

20 2 ejempl.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



**EQUIPO DE CONTROL DE PRESIONES USADO EN
LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS
PETROLEROS EN LA SONDA DE CAMPECHE**

TRABAJO ESCRITO
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

JERONIMO ROMERO BUSTOS



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCION

Dada la necesidad de utilizar en algunas áreas - del sistema petrolero de México, equipos para el control de presiones en pozos, cuyas formaciones requieren de fluidos de perforación con densidades límites al gradiente de fractura y de formación, se instalan los equipos de control de presiones.

Como ejemplo mencionamos, que en el área de Campeche, en los pozos del Complejo Canterell, estos equipos se están instalando y operando, controlando así, los problemas que se presentan durante la etapa de terminación -- del pozo; como son las pérdidas del fluido de perforación -- seguidas de brotes imprevistos y en algunos casos para continuar perforando con flujos de aceite y gas en la superficie con un margen de seguridad óptimo.

OBJETIVO

Durante la perforación de un pozo petrolero son muchos los problemas que se presentan y uno de ellos es -- mantener los fluidos del pozo, bajo control, cuando se está perforando la formación productora, siendo el objetivo de los trabajos de Perforación alcanzarla con la mayor seguridad y economía posible.

En la zona de Campeche en el área Akal cuando se han alcanzado las brechas del Paleoceno y Cretácico, que son productoras se presentan pérdidas de circulación por lo general seguidas de brotes imprevistos.

El presente trabajo tiene el objetivo de hacer una descripción del equipo de control de presiones, indicando variantes de su instalación, operación y así obtener el rendimiento óptimo.

TEMA I

INSTALACION

El equipo de control de presiones que se usa en la zona de Campeche es un conjunto de preventores y válvulas hidráulicas que se operan alternadamente, para desviar flujos, que nos permita hacer operaciones como la introducción y sacada de tubería estando el pozo arrancado: Con la colocación de la cabeza giratoria se puede perforar estando el pozo en las mismas condiciones.

Existen varios métodos que se pueden utilizar en la terminación de pozos, por ejemplo: La colocación de gelatina, cuyo objetivo es controlar las pérdidas severas -- que se tienen en el Paleoceno inferior, otro método es la colocación de tapones diesel-bentonita, que nos reduce los costos, por lo barato de la mezcla y rápida colocación.

Paralelo a los métodos anteriores se ha ideado una combinación de preventores y válvulas hidráulicas que nos permiten operar sin dañar la formación productora.

Se utilizan 4 formas de arreglos de los preventores en el área que son:

1.- Arreglo de preventores para alcanzar la for-

mación productora sin profundizar en ella (Fig. No. 1).

2.- Arreglo para profundizar las brechas del Paleoceno estando el pozo arrancado (Fig. No.2) y Plano anexo al final.

3.- En plataformas autoelevables o de exploración (Fig. No. 3).

4.- Arreglo en las plataformas fijas del campo - Nohoch. (Fig. No. 4).

NOTA.- Se infiere que estos arreglos de preventores están sujetos a la existencia de material, de equipo y espacio.

Como se podrá observar en las figuras 1 y 2 sobre el cabezal de 9 5/8" (Tubing Head) se instala una brida adaptadora de 8" a 13 5/8" 5000 (Psi) para poder instalar sobre ésta, el preventor doble tipo ariete, en lo sucesivo las especificaciones de preventores y carretes son de 13 5/8" - 5000, sobre el preventor doble se instala un preventor sencillo tipo ariete con salidas laterales bridadas de 4 " - 5000 (Psi) arriba del cuál se coloca un preventor anular o de esfera generalmente Hydrill GK., para recibir otro sencillo tipo ariete, no necesariamente con salidas la

terales, sobre el cual descansa un carrete espaciador con salidas laterales; en la Figura No. 1 se monta otro preventor sencillo con salidas laterales y la base con su cabeza giratoria.

En la figura No. 2 sobre el carrete espaciador - de salidas laterales de 4" se instala un preventor anular o de esfera también Hydrill GK, para recibir al sencillo - de ariete con salidas laterales de 4" y la base del preven- tor giratorio o cabeza giratoria.

En la figura No. 3 que es para plataformas de ex- ploración o autoelevables la diferencia está en que des- - pués de la brida adaptadora se instala un preventor senc- illo de ariete para colocar sobre él, un carrete espaciador, de salidas laterales, para que sobre este carrete se insta- le el preventor doble de ariete.

En las figuras 1, 2 y 4 se debe hacer una cone- xión del cabezal de 9 5/8" (Tubing Head), al carrete espa- ciador con salidas laterales con 2 válvulas macho, de 2" y se llamará de igualación, capaz de soportar 5000 Psi ---- (350 kgs./cm²), de la otra salida del carrete espaciador - se conecta otra línea de 2" con sus dos válvulas macho de (5000 Lbs/Pulg.²), 350 Kgs/cm², que descargue a la presa -

de asentamiento, a la línea de flote o canal de presas. -- (Línea de descarga) la válvula macho externa es Hidráulica para operarse a control remoto, mientras que la más cercana al carrete es manual.

Es necesario instalar al cabezal la línea de estrangulación con una bifurcación al quemador, de la otra salida, la línea de igualación se conecta a la bomba de alta presión (Halliburton).

En la figura No. 3 la línea de igualación se instala en la misma forma, pero la de estrangulación sale del primer carrete espaciador al árbol de estrangulación para descargar a un separador de fluidos de impacto vertical, para mandar al lodo a la presa de asentamiento y para que el gas salga por la parte superior a línea de ventilación.

Para conocer el material necesario para armar el conjunto de preventores, vemos la figura 2, siendo la distribución de preventores del área de Akal y el material se detalla a continuación:

A).- Una brida adaptadora de 13 5/8" - 8" - 5000, con dos tipos de anillos, el R-50 y el BX-160 con 28 tornillos de 1 5/8", 12 de longitud de 9" y 16 de 9 1/2" con --

tuercas para 8" y 13 5/8" respectivamente.

B).- Un preventor doble tipo ariete y 3 sencillos con 46 tornillos de 1 5/8" X 12 1/4", 128 tuercas y 7 anillos BX-160, 2 de los preventores sencillos deberán tener salidas laterales bridadas de 4".

C).- 3 Juegos de ariete de 13 5/8" X 4 1/2", 6 5" según el Ø de la TP usada con empaques frontales acanalados de las mismas medidas de los anteriores para instalarlos a los preventores sencillos superiores; un juego de arietes ciegos que lleva el preventor doble en la parte superior.

D).- 2 preventores anulares o de esfera con 32 tornillos de 1 5/8" X 8 1/2" para unirse con los sencillos.

E).- Un carrete espaciador con salidas laterales bridadas de 4" de las mismas especificaciones.

F).- Una cabeza giratoria 90 RHOOP con salida de 6".

G).- Una válvula de 6" (2000 Psi) 140 Kgs/cm² - anillos R45 y 24 tornillos de 1" X 7 1/2" para unir la ca

beza giratoria con la línea de flote.

H).- Una brida soldable de 6" (-2000 Psi) ----
140 Kgs/cm², para adaptarla a la línea de flote.

I).- 2 válvulas macho de 2" (-5000) 350 kgs/cm²,
hidráulicas y 2 manuales para la línea de descarga y de
igualación.

J).- Para la instalación de las líneas de igualación y descarga se necesita manguera de acero de 2" ---
5000, 15 Mts, aproximadamente; 6 bridas roscadas de 4", -
con 6 anillos C 39 y 48 tornillos de 1 1/4" X 8 1/8", 96
tuercas para estos; 3 reducciones o botellas roscadas de
4" a 2" para unirse a las bridas compañeras, a las válvulas macho, 3 niples de 2" para unir las, 2 niples con uniones giratorias para conectarse.

En ocasiones se instala un árbol de extrangulación de 4" automático que se opera a control remoto desde una consola.

Se hace uso de la unidad de potencia que con conexiones rápidas que se conectan al multiple de control para operar los preventores y válvulas hidráulicas.

La tabla No. 1 que se anexa es, para conocer la la medida y número de tornillos, el tipo de anillos y ran-
gos de operación según especificaciones del API.

CONEXIONES DE JUNTA ANULAR API PARA BRIDAS

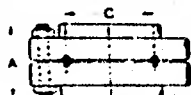


Figura B 23
Brida Emperrada, con Espigas
Roscadas (Espárragos)

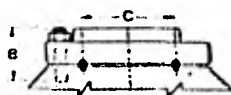


Figura B 24
Brida Emperrada, con
Pernos de Cabeza

Cuadro No. B-4—CONEXIONES DE JUNTA ANULAR API PARA BRIDAS

Tamaño Nominal Pulgadas	D _{Ext.} Pulg.	Piso (Dist. D _{Ext.} de P. a. de Sección)	BRIDA		SEALLO ANULAR		PERNOS Y ESPÁRRAGOS				D _{Ext.} del Perno, Pg.
			D _{Ext.} Dist. Pg.	Dist. Pg.	T _{Ext.} (T _{Ext.} Pulgadas)	API No.	Clase Nominal	Clase, Tamaño y Forma	Forma Dist. de "E"	Forma "G"	
2	2.625	2.000	8 1/2	14 1/2	3 1/2	R 23	8	1 1/2 UNC	4 1/2	3 1/2	5
2	2.625	2.000	8 1/2	14 1/2	2 1/2	R 24	8	1 1/2 UNC	6 1/2	4 1/2	6 1/2
2	2.625	2.000	8 1/2	14 1/2	1 1/2	R 26	8	1 1/2 UNC	6 1/2	4 1/2	6 1/2
2 1/2	2 1/2	16.000	7 1/2	14 1/2	1 1/2	EA 150	8	1 1/2 UNC	4 1/2	4	6 1/2
2 1/2	2 1/2	16.000	9 1/2	14 1/2	4 1/2	R 27	8	1 1/2 UNC	7	5 1/2	7 1/2
2 1/2	2 1/2	16.000	9 1/2	14 1/2	1 1/2	EA 150	8	1 1/2 UNC	4 1/2	4 1/2	7 1/2
3	3.000	2.000	8 1/2	17 1/2	4 1/2	R 31	8	1 1/2 UNC	5 1/2	4	7 1/2
3	3.000	2.000	9 1/2	17 1/2	4 1/2	R 31	8	1 1/2 UNC	5 1/2	4 1/2	7 1/2
3	3.000	2.000	10 1/2	17 1/2	1 1/2	R 35	8	1 1/2 UNC	7 1/2	5 1/2	8
3 1/2	3 1/2	16.000	10 1/2	17 1/2	1 1/2	EA 150	8	1 1/2 UNC	7 1/2	5 1/2	8 1/2
4	4.000	2.000	10 1/2	17 1/2	1 1/2	R 37	8	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	8 1/2
4	4.000	2.000	11 1/2	17 1/2	1 1/2	R 37	8	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	8 1/2
4	4.000	2.000	12 1/2	17 1/2	1 1/2	R 39	8	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	8 1/2
4 1/2	4.500	2.000	12 1/2	17 1/2	1 1/2	EA 150	8	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	10 1/2
5	5.000	2.000	12 1/2	21 1/2	4 1/2	R 41	12	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	11 1/2
5	5.000	2.000	15 1/2	21 1/2	4 1/2	R 45	12	1 1/2 UNC	8 1/2	6	12 1/2
5	5.000	2.000	15 1/2	21 1/2	1 1/2	R 48	12	1 1/2 UNC	8 1/2	6 1/2	12 1/2
6	6.000	2.000	15 1/2	21 1/2	1 1/2	EA 150	12	1 1/2 UNC	7 1/2	6 1/2	13 1/2
6	6.000	2.000	18 1/2	21 1/2	1 1/2	R 45	12	1 1/2 UNC	8 1/2	6 1/2	13 1/2
6	6.000	2.000	18 1/2	21 1/2	4 1/2	R 49	12	1 1/2 UNC	8 1/2	7 1/2	15 1/2
6	6.000	2.000	18 1/2	21 1/2	1 1/2	R 50	12	1 1/2 UNC	12 1/2	8	15 1/2
8	8.000	2.000	21 1/2	25 1/2	4 1/2	EA 150	14	1 1/2 UNC	13 1/2	8 1/2	17 1/2
8	8.000	2.000	21 1/2	25 1/2	1 1/2	R 52	14	1 1/2 UNC	9 1/2	8 1/2	17 1/2
10	10.000	2.000	21 1/2	25 1/2	1 1/2	R 53	14	1 1/2 UNC	10 1/2	7 1/2	18 1/2
10	10.000	2.000	23 1/2	25 1/2	1 1/2	R 54	12	1 1/2 UNC	14 1/2	10 1/2	18 1/2
11	11.000	2.000	25 1/2	29 1/2	1 1/2	EA 150	14	1 1/2 UNC	15 1/2	10 1/2	22 1/2
12	12.000	3.000	24 1/2	31 1/2	1 1/2	R 57	20	1 1/2 UN	10 1/2	8	21 1/2
12 1/2	12 1/2	3.000	26 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	16	1 1/2 UN	13	9 1/2	23 1/2
12 1/2	12 1/2	3.000	30 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	20	1 1/2 UN	18	11 1/2	26 1/2
14	14.000	3.000	27 1/2	31 1/2	1 1/2	R 58	20	1 1/2 UN	16 1/2	8 1/2	24 1/2
14	14.000	3.000	27 1/2	31 1/2	1 1/2	R 58	20	1 1/2 UN	16 1/2	9 1/2	24 1/2
16	16.000	3.000	30 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	16	1 1/2 UN	18	10 1/2	26 1/2
16	16.000	3.000	30 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	16	1 1/2 UN	18 1/2	10 1/2	26 1/2
18	18.000	3.000	28 1/2	31 1/2	1 1/2	R 60	20	1 1/2 UN	11 1/2	8 1/2	27 1/2
18	18.000	3.000	31 1/2	31 1/2	1 1/2	R 70	20	1 1/2 UN	18 1/2	10 1/2	27 1/2
18 1/2	18 1/2	3.000	31 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	16	1 1/2 UN	18 1/2	10 1/2	31 1/2
18 1/2	18 1/2	3.000	30 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	24	2 1/2 UN	23 1/2	12 1/2	36 1/2
20	20.000	3.000	31 1/2	31 1/2	1 1/2	R 71	24	2 1/2 UN	12 1/2	8 1/2	30 1/2
20	20.000	3.000	33 1/2	31 1/2	1 1/2	R 71	24	2 1/2 UN	12 1/2	10 1/2	30 1/2
21 1/2	21 1/2	3.000	31 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	20	2 1/2 UN	12 1/2	12 1/2	34 1/2
21 1/2	21 1/2	3.000	45 1/2	31 1/2	1 1/2	EA 150	24	2 1/2 UN	23 1/2	12 1/2	40 1/2

ALTURA DE PUNTAS DE ESPÁRRAGOS

D _{Ext.} del Perno, Pg.	D _{Ext.} de las Puntas, Pg.	Altura
1/2 a 3/4	1/2	1/8
3/4 a 1 1/2	3/4	1/8
1 1/2 a 2 1/2	1 1/2	1/8
2 1/2 a 3 1/2	2 1/2	1/8
3 1/2 a 4 1/2	3 1/2	1/8

Los materiales de los pernos deben ser de calidad y resistencia no menores a los especificados en la norma ASTM A 193, Grado B7. Los tornillos deben ser de calidad no menor a la indicada en la norma ASTM A 194, Grado 2H.
 Los espárragos son roscados a toda la larga.
 *Las longitudes aquí indicadas son totales e incluyen los puntos de ambos extremos según se indica en el estándar.
 †Las dimensiones indicadas son los diámetros exteriores de resacas de bridas API.
 ‡Incluido en uso - se incluye solamente para referencia.

DIAGRAMA No 1

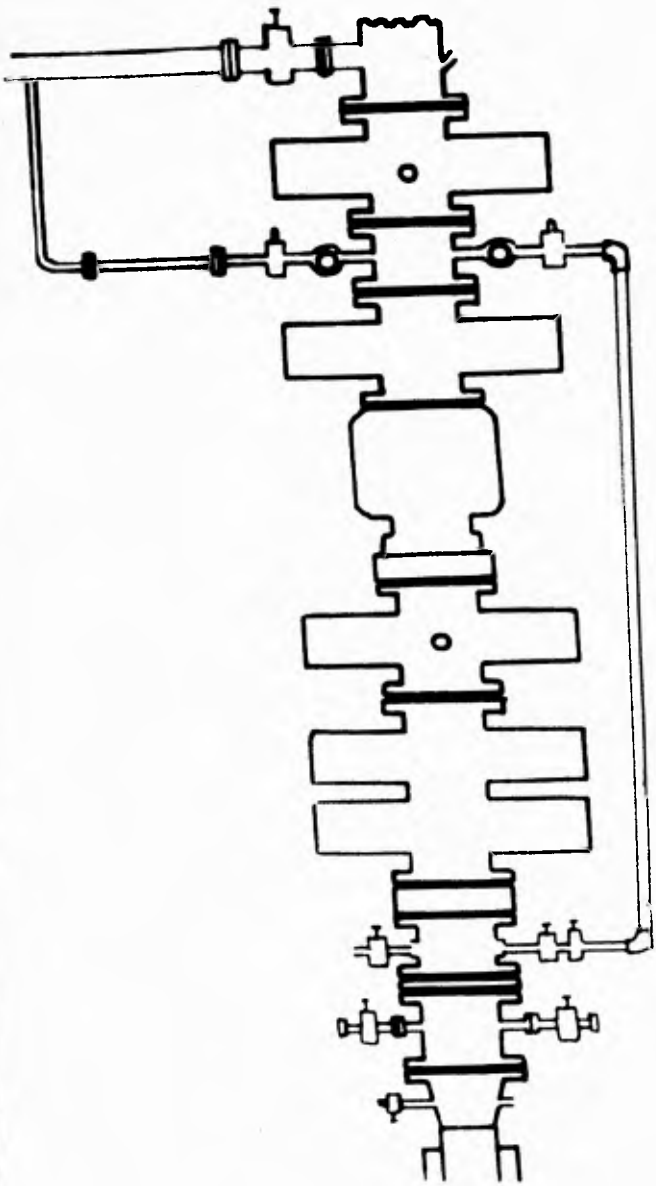


DIAGRAMA No. 2

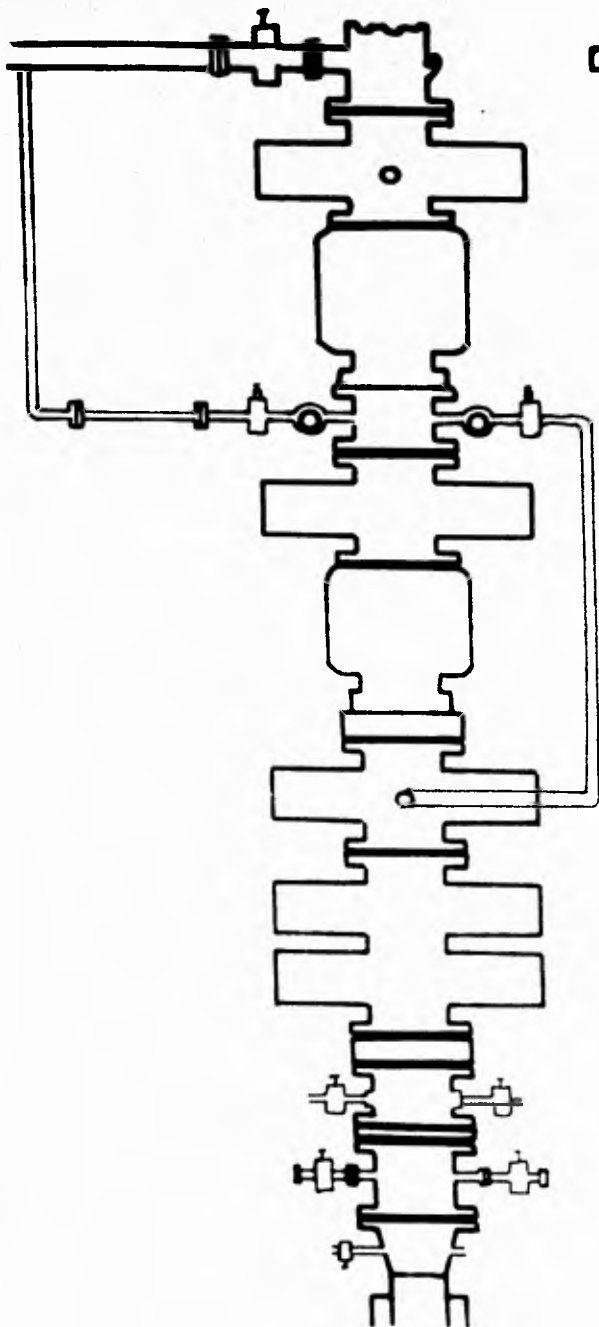


DIAGRAMA No 3

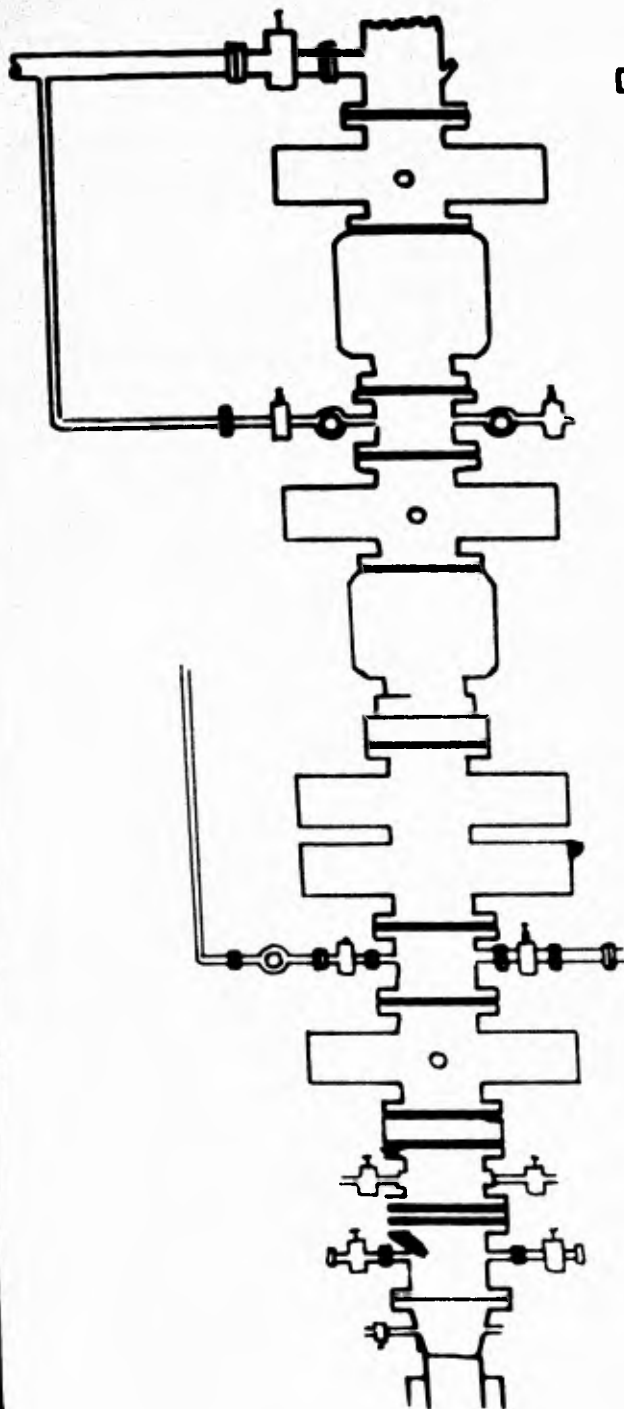
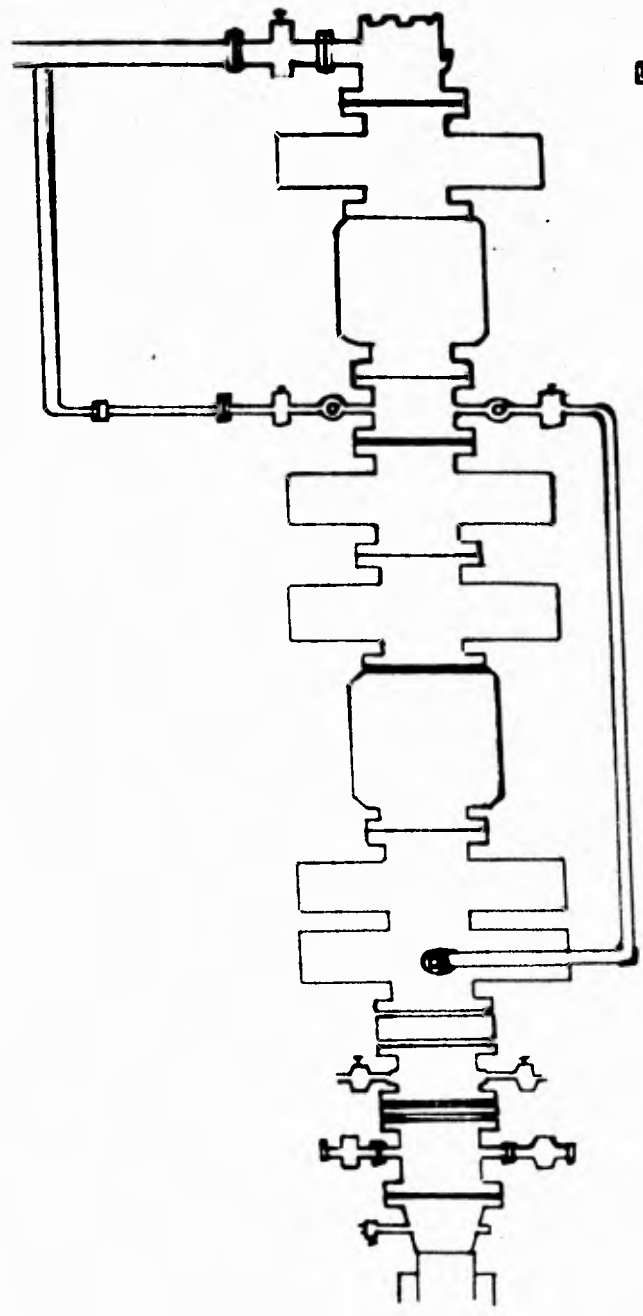


DIAGRAMA N° 4



TEMA IIDESCRIPCION DEL EQUIPO

El preventor tipo "U" figura No. 5 está constituido por un cuerpo principal, marcado con el número 1 A en el sencillo y en el doble con el número IB, bridado -- tanto en su parte superior como en la inferior, en estas bridas se tiene una pista donde se aloja el anillo para -- unirse a otro preventor o brida, además de los orificios donde se atornillará; el cuerpo del preventor tiene unos orificios donde se conectan la entrada como la salida de la tubería de 1" que conduce el fluido hidráulico a presión para abrir o cerrar los arietes así como los bonetes cuando se efectúa cambio de arietes para las diferentes -- tuberías.

En ambos lados del cuerpo están las bridas intermedias, 2 en el sencillo, 4 en el doble, estas tienen figura de exágono alargado marcados con el número 2 en la -- figura, atornillada a esta brida intermedia, están los bonetes que alojan en su interior a los pistones estos operan los arietes.

ARIETES

Los hay de 2 tipos, anulares y ciegos según se

desea obturar el paso del fluido en el espacio anular o -
sellar totalmente el pozo.

Para ver las partes de que se componen y como -
se ensamblan ver las figuras Nos. 5.

Para cambiar empaques del ariete, elimínese pri-
mero el sello superior, posteriormente saquese lado por -
lado del empaque del ariete hasta que salga de su sitio.-
El exceso de hule que sale del ramo sirve para garanti--
zar un sello más hermético.

Si se va a ensamblar, primero se tiene que lim--
piar y engrasar, se empuja el empaque frontal, usando un
martillo suave, se coloca el sello superior entre los ori-
ficios correspondientes en el sello frontal del ariete.

INSTRUCCIONES PARA EL ENSAMBLE DEL PREVENTOR DEL ARIETE TIPO "U"

Ver figura No. 5.

1.- Instálense dos anillos "O" (30), en los ori-
ficios para la varilla de los pistones de cambio de arie-
tes en la brida intermedia (2). Instalese anillo "O" --
(25), de varilla de pistón operador a brida intermedia en

el orificio central. Instálase anillo retén de empaque -- plástico (18), y anillo empacador (19). En los preventivo-- res de 10,000 y 15,000 (Psi) únicamente, instálase el anillo (21), después instálase el grupo de anillos sello de la va rilla de operación (20). Instálase anillos "O" (29) en la varilla del pistón de cambio de ariete. Enrosque los pas adores de gufa de ariete (23) en labrida intermedia. Aprié tese con llave para tubería pequeña.

2.- Introdúzcase los pistones de cambio de arie- te (9) y (10) a través de la brida intermedia. Las roscas en los extremos de cada pistón son diferentes y deben en-- roscar en su correspondiente cuerda dentro del cuerpo. Los pistones para "abrir" tienen unos orificios en la parte in ferior de la cabeza. Enrosquese los pistones al cuerpo -- con una llave que no dañe las partes planas. Instale ani- llos "O" (33) en los pistones de cambio de arietes.

3.- Instale en los cilindros de cambio de ariete (11) los anillos "O" (31) y (32), coloquense los cilindros sobre los pistones y sientelos sobre la brida intermedia.

4.- Instálase en el pistón operador (5), el ani- llo "O", (26) empuje el pistón a través de la brida inter- media en este punto, coloquese un pedazo de madera entre -

la brida intermedia y el cuerpo para evitar que el espacio entre ambos se cierre.

5.- Instale en el cilindro operador (6) los anillos "O" (24), deslícese el cilindro sobre el pistón y el asiento y acomódese en su lugar en la brida intermedia.

6.- En el bonete (3) instale el anillo sello (27), y el anillo "O" (28), en las ranuras. Sigue maniobrandose con un perno de argolla, gúfe el bonete en el contra vástago, instale los tornillos de cabeza (35) de la brida intermedia al bonete.

7.- Introduzca los tornillos del bonete (12) a través del bonete y brida intermedia y colóquese los anillos "O" que le sirva de reten (34) instale el anillo sello del bonete (22) en la cara de la brida intermedia.

8.- Enrosque la válvula check (15), en su orificio de la brida intermedia. Ponga un cartucho de empaque plástico, empáquese parcialmente. Enrosque tornillo No. - (16), procurando no aplicar alta presión al empaque. Instale el tapón de 1" (17), para obturar el orificio. Instale la válvula purga (36), con su tapón (37), en el bonete.

9.- Instale los birlos (13), en el bonete. El extremo con rosca más corta debe ir en el bonete. Estos birlos pueden ser apretados con una llave para tubería pequeña. Instale el tornillo fijador (8), en su caja (7).

10.- Coloque el ensamble del tornillo fijador en los birlos (13), con los lados planos de la brida en sentido vertical y apriétense las tuercas de la caja (14).

11.- Con el perno de argolla (38), instale el ariete previamente ensamblado en la varilla del pistón operador.

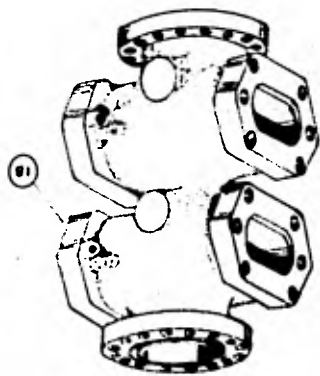
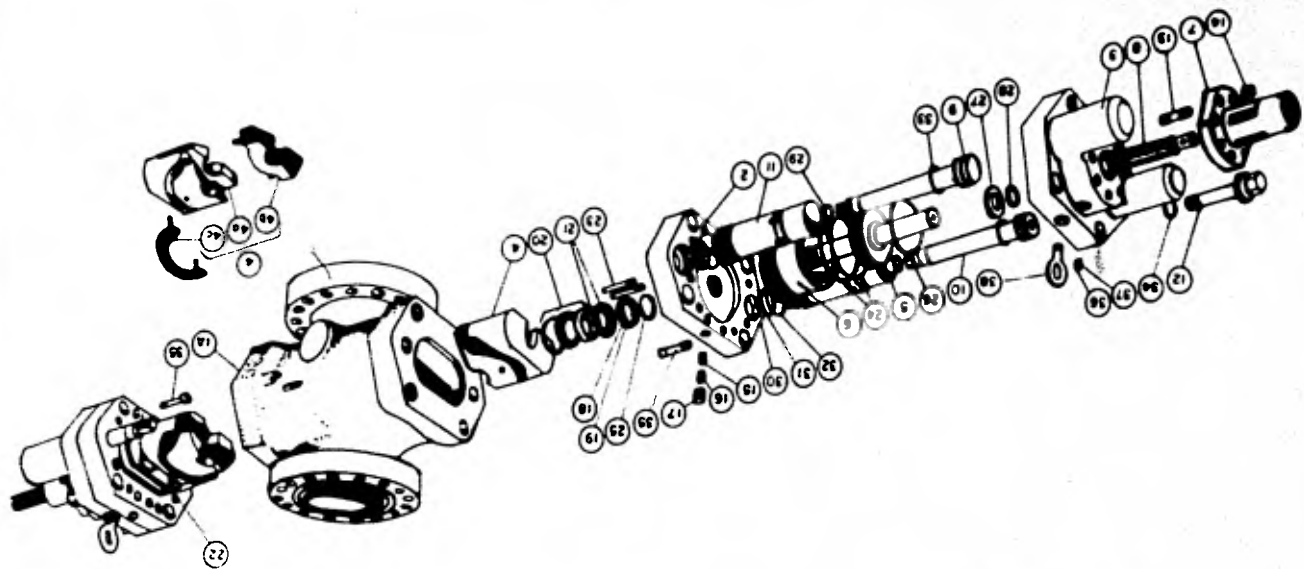
12.- Después de haber ensamblado los bonetes aplíquese presión al orificio de "abrir" para cerrar los bonetes.

A continuación se muestra una lista de partes que componen al preventor y el número de la figura.

REF. No.	DESCRIPCION	CANTIDAD	
		PZA. SENCILLO	PZA. DOBLE
1A	Cuerpo Sencillo	1	
1B	Cuerpo Doble		1
2	Brida Intermedia	2	4
3	Bonete	2	4

4	Ariete completo	2	4
5	Pistón de Operación	2	4
6	Cilindro de Operación	2	4
7	Caja del Tornillo Fijador	2	4
8	Tornillo Fijador	2	4
9	Pistón para cambio de Arietes (abrir)	2	4
10	Pistón para cambio de Arietes (cerrar)	2	4
11	Cilindro para cambio de arietes	4	8
12	Tornillo del Bonete	8	32
13	Tornillo de la Caja de Tor- nillo Fijador	16	32
14	Tuerca de la Caja del Tor- nillo fijador	16	32
15	Válvula check para empaque plástico	2	4
16	Tornillo para empaque plás- tico	2	4
17	Tapón para empaque plástico	2	4
18	Anillo Retén empaque	2	4
19	Anillo sello del empaque --		

	plástico	2	4
20	Grupo sello de la biela	2	4
21	Anillo retén	2	4
22	Sello del Bonete	2	4
23	Pasador gufa del ariete	4	8
24	Anillo "O" de cilindro ope rador	4	8
25	Anillo "O" varilla del pis tón a brida Intermedia	2	4
26	Anillo "O" de pistón opera dor	2	4
27	Anillo Sello del Contravas tago	2	4
28	Anillo "O"	2	4
29	Anillo "O" pistón de arie te a cuerpo	4	8
30	Anillo "O" Varilla del pin tón de cambio de Ariete a Brida Intermedia	4	8
31	Anillo Cilindro de Cambio de ariete de Brida interme dia	4	8
32	Anillo "O" cilindro de cam-		



	bio de Ariete a Bonete	4	8
33	Anillo "O" Pistón de cambio de Ariete	4	8
34	Anillo "O" retén de torni- llo de Bonete	8	16
35	Tornillo Cachucha Brida In- termedia a Bonete.	16	32
36	Tuerca de Purga	2	4
37	Tapón de Purga	2	2
38	Perno de Argolla	2	2
39	Empaque plástico	10	20

TABLA DE ESPECIFICACIONES. Fig. No. 6 y 7

A1 Largo total, bonete cerrados, tornillo fijador
afuera.

A2 Largo total, ambos Bonetes abiertos.

B1 Altura total, bridado.

B2 Altura total, con cubos para grampa.

O Distancia aproximada, eje del preventor a cara
de la brida, cualquier lado.

D Distancia aproximada, eje del preventor a ca-
ra de la brida, cualquier lado.

E Eje de salida lateral (salida abajo de los --

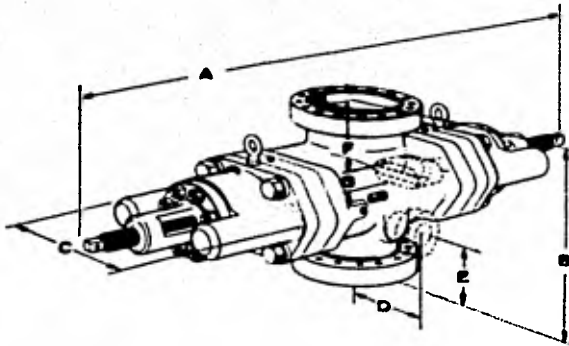
Arietes en los modelos dobles), a cara de la brida inferior.

F Parte superior de arietes superior a cara de brida superior.

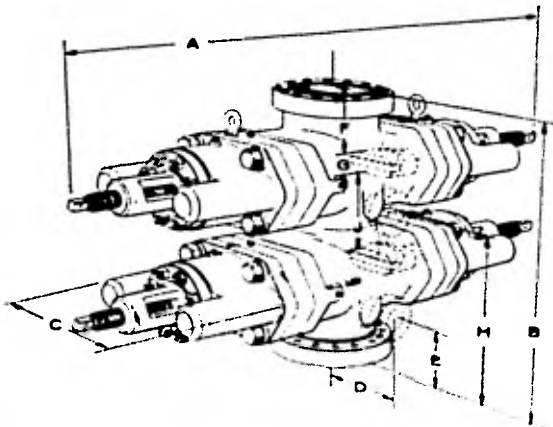
G Altura de arietes.

H Eje de salida lateral entre arietes a cara de brida inferior.

J Parte superior de ariete inferior a parte inferior de ariete superior.



PREVENTOR TIPO "U" SENCILLO CON BRIDAS



PREVENTOR TIPO "U" DOBLE CON BRIDAS

DIMENSIONES DE PREVENTORES TIPO "U"

TAMAÑO PULG. INT.	PRESION NORMAL Osu	ORIFICIO VERTICAL PULG.	A1 PULG.	A2 PULG.	B1 PULG.	B2 PULG.	C PULG.	D OPCION	E PULG.	F PULG.	G PUGL.	PESO LBS.	
6"	152.4	3000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	24 1/8	25 1/8	20	"	8 3/4	7 7/8	5 1/2	2600
6"	152.4	5000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	27 3/8	25 1/8	20	"	10 3/8	9 1/2	5 1/2	2800
7"	177.8	10000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	30 5/8	27	20	"	11	12	5 1/2	3550
7"	177.8	15000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	31 7/8	27	20	"	11 3/4	12 3/4	5 1/2	3800
10"	254	3000	11	108 7/8	146 3/8	29 1/8	27 3/4	24 1/2	"	9 3/4	10 5/8	6 3/4	5300
10"	254	5000	11	108 7/8	146 3/8	34 3/8	29 1/4	24 1/2	"	12 1/2	13 1/4	6 3/4	5600
11"	279.4	10000	11	108 7/8	146 3/8	35 5/8	32 1/4	24 1/2	"	13	13 3/4	6 3/4	6400
12"	304.8	3000	13 5/8	134 3/8	177 3/8	30 7/8	30 1/8	29	"	10 1/4	11 1/4	7 1/2	7200
13" 5/8	346	5000	13 5/8	134 3/8	177 7/8	33 3/4	32 1/8	29	"	11 1/2	12 3/4	7 1/2	7300
13" 5/8	346	10000	13 5/8	136 3/8	179 7/8	41 3/4	32 3/4	29	"	14 5/8	17 1/8	7 1/2	10300
16" 3/4	425.4	5000	16 3/4	146 3/8	199 5/8	43	34 3/8	35 3/4	"	14 5/16	16 15/16	9 1/4
20"	508	2000	20 3/4	166	226 1/4	34 1/4	30 1/4	38 1/4	"	11 1/8	13 1/8	8	13250
20"	508	3000	20 3/4	166	226 1/4	37 1/2	32	38 1/4	"	12 3/4	14 3/4	8	13650
26"	660.4	6000	26 3/4	195	269	38	33 1/2	46 1/4	"	12 3/4	14 1/4	8	20000

MODELOS DOBLES CON BRIDAS ABIERTAS O CUBOS PARA GRAMPA TIPO CAMERON

TAMAÑO	PRESION	ORIFICIO	A1	A-2	B-1	B2	C	D	E	F	G	PESO	
PULG.	mm	NORMAL Psi	VERTICAL PULG.	PULG.	PULG.	PULG.	PULG.	PULG.	OPCION PULG.	PULG.	PULG.	LBS.	
6"	152.4	3000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	40 7/8	41 7/8	20	"	8 3/4	7 7/8	5 1/2	5000
6"	152.4	5000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	44 1/8	41 1/8	20	"	10 3/4	9 1/2	5 1/2	5200
7"	177.8	10000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	49 5/8	45	20	"	11	12	5 1/2	6400
7"	177.8	15000	7 1/16	82 5/8	109 3/8	50 7/8	45	20	"	11 3/4	12 3/4	5 1/2	6750
10"	254	3000	11	108 7/8	146 3/8	49	47 7/8	24 1/2	"	9 3/4	10 5/8	6 3/4	9900
10"	254	5000	11	108 7/8	146 3/8	54 1/4	49 3/8	24 1/2	"	2 1/2	13 1/4	6 3/4	10200
11"	279.4	10000	11	108 7/8	146 3/8	55 1/2	52 3/8	24 1/2	"	13	13 3/4	6 3/4	11300
12"	304.8	3000	13 5/8	134 3/8	177 7/8	52 7/8	52 7/8	29	"	10 1/4	11 1/4	7 1/2	14300
13" 5/8	346	5000	13 5/8	134 3/8	177 7/8	55 3/4	54 1/8	29	"	11 1/2	12 3/4	7 1/2	14800
13" 5/8	346	10000	13 5/8	136 3/8	179 7/8	66 3/4	57 5/8	29	"	14 5/8	17 1/8	7 1/2	18400
16" 3/4	425.4	5000	16 3/4	146 3/8	199 5/8	68 5/8	60 1/2	35 3/4	"	14 5/16	16 3/16	9 1/4
20"	508	2000	20 3/4	166	226 1/4	56 1/4	52 5/8	38 1/4	"	11 1/8	13 1/8	8	25150
20"	508	3000	20 3/4	166	226 1/4	59 1/2	54 3/8	38 1/4	"	12 3/4	14 3/4	8	25550
26"	660.4	2000	26 3/4	195	269	61 7/8	57 3/8	46 1/4	"	12 3/4	14 1/4	8	37800

PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL PREVENTOR CAMERON TIPO "U"

Las presiones usuales requeridas para operar el sistema hidráulico del preventor cameron tipo "U" son los siguientes:

- 1.- Presión de trabajo 1500 Lbs/Pulg.²
- 2.- Presión máxima aplicable en caso de emergencia 5000 Lbs/Pulg.²
- 3.- Presión mínima para operar el sistema de -- abrir o cerrar 500 Lbs/Pulg.²

Precauciones para que los preventores trabajen correctamente.

- 1.- Instalar en la succión de la bomba de la unidad de control un filtro para mantener el sedimento fuera del sistema de operación.
- 2.- Purgar y limpiar periódicamente el tanque de abastecimiento del fluido de operación.
- 3.- Regular válvula a 1500 Lbs/Pulg.² para proteger y dar mayor vida a los empaques del preventor.

El fluido que debe usarse para la operación hi--dráulico de los preventores puede ser.

1.- Aceite nacional soluble No. 4 diluido en --
agua en relación 4:1.

2.- En caso de emergencia se puede usar aceite
hidráulico liviano Pemex-Sol, Sol Sae-10 ó Sae-20 en caso
demasiado extremo se puede usar fluido de perforación.

Lubricación el orificio de arietes y los arietes
mismos, deben lubricarse con grasa repelente al agua (gra-
sa copas No. 2).

Para las roscas de los tornillos debe usarse gra-
sa metálica de base de zinc.

Procedimiento para efectuar cambio de ariete.

1.- Aflojar totalmente los tornillos del bonete,
hasta que estos queden fuera de la rosca hembra.

2.- Afloje el tornillo fijador, extrayendolo ha-
cia atrás hasta que llegue al tope del mismo.

3.- Aplique presión del sistema de cierre de arie-
tes, que al mismo tiempo abre el bonete o tapa. Al efec--
tuar esta operación el ariete se mueve hacia el interior -
del prevector empujando el bonete hacia afuera, separandó-
lo del cuerpo aunque los arietes se muevan hacia el inte--

DATOS DE OPERACION DEL PREVENTOR DE REVENTONES

	TAMAÑO DEL PREVENTOR					
	152/177 mm 6 y 7"	255/279mm 10 y 11"	304/346 mm 12 y 13 5/8"	425 mm 16 3/4"	508 mm 20"	660 mm 26"
Gls. para Abrir Arietes (1 Jgo.) (Lts.)	1.28(4.8)	3.2(12.1)	5.45(20.6)	4.91(18.6)	7.85(29.7)	9.85(37.2)
Gls. para Cerrar Arietes (1 Jgo.) (Lts.)	1.33(5)	3.36(12.6)	5.8 (21.9)	5.29(20)	8.4 (31.7)	10.4 (39.3)
Tornillo fijador vueltas cada extremo	18	25	32	36	45	60
Relación de cierre	7:1	7:1	7:1	7:1	7:1	7:1

rior del cuerpo la carrera del bonete es suficiente para que los arietes queden afuera totalmente.

4.- Efectue el cambio.

5.- Para cerrar el bonete después del cambio de arietes, aplique presión al sistema de apertura de arietes, con la cual los arietes son jalados hasta topar con el bonete, antes de que este se mueva hacia el cuerpo del preventor, por esto los arietes nunca interfieren la tubería del pozo u obstruyen el orificio vertical ya que los bonetes se pegan al cuerpo totalmente donde son fijados con los tornillos del mismo.

6.- Opere manualmente el preventor.

Para colocar el seguro a los arietes, rosque el tornillo que fija la compuerta, hasta llegarla al yugo.

PREVENTOR ANULAR O DE ESPERA: (HY DRILL), estos preventores están diseñados para cerrar el espacio anular, o el pozo franco a la plena presión de trabajo. Con la ventaja de eliminar la confusión y pérdida de tiempo, que suelen ocurrir al accionar, en emergencias los preventores tipo ariete, porque los de tipo ariete no se pueden cerrar

totalmente en la flecha de perforación, en las juntas de tubería, tubos las trabarreas precisamente porque el diámetro de los arietes es el mismo que el diámetro extremo del cuerpo de la tubería de perforación.

Su clasificación obedece a las presiones máximas de trabajo y su diámetro interno, la tabla siguiente nos indica el rango de trabajo.

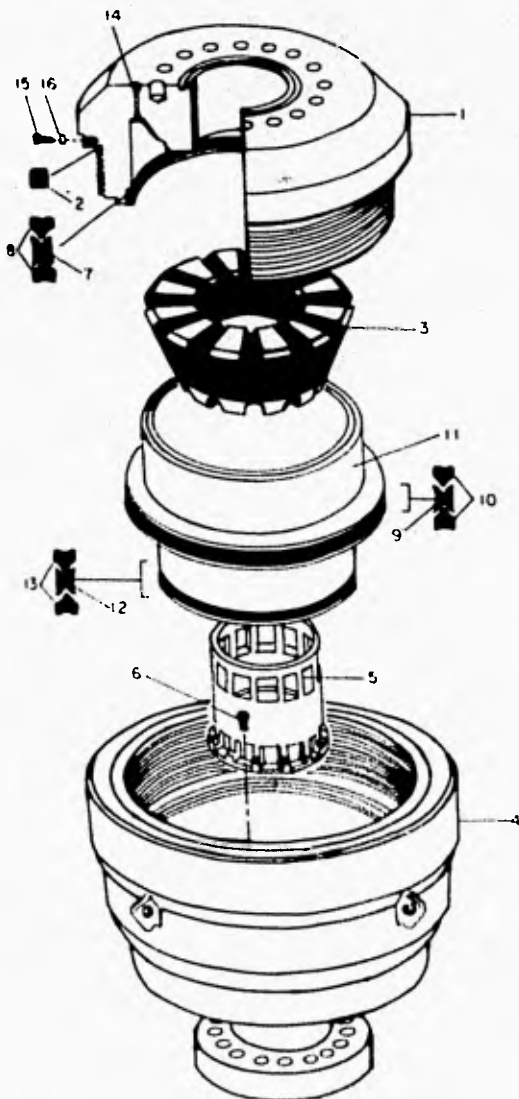
DIAMETRO INT. PULGADAS	CLASIFICACION DE PRESION				
	500	2000	3000	5000	10,000
2 9/16	-	-	GKS	GKS	GKS
4 1/16	-	-	-	GKS	GKS
6 3/8	-	-	RS	-	-
7 1/16	-	MSP	GK 1 GK	GK	GK
9	-	MSP	GK	GK	GK
11	-	MSP	GK	GK	GK
13 5/8	-	-	GK	GL/GK	GK
16 3/4	-	GK	GK	GL/GK	-
18 3/4	-	-	-	GL	-
21 1/4	-	MSP	-	GL	-
29 1/2	MSP	-	-	-	-

De la clasificación anterior nos referimos al tipo 13 5/8 GK - 5000, distinguiéndose 2 tipos por su fabricación

ción, el de cabezal roscado y cabezal de pestillo, también se tiene un modelo GK-HL para transporte por helicóptero, la lista siguiente son las partes que lo componen: Ver. --
Fig. No. 8

No. PZA	NOMBRE DE LA PIEZA	CANTIDAD
1	Cabezal del preventor	1
2	Empaquetadura del cabezal	1
3	Unidad sellante	1
4	Cuerpo	1
5	Camisa	1
6	Tornillos de cabeza hexagonal	7
7	Sello superior doble en u	1
8	Anillos superiores Antiextrusión	2
9	Sello central doble en u	1
10	Anillos centrales Antiextrusión	2
11	Pistón	1
12	Sello inferior doble en u	1
13	Anillos inferiores Antiextrusión	2
14	Tapón Roscado	1
15	Tornillo de Cierre del Cabezal	1
16	Arandela de Cierre del Cabezal	1
	Juego Completo de Sellos	

PREVENTOR GK 13 5/8"



VISTA DE PREVENTOR DE REVENTONES
GK 13 5/8" DE 5000 lb_s / pg² DESARMADO
CON CAREZAL ROSCADO

PROCEDIMIENTO DE OPERACION DE PREVENTORES TIPO ANULAR O DE ESPERA MULTIPLE DE CONTROL.

1.- Use tubería y conexiones para presión de trabajo de 3000 Lbs/Pulg².

2.- Las líneas del multiple, deberán ser conectadas para una presión continua de 1500 Lbs/Pulg².

3.- Cuando sea necesario instalar dos o más preventores, accionados con la misma presión, deberá instalarse una válvula check en la línea principal de cada uno.

OPERACION DEL PREVENTOR TIPO ESPERA.

1.- Para cerrar el preventor.

a).- Accionar la palanca de la válvula a la posición marcada cerrado.

2.- Para abrir el preventor.

b).- Accione la palanca de la válvula a la posición marcada abierto.

3.- La válvula general de la línea de presión -- abierta.

4.- El volante de la válvula reguladora deberá estar atornillada completamente cuando se este perforando.

5.- La presión de operación del preventor es de 1500 Lbs/Pulg². una presión de cierre mayor dañará los empaques y no es recomendable.

MANTENIMIENTO.

1.- En los talleres; a la terminación de cada pozo.

a).- Desmantele el preventor.

b).- Limpie completamente todas sus partes.

c).- Inspeccione todos los anillos selladores y reemplace cualquier anillo que este deformado de sus bordes.

d).- Trate todas las partes metálicas y anillos selladores con aceite lubricante y ármese, asegúrese que todos los anillos sean ensamblados con sus fillos selladores.

2.- Una vez instalada una nueva unidad empacadora efectúe una prueba completa de cierre, deberá haber un cierre completo a una presión que no exceda de 1500 Lbs/ - Pug.²

3.- Para pruebas de funcionamiento de rutina la unidad empacadora deberá cerrarse sobre la tubería, no en los lastrabarrenas, y menos en cierre total a cero.

4.- Las pruebas de funcionamiento deberán ser realizadas tan amenudo como sean necesarias para asegurar que el preventor esta en buenas condiciones de trabajo pero deberán ser limitadas para prolongar la vida del material empacador.

VALVULA REGULADORA.

1.- Ajuste el volante de la válvula reguladora a la presión inicial de cierre, causando que la válvula reguladora se relaje y quede en la posición de la figura reduciendo la fricción del elemento obturador con la tuberfa.

2.- Cuando es necesario cerrar el preventor y - dar rotación.

a).- Ajuste la válvula reguladora a la presión apropiada, tabla anexa para sellar sobre el tubo.

b).- Permita el contacto del fluido en la tuberfa para lubricación y enfriamiento de la unidad empacadora.

3.- Cuando es necesario meter y sacar juntas a través de la unidad empacadora cerrada.

a).- Ajuste la válvula, regulando la presión de cierre inicial, (Tabla anexa).

b).- Las juntas pueden ser sacadas del pozo a través de la unidad empacadora con un mínimo de abrasión.

c).- Cuando las juntas entran a la unidad empacadora de cierre el hule es desplazado hacia abajo contra el pistón contractor, el cual produce un incremento de presión en la cámara de cierre, este incremento de presión hace que la válvula reguladora desaloje fluido automáticamente desde la cámara de cierre y el pistón contractor y se mueve hacia abajo para permitir un desplazamiento adicional del hule por las juntas.

d).- Cuando salen las juntas de la unidad empacadora, el pistón contractor es reelevado de la presión de la cámara de cierre, este decrecimiento en la presión ocasiona que la válvula reguladora admita fluido adicional, automáticamente de la presión adicional de la cámara de cierre.

Preventor Hy drill GK presión recomendada para pasar juntas a través del preventor cerrado.

DEKTP	6		8		10		12	13	16		18
	3000	5000	3000	5000	3000	5000	3000	5000	2000	3000	2000
6 5/8							450	550	350	450	500
5					350	350	500	600	400	500	550
4 1/2	350	350	400	450	450	450	550	650	500	550	600
3 1/2	400	400	450	550	550	550	600	700	600	600	650
2 7/8	450	450	550	650	650	650	700	750	700	700	700
2 3/8	500	500	650	750	750	750	800	800	800	800	750
1.9	600	600	750	850	850	850	900	900	900	900	850
1.66	700	700	850	950	950	950	1000	1000	1000	1000	950
CIERRE TOTAL.	1000	1050	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1100

CABEZA GIRATORIA O PREVENTOR GIRATORIO

La cabeza giratoria viene siendo un preventor giratorio que mantiene un sello constante con elementos rotatorios en la parte superior de la sarca de perforación, ya sea que está está quieta ó se mueva en cualquier sentido hacia -- arriba o hacia abajo, perforando o no.

Se introduce sobre su base, la cual está unida por su brida al último preventor y con una válvula de 6" -2000--- (Psi) 140 Kg/cm² a la línea de flote. En la parte superior tiene unos salientes que ensamblan con la guía de la flecha - (Drive Kelly), para recibir de esta el movimiento rotacional

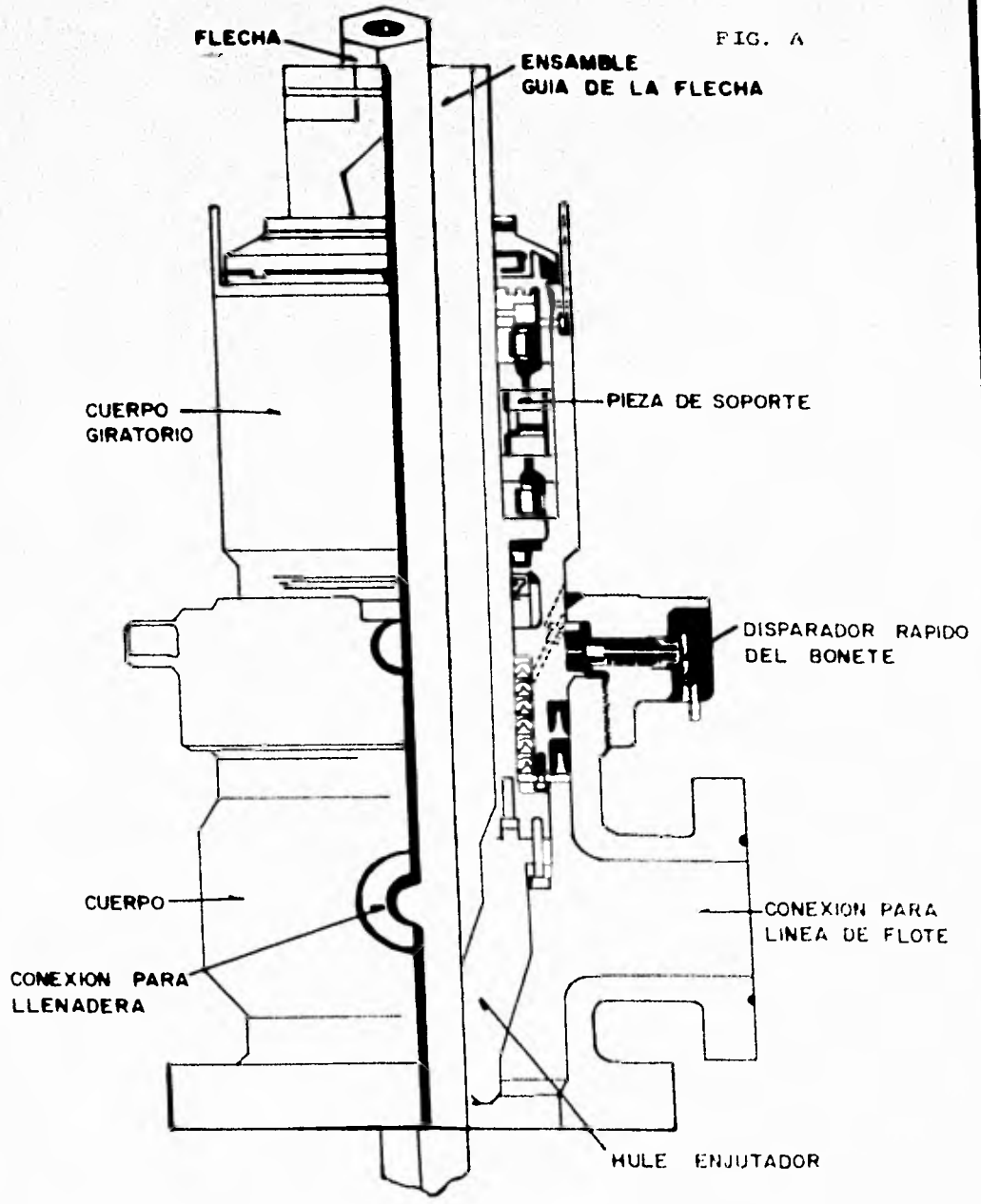
que trae la flecha del buje y mesa rotatoria. La parte me dia la constituye un mandril que lleva las siguientes partes:

Lista de partes que componen el preventor giratorio. Ver figura No. 11 .

No.	Nombre de la Pieza
1	Cuerpo
2	Bonete de ensamble
3	Soldador rápido del bonete
4	Candado con perno del bonete
5	Resorte del candado del bonete
6	Buje con candado de perno
7	Candado del bonete manual
8	Llave del candado de perno manual
9	Ensamble rotatoria
10	Caja de ensamble estacionaria
11	Brida de la caja estacionaria
12	Asiento Roscado de la Brida de la Caja estacionaria
13	Tapón obturador del asiento rosacado de la brida de la caja
14	Empaque de la brida de la caja estacionaria

- 15 Collar de ensamble de rotación
- 16 Mangos rotatorios sin forro
- 17 Forros de los mangos rotatorios
- 18 Sellos del ensamble
- 19 Placa de Retención
- 20 Anillo, macho adaptador
- 21 Anillo espaciador 5
- 22 Anillo Hembra adaptador
- 23 Anillo
- 24 Sombrero Roscado de la Placa retenedora
- 25 Arandela de seguridad
- 26 Cerradura de alambre
- 27 Apoyo radial
- 28 Cojinete de empuje
- 29 Anillo de la Chumacera Interna
- 30 Anillo de la Chumacera Externa
- 31 Conexión propia para engrase
- 32 Tuerca de Chumacera
- 33 Asiento roscado de la tuerca de retención
- 34 Sello del escurridero superior
- 35 Sello de chumacera (grasado)
- 36 Engrasadera sello de escurrimiento del --
Fluido 1

FIG. A



- 37 Ecurrimiento superior del Fluido 1
- 38 Asiento roscado para el escurrimiento superior del Fluido 4
- 39 Anillo, para el escurrimiento superior del Fluido 1
- 40 Ecurrimiento inferior del fluido 1
- 41 Anillo del escurrimiento inferior del Fluido 1
- 42 Asiento roscado, hendedura inferior del Fluido 6
- 43 Paquete de engrase de las unidades 1
- 44 Borde del asiento del cuerpo 2
- 45 Ensamble del cilindro descargador-Ver tabla
- 46 Hule cilindro de descarga - Ver tabla
- 47 Ensamble para la guía flecha - Ver tabla

Por las especificaciones el tipo de cabeza giratoria se clasifica según la siguiente tabla. Ver ~~tabla~~ Fig. No. 10

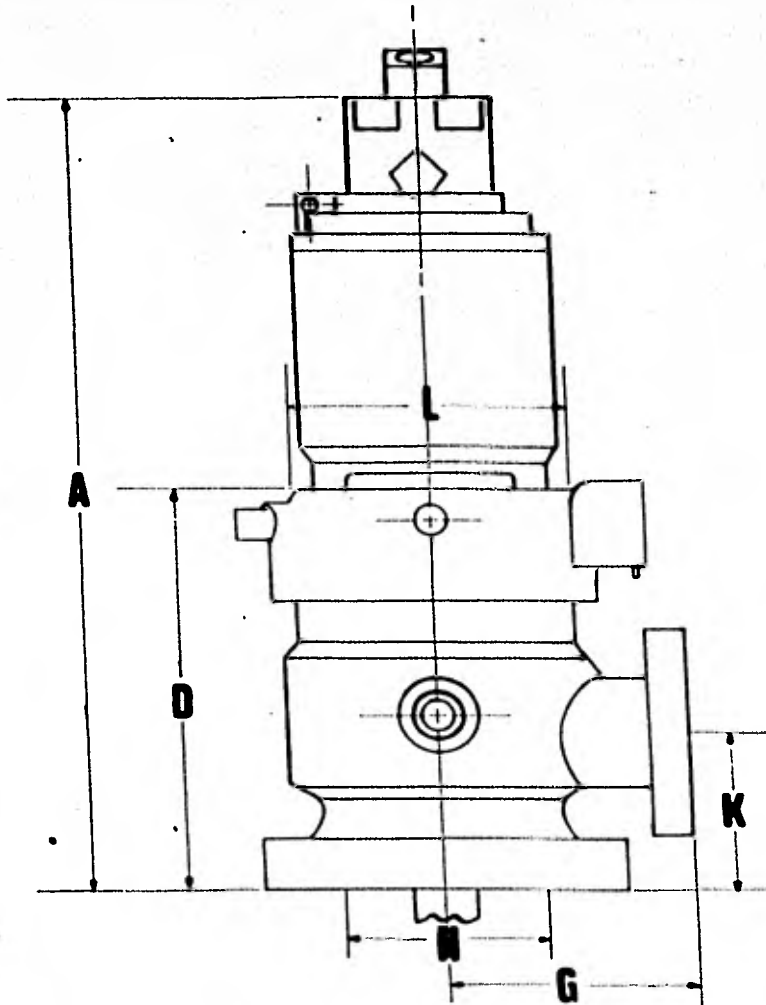
En la parte inferior de la cabeza giratoria se le instala un hule que se adapta a las juntas, coples, de las tuberías cuando pasan a través de el y no se puede extruir con la presión del pozo, fabricándose de diferentes dimensiones para poder sellar en las flechas, tubería de perforación,

Drill Collar, tubería de producción y revestimiento, el --
rango de dimensiones de estos hules se expone en el siguiente cuadro.

FLECHA HEXAGONAL	DIAMETRO (PULG.) CUADRADA	DIAMETRO TP PULG.	EXPANSION DEL DIAMETRO	PRESION DE TRABAJO	
	2 1/2	2 3/8		500	300
3	3	2 7/8	6 1/2	"	"
3 1/2		3 1/2		"	"
3 1/2	3 1/2				
4 1/2	4 1/2	3 1/2			
4 1/2		a	6 1/2	"	"
5 1/4		4 1/2			
3 1/2	3 1/2				
4 1/4	4 1/4	3 1/2			
4 1/4		a	6 1/2	"	"
5 1/4		4 1/2			
5 1/4	5 1/4	4 1/2			
5 9/16		a 5	8	"	"
6		5 1/2			
6	6	5 1/2			
6 5/8		a 6 5/8	8	"	"

DIMENSIONES DEL PREVENTOR ROTATORIO TIPO 50

FIG. 10



ESPECIFICACIONES DEL PREV. ROTATORIO TIPO 50

TAMAÑO DE LA BRIDA API	PESO EN LB.	A	D	G ^(C)	H	K ^(C)	L DIAM. MAX.
11" - 3000 psi	2500	58 1/2	30 1/8	16	11	11 1/8	17
13 5/8" - 3000 psi	2650	58 1/2	30 1/8	16	13 5/8	11 1/8	17
16 3/4" - 2000 psi (a)	2750	58 1/2	30 1/8	19 1/2	15 1/4	12 1/8	17
21 1/4" - 2000 psi (b)	3400	58 1/2	30 1/8	22 7/16	20 3/4	15 3/4	23 1/2

NOTA.- Es preferible usar flecha de sección exagonal, que de sección cuadrada por el ajuste del hule.

No se deben usar hules para flecha cuadrada, en flechas hexagonales.

Para fluidos de base agua se recomiendan hules - naturales por tener mayor vida que los sintéticos.

Las flechas guías (Drive Kelly), tanto la de -- flecha exagonal como la cuadrada están compuestas de 3 piezas que son:

- 1.- Anillo guía externo metálico.
- 2.- Anillo para endadura interna de la guía
- 3.- Anillo retenedor de la unidad de la guía.

De las anteriores unidades existen para todos - los diámetros de flechas, excepto para las hexagonales de 2 1/2".

Las aplicaciones de la cabeza giratoria en para usarse en áreas de brotes, perforar bajo presión, perforar con circulación inversa y perforar con aire o gas, por las 2 primeras razones se está usando en la zona de Campeche.

Cuando se ordena una unidad de estas, no deben

mencionar las especificaciones siguientes:

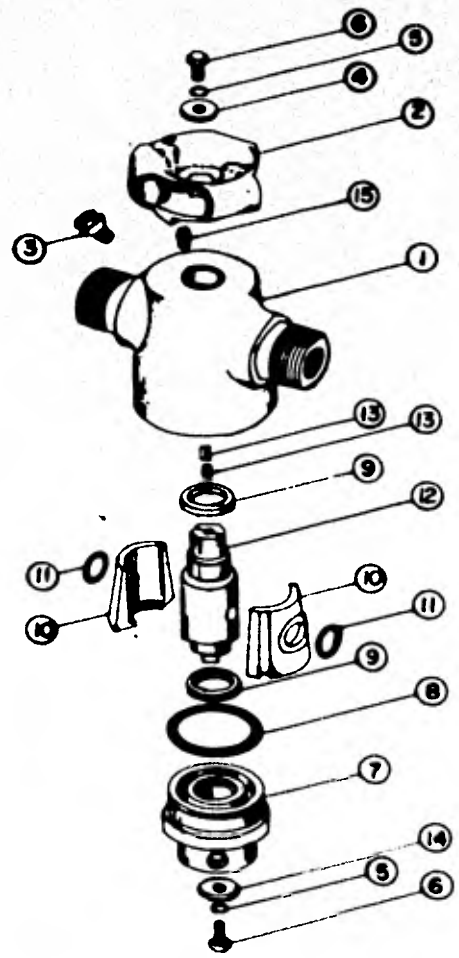
- 1.- Tipo
- 2.- Diámetro de brida inferior con presión de --
trabajo.
- 3.- Brida del orificio de salida, diámetro y pre
sión de trabajo.
- 4.- Diámetro y perfil de la flecha.
- 5.- Tubería de perforación y diámetro de juntas
- 6.- Diámetro de lastrabarrenas
- 7.- Tipos de hule.

VLAVULAS MACHO (HALLI BURTON) Fig. No. 11

LISTA DE PARTES

- 1.- CUERPO
- 2.- MANIJA DEL ADAPTADOR
- 3.- CONEXION DE ENGRASE
- 4.- ARANDELA
- 5.- CIERRE DE LA ARANDELA
- 6.- TORNILLO DE COPA
- 7.- TUERCA DE AJUSTE
- 8.- O'RING
- 9.- SELLO DE LA TAPA
- 10.- INSERTOS (JUEGO)

FIG. 11



- 11.- O'RING.
- 12.- TAPA O CIERRE
- 13.- RETENEDOR
- 14.- ARANDELA
- 15.- TORNILLO DE COPA (TOPE)

OPERACION Y CUIDADO PARA LAS VALVULAS DE CIERRE DE HALLI --
BURTON ENSAMBLAJE.

1.- Instale los sellos y la tuerca de ajuste dentro del cuerpo, inserte los pines retenedores en el cuerpo y coloque los O'Rings sobre la tuerca de ajuste y sobre el lado externo de los insertos.

2.- Revise la tapa o cierre, los insertos y la tuerca de ajuste y llene los espacios vacios dentro del cuerpo con el lubricante recomendado para válvulas de cierre.

3.- Coloque los insertos sobre la tapa o cierre y alinie los orificios de fluido de los insertos con el que atraviesa la tapa o cierre.

4.- Coloque la tapa o cierre y los insertos dentro del cuerpo con los retenedores sobresaliendo dentro de los canales en los insertos.

5.- Atornille la tuerca de ajuste al cuerpo y - también el tornillo de copa a través de la anterior a la ta pa o cierre.

6.- Gire la tapa o cierre para distribuir el ex- ceso de lubricante a través del pasaje de fluido del cuerpo.

7.- Coloque la manija del adaptador sobre la ta- pa o cierre con sus indicadores de flujo en línea con la -- ranura o canal sobre el extremo operacional del cierre.

8.- Asegure el adaptador o tapa con las rondanas y tornillos de copa.

AJUSTE Y OPERACION A CERO DE PRESION.

La torsión de rotación se debe ajustar y mante-- nerse a 30-50 Pie-Lbs. aproximadamente, se puede disminuir la torsión de operación desatornillando la tuerca de ajuste pero de esta forma se puede presentar fuga a través de la - válvula; el adaptador de la válvula está localizada en el ex tremo opuesto al de ajuste.

La operación de apertura y cierre de la válvula está vista desde el extremo de operación en donde la rota-- ción en el sentido de las manecillas del reloj cierra los -

indicadores de flujo o "costillas". En el adaptador indican la dirección del agujero de flujo dentro del cierre.

MANTENIMIENTO.

Las válvulas pueden ser reparadas mientras se ha llen instaladas en el distribuidor, removiendo el adaptador de operación y atornillando la tuerca de ajuste en sentido contrario al de las manecillas del reloj.

No es necesario remover el cierre de la tuerca de ajuste. Entonces será posible colocar insertos nuevos con sus O'Rings insertando el hombro de estos entre el cierre y la tuerca de ajuste, reacomodando la válvula como --- previamente se ha explicado. Se deben hacer revisiones periódicas para determinar la vida aproximada o el desgaste de los insertos y el cierre, para que al reemplazarlos se evite la erosión del cuerpo de la válvula. Una vez que se halla determinado al desgaste o la duración de los insertos no será necesario continuar con inspecciones frecuentes. El continuo uso de insertos o cierres gastados pueden llevar a una erosión del cuerpo acortando su vida considerablemente. Aunque no haya fuga en la válvula esto no significa que los insertos no deben cambiarse ya que antes de que la fuga sea notoria y pueda fallar y erosionar el cuerpo. Los cuerpos

de las válvulas no deben ser soldados ya que son de una aleación de acero tratada para calor.

TEMA III

OPERACION

Introducción y sacada de tubería bajo presión. - Los procesos de sacar y meter tubería de producción, perforación o de revestimiento bajo presión en pozos de aceite y gas, se han venido desarrollando desde hace 25 años, aunque con cierto grado de dificultad personal de campo lo ha realizado, las aplicaciones de estos procesos especiales son - muchos y completamente distintos.

La introducción y sacada de tubería bajo presión requiere equipo y técnicas especiales con personal entrenado. Los conocimientos y técnicas han sido básicamente los mismos, lo que ha cambiado es el equipo a través de los --- años, la necesidad obligó a algunas personas a idear la corrida de tubería sin tener que matar el pozo o sin bajar la producción, con seguridad y economía.

Operación alternada de Preventores para sacar la sarta. Por las razones expuestas anteriormente, estando el pozo arrancado y no se puede controlar con el fluido de perforación y se desea sacar la tubería de perforación para introducir, el aparejo de producción, se considera que se está perforando con la cabeza giratoria.

1.- Se levanta la sarta hasta que la junta llegue al preventor No. 1 de arriba hacia abajo (todo el espacio anular hay fluidos a presión).

2.- Cerrar el preventor No. 2 quedando fluidos a presión entrampados entre estos dos preventores cerrados (Sigue habiendo fluidos a presión entrampados abajo del -- preventor No. 2)

3.- Abrir la línea de descarga que va directa a la presa de asentamiento para sacar estos fluidos a presión.

4.- Cerrar la válvula macho quedando vacío el espacio entre los dos preventores.

5.- Abrir el preventor superior.

6.- Levantar la tubería para que pase la junta, los rams del último preventor (Preventor superior No. 1).

7.- Cerrar este último preventor, en este momento otra vez los dos últimos preventores están cerrados y el espacio que hay entre ellos ahora está vacío.

8.- Abrir la válvula macho de la línea de igua-

lación para llenar este espacio vacío entre los dos preven
tores.

9.- Abrir el preventor No. 2.

10.- Seguir sacando tubería hasta que la otra jun
ta llegue a los rams del preventor No. 1

11.- El ciclo se hace repetitivo.

Operación alternada de preventores anulares para
sacar la herramienta lastrabarrenas y estabilizadores.

Para sacar los lastrabarrenas se puede hacer del
siguiente modo:

1).- Se levanta la sarta hasta que pegue la com-
binación de 4 1/2 a 6 1/2 que une la tubería de perfora-
ción con la herramienta y en lugar de operar el preventor -
anular de ariete, se operan los preventores anulares o de -
esfera, siguiendo los mismos pasos que se dan para sacar la
T P, con ventaja de que aquí se sacan lingadas completas --
por ser de diámetro uniforme, teniendo cuidado al paso de -
los estabilizadores si es que existen.

PERFORACION CON FLUJO DE GAS Y ACEITE USANDO LA CABEZA GIRATORIA.

1.- Una vez hechas todas las instalaciones y -
provadas, se inicia perforación con barrena de 12 1/4, -
Tipo III convencional y lodo de 1.08 X 50, para después --
ampliar agujero a 26", hasta la profundidad donde se va a
cementar la tubería de revestimiento superficial de 20" --
que aislará el pozo de formaciones poco consolidadas y zo-
nas de aguas freáticas.

Se continúa perforando con barrena de 12 1/4, -
III y se amplía a 18 1/2", los fluidos son de 1.10 - 1.12
X 50, para cementar la tubería de revestimiento intermedia
de 13 3/8, hasta 800 metros aproximadamente, con objeto de
aislar formaciones poco consolidadas, así como zonas de --
aguas freáticas.

3.- La siguiente Etapa es perforar con barrena
de 12 1/4 hasta profundidad de 1775 aproximadamente donde
se va a cementar la tubería de revestimiento de 9 5/8 con
objeto de evitar derrumbes y pérdidas de circulación, por
correlación con pozos vecinos se tiene la siguiente colum-
na geológica:

FORMACION RECIENTE	CIMA PROGRAMADA FM	CIMA REAL	LUTITAS Y ARENAS SIN CONSOLIDAR
MIOCENO SUP.	560	574	LUTITAS Y ARENAS
MIOCENO MED.	580	594	" "
MIOCENO INF.	1085	1099	LUTITAS SUAVES
OLIGOGENO M-	1320	1334	" "
OLIGO. INF.	1370	1384	" "
EOCENO SUP.	1450	1464	LUTITA MEDIA DURA
EOCENO MED	1505	1519	LUTITA MEDIA DURA
EOCENO INF	1655	1669	LUTITA FIRME
PALEOCENO SUP	1715	1729	LUTITA FIRME Y CALIZAS
PALEOCENO INF	1750	1764	CALIZAS
BRECHAS	1820	1834	BRECHAS IMPREGNADAS
CRET. SUP.	2075	2089	DOLOMIAS
PROF. TOTAL.	2100		

4.- Cuando se perforaba con barrena de 8 1/2" a 1790, se presentó un cambio en la velocidad de penetración como sigue:

PROFUNDIDAD	VELOCIDAD MIN./METRO
1979 M	23
1790 M	12
1791 M	5

1792 M

1

Sin haber cambiado las condiciones de operación como peso sobre la barrena, revoluciones de rotaria, gasto de la bomba, existió una pérdida parcial del fluido de perforación de 15 M³ en 10 Min.

A continuación se muestra una tabla del comportamiento y control del pozo sin las instalaciones del equipo de control de presiones, los 2 últimos tapones de la tabla - se colocaron con el propósito de asegurarse de que no hubiera flujos de aceite o gas en la superficie y poder mover - el equipo al pozo vecino y efectuar trabajos de estimulación.

Así como hacer las instalaciones necesarias del equipo de control de presiones según el plano que se anexa, y sus pruebas correspondientes de operación y presiones de trabajo de todos sus componentes.

TAPON NUMERO	TIPO	VOLUMEN	DENSIDAD Gr/cc	PRESION INYECC.	VOLUMEN CON QUE DESPLAZA	TIEMPO DE FRAGUADO
1	B D	21.03 bls	1.22	600 Lbs.	12.65 M ³	5 Horas
2	D B	20	" 1.22	200 "	11.6 M ³	8 "
3	D B C	171	" 1.36	300 "	11.6 M ³	13 "
4	D B C	202	" 1.27	250 "	6.3 M ³	12 "

5	D B C	202	"		300	"	12	"
6	D B C	72.64	"	1.42	200	"	12	"
7	CEMENTO	20.096	"	1.85	300	"	7.9 M ³	12 "
8	D B	29	"	1.26	200	"	5.25M ³	12 "
9	D B	80	"	1.33	300	"	9.50M ³	12 "
10	CEMENTO	20.47	"	1.85			13.05M ³	12 "
11	CEMENTO	20.47	"	1.85			2.38M ³	12 "

 122

SARTA UTILIZADA. - Se armo barrena de 8 1/2, portabarrena de 4 1/2, 2 válvulas contrapresión, un niple N, tres tubos pesados de perforación, un martillo Dayley, nueve las trabarreas de 6 1/2 y tubería de perforación de 5", con -- juntas de 6 1/4 grado E. Rebajaron los tapones de cemento - con fluido de 1.28 X 45, escariaron y bajaron densidad de - fluido a 1.20, en estas condiciones perforaron hasta 1,800 metros, donde por una gasificación, se interrumpio, abatiéndose del fluido de 1.20 a 1.12, controlándose con circulación del fluido de 1.21 con las mismas condiciones de operación, se había incrementado la velocidad de penetración en el tramo de 1,800 a 1,841 de 14, 17 y 35 minutos por metro, pero al perforar el metro 1,841 la penetración cambio de 45 a 9 minutos por metro. Se siguió perforando hasta 1,872, - se levantó la tubería a la zapata y cuando bajaban para es-

tabilizar el diámetro del agujero repasando tramo por tramo, se presentó una pérdida a 1,845 metros, misma que controlaron con obturante 5 Kg./M³ y bajando la densidad al fluido de perforación a 1.16, pero a 1,850 se manifiestan los hidrocarburos por lo que se decidió levantarse a 1,838 metros, cerrar los preventores y observar la presión en la tubería de revestimiento para acondicionar fluido de perforación, la presión registrada fué de 10.5 Kgs/cm². El fluido de perforación que se acondicionó fué de 1.16 a 1.22 con 10 Kg. por M³ de obturante. En estas condiciones repararon al fondo y perforaron hasta 1,985 Mts., donde se observo otra ligera pérdida continuando perforando hasta 2,004 con presión en tubería de revestimiento hasta de 7 Kg./cm²; que al levantarse se incremento a 56 Kgs.: como ya se había incrementado demasiado la presión en tubería de Revestimiento y la cabeza giratoria sólo soporta 21 Kgs/cm² se tuvo necesidad de inyectar con la bomba de alta presión 45 M³. de fluido de perforación de 1.21 X 45 abatiéndose la presión 14 Kg./cm²; incrementándose después a 28 Kg./cm² por espacio anular se inyectaron 34 M³ de fluido de perforación de 1.30 X 50 abatiéndose la presión a cero, levantando la barrena a 1,657 metros para colocar un tapón de Diesel/Bentonita/Cemento, en una proporción de 125 sacos de cemento, 125 de bentonita y 7.5 M³ de diesel. En

seguida se muestra una tabla de colocación de taponos y baches de fluido de perforación pesado, para poder seguir -- controlando y profundizando el pozo.

NUMERO TAPON	TIPO	VOLUMEN	DENSIDAD	PRESION INYECCION	TIEMPO PRAGUADO	P/ANTES EN T/R.	PESO LODO	CIMA
1	D B C	12,125,7.5		70 kg.cm ²	12 Hs.	28 Kgs.	1.16	1,665
2	D B C	200,200 12	1.17	70 kg.cm ²	9 Hs.	27 Kgs.	1.17	1,785
3	D B C	100,100,15.9	1.40	56 kg.cm ²	12 Hs.	27 Kgs.	1.16	
4	CEMENTO	5 Ton.Cem.	1.87	7 kg.cm ²	16 Hs.	35 Kgs.	1.17	2,070
5	D B C	125,125,8.75		70 Kg.cm ²	12 Hs.	52.5Kgs.	1.18	1,740
6	BACH.	35 M ³	1.30	70 kg.cm ²	0 Hs.	52.5Kgs.	1.30	1,740
7	D B C	60,22,4	1.40	52.5kg.cm ²	8 Hs.	9 Kgs.	1.21	1,840
8	CEMENTO	7.6 Ton.	1.88	9 kg.cm ²	10 Hs.			
					79			

De la profundidad de 1,800 a 3,000 Mts. perforó con baches de agua salda y baches de fluido de perforación de 1.08 sin circulación.

VOLUMEN	DENSIDAD	PRESION T.R.	PERFICHO	FLUIDO
20 M ³	1.22	35	2,800	AGUA SALADA
20 M ³	1.15	20	0	" "
60 M ³	1.25	59	0	" "
10 M ³	1.25		0	" "
10 M ³	1.12	PERDIDA	2,818	" "

20 M ³	1.08	PERDIDA	2,825	"	" Sin Circul.
30 M ³	1.08	PERDIDA	2,864	"	" "
10 TP	1.15	10 Kg./cm ²	2,939	"	"
20 TR					
20	1.18X40	15 Kg./cm ²	2,942		Sin Circulación
15 M ³	1.15	PERDIDA	2,964	"	"
40 M ³	1.35	28	3,000	"	"

Con el último bache de fluido de perforación se a batió la presión de 28 Kg./cm² a 0 en espacio anular para - tomar los:

REGISTROS	INTERVALO
D. LATEROLOG	3002 - 2750
RAYOS GAMA	2002 - 2750
N. COMESADO	3002 - 2450
RAYOS GAMA	3002 - 2450
PERFIL DE HECHADOS	2997 - 2500

En seguida se procedió a colocar un tapón por circulación de cemento Thix-Set de una densidad de 1.68 Gr./cm² presión final igual a 88 Kg./cm² y desplazó con 17 M³ de -- fluido de perforación se le dieron 12 horas de fraguado, en contrado cima a 2,475 Mts, rebajaron y se introduce el apa-

rejo de producción con la siguiente distribución.

DISTRIBUCION DEL APAREJO DE PRODUCCION.

Espacio mesa rotaria	0-895
Bola colgadora	895-9.15
Doble piñón DSS X HDCS	9.15 9.22
Comb. 4 1/2" HDCS-piñón DSS	9.22 9.40
2 tramos cortos 4 1/2" PGDSS C7512-75	9.40 14.15
12 TTP 4 1/2 C-751275 PGDSS	14.15 130.09
1 NIPLE X 4 1/2	130.09 - 130.43
2 TTP 4 1/2" C-75 1275 #	130.43 - 149.59
Válvula de tormenta OTIS D1 4 1/2	149.59- 152.86
2 TTP 4 1/2" C-75 12.75 HDGS	152.86 - 172.05
Comb.caja HDCS Piñón 7" J 45	172.05 - 172.37
118 tramos TR 7" J 45	172.37 - 1627.27
Comb.caja 7" J 45 piñon HDCS 4 1/2	1627.27 - 1627.69
1 TTP 4 1/2 HDCS C-75 1275	1627.69 - 1637.38
Camisa OTIS X A 4 1/2 HDCS	1637.38 - 1638.62
1 tramo TP 4 1/2 C-75 12.75 HDCS	1638.62 - 1648.48
Tope localizador 4 1/2" HDCS 5".	1648.48 - 1648.74
Empacador OTIS WD 9 5/8 Permadril	1648.95 - 1650.25
5 U. selladores 4 31/32" 8 hrr	1650.25 - 1651.78
Comb.caja 4 1/2 8 hrr-piñón 3 1/2 HDCS	1651.78 - 1651.90
Tapón expandible Baker 3 1/2 HDCS	1651.90 - 1652.42

Zapata guía 3 1/2 HDCS	1652.42 - 1652.54
Adaptador al empacador	1652.54 - 1650.43
Tubo pulido de 5 "	1650.43 - 1652.70
Tubo rugoso 6"	1652.70 - 1655.14
Comb. 6" 8 hrr pilón 4 1/2 HDCS.	1655.14 - 1655.26
1 tramo corto 4 1/2 HDCS	1655.26 - 1657.62
Niple X 4 1/2 HDCS	1657.62 - 1657.96
1 Tubo corto 4 1/2 HDCS C-75 12.75 #	1657.96 - 1660.32
Comb.caja HDCS-Piñón DSS 4 1/2"	1660.32 - 1660.48
Tapon expandible Baker 4 1/2	1660.48 - 1660.86
Niple campana 4 1/2"	1660.86 - 1661.02

Finalmente el pozo quedó produciendo con una presión de 21 Kgs. y con una presión inicial de 61 Kgs./cm² por T.P. de 4" con una producción de 33,097 barriles de aceite, 436,700 M³ de gas, con una R G A de 83.

CONCLUSIONES

1.- La instalación y operación del equipo de control de presiones se debe de tomar como una fase dentro de la etapa de perforación de un pozo o de su terminación, para ahorrar tiempo en programación de materiales, tener el pozo bajo control y para dar confianza y seguridad al personal de abordó.

2.- Dadas las condiciones en que se trabaja, como son las de 21 Kg./cm², como presión máxima permisible para perforar con el sistema, se debe dar entrenamiento al personal encargado de la operación y al personal que labora en el área. Con esta finalidad el presente trabajo busca que la descripción del equipo utilizado sirva de apoyo para la capacitación al personal que desarrollará operaciones en el área.

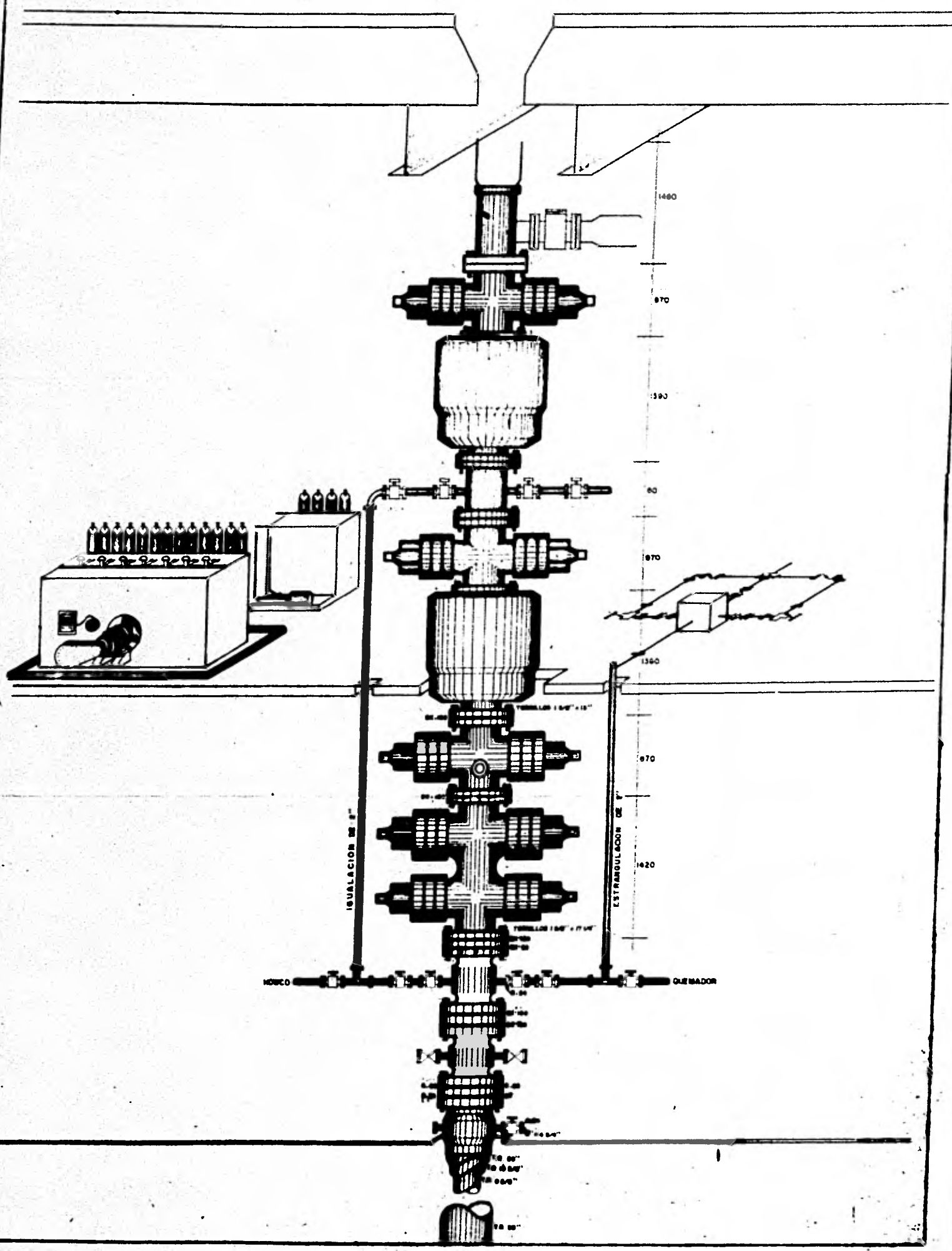
3.- Se debe tener conciencia de que las operaciones de introducción de sacar la tubería, son demasiado lentas por la operación alternada de preventores y válvulas que se hacen al conectar o desconectar tubo a tubo y para no incurrir en errores, de consecuencias tales que pudiera perderse el pozo o hasta la plataforma misma.

4.- Con los dispositivos mencionados en el equi

po de control, se puede introducir la tubería de produc---
ción sin alterar la productividad o tener que matar el po-
zo, así como la introducción de tubería de revestimiento -
con pozo arrancado, hacer reparaciones y terminaciones de
pozos en las mismas condiciones.

5.- En el ejemplo expuesto se puede observar que hay
un ahorro de 43 Hrs. en espera de los fraguados del cemento
de los tapones colocados con la ventaja además de que se -
profundizo el pozo, 1200 mts.

6 - Se hace la aclaración que en la actualidad ya --
no se inicia la perforación con bna. de 12 1/4 para des---
pués ampliar a 26 y meter la tubería de revestimiento de -
20" sino se inicia la perforación con BNA. de 26 directa--
mente para ahorrarse la ampliación Cuando es pozo de desa
rrollo, cuando es de exploración se inicia la perforación-
con BNA. de 36" para introducir el tubo conductor de 30' -
por lo gral. a 150 mts.



MOVCO

QUEMADOR

ISUALACION DE 2"

ESTRABOULADOR DE 2"

TORNILLO 1 1/2" x 1 1/2"

TORNILLO 1 1/2" x 1 1/2"

1/2 60"
1/2 60"
1/2 60"
1/2 60"

BIBLIOGRAFIA

- 1.- CAMERON IRON WORK CATALOGO GENERAL 1971
- 2.- HY DRILL CATALOGO GENERAL 1980
- 3.- NL SHAPPER CATALOGO GENERAL 1980
- 4.- PEMEX, ARCHIVO DEL DEPARTAMENTO DE PERFORACION C.D. DEL CARMEN, CAMPECHE.

