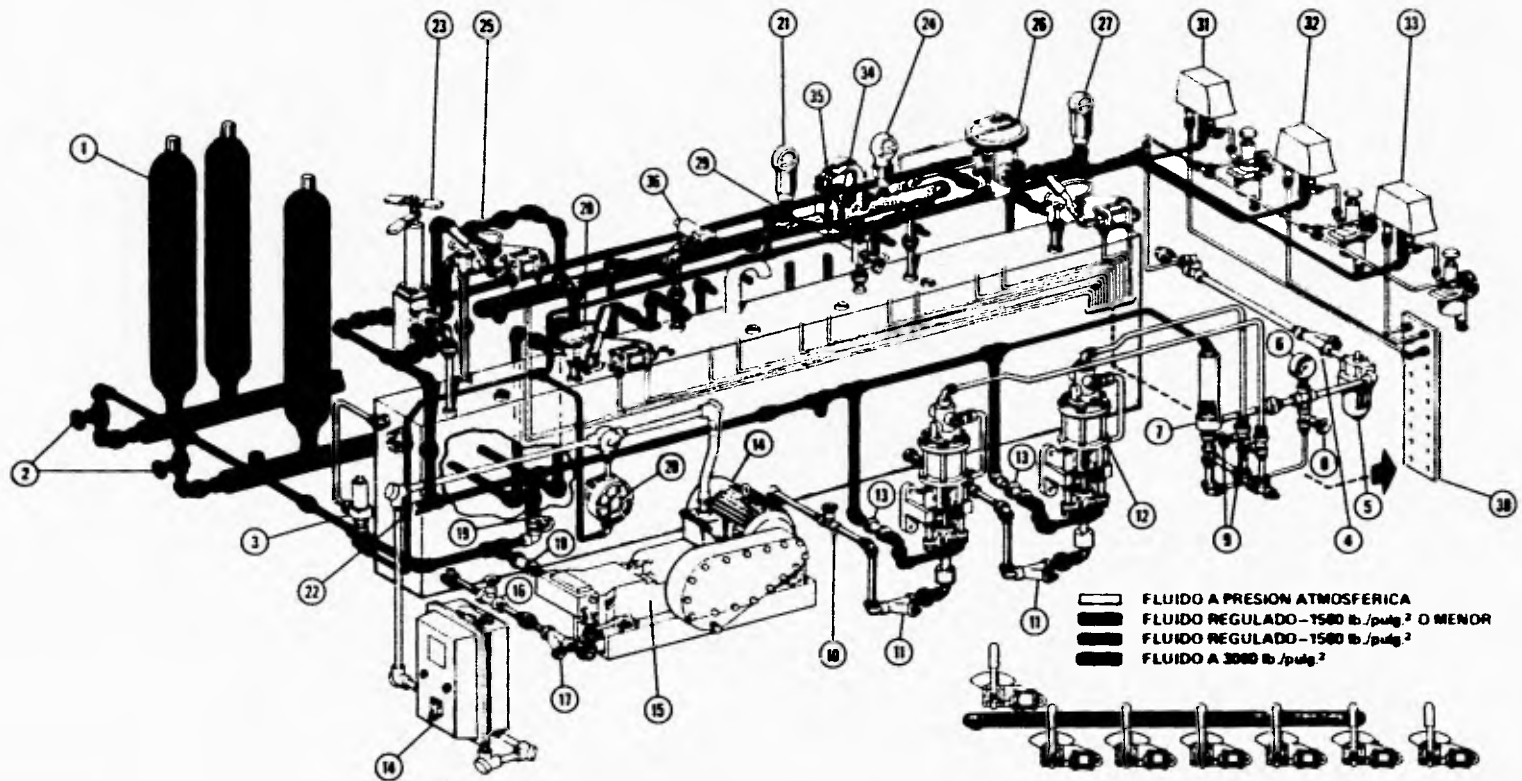
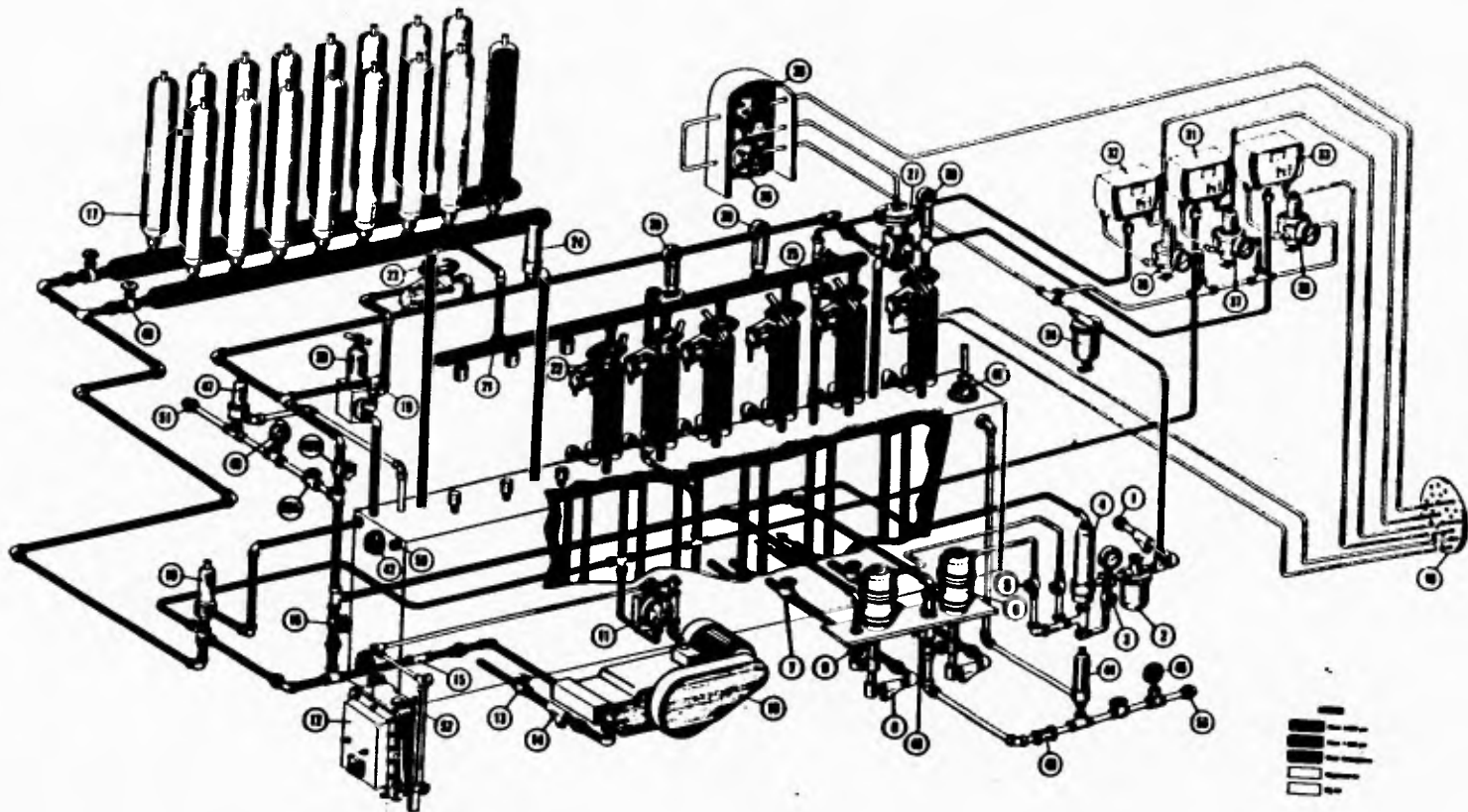


FIG. 5-67. **TYPICAL KOOMEY BOP CONTROL SCHEMATIC**



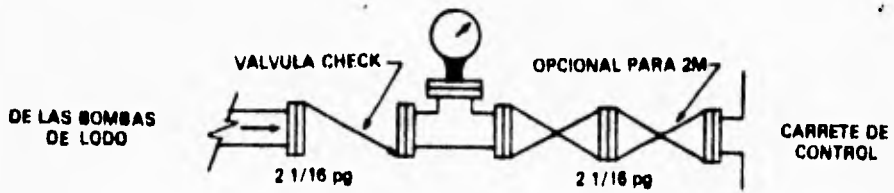


FIGURA 14.- DISEÑO TÍPICO DE LA LÍNEA DE MATAR PARA RANGOS DE 2 000 Y 3 000 lb/pg^2 DE PRESIÓN DE TRABAJO

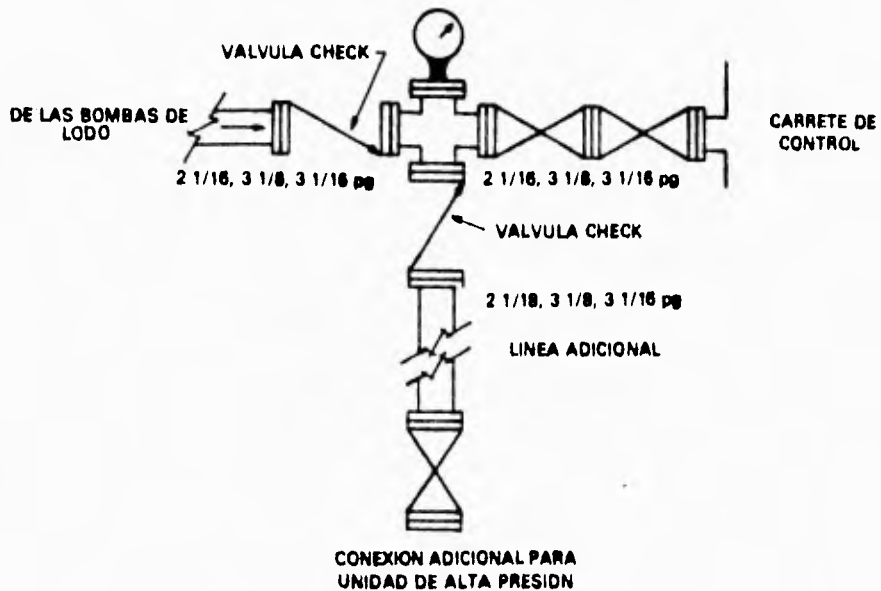


FIGURA 15.- DISEÑO TÍPICO DE LA LÍNEA DE MATAR PARA 5 000, 10 000 Y 15 000 lb/pg^2 DE PRESIÓN DE TRABAJO

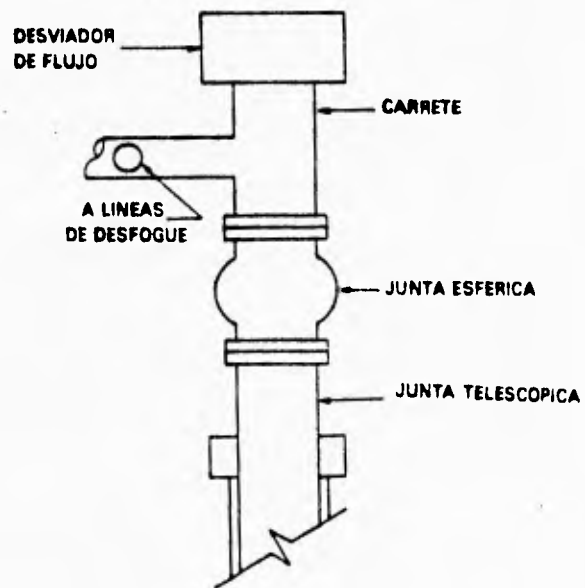
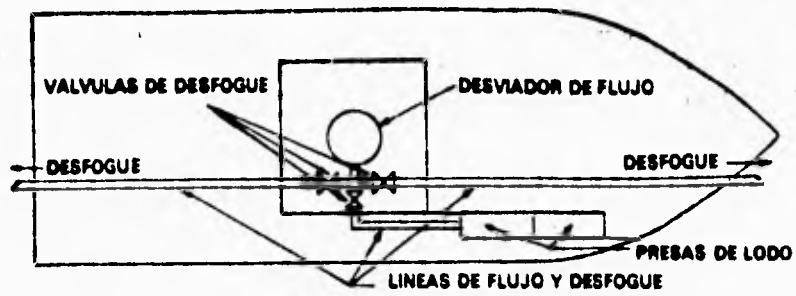


FIGURA 22.- SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO

CONCLUSIONES

Todo lo mencionado como objetivo se logró a través de este trabajo, se obtuvieron los conocimientos básicos que debe tener un Ingeniero de Perforación sin dejar de reconocer que estos conocimientos no deben ser limitativos y que la capacitación constante en otras áreas como mecánica, química, geología, geofísica y hasta de paleontología deben ser y son complemento para ser un buen Ingeniero Petrolero.

BIBLIOGRAFIA

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO"
" Procedimientos y Normas para el control de Brotes "
IMP. (1992).

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
" Control de Brotes "
IMP. (1983).

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
" Procedimientos y Normas para la prevencion, deteccion y control
de brotes "
IMP. (1992).

NEAL ADAMS.
" Well Control Problems and Solutions "
The Petroleum Publishing Company (1980).

Manual de la Industria Petrolera de Canada.
" Petroleum Company Canada "
Canada (1980).

Suarez Jimenez Héctor
" Tesis: Equipo para control de brotes en pozos petroleros "
Facultad de Ingenieria, UNAM. (1984).

Hydril Company
" Blowout Preventers and Divertes. "
Catalog. M-9402 (1984).

" BOP CONTROL SYSTEMS "
Catalog. NI.: SHAFFER (1988-89).