

2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

REPARACION DEL POZO CANTARELL 1003 UTILIZANDO EQUIPO SNUBBING

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE: INGENIERO PETROLERO PRESENTA: GUSTAVO PEREZ SALINAS



CD. UNIVERSITARIA, D. F.

1992

TESIS CON



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

REPARACION DEL POZO CANTARELL 1003
UTILIZANDO EQUIPO SNUBBING

INDICE

	Pág.
CAPITULO I. INTRODUCCION.	7
CAPITULO II. DESCRIPCION DEL EQUIPO SNUBBING.	
II.1 GATO HIDRAULICO.	9
II.2 ROTATORIA.	14
II.3 TAZON DE CURAS.	16
II.4 TAZON ENJUGADOR.	18
II.5 PLATAFORMA DEL OPERADOR.	20
II.5.1 CONSOLA DEL OPERADOR.	21
II.5.2 CONSOLA DE PRESION.	23
II.6 POSTE GRUA.	25
II.7 CONTRAPESO.	26
II.8 TENAZAS.	28
II.9 VENTANA DEL GATO HIDRAULICO.	30
II.10 CAMARA DE IGUALACION.	31
II.11 UNIDAD DE POTENCIA.	32
II.12 EQUIPO AUXILIAR.	34
II.12.1 BRAZO DE TENAZAS.	34
II.12.2 CESTO PRINCIPAL DE MANGUERAS.	35
II.12.3 UNIDAD DE ALTA.	36
II.12.4 UNION GIRATORIA.	37
II.12.5 PRESAS DE LODO.	39
II.12.6 BOMBA DE LODO.	40
II.12.7 UNIDAD MOTOGENERADORA.	42

CAPITULO III. OPERACIONES CON EQUIPO SNUBBING.

III.1 TRABAJOS REALIZADOS CON EL EQUIPO	46
III.2 INTRODUCCION Y EXTRACCION DE TUBERIA.	47
III.3 CONTROL DE POZOS.	51
III.3.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE PRESION.	51
III.3.2 DEFINICION DE BROTE.	54
III.3.3 DEFINICION DE DESCONTROL.	54
III.3.4 CLASIFICACION DE DESCONTROL.	54
III.3.5 CAUSAS DE BROTES.	55
III.3.6 INDICADORES DE BROTES.	57
III.3.7 EQUIPOS PARA LA DETECCION DE BROTES.	60
III.3.8 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE.	60
III.3.9 TUBO EN U.	67
III.3.9.1 CONDICIONES ESTATICAS.	67
III.3.9.2 CONDICIONES DINAMICAS.	73
III.3.10 PRINCIPIOS DE CONTROL DE POZOS.	78
III.3.10.1 CALCULOS BASICOS PARA UN CONTROL PRIMARIO.	79
III.3.11 RESTITUCION A CONTROL PRIMARIO.	79
III.3.11.1 DATOS PARA RESTITUIR EL CONTROL.	80
III.3.11.2 CALCULOS PARA LA CEDULA DE BOMBEO.	81
III.3.12 TECNICAS Y METODOS DE CONTROL.	87
III.3.12.1 TECNICAS DE BOMBEO.	88
III.3.12.2 TECNICAS DE PRECIPITACION DE SOLIDOS.	94
III.3.12.3 TECNICAS DE METODOS COMBINADOS.	94
III.3.13 METODO DE CONTROL A UTILIZAR.	95
III.4 INTERVENCIONES CON APAREJOS OBTURADOS.	97
III.4.1 INCRUSTACIONES CON SALES MINERALES.	97
III.4.1.1 DEFINICION DE INCRUSTACION.	98

III. 4.1.2 CAUSAS DE INCRUSTAMIENTO.	98
III. 4.1.3 MECANISMOS DE FORMACION.	99
III. 4.1.4 TIPOS DE INCRUSTACIONES.	99
III. 4.1.5 REMOCION DE INCRUSTACIONES.	103
III. 4.1.6 METODOS DE PREVENCION DE INCRUSTACIONES.	104
III. 4.2 DEPOSITOS ORGANICOS.	106
III. 4.2.1 ASFALTENOS.	106
III. 4.2.1.1 PROBLEMAS POR EL MATERIAL ASFALTICO.	108
III. 4.2.2 PARAFINAS.	111
III. 4.2.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CREACION DE PARAFINA.	111
III. 4.2.2.2 REMOCION DE DEPOSITOS PARAFINICOS.	112
III. 4.3 DEPOSITOS INORGANICOS.	113
III. 4.3.1 ARENAMIENTO.	113
III. 4.3.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL ARENAMIENTO.	114
III. 4.3.3 CONTROL DEL ARENAMIENTO.	114
III. 4.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA REMOCION DE OBTURAMIENTOS.	122
III. 4.4.1 HERRAMIENTAS DE PERCUSION.	122
III. 5 OPERACIONES DE PESCA.	133
III. 5.1 DEFINICION DE PESCA.	133
III. 5.2 CAUSAS DE PESCA.	134
III. 5.3 CLASIFICACION DE LOS PESCADOS.	136
III. 5.4 INFORMACION PARA LA SELECCION DE PESCANTES.	137
III. 5.5 SELECCION DEL APAREJO DE PESCA.	138
III. 5.6 PROCEDIMIENTOS EN LAS OPERACIONES DE PESCA.	149
III. 5.6.1 PESCA DE HIERROS.	149
III. 5.6.2 RECUPERACION DE TUBERIA DE PERFORACION.	151
III. 5.6.3 RECUPERACION DE LASTRABARRENAS.	157
III. 5.6.4 PESCA DE ALAMBRE Y CABLE DE ACERO.	160
III. 5.6.5 PROCEDIMIENTOS EN LOS TRABAJOS DE PESCA.	161

III. 5.6.6 RECOMENDACIONES PRACTICAS SOBRE PESCA.	161
III. 5.7 ABANDONANDO LA PESCA.	162

CAPITULO IV. TEORIA DE INSERTAR Y DESLIZAR.

IV.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES.	163
IV.2 CALCULOS NECESARIOS PARA LA OPERACION CON SNUBBING.	164
IV.2.1 MAXIMA FUERZA DE INSERCIÓN.	165
IV.2.2 PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO O DE EQUILIBRIO.	169
IV.2.3 CARGA CRITICA DE PANDEO DE LA SARTA DE TRABAJO.	172
IV.2.4 REGULACION PARA EL AJUSTE DE LA PRESION HIDRAULICA.	176
IV.2.5 VELOCIDADES MAXIMAS DEL GATO.	177
IV.2.6 RESISTENCIA MAXIMA A LA TENSION DE LA TUBERIA.	181
IV.3 DISEÑO DEL APAREJO DE PREVENTORES.	186
IV.3.1 CALCULO DE LA PRESION DE TRABAJO.	186
IV.3.2 SELECCION DEL CONJUNTO DE PREVENTORES.	187
IV.3.3 ARREGLOS DE PREVENTORES.	194
IV.3.4 AJUSTE DE INSERCIÓN.	202
IV.4 BOMBAS PARA ACCIONAR PREVENTORES.	202
IV.4.1 CONJUNTO KOONEY.	203
IV.4.2 CONJUNTO CAMERON.	209
IV.4.3 CONJUNTO PAYNE.	213
IV.5 CONEXIONES SUPERFICIALES.	217

CAPITULO V. REPARACION DEL POZO CANTARELL 1003.

V.1 CLASIFICACION DE LAS REPARACIONES.	227
V.1.1 TERMINACIONES.	227
V.1.2 REPARACION MAYOR.	228
V.1.3 REPARACION MENOR.	229

V. 2 SECUENCIAS OPERATIVAS.	230
V. 2.1 SECUENCIA GENERAL PARA TODO TIPO DE INTERVENCION.	232
V. 3 LOCALIZACION DEL POZO.	235
V. 4 OBJETIVO DE LA INTERVENCION.	236
V. 5 DATOS GENERALES DEL POZO.	237
V. 5.1 COLUMNA GEOLOGICA.	237
V. 5.2 ESTADO MECANICO.	237
V. 5.3 DATOS DE PRODUCCION.	239
V. 5.4 APAREJO DE PRODUCCION.	239
V. 5.5 ANTECEDENTES DEL POZO.	241
V. 6 PROGRAMA OPERATIVO.	242
V. 7 CALCULOS NECESARIOS PARA LA OPERACION.	243
V. 8 DESCRIPCION DE LA OPERACION EN EL AREA.	247
CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	257
- NOMENCLATURA.	260
- BIBLIOGRAFIA.	262

CAPITULO I

INTRODUCCION

La Ingeniería Petrolera tiene como uno de sus objetivos obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, manteniendo en condiciones adecuadas de explotación los pozos petroleros. Es imprescindible el constante cuidado y conservación de los mismos, iniciándose con su terminación, continuando con la explotación racional y realizando las intervenciones que se ameriten.

La terminación de un pozo consiste básicamente en el establecimiento controlado y seguro de la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida misma del pozo.

Iniciada la explotación del pozo, es necesario el seguimiento de su comportamiento para conservarlo en condiciones óptimas. El propio proceso de explotación de los pozos o reparaciones mal diseñadas o ejecutadas, pueden ser causantes de anomalías, que hacen necesario realizar otras intervenciones.

Estas intervenciones tienen como objetivo:

Restituir y/o mejorar la producción.

Corrección de fallas en las instalaciones superficiales y/o subsuperficiales.

Prevención de problemas.

Reconocimiento del estado del pozo.

Obtención de información y/o muestras.

Cambio en las condiciones de flujo.

Para el logro de una intervención satisfactoria, se necesita contar con el equipo y la técnica adecuada para alcanzar el objetivo planeado.

En este trabajo se detalla la intervención del pozo Cantarell 1003 de la plataforma AKAL-M, utilizando el equipo " Snubbing " (No. 0802), desde el inicio de la misma hasta su entrega a producción.

Se presenta la descripción del equipo Snubbing y equipo auxiliar, donde se detalla el funcionamiento, especificaciones y mantenimiento del mismo.

Se describen las operaciones que realiza el equipo Snubbing con mayor frecuencia en el área marina, las cuales son: introducción y extracción de tubería, control de pozos, aparejos obturados y pescas. Se exponen los conceptos fundamentales de cada operación, los cálculos necesarios para realizarlas, así como posibles soluciones y herramientas de mayor uso para su intervención. Además se mencionan los conceptos fundamentales para las intervenciones con el equipo, los cálculos básicos para trabajar, el diseño y selección del conjunto de preventores a utilizarse, y el equipo para accionarlos.

CAPITULO II

DESCRIPCION DEL EQUIPO SNUBBING

De los equipos de reparación en el área marina de Exploración y Explotación de Pemex, el de mayor uso es el conocido como " Snubbing ", el cual es un equipo insertador de tubería a presión. Las operaciones que puede realizar éste son varias, por lo que tiene una amplia aceptación en su uso.

Para realizar correctamente alguna intervención con el equipo se deben tener los conocimientos necesarios sobre sus especificaciones, operación y mantenimiento.

II.1 GATO HIDRAULICO

El gato hidráulico de marca HydraRig 460k, es una unidad insertadora de tubería (SNUBBING) de carrera corta, impulsada por un motor diesel y operada hidráulicamente.

El gato hidráulico se instala y se utiliza tanto en localidades terrestres como en plataforma.

En tierra el gato se monta normalmente en un remolque junto con algún tipo de grúa, esta es necesaria para levantar el gato y colocarlo en el pozo.

Para operaciones en plataforma, los distintos paquetes que integran el gato se ensamblan e instalan en el pozo, usando grúa de plataforma y de equipo.

Los principales componentes del gato se ilustran en la figura 1, los cuales son:

1) CILINDROS

Se utilizan para subir y bajar la plataforma rotaria.

2) VALVULA HUSCO

Su función es la de dirigir el flujo de la bomba a la parte inferior y superior de los cilindros del gato, permitiéndoles subir y bajar la plataforma rotaria.

3) VALVULA DE BOLA

Se utiliza para aislar dos cilindros del flujo de la bomba, aumentando así la velocidad y reduciendo la capacidad de levantar el gato.

4) TUBOS GUIA

Se utilizan para prevenir flambeco de la tubería en el gato durante las operaciones.

5) ROTARIA

Se emplea para girar la tubería de derecha a izquierda o en sentido inverso.

6) CUNAS

Se utilizan para mantener el peso de la tubería cuando están cerradas y para permitir el paso de las juntas cuando están abiertas.

Anteriormente las unidades Snubbing utilizaban una simple válvula de control de 4 pasos para proveer fluido de potencia a los cilindros hidráulicos de las unidades. Esta válvula proveía un control adecuado pero no podía ofrecer una calibración fiel para un control lento y preciso. La operación de este tipo de válvula era difícil y lenta debido a las conexiones mecánicas y

altas fuerzas requeridas para desplazarla.

Uno de los principales componentes del gato hidráulico es la válvula Husco, la cual es una válvula de control direccional de tambor dividido. El término TAMBOR DIVIDIDO, describe la sección del tambor en la válvula principal. Esta sección del tambor contiene dos tambores y sus componentes; siendo cada tambor equivalente a medio tambor del encontrado en la válvula de 4 pasos. Cada una de estas secciones de tambor es fundamentalmente una válvula de dos posiciones y de pivotes de tres pasos que permite un control preciso y flexibilidad en el circuito.

El sistema de la válvula HUSCO consiste en los siguientes componentes principales:

1) VALVULA PRINCIPAL DE TAMBOR DIVIDIDO

Esta válvula está colocada en la estructura del gato, recibe el flujo hidráulico del sistema principal de la unidad de potencia, dirige el flujo hidráulico tanto a los cilindros de la unidad Snubbing como el flujo de regreso a la unidad de potencia. La válvula principal es controlada por el sistema piloto desde la consola del operador.

2) VALVULA PILOTO DE CONTROL

Esta colocada en la consola del operador, es una válvula operada manualmente, de tambor deslizante de 4 pasos y control de tres posiciones. Esta válvula de control recibe el flujo del piloto de las principales secciones de toma de la válvula de tambor dividido, también recibe el flujo del piloto de las principales piezas móviles de la válvula de tambor dividido y después dirige el flujo de regreso al tanque.

33. SISTEMA PILOTO DE REGENERACION.

Consiste de una valvula operada manualmente de dos posiciones de tres pasos y dos valvulas montadas bajo la valvula piloto de control. Este sistema dirige el flujo del piloto hacia o desde las aperturas de piloto apropiadas en la valvula principal de tambor dividido en la modalidad de regeneracion.

4) VALVULA PILOTO DE CONTRAPESO

Se encuentra instalada cerca de la valvula principal de tambor dividido, controla el flujo de la valvula piloto principal a la valvula piloto de control durante la carrera descendente, esto permite bajar la carga a la velocidad determinada por el operador.

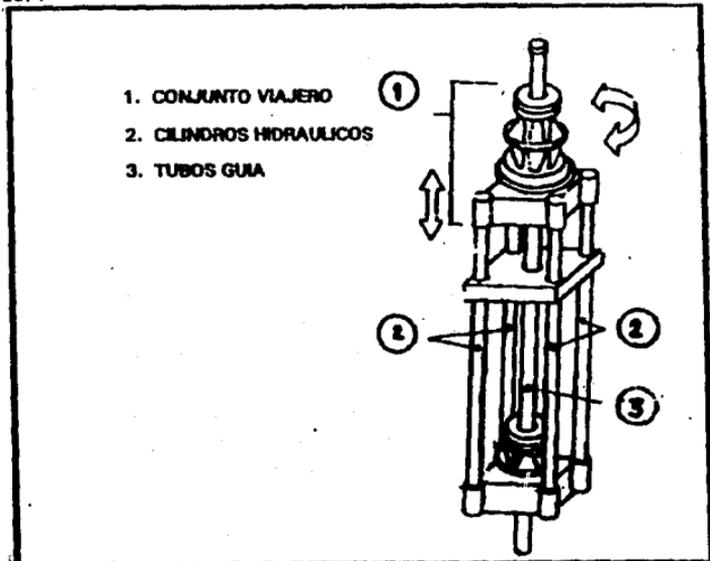


Fig. 1

ESPECIFICACIONES DEL GATO

LONGITUD	1.27 m
ANCHURA	1.14 m
ALTURA	3.04 m
PESO	23,350 Lb con rotaria y tazon de cuñas
CILINDROS CON PISTONES	7 pg y vástago 5 pg
CARRERA DEL CILINDRO	3.05 m

MANTENIMIENTO DEL GATO HIDRAULICO

I . DOS VECES POR SEMANA

- A) Inspeccionar la tensión en todos los pernos.
- B) Inspeccionar la tensión en tuercas de los cilindros.
- C) Revisar si existen fugas en el sistema hidráulico.
- D) Limpiar y revisar la unidad de cualquier indicio de daño estructural.

II . MANTENIMIENTO ANUAL

- A) Desmontar e inspeccionar el cilindro, cambiando cualquier componente que esté dañado.
- B) Cambiar todo el embalaje del cilindro.
- C) Cambiar todos los anillos de la base.
- D) Probar hidrostáticamente la soldadura, 1.5 veces la presión máxima de trabajo.
- E) Probar las valvulas de bola, que no presenten fugas.

II.2 ROTARIA

La estructura de la rotaria, localizada en la parte superior del gato hidráulico, está activada hidráulicamente la cual conecta el vástago del cilindro del gato a los tazones de cuffas móviles. Esto permite la rotación de la tubería al levantarla y bajarla en el pozo.

La base del eje permite la rotación independiente de los tazones móviles de la de los cilindros del gato.

Existen dos grupos de cojinetes entre la armadura de la rotaria y la base del eje, que han sido diseñados para mover el gato con la carga máxima y levantar la carga al mismo tiempo que permite la rotación uniforme de la base del eje.

Un engrane colocado en la base del eje está conectado a una cadena de rodillos y otros engranes en los motores hidráulicos montados en la rotaria. Estos motores hidráulicos proveen la fuerza para girar los tazones de cuffas móviles ya sea en sentido de las manecillas del reloj o en sentido contrario a éste.

El motor hidráulico se controla mediante una válvula de control direccional colocada en la consola del operador en la plataforma del mismo. El esfuerzo de torsión de la rotaria se controla, regulando su presión de trabajo, este control también está colocado en la consola del operador.

La rotaria tiene un seguro, el cual trava mecánicamente la base del eje a la plataforma rotaria cuando no se requiere la rotación de la base del eje.

ESPECIFICACIONES DE LA ROTARIA

LONGITUD	1.22 m
ANCHURA	1.09 m
ALTURA	89 cm
PESO	incluido en el peso del gato
ESFUERZO DE TORSION MAXIMA	6600 Lb/pie
PRESION HIDRAULICA MAXIMA	3000 psi
FLUJO HIDRAULICO MAXIMO	50 gal/min
CAPACIDAD DE CARGA DEL SEGURO	10,600 Lb

MANTENIMIENTO DE LA ROTARIA

I . DIARIO

- A) Inspeccionar la rotaria de fugas hidráulicas y en caso de encontrar, reparalas.
- B) Revisar la rotaria de fugas o daños en los sellos y repararlos de inmediato.
- C) Revisar que las mangueras de la rotaria no estén dañadas.

II . MENSUAL

- A) Revisar la tensión de la cadena y apretarla según se necesite
- B) Inspeccionar la rotaria de cualquier señal de daño estructural.
- C) Revisar el nivel del lubricante añadiendo grasa EP. base jabón de litio (TEXACO MAXFAX).

III . ANUAL

- A) Desmontar e inspeccionar, cojinetes, cadenas, sellos y engranes, cambiándolos cuando se requiera.

II.3 TAZON DE CUÑAS

El tazón de cuñas es un accesorio mecánico que utiliza el gato hidráulico; en el tazón se colocan las cuñas, las cuales sujetan a la tubería para subirla y bajarla en el pozo.

El tazón de cuñas es de diseño de cola de milano, que permite ser utilizado en posición normal (sobrecarga de tubería) así como en posición invertida.(tubería ligera).

Los portadores de deslizamiento con ranuras, viajan en las colas de milano, que son parte de las piezas soldadas del tazón de cuñas. Los cuatro portadores de deslizamiento se abren y cierran en el tazón mediante cuatro cilindros hidráulicos.

Los portadores de deslizamiento se interconectan por medio de una serie de ranuras y orejas torneadas, esto permite el movimiento unido de las cuñas en el tazón, permitiendo también el soporte del peso de la tubería en las cuñas, a la vez que también centra la tubería en el tazón.

La forma de la cola de milano se usa para transferir el peso de la tubería a una acción de agarre de las cuñas, la ventaja en un agarre en esta forma, al sujetar el peso de la tubería es que es difícil abrir las cuñas, cuando éstas sujetan la carga. También permite el movimiento de las cuñas hacia arriba y fuera de los tazones lo suficiente para permitir el paso de la tubería de mayor espesor.

La válvula de alivio o de descarga, está montada en el armazón del tazón, su función es la de prevenir la sobrecarga de los cilindros y los tubos distribuidores del emplomado, en caso de una carga inducida que pudiera crear excesos de presión en

el sistema.

La válvula de control que abre y cierra hidráulicamente las cuñas está colocada en la consola del operador, en la plataforma del mismo.

ESPECIFICACIONES DEL TAZON DE CUÑAS

MODELO	800
LONGITUD	76 cm
ANCHURA	66 cm
ALTURA	64 cm
PESO	1750 Lb
PRESION MAXIMA DE TRABAJO	3000 psi
CARGA MAXIMA NOMINAL	800,000 Lb
PARA TRABAJAR TUBERIAS DE:	7 ⁵ / ₈ ; 7; 6 ⁵ / ₈ ; 6 ¹ / ₂ ; 6; 5 ¹ / ₂ ; 5; 4 ¹ / ₂ ; 4; 3 ¹ / ₂ ; 2 ⁷ / ₈ ; 2 ³ / ₈ (pg)

MODELO	225
LONGITUD	56 cm
ANCHURA	48 cm
ALTURA	56 cm
PESO	500 Lb
PRESION MAXIMA DE TRABAJO	3000 psi
CARGA MAXIMA NOMINAL	225,000 Lb
PARA TRABAJAR TUBERIAS DE:	3 ¹ / ₂ ; 2 ⁷ / ₈ ; 2 ³ / ₈ ; 2 ¹ / ₈ ; 1.7; 1.66; 1.315; 1.05 (pg)

MANTENIMIENTO DEL TAZON DE CURAS

I . DIARIO

- AD Inspeccionar tuercas del tazón viajero y asegurarse que estén apretadas.
- BD Revisar todos los tazones fijos y revisar todos los tazones de fugas hidráulicas y repararlas si existen.
- CD Inspeccionar el tazón de cualquier daño que presente y reparar y/o cambiar los tazones según se necesite.
- DD Lubricar las superficies de la cola de milano y los pasadores.

II . MENSUAL

- AD Revisar los cilindros hidráulicos de fugas internas.
- BD Revisar los pernos y los vástagos de los cilindros y asegurarse de que estén apretados.
- CD Inspeccionar los pernos de los portadores de deslizamiento y revisar los seguros de cualquier daño o desgaste; cambiando cualquier pieza dañada.
- DD Inspeccionar, cambiar y engrasar los pasadores del tazón.
- ED Probar flujo de la válvula de alivio.
- FD Revisar el tazón de cualquier señal de daño estructural.

II.4 TAZON ENJUGADOR

Es un anillo con normas API, con brida ranurada que se encuentra en la parte inferior de la ventana del gato, el cual posee una carrera pulida, a todo este sistema mecánico se le

conoce como enjugador.

La función del enjugador es la de permitir el deslizamiento de la tubería cuando se saca y se mete en el pozo; y además proporciona protección a ésta para que no sufra de ningún golpe o movimiento adicional al de la operación.

ESPECIFICACIONES DEL TAZON ENJUGADOR

DIAMETRO	14 pg
LONGITUD	46 cm
ANCHURA	69 cm
ALTURA	69 cm
PESO	1350 Lb
CAPACIDAD DEL CAUCHO ENJUGADOR	1500 psi
BASE API	13 ⁵ / ₈ pg x 5000 psi
ADAPTADOR DE ENJUGADOR OPCIONAL	11 ¹ / ₁₆ pg x 7 ¹ / ₁₆ pg

DIAMETRO	11 pg (diseñado para H ₂ S)
LONGITUD	56 cm
ANCHURA	58 cm
ALTURA	56 cm
PESO	900 Lb
CAPACIDAD DEL CAUCHO DEL ENJUGADOR	1500 psi
BASE API	10 pg x 5000 psi
DIAMETROS DEL CAUCHO ENJUGADOR	7 ⁵ / ₈ ; 7; 6 ⁵ / ₈ ; 6; 5 ¹ / ₂ ; 5; 4 ¹ / ₂ ; 4; 3 ¹ / ₂ ; 2 ⁷ / ₈ ; 2 ⁵ / ₈ ; 2 ¹ / ₁₆ (pg)
ADAPTADOR DE ENJUGADOR OPCIONAL	11 ¹ / ₃₂ pg x 7 ¹ / ₁₆ pg

MANTENIMIENTO DEL TAZON ENJUGADOR

I . DESPUES DE CADA TRABAJO

- A) Limpiar y engrasar el diámetro del sello pulido y el área de la rosca.
- B) Limpiar y engrasar el área del anillo del sello de la base.
- C) Inspeccionar los pernos.

II . ANUAL

- A) Revisar la ranura de los anillos de sello de cualquier daño y repararlo.
- B) Revisar la rosca de daños y corregirlos.
- C) Probar el tazón completo a presión.
- D) Revisar el diámetro del sello pulido de daños y repararlo.

II.5 PLATAFORMA DEL OPERADOR

La canastilla de trabajo o plataforma del operador es una canastilla metálica, que se coloca en la parte superior del gato hidráulico. En esta canastilla se encuentran las consolas de operación del gato; donde son operadas por el encargado del equipo y por el chango. En el piso de la canastilla se realizan las conexiones o desconexiones de la tubería, así como de herramientas para introducir las o extraerlas del pozo.

ESPECIFICACIONES DE LA PLATAFORMA DEL OPERADOR

LONGITUD	3.66 m
ANCHURA	2.44 m
ALTURA	1.17 m
PESO	1500 Lb

MANTENIMIENTO DE LA PLATAFORMA DEL OPERADOR

Cada que se termina alguna intervención en un pozo se debe revisar la plataforma de algún posible daño, de existir alguno se deberá reparar y limpiar la canastilla completamente.

II.5.1 CONSOLA DEL OPERADOR

Es una consola integrada por controles e indicadores, los cuales controlan las operaciones que realiza el equipo snubbing. La consola del operador se encuentra localizada en la plataforma de operación, y contiene los siguientes controles e indicadores:

CONTROLES

1) DIRECCION DEL EQUIPO (RIG DIRECTION)

Controla la dirección y la velocidad de la cabeza móvil.

2) PRESION DEL EQUIPO (RIG PRESSURE)

Controla la presión hidráulica suministrada a los cilindros del gato.

3) CUÑAS (SLIPS)

Son los controles direccionales para los tazones de cuñas.

4) PRESION DE CUÑAS (SLIPS PRESSURE)

Controla la presión hidráulica aplicada a los tazones de cuñas.

5) CAMBIO DE ALTA Y BAJA VELOCIDAD (HIGH-LOW SHIFT)

Es un control que cambia la velocidad de los cilindros del gato de alta a baja velocidad. Este control se localiza bajo la válvula de dirección de perforación.

6) ACELERADOR DEL MOTOR (ENGINE THORTILE)

Este controla la velocidad del motor en la unidad de potencia.

7) PARO DE EMERGENCIA (EMERGENCY KILL)

Controla el suministro de entrada de aire al motor en la unidad de potencia.

8) PARO DEL MOTOR (ENGINE KILL)

Corta el suministro de combustible al motor en la unidad de potencia.

9) ROTARIA (ROTARY)

Controla la dirección de giro de la rotaria.

10) ESFUERZO DE TORSION DE LA ROTARIA (ROTARY TORQUE)

Controla la presión hidráulica suministrada a los motores de la rotaria.

INDICADORES

1) PRESION DE CUÑAS (SLIP PRESSURE)

Es un manómetro con un rango de 0-5000 psi, que indica la presión hidráulica aplicada a los tazones de cuñas.

2) PRESION DEL EQUIPO (RIG PRESSURE)

Manómetro con rango de 0-3000 psi, que indica la presión hidráulica del sistema de la unidad de potencia a los cilindros del gato.

3) INDICADOR DE PESO (WEIGHT INDICATOR)

Es un indicador con rango de 0-210 TON, que señala el peso en la cruceta de la cabeza móvil.

4) ESFUERZO DE TORSION DE LA ROTARIA (ROTARY TORQUE)

Es un indicador de torsión con un rango de 0-3000 Lb/pie, el cual indica la presión hidráulica suministrada a los motores de la rotaria.

MANTENIMIENTO DE LA CONSOLA DEL OPERADOR

1) Cuando no esté en uso, cambiar todos los pistones flotantes en las válvulas para prevenir la corrosión.

2) Mantener todas las roscas de las perillas de ajuste lubricadas.

II.5.2 CONSOLA DE PRESION

Esta consola también se encuentra en la plataforma o canastilla del operador; se utiliza básicamente para subir y bajar la tubería del piso de la plataforma a la del equipo Shubbing, y es operada por el ayudante del operador. También regula la presión hidráulica para abrir y cerrar preventores,

así como la presión del contrapeso del malacate y del sistema elevador de tuberías, esta consola contiene los siguientes controles e indicadores.

CONTROLES

1) IGUALADOR DE PRESIONES (EQUALIZA DUMP)

Compensa o purga la presión del pozo en los preventores.

2) PREVENTORES (BLOWOUT PREVENTER CONTROL)

Abre y cierra los preventores hidráulicamente.

3) CONTRAPESO (CONTRABALANCE)

Opera el contrapeso.

INDICADORES

1) PRESION DE PREVENTORES (BOP PRESSURE)

Manómetro con rango de 0-5000 psi, que indica la presión del sistema hidráulico a los preventores.

2) PRESION DE CONTRAPESO (CONTRABALANCE PRESSURE)

Manómetro con rango de 0-3000 psi, que indica la presión hidráulica en el contrapeso que está siendo operado (izquierdo o derecho).

MANTENIMIENTO DE LA CONSOLA DE PRESION

I . DIARIO

A) Inspeccionar los aditamentos, palancas, pernos de montaje y fugas en las valvulas, y hacer las reparaciones necesarias.

- B) Revisar los indicadores y cambiar los que estén dañados.
- C) Probar si funciona cada control.

II . SEMANAL

- A) Revisar las válvulas de cualquier señal de corrosión y lubricar los pistones de las válvulas que están expuestas y las roscas de las válvulas de ajuste de presión.

II.6 POSTE GRUA

El poste grúa es una estructura de acero de dos tubos cuadrados ensamblados uno del otro. Tiene dos carretes de cable de acero de $\frac{1}{16}$ pg de diámetro y una longitud aproximada de 40m cada uno, que pasan por unas poleas que tienen en la parte superior del poste.

El poste grúa del equipo Shubbing se usa para elevar la polea del contrapeso por encima de la canastilla del operador, a una altura segura para el manejo de una junta de tubería. La extensión del poste grúa se realiza mediante un cable sencillo de levante pasado através de la parte inferior del tubo interior del poste, sobre una polea en la parte superior del tubo exterior del poste, y hacia abajo a un malacate hidráulico o montacargas, montado en el tubo exterior. La potencia hidráulica del malacate o montacargas, se suministra mediante unas mangueras conectadas a la unidad de potencia, y se controla por el grupo de válvulas de control de la consola del operador.

ESPECIFICACIONES DEL POSTE GRUA

LONGITUD	1.12 m
ANCHURA	1.02 m
ALTURA	15.00 m EXTENDIDO 10.00 m ENSAMBLADO
PESO	4000 Lb
CONSTRUCCION	DOS PIEZAS DE TUBO CUADRADO
CAPACIDAD TOTAL	3000 Lb
CAPACIDAD POR LINEA	1500 Lb

MANTENIMIENTO DEL POSTE GRUA

- A) Revisar el cable de levante de cualquier desgaste.
- B) Inspeccionar el desgaste de la polea y pasador del cable.
- C) Revisar la agarradera del cable de afloje y del cable.
- D) Desmontar las piezas del seguro e inspeccionar los resortes de tensión y los pasadores del seguro de cualquier daño.
- E) Revisar el desgaste del pasador de la roldana y la roldana del contrapeso.
- F) Engrasar la polea del montacargas.

III.7 CONTRAPESO

La finalidad del contrapeso es levantar la tubería a una posición de trabajo sobre el gato y mantener el extremo superior

de la junta durante la operación. El contrapeso de la unidad se requiere debido a la necesidad de que la unidad sostenga a la tubería durante las operaciones de inserción. Esta función del contrapeso es la diferencia entre contrapesos y montacargas; ya que fundamentalmente la función del contrapeso permite desenrollar el cable al mismo tiempo que trata de enrollarlo.

ESPECIFICACIONES DEL CONTRAPESO

LONGITUD	1.12 m
ANCHURA	61 cm
ALTURA	71 cm
PESO	940 Lb
TRACCION MAXIMA DE LINEA	1500 Lb
VELOCIDAD MAXIMA DE LINEA	130 pie/min
CAPACIDAD MAXIMA DE PRESION	2000 psi
MAXIMO FLUJO HIDRAULICO	12 gal/min (POR TAMBOR)

MANTENIMIENTO DEL CONTRAPESO

I . DIARIO

A) Engrasar la unión giratoria.

B) Inspeccionar todas las conexiones y pasadores de tensión y daños.

C) Apretar todos los pernos de montaje e inspeccionar los carretes para asegurarse de que el cable está enrollado uniformemente y no enredado, y revisar el cable de desgaste excesivo o de daños.

II . MENSUAL

- A) Cambiar el cable del contrapeso.
- B) Inspeccionar todos los pernos de montaje y repararlos si es necesario.

III . ANUAL

- A) Revisar todas las graduaciones de la valvula de presión y ajustarlos según se necesite.
- B) Desmantelar e inspeccionar el apoyo del motor hidráulico de algún desgaste que le hubiese ocurrido, y cambiar todos los sellos del motor al volver a ensamblar la unidad.

II.8 TENAZAS

Las tenazas son unas llaves hidráulicas que se utilizan para enroscar y desenroscar las juntas de la tubería cuando se está introduciendo o sacando tubería.

Las tenazas trabajan hidráulicamente, las cuales proporcionan un torque de dos tiempos; uno hacia el sentido de las manecillas del reloj cuando se está apretando la tubería; y otro en sentido contrario cuando se está desenroscando la tubería.

ESPECIFICACIONES DE LAS TENAZAS

TENAZA	7 ⁵ / ₈ pg
LONGITUD	1.50 m

ANCHURA 76 cm
 ALTURA 58 cm
 PESO 2630 Lb

ESFUERZO DE TORSION 50-3000 Lb/pie (EN ALTA VELOCIDAD)
 20,000 Lb/pie (EN BAJA VELOCIDAD)
 VELOCIDAD MAXIMA 141 RPM a 65 gal/min (EN ALTA VELOCIDAD)
 28 RPM a 65 gal/min (EN BAJA VELOCIDAD)

MAXIMO FLUJO HIDRAULICO 65 gal/min
 PRESION HIDRAULICA MAXIMA 3000 psi
 PARA TRABAJAR TUBERIAS DE 7 ⁵/₈; 7; 6 ⁵/₈; 6; 5 ¹/₂; 5; 4 ³/₄;
 4 ¹/₂; 4 ¹/₈; 4; 3 ³/₄; 3 ¹/₂; 2 ⁷/₈;
 2 ³/₈; 2 ¹/₁₆ (pg)

TENAZAS 4 ¹/₂ pg
 LONGITUD 1.30 m
 ANCHURA 81 cm
 ALTURA 1.09 m
 PESO 1750 Lb

ESFUERZO DE TORSION 50-2100 Lb/pie (EN ALTA VELOCIDAD)
 8500 Lb/pie (EN BAJA VELOCIDAD)
 VELOCIDAD MAXIMA 180 RPM a 65 gal/min (EN ALTA VELOCIDAD)
 49 RPM a 65 gal/min (EN BAJA VELOCIDAD)

MAXIMO FLUJO HIDRAULICO 65 gal/min
 PRESION HIDRAULICA MAXIMA 3000 psi
 PARA TRABAJAR TUBERIA DE 4 ¹/₂; 3 ¹/₂; 2 ⁷/₈; 2 ³/₈; 2 ¹/₁₆;
 1.9 ; 1.66; 1.05 (pg)

MANTENIMIENTO DE LAS TENAZAS

Las tenazas no necesitan de algún mantenimiento en especial pero se recomienda hacerle revisiones periódicas, antes de intervenir algún pozo, y después de realizar la operación en el mismo para tener la seguridad de que están en buen estado y poder realizar los trabajos eficientemente.

II.9 VENTANA DEL GATO HIDRAULICO

Es una estructura metálica, la cual proporciona una extensión de trabajo del gato hidráulico; la cual se utiliza básicamente para proporcionar una ventana o salida cuando se introduce o se extrae, ya sea al conectar o al desconectar alguna herramienta o válvula que por su tamaño o diámetro no se pueda pasar directamente a través de la mesa rotaria del gato hidráulico.

ESPECIFICACIONES DE LA VENTANA DEL GATO

LONGITUD	1.24 m
ANCHURA	1.14 m
ALTURA	2.74 m
PESO	8400 Lb CON UN JUEGO DE CUÑAS Y ENJUGADOR DE 14 pg
CARGA DE LEVANTE	480,000 Lb
CARGA DE INSERTAR	230,000 Lb
ALTURA DE TRABAJO	1.83 m (DENTRO DE BASE A BASE)

MANTENIMIENTO DE LA VENTANA DEL GATO

Se debe revisar después de cada trabajo, chequeando que la estructura metálica no presente ningún daño; y que el tazón enjugador esté en buenas condiciones, en caso de encontrar alguna anomalía se deberá de corregir antes de intervenir otro pozo.

II.10 CAMARA DE IGUALACION

La cámara de igualación o cámara de insertar, es un conjunto de dos preventores anulares y una cámara o carrete de trabajo. Los preventores se encuentran intercomunicados por un tubo con unas válvulas a la salida de cada preventor.

La función de la cámara es la de igualar presión cuando se está introduciendo o extrayendo tubería, cuando la presión en el pozo es muy alta y el pozo se encuentra en condiciones de descontrol.

Cuando se realizan intervenciones en el pozo y éste se encuentra en condiciones normales, o sea que no está bajo descontrol, la cámara de igualación se utiliza sólo como medida de seguridad.

ESPECIFICACIONES DE LA CAMARA DE IGUALACION

LONGITUD	1.68 m
ANCHURA	52 cm
ALTURA	2.72 m (CON PREVENTORES Y CARRETE)
PESO	8200 Lb

MANTENIMIENTO DE LA CAMARA DE IGUALACION

Cada que finaliza la intervención a un pozo, se revisa haciéndole las pruebas de cierre y apertura a los rams; se checa cualquier fuga que pudiese presentar, y repararla si existe. Cuando la cámara ya ha sido utilizada varias veces, se manda al taller para que ahí la revisen y reparen completamente, y entre tanto se deberá sustituir por otra cámara nueva para poder intervenir el siguiente pozo.

II.11 UNIDAD DE POTENCIA

La unidad de potencia es la encargada de suministrar la fuerza hidráulica al equipo, es abastecida por una bomba hidráulica colocada sobre un patín y guiada por un motor diesel; esta unidad, usualmente tiene un motor hidráulico auxiliar, guiado por un árbol de levas; en caso de que falle la transmisión se decidirá por la unidad de potencia auxiliar.

ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD DE POTENCIA

LONGITUD	3.35 m
ANCHURA	2.39 m
ALTURA	2.44 m
PESO	14,500 Lb
MOTOR	430 H.P. A 2100 RPM

NEUMATICA:

VELOCIDAD DEL COMPRESOR	24 pie/min
PRESION DEL REGULADOR	120 psi
VOLUMEN DEL TANQUE PRINCIPAL	30 gal

HIDRAULICA:

VOLUMEN DEL TANQUE	400 gal
--------------------	---------

CIRCUITOS HIDRAULICOS (INCLUYENDO BOMBAS AUXILIARES)

CAPACIDAD DE PRESION	VELOCIDAD DE FLUJO
0 - 1500 psi	340 gal/min
1500 - 2200 psi	277 gal/min
2200 - 3000 psi	166 gal/min

CIRCUITO DEL CONTRAPESO

VELOCIDAD MAXIMA DE FLUJO	12 gal/min
GRADUACION DE LA VALVULA DE ALIVIO	1900 psi

CIRCUITO DEL SUMINISTRO DEL TAZON DE CUÑAS

VELOCIDAD MAXIMA DE FLUJO	37 gal/min
PRESION MAXIMA DE DESCARGA	1400 psi
VOLUMEN DEL ACUMULADOR	10 gal
PRESION DE PRECARGA DEL ACUMULADOR	700 psi

CIRCUITO DEL SUMINISTRO DE LA ROTARIA

VELOCIDAD MAXIMA DE FLUJO	50 gal/min
GRADUACION DE LA VALVULA DE ALIVIO	3000 psi

CIRCUITO DEL SUMINISTRO DE LAS TENAZAS

VELOCIDAD MAXIMA DE FLUJO	62 gal/min
GRADUACION DE LA VALVULA DE ALIVIO	3000 psi

CIRCUITO DEL SUMINISTRO AUXILIAR

VELOCIDAD MAXIMA DE FLUJO	62 gal/min
GRADUACION DE LA VALVULA DE ALIVIO	3000 psi

MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE POTENCIA

El supervisor mecánico debe proporcionar revisiones periódicas, checándole el nivel de aceite, nivel de combustible, el sistema de arranque del motor, etc., para tener en óptimas condiciones de operación a la unidad.

II.12 EQUIPO AUXILIAR

II.12.1 BRAZO DE TENAZAS

El brazo de tenazas es un accesorio mecánico que es utilizado por las tenazas, para tener un manejo de las mismas más rápido y eficiente. En el brazo se alojan las tenazas, con lo cual le permiten un movimiento hacia adelante cuando se enrosca y se desenrosca la tubería y tenerlas a boca de pozo; y realizar un movimiento hacia atrás cuando no se estén utilizando, quitándolas y manteniéndolas fuera de la boca del

pozo.

ESPECIFICACIONES DEL BRAZO DE TENAZAS

LONGITUD	1.32 m
ANCHURA	25 cm
PESO	935 Lb (SIN LA TENAZA)
PESO MAXIMO COLGANTE	2630 Lb

MANTENIMIENTO DEL BRAZO DE TENAZAS

Después de cada trabajo se debe revisar de cualquier daño que pudiese haberle ocurrido, corrigiendo y reparando el daño ocasionado por la intervención.

II.12.2 CESTO PRINCIPAL DE MANGUERAS

El cesto de mangueras es otra canastilla metálica, la cual se utiliza para depositar y guardar las mangueras que conectan todo el equipo snubbing.

Las mangueras se utilizan para desplazar el fluido hidráulico de la unidad de potencia hacia la válvula husco del equipo, y para regresar el fluido hidráulico hacia la unidad de potencia. También se utilizan para conectar las consolas de operación y de presión con la unidad de potencia, con los preventores, con el gato hidráulico, etc..

ESPECIFICACIONES DEL CESTO PRINCIPAL DE MANGUERAS

LONGITUD	2.26 m
ANCHURA	2.15 m
ALTURA	91 cm
PESO	8000 Lb

MANTENIMIENTO DEL CESTO PRINCIPAL DE MANGUERAS

Se debe revisar la canastilla de golpes, fisuras, raspaduras, y de daños en general que pudiese haber recibido durante alguna operación; corrigiéndolas cuando se necesite.

Las mangueras deberán inspeccionarse, revisando que no presenten fugas y checando que las boquillas al conectarse cierren correctamente. Esto deberá hacerse cada que se termine e inicie alguna intervención.

II.12.3 UNIDAD DE ALTA

La unidad de alta es un equipo utilizado en las operaciones auxiliares en la intervención a los pozos. Como taponar un pozo, realizar una cementación forzada, etc.; también puede ser utilizada cuando la unidad de potencia del equipo falla. La unidad de alta puede proporcionar la potencia hidráulica al equipo snubbing cuando sea necesario.

Toda la unidad de alta está integrada en un paquete, el cual comprende: un motor diesel, cinco bombas, un tanque de diesel, una consola de operación y una mezcladora.

ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD DE ALTA

LONGITUD	3.90 m
ANCHURA	2.30 m
ALTURA	2.50 m
PESO	15,000 Lb
MOTOR	300 H.P.
VOLUMEN DEL TANQUE	250 gal

MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE ALTA

Como la unidad de alta en el equipo snubbing es un equipo auxiliar, su uso es mínimo, por lo que sus partes y mecanismos no sufren daños severos.

Se realiza un mantenimiento general cada seis meses, revisando y cambiando todas las partes que pudieran estar dañadas o desgastadas.

II.12.4 UNION GIRATORIA

La unión giratoria es un dispositivo mecánico que se utiliza para unir dos piezas (tubería o herramientas), de tal manera que ambas giren libremente; está conectada directamente a la válvula de seguridad superior. La unión giratoria en el equipo Snubbing se utiliza cuando en una intervención es necesario que la tubería de perforación o de producción giren en

el interior del pozo, y exista circulación del fluido de control, proporcionando un conducto sellado a presión para el fluido de control que se bombea por su interior.

Una de las características de la unión giratoria en su diseño es que al ser fabricadas debe ponerse especial cuidado en el cálculo de su resistencia y durabilidad.

ESPECIFICACIONES DE LA UNION GIRATORIA

MARCA Y MODELO	C. EMSCO		G. DENVER
CAPACIDAD DE CARGA API (TON)	140	400	144
CAPACIDAD DE CARGA A 100 RPM (TON)	90	280	90
ROSCA DEL CUELLO DE GANSO (PG)	3	4	3
ROSCA INFERIOR DEL VASTAGO (PG)	4 1/2	6 5/8	6 5/8
D.E. DEL VASTAGO (PG)	5 1/2	6 1/2	7 3/4
D.I. DEL VASTAGO (PG)	2 1/4	3	2 1/2

MANTENIMIENTO DE LA UNION GIRATORIA

- A) Lubricar diariamente con aceite los sellos.
- B) Engrasar los pasadores del asa diariamente.
- C) Mantener el aceite hasta el nivel recomendado (utilizar lubricante para engranes universal MP SAE-90).
- D) Engrasar el tubo (empaques) lavador una vez cada turno.
- E) Reemplazar los empaques del tubo lavador de la unión giratoria cuando se encuentre dañado o desgastado.

II.12.5 PRESAS DE LODO

Las presas de lodo son recipientes metálicos horizontales de sección rectangular. Estos elementos forman parte esencial del sistema de circulación del equipo. Dependiendo de la capacidad de los equipos se usan una o dos presas con volúmenes de 20 hasta 70 metros cúbicos. Se emplean para almacenar y preparar los fluidos de control que serán utilizados en las intervenciones de los pozos.

Se utilizan dos tipos de presas; la de succión y la de asentamiento.

La presa de succión está construida sobre un patín, con acero estructural y lámina lisa; tiene capacidad para almacenar de 45 a 70 m³ de fluido de control. Como accesorios auxiliares utiliza cuatro pistolas de agitación superficial y tres agitadores eléctricos (uno de 3 H.P. y dos de 7.5 H.P.), cuenta además con una manpara divisoria ciega que tiene una capacidad aproximada de 8 a 10 m³ donde se instala un ensamble igualador y la succión de la bomba.

La presa de asentamiento se ubica frente al centro del pozo debido a que tiene instalado el separador de cortes, su función es la de recibir el flujo de control que sale del pozo a través de la línea de flujo, pasando por el separador y cayendo a la manpara de asentamiento para que por precipitación se depositen los sólidos indeseables que hayan quedado en suspensión. Cuenta además con un separador de cortes, cuatro compuertas, bastidor de tubería de 8 pg para la instalación de cuatro pistolas de agitación superficial y tres de fondo, dos manparas ciegas a

todo lo alto y ancho, así como dos agitadores eléctricos de 7.5 H. P..

ESPECIFICACIONES DE LAS PRESAS DE LODO

LONGITUD	11 m
ANCHURA	3 m
ALTURA (UTIL)	1.50 a 2.25 m
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDO	70 m ³ c/u

MANTENIMIENTO DE LAS PRESAS DE LODO

Generalmente se realiza cuando el equipo termina la intervención en la plataforma; limpiándola, pintándola, y revisando la estructura metálica de cualquier daño.

II.12.6 BOMBA DE LODO

Para el lodo en los equipos de perforación y reparación de pozos, se ha generalizado el uso de bombas reciprocantes duplex y triplex, las cuales proporcionan la energía necesaria para desplazar el fluido de control hacia el pozo.

Las partes constituyentes de una bomba reciprocante se puede dividir en dos partes:

- 1) Conjunto mecánico.
- 2) Conjunto hidráulico.

1) CONJUNTO MECANICO. Se compone primordialmente de una caja de engranes en donde se encuentra alojada la flecha con el piñón, el cigüeñal, las bielas, los deflectores, los baleros, los sellos y el volante. La caja de engranes sirve como recipiente donde se almacena el aceite que lubrica todos los componentes, lo cual puede ser a presión por medio de una bomba o por el movimiento de las partes a través de varios conductos.

2) CONJUNTO HIDRAULICO. Se compone de un cuerpo de acero fundido diseñado para alojar las camisas debidamente empaquetado, y pistones del mismo diámetro que el interior de las camisas accionados por los vástagos; también en el cuerpo se alojan los asientos, las válvulas y los resortes, el prensaestopa con su empaque de labios sellantes, los anillos espaciadores de bronce y el buje, el amortiguador o cámara de pulsaciones, la válvula de seguridad y la bomba para la lubricación de los vástagos.

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA DE LODO PZ-8 GARDNER DENVER

CAMISAS (CANTIDAD)	3	3	3	3	3
TAMANO (PG)	7	8 1/2	8	5	4
CARRERA (PG)	8	8	8	8	8
DESPLAZAMIENTO (gal/min)	660	569	465	273	215
MAXIMA PRESION DE DESCARGA (psi)	1753	2033	2385	3430	5380
CARGA DEL PISTON (LB)	67,500 (TODOS)				
BOMBA (R. P. M.)	165 (TODOS)				
FLECHA (R. P. M.)	743 (TODOS)				
POTENCIA (H. P.)	750 (TODOS)				

MANTENIMIENTO DE LA BOMBA DE LODO

- A) Revisar los niveles de aceite en la transmisión y cuerpo. Utilizar aceite SAE-90.
- B) Verificar la temperatura del aceite con frecuencia, cuando esté en operación.
- C) Revisar los empaques del estopero.
- D) Revisar en cada turno que el sistema de lubricación y enfriado opere correctamente.

II.12.7 UNIDAD MOTOGENERADORA

La unidad genera la corriente alterna necesaria para poner en funcionamiento todos los accesorios eléctricos, así como el sistema de iluminación. La unidad cuenta con un motor de combustión interna que proporciona la energía mecánica, un generador que convierte esta energía en eléctrica, y un tablero de control de distribución que regula la corriente eléctrica.

El generador está acoplado directamente al motor de combustión interna por medio de discos que hacen girar la armadura alrededor de las bobinas, formando un campo magnético que produce la corriente eléctrica concentrada en el colector.

La planta de luz es trifásica, con capacidad de 250 Amperes 220 volts entre fases y 127 volts entre fase y neutro, 60 ciclos por segundo con una velocidad de operación de 1800 RPM. La corriente producida por la planta depende de su potencia, la cual varía según su diseño. En cada equipo de reparación se

tienen dos plantas de luz con capacidades semejantes.

ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD MOTOGENERADORA

MARCA	ELECTRIC MACHINERY
MODELO	REMACIL
TIPO	ARM 214
CAPACIDAD	20 KW
VOLTAJE	220 VOLTS
AMPERAJE	93.2 AMP
VELOCIDAD	1800 RPM

MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD MOTOGENERADORA

- A) Se debe checar el nivel de aceite cada turno (utilizar aceite brío azul serie 3, SAE-30 ó 40).
- B) Verificar el nivel de agua en el radiador.
- C) Revisar el nivel de aceite del arrancador hidráulico cuando se vaya a operar el motor.
- D) Revisar periódicamente el combustible diesel en su depósito.
- E) Cuando no se esté utilizando la planta de luz, se deberá efectuar limpieza general.

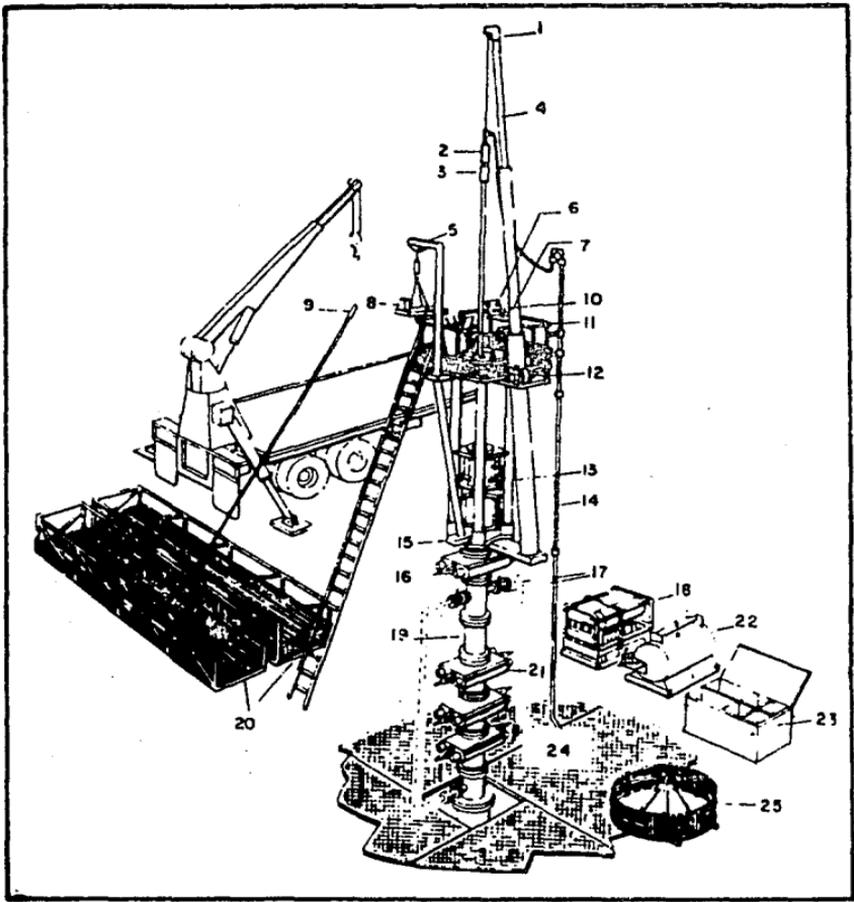


Fig. 2

EQUIPO SNUBBING HIDRAULICO

1. POLIPASTO DE PLUMA.
2. UNION GIRATORIA.
3. VALVULA DE CONTRAPRESION.
4. MASTIL TELESCOPICO.
5. SOPORTE DE LA LLAVE HIDRAULICA
6. CUÑAS VIAJERAS.
7. MESA ROTARIA.
8. LLAVE HIDRAULICA.
9. ELEVADOR DE TUBOS.
10. CONSOLA DEL OPERADOR.
11. PLATAFORMA DEL OPERADOR.
12. MALACATE.
13. CUÑAS VIAJERAS.
14. TUBO ALIMENTADOR.
15. PREVENTOR ESFERICO.
16. PREVENTOR DE ARIETES.
17. CAMARA DE IGUALACION.
18. UNIDAD DE POTENCIA.
19. CARRETE ESPACIADOR.
20. CARGADORES DE TUBERIA.
21. PREVENTORES DE ARIETES.
22. TANQUE PARA COMBUSTIBLE.
23. CAJA DE HERRAMIENTAS.
24. DISTRIBUIDOR DE LA BOMBA.
25. CESTO PRINCIPAL DE MANGUERAS.

CAPITULO III

OPERACIONES CON EQUIPO SNUBBING

III.1 TRABAJOS REALIZADOS CON EL EQUIPO

Una lista de las operaciones que pueden ser realizadas con el equipo Snubbing, se muestra a continuación:

1. Introducción y extracción de la sarta de producción (con presión y sin presión).
2. Introducción y extracción para reparar tapones y empaques bajo presión.
3. Control de la presión.
4. Terminaciones bajo presión.
5. Limpieza de tapones de arena o lutitas de la tubería al exterior.
7. Consolidación de arena.
8. Circulando lodo pesado o fluidos hacia afuera.
9. Lavado y acidificado del pozo.
10. Pescando o moliendo en la tubería.
11. Perforar cemento y tapones.
12. Secuencia de cementación o cementación forzada.
13. Corriendo tubo macarrón para el bombeo con nitrógeno, donde la profundidad y la presión son altas para el roscado de la tubería.
14. Remoción de hielo en el árbol.
15. Taponando y abandonando el pozo.

De estas operaciones que realiza el equipo Snubbing, las más comunes en el área marina son:

Introducción y extracción de tubería.
Control de pozos.
Intervenciones en aparejos obturados.
Operaciones de pesca.

III.2 INTRODUCCION Y EXTRACCION DE TUBERIA

El equipo Snubbing es utilizado en las operaciones de reparación, terminación y mantenimiento a pozos tanto en las plataformas marinas, como en tierra.

La operación de introducir y extraer tubería, es una de las operaciones más comunes y rutinarias en los trabajos de reparación y terminación de pozos, ya que para cualquier tipo de intervención que se realice en el pozo, se debe sacar y meter tubería; ya sea para cambiar el aparejo de producción, cambiar empacadores, cambiar valvulas de tormenta, etc.

La introducción de la tubería forzada en un pozo (con presión y sin presión) con equipo hidráulico, se realiza en tres fases:

- A) Instalación del conjunto de preventores.
- B) Instalación del equipo hidráulico.
- C) Procedimiento.

AD INSTALACION DEL CONJUNTO DE PREVENTORES.

1. Con el preventor de arietes para tubería (cerrado), se levanta la sarta hasta que la junta inmediata inferior tope con los arietes, esto evitará que la sarta sea expulsada.
2. Verificar la hermeticidad de los dispositivos de control superficiales.
3. Desconectar la flecha.
4. Desmantelar el tubo campana.
5. Instalar un carrete espaciador de una longitud tal que quede su brida superior a unos centímetros sobre la mesa rotaria.
6. Instalar un preventor de arietes invertido para probar la hermeticidad de todo el conjunto que se instalará.
7. Instalar un preventor doble con arietes ciegos de corte en la parte inferior y arietes para la tubería en uso en la parte superior (previamente probados).
8. Instalar en ambas salidas laterales el conjunto carrete de control con doble válvula, seguido del preventor de arietes para la tubería en uso (preventor inferior previamente probado).
9. Conectar un tramo de tubería con la válvula de seguridad abierta y la válvula de contrapresión tipo charnela en el extremo superior (ambas válvulas previamente probadas).
10. Abrir la válvula de seguridad que se instaló, cerrar la válvula de seguridad superior.
11. Instalar el conjunto carrete de control con doble válvula en sus salidas laterales y en el preventor superior de arietes.
12. Colocar un desviador de flujo para igualar presiones entre los dos carretes de control con una línea de desfogue a la

atmósfera.

13. Colocar un preventor anular y probar la hermeticidad de todos los componentes instalados a partir del carrete espaciador.

B) INSTALACION DEL EQUIPO HIDRAULICO

1. Instalar la base adaptadora y el equipo hidráulico que se describe a continuación:

a) Instalar la sección de gatos hidráulicos, las cuffas fijas y las viajeras, el tazón enjugador y la mesa rotaria.

b) La canastilla de trabajo: Consola de presión, llaves de fuerza (tenazas), unión giratoria, poste grúa y elevador de tubería.

2. Instalar la unidad de potencia: Bomba hidráulica, tanque para combustible, tanque para fluido hidráulico, mangueras.

3. El conjunto citado en los puntos a y b esta integrado en un módulo que tiene en su base una brida para acoplarla al preventor superior.

C) PROCEDIMIENTO

Para introducir tubería forzándola con equipo Snubbing hidráulico, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Marcar con pintura todos los tramos de tubería que se introducirán, considerando la medida equivalente a la distancia entre los arietes del preventor superior de control y el piso de la

canastilla.

2. Introducción de la tubería.

3. Para bajar el primer tramo citado en el punto 8, señalado en la instalación del conjunto de preventores y equipo hidráulico, cerrar el preventor superior de control, fijar las cuñas viajeras y abrir el preventor que se haya cerrado.

4. Operar los gatos para forzar la introducción del primer tramo hasta que las cuñas viajeras queden arriba del piso de la canastilla. accionar las cuñas estacionarias y libres las viajeras.

5. Extender los gatos a toda su carrera; fijar las cuñas viajeras a la tubería y soltar las cuñas fijas para introducir la parte faltante del tramo de tubería, hasta que la válvula de contrapresión quede a nivel para efectuar la conexión; accionar las cuñas estacionarias y liberar las viajeras.

6. Levantar el siguiente tramo de tubería y conectarlo al cople del tramo anterior, extender los gatos, fijar las cuñas viajeras a la tubería, abrir las cuñas fijas e introducir la tubería hasta que el cople quede arriba de los arietes del preventor superior de control.

7. Cerrar los arietes del preventor inferior de control, desfogar la presión en la cámara entre preventores, abrir los arietes del preventor superior de control y cerrar la válvula de desfogue.

8. Accionar las cuñas fijas, extender los gatos, fijar las cuñas viajeras e introducir el tramo hasta que el cople quede sobre los arietes del preventor inferior de control.

9. Cerrar el preventor superior de control, abrir la válvula del

derivador de flujo para igualar presiones en la cámara.

10. Abrir los arietes del preventor inferior y bajar el tramo hasta que las cuñas viajeras queden al nivel de la canastilla.

11. Repetir las operaciones descritas en los puntos del 4 al 9 para continuar con la introducción de la tubería, hasta llegar a la profundidad equivalente al punto de balance.

12. A partir del momento en que el peso de la sarta sea mayor que la fuerza ejercida por la presión del pozo, diferir el procedimiento de operación alternada, de arietes (INSERTAR), Y continuar con la introducción operando con el preventor anular cerrado y previamente regulado (DESLIZAR).

Para extraer tubería, el procedimiento se realiza de forma inversa a la de introducirla; cabe mencionar que una de las funciones primordiales para las cuales está diseñado el equipo Snubbing, es el de insertar o colocar tubería dentro del pozo que se encuentra bajo presión; se utiliza cuando la presión excede al peso de la sarta y es necesario empujarla para colocarla dentro del pozo.

III.3 CONTROL DE POZOS

III.3.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE PRESION

1. PRESION

Se define como la fuerza aplicada a una unidad de área.

$$P = F/A$$

(1)

2. PRESION HIDROSTATICA

Es la presión ejercida por una columna de fluido debido a su densidad y a su altura vertical.

$$PH = (h * \rho) / 10$$

(2)

3. PRESION DE FORMACION

Es la presión de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de una roca, ya sea aceite, gas o agua; también se le llama presión de poro.

Las presiones de formación se clasifican en:

A) NORMALES.

B) SUBNORMALES.

C) ANORMALES.

A) FORMACIONES CON PRESION 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 son las equivalentes a un gradiente de 0.100 a 0.107 Kg/cm²/m.

B) FORMACIONES CON PRESION 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.

C) FORMACIONES CON PRESION ANORMAL

Son aquellas en que la presión de formación es mayor que la presión que se considera como presión normal, las densidades de fluido requerido para controlar estas presiones equivale a gradientes hasta de $0.224 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$.

4. PRESION DE FRACTURA

Es el grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento o ruptura, y depende de la solidez de la roca y de los esfuerzos de compresión a que está sometida.

$$Pfr = Gf \cdot h$$

(3)

5. GRADIENTE DE PRESION

Es la presión hidrostática resultante de la presión ejercida por un fluido de una densidad dada, actuando como una columna de longitud unitaria. Ver tabla 1.

$$Gp = Pf/h$$

(4)

FLUIDO	DENSIDAD (g/cm^3)	GRADIENTE DE PRESION ($\text{Kg/cm}^2/\text{m}$)
AGUA DULCE	1.0	0.1
AGUA SALADA	1.01 - 1.08	0.101 - 0.108
ACEITE	0.80 - 0.94	0.080 - 0.094
GAS	0.034 - 0.06	0.0034 - 0.0060

TABLA (1)

III.3.2 DEFINICION DE BROTE

Un brote o cabeceo se define como la entrada o flujo de los fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua.

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

Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial 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.

III.3.3 DEFINICION DE DESCONTROL

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

III.3.4 CLASIFICACION DE DESCONTROL

1. DESCONTROL DIFERENCIAL

Este 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 esta cerrado.

2. 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 introducirla, complicándose el problema si se tienen tuberías rotas.

III.3.5 CAUSAS DE BROTES

Para que un brote no suceda es necesario conocer las causas principales que lo provocan; así como las señales que lo indican, cuando pueden detectarse a tiempo se procede a evitar que se produzca el descontrol del pozo.

1. DENSIDAD DE CONTROL INADECUADA

Esta puede originarse por la preparación incorrecta del fluido de control o por contaminación de fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia. Es una de las causas que más influyen en el origen de los brotes; para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, para ello se toma un registro de presión de fondo; en caso de no obtenerlo se tomará la presión de la tubería de producción o de trabajo, y del espacio anular; así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad de control requerida.

2. LLENADO INAPROPIADO DEL POZO AL SACAR TUBERIA

Al sacar la tubería el nivel del fluido de control baja una distancia equivalente al volumen que desplaza el acero de la tubería. Si no se repone o se lleva un control deficiente del mismo, se ocasionará una disminución en la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control sobre la formación, lo cual puede originar un brote, esto no ocurrirá si se tiene la debida atención, verificando que el pozo se llene con el volumen requerido.

3. EFECTO DE SONDEO Y PISTONEO

Cuando se efectúan movimientos de tubería, tales como extraerla del pozo cuando la velocidad con que se realiza es alta, se produce un efecto de sondeo que aligera la columna del fluido de control del pozo; lo cual puede provocar un brote. Por el contrario al introducir la tubería al pozo se tiene un efecto de pistón que en ocasiones fractura la formación, provocando que el fluido de control se pierda en el yacimiento, lo cual da como resultado la entrada de fluidos de la formación al pozo.

La intensidad de los efectos descritos se relacionan directamente con: la velocidad de introducción o extracción de la tubería, la viscosidad del fluido de control y los accesorios del aparato de producción tales como empacadores, hules protectores para tubería, etc..

Antes de efectuar el movimiento de la tubería es importante verificar la viscosidad y la gelatinosidad del fluido, dar tiempo de reposo suficiente para que los hules tomen su forma original cuando se ensanchan los empacadores, hacer la

introducción o extracción de tubería a una velocidad moderada de tal forma que no se provoquen los efectos de sondeo y de pistón, ya que estos equivalen a una disminución o a un aumento en la densidad del fluido.

Existen otras causas como: la rotura de la tubería de revestimiento, el empleo inadecuado de fluidos como diesel, kerosina, etc., el desconocimiento de procedimientos de control y operaciones inadecuadas.

III.3.6 INDICADORES DE BROTES

1. VARIACION DEL VOLUMEN DEL FLUIDO EN LAS PRESAS

Cuando el volumen del fluido aumenta en las presas es un indicativo de que la formación productora está aportando fluidos al pozo, porque la diferencial entre la presión hidrostática que ejerce el fluido de control y la presión de fondo es nula. Por el contrario cuando el volumen disminuye al efectuar movimientos de tubería y se ocupa más volumen del requerido para llenar el pozo, éste indicará que se tiene pérdida del fluido de control hacia la formación; lo cual puede originar un brote; es por esto que se deberá tener cuidado, vigilando el nivel del fluido en las presas.

2. DISMINUCION EN LA PRESION DE BOMBEO

La bomba del equipo sufre disminución en la presión de bombeo y aumenta en su velocidad (E.P.M.) cuando el fluido de control sufre una disminución de su densidad por contaminación con los fluidos que aporta el yacimiento al pozo; se deberá vigilar esta señal cuando se esté bombeando, así como el nivel de las presas, ya que también puede ser pérdida de fluido de control hacia la formación.

3. AUMENTO DE FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA

En ocasiones al estar circulando con un gasto de bombeo constante en circulación directa, se observará que el flujo del fluido en la línea de descarga (línea de flote) aumenta considerablemente en relación con el volumen bombeado, esto es señal de que la formación está aportando fluidos al pozo. Cuando se circula se deberá tener especial atención para detectar a tiempo esta señal y evitar un brote.

4. CONTAMINACION DEL FLUIDO DE CONTROL

El fluido de control se contamina con los fluidos que aporta la formación al pozo, esto se debe evitar en todo momento, manteniendo el fluido de control con la densidad de trabajo calculada para contener la presión de fondo, y con las propiedades reológicas y tixotrópicas adecuadas.

5. FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA SIN ESTAR BOMBEANDO

Este indicador no se debe confundir con el flujo de fluidos que se desplaza al introducir tubería al pozo o con el flujo por descompensación de columnas; esto se origina debido a que la formación está aportando fluidos al pozo y desplazando hacia la superficie el fluido de control; con el fin de cuantificar el volumen ganado en las presas, se deberán instalar indicadores de nivel.

6. LLENADO DEL POZO CON MENOR VOLUMEN DEL REQUERIDO

Al estar sacando tubería del pozo hay que llenar el pozo con el volumen de fluido que desplaza el acero de la tubería; si en ese momento el pozo se llena con menos volumen que el requerido, será un indicador de que la formación está aportando fluidos; se deberá vigilar constantemente el nivel de las presas.

7. AUMENTO EN EL PESO DE LA SARTA

El fluido de control con que se llena el pozo, ejerce un efecto de flotación en la sarta, el cual se refleja en el indicador de peso. Un fluido de mayor densidad ejercerá un efecto de flotación mayor que uno de menor densidad.

Cuando ocurre un brote, la densidad del fluido de control disminuye por la introducción de fluidos de la formación al pozo. Esta hace que el peso de la sarta aumente, notándose de inmediato en el indicador de peso. Otra indicación de este aumento, es cuando el fluido de control se pierde en la formación.

III.3.7 EQUIPOS PARA LA DETECCION DE BROTES

1. INDICADOR DE NIVEL DE FLUIDO DE CONTROL EN PRESAS

Este dispositivo se utiliza para detectar la pérdida o ganancia de fluido y deberá estar equipado con alarma audible y visual.

2. CONTADOR DE EMBOLADAS

Se utilizará para cuantificar el volumen de fluido requerido para llenar el pozo al sacar tubería, y un indicador en las presas para medir el volumen desplazado al introducir la tubería.

3. INDICADOR DE FLUJO EN LA LINEA DE RETORNO

Este indica si el volumen que sale del pozo es igual al bombeado; cuenta también con alarma audible y visible.

III.3.8 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE

Quando se observen una o mas señales de brote en el pozo, se deberán aplicar rápida y eficientemente los pasos preestablecidos para cerrarlo, establecidos en cada uno de los procedimientos de cierre que se establecen para cada uno de los arreglos de preventores que se instalan en los equipos.

Los arreglos de preventores utilizados en reparación y terminación de pozos son tres (I, II y III), de los que se tratarán ampliamente en otro capítulo.

Los procedimientos de cierre son: al estar circulando con la flecha instalada y al estar sacando o metiendo tubería.

1. PROCEDIMIENTO DE CIERRE PARA EL ARREGLO I

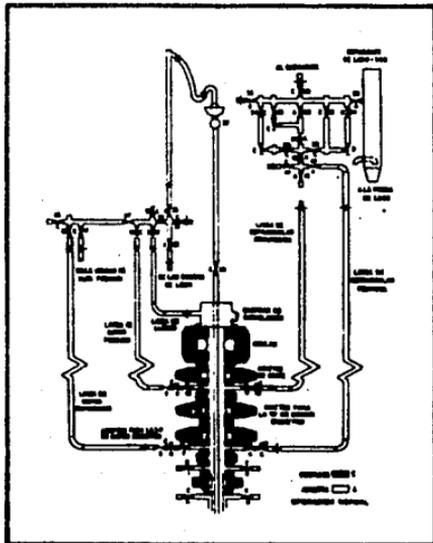
A) AL ESTAR CIRCULANDO

1. Levantar la flecha hasta que la primera junta de la tubería quede en posición de desconexión.
2. Parar la bomba.
3. Abrir la válvula hidráulica de desfogue número 6, figura 3.
4. Cerrar el preventor esférico anular.
5. Sentar la sarta en las cufias.
6. Cerrear la válvula de seguridad inferior de la flecha.
7. Cerrar el preventor de arietes de tubería en uso.
8. Desviar el flujo al estrangulador abriendo la válvula N° 28 y cerrando la N° 30, figura 3.
9. Cerrar la válvula N° 28, figura 3.
10. Abrir el preventor esférico anular.

B) AL ESTAR SACANDO

1. Sentar la T.P. en las cufias.
2. Abrir la válvula hidráulica de desfogue N° 6, figura 3.
3. Instalar en la T.P. la válvula de seguridad abierta.
4. Cerrar el preventor esférico anular.
5. Cerrar la válvula de seguridad en la T.P..
6. Cerrar el preventor de arietes.
7. Abrir la válvula N° 28 y cerrar la N° 30, figura 3, para desviar el flujo al estrangulador.
8. Cerrar el pozo con la válvula N° 28, figura 3.

9. Abrir el preventor esférico anular.



ARREGLO I
Fig. 3

2. PROCEDIMIENTO DE CIERRE PARA EL ARREGLO II

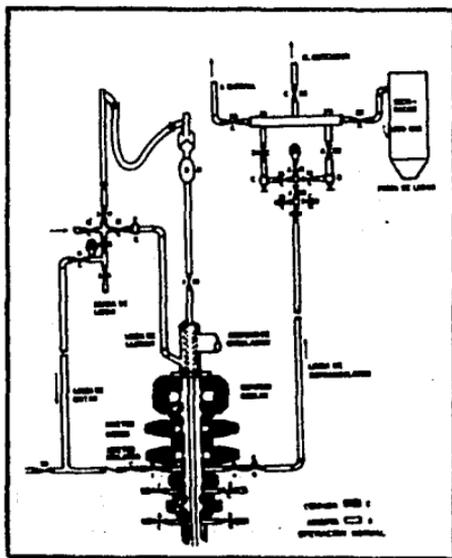
A) AL ESTAR CIRCULANDO

1. Levantar la flecha hasta que la primera junta de tubería quede en posición de desconexión.
2. Parar la bomba.
3. Abrir la válvula hidráulica de desfogue N° 6, figura 4.
4. Cerrar el preventor esférico anular.
5. Sentar la sarta en las cuñas.
6. Cerrar la válvula de seguridad inferior de la flecha.
7. Cerrar el preventor de aríetes de tubería, con estas operaciones, se desvía el flujo anular por el múltiple de estrangulación a las presas.
8. Cerrar la válvula N° 22, figura 4, para registrar presiones.
9. Abrir el preventor esférico anular.

B) AL ESTAR SACANDO

1. Sentar la T.P. en las cuñas.
2. Sentar la válvula hidráulica de desfogue N° 6, figura 4.
3. Instalar la válvula de seguridad abierta en la tubería.
4. Cerrar el preventor esférico anular.
5. Cerrar la válvula de seguridad en la tubería.
6. Cerrar el preventor de aríetes (con estas operaciones se desvía el flujo anular por el múltiple de estrangulación hacia las presas).
7. Cerrar el pozo con la válvula N° 22 para registrar presiones.

8. Abrir el preventor esférico anular.



ARREGLO II

FIG. 4

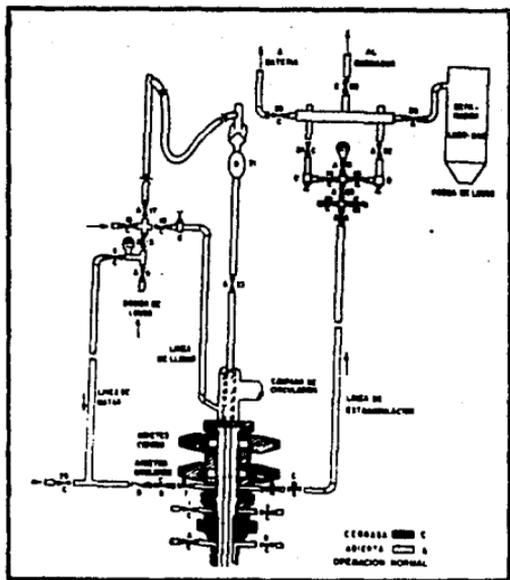
3. PROCEDIMIENTO DE CIERRE PARA EL ARREGLO III

A) AL ESTAR CIRCULANDO

1. Levantar la flecha hasta que la primera junta de tubería quede en posición de desconexión.
2. Parar la bomba.
3. Abrir la válvula hidráulica de desfogue.
4. Centrar la T.P..
5. Cerrar el preventor de arietes.
6. Sentar la sarta en las cuñas.
7. Cerrar la válvula de seguridad inferior de la flecha (con estas operaciones, se desvía el flujo anular por el múltiple de estrangulación hacia las presas).
8. Cerrar la válvula N° 22, figura 5.

B) AL ESTAR SACANDO

1. Abrir la válvula hidráulica de desfogue N° 6, figura 5.
2. Centrar la tubería.
3. Cerrar el preventor de arietes.
4. Sentar la tubería en las cuñas.
5. Instalar la válvula de seguridad abierta.
6. Cerrar la válvula de seguridad (con estas operaciones, se desvía el flujo anular por el múltiple de estrangulación hacia las presas).
7. Cerrar el pozo con la válvula N° 22, figura 5.



ARREGLO III

Fig. 5

III.3.9 TUBO EN U

III.3.9.1 CONDICIONES ESTATICAS

El tema de tubo en " U " es representativo de la circulación de un pozo a través de tuberías.

Se entiende por condiciones estáticas cuando el fluido está en reposo, es decir, no se encuentra en movimiento.

En el tubo " U " de la fig.(6), las presiones en las tuberías de trabajo (T.P.) y espacio anular (e.a.) son 0 kg/cm^2 . La presión de fondo será igual a la presión hidrostática de la columna de fluido, por lo tanto:

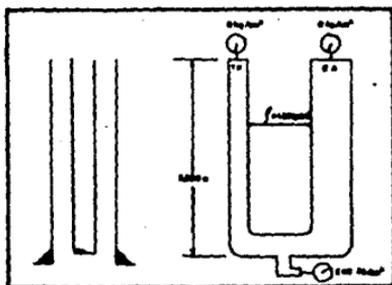


Fig. 6

$$P_f = (\rho \cdot h) / 10 \quad (5)$$

$$P_f = 1.20 \cdot 2000 / 10 = 240 \text{ Kg/cm}^2$$

La ecuación de balance de presiones será:

$$P_{h \text{ t.p.}} = P_f = P_{h \text{ e.a.}} \quad (6)$$

Si a este tubo "U" no se le permite salida de fluido y se aplica presión en un extremo, la misma presión estará reflejada en el otro extremo de acuerdo con el principio de pascal que dice:

" Si a un fluido incompresible contenido en un recipiente cerrado se le aplicara presión, ésta será transmitida con la misma intensidad en todas direcciones".

En la fig. 7 se observa que al aplicar 15 Kg/cm² de presión en la t.p., ésta se refleja en el e.a.; pero la presión de fondo será igual a la presión aplicada en la T.P. más la presión hidrostática ejercida por el fluido en el fondo del pozo.

$$P_f = P_{h \text{ t.p.}} + P_{ic \text{ t.p.}} \quad (7)$$

Como el valor es el mismo para el e.a., la ecuación de balance de presiones en este caso será:

$$P_{h \text{ t.p.}} + P_{ic \text{ t.p.}} = P_f = P_{h \text{ e.a.}} + P_{ic \text{ e.a.}} \quad (8)$$

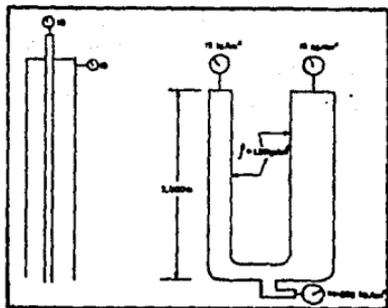


Fig. 7

Otro ejemplo de condición estática se tiene cuando en un pozo existen fluidos con diferentes densidades, en la T.P. y el espacio anular.

En la figura 8 se observa que la presión en T.P. es igual a cero Kg/cm^2 ; la densidad es de 1.20 g/cm^3 y la profundidad vertical del pozo es de 1500m, por lo tanto la presión ejercida será:

$$P_f = 1.2 \times 1500/10 = 180 \text{ Kg/cm}^2$$

La densidad en el e. a. es de 1.12 g/cm^3 , por lo tanto la Pf será:

$$P_f = 1.12 \times 1500/10 = 168 \text{ Kg/cm}^2$$

La diferencia de presión ejercida por las columnas será:

$$\Delta P_f = 180 - 168 = 12 \text{ Kg/cm}^2$$

y ésta será la presión registrada en el e. a., para el caso de la ecuación de balance de presiones será:

$$P_{h.t.p.} = P_f = P_{h.e.a.} + P_{i.e.a.} \quad (9)$$

es decir:

$$180 = 168 = 168 + 12$$

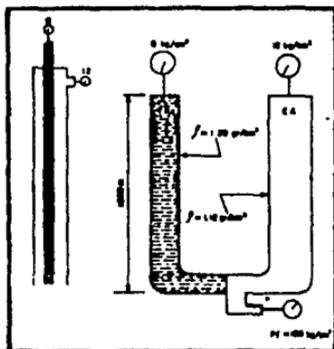


Fig. 8

A este caso se le conoce en el campo como descompensación de columnas y en muchas ocasiones se le confunde con un brote.

Cuando un pozo se manifiesta se debe cerrar por ambas ramas la diferencia de presión entre la columna hidrostática y la presión de formación es la lectura manométrica a boca de pozo.

También se debe considerar el tipo de fluido que entró de la formación al pozo, ya que de ser gas no debe mantenerse cerrado por tiempo prolongado el pozo, ya que al no permitírsele su expansión el gas asciende hacia la superficie, manteniendo la presión del yacimiento, por lo que deberán cuidarse las resistencias internas de las tuberías y fracturamiento de la formación.

La ecuación de balance de presiones cuando existe fluido invasor es:

$$P_h \text{ t.p.} + P_{ic} \text{ t.p.} = P_f = P_h \text{ e.a.} + P_{ic} \text{ e.a.} + P_{fi} \quad (10)$$

En la figura (9) se presenta esquemáticamente la altura y densidad de los fluidos contenidos en el e.a.

- H altura de disparos (m)
- H_i altura del fluido de control (m)
- H_z altura del fluido invasor (m)
- ρ_{re} densidad reducida del fluido (g /cm³)
- ρ_{fi} densidad del fluido invasor (g /cm³)
- V_g volumen ganado en presas (Lt)

Donde:

$$H = H_s + H_z \quad (11)$$

$$H_z = Vg / \text{cap. e. a.} \quad (12)$$

$$\text{cap e. a.} = 0.5067 \times (\text{di t. r.}^2 - \text{de t. p.}^2) \quad (13)$$

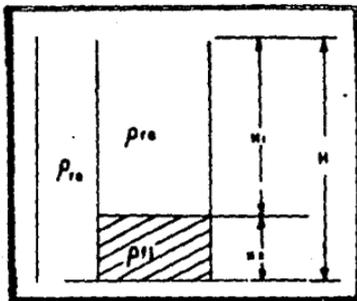


Fig. 9

Para determinar la densidad del fluido de control que se encuentra dentro de la T.P. cuando ya está manifestado, se utiliza la ecuación de balance de presiones (7) y se sustituye la presión hidrostática de la T.P.:

$$P_f = P_{ic \text{ t.p.}} + \rho_{re} \times H / 10$$

$$\rho_{re} = (P_f - P_{ic \text{ t.p.}}) \times 10 / H \quad (14)$$

Que será la densidad reducida del fluido de control.

Por último para conocer la densidad del fluido invasor se aplica la ecuación de balance de presiones (10) y sustituyendo las presiones hidrostáticas se tiene:

$$P_f = [p_{re} * H_a/10] + [p_{fi} * H_z/10] + P_{ic} \text{ e. a.}$$

$$p_{fi} = [P_f - (P_{ic} \text{ e. a.} + (p_{re} * H_a/10))] * 10 / H_z \quad (15)$$

Con los resultados obtenidos y comparándolos con la tabla (2); se puede identificar el tipo de fluido que entró al pozo.

DENSIDAD (g /cm ³)	TIPO DE FLUIDO
0.04 -- 0.06	GAS O GAS Y DESTILADO
0.60 -- 0.98	COMBINACION DE GAS, ACEITE Y AGUA SALADA
0.98 -- 1.15	ACEITE O AGUA SALADA

TABLA 2.

III.3.9.2 CONDICIONES DINAMICAS

Cuando se circula en un pozo, la condición estática de los fluidos se convierte en acción dinámica; por lo tanto, además de los conceptos expresados se tendrán en cuenta los valores de

alteración de las presiones como consecuencia de la fricción de los fluidos contra las paredes de los tubos.

Para circular un fluido en un pozo se necesita cierta cantidad de energía, y para mantener el flujo se requiere de una presión que contrarreste la fricción.

Las caídas de presión por fricción dependerán del régimen de flujo, estos pueden ser:

LAMINAR: Ocurre cuando los fluidos circulan a baja velocidad.

TURBULENTO: Se originan cuando los fluidos circulan a altas velocidades.

La ecuación de balance de presiones en condiciones " Dinámicas " es la siguiente:

$$P_b + P_h \text{ t.p.} - \Delta P_f \text{ t.p.} - \Delta P_{fm} = P_f = 0 + P + P_h \text{ e.a.} + \Delta P_f \text{ e.a.} \quad (16)$$

En circulación directa la presión de bomba (P_b) reflejará las caídas de presión por fricción en el interior de la tubería, lastabarronas y toberas de barrena o molino, y espacio anular; por lo tanto la ecuación general de balance de presiones a gasto constante será:

$$P_b + P_h \text{ t.p.} - \Delta P_f \text{ t.p.} - \Delta P_{fm} = P_f = 0 + P_h \text{ e.a.} + \Delta P_f \text{ e.a.} \quad (17)$$

En la figura (10) se observa:

$\Delta P_f \text{ t.p.} = 84 \text{ Kg/cm}^2$ (sarta)

$\Delta P_{fm} = 56 \text{ Kg/cm}^2$ (barrena)

$\Delta P_f \text{ e.a.} = 28 \text{ Kg/cm}^2$ (e.a.)

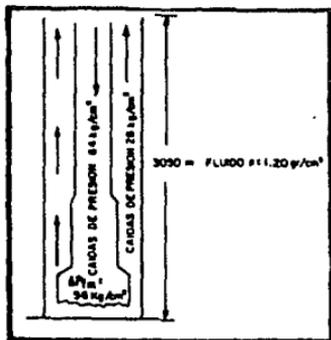


Fig. 10

$$P_h = 1.2 \times 3050/10 = 366 \text{ Kg/cm}^2$$

La presión de la bomba será igual a la suma de las caídas de presión por fricción en el circuito:

$$P_b = \Delta P_f \text{ t.p.} + \Delta P_{fm} + \Delta P_f \text{ e.a.}$$

Utilizando la ecuación (17)

$$168 + 300 - 84 - 96 = 304 = 0 + 366 + 28$$

En la figura (11) el pozo está en las mismas condiciones, la diferencia es que el espacio anular se encuentra estrangulado, por lo que la presión de estrangulación se verá reflejada en la presión de bombeo, (en el tubo " U " lo que sucede en un extremo se refleja en el otro), es decir, si se estrangula el pozo en 30 Kg/cm^2 , esta presión se manifestará como un incremento en la presión de bombeo.

La ecuación de balance de presiones para este caso a gasto constante será:

$$P_b + \Delta P_b + P_h \text{ t.p.} - \Delta P_f \text{ t.p.} - \Delta P_{fm} = P_f = P_{est.} + P_h \text{ e.a.} + \Delta P \text{ e.a.} \quad (18)$$

sustituyendo:

$$168 + 30 + 306 - 84 - 56 = 424 = 30 + 366 + 28$$

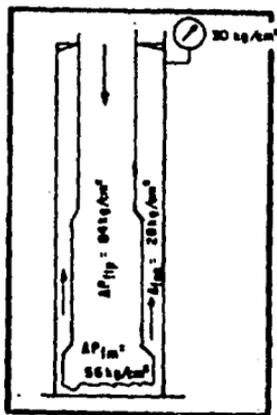


Fig. 11

Utilizando la figura (12) se cambiará la circulación de sentido directo a inverso, por lo que la ecuación de balance de presiones será igual a:

$$P_b + P_h \text{ e.a.} - \Delta P_f \text{ e.a.} = P_f = 0 + P_h \text{ t.p.} + \Delta P_f \text{ t.p.} + \Delta P_{fm} \quad (19)$$

sustituyendo:

$$168 + 366 - 28 = 506 = 0 + 366 + 84 + 56$$

En el caso de estrangular la salida de la T.P. con 30 Kg/cm², la ecuación de balance de presiones será :

$$P_b + \Delta P_b + P_h \text{ e.a.} - \Delta P_f \text{ e.a.} = P_f = P_{est} + P_h \text{ t.p.} + \Delta P_f \text{ t.p.} + \Delta P_{fm} \quad (20)$$

sustituyendo:

$$168 + 30 + 366 - 28 = 536 = 30 + 366 + 84 + 56$$

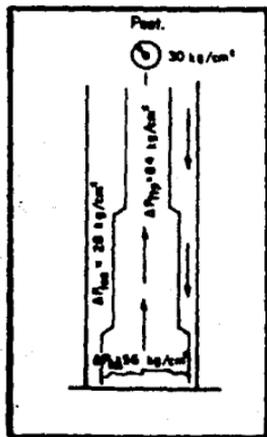


Fig. 12

En resumen; la presión de fondo en forma dinámica se maneja de la manera siguiente:

A) Circulando directo, no estrangulando	Pf = 394 Kg/cm ²
B) Circulando directo estrangulando	Pf = 424 Kg/cm ²
C) Circulando inverso, no estrangulando	Pf = 506 Kg/cm ²
D) Circulando inverso estrangulando	Pf = 536 Kg/cm ²

Estos valores dan de forma simple una idea general de cómo se debe circular un pozo para su control, evitando romper o fracturar la formación.

III.3.10 PRINCIPIOS DE CONTROL DE POZOS

En la mayoría de los pozos a intervenir, y en aquellos que manejan presiones superficiales, se hace necesario el control de los mismos, para ello es indispensable calcular las diferentes densidades para manejar el pozo sin riesgo de brotes o pérdidas de fluidos.

Debido a la constante extracción de hidrocarburos, existen algunos yacimientos, que su densidad de trabajo es menor en comparación con la densidad de equilibrio, haciendo que cualquier aumento o disminución de densidad ponga al pozo en condiciones para que se origine un brote. Por eso cuando se efectúe un control primario en un pozo se deberá hacer primeramente con la densidad de trabajo calculada.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA INSTITUCION

III.3.10.1 CALCULOS BASICOS PARA UN CONTROL PRIMARIO

Los cálculos que se necesitan para llevar a cabo el control primario de un pozo son:

1. Densidad de equilibrio.
2. Densidad de trabajo.
3. Caídas de presión en el sistema.
4. Densidad equivalente de circulación.
5. Presión de fractura y gradiente de fractura.
6. Volúmenes y material químico.
7. Número de emboladas por minuto para determinar gasto.
8. Presión reducida de circulación por gasto.
9. Presión reducida de circulación para nueva densidad.

III.3.11 RESTITUCION A CONTROL PRIMARIO

Anteriormente se plantearon los factores que intervienen en el control de un pozo que manifiesta presión; cuando el control primario se ha perdido a causa de un brote, se hace necesario, teniendo las conexiones superficiales en condiciones operativas, controlar nuevamente el pozo; en lo sucesivo a este procedimiento se le llamará restitución a control primario.

Este procedimiento encierra una serie de acciones que empiezan desde el cierre del pozo, registro de presiones, cálculos de densidades, cálculo de materiales químicos hasta la cédula de bombeo, que es la guía que sirve para controlar un

pozo mediante regimenes de bombeo y presiones adecuadas, que permiten efectuar la operación sin dañar las conexiones superficiales o el yacimiento.

III.3.11.1 DATOS PARA RESTITUIR EL CONTROL

Una vez cerrado el pozo para efectuar la evaluación, se necesita conocer de antemano los datos siguientes:

Presión instantánea de cierre en T.P. y T.R.

Volumen ganado en presas.

Estado mecánico del pozo.

Densidad del fluido de trabajo.

Densidad del fluido invasor.

Densidad del fluido de control.

Cantidad de material químico necesario.

Por último los datos anticipados que se requieren son:

Longitud de la tubería que podría ser expulsada.

Presión reducida de circulación.

Volumen de la tubería de trabajo.

Volumen del espacio anular.

Desplazamiento de la bomba.

Eboladas necesarias para desplazar el volumen de la tubería de trabajo y el volumen del espacio anular.

Volumen de desplazamiento de 10 paradas de tubería.

Gradiente de fractura.

Resistencias de las tuberías de trabajo y de revestimiento.

Presión de prueba del equipo y conexiones superficiales.

Presión máxima esperada.

Capacidad y potencia de las bombas.

III.3.11.2 CALCULOS PARA EL CONTROL Y LLENADO DE LA CEDULA DE BOMBEO

Después de efectuar los cálculos para el control, se procede a llenar la cédula de bombeo, la cual es una guía que permite controlar adecuadamente el pozo.

Con los cálculos y su aplicación se estará en condiciones de restituir el control primario a un pozo en el cual exista un brote.

El siguiente ejemplo muestra el procedimiento para realizarlo:

En el pozo Camote 1 se estaba realizando una reparación menor; el control del pozo se realizaba con fluido de control de densidad de 1.23 g/cm^3 , las caídas de presión en el sistema se estimaron en 1220 psi, a un gasto $q_c = 4.5 \text{ bl/min}$. Al sacar tubería el pozo se manifestó obteniendo una ganancia en las presas de 8 m^3 (50.3 bl). La presión de formación fue calculada en 331.8 Kg/cm^2 . Utilizando un gasto para el control de 3 bl/min con una T.P. $d_e = 2.875 \text{ pg}$ y $d_i = 2.441 \text{ pg}$, grado N-80 de 9.68 kg/m y una T.R. $d_e = 6.625 \text{ pg}$ y $d_i = 5.791 \text{ pg}$, grado N-80 de 41.72 kg/m a una profundidad de 2765 m con $\text{Pict.p.} = 20 \text{ kg/cm}^2$ y $\text{Pict.r.} = 40 \text{ kg/cm}^2$ utilizando una bomba de lodos triplex Gardner Denver PZ-8 con diámetro de camisa de $4 \frac{1}{2} \text{ pg}$ y longitud de carrera de 8 pg.

CALCULAR:

- A) La reducción de la densidad en T.P.
- B) Altura del fluido invasor.
- C) Altura del fluido con densidad reducida en T.R.
- D) Densidad del fluido invasor.
- E) Densidad de equilibrio.
- F) Presión reducida de circulación por gasto.
- G) Presión reducida por densidad.
- H) Presión inicial de circulación.
- I) Presión final de circulación.
- J) Emboladas necesarias para llenar la T.P. y T.R.
- K) Régimen de bombeo.
- L) Emboladas por minuto de acuerdo al gasto.
- M) Llenado de la cédula de bombeo.

RESPUESTAS

A) $P_f = P_{ic \ t.p.} + P_h \ t.p.$
 $P_f = 20 + p_{re} = H/10$
 $p_{re} = (331 - 20) 10 / 2765$
 $p_{re} = 1.128 \text{ g/cc}$

B) $H_a = \frac{V_g}{0.8057 (d_i \ t.r. - d_e \ t.p.)}$

$$H_z = \frac{8 \times 1000}{0.5067 (5.791^2 - 2.875^2)}$$

$$H_z = 625 \text{ m}$$

=====

$$C) \quad H = H_1 + H_z$$

$$H_1 = H - H_z$$

$$H_1 = 2765 - 625$$

$$H_1 = 2140 \text{ m}$$

=====

$$D) \quad \rho_{fi} = [P_f - (P_{ic} \text{ e. a.} + (p_{re} \times H_1 / 10))] \times 10 / H_z$$

$$\rho_{fi} = [331.8 - (40 + (1.128 \times 2140 / 10))] \times 10 / 625$$

$$\rho_{fi} = 0.806 \text{ g / cm}^3$$

=====

El fluido invasor es aceite/gas, por lo tanto el pozo puede cerrarse.

$$E) \quad p_e = p_{re} + p_{e.t.p.}$$

$$P_{e.t.p.} = \frac{p_{e.t.p.} \times H}{10}$$

$$p_{e.t.p.} = \frac{20 \times 10}{2765}$$

$$p_{e.t.p.} = 0.072 \text{ g / cm}^3$$

$$p_e = 1.128 + 0.072$$

$$p_e = 1.20 \text{ g/cm}^3$$

$$F) \text{ Prc} = \Delta Pft \left(\frac{Q_e}{Q_a} \right)^{1.00}$$
$$\text{Prc} = 1220 \left(\frac{3}{4.5} \right)^{1.00}$$
$$\text{Prc} = 574 \text{ psi}$$

G) Las presiones se estimaron para una densidad de 1.23 g/cm^3 y ésta se redujo a 1.13 g/cm^3 ; por lo tanto:

$$\text{Prc}_s = \text{Prc} \left(\frac{p_e}{p_r} \right)$$
$$\text{Prc}_s = 574 \left(\frac{1.13}{1.23} \right)$$

$$\text{Prc}_s = 527 \text{ psi}$$

$$H) \text{ Pic} = \text{Prc}_s + \text{Pic t.p.}$$
$$\text{Pic} = 527 + (20 \times 14.2)$$
$$\text{Pic} = 811 \text{ psi}$$

$$I) \text{ Pfc} = \text{Prc}_s \left(\frac{p_e}{p_r} \right)$$
$$\text{Pfc} = 527 \left(\frac{1.80}{1.13} \right)$$
$$\text{Pfc} = 850 \text{ psi}$$

J) Emboladas para llenar la T.P. Y T.R.

$$\text{Cap T.R.} = 0.5067 (\text{di t.r.}^2 - \text{de t.p.}^2)$$

$$\text{Cap T.R.} = 0.5067 (5.791^2 - 2.875^2) = \underline{12.8 \text{ Lt/m}}$$

$$\text{Cap T.P.} = 0.5067 (\text{Di t.p.}^2)$$

$$\text{Cap T.P.} = 0.5067 (2.441^2) = \underline{3.02 \text{ Lt/m}}$$

$$\text{Vol. T.R.} = 12.8 (2768) = \underline{35392 \text{ Lt}}$$

$$\text{Vol. T.P.} = 3.02 (2768) = \underline{8350.3 \text{ Lt}}$$

$$\text{FB} = \pi (\text{Dc}^2) (\text{Lc}) (\text{No. PISTONES})$$

$$\text{FB} = \pi (4.5^2) (8) (3) / 4 = 391.7 \text{ pg}^3 / \text{pistón}$$

$$\text{FB} = 391.7 (0.01639) = 6.256 \text{ Lt / emb}$$

$$\text{FB} = \underline{6.256 \text{ Lt/emb}} \quad \text{o} \quad \text{FB} = \underline{0.039 \text{ bl/emb}}$$

$$\text{Emb T.P.} = 8350.3 / 6.256 = \underline{1335 \text{ Emb}}$$

$$\text{Emb T.R.} = 35392 / 6.256 = \underline{5657 \text{ Emb}}$$

$$\text{Emb TOTALES} = 1335 + 5657 = \underline{6992 \text{ Emb}}$$

K) $\Delta P = P_{1c} - P_{2c}$

$$\Delta P = 811 - 500$$

$$\underline{\Delta P = 291 \text{ Lb/pg}^2}$$

$$\Delta P \text{ Emb} = \Delta P / \text{Emb T.P.}$$

$$\Delta P \text{ Emb} = 291 / 1335 = \underline{0.198 \text{ Lb/pg}^2}$$

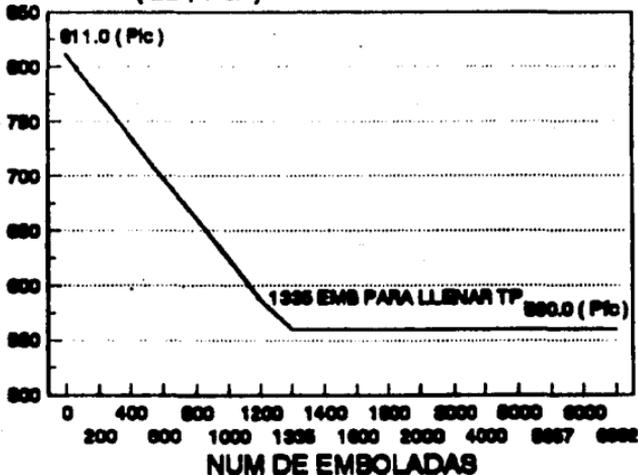
$$LJ \text{ EMP} = \frac{Q_c}{FB}$$

$$\text{EMP} = 3 / 0.039 = \underline{76.9 \text{ EPM}}$$

MD LLENADO DE LA CEDULA DE BOMBEO

EMBOLADAS (EMS)	0	200	400	600	800	1000	1200	1336
PRESION DE BOMBEO (LB/PG ²)	811.0	773.8	736.6	699.2	662.0	625.8	587.4	589.8

PRESION (LB/PG²)



III. 3.12 TECNICAS Y METODOS DE CONTROL

El control del pozo a intervenir se tendrá que realizar directamente aplicando la técnica y el método de control adecuado. En algunas reparaciones que se efectúen a los pozos antes de iniciar cualquier operación, se tendrán que controlar. Del conocimiento y habilidad que se tenga para desarrollar esta actividad, será el éxito o fracaso de dicha operación. Un control adecuado sin daño a las conexiones superficiales o a la formación, permitirá la extracción de petróleo en una forma más fácil y con menos costo.

Existen básicamente tres técnicas de control de pozos, las cuales pueden utilizarse tanto para control primario como para un control secundario.

Un control primario es aquel en que la columna hidrostática de un fluido convertida a presión es capaz de equilibrar la presión de formación. Cuando el control primario se ha perdido, es necesario utilizar el control secundario a través de las siguientes técnicas:

1. Bombeo o circulación de fluidos.
2. Precipitación de sólidos.
3. Mecánicos combinados.

III.3.12.1 TECNICAS DE BOMBEO O CIRCULACION DE FLUIDOS

I. METODO DEL INGENIERO (DENSIFICAR Y ESPERAR)

Al detectar el brote, se debe acondicionar el fluido de control a la densidad requerida. Por circulación directa, desplazar la capacidad de la tubería de trabajo, estrangulando el flujo del espacio anular, de manera de que la presión ejercida sobre la formación sea igual o un poco mayor a la presión de formación. Después de llenar la capacidad de la T.P. con el fluido de control calculado, suspender circulación y observar la presión en T.P., si está a cero Kg/cm², continuar desplazando fluido del espacio anular, manteniendo una presión de fondo constante igual a la de formación por medio del manejo del estrangulador del espacio anular.

Una vez efectuados los cálculos para determinar el gasto, la Prc, Pic, Pfc y la cédula de bombeo, los pasos a seguir son:

- 1) Iniciar el bombeo lentamente operando simultáneamente el estrangulador ajustable del espacio anular, hasta alcanzar el gasto seleccionado para el control y la Pfc.
- 2) Manteniendo constante el gasto, operar el estrangulador con el fin de mantener el comportamiento de las presiones conforme a la cédula de bombeo calculada, hasta desplazar el volumen de la T.P.
- 3) Una vez llena la T.P. con el fluido de control, cerrar el pozo y parar la bomba simultáneamente, observar la presión en T.P., si la presión es cero quiere decir que la Pfc equilibra la presión de fondo. Esto quiere decir que es necesario agregar

material densificante al fluido de control para lo cual se debe hacer el cálculo de la densidad y material que debe agregarse.

4) Ya sea que la densidad final haya sido la adecuada o que se haya recalculado, y preparado el nuevo fluido, se continúa bombeando y abriendo simultáneamente el estrangulador, hasta lograr que el gasto sea el seleccionado anteriormente y la presión de bombeo sea igual a la Pfc calculada, correspondiente al fluido que se está bombeando al pozo.

5) Continuar bombeando hasta desplazar el volumen del espacio anular a gasto y presión constante, operando el estrangulador para que la presión de bombeo se mantenga constante durante el desplazamiento del espacio anular.

6) Aumentar la densidad del fluido de control hasta obtener la densidad de trabajo y circular hasta homogeneizar la densidad de trabajo.

II. METODO DEL OPERADOR (DOS CIRCULACIONES)

Al detectar el brote, desplazar todos los fluidos aportados por la formación por medio de circulación directa con el fluido original, manteniendo la presión de fondo igual o un poco mayor a la presión de formación; aumentar la densidad del fluido de control en presas al valor de la densidad necesaria para controlar. Desplazar todo el fluido de control original por el fluido de control adecuado, cuidando que la presión en el fondo sea igual a la presión de formación.

El método del operador está basado en el uso de la misma

densidad del fluido con el que se estaba operando para desplazar los fluidos extraños que entraron al pozo.

A) Para determinar la presión de control a pozo cerrado:

- 1.A) Esperar alrededor de 5 minutos para que aumenten las presiones en la superficie.
- 2.A) Arranque la bomba lentamente y empiece a abrir el estrangulador ajustable, manteniendo una presión en T.R. alrededor de 14 a 28 Kg/cm² por encima de la presión instantánea de cierre del espacio anular.
- 3.A) Aumente el gasto hasta alcanzar el deseado para el control, opere el estrangulador para sostener la presión en el espacio anular igual a la presión instantánea de cierre más 14 a 28 Kg/cm² con un gasto constante de bombeo.
- 4.A) Ver inciso (5).

B) Para determinar la presión de control sin cerrar el pozo.

- 1.B) Disminuir el gasto de la bomba, cerrar el preventor para desviar el flujo a través del estrangulador.
- 2.B) Comprobar el nivel de presas, para ver si existe aumento.
- 3.B) Si existe aumento ,aplicar presión cerrando el estrangulador para lograr que la presión registrada en la tubería sea la adecuada al gasto y densidad del fluido empleado, y que el nivel en presas no aumente.
- 4.B) La presión ejercida que está causando el brote, hará que éste deje de fluir y el nivel en las presas se mantendrá en su nivel por un corto periodo de tiempo, pero tiene que permitírsele que aumente más tarde. Incrementar el gasto de

bombear al deseado, manteniendo constante la presión en el espacio anular. La presión en la T.P. reflejará la presión de circulación en la superficie necesaria para mantener la presión de control de la formación en el fondo del pozo.

5.B) Ver inciso (5).

5) Una vez obtenido el gasto deseado, mantenerlo constante, operando el estrangulador y la presión en T.R. también constante de 14 a 28 Kg/cm², mayor que la presión de cierre de T.R. operando el estrangulador. En estas condiciones registre la presión en la T.P. y esta lectura es la presión de control y el gasto que deberá mantener constante, operando el estrangulador lo suficiente para establecer la presión en la tubería a la magnitud deseada.

6) Continúe operando con este gasto y la presión cte. de la tubería, hasta que circule el fluido de la formación fuera del pozo.

7) Ya desalojados los fluidos de la formación se puede calcular la nueva densidad de control. Para ello deberá registrarse la presión de cierre del espacio anular, cuando la presión de la T.P. es igual a la presión final de circulación, esta presión será el valor con el cual deba calcularse la nueva densidad.

La presión inicial de circulación será igual a la presión que nos indica el manómetro de la T.P. cuando se termina la primera circulación sin parar el bombeo y manteniendo el gasto constante, que debe ser igual a la lectura obtenida en el inciso (5); la presión final de circulación es igual a la presión inicial de circulación obtenida, menos la presión que nos

marque el manómetro de la T.R. al estar circulando con el gasto constante, al terminar la primera circulación sin parar el bombeo, la densidad de control será el valor que debe incrementarse para efectura el control durante la segunda circulación y será igual a la presión de fondo en T.R. entre la la profundidad.

III. VOLUMETRICO (BOMBEO Y DESCARGA)

Este método se emplea cuando no es posible controlar un pozo por medio de circulación y la formación no admite, se aprovecha la compresibilidad de los fluidos de la formación.

La presión en la cabeza debe estar estabilizada, se debe depresionar permitiendo su máximo abatimiento (cuidando no romper tuberías), se bombea fluido de control sobredensificado, hasta alcanzar la presión original en la cabeza. Se observa y se purga la presión del pozo desalojando solo gas y aceite, hasta alcanzar la mínima presión permisible para que la formación no aporte más fluidos. Se bombea fluido de control sobredensificado hasta alcanzar la presión mínima permisible. Se observa y se purga la presión del pozo desalojando sólo gas y aceite, hasta alcanzar la presión mínima permisible a las nuevas condiciones y se continúa con la rutina hasta que el pozo quede controlado.

IV. CONTROL DINAMICO

Este método se emplea cuando por alguna causa no se puede estrangular la descarga de un pozo o controlarlo por medio de otro de alivio. Este método utiliza las caídas de presión por fricción y la presión hidrostática de un fluido de control, el cual se bombea por la tubería de trabajo en el fondo, hasta que el pozo que fluye descontrolado permite el uso de fluidos ligeros de control dinámico que se sustituye posteriormente por otro adecuado que controle la presión de formación; la velocidad del fluido inyectado debe ser suficiente para que la suma de las caídas de presión por fricción e hidrostática excedan la presión de formación estática, esta velocidad debe sostenerse hasta que el fluido de control estático más pesado desplace al fluido de control dinámico más ligero.

V. REGRESAR FLUIDOS A LA FORMACION

Este método se emplea cuando no se puede controlar un pozo por medio de circulación y no se teme dañar la formación, o si los fluidos son producto de la misma y ésta admite con facilidad. Consiste en bombear contra la formación la capacidad de la o las tuberías.

III. 3.12.2 TECNICAS DE PRECIPITACION DE SOLIDOS

Este grupo comprende sólo un método; el de precipitación de sólidos: bombeo de agua con barita.

Este método se emplea con frecuencia cuando se tiene tubería de trabajo corta y presión en la cabeza. Generalmente se bombea el volumen suficiente de agua con barita para tapar por precipitación el intervalo que fluye, cerrando el pozo para facilitar la precipitación.

III. 3.12.3 TECNICA DE METODOS MECANICOS COMBINADOS

1. INTRODUCCION CON TUBERIA A PRESION

Básicamente se utiliza este método en los pozos que contengan presión, cuando se tiene un conjunto de preventores instalados sobre el cabezal del pozo problema. El forzamiento puede hacerse con un polipasto invertido que tenga la misma potencia del malacate, o bien usando un equipo especial que introduzca la tubería a presión mediante gatos hidráulicos.

2. INSTALAR EQUIPO DE CONTROL CON FLUJO EN EL POZO

Es el método más riesgoso que existe actualmente, su uso está condicionado a la falla del conjunto de control superficial secundario, es decir, cuando el conjunto de preventores o cabezales del pozo está totalmente dañado. El procedimiento de

quitar lo dañado y sustituir por conjuntos en buen estado, significa el peligro latente de que se incendie el pozo o si está incendiado, la necesidad de su control. La mezcla de hidrocarburos a alta presión y altos volúmenes de flujo dificultan este método de control; el efectuar estas operaciones implica el uso de unidades operadas por motores de combustión interna, que como es sabido al aspirar gas aceleran su funcionamiento con el riesgo latente de un incendio total.

III. 3.13 METODO DE CONTROL A UTILIZAR

En el campo se encuentran situaciones de operación diferentes cuando ocurre un brote. Por eso, es importante que se conozcan las condiciones a las cuales estará sujeto y el método de control a utilizar cuando se presentan dichos problemas, mismos que a continuación se enumeran:

SITUACION 1

Si la tubería se encuentra en el fondo, puede controlarse por medio de circulación (pozo con T.R.).

Si el fluido que entró es aceite o agua salada, el método es densificar y esperar.

Si el fluido que entró es gas y el pozo no puede mantenerse cerrado, se debe emplear el método del operador; si el pozo puede mantenerse cerrado utilizar, el método de densificar y

esperar.

SITUACION 2

Si la tubería de trabajo no se encuentra en el fondo y se puede controlar por circulación y admite la formación, se pueden utilizar los métodos de densificar y esperar, el método del operador y regresar fluidos a la formación.

SITUACION 3

Si la tubería de trabajo no se encuentra en el fondo, no se puede controlar por circulación y no admite la formación, utilizar el método de bombeo de agua con barita.

SITUACION 4

Si la tubería se encuentra en el fondo y no se puede estrangular, se pueden emplear los métodos de control dinámico o el método volumétrico.

SITUACION 5

Si no tiene control en la tubería y no admite la formación se debe emplear el método volumétrico.

SITUACION 6

Si no se tiene tubería en el pozo y no admite la formación utilizar el método de introducción con tubería a presión o el método volumétrico.

III.4 INTERVENCIONES CON APAREJOS OBTURADOS

Los pozos presentan un comportamiento anormal debido a diferentes causas ; estas causas provocan problemas que se presentan durante su explotación, y uno de esos problemas serán las obstrucciones que se presentan en el pozo, en aparejos de producción o inyección, entre el empacador y el intervalo abierto a explotación y en los disparos; la constante explotación de los yacimientos provoca que las presiones de los mismos disminuyan a tal grado que se tienen problemas de acumulación de materiales sólidos en el fondo del pozo, los cuales obstruyen el paso de los fluidos de la formación hacia la superficie, en otros, al efectuar la circulación con fluidos de control convencionales se originan pérdidas de circulación impidiendo mantenerlo lleno, por lo anterior cuando no se tiene circulación se utilizan herramientas de percusión para mover arena e impurezas, así como para perforar cemento, empacadores o tapones mecánicos.

III.4.1 INCRUSTACIONES CON SALES MINERALES

La extracción de hidrocarburos presenta diversos problemas en cada una de sus etapas, uno de los más serios lo causa el agua producida junto con los hidrocarburos, debido a que bajo ciertas condiciones puede formar incrustaciones de sales. En muchas ocasiones dichas incrustaciones propician: la disminución de la producción en el pozo, con la consecuente producción

diferida; erogaciones sustanciales por concepto de métodos correctivos y preventivos, así como problemas en el manejo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta las zonas de procesamiento.

III.4.1.1 DEFINICION DE INCRUSTACION

Una incrustación puede definirse como un depósito mineral formado sobre las superficies en contacto con el agua.

La incrustación en la explotación del petróleo se presenta desde la propia formación, en el equipo subsuperficial y superficial de producción, en cambiadores de calor, tanques y sistemas de suministro de agua de inyección y de desecho. Los depósitos incrustados son en general formados como resultado de la cristalización y precipitación de las sales contenidas en el agua.

III.4.1.2 CAUSAS DE INCRUSTAMIENTO

Los principales factores o causas que promueven la formación de incrustaciones son:

Reducción de la presión.

Cambios de temperatura.

Concentración de iones no comunes.

Mezcla de aguas conteniendo iones potencialmente incrustantes.

III.4.1.3 MECANISMOS DE FORMACION

La formación de incrustaciones generalmente se lleva a cabo a condiciones dinámicas y sus causas no siempre son individuales una vez que las condiciones son adecuadas para la precipitación, la formación de un depósito incrustante se lleva a cabo en varias etapas, inicialmente en una solución sobresaturada, dos iones incrustantes se combinan para formar una molécula. Al combinarse varios miles de moléculas, se forma el núcleo que actúa como punto inicial de crecimiento. La siguiente etapa es el crecimiento del núcleo que llega a ser lo suficientemente grande, precipitando y formando cristales incrustantes visibles. Una vez formado el precipitado, algunos cristales se incrustan en la superficie rugosa del metal y actúan como semillas, a partir de las cuales crece el depósito, formando una estructura compacta y fuertemente adherida a la superficie.

La forma final del depósito depende del método y tiempo requerido para formarse la incrustación. Algunos depósitos son blandos y suaves, mientras que otros pueden ser densos y duros. Estos últimos son el resultado de un lento crecimiento, por lo contrario las incrustaciones blandas son depositadas rápidamente.

III.4.1.4 TIPOS DE INCRUSTACIONES

La composición de las incrustaciones es tan variada como la naturaleza de las aguas que la producen, sin embargo existen

tres componentes principales que se presentan en los campos petroleros: carbonato de calcio; sulfato de bario y sulfato de calcio; componentes menores, tales como sulfato de estroncio, carbonato de estroncio, carbonato de bario y carbonato de magnesio se encuentran asociados a los anteriormente citados; así mismo una incrustación contiene impurezas, tales como compuestos de fierro, aceite, parafinas, material orgánico, cloruro de sodio, etc.

1. INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO

Las incrustaciones de carbonato de calcio son las más frecuentemente encontradas en la explotación del petróleo. El carbonato de calcio puede identificarse fácilmente al contacto con un ácido mineral. La evolución de un gas inodoro indica la presencia de carbonatos.

El carbonato de calcio se forma de acuerdo con la siguiente ecuación:



La presión, la temperatura y la concentración de otras sales en solución tienen un marcado efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio. Cuando el dióxido de carbono está en contacto con el agua, se disuelve formando ácido carbónico; éste ácido tiene dos constantes de disociación, k_1 y k_2 . Como k_1 es mayor que k_2 , el ión hidrógeno de la primera ionización debe combinarse con el ión carbonato libre, formándose el ión

bicarbonato. Por lo tanto la precipitación de carbonato de calcio puede expresarse por la ecuación:



La disminución de la presión del sistema, como es el caso que presenta desde la vecindad del pozo y a través de todo el equipo superficial y subsuperficial, propicia la liberación de dióxido de carbono y consecuentemente disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Este desequilibrio químico promueve la precipitación e incrustación de carbonato de calcio. La solubilidad del carbonato de calcio con respecto a la temperatura, afecta inversamente la producción de aceite y agua de los pozos, incrementando la solubilidad del carbonato de calcio; sin embargo este efecto es considerablemente menor que aquél que produce la pérdida de dióxido de carbono por caídas de presión. La presencia con el agua de producción de sales que no tienen un ión común, incrementan la fuerza iónica de la solución. Esta fuerza ejerce un efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio, la solubilidad se incrementa hasta un determinado contenido de cloruro de sodio en el agua, disminuyendo después de esta cantidad.

2. INCRUSTACIONES DE SULFATO DE CALCIO

Las incrustaciones de sulfato de calcio son más duras y densas que las de carbonato de calcio. La precipitación de sulfato de calcio se expresa en la forma siguiente:



Los principales factores que propician este tipo de incrustación son: la temperatura y la presencia de iones no comunes.

La mayoría de las incrustaciones encontradas en campos petroleros, provienen de la mezcla de aguas producidas de diferentes intervalos productores. Si se establece el contacto entre un agua que contiene una elevada concentración de iones calcio y otra de iones sulfato, ocurre la precipitación, hasta que la concentración de sulfato de calcio en solución se reduce al límite de su solubilidad.

3. INCRUSTACIONES DE SULFATO DE BARIO

Dentro de las incrustaciones comunmente encontradas en la explotación del petróleo está la de sulfato de bario, que es la más difícil de eliminar, ésta se forma por la reacción entre los iones bario y sulfato, como se muestra en la ecuación:



La solubilidad del sulfato de bario en presencia de otra sal a diferentes temperaturas, es mucho más baja que la del sulfato y carbonato de calcio.

En la mayoría de los casos, las incrustaciones de sulfato de bario se forman como consecuencia de la mezcla de dos aguas incompatibles, una conteniendo iones bario y otra iones sulfato.

III.4.1.5 REMOCION DE INCRUSTACIONES

Detectada una incrustación es necesario determinar la severidad de la misma y seleccionar el método de remoción más adecuado.

Las incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3), son fácilmente removibles con soluciones de ácido clorhídrico. Sin embargo, la persistente depositación de carbonato de calcio y la aplicación continua de este método de remoción propicia la corrosión del cuerpo metálico aún con la utilización de inhibidores de corrosión. Consecuentemente se presentará el problema de sustituciones periódicas del equipo subsuperficial y superficial de producción. Esto debido a la continua disminución de la producción que experimenta el pozo al irse incrustando, llega a ser inoperante la aplicación de este método de remoción.

La remoción de los depósitos de sulfato de calcio (CaSO_4), es un problema difícil a menos que contengan suficiente carbonato de calcio para que puedan ser desintegrados por una solución ácida. El sulfato de calcio sólo es ligeramente soluble en ácido, por lo que sus depósitos deben removerse mediante otros métodos. Sin embargo, una vez formados estos depósitos pueden eliminarse utilizando métodos mecánicos de remoción.

Dado el carácter de los depósitos de sulfato de bario (BaSO_4), por su dureza y alta resistencia a cualquier agente químico es necesario recurrir a métodos mecánicos de remoción. Este procedimiento es de uso restringido, ya que únicamente puede aplicarse cuando la incrustación se encuentra accesible a herramientas especiales. Los métodos de remoción no eliminan el

problema en sí mismo; en los casos en que los depósitos incrustados se han eliminado totalmente y la producción se ha restaurado, el pozo se incrusta nuevamente en unos cuantos meses, con la consecuente declinación de la producción.

III.4.1.6 METODOS DE PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES

En la mayoría de los casos es preferible prevenir la depositación de incrustaciones mediante el uso de agentes químicos, que depender de los métodos de remoción de incrustaciones.

Cuando se ha determinado la posibilidad de formación de una incrustación, así como los factores que promueven su depositación, la solución más práctica es eliminar las causa. Si la incrustación se forma como resultado de la mezcla de aguas incompatibles, el aislamiento de las mismas es la solución al problema. Sin embargo en general las causas de la depositación de una incrustación no son posibles de eliminar en su totalidad y el camino viable es la utilización de métodos de prevención.

La formación de una incrustación puede prevenirse por dos métodos: control del PH y la utilización de inhibidores de incrustación.

La aplicación del primer método está limitada a los pozos de inyección y equipo superficial, donde se pueden utilizar soluciones ácidas para disminuir el PH del agua, con lo cual se estabiliza el bicarbonato y bisulfato por abatimiento del PH. sin embargo, el procedimiento tiende a establecer un medio

corrosivo y en la mayoría de los casos es más efectiva la aplicación de productos químicos inhibidores de incrustación.

Un inhibidor de incrustación es un producto químico que impide el desarrollo y precipitación de los cristales que forman un depósito de sales. En general, los inhibidores de incrustación, dependiendo de sus características químicas, trabajan mediante dos mecanismos; formando complejos solubles al combinarse con los iones que tienden a precipitarse, y modificar el crecimiento de los cristales, permitiendo la formación de núcleos, pero impidiendo su posterior crecimiento, el primer mecanismo es más económico cuando la concentración de iones incrustantes es más pequeña, pues se requieren relaciones 1:1, 2:1 o aún mayores de agente quelante a ión incrustante. El segundo mecanismo resulta más económico y ocurre cuando el inhibidor forma una película que cubre el núcleo microcristalino, inhibiendo su posterior crecimiento. Esto propicia que unas cuantas partes por millón estabilicen cientos de partes por millón del catión formador de la incrustación. Esta concentración no es una constante, sino que depende de la temperatura, concentración de iones incrustantes y la composición química de la incrustación.

Convencionalmente de acuerdo con la forma física en que se presentan los inhibidores de incrustación, se clasifican en: Inhibidores de incrustación sólidos e inhibidores de incrustación líquidos.

Entre los inhibidores de incrustación sólidos se encuentran los polifosfatos y fosfatos de solubilidad controlada. Estos productos presentan el inconveniente de que trabajan hasta una

temperatura de 60°C. A mayores temperaturas sufren una reversión y precipitación, ocasionando un precipitado insoluble de fosfato de calcio, por lo que su utilización es restringida.

Los inhibidores de incrustación líquidos comprenden productos químicos pertenecientes a las familias de los fosfonatos, ésteres de ácido fosfórico y polímeros; se realizó un estudio comparativo sobre el efecto de estas familias químicas de inhibidores sobre las incrustaciones más comunes [carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de bario (BaSO_4), y sulfato de calcio (CaSO_4)], encontrando que los polímeros son los mejores inhibidores para BaSO_4 , los ésteres son bastante efectivos en la inhibición de CaSO_4 , y los fosfonatos son mejores para CaCO_3 , aunque también son buenos inhibidores para sulfato de bario y sulfato de calcio, aún a elevadas temperaturas.

III.4.2 DEPOSITOS ORGANICOS

III.4.2.1 ASFALTENOS

Un alto porcentaje de aceites crudos contienen sustancias asfálticas en forma coloidal, que pueden ser precipitados natural o artificialmente.

La presencia de las sustancias asfálticas provocan ciertos problemas, estos problemas consisten principalmente en: reducción de la recuperación por taponamiento del yacimiento, obturamiento de líneas de descarga, daño en instalaciones de

producción, formación de emulsiones estables. etc..

Se ha determinado mediante microscopios electrónicos y métodos de ultracentrifugación, que el material asfáltico en el crudo está constituido de partículas esféricas cuyo diámetro varía entre 30 y 65 Angstrom, considerando que el rango de los coloides está entre 10 y 5000 Angstrom, se infiere que dicho material se encuentra formando suspensiones coloidales en el aceite.

El material asfáltico está constituido principalmente de:

1. RESINAS NEUTRAS

Estas sustancias son hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular, insolubles en soluciones alcalinas y ácidas, y miscibles en derivados del petróleo.

2. ASFALTENOS

Son sustancias sólidas no cristalinas de color negro, mezcla de hidrocarburos de alto peso molecular con un fuerte acento aromático. Tanto los asfaltenos como las resinas neutras son solubles en benceno, cloroformo y bisulfuro de carbono; sin embargo los asfaltenos son insolubles en los destilados del petróleo.

3. ACIDOS ASFALTOGENICOS

Son sustancias solubles en soluciones alcalinas y en benceno. Puesto que los ácidos asfalgénicos sólo se encuentran en pequeñas cantidades, las resinas neutras y los asfaltenos se consideran los componentes más importantes del material asfáltico.

III.4.2.1.1 PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL MATERIAL ASFALTICO

En la explotación del petróleo se presentan problemas debido a la presencia de las sustancias asfálticas en los crudos tales como: precipitación a consecuencia de tratamientos con ácido, provocando el bloqueo de la zona estimulada, su depositación en el equipo de producción, su influencia en la formación de emulsiones y su efecto en la recuperación del aceite en los yacimientos.

1. FORMACION DE LODO ASFALTICO DURANTE ESTIMULACIONES CON ACIDO

La formación de lodo asfáltico durante estimulaciones con ácido ha sido un problema reconocido en muchas áreas. Generalmente causa obstrucciones en el medio poroso con un resultado adverso al tratamiento. El lodo asfáltico es un precipitado de material coloidal asfáltico que se presenta al contacto del aceite crudo con el ácido. Es una sustancia generalmente insoluble y es más fácil prevenir su formación que su remoción.

Estudios realizados con la formación de lodos asfálticos revelan que una gota de ácido colocada en aceite forma una película rígida capaz de encogerse y plegarse. Este fenómeno se observa solo en los aceites que presentan tendencias a formar lodos asfálticos. Los residuos de dichas películas permanentes tienden a unirse formando masas asfálticas negras. Pruebas adicionales indicaron que la cantidad de lodo asfáltico formado depende del tiempo de contacto entre el ácido y el aceite. Así mismo se notó que a mayor concentración de ácido se tiene mayor cantidad de lodo asfáltico, también se observó que en el

contacto de ácido gastado y aceite crudo se tiene material asfáltico.

Los lodos asfálticos son extremadamente difíciles de remover de la formación, debido a que es poco probable lograr un contacto íntimo entre un solvente y las películas de asfalto; además de los problemas que implica inyectar el solvente a la formación; de aquí que la solución más recomendable sea prevenir su formación. Para prevenir la formación de lodo asfáltico, en tratamientos de ácido, se han utilizado los siguientes métodos:

A) Empleo de emulsiones ácido

Solventes aromáticos, como fluido de tratamiento.

B) Empleo de aditivos

Que actúan como agentes estabilizadores de partículas asfálticas coloidales, como una barrera química entre éstas y el ácido.

En los pozos donde se presente el problema de limpieza cuando se acumula el material asfáltico en las tuberías del pozo, la manera de removerlos es con el empleo de métodos mecánicos.

2. DEPOSITACION DE SUSTANCIAS ASFALTICAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCION

Un problema reconocido en ciertas áreas es la depositación de material asfáltico en el equipo de producción del aceite, este problema se agudiza cuando el equipo no es accesible para efectuar operaciones de limpieza, tal es el caso de las líneas de

descarga de hidrocarburos de las plataformas marinas a tierra.

La depositación del material asfáltico puede ser el resultado de su precipitación durante el flujo del aceite desde el yacimiento, o también puede deberse al acumulamiento de asfalto aglutinado en determinadas secciones de las líneas de descarga; otra posible causa de los depósitos es la producción desde el yacimiento de la sustancia asfáltica en estado libre y aglutinado.

De estudios e investigaciones se encontró que el depósito que ocurre en el equipo de producción cuando el crudo contiene material asfáltico coloidal puede originarse por fenómenos de electrodeposición, precipitación de material asfáltico, por potenciales de corriente y por segregación de material asfáltico proveniente del rompimiento de emulsiones agua-aceite crudo. Otros estudios al respecto indican que el depósito de material asfáltico en el equipo de producción puede ocurrir como resultado de la combinación de todos los factores mencionados, incluyendo cambios extremos de temperatura durante el flujo de los hidrocarburos.

Determinaciones experimentales con crudos específicos que contienen material asfáltico revelaron que el depósito originado por éstos, puede removerse del equipo de producción por medio de solventes; se encontró que el cloroformo, el bisulfuro de carbono, el xileno, el benceno y los aromáticos pesados son efectivos para la remoción de dichos materiales, sin embargo de éstos los únicos disponibles por su manejabilidad son los aromáticos pesados.

III.4.2.2 PARAFINAS

Las parafinas son una mezcla de hidrocarburos alifáticos (de cadena abierta) saturados, son un compuesto de alto peso molecular (26 a 50 carbonos) de fórmula general:



Los principales componentes de los depósitos de crudo parafínico son:

- La parafina o la porción de cera.
- La porción de aceite.

Estos depósitos de crudo tienen contenidos de cera que varían entre 50% y 70% . Las ceras son hidrocarburos cristalinos de alto peso molecular y cadenas de carbono.

III.4.2.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CREACION DE PARAFINA

Los cuatro factores que afectan la cantidad de producción de hidrocarburos de alto peso molecular en el crudo son:

- El tiempo.
- La temperatura del crudo.
- La temperatura de la superficie del depósito.
- El movimiento relativo entre el crudo y la superficie del depósito.

III.4.2.2.2 REMOCION DE DEPOSITOS PARAFINICOS

En la remoción de los depósitos parafinicos de una superficie, se utilizan dos métodos; el método mecánico y el método químico.

1. EL METODO MECANICO

El sistema más económico para controlar la adhesión de parafinas, ha sido eliminándolas después de que se ha formado, utilizando el método mecánico, el cual se ejecuta con el equipo de línea acerada, empleando raspadores y cortadores mecánicos; estas herramientas son corridas frecuentemente, dependiendo de la severidad del problema.

2. METODO QUIMICO

La técnica más nueva en eliminación química utiliza agua o aceite caliente con un dispersante.

El agua o el aceite caliente funde y suelta el depósito de parafinas de la tubería.

El dispersante químico mantiene los cristales parafinicos dispersos en el agua o el aceite, mientras se enfría durante el proceso de limpieza; el dispersante funcionará a un menor grado en agua fría o aceite.

III.4.3 DEPOSITOS INORGANICOS

III.4.3.1 ARENAMIENTO

La explotación de los campos petroleros en México se realiza principalmente en yacimientos pertenecientes al Terciario y al Cretácico , siendo en los primeros donde más problemas de arenamiento se presentan, ya que algunos están formados por arenas no consolidadas; es muy común que ciertos pozos manejen altos contenidos de arena desde el inicio de su explotación y en ocasiones hasta el final de la misma. La arena es un material altamente abrasivo, su asentamiento produce el arenamiento de los pozos con la consecuente obstrucción.

Las causas por las que se produce son:

Fuerzas de arrastre, que hacen que las partículas se muevan o se queden.

Reducción en la resistencia compresiva por agua asociada con la producción que puede disolver el cementante o a la reducción de las fuerzas capilares.

Permeabilidad efectiva al aceite, reducida por aumento de saturación de agua.

Declinación de la presión del yacimiento, que aumenta las fuerzas de compactación y puede causar desequilibrio del material.

III.4.3.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR EL ARENAMIENTO

La acumulación de arena frente al intervalo productor y en el interior de la tubería de producción origina daños, éstos son:

Tubería de producción obstruida.

Obturamiento de las válvulas de inyección de gas.

Atrapamiento de empacadores y/o tubería de producción.

III.4.3.3 CONTROL DEL ARENAMIENTO

En algunas áreas es tal el índice de aportación de arena, que por taponamiento se abate la producción del pozo; para que esto no suceda, es necesario eliminar el arenamiento empleando algún método.

Existen dos métodos para el control del arenamiento y son: consolidación con materiales químicos y retención mecánica.

El primero consiste en la inyección de una resina al yacimiento, la cual consolida los granos de arena y evita su migración hacia el pozo; este método es poco recomendable debido a su alto costo, sobre todo en pozos con intervalos abiertos grandes que contengan arenas lutíticas o escasas reservas.

El método mecánico es el más usado y se basa en la colocación y engravamiento de un cedazo frente a la formación productora.

Antiguamente se efectuaba el control del arenamiento en los intervalos productores de la siguiente forma; colgando cedazos

prefabricados con tramos de T.P. ranurados, empacándolos con grava.

Actualmente se usa el método de empaçar cedazos entre las paredes de la tubería de revestimiento o del mismo agujero descubierto, frente al o los intervalos de explotación; este método se describe a continuación:

LIMPIEZA DEL POZO

Por lo general los pozos ademados y con arena, se limpian por circulación con tubería franca, la cual lleva en su extremo inferior un niple de aguja, o sea un pedazo de tubo cortado en forma transversal. Además debe meterse barrena y escareador para acondicionar la tubería de revestimiento enfrente de los disparos y evitar que se dañe el cedazo al bajarlo; en caso de tener pozos con baja presión de fondo, que no permiten el uso de un fluido de circulación, el desarenamiento se efectúa con una cubeta mecánica con el cable de sondeo o con la línea acerada; este procedimiento es muy lento y no es económico cuando se tienen tramos muy grandes para desarenar. Los fluidos de circulación usados por lo general son diesel o agua salada, actualmente se desarenan los pozos circulando espumas estables preformadas.

Durante la limpieza del pozo se toman muestras de arena recuperada para su análisis granulométrico; este análisis sirve para determinar el tamaño de la grava por usar y diseñar el cedazo necesario. El material para los cedazos es arena Ottawa, con dimensiones de grano de 0.040 a 0.060 μ g, la cual sirve para impedir el paso de la arena de la formación al interior de la

tubería de producción. El volumen necesario de grava será para cubrir el espacio entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento y el diámetro exterior de los cedazos; se calcula con base en las dimensiones de los accesorios y en altura debe ser hasta la profundidad del cedazo corto .

COLOCACION DEL CEDAZO Y ENGRAVAMIENTO

Una vez colocado el cedazo hasta la profundidad programada, se establece circulación directa y se inicia el bombeo de la grava por etapas, de acuerdo a la capacidad del tanque mezclador. La grava suspendida en el fluido es desviado (al llegar a la herramienta soldadora) hacia el espacio anular, a través de unos orificios situados abajo de las copas selladoras para descargar por el espacio anular, en esta forma se continúa bombeando la grava, hasta cubrir toda la longitud del cedazo, vigilando en el manómetro la presión de circulación. Al cubrir la grava el cedazo corto o "chismoso", el fluido ya no puede regresar por la tubería lavadora, suspendiéndose la circulación en el espacio anular y notándose un incremento brusco en la presión de bombeo, en seguida se procede a soltar el cedazo, dando vueltas para desconectar la junta soldadora, se levanta la tubería y se circula para eliminar el exceso de grava.

Una vez recuperada la herramienta soldadora, se procede a la terminación del pozo de acuerdo al sistema de explotación que sea necesario, conectando el extremo inferior del aparato de producción a la boca del cedazo; antes de poner el pozo en operación, se debe comprobar esta conexión, calibrando con línea de acero tanto el aparato de producción como el interior del

cedazo.

En pozos con tubería de revestimiento la preparación consiste en dos etapas:

En la primera, se coloca la grava en el espacio anular comprendido entre la formación y la T.R., a través de las perforaciones de la T.R., por medio de presión como si fuera una cementación forzada.

En la segunda, se coloca grava en el espacio anular entre la T.R. y el cedazo, por el método descrito para el caso de agujero descubierto.

EMPAQUETAMIENTO A TRAVES DE LAS PERFORACIONES DE LA T.R.

A). Antes de introducir la grava, las paredes de la formación arenosa deben ser limpiadas de materiales de invasión, con tratamientos de lavado o por sondeo. Se hace una comprobación de la limpieza bajando la T.P. hasta la profundidad interior.

B). Mediante un fluido viscoso transportador, la grava es forzada a través de las perforaciones hacia las paredes de la formación, y las fracturas naturales o inducidas. La grava sobrante se regresa a la superficie por circulación. También puede usarse T.P. y empacador cuando se quiere aliviar de la presión de inyección a la T.R.

C). Una vez extraído el exceso de grava del interior de la T.R., se llena el espacio anular, T.R. y cedazo, con grava, por el método utilizando en un pozo con agujero descubierto.

El angravamiento se efectúa empleando los siguientes accesorios:

Tapón ciego

Es una porción de tramo de tubería de producción sellado en su parte inferior, figura 13.

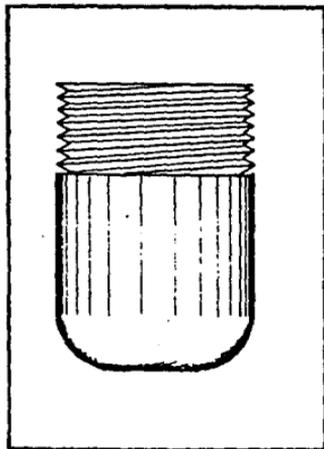


Fig. 13

Tramos de cedazos necesarios; se construyen en longitudes de 7.62 a 9.15 m., están hechos de tubería de producción de diferentes diámetros, y en el cuerpo de ésta se le hacen una serie de orificios que son cubiertos con una malla inoxidable de distintos diámetros de abertura, soldándose en cada extremo del tubo, figura 14.

Tramo de cedazo corto (chismoso) de la misma construcción y en longitudes de 0.50 a 1.50 m., se emplea como indicador en la operación del engravamiento, figura 15.

Camisa soltadora (BOT), está formada de dos piezas, una camisa pulida y una funda; la camisa se introduce con el aparejo de cedazos y al terminar el engravamiento queda como extremo superior de pesca para acoplarse con la funda cuando ésta se introduce con el aparejo de producción, figura 16.

Desviador de flujo; es la herramienta básica para efectuar este tipo de operaciones , tiene dos elementos de hule (copas) y arriba de éstos en el cuerpo, se encuentran los orificios de circulación, su función es la de invertir el flujo de la grava con el fluido de control del interior de la tubería hacia el espacio anular através del orificio desviador, para que los cedazos queden empacados hasta la altura del cadazo corto, figura 17.

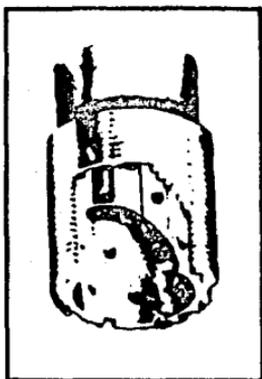


Fig. 14

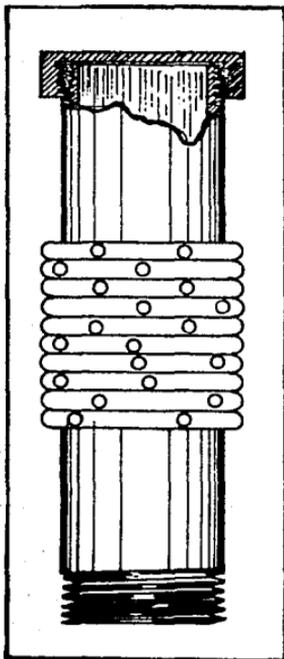


Fig. 15

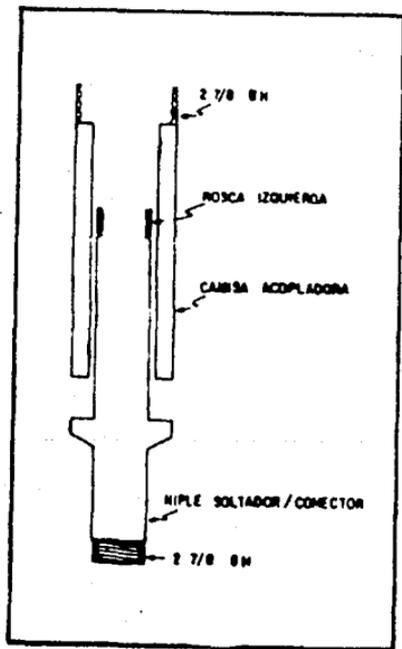


Fig. 16

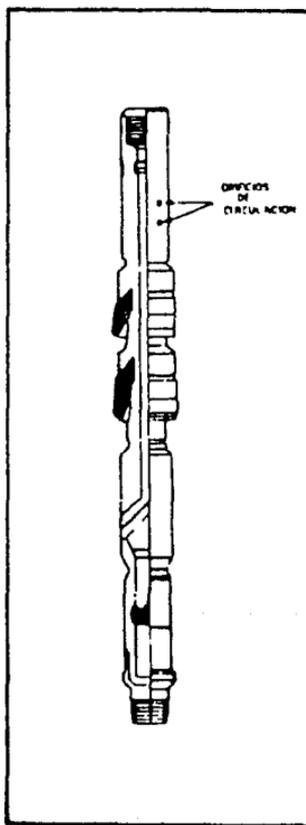


Fig. 17

III.4.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA REMOCION DE OBTURAMIENTOS

III.4.4.1 HERRAMIENTAS DE PERCUSION

Las herramientas de percusión se emplean para la limpieza de pozos en áreas depresionadas, donde con circulación de fluidos sería imposible hacerlo, ya que estos se perderían en el yacimiento.

Para la eliminación de impurezas que bloquean el intervalo productor, se recomienda el uso de las herramientas de golpe, las cuales son:

Desarenador hidrostático Cavins modelo " C ".

Herramienta moledora Baker A-1.

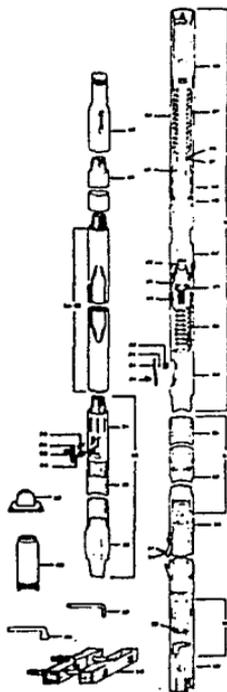
1. DESARENADOR HIDROSTATICO CAVINS MODELO " C "

Normalmente se usa para extraer arena u otro tipo de impurezas que existan en el fondo del pozo.

Para su buen funcionamiento se requiere una columna de fluido estático de 150m, con el fin de suministrar la energía hidráulica necesaria para crear la acción de succión de la herramienta.

Este desarenador se compone básicamente de las siguientes partes, mostradas en la figura 18.

- 402 - CARBUJILLO SUJETABLE
 403 - BARRA DE FONDO
 500 - CONJUNTO DE BARRA DE PERFORACION DE BOMBA
 (RESPONSIBLE COMO UN ACCESORIO)
 200 - CONJUNTO DE LA CAMARA DE ASPIRACION
 211 - CARBETAL DE LA CAMARA DE ASPIRACION
 212 - ASIENTO DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 213 - ESFERA DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 214 - MUELLE DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 215 - TORNILLO DE MANEJA DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 231 - TUBO DE LA CAMARA DE ASPIRACION
 232 - SUPLENTE INFERIOR
 460 - CONJUNTO DE LA VALVULA DE SUCCION
 462 - CONEXION SUPERIOR
 464 - TUBO AGUA DE MUELLE PRINCIPAL
 465 - ANILLO DE DIENTE HERMOSO
 466 - GUIA DE ANILLO DE DIENTE DIVIDIDO
 467 - MANDRIL
 468 - CAMARA DE LA VALVULA
 469 - TUBO LAVABO
 472 - VALVULA SUJETA DE SUCCION
 473 - ASIENTO DE LA VALVULA
 474 - CUERPO DE LA VALVULA
 475 - VALVULA DE ASIENTO
 477 - MUELLE PRINCIPAL O RESORTE PRINCIPAL
 478 - ANILLOS DE APOLLO
 479 - ANILLO "O"
 480 - MUELLE DE LA VALVULA
 212 - ASIENTO DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 213 - ESFERA DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 214 - MUELLE DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 215 - TORNILLO DE MANEJA DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
 303 - CONJUNTO DEL TUBO DE CARGA
 304 - TUBO DE CARGA DE ACOMPLAMIENTO
 307 - TUBO DE CARGA
 SUSPENSIÓN DEL REVESTIMIENTO
 PROTECTOR INTERIOR
 310 - REVESTIMIENTO PROTECTOR INTERIOR
 311 - EMPUJAMIENTO BAJO
 312 - EMPUJAMIENTO ALTO
 320 - CONJUNTO DE LA CAMARA INFERIOR
 322 - VALVULA BATIDORA CON ARTICULACION
 324 - VALVULA DE ASIENTO MANTEN DEBONABLE
 (EXCLUSIVAMENTE EN TALLADO "C") (EN UNO DE LOS)
 150 - ZAMBIA COMPLETA CON CAMISA AJUSTABLE
 140 - MUESTRAS DE DESCARGA
 023 - TAPA DE LA VALVULA PARA PRUEBA DE PUNTA DE AIRE
 025 - LLAVE DE ASIENTO DE VALVULA DE SEGURIDAD
 027 - LLAVE DE TORNILLO DE MUELLE DE LA VALVULA
 DE SEGURIDAD



DESARENADOR HIDROSTATICO
 CAVINS MODELO "C"

Fig. 18

FUNCIONAMIENTO

Antes de iniciar cualquier operación, es importante verificar la hermeticidad de la cámara de succión (parte N° 460 de la figura 18), para lograr una presión diferencial efectiva, verificar el nudo (roseta), que se coloca en el casquillo sujetable (socket, parte N° 402 de la figura 18), ya que de éste dependen la seguridad para las operaciones que se lleven acabo.

Seleccionar la zapata adecuada para la limpieza que se vaya a efectuar, considerando la compactación de los sólidos depositados en el fondo del pozo.

Las zapatas más usuales son:

A) Zapata tipo plana con camisa ajustable.

Esta zapata y sus accesorios se utilizan para arena suelta, los orificios laterales que tiene la camisa ayudan a aspirar la arena, figura 19.

B) Zapata tipo punta redonda con camisa ajustable

Es similar a la zapata plana, se usa para extraer arena suelta; la cara redonda permite entrar fácilmente dentro de la tubería de revestimiento, figura 20.

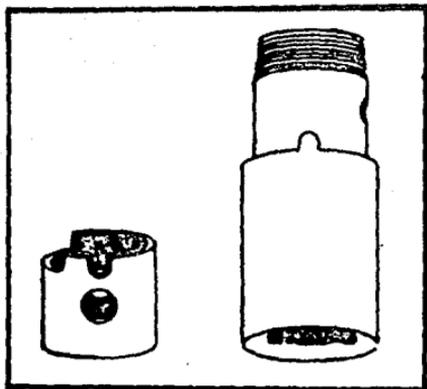


Fig. 19

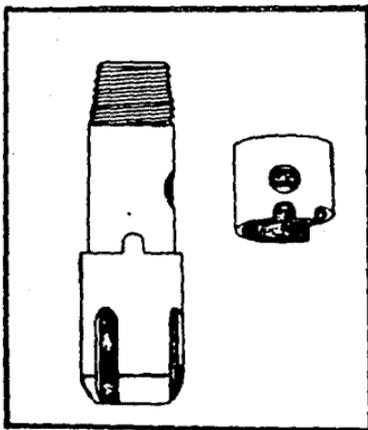


Fig. 20

C) Zapata tipo tajadera

Se usa para fragmentar arena de empaquetadura, está hecha de aleación de acero, tratado al calor y pulido en el filo figura 21.

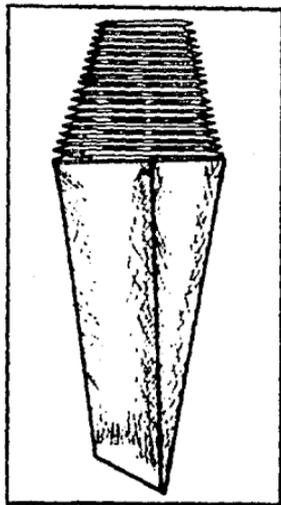


Fig. 21

Después de checar los puntos anteriores y seleccionar la zapata que más convenga, armar el desarenador.

Desde que se inicia el descenso, la válvula guía o de succión (parte N° 472) permanece cerrada, sellando el tubo de

la cámara de aspiración con aire a presión atmosférica, (parte N° 231). En el primer viaje bajar a velocidad moderada para determinar perfectamente el nivel del fluido; la altura de nivel de fluido en el pozo determina la cantidad de presión hidrostática creada por la columna de líquido; la cámara de aspiración permanece cerrada mientras está siendo sumergida dentro del líquido del pozo. Cuando el desarenador alcanza la cima de la parte obturada por arena, esquistos o cascajo, aflojar la línea del cable de acero de 1 a 3m; con esto se está aplicando peso con la barra de sondeo (parte N°403), ésta golpea la parte superior del conjunto de la válvula de succión deslizando el tubo lavador (parte N°469), a la vez que empuja y abre la válvula de succión (parte N°472). Pasando el fluido retenido en el conjunto del tubo de carga (parte N°307) al tubo de cámara de aspiración (parte N° 231), momento en que se efectúa la presión diferencial, el fluido se mueve a gran velocidad succionando instantáneamente el material suelto como arena, esquistos y cascajo dentro del tubo de carga.

Repita esta operación tres veces como máximo en la forma antes indicada, la retención del fluido y carga de impurezas se se lleva a cabo al cerrarse la válvula batidora con articulación (parte N°322).

PROCEDIMIENTO PARA DESCARGAR EL DESARENADOR

Con una llave manual, girar media vuelta a la derecha el conjunto de la camisa inferior (parte N°320), haciendo coincidir la ventana a la camisa antes mencionada con la ventana del tubo

fijo que sujeta en la parte inferior la válvula batidora (charnela). No situarse enfrente de la ventana de descarga, a causa de la presión que hay dentro de la herramienta.

Una vez descargando el tubo de carga, con el desarenador aún colgando, aplicar peso sobre el conjunto de la válvula de sección, con el fin de comprobar la descarga del tubo de la cámara de aspiración. Así queda preparado para el próximo funcionamiento. Cerrar el conjunto de la camisa inferior girando media vuelta a la izquierda, figura 22.

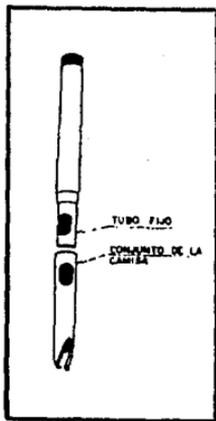


Fig. 22

2. HERRAMIENTA MOLEDORA BAKER A-1

Esta herramienta proporciona una manera segura, sencilla y económica de preforar tapones puente, retenedores de cemento, limpiar arenas compactas o cualquier otro material que sea perforable, figura 23.

Las partes que la componen son:

- Barrena.
- Válvula de retención (charnela).
- Barril.
- Pistón.

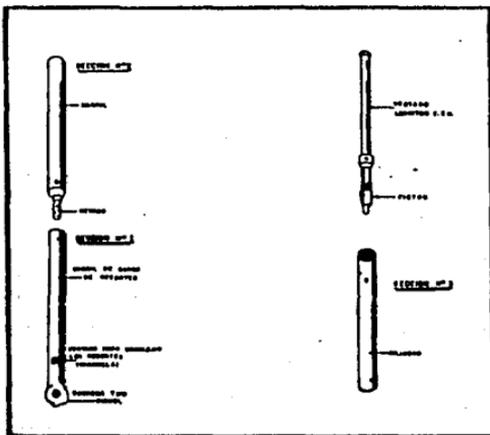


Fig. 23

Las barrenas que se usan son:

A) Barrena tipo estrella

Se usa para perforar cemento y arenas compactas, figura 24.

B) Barrena tipo cincel

Se usa para perforar retenedores de cemento, empacadores, etc, figura 25.



Fig. 24

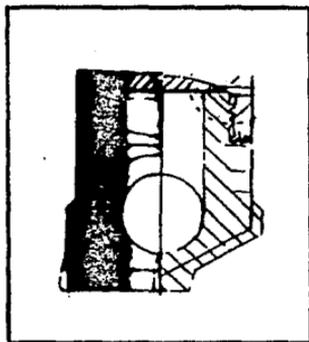


Fig. 25

FUNCIONAMIENTO

Antes de iniciar cualquier operación verificar la efectividad del nudo (croseta) y la correcta colocación de las cuñas que sujetan al cable, alojadas en el interior de la cabeza de conexión superior (socket).

Al realizar el primer viaje, bajar a una velocidad moderada para determinar el nivel del fluido, evitando con esto posibles daños al cable.

Para su buen funcionamiento se requiere un mínimo de 9m de tierante de fluido para que la bomba de esta herramienta succione los recortes que se acumulan en cada golpe; sin embargo si los recortes caen a través del empacador, el fluido no es necesario.

PROCEDIMIENTO CUANDO SE USA BARRENA ESTRELLA

Después de checar el fondo, bombear 8 carreras del pistón, perforar 2 ó 3 carreras completas, utilizando una altura de caída máxima de 1.5m. Antes de levantar la herramienta del fondo, se deben efectuar un mínimo de 5 carreras completas de bombeo.

Cuando el perforador A-1 esté en la superficie, se deben checar los recortes cuidadosamente, ya que su apariencia y constitución indicarán el procedimiento a seguir. Si los recortes son de cemento blando y lodo contaminado, repita el

primer paso. El cemento blando puede recuperarse fácilmente desmenuzándolo.

Cuando la medida de recortes recuperados indiquen el inicio de perforación en cemento firme, puede aumentar gradualmente a 10 minutos por corrida como máximo, así como la altura de caída en la carrera de perforación; es muy importante que después de 5 carreras de perforación se efectúen un mínimo de tres carreras de bombeo, al continuar perforando, el número de carreras de bombeo en relación con el número de carreras de perforación, debe disminuir gradualmente, siempre que la recuperación de cortes se mantenga en relación directa a la perforación hecha.

PROCEDIMIENTO PARA VACIAR LOS CORTES DEL BARRIL

Asegurarse de que no existe ninguna presión atrapada en la herramienta; en caso de encontrarse se debe eliminar dicha presión antes de mover la tapa del barril.

Quitar el tornillo que sostiene la tara retenedora y darle vuelta hasta que la ranura quede en una misma línea con la del barril.

III.5 OPERACIONES DE PESCA

Uno de los grandes problemas que afectan la intervención de un pozo son los pescados, que se originan en su interior y pueden ocurrir por varias causas, siendo las más comunes las fallas de algún componente del equipo superficial; el estado mecánico de los accesorios y herramientas de un aparejo de producción o de trabajo, y en algunos casos debido a operaciones mal efectuadas.

Es importante conocer los procedimientos y rutinas que se realizan para recuperar un pescado, porque de esto dependerá la continuidad en las operaciones hasta culminar la intervención de un pozo.

Durante el movimiento de tuberías y operaciones de las distintas herramientas, es fundamental evitar que ocurra un pescado, ya que esto puede ocasionar desde pérdidas de tiempo, operaciones fallidas, falta de recuperación de hidrocarburos, hasta la pérdida total de un pozo petrolero.

III.5.1 DEFINICION DE PESCA

El término " PESCA " se deriva de la práctica primitiva de las herramientas de cable al colgar un gancho o lanza de fabricación casera en el agujero, en el intento de enredar un cable roto de perforación y así recuperar la herramienta que está enlazada.

La pesca se describe como una operación o procedimiento que se efectúa dentro de un pozo petrolero, con el objeto de remover materiales, recuperar herramientas o tuberías que impidan o afecten la perforación, terminación o reparación de un pozo.

La pesca se ha convertido en el arte y la ciencia de sacar el equipo roto o atorado, y los materiales pequeños no perforables; el pescado puede ser cualquier cosa, desde una parte o toda la sarta de perforación hasta pequeños pedazos de equipo como conos de barrena, herramienta o cualquier material accidentalmente caído dentro del agujero, aun pequeños pedazos piritita de hierro que se presentan naturalmente en algunas formaciones y se pueden aflojar e impedir la perforación hasta el grado que se tiene que pescar.

III.5.2 CAUSAS DE PESCA

Existen muchas y muy variadas causas, pero dentro de las más comunes en el campo se citan las siguientes:

1. FALLAS DEL EQUIPO SUPERFICIAL

El equipo superficial abarca todos aquellos accesorios que se utilizan en la superficie del pozo, con el fin de que las operaciones que se efectúan sean adecuadas con la intervención. dentro de ellos podemos señalar los siguientes:

Cuñas para tuberías, elevadores, llaves manuales mecánicas,

hidráulicas y neumáticas, poleas (corona, polea viajera, de sondeo etc.), cables de acero, freno mecánico, malacate, bomba de lodo, mesa rotatoria e indicador de peso.

Las principales fallas son:

dados, pernos, asas, tornillos, quijadas en mal estado, rotura o desgaste, rotura de flecha o cadenas de transmisión, falta de potencia para levantar recortes, fuga de aceite, falta de fluido, etc.

2. FALLAS EN EL EQUIPO SUBSUPERFICIAL

Se conoce como equipo subsuperficial a las herramientas o accesorios que se introducen al pozo, ya sean recuperables o permanentes. Las herramientas más comunes que se usan en reparación de pozos son: tuberías de revestimiento, de trabajo, lastabarrenas, sustitutos de enlace, molinos y barrenas, así como aparejos de producción y herramientas geofísicas.

Las fallas más comunes son: roturas y colapsos de tuberías, rotura de coples, desgaste en las juntas, cuerdas en mal estado, aparejos deteriorados, inadecuados, corroidos o erosionados.

3. FALLAS POR OPERACION INADECUADA

Estas fallas ocurren por desconocimiento, falta de habilidad o por el estado anímico inadecuado de la persona que ejecuta una operación, dentro de estas fallas las más frecuentes son: jalones bruscos e incorrectos arriba del rango de operación de las tuberías y herramientas, rotación incorrecta e innecesaria, frenado brusco en el tambor del malacate,

atrapamiento de herramientas corridas con línea de acero y cable de geofísica.

4. DESCUIDO HUMANO

Estas fallas se originan por falta de conocimiento y práctica en la operación, las más frecuentes son: objetos pequeños como tuercas, tornillos o herramientas de mano introducidas en el pozo, frecuentes caídas de tuberías debido a que en ocasiones es abierto el elevador antes de tiempo, caídas de lastabarrenas, causado por falta de colocación del collarín arriba de las cufias mecánicas.

III.5. 3 CLASIFICACION DE LOS PESCADOS

Una de las clasificaciones más conocidas en el campo es por su forma:

1. PESCADOS TUBULARES

Este grupo comprende todos los pescados consistentes en tuberías de producción, de trabajo, de revestimiento y lavadoras así como lastabarrenas, bajo diferentes características para su recuperación.

2. PESCADOS NO TUBULARES

En este grupo se contemplan pescados tales como: alambre de acero, cables eléctricos o de acero, herramientas de equipo de

línea de acero, disparos y probadores de tuberías, así como herramientas de mano, dados de cuñas, baleros de barrenas, etc.

III.5.4 INFORMACION NECESARIA EN LA SELECCION DE PESCANTES

Los datos necesarios que se toman en consideración de los pescados se indican a continuación, ya que serán de gran ayuda para la selección de los pescantes a utilizar.

1. Causas del pescado
2. Longitud del pescado.
3. Peso del pescado.
4. Diámetro interior del agujero.
5. Diámetro exterior del pescado.
6. Geometría del pescado.
7. Tipo de material.
8. Características de la boca del pescado.
9. Situación de la boca en el pescado
10. Profundidad de la boca del pescado.
11. Pescado completo o fraccionado.
12. Condición del pescado (suelto o atrapado).
13. Características del atrapamiento.
14. Es resistente o frágil el pescado.
15. Existe giro o no.
16. Tiene paso interno libre o no.
17. Existe o no circulación a través de él.
18. Condiciones del pozo.

19. Agujero ademado o abierto.
20. Agujero amplio o restringido.
21. Opciones posteriores a la pesca.

III.5.5 SELECCION DE APAREJOS DE PESCA

Existen diversos factores que señalan el diseño ideal para determinado aparejo, tales como la boca del pez, la longitud del mismo, el tipo de fluido de control y las herramientas disponibles.

A continuación se presentan gráficamente los aparejos de pesca de mayor uso en el campo, y los accesorios opcionales para cada uno, según sea necesario seleccionar para la recuperación o destrucción del pescado.

1. Aparejo de limpieza y recuperación de materiales sueltos.
2. Aparejos de molienda con barrena o molino y zapata.
3. Aparejos de agarre exterior e interior.
4. Aparejos de corte exterior e interior.
5. Aparejos con herramienta de rotación inversa.
6. Aparejos con herramienta de jalón.

1A. APAREJO CONVENCIONAL DE LIMPIEZA

Se utiliza para limpiar las tuberías de revestimiento antes de introducir herramientas, tales como: empacadores, cementadores,

probadores, etc. figura 26.

1B. APAREJO PARA RECUPERACION DE MATERIALES SUELTOS

Se utiliza para la recuperación de materiales pequeños que se encuentren libres figura 27.

2A. APAREJO CONVENCIONAL DE MOLIENDA

Se utiliza para limpiar el interior de las tuberías de revestimiento de materiales como cemento, sedimentos, fierro, etc., figura 28.

2B. APAREJO CONVENCIONAL DE LAVADO O MOLIENDA CON ZAPATA

Su manejo es para molientes exteriores de empacadores y cementadores, o limpieza exterior de tuberías o latrabarrenas, figura 29.

3.A APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON ENCHUFE DERECHO, TARRAJA O MACHUELO

Se aplica para pescar accesorios tanto exterior como interiormente y que se encuentren libres de materiales consolidados, figura 30.

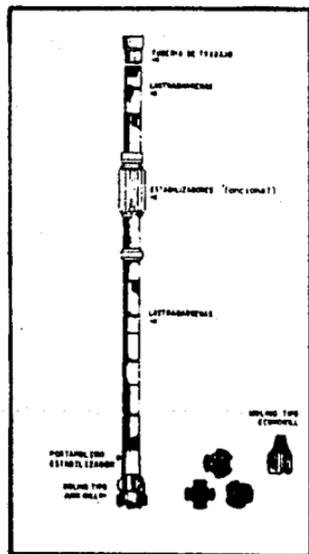


Fig. 28

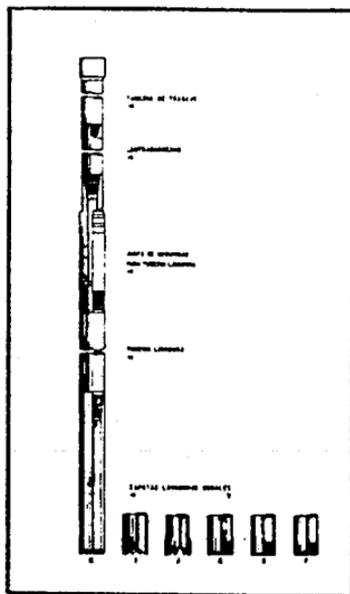


Fig. 29

3B. APAREJO CONVENCIONAL CON ARPON DESPRENDIBLE

Es manejado para después de que se efectúa el corte de tubería de revestimiento y se realice su recuperación, figura 31.

4A APAREJO CONVENCIONAL CON CORTA TUBO EXTERIOR

Se emplea para el corte y recuperación de tubería de producción, que está libre exteriormente, figura 32.

4B. APAREJO CONVENCIONAL CON CORTA TUBO INTERIOR

Como su nombre lo indica, su empleo es para el corte tanto de la tubería de revestimiento como de la tubería de producción, figura 33.

5. APAREJO CONVENCIONAL CON HERRAMIENTA INVERSORA DE ROTACION

Necesita de apoyo en las paredes de la T.R. y se utiliza para acortar y extraer longitudes largas de tuberías de pescada, figura 34.

6. APAREJO CONVENCIONAL DE PESCA CON HERRAMIENTA DE JALON

Su uso es un recurso extremo con que se cuenta para la recuperación de pescados atrapados con equipo de baja capacidad, figura 35.

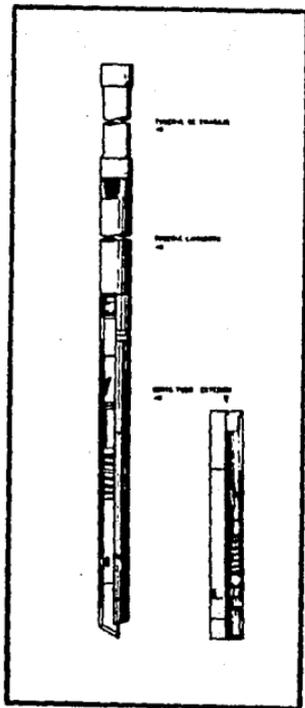


Fig. 32

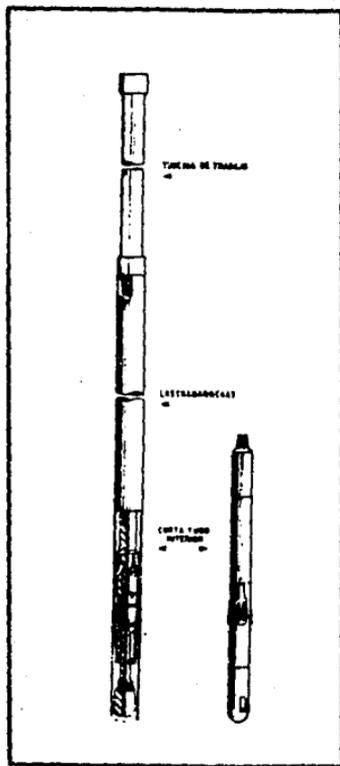


Fig. 33

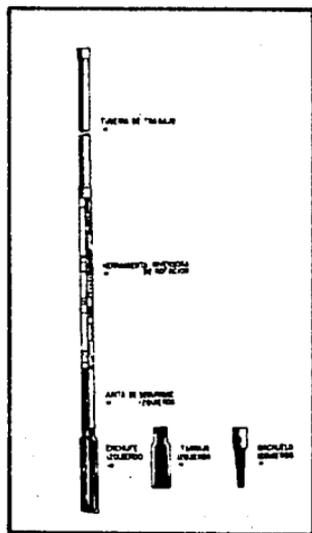


Fig. 34

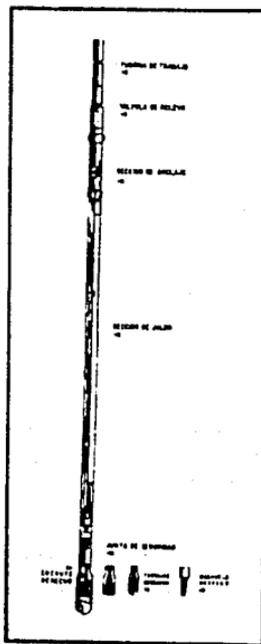


Fig. 35

Para la recuperación de un pescado, es importante seleccionar el adecuado aparejo de pesca que permita la recuperación del mismo, ya que de no ocurrir esto se prolonga el tiempo de la intervención y en algunos casos se abandona el pescado.

Los problemas de pesca que suceden son muy variados, en las tablas siguientes se verán los diferentes pescados y las herramientas a utilizar en cada caso:

PESCADO NO TUBULAR	HERRAMIENTA A UTILIZAR
ALAMBRE DE ACERO, CABLES ELECTRICOS Y DE ACERO.	ARPON CON ARANDELA.
HERRAMIENTAS CON EQUIPOS DE ACERO, DISPAROS Y PROBADORES DE TUBERIAS	ZAPATAS CON GAVILANES O ZAPATAS DE FRICCIÓN
HERRAMIENTAS DE MANO, DADOS DE CUÑAS, CONOS Y BALEROS DE BARRENA	CANASTA DE CIRCULACION INVERSA CANASTA DE FONDO CANASTA MAGNETICA O CANASTA COLECTORA

PESCADO TUBULAR	HERRAMIENTA A UTILIZAR
TUBERIA FRANCA (BOCA DE PESCADO UNIFORME)	ENCHUFE JUNTA DE SEGURIDAD
TUBERIA FRANCA (BOCA PESCADO IRREGULAR)	TARRAJA JUNTA DE SEGURIDAD (EN CASO NECESARIO CONFORMAR BOCA)
APAREJOS DE PRODUCCION DE LIMPIEZA O MOLIENDA ATRAPADOS CON CEMENTO ARENA, CHATARRA O SOLIDOS DEL FLUIDO DE CONTROL. (BOCA DE PESCADO UNIFORME)	ENCHUFE JUNTA DE SEGURIDAD HERRAMIENTA DE PERCUSION
APAREJOS DE PRODUCCION DE LIMPIEZA O MOLIENDA ATRAPADOS CON CEMENTO ARENA, CHATARRA O SOLIDOS DEL FLUIDO DE CONTROL. (BOCA DE PESCADO IRREGULAR)	TARRAJA O MACHUELO JUNTA DE SEGURIDAD HERRAMIENTA DE PERCUSION (EN CASO NECESARIO CONFORMAR BOCA)
TUBERIAS DE REVESTIMIENTO Y LAVADORAS	ARPON DESPRENDEDOR O MACHUELO JUNTA DE SEGURIDAD SUBGOLPEADOR
DESCONECCION DE TUBERIAS DE PRODUCCION O DE TRABAJO	ENCHUFE, TARRAJA O MACHUELO IZQUIERDO CON HERRAMIENTA INVERSORA DE ROTACION O TUBERIA IZQUIERDA, CORDON EXPLOSIVO
CORTE DE TUBERIAS DE PRODUCCION O DE TRABAJO.	CORTATUBO INTERIOR O EXTERIOR CORTADOR QUIMICO

En algunas ocasiones no puede recuperarse el pescado con los aparejos de pesca convencionales, por lo que se programa destruirlo con el método de molienda.

Tales pescados son: empacadores, cementadores, tuberías de producción o de trabajos fijas en cemento, tuberías de revestimiento que se tengan que conformar o pescado que requieren lavarse; la herramienta que se proponga en estos casos depende del pescado que se trate:

PESCADO	HERRAMIENTAS A UTILIZAR
EMPACADORES, CEMENTADORES, TUBERIAS DE PRODUCCION O DE TRABAJO FIJAS EN CEMENTO	APAREJO DE MOLIENDA CON MOLINO JUNK MILL
LAVAR PESCADO (INTERIORMENTE)	TUBERIA FLEXIBLE
LAVAR PESCADOS (EXTERIORMENTE)	TUBERIA LAVADORA CON ZAPATA

III.5.6 PROCEDIMIENTOS EN LAS OPERACIONES DE PESCA

Existen muchas clases y tipos de herramientas de pesca; las herramientas que se usen dependen del tipo de pescado en el agujero, si el pescado esta atorado, pegado o libre; si está en agujero con tubería de ademe o en agujero descubierto; también dependen de la condición del agujero en el sitio de la rotura y la condición de la parte superior del pescado. Cada trabajo de pesca es único, pero existen ciertas técnicas básicas y herramientas que se utilizan en todas ellas, y éstas son las siguientes.

III.5.6.1 PESCA DE HIERROS

Quando se pierden en el agujero partes pequeñas de herramientas o hierros, se pueden recuperar con una o más de las herramientas hechas especialmente para este tipo de operación de pesca.

La canasta de hierros "Hechiza", es una de las más antiguas, sencillas y baratas de las herramientas de pesca y todavía se usa en la actualidad; cuando la canasta está a unas cuantas pulgadas del fondo del agujero, se gira lentamente y se baja sobre el hierro, como la canasta es aproximadamente del tamaño del agujero, los dedos tienen una tendencia a mover cualquier hierro alejándolo de la pared y depositándolo bajo de la canasta; entonces se aplica peso a la canasta, doblando los

dedos biselados hacia adentro para atrapar el hierro en el interior.

El sustituto para zapata generalmente se corre arriba de la barrena durante la perforación normal y arriba del tubo de lavado o arriba del molino en operaciones de molienda, recupera pequeños pedazos de hierro y recortes de molino

La canasta de núcleo para hierros para sacar conos o pedacera de hierro, se puede operar de dos maneras. La primera es correr la canasta hasta el fondo y empezar la circulación inversa, ésta levanta los hierros del fondo y los manda al mandril de la herramienta; los flejes se doblan hacia arriba para permitir que los hierros pasen, cuando se suspende la circulación o los hierros tratan de caer al fondo, unos resortes jalan los flejes a una posición horizontal.

La segunda manera es cortar un núcleo; si los hierros están centrados abajo de la herramienta, éstos permanecerán en la parte de arriba del núcleo cuando se corte el núcleo y se saque a la superficie, los flejes agarran y sujetan el núcleo para el viaje de salida.

Los hierros que se pueden magnetizar pueden recuperarse con un magneto para pesca; el magneto al llegar la herramienta al fondo, se corre abajo del cuerpo de la herramienta; después de que el agujero se limpia de recortes, el magneto se asienta sobre los hierros y se aplica peso para romper el pasador. Un resorte levanta el magneto y lo mete dentro del cuerpo de la herramienta junto con los hierros que se adhieren a él.

III.5.6.2 RECUPERACION DE TUBERIA DE PERFORACION

TUBERIA LIBRE

Un trabajo de pesca común es el que resulta cuando se rompe la tubería durante las operaciones que se realicen ; este tipo de rotura se llama "rotura por torsión", aunque la rotura generalmente la causa la fatiga del metal.

Una rotura por torsión puede detectarse en la superficie con una combinación de pérdida de presión de la bomba, pérdida de peso, reducción del torque al perforar, etc.

Si se sospecha de una rotura se deberá medir la sarta conforme se retira del agujero, después de que sale la parte superior de la rotura de la tubería se inspecciona visualmente porque proporciona una imagen inversa de la boca del pescado.

Si la parte superior del pescado se ha dañado, cerrado o hendido , se debe moler una porción del cuerpo, de preferencia hasta una porción más gruesa de la tubería, como un refuerzo o una unión de tubo.

Existen muchos tipos de molinos, sus superficies cortadoras están incrustadas con carburo de tungsteno muy duro y sus muchas formas y tamaños son indicativas de la forma como se deben usar; cuando se muele la parte superior del pescado, la rotación debe ser lenta para que no brinque de la parte superior del pescado y se vaya hacia abajo por un lado de él.

Cuando la parte superior del pescado está bastante liso, se prepara un overshot desprendible para correrlo en el fondo de la sarta de pesca; una sarta de pesca básica para pescar tubería

rota, consiste de suficiente tubería de perforación para llegar al pescado, un acelerador de martillo, una sarta de lastrarbarrenas, un martillo, una junta de seguridad y un overshot desprendible.

Antes de correr una sarta de pesca se deben tomar ciertas medidas en las herramientas, por ejemplo, la longitud armada de la herramienta de pesca, en conjunto debe tomarse en cuenta en los cálculos de cuantas lastabarrenas y cuanta tubería deberá correrse para llegar a la parte superior del pescado; la distancia que el pescado debe correr dentro del overshot antes de que se pueda agarrar.

El conjunto de pesca se corre hasta unos cuantos pies de la parte superior del pescado y se inicia la circulación para asegurarse de que esta limpia de recortes y esté libre el overshot de los sólidos de lodo; se puede bajar la sarta lentamente hasta tocar la parte superior del pescado con el objeto de asegurarse de la profundidad exacta del pescado; se sabrá cuando ha tocado el pescado si se registra una disminución de peso en el indicador, se marca la posición de toque en la flecha y se levanta la sarta.

Se inicia la rotación al bajar lentamente la sarta de pesca se tocará la tubería dentro del pozo y se conectará debajo de la herramienta; se deberá mover la flecha hacia abajo; si se está usando un overshot del tipo garra, el descenso y la rotación a la derecha forza la garra hacia arriba y esto permite que se expanda la garra y permite la entrada más fácil del pescado; una vez que ha pasado sobre el pescado, se parará la rotación y se

ejercerá una tensión hacia arriba de la tubería, el arrastre del pescado jala la garra hacia abajo y hace que se ponga en contacto y muerda el pescado, sujetándolo firmemente; la sarta se jala hacia arriba al mismo tiempo deberá haber un aumento de peso en el indicador igual al peso del pescado; cuando se saque el pescado no se deberá girar durante la desconexión de una parada de tubería, porque la rotación a la derecha regresará el pescado sacándolo del overshot; cuando la parte superior del pescado se jala a través de la mesa rotaria, se sella el pescado golpeando hacia abajo contra las cuñas de la rotaria para romper el bloqueo, entonces se gira lentamente el pescado a la derecha y se eleva gradualmente (aproximadamente $1\frac{1}{2}$ pg por cada vuelta completa del overshot), hasta que la herramienta quede libre del pescado; en la superficie el pescado se desconecta del overshot con un golpe hacia abajo y una rotación hacia la derecha.

TUBERIA PEGADA

Después de que se ha agarrado un pescado en el overshot, el procedimiento usual es circular para sacar los recortes asentados sin dar rotación a la tubería, si no se puede establecer completamente la circulación, es casi seguro de que los derrumbes y los recortes han pegado el pescado, un jalón hacia arriba, superior al peso total de la sarta de pesca y del pescado, confirmará la pegadura del pescado; generalmente se recurre a un especialista para recorrer el indicador de punto

libre; el indicador se corre dentro de la sarta de pesca y dentro del pescado en un cable eléctrico; el conjunto consiste de un localizador de unión de tubería, oscilador y bobina (o medidor de tensión), y un cordón de explosivos.

A varios intervalos se detiene el conjunto y se estira la tubería aplicando torque y tensión (en caso de que se esté usando el indicador del tipo de medidor de tensión, solamente se aplica tensión). Cuando la tubería se ha estirado, el oscilador y la bobina detectan el reajuste de las moléculas de la tubería (el medidor de tensión únicamente detecta el alargamiento de la tubería); un instrumento en la superficie indica el cambio ya sea visualmente o audiblemente, cuando el intervalo en el que se indica que no hay ningún cambio molecular ni tensión, es el punto en el que el pescado está atorado; entonces se levanta el conjunto hasta que el cordón de explosivos esté en posición opuesta a la unión de tubería, uno o dos tramos arriba del punto de atascamiento y se aplica un torque izquierdo a la tubería y se hace explotar la carga; la pérdida de torque es un indicativo de que se ha aflojado la unión de tubería y la desconexión se termina con más rotación hacia la izquierda y levantando el tubo unos cuantos pies, entonces se saca el instrumento a la superficie.

Ahora el problema es pescar y sacar la tubería restante; para pescar se corre una sarta de lavado, que consiste en un martillo mecánico o hidráulico, una junta de seguridad de tipo de sarta que se usará en caso de que la tubería lavadora se pegue y un overshot desprendible o una herramienta para lavar

por fuera con pieza para desconectar, acampañada con un tramo de tubería lavadora de diámetro casi como el del agujero; el conector lavador esta diseñado para permitir que el tubo de lavado gire independientemente del pescado en cualquier momento durante la operación, se prevee un pasador de corte para soltar una junta de seguridad dentro de la herramienta; si la tubería de lavado se pega, la junta de seguridad de abertura total permite la recuperación de la sarta de pesca después de soltarse y de la herramienta de conexión del agujero, además de algo del pescado lavado.

Para correr la sarta de pesca de lavado, la zapata apropiada se ensambla en la junta inferior del tubo lavador y se coloca en la mesa rotaria, se asegura suficiente tubo de lavado para lavar por fuera el pescado (máximo 500 pie). El conector para lavado se enchufará por el tubo de lavado hasta la rosca del conector de lavado por fuera; después de agregar una junta de seguridad, martillos, lastabarrenas y un acelerador de martillo arriba de ésto, el conjunto se baja al agujero y se corre hasta cerca de 8 a 10 pie de la parte superior del pescado estableciendo circulación y el tubo de lavado se baja lentamente sobre el pescado, una vez establecido que el tubo de lavado va sobre el pescado, se puede iniciar el lavado y la rotación, se deberá mantener de 30 a 50 R.P.M. de la rotaria, la rotación y la circulación deberán cesar cada 20 a 30 pie para verificar si se ha aumentado el torque y si hay fricción en la sarta de lavado. Cuando toda la longitud del tubo lavador se ha lavado por fuera, el pasador del conector de pesca enganchará la caja

del pescado; el embrague especial permitirá que el tubo de lavado gire mientras el pescado está inmóvil, pero no habrá más penetración (una señal en la superficie de que el pescado se ha enganchado); un jalón hacia arriba de la sarta de pesca abajo del tubo lavador está libre y se puede jalar, si no lo está, entonces se corre una sarta de disparos por el pescado hasta un tramo o dos del fondo de la tubería de lavado y se consigue una desconexión; el pescado se saca a la superficie y se separa del tubo lavador.

Si se corre una herramienta de pesca que no deje pasar un indicador de punto libre y una sarta de disparos, todavía es posible recuperar toda o parte de la sarta pegada con una herramienta cortadora exterior.

La herramienta cortadora se corre entre la zapata y el conjunto de lavado; únicamente se asegura suficiente tubo lavador para llevar la herramienta hasta un tramo o dos abajo de la herramienta que obstruye la entrada del pescado; si el pescado contiene cemento o fluidos de perforación sumamente gelatinosos o si no se dispone de una sarta de disparos con cable de acero, se agrega el número máximo de tramos de tubo lavador, pudiendo ser necesario lavar por fuera el pescado, luego salir, reponer la zapata con la herramienta cortadora y volver a entrar para hacer el corte.

Cuando la herramienta cortadora se ha bajado hasta la profundidad deseada, se levanta la herramienta hasta que las cuffas, los resortes o los trinquetes enganchan una unión de tubería, se aplica una tensión en la sarta de pesca que mueve

las cuchillas a una posición de cortar, la herramienta gira lentamente, bajo tensión, hasta que se hace el corte.

III.5.6.2 RECUPERACION DE LASTRABARRENAS

LASTRABARRENAS LIBRES

Cuando los latrabarrenas se rompen, la rotura generalmente ocurre en la conexión, el piñón se rompe en la caja o se rompe la caja y saldrá con la parte superior de la sarta cuando se extrae la tubería; los lastrabarrenas restantes generalmente se pueden pescar con un overshot grande y un conjunto similar al que se usa para pescar y sacar tubería de perforación; si los lastrabarrenas perdidos son grandes y solamente una fracción de pulgada más pequeños que el diámetro del agujero, es posible que un overshot no pueda pasar sobre ellos y entonces puede ser necesario usar una herramienta de pesca que vaya por dentro del pescado. La herramienta más sencilla de pesca interior es el machuelo (espiga) cónico, siempre se deberá correr acompañado de una junta de seguridad y un martillo porque una vez que la espiga o machuelo se ha enganchado al pescado no hay manera de desconectarlo si los lastrabarrenas están pegados.

El machuelo cónico se baja dentro del agujero de los lastrabarrenas y se gira lentamente a la derecha o a la izquierda, dependiendo de su diseño, para hacer su propia rosca a medida que engancha el pescado; algunos machuelos tienen punta abierta para circulación limitada, otras pueden tener pequeños

chorros laterales que mueven la punta del cono en el agujero de lado a lado para ayudar a localizar la parte superior del pescado mientras circula; ninguna permitirá el paso de un indicador de punto libre.

LASTRABARRENAS PEGADAS

Si se tiene que están pegados y el martillo no lo libera, el conjunto de pesca se desconecta en la junta de seguridad y se rompe la junta quebradiza de la espiga cónica, la junta de seguridad es un dispositivo desprendible de dos piezas unidas una con otra con roscas helicoidales anchas en la espiga y la caja y se arman con la rotación derecha regular; la junta de seguridad se desconecta girando las sartas de pesca a la izquierda, sin exceder una carga de torque izquierdo, dependiendo de la profundidad y las condiciones mecánicas; mientras se mantiene el torque, la sarta se baja hasta que las dos piezas se separan; esto deja ahora un piñón cónico y la caja de la junta de seguridad descansando en la parte superior del pescado, la mejor forma alternativa ahora es hacer un trabajo de lavado por fuera. Un tubo de lavado, arpón de lastrabarrenas con la porción superior de la junta de seguridad unida, se coloca en ranuras de cuñas de control en el fondo del tubo de lavado, más tubería de lavado, una junta de seguridad y un martillo completan el conjunto de pesca.

La tubería de lavado se gira y se baja sobre el pescado hasta que el arpón y el pescado se enganchan, se inicia el lavado y el tubo lavador se mueve hacia abajo mientras el arpón perma-

nece armado y estacionado arriba del pescado. Al terminar el lavado, se levanta la sarta deslizándose por el separador de cuñas, afianzándose firmemente en el tubo; el pescado, arpón y tubo de lavado se moverán juntos hacia arriba, el pescado permanecerá colgado en el tubo de lavado hasta que se saca a la superficie.

La pesca de tubería pegada o de lastrarbarrenas no siempre ocurre cuando la barrena está en el fondo, la sarta puede pegarse en la pared suspendida durante el viaje, o los lastrarbarrenas pueden jalarse y meterse pegándose en ojos de llave.

Los ojos de llave son el resultado de que la tubería de perforación en tensión, escarba una ranura en la pared de un agujero torcido; la ranura es generalmente más pequeña que el hoyo principal y los lastrarbarrenas no pueden pasar a través de ella; cuando se hacen viajes se pueden atorar los lastrarbarrenas en el ojo de llave que cualquier peso que se aplique no hará que la sarta quede libre, si esto sucede, se deberá correr un indicador de punto libre y una sarta de disparo y hacer una desconexión uno o dos tramos arriba del punto atascado; se puede correr un destrabador o tijera golpeadora sin nada abajo de ella y conectarse en el pescado y se puede correr una junta de seguridad y un overshot desprendible en combinación con un martillo; el cuerpo del martillo se levanta la longitud del pescante percursor y luego repentinamente se deja caer para dar un golpe hacia abajo, esta operación continúa hasta que el lastrarbarrena se desatora del ojo de llave, después de que se han liberado, queda el problema de hacer pasar la sarta de

perforación con los lastrabarrenas por el ojo de llave. para resolver el problema de jalar el lastrabarrena liberado por el ojo de llave, se podría hacer un trabajo de lavado por fuera empleando un arpón para lastrabarrenas; el lavado escariará el ojo de llave con lo que no se tendrán dificultades al hacer viajes, también el arpón se enroscará en el pescado antes de que empiece el lavado para que no se caiga al fondo cuando por el lavado quede libre.

III.5.6.3 PESCA DE ALAMBRE Y CABLE DE ACERO

Las líneas de acero y los cables que se corren en el pozo cuando se toman registros, perfora o inspecciona y otras operaciones, algunas veces se rompen; el cable caerá y se amontonará sobre el equipo que se esté corriendo; un arpón para cable o gancho de pesca, se correrá en el fondo de la sarta de perforación y se fuerza dentro de la masa amontonada de alambre o cable en un esfuerzo por coger una de las vueltas en en una de las puntas. Si el equipo en el fondo está libre, el cable o el alambre con el equipo unido se puede sacar del agujero; si el equipo está pegado, la línea enredada se jala hasta que se safa del equipo o se rompe, entonces se recupera la porción rota del cable; este proceso continúa hasta que se llega al equipo y se puede sujetar con un overshot pequeño.

III.5.6.4 PROCEDIMIENTOS EN LOS TRABAJOS DE PESCA

En los trabajos de pesca se deben de seguir ciertas reglas o principios generales; para lograr un trabajo óptimo en el campo en las operaciones de pesca, estos son:

1. Estar siempre preparados por si se presenta un pescado.
2. Conocer todos los detalles del pescado.
3. Desarrollar un plan de acción.
4. Llevar a la práctica el programa.
5. Considerar alternativas.
6. Estimar o suponer las condiciones del pozo.
7. No perder el tiempo.

III.5.6.5 RECOMENDACIONES PRACTICAS SOBRE TRABAJOS DE PESCA

1. Intentar recuperar en primera instancia el pescado 100%.
2. Preferentemente atrapar el pescado exteriormente.
3. Tratar de recuperar el pescado en secciones, las mayores en longitud que sean factibles.
4. No salirse por los límites permitidos por la sarta de pesca.
5. Conservar pleno paso de la sarta.
6. Redoblar la vigilancia para no complicar el pescado original.
7. La sarta de pesca debe ser confiable.
8. Enterarse de la causa verdadera del pescado.
9. Solicitar asesoría.
10. Recordar que existen varios caminos para recuperar pescados.
11. Conocer el estado mecánico del pozo.

12. No suponer, sino estar completamente seguro de lo que se está manejando.
13. Registrar cada una de las herramientas que se meten al pozo.

III.5.7 ABANDONANDO LA PESCA

Si fuera económico, algunos trabajos de pesca podrían continuar por días y aún por meses antes de que se agarre el pescado, pero existe un punto en que la pesca debe terminar, este punto se determina por cuestiones económicas.

Primero se totaliza el costo de las herramientas que se dejan en el agujero; luego, como los costos de pesca aumentan cada día, se agregan también. Algunas de las partidas incluidas en los costos diarios de pesca son: costo de renta de la herramienta de pesca, costo de viaje y salario de un operador de las herramientas de pesca y el costo diario de la operación del equipo; estos costos se deberán comparar cada día con el costo total de desviarse y volver a perforar; como regla general, una vez que los costos de pesca alcanzan el 50% del costo de desviarse y volver a perforar, se deberá abandonar la pesca.

Si la parte superior del pescado se va a abandonar se cementa y se deja fraguar; el cemento sirve como base para el nuevo agujero y se pueda desviar para continuar perforando.

CAPITULO IV

TEORIA DE INSERTAR Y DESLIZAR

IV.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Snubbing es el proceso de efectuar viajes con la tubería, ya sea para meterla o sacarla del pozo con presión superficial.

Cuando la presión superficial y la sarta de trabajo se combinan de tal forma que si se deja sin restricción, la tubería sería expulsada del pozo, este movimiento de la tubería se denomina snubbing. El Snubbing es empleado dentro del pozo con una sarta de tubería cuando el pozo está bajo presión; descrito en términos simples, es la introducción de tubería dentro del pozo que se encuentra bajo presión. Este es requerido cuando la presión en el fondo excede el peso de la tubería y es necesario empujarla para la introducción del tubo dentro del pozo.

Cuando la combinación de la presión superficial y el trabajo de la sarta es tal que si no hay restricción, la tubería caería dentro del agujero, el movimiento de la tubería se conoce como stripping; en otras palabras cuando el peso de la tubería excede la presión del pozo el procedimiento es llamado stripping.

La terminología general usada en el campo es que "Snubbing" es cuando al introducir o sacar tubería dentro de un pozo es necesario aplicar una fuerza adicional a la sarta de trabajo

evitando así la expulsión de la misma por las fuerzas generadas por las condiciones de presión del pozo.

A esta operación se le conoce en el campo como condición ligera; y " Stripping " (deslizar la tubería), que es cuando la sarta es introducida al pozo por su propio peso y no se requiere de la fuerza adicional en la superficie para empujar la sarta, sin embargo esta fuerza si se requiere para la extracción de la tubería. A esta operación se le conoce también en el campo como condición pesada.

En una operación de insertar y deslizar (Snubbing y Stripping), el cambio de uno a otro es llamado punto de balance o de equilibrio; el punto de balance está en función del peso de y del diámetro de la tubería, de la presión del pozo, la resistencia mecánica y la fricción.

Generalmente ambas operaciones, insertar y deslizar (Snubbing y Stripping), pueden ser efectuadas utilizando una unidad hidráulica Snubbing.

IV.2 CALCULOS NECESARIOS PARA LA OPERACION CON SNUBBING

La mayor seguridad con el equipo snubbing depende de los cálculos apropiados antes de efectuar la operación. La determinación de las capacidades del equipo, más las presiones y fuerzas que se esperan, ayudarán a prevenir accidentes.

Para una apropiada seguridad de una operación con el equipo Snubbing, se requieren varios cálculos para confirmar que todo

el equipo es el apropiado para el servicio al cual estare expuesto; estos cálculos determinan:

La máxima fuerza de inserción.

Profundidad del punto neutro o de equilibrio.

Carga crítica de pandeo de la sarta de trabajo para las condiciones de soporte proporcionadas por la unidad snubbing.

Regulación para el ajuste de la presión hidráulica para el sistema del gato de la unidad Snubbing.

Velocidades máximas del gato para introducir y extraer tubería.

Resistencia máxima a la tensión de la tubería.

IV.2.1 MAXIMA FUERZA DE INSERCIÓN

Las fuerzas verticales que actúan sobre una sarta en Snubbing, pueden analizarse para determinar la fuerza necesaria para introducir la sarta dentro del agujero; generalmente existen cuatro fuerzas actuando sobre la sarta:

- Una fuerza de "área de presión", resultante de la presión del pozo actuando sobre una sección transversal de la sarta (F_p).
- La fuerza gravitacional o peso propio de la sarta (F_g o W_s).
- Una fuerza friccional (F_f).
- La fuerza aplicada por la unidad snubbing (F_s).

Quando la tubería está viajando hacia adentro o hacia afuera del pozo sin aceleración o desaceleración, la fuerza vertical neta sobre la sarta de trabajo sería cero.

Fuerzas de inserción = Fuerzas de levante

Quando la tubería se mete en el pozo con equipo Snubbing, la suma de la fuerza de inserción a presión aplicada, y el peso mismo de la sarta, debe ser igual a la suma de la fuerza del " área de presión " y la fuerza friccional.

$$F_i + W_s = F_{ap} + F_f$$

(21)

Esta condición se ilustra en la fig. 36; cuando se inserta la tubería en un pozo el peso mismo de la sarta de trabajo excede la suma de la fuerza del área de presión y de fricción; en este caso, la fuerza de inserción aplicada es negativa u opuesta a la dirección mostrada en la figura 36.

FUERZA DEL AREA DE PRESTION

La fuerza hacia arriba, resultante de la presión superficial del pozo, puede ser llamada " Fuerza del área de presión ", y se calcula en la forma siguiente:

$$F_{ap} = \pi d^2 P_{sc} / 4$$

(22)

Deben notarse dos puntos cuando se hacen cálculos de la fuerza del área de presión; primero, muchos de los tamaños más pequeños de tubería usados frecuentemente en la inserción de la tubería, se refieren comunmente al tamaño nominal, el cual no corresponde a su diámetro exterior real, los ejemplos incluyen:

Tamaño nominal	Diámetro exterior real
(Pg)	(Pg)
3/4	1.050
1	1.315
1 1/4	1.660
1 1/2	1.900

En segundo lugar, cuando se mete con el snubbing abriendo y cerrando los arietes ("rams"), el elemento de sello en el preventor, solamente hace contacto con el cuerpo del tubo, y por consiguiente debe usarse el diámetro del cuerpo del tubo para calcular la fuerza del área de presión; cuando se opera el snubbing através de un extractor de hule o de caucho o preventor anular (atraves del cual pasa la junta del tubo, no como en el caso anterior en el que se tiene que abrir unos arietes y cerrar otros, lo que en inglés se denomina al proceso " ram to ram "), el sello algunas veces se hace contra la junta y debe hacerse alguna consideración por este diámetro exterior más grande, pues la fuerza es máxima hacia arriba, sobre la sarta que se inserta.

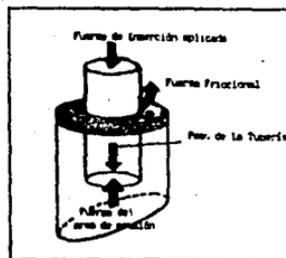


Fig. 36

FUERZAS DE FRICCIÓN

Se requiere fuerza para vencer la resistencia friccional del preventor (o la del elemento de hule), através del cual la tubería está siendo movida; la magnitud de la fuerza friccional depende del tamaño y condición de la tubería, presión del pozo, condiciones de los elementos de sello del preventor y de la presión de operación del preventor; la fuerza friccional actúa para hacer resistencia al movimiento y por tanto, cuando se inserta la tubería dentro del pozo, ésta actúa hacia arriba. La fuerza friccional cambia con el tiempo, conforme se hacen viajes con la tubería y aumenta el desgaste de los elementos de sello del preventor, pueden resultar fuerzas adicionales de arrastre, de la fricción entre la sarta de trabajo y el agujero, conforme se

mete la tubería dentro del pozo, éstas fuerzas, serán generalmente más grandes en agujeros desviados, o donde se encuentra alguna restricción agujero abajo.

FUERZAS GRAVITACIONALES

El peso de la tubería que está siendo insertada con el snubbing actúa hacia abajo, y por tanto ayuda a empujar la tubería dentro del pozo, cuando se inicia a insertar, el peso de la sarta insertada es pequeño, generalmente puede despreciarse.

Para calcular la máxima fuerza de inserción (Snubbing) requerida en la superficie para la introducción de la tubería es necesario agregarle a la fuerza ejercida por la presión del pozo sobre el área de la tubería, la fuerza que ejerce por fricción el preventor en operación sobre el cuerpo del tubo. La fuerza máxima de inserción, ocurrirá conforme se inicia a insertar la tubería dentro del agujero. Cuando el peso de la sarta insertada es insuficiente para evitar que ésta sea expulsada del pozo, se dice que la tubería está en la condición " ligera ".

$$F_{ms} = F_{ap} + F_f$$

(23)

IV.2.2 PROFUNDIDAD DEL PUNTO NEUTRO O DE EQUILIBRIO

Esta profundidad se determina teóricamente para conocer el

punto donde termina la fuerza de inserción y comienza la introducción de tubería por deslizamiento, como un punto de recomendación, es conveniente que metros antes de llegar al punto de equilibrio se determine mediante el abatimiento paulatino de la presión del pozo; evitando así un brusco deslizamiento descendente de la sarta de tubería a través de las cuffas del equipo.

Conforme se mete más tubería dentro del agujero, el peso flotado de la sarta insertada aumentará y será eventualmente igual a la fuerza del área de presión (Fap), cuando pasa esto, la tubería no será expulsada del agujero, si no es sostenida en la superficie, esto generalmente se conoce como el " Punto de equilibrio ".

Peso de la sarta flotada = Fuerza del área de presión

$W = F_{ap}$

(24)

Comúnmente la sarta de trabajo será insertada en el agujero sin llenarla hasta que se alcanza el punto de equilibrio, entonces se bombea fluido dentro de ésta y el aumento resultante en peso efectivo de la sarta, coloca a ésta en la condición " pesada "; la sarta es deslizada (stripping) a la profundidad requerida llenándola según sea conveniente; esta práctica, reduce el periodo durante el cual la sarta de trabajo está cercana al punto de equilibrio; si no hay fluido en la sarta, el peso de la sarta flotada, está dado por la ecuación (25);

donde al efectuar este cálculo las fuerzas de fricción no son consideradas.

$$L = W_s / \left[W_t - \frac{D_o^2 \cdot l \cdot p \cdot \rho_f}{24.5} \right] \quad (25)$$

Cuando la sarta de trabajo se llena con fluido, el aumento en peso efectivo está dado por:

$$\Delta W = (L \cdot D_i^2 \cdot \rho_f) / 24.5 \quad (26)$$

La ecuación general para el peso de la sarta de trabajo cuando las densidades del fluido en ésta y en el pozo son diferentes es:

$$W_s = L (W_t + (D_i^2 \rho_f / 24.5) - (D_o^2 \rho_p / 24.5)) \quad (27)$$

Cuando se calcula el peso efectivo flotado de la sarta de trabajo, es necesario saber o estimar, el nivel del líquido que existe abajo de una columna de gas; será necesario calcular el peso de la sarta flotada en la columna de gas y el peso de la sarta flotada en la columna de líquido y sumar las dos partes para obtener el peso total de la sarta flotada.

IV.2.3 CARGA CRITICA DE PANDEO DE LA SARTA DE TRABAJO

Habiendo determinado la fuerza de inserción requerida, debe confirmarse que la sarta de trabajo puede soportar esta carga compresiva, sin pandearse; una falla por pandeo de la sarta arriba de los preventores, puede dar por resultado que la sarta sea expulsada del pozo y una pérdida de la totalidad de la presión en la superficie.

Con el incremento de la carga compresiva ocurrirá primero el pandeo de la longitud máxima no soportada de la sarta; la longitud máxima no soportada que generalmente es la longitud de la ventana del gato.

Considerando la tubería mostrada en la sección transversal en la figura 37 donde:

$$R = (D_i + e) / 2$$

(28)

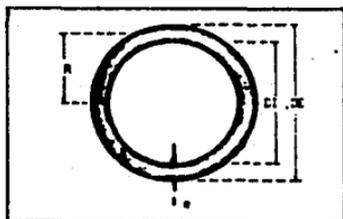


Fig. 37

Pueden ocurrir dos tipos de pandeo en la tubería, como se muestra en la figura 38, el principal pandeo del eje ocurre sin deformarse la tubería, y por lo tanto, es conocido también como pandeo elástico. El pandeo local o de una región requiere que la tubería se deforme, y se conoce como pandeo inelástico. El pandeo que es crítico (el cual ocurrirá con la fuerza compresiva mínima), debe ser determinado comparando la relación de la debilidad de la columna, con la relación de debilidad efectiva; la relación de debilidad de la columna que separa el pandeo elástico y el inelástico, (C_c), se define como:

$$C_c = \pi \left(\frac{2E}{F_y} \right)^{1/2} \quad (29)$$

El radio de giro de una tubería se define como:

$$r = \left(\frac{I}{A_s} \right)^{1/2} \quad (30)$$

$$I = \pi (D_o^4 - D_i^4) / 64 \quad (31)$$

$$A_s = \pi (D_o^2 - D_i^2) / 4 \quad (32)$$

La relación de debilidad efectiva (SR), se define como:

$$SR = KL / r \quad (33)$$

$$SR = (R/e)^{1/2} (4.8 + R/225 e) \quad (34)$$

PANDEO LOCAL (PANDEO INELASTICO)

Si la relación de debilidad efectiva es menor que C_c , el

pandeo local es crítico y la carga compresiva máxima que puede aplicarse a la sarta, está dada por:

$$C_p = F_y A_s (1 - S R^2 / 2 C_c^2) \quad (35)$$

En esta situación, la carga de pandeo, puede ser aumentada por:

- El tamaño de la sarta de trabajo.
- El espesor de la pared de la sarta de trabajo.
- El esfuerzo de cedencia de la sarta de trabajo.

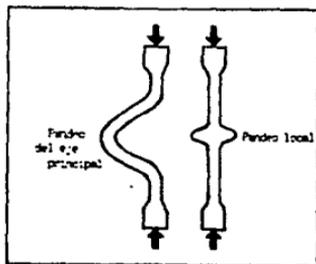


Fig. 38

PANDEO DEL EJE PRINCIPAL (PANDEO ELASTICO)

Si la relación de debilidad efectiva es mayor que C_c , el

pandeo principal es crítico y la carga compresiva máxima que puede aplicarse a la sarta de trabajo está dada por:

$$C_p = A_s (286 \times 10^6 / S R^2) \quad (36)$$

En esta situación, la carga de pandeo puede ser aumentada por:

- Reducción de la longitud no soportada.
- Aumento del tamaño de la sarta de trabajo.
- Aumento del espesor de la pared de la sarta de trabajo.

FACTORES DE SEGURIDAD

La carga de pandeo calculada por los métodos dados anteriormente, comúnmente llamados carga de pandeo crítica, es la carga compresiva teórica que inducirá el pandeo, ésta supone que la sarta de trabajo está en una condición "nueva", sin uso inicial, curvatura, corrosión o daño de cualquier tipo; ya que aún haciendo una inspección rigurosa, la condición de la tubería será buena, se recomendará un margen de seguridad cuando se ajuste la tubería a cargas compresivas. Bajo condiciones normales de trabajo las cargas se restringirán al 70% de la carga crítica de pandeo calculada.

Para asegurar que la tubería no se pandeará por las cargas de inserción se utilizarán los reguladores de presión del sistema hidráulico de los gatos, los que deberán ser ajustados

limitar la carga máxima de inserción.

IV.2.4 REGULACION PARA EL AJUSTE DE LA PRESION HIDRAULICA

Las fuerzas de inserción y levantamiento de las unidades Snubbing, son producidas por cilindros hidráulicos: los cilindros están diseñados de tal forma, que cuando se aplica una fuerza de inserción los cilindros son presionados sobre el lado de la camisa del pistón, y cuando se aplica una fuerza de levantamiento, los cilindros son presionados sobre el lado opuesto.

Las unidades Snubbing tienen ya sea dos o cuatro cilindros arreglados simétricamente alrededor de la línea central de la unidad. Los sistemas hidráulicos están casi todos diseñados para un máximo de 3000 psi de presión de trabajo.

Para permitir velocidades mayores de trabajo, muchos modelos de cuatro cilindros pueden ser usados con dos cilindros derivados (bypaseados). Una fuerza diferente, es aplicada a la sarta de perforación cuando están activos todos los cilindros, y por tanto, los reguladores de presión hidráulica, deberán estar ajustados correctamente para evitar fallas en la tubería con el número real de cilindros que están activos.

Para calcular la presión hidráulica requerida para proporcionar la fuerza de inserción, es necesario determinar el área efectiva de los gatos, con la ecuación siguiente:

$$A_0 = \pi (D_c^2 - D_r^2) N_c / 4 \quad (37)$$

Quando se calcula la presión hidráulica requerida para jalar la tubería, el área efectiva de los gatos, se calculará con la siguiente ecuación:

$$A_0 = \pi D_c^2 N_c / 4 \quad (38)$$

La presión hidráulica requerida para producir la fuerza de levantamiento, puede ser calculada, dividiendo la fuerza de levantamiento entre el área efectiva de los gatos.

Presión hidráulica = Fuerza de levantamiento / área de gatos

Para calcular la capacidad máxima de levantamiento de un sistema de gatos; la relación anterior puede ser arreglada para dar:

$$F_L = P_{HC} \pi D_c^2 / 4 \quad (39)$$

Las unidades Snubbing están diseñadas en términos de su capacidad para levantar la tubería en miles de libras.

IV.2.5 VELOCIDADES MAXIMAS DEL GATO

Una crítica común de las unidades Snubbing, son sus

velocidades de viaje tan limitadas; junto con los métodos usados para reducir los tiempos de viaje, cuando las condiciones de carga lo permiten, es el derivar dos cilindros en las unidades de cuatro; cuando se opera con dos cilindros, los requerimientos de fluido hidráulico, son la mitad en volumen y el doble de presión; ya que la descarga volumétrica del paquete de potencia, limita frecuentemente la velocidad con la cual puede levantarse o bajarse la sarta de trabajo, el uso de sólo dos cilindros duplica efectivamente la velocidad de los gatos; el uso de sólo dos cilindros en los modelos de cuatro, solamente puede ser empleado a cargas abajo del 50% de la capacidad máxima de los gatos, usando los cuatro cilindros.

Para el cálculo de la velocidad máxima se tomara en cuenta el suministro total del fluido hidráulico operado por las bombas del equipo, ver tabla (3); el flujo que las bombas aportan está relacionado con la presión.

PRESION (PSI)	Q (GAL/MIN)	No BOMBAS
0 - 1500	335	4
1500 - 2200	229	3
2200 - 3000	166	2

TABLA (3)

La velocidad a la cual se mueven los gatos cuando se aplica una fuerza de inserción esta dada por:

$$V_{01} = \frac{24.51 Q_0}{N_c (D_c^2 - D_p^2)} \quad (40)$$

La velocidad a la cual se mueve, cuando se aplica una fuerza de levantamiento está dada por:

$$V_{01} = \frac{24.51 Q_0}{N_c D_c^2} \quad (41)$$

Algunos de los modelos de gatos tienen también un sistema regenerativo, que puede usarse en adición de la derivación de dos cilindros. La forma regenerativa también conocida como operando en "alto engranaje", puede usarse solamente cuando se aplica una fuerza de levantamiento a la sarta de trabajo; el aceite hidráulico de la parte superior de los pistones es dirigido a los cilindros hidráulicos abajo de los pistones, para aumentar el suministro del paquete de potencia; esto tiene como efecto el incrementar aún más la velocidad de operación.

Cuando la operación es con el modo regenerativo, la velocidad de los gatos está dada por:

$$V_0 = 24.51 Q_0 / N_c D_c^2 \quad (42)$$

En este modo el área sobre la cual opera la presión hidráulica, es solamente la sección transversal del vástago del

pistón, y por lo tanto la fuerza de levantamiento, está dada por:

$$FL = P_{nc} \pi N_c D_p^2 / 4$$

(43)

El equipo Snubbing tiene dos velocidades; hacia arriba (alta y baja) y hacia abajo.

A continuación se muestra una tabla con la capacidad de carga máxima, tabla (4).

CAPACIDAD DE CARGA MAXIMA			
VELOCIDAD	CILINDRO	FUERZA A 3000 PSI	AREAC PG ²
ARRIBA	4 BAJO	461,000	153.94
ARRIBA	2 BAJO	230,900	76.97
ARRIBA	4 ALTO	235,800	78.54
ARRIBA	2 ALTO	117,800	39.27
ABAJO	4	226,200	75.4
ABAJO	2	113,100	37.7

TABLA (4)

IV.2.8 RESISTENCIA MAXIMA A LA TENSION DE LA TUBERIA

En las operaciones donde sea necesario utilizar sargas de trabajo, se deben considerar los esfuerzos a las que son sometidas; como en las operaciones con equipo snubbing la fuerza a la que se somete la tubería con mayor frecuencia es a la tensión.

La tensión es generada por tres componentes principales:

- El propio peso de la sarga.
- Las fuerzas aplicadas mecánicamente desde la superficie.
- Fricción de la tubería con las paredes del agujero o tubería de revestimiento.

1. La capacidad a la tensión de una tubería nueva, queda definida por la siguiente ecuación:

$$P_t = Y_m A_t \quad (44)$$

2. La capacidad a la tensión de una tubería premium o una tubería clase 2, se define con la siguiente ecuación:

$$P_t = Y_m [(0.8 D_o + 0.2 D_i)^2 - D_i^2] \pi / 4 \quad (45)$$

Con estas ecuaciones se considera la tensión de la tubería al 100% ; cuando se realicen trabajos de inserción es recomendable trabajar al 80% de su capacidad, para trabajar con un margen de seguridad; por lo tanto se calculará la tensión de

la tubería con la siguiente ecuación:

$$R_{TM} = 0.8 P_T$$

(48)

EJEMPLO:

Realizar todos los cálculos necesarios para la operación con equipo Snubbing, utilizando los siguientes datos:

profundidad 4300 m.; $\rho_{fc} = 1.37 \text{ g/cm}^3$; $\rho_p = 0.82 \text{ g/cm}^3$; con presión del pozo $P_p = 2750 \text{ psi}$; con TP. de $3 \frac{1}{2} \text{ pg}$, C-75 de 9.2 Lb/pie , con $D_i = 2.992 \text{ pg}$ con TR. de $7 \frac{5}{8} \text{ pg}$, con una fuerza de fricción $F_f = 1000 \text{ Lb}$, utilizando un equipo Snubbing Hy-dra Rig 460 k.

1). MAXIMA FUERZA DE INSERCIÓN

$$F_{MS} = F_{AP} + F_f$$

$$F_{AP} = \pi D_e^2 P_p / 4$$

$$F_{AP} = \pi (3.5)^2 2750 / 4 = 26,458 \text{ Lb}$$

$$F_{MS} = 26,458 + 1000 = 27,458 \text{ Lb}$$

2). PROFUNDIDAD DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

Utilizando la ecuación (25)

$$L = \frac{26,458}{9.2 - \frac{(3.5)^2 (0.82)(8.33)}{24.5}}$$

$$L = 4574 \text{ PIE}$$

$$L = 4574 / 3.28 = 1394.5 \text{ m} / 9.6 = 145 \text{ TRAMOS}$$

3). PESO DE LA SARTA LLENA DE FLUIDO DE CONTROL

Utilizando la ecuación (27)

$$W_s = 4574 \left[\frac{9.2 + \frac{(2.992)^2 (1.37)(8.33)}{24.5} - \frac{(3.5)^2 (0.82)(8.33)}{24.5}}{24.5} \right]$$

$$W_s = 45,532 \text{ Lb}$$

$$W_s = 20.696 \text{ Kg} \approx 20.7 \text{ TON.}$$

4). CARGA CRITICA DE PANDEO DE LA SARTA DE TRABAJO

Si el espesor de pared $e = 0.254 \text{ pg}$; el módulo de elasticidad del acero $E = 29 \times 10^6 \text{ Lb/pg}^2$, con una longitud no soportada de 36 pg

Utilizando las ecuaciones (28, 29, 30, 31 y 32)

$$R = (2.992 + 0.254) / 2 = 1.623 \text{ pg}$$

$$C_c = \pi (2 (29 \times 10^6) / 75000)^{1/2} = 87.36$$

$$I = \pi (3.5^4 - 2.992^4) / 64 = 3.43 \text{ pg}^4$$

$$A_s = \pi (3.5^2 - 2.992^2) / 4 = 2.59 \text{ pg}^2$$

$$r = (3.43 / 2.59)^{1/2} = 1.15 \text{ pg}$$

De las ecuaciones (33 y 34)

$$SR = (36) / 1.15 = 31.3$$

$$SR = (1.623 / 0.254)^{1/2} \left[4.8 + \frac{1.63}{225 (0.254)} \right] = 12.2$$

Tomando el máximo valor de SR

$$SR = 31.3 \text{ Y } C_c = 83.36$$

SR < RD . . . PANDEO INELASTICO

con la ecuación (35)

$$C_r = 75,000 (2.59) \left[1 - (31.3)^2 / 2 (87.36)^2 \right]$$

$$C_r = 181,782 \text{ Lb}$$

5). REGULACION PARA EL AJUSTE DE LA PRESION HIDRAULICA

Utilizando los cuatro cilindros y la ecuación (37)

$$A_0 = \pi (7^2 - 5^2) / 4 = 75.4 \text{ pg}^2$$

sustituyendo en la ecuación (47)

$$P_{wc} = 27,458 / 75.4 = 364.2 \text{ PSI}$$

" que será la presión para introducir la tubería "

La presión hidráulica se ajustará a 500 Lb/pg^2

6). VELOCIDAD MAXIMA DEL GATO

De la ecuación (40) y de tabla (3)

$$V_o = \frac{24.51 (335)}{4 (7^2 - 5^2)} = 85.6 \text{ pie/min}$$

$$V_o = 26 \text{ m/min}$$

7). RESISTENCIA MAXIMA A LA TENSION

Despejando de la ecuación (45)

$$P_r = 75000 [(0.8)(3.5) + (0.2)(2.002)^2 - (2.002)^2] \pi / 4$$

$$P_r = 152979.36 \text{ Lb}$$

$$R_{TM} = 0.8 (152,979.36) = 122,383.5$$

$$R_{TM} = 122,383.5 \text{ Lb}$$

IV. 3 DISEÑO DEL APAREJO DE PREVENTORES

El diseño del conjunto de preventores para intervenciones especiales con equipo Snubbing lo determinan las necesidades y condiciones del pozo.

La selección de un arreglo de preventores depende de:

1. Las máximas presiones esperadas.
2. Condiciones actuales del pozo.
3. Operaciones posteriores a la intervención.

IV. 3.1 CALCULO DE LA PRESION DE TRABAJO

Generalmente se establece que la clasificación de cualquier conjunto de preventores es determinada por la presión de trabajo y de sus conexiones superior e inferior ; cuando en un arreglo se tienen elementos con conexión de diferente presión de trabajo, la clasificación se rige por el enlace de menor presión.

La presión de trabajo de un conjunto de preventores deberá elegirse razonablemente, no excediéndose de los valores más bajos de las siguientes consideraciones:

- A) Presión interna de ruptura de la tubería de revestimiento.
- B) Presión de fractura de la formación productora.
- C) Presión máxima en la superficie a la que puede exponerse el equipo.

Para conocer la presión de trabajo del conjunto de preventores, se emplea la siguiente tabla:

CLASE API	NORMA API	PRESION DE TRABAJO		CONDICIONES DE SERVICIO
		Kg/CM ²	Lb/PG ²	
2 M	6 B	140	2000	TRABAJO LIGERO
3 M		211	3000	BAJA PRESION
5 M		352	5000	MEDIA PRESION
10 M	6 BX	703	10000	ALTA PRESION
15 M		1053	15000	EXTREMA PRESION

TABLA (5)

IV.3.2 SELECCION DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

El conjunto de preventores es la unidad de mayor importancia en el desarrollo de las operaciones de los equipos; esto significa que al presentarse un brote del pozo, sellará el mismo, ya sea con o sin tubería en su interior, siendo además indispensable en operaciones de pruebas de cabezal, cementaciones a presión, y la localización de roturas de tuberías de revestimiento.

La selección está en función de las presiones esperadas.

además del grado de protección deseado; cuando el riesgo es pequeño, es suficiente un conjunto de preventores sencillo y de bajo costo, pero en caso de que el riesgo sea mayor, el conjunto de preventores es más complicado y costoso.

La exposición al riesgo está determinada por los siguientes factores: la presión de formación, el medio ambiente y los tipos de fluidos manejados.

- Las presiones de formación que se encuentran pueden ser bajas, altas y anormales.
- El medio donde se efectúe la operación puede ser urbano, rural o marino.
- Los tipos de fluidos manejados pueden ser abrasivos, tóxicos, inflamables y explosivos.

La clasificación de los preventores también se basa en el cálculo de la presión de trabajo, que en ambiente normal varía entre 140 y 1055 Kg/cm^2 (2000 y 15000 Lb/pg^2). El tamaño de los preventores con respecto al paso libre deberá ser igual o mayor al diámetro interior de la TR. inmediata al cabezal donde se instale el conjunto de preventores; ésto permitirá el paso de empacadores, barrenas, molinos, etc..

Los componentes básicos de un conjunto de preventores son:

- A) Preventor de arietes doble.
- B) Preventor de arietes sencillo.
- C) Preventor esférico anular.

A) PREVENTOR DE ARIETES DOBLE

Este preventor se instala directamente al cabezal de la última TR y pueden utilizarse arietes anulares, ajustables, ciegos y de corte figura 39.

El funcionamiento es por medio de un fluido hidráulico con presión a través de los conductos que son parte integral del cuerpo; el fluido que se utiliza para esta operación debe ser aceite hidráulico "MH-150".

El sistema hidráulico tiene una relación de cierre de 7:1 por lo que las presiones de operación son moderadas y para ser operado se requieren menos de 35 Kg/cm^2 (500 Lb/pg^2); pero de ser necesario puede aplicarse una presión hasta de 352 Kg/cm^2 (5000 Lb/pg^2).

El diseño de los arietes es operado por pistones de doble acción y la presión del pozo ayuda a mantenerlos cerrados; los arietes anulares pueden soportar cargas de tubería hasta de 226800 kg (500000 Lb), pero no soportan presión de arriba hacia abajo.

Los empaques frontales de los arietes están vulcanizados con acero y tienen una reserva efectiva de hule autoalimentable, para mayor seguridad en las operaciones, los arietes anulares o ajustables deben estar colocados en el cuerpo inferior y los ciegos o de corte, en el cuerpo superior; en la parte inferior del cuerpo de arietes anulares están las salidas laterales con bridas de $2 \frac{1}{16} \text{ pg}$ para preventores de $7 \frac{1}{16} \text{ pg}$ de 352 Kg/cm^2 (5000 Lb/pg^2) y otros con bridas de $3 \frac{1}{8} \text{ pg}$ para preventores de

11 pg de 352 y 703 Kg/cm² (5000 y 10000 Lb/pg²), las cuales son para las líneas de matar y estrangular.

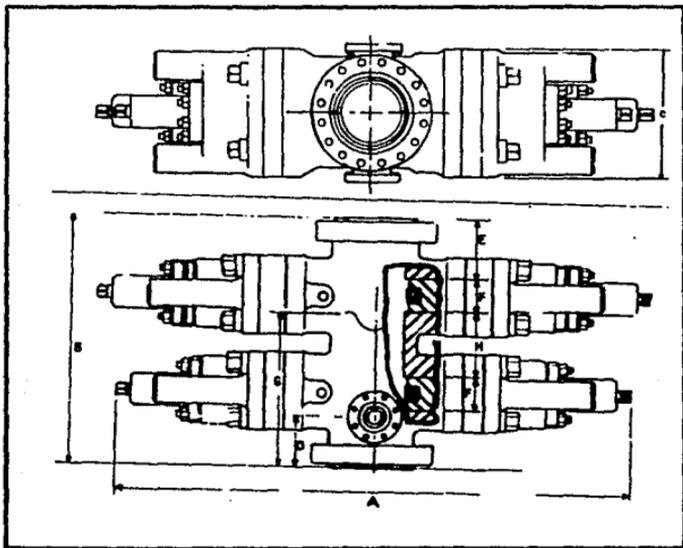


Fig. 30

B) PREVENTOR DE ARIETES SENCILLO

Esta unidad se instala sobre el preventor de arietes doble, siendo su funcionamiento y características similares, figura 40.

Modificando los pistones de operación, se instalan arietes de corte, que sirven para los casos en donde se requiere cortar la tubería, quedando el pozo cerrado. Para preventores de 7 ¹/₁₆ pg, cortan diámetros de tubería hasta de 4 pg y en preventores de 11 pg pueden cortar diámetros hasta de 5 ¹/₂ pg, el corte se hace con la tubería colgada.

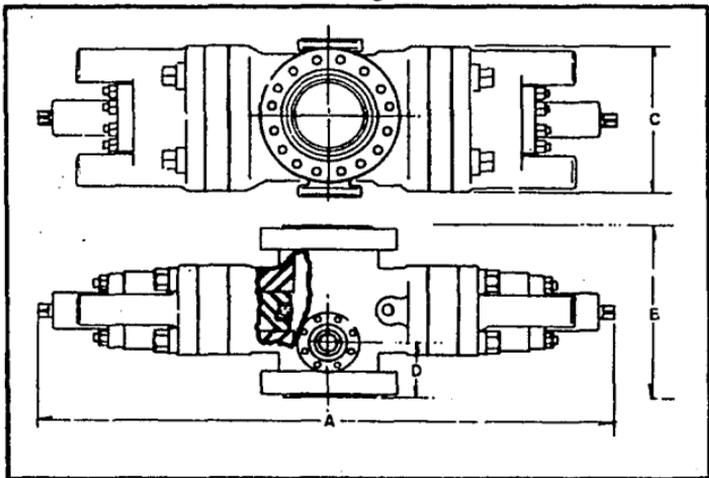


Fig. 40

C) PREVENTOR ESFERICO ANULAR

Su función principal es la de sellar a presión sobre cualquier forma o diámetro de tubería, que pueda estar dentro del pozo y aún sin tubería; además permite el paso o giro de tuberías. Es importante hacer notar que no debe excederse la presión de operación, ya que de lo contrario se producirían daños al elemento sellante.

Este preventor se coloca en la parte superior de los preventores de arietes y es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote; la medida y capacidad deberán ser iguales a las de los preventores de arietes.

Los preventores esféricos anulares en los equipos son los CAMERON TIPO " D " y el HYDRIL tipo " GK ".

PREVENTOR ESFERICO ANULAR CAMERON TIPO " D "

El funcionamiento de los preventores de este tipo se ejerce por la presión hidráulica de cierre que fuerza hacia arriba al pistón de operación y el plato impulsor desplaza al aro de hule sólido, forzando al elemento de empacamiento al cerrar en el interior. A medida que el elemento de empaque va cerrando los insertos de acero que fuerzan al elemento de sello, giran interiormente hasta formar un anillo de acero de soporte continuo, tanto en la parte superior como en la inferior del elemento de empaque figura 41.

Los insertos de acero permanecen en contacto entre sí, aun sentando el elemento de sello cerrado el pozo con tubería franca o totalmente abierto.

Este preventor ofrece ventajas con respecto a los demás fabricados, en cuanto a sus dimensiones de altura, diámetro y peso, aunque su mantenimiento representa mayor grado de dificultad.

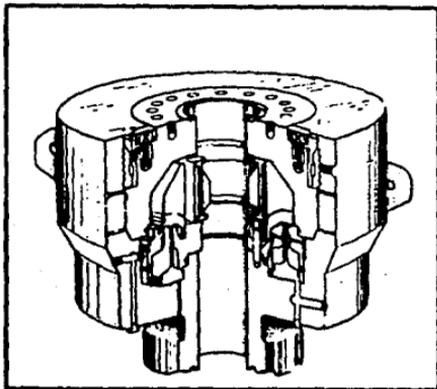


Fig. 41

PREVENTOR ESFERICO ANULAR HYDRIL TIPO " GK "

Para operación de los preventores de este tipo, la presión hidráulica de cierre se ejerce sobre el pistón de operación y sube a medida que asciende el elemento de sello, comprimiéndose

Los insertos de acero permanecen en contacto entre si, aun
sentando el elemento de sello cerrado el pozo con tubería franca
o totalmente abierto.

Este preventor ofrece ventajas con respecto a los demás fa-
bricados, en cuanto a sus dimensiones de altura, diámetro y
peso, aunque su mantenimiento representa mayor grado de
dificultad.

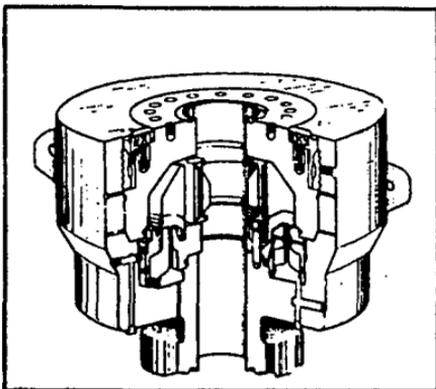


Fig. 41

PREVENTOR ESFERICO ANULAR HYDRIL TIPO " GK "

Para operación de los preventores de este tipo, la presión
hidráulica de cierre se ejerce sobre el pistón de operación y
sube a medida que asciende el elemento de sello, comprimiéndose

hacia adentro, hasta sellar alrededor de cualquier tubería o herramienta que esté dentro del preventor o hasta cerrar el pozo totalmente.

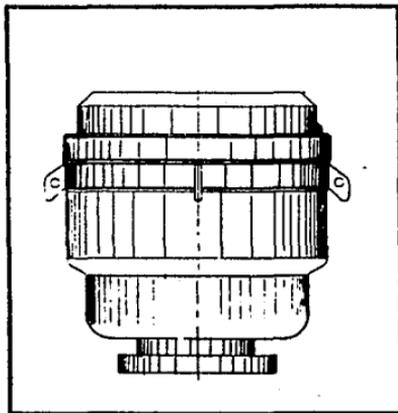


Fig. 42

IV. 3. 3 ARREGLOS DE PREVENTORES

Para seleccionar los diferentes arreglos del conjunto de preventores, se tomaron en cuenta las experiencias acumuladas en lo referente al manejo de sistemas de control superficial, las presiones a que se sujetan y la tendencia de mejorar la seguridad y funcionalidad en los equipos.

Además de lo anterior se tomó en cuenta lo siguiente:

- La selección debe cumplir con lo establecido por las normas API.
- Debe ser funcional y práctico.
- Se deberá tener un procedimiento de operación y mantenimiento.
- Deberá asegurarse la continuidad de la operación, en caso de falla de un elemento, se debe tener otro instalado.
- No deberán usarse las válvulas de los cabezales de tubería de producción.
- Las líneas de matar y estrangular deberán instalarse en las válvulas laterales de los preventores de ariete.
- Cuando no se cuente con válvulas operadas hidráulicamente ni con válvulas de contrapresión tipo "MS", se instalarán en el conjunto, válvulas de operación normal.

Para efectuar los trabajos de reparación o terminación de un pozo, se seleccionaron los arreglos superficiales de equipo de control que a continuación se describen:

ARREGLO NUMERO 1

Preventor doble CAMERON tipo "U" de 11 pg ó 7 ¹/₁₆ pg; preventor sencillo CAMERON tipo "U" de 11 pg ó 7 ¹/₁₆ pg con salidas laterales de 3 ¹/₁₆ y 2 ¹/₁₆ pg respectivamente; preventor esférico anular CAMERON tipo "D" de 11 pg ó 7 ¹/₁₆ pg con presión de trabajo de 703 Kg/cm² (10000 Lb/pg²), para un alto gasto y alta presión.

ARREGLO NUMERO 2

Preventor doble CAMERON tipo "U" de 7 ¹/₁₆ pg con salidas laterales de 2 ¹/₁₆ pg o preventor doble CAMERON tipo "U" de 11 pg con salidas laterales de 3 ¹/₈ pg; preventor esférico anular CAMERON tipo "D" de 7 ¹/₁₆ pg ó 11 pg con presión de trabajo de 352 Kg/cm² (5000 Lb/pg²), para mediana y baja presión.

ARREGLO NUMERO 3

Preventor doble CAMERON tipo "U" de 7 ¹/₁₆ pg con salidas laterales de 2 ¹/₁₆ pg y presión de trabajo de 352 Kg/cm² (5000 Lb/pg²), para mediana y baja presión.

ARREGLO DE PREVENTORES PARA ZONAS DE ALTO GASTO Y ALTA PRESION

- I. Preventor de arietes doble Cameron tipo " U " con salidas laterales.
- II. Preventor de arietes sencillo Cameron tipo " U " con salidas laterales.
- III. Preventor esférico anular Cameron tipo " D " .

VALVULAS

4,7,8 Y 13 válvulas de compuerta Cameron tipo " F".
5,6,10 y 11 válvulas de compuerta Cameron tipo " F " con

operador hidráulico.

3 y 9 válvulas de contrapresión Cameron tipo "MS".

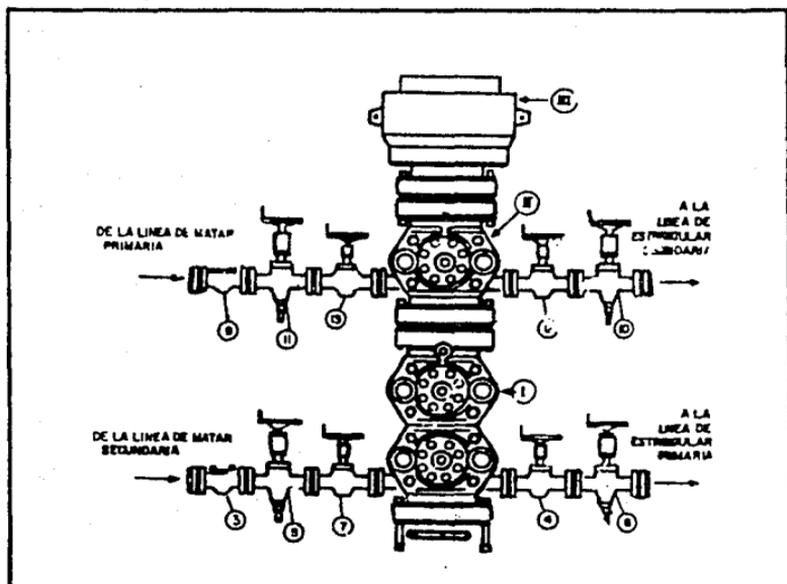


Fig. 43

La figura 43 muestra el arreglo número 1 de un conjunto de preventores de reventones para zonas de alto gasto y alta presión. En el cuerpo superior se le instalan los arietes para

tubería de menor diámetro y en el cuerpo inferior los arietes para tubería de mayor diámetro.

En una de las salidas laterales del preventor doble se instalan las válvulas número 3,5 y 7; de ahí se instala la línea de matar secundaria que se utiliza para inyectar fluidos al pozo, cuando se cierra alguno de los preventores; su instalación termina en el múltiple del tubo vertical.

En la otra salida lateral se instalan las válvulas número 4 y 6, donde sale la línea de estrangular primaria que se utiliza para descargar fluidos del pozo cuando se cierra alguno de los preventores. Su instalación termina en el múltiple de estrangulación; en la parte intermedia se instala un preventor de arietes sencillo Cameron, también tiene dos salidas laterales de 3 ¹/₁₆ pg en la parte inferior; en la salida del lado izquierdo se instalan las válvulas número 9, 11 y 13 de donde sale la línea de matar primaria, hacia el múltiple del tubo vertical; ésta se utiliza para descargar fluidos al pozo cuando por alguna razón se corta la tubería y se cuelga sobre los arietes anulares, quedando cerrados los de corte; en la salida lateral derecha se instalan las válvulas número 8 y 10, y ahí se instala la línea de estrangular secundaria hasta el múltiple de estrangulación; ésta se utiliza para descargar fluidos del pozo cuando se está operando con el preventor esférico anular cerrado; por último, en la parte superior del preventor sencillo, se instala un preventor esférico anular Cameron tipo " D " .

ARREGLO DE PREVENTORES PARA ZONAS DE MEDIANA PRESION

- I. Preventor de arietes Cameron tipo " U " con salidas laterales.
- II. Preventor esférico anular Cameron tipo " D ".

VALVULAS

3. válvula de contrapresión Cameron tipo " MS "
- 4, 5 y 7 válvula de compuerta Cameron tipo " F "
6. válvula de compuerta Cameron tipo " F " con operador hidráulico.

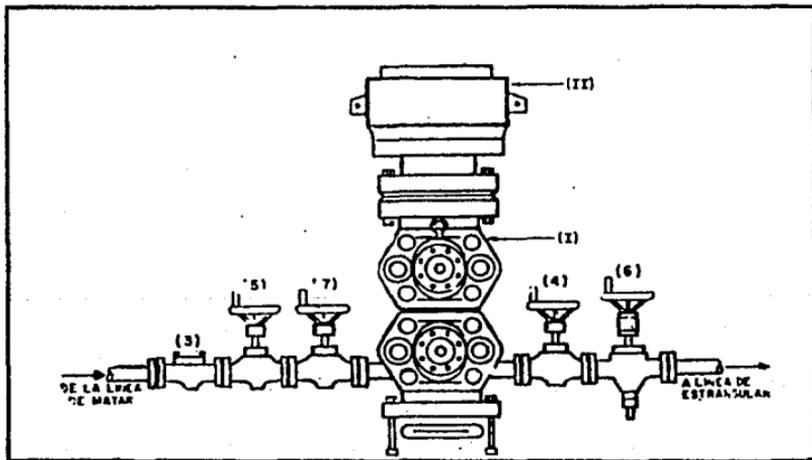


fig. (44)

La figura 44 ilustra el arreglo número 2, que consiste en un preventor doble Cameron tipo " U " con salidas laterales y un preventor esférico anular Cameron tipo " D ", el preventor doble está diseñado para que en la parte superior aloje arietes ciegos de corte y en la inferior los anulares para tubería.

ARREGLO DE PREVENTORES PARA ZONAS DE BAJA PRESION

- I. Preventor de arietes doble Cameron tipo " U " con salidas laterales.
- II. Campana de circulación.

VALVULAS

- 3 válvula de contrapresión Cameron tipo " MS "
- 4, 5 y 7 válvula de compuerta Cameron tipo " F "
- 6 válvula de compuerta Cameron tipo " F " con operador hidráulico.

La figura 45 muestra el arreglo número 3 que está integrado por un preventor doble Cameron tipo " U ", en el cuerpo superior se instalan arietes ciegos de corte y en el inferior arietes anulares para tubería; cuenta además con dos salidas laterales en una de ellas se conectan las válvulas, números 3 , 5 y 7. En estas válvulas se instala la línea de matar, que se utiliza para inyectar fluidos al pozo, cuando se cierre uno de los preventores; en la otra salida se conectan las

válvulas números 4 y 6, correspondientes a la línea de estrangulación que se utiliza para descargar fluidos al pozo cuando se cierra cualquiera de los arietes; esta línea va conectada al múltiple de estrangulación.

En la parte superior se instala la campana de circulación, tiene una entrada de 2 pg. donde se conecta la línea de llenar; ésta puede ser de baja presión; la campana tiene una salida de mayor diámetro donde se conecta la línea de flujo para circular directo del pozo a la presa de asentamiento.

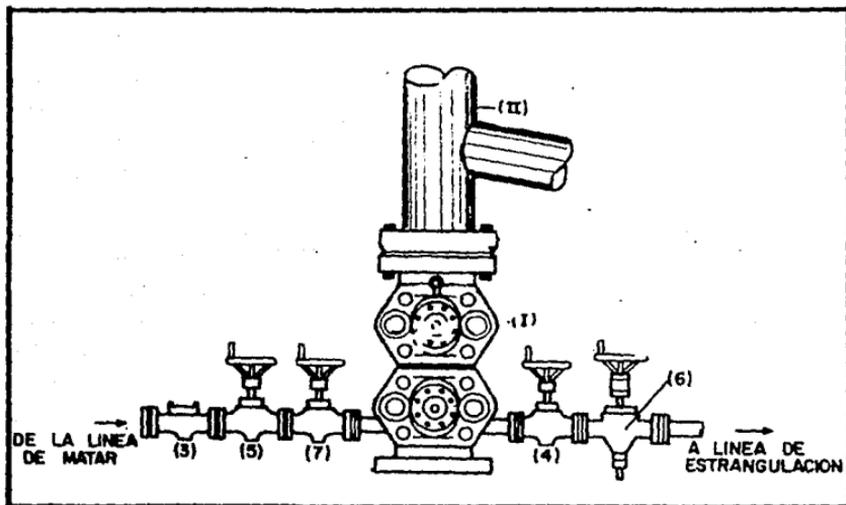


Fig. 45

válvulas números 4 y 6, correspondientes a la línea de estrangular que se utiliza para descargar fluidos al pozo cuando se cierra cualquiera de los arietes; esta línea va conectada al múltiple de estrangulación.

En la parte superior se instala la campana de circulación, tiene una entrada de 2 pg. donde se conecta la línea de llenar; ésta puede ser de baja presión; la campana tiene una salida de mayor diámetro donde se conecta la línea de flujo para circular directo del pozo a la presa de asentamiento.

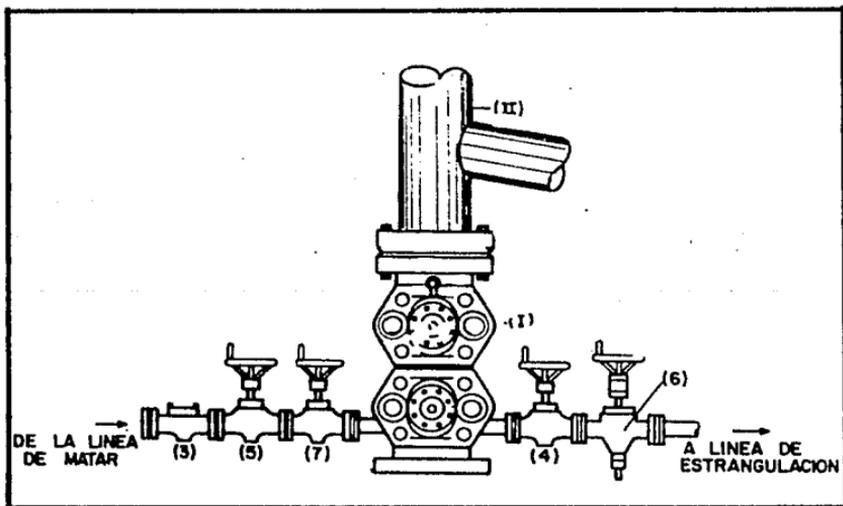


Fig. 45

Estos arreglos de preventores no son los óptimos para realizar las intervenciones con equipo Snubbing, ya que de acuerdo a las necesidades de la intervención se pueden complementar con otros preventores adicionales con servicio, como arietes de cuñas, punzones ajustables e inclusive la instalación de un preventor de arietes invertido.

IV.3.4 AJUSTE DE INSERCIÓN

El objetivo del ajuste de inserción es el de poder cruzar las juntas de las tuberías a través de los preventores sin golpear los rams; esto se hace para que la junta quede en medio de la cámara de igualación al insertar, por si se llegase a presentar un brote o para igualar presiones, y se pueda abrir o cerrar cualquier preventor sobre el cuerpo del tubo y no sobre la junta, ya que de esta forma se podrá insertar y deslizar la tubería cuando se requiera.

El ajuste de inserción para la introducción de la tubería, tiene como base las longitudes de todo el aparejo de preventores utilizado en la intervención con el equipo Snubbing, las dimensiones del mismo y las longitudes de las tuberías a introducir.

IV.4 BOMBAS PARA ACCIONAR PREVENTORES

Para efectuar la apertura o el cierre del control

secundario formado por el conjunto de preventores y válvulas hidráulicas, se hace necesario contar con elementos que conjuguen el manejo de fluidos y presiones, lo que permitirá accionar el sistema en un tiempo mínimo y con seguridad.

Para esta operación se cuenta en los equipos con un circuito hidráulico cerrado denominado conjunto para accionar preventores; de acuerdo a los arreglos de control superficial, existen diversos tipos y marcas de los conjuntos para accionar cada uno de los arreglos; los cuales se describen a continuación:

IV.4.1 CONJUNTO KOOMEY

En algunas áreas de trabajo se intervienen pozos que manejan alto gasto y alta presión, por lo que para su control durante las intervenciones se emplea el arreglo número 1 que consta de tres preventores de aristes, un preventor esférico anular y cuatro válvulas hidráulicas; para accionarlos se utiliza actualmente la unidad Koomey figura 46, que reúne las características de operación siguientes:

MARCA KOOMEY
TIPO HIDRONEUMATICO
MODELOS 060-LISX, 26-160-35

Está integrado por las siguientes unidades:

- A. Acumuladores y depósito de fluido.
- B. Bombas hidráulicas accionadas neumáticamente.

- C. Bomba triple de acción simple accionada por motor eléctrico.
- D. Múltiple de control.
- E. Consola de control remoto.

A. ACUMULADORES Y DEPOSITO DE FLUIDO

Son del tipo flotador guiado, y del tipo separador, precargándose con nitrógeno a una presión de 70 Kg/cm², (1000 psi), y cargándose a una presión de trabajo de 211 kg/cm² (3000 psi); cada acumulador tiene una capacidad nominal de 37.8 a 41.6 Lt (10 a 11 gal).

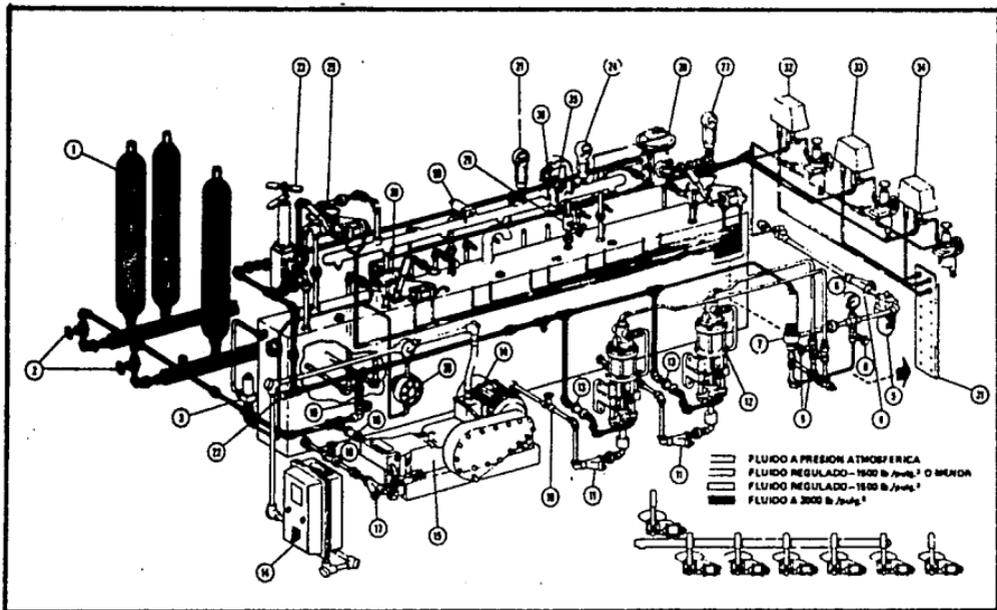
En el depósito se almacena el fluido para la operación de la unidad, teniendo líneas de succión individuales tanto para las bombas hidráulicas como para la bomba triple de acción simple. El sistema opera regresando nuevamente el fluido hidráulico al depósito.

B. BOMBAS HIDRAULICAS ACCIONADAS NEUMATICAMENTE

Estas unidades requieren un suministro de aire a suficiente presión y volumen para operarlas, cada una consta de un múltiple de suministro de aire, un múltiple de succión del fluido y un interruptor de presión hidroneumático.

C. BOMBA TRIPLE DE ACCION SIMPLE

El conjunto de la bomba accionada por el motor eléctrico es otra de las fuentes de alta presión usadas en la unidad Koomey.



NUMERO DE PARTE	DESCRIPCION
1	ACUMULADORES CON PRESION DE TRABAJO DE 211 kg/cm ² (3,000 lb/pg ²)
2	VALVULAS DEL BANCO ACUMULADOR (CERRAR CUANDO SEA NECESARIO APLICAR PRESIONES MAYORES DE 211 kg/cm ² (3,000 lb/pg ²))
3	VALVULA DE SEGURIDAD DEL BANCO ACUMULADOR, CALIBRADA A 248 kg/cm ² (3,500 lb/pg ²)
4	FILTRO DE AIRE
5	LUBRICADOR DE AIRE (6 GOTAS POR SEGUNDO)
6	MANOMETRO PARA PRESION DE AIRE DE 0 A 21 kg/cm ² (0 A 300 lb/pg ²)
7	INTERRUPTOR DE PRESION AUTOMATICO (HIDRONEUMATICO)
8	VALVULA PARA NULIFICAR EL INTERRUPTOR HIDRONEUMATICO
9	VALVULA PARA SUMINISTRAR AIRE A LAS BOMBAS HIDRONEUMATICAS
10	VALVULA DE SUCCION
11	FILTROS DE SUCCION
12	BOMBAS NEUMATICAS
13	VALVULAS DE CONTRAPRESION DE BOMBAS NEUMATICAS
14	MOTOR ELECTRICO Y ARRANCADOR
15	BOMBA DOBLE O TRIPLE, ACCIONADA POR MOTOR ELECTRICO
16	VALVULA DE SUCCION
17	FILTRO DE SUCCION
18	VALVULA DE CONTRAPRESION DE BOMBA ELECTRICA
19	VALVULA PARA NULIFICAR EL INTERRUPTOR HIDROELECTRICO
20	INTERRUPTOR DE PRESION AUTOMATICO HIDROELECTRICO
21	MANOMETRO DE PRESION EN EL ACUMULADOR DE 0 A 422 kg/cm ² (0 A 6,000 lb/pg ²)
22	FILTRO PARA FLUIDO DEL ACUMULADOR
23	VALVULA REGULADORA PARA PREVENTORES DE ARJETES
24	MANOMETRO DE PRESION EN EL MULTIPLE DE 0 A 703 kg/cm ² (0 A 10,000 lb/pg ²)
25	VALVULA REGULADORA PARA NULIFICAR LA VALVULA NUM. 23 QUE OPERA LOS PREVENTORES DE ARJETES A MAS DE 105 kg/cm ² (1,500 lb/pg ²)
26	VALVULA REGULADORA PARA PREVENTOR ESFERICO ANULAR
27	MANOMETRO DE PRESION PARA PREVENTOR ESFERICO ANULAR DE 0 A 211 kg/cm ² (0 A 3,000 lb/pg ²)
28	VALVULA DE CUATRO PASOS (RAMLOR)
29	VALVULA DE PURGA
31	VALVULA DE SEGURIDAD CALIBRADA A 387 kg/cm ² (5,500 lb/pg ²)
32	CAJA DE CONEXIONES DEL CONTROL REMOTO
33	REGULADOR NEUMATICO PARA PRESION DEL PREVENTOR ESFERICO ANULAR
34	REGULADOR NEUMATICO PARA PRESION DEL MULTIPLE
35	REGULADOR NEUMATICO PARA PRESION DEL ACUMULADOR
36	VALVULA REGULADORA DE LA VALVULA NUMERO 28
50	VALVULA DE TRES VIAS PARA SELECTOR DEL PANEL

El conjunto de la bomba triple está formado por el múltiple de succión del fluido, la bomba, el arrancador e interruptor de presión, el motor eléctrico y accesorios que incluyen cadena o bandas y tolva para las mismas.

D. MULTIPLE DE CONTROL

Se usa para dirigir el flujo del fluido hidráulico a alta presión generado por las bombas y almacenado en los acumuladores para operar los preventores y válvulas hidráulicas.

Incluye válvulas de cuatro pasos (una para cada preventor y válvulas hidráulicas), interruptores de presión, manómetros, tuberías, filtro de alta presión, válvulas de seguridad, descarga y líneas hidráulicas.

E. CONSOLA DE CONTROL REMOTO

Es un tablero auxiliar que se instala en el piso del equipo para facilitar las operaciones de cierre y apertura del control secundario, el cual deberá asegurarse sobre una base firme figura 47.

La interconexión a la unidad acumuladora se hace por medio de una terminal múltiple con caja de conexiones y manguera flexible protegida; deberá purgarse la línea de suministro de aire antes de conectarla al tablero y revisar el lubricador de aceite.

También es importante que antes de conectar el módulo de tubos y líneas que vienen de la unidad se purguen individual-

mente, operando cada función (abrir y cerrar) desde la unidad para asegurarse que estén libres de impurezas; cada caja tiene un perno alineador que asegura la conexión, debiéndose revisar los sellos para asegurarse que no estén dañados o sucios.

Instalada la consola, deberán operarse todas las funciones a control remoto para verificar que las conexiones se efectuaron correctamente; para operar una función debe mantenerse en posición abierta la válvula maestra de seguridad.

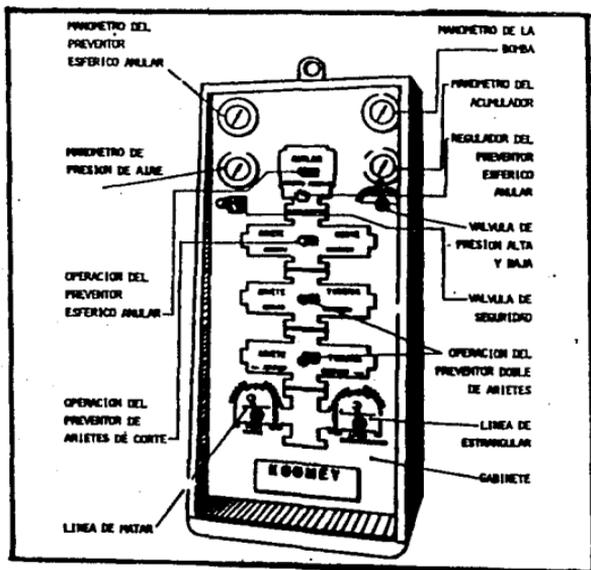


Fig. 47

IV.4.2 CONJUNTO CAMERON

La unidad Cameron figura 48, al igual que la anteriormente descrita, utiliza dos tipos de bombas en su conjunto para accionar los preventores y válvulas hidráulicas de los arreglos 1 y 2, siendo sus características de operación las siguientes:

MARCA CAMERON
TIPO HIDRONEUMATICO
MODELOS PN-205458, 5-218-GJC-65

Este conjunto está formado por las siguientes unidades:

- A. Bombas.
 - a). Hidroneumática modelo S-65 DBL.
 - b). Triple de acción simple modelo PQ-17S.
- B. Acumuladores.
- C. Depósitos de fluido.
- D. Múltiple de control.
- E. Consola de control remoto.

A. BOMBAS

a). HIDRONEUMATICAS

Estas bombas son impulsadas por medio de aire, con presiones de 2.8 a 8.4 kg/cm^2 (40 a 120 psi); proporcionan un rendimiento de alto volumen a alta presión, manejando una relación de aire-fluido de 65 a 1, o sea que 0.07 kg/cm^2 (1 psi) de presión de aire produce 4.8 kg/cm^2 (65 psi) de presión hidráulica.

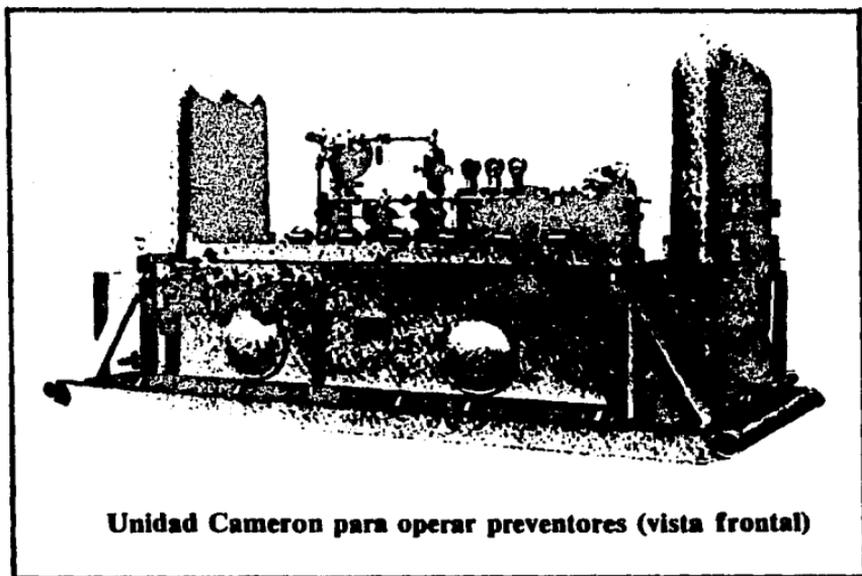


Fig. 48

b). BOMBA TRIPLE DE ACCION SIMPLE

Esta unidad es accionada por un motor eléctrico que opera con corriente eléctrica de 220 a 440 volts. tiene un arrancador que lo hace funcionar y en combinación con un interruptor de

presión hidroeléctrico para automáticamente; esta bomba, al igual que la accionada por aire, proporciona un alto rendimiento de volumen a alta presión.

B. ACUMULADORES

La función de los acumuladores es la de almacenar una precarga de nitrógeno con presión de 52.7 a 70 kg/cm² (750 a 1000 psi) y una carga de nitrógeno-fluido de 140 a 221 kg/cm² (2000 a 3000 psi).

El volumen mínimo a usar recomendado por el API para operar el conjunto de preventores debe ser igual a la suma de volúmenes para cerrar el preventor de arietes y el preventor esférico anular, más el necesario para abrir la válvula hidráulica en la línea de estrangular.

Los acumuladores deben ser capaces de cerrar cada preventor en un tiempo de 30 seg. en condiciones normales y no deberá excederse para preventores con diámetro de 20 pg y menores, así como de 45 seg. para preventores de mayor diámetro, considerando las bombas aisladas.

Los acumuladores no deben cargarse a mayor presión para la que están diseñados, es decir, 232 kg/cm² (3300 psi); la precarga deberá verificarse en cada instalación inicial del equipo y periódicamente durante la intervención del pozo, en cada uno de los acumuladores y precargase únicamente con gas nitrógeno.

C. DEPOSITO DE FLUIDO

La capacidad es de 150 gal y debe utilizarse como fluido hidráulico el aceite tipo MH-150, está construido en forma rectangular con bastidores interiores y consta de un tapon de llenado, un tubo para ventilacion, un orificio de drene con tapones para limpieza, un indicador visual de nivel, lineas de succión para las bombas hidroneumatica y triple accion y una línea de descarga del múltiple de control.

D. MULTIPLE DE CONTROL

Está formado por válvulas de cuatro pasos, reguladores de presión hidroneumáticos para el múltiple de los preventores de arietes y válvulas hidráulicas para el preventor esférico anular, además de manómetro de presión, válvulas de seguridad y de descarga y líneas hidráulicas.

E. CONSOLA DE CONTROL REMOTO

Su función es semejante al descrito en el conjunto Koomey, todas las válvulas deberán estar marcadas con el fin de tener conocimiento de qué línea es la que se está operando, así como controlar su posición abierta o cerrada, figura 40.

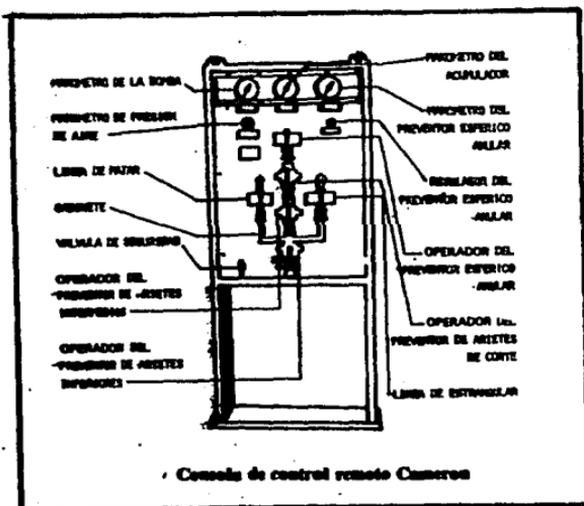


Fig. 49

IV.4.3 CONJUNTO PAYNE

Estas unidades fueron las primeras que se utilizaron para accionar los preventores figura 50, ya que su diseño satisface el uso rudo y exigente en los campos; a la fecha siguen operando en sus distintos modelos para accionar los arreglos 2 y 3 que se emplean en áreas de mediana y baja presión, el conjunto consta de las siguientes unidades:

- A). Bomba simple de doble acción.
- B). Gobernador automático o interruptor hidroneumático.
- C). Acumuladores.
- D). Válvulas hidráulicas de cuatro pasos.
- E). Múltiple de control.

AD BOMBA SIMPLE DE DOBLE ACCION

El funcionamiento completo de la unidad es considerado como un circuito cerrado que se inicia desde el depósito de fluido y líneas de succión hasta la bomba, enviando el fluido al múltiple de descarga a través de las válvulas de cuatro pasos y líneas de descarga para accionar los preventores y válvulas hidráulicas.

BD GOBERNADOR AUTOMATICO

Es un accesorio que como su nombre lo indica, controla y regula el funcionamiento de la bomba.

C) ACUMULADORES

Estos recipientes tienen en su interior un flotador cilíndrico con libre movimiento hacia arriba y abajo, esto se debe a que existe un pequeño espacio entre el flotador y el interior del acumulador, quedando una área de contacto entre el fluido y el nitrógeno; tiene una capacidad de 20 gal. con presión de trabajo de 140 kg/cm^2 (2000 psi) y presión de prueba de 211 kg/cm^2 (3000 psi).

- | | |
|---|--|
| 1.- LUBRICADOR | 6.- VALVULA DE SEGURIDAD |
| 2.- VALVULAS DE CONTROL DE AIRE | 7.- MANOMETRO DE PRESION |
| 3.- GOBERNADOR | 8.- MULTIPLE DE VALVULAS DE CUATRO PASOS |
| 4.- BOMBA RECIPROCANTE DE ACCION SIMPLE | 9.- ACUMULADOR DE PRESION |
| 5.- CILINDRO DE ALTA PRESION | 10.- CILINDRO DE BAJA PRESION |

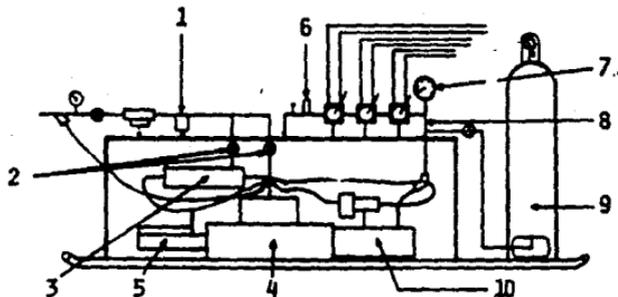


Diagrama completo de bomba Payne

- | | |
|---|--|
| 1.- LUBRICADOR | 6.- VALVULA DE SEGURIDAD |
| 2.- VALVULAS DE CONTROL DE AIRE | 7.- MANOMETRO DE PRESION |
| 3.- GOBERNADOR | 8.- MULTIPLE DE VALVULAS DE CUATRO PASOS |
| 4.- BOMBA RECIPROCANTE DE ACCION SIMPLE | 9.- ACUMULADOR DE PRESION |
| 5.- CILINDRO DE ALTA PRESION | 10.- CILINDRO DE BAJA PRESION |

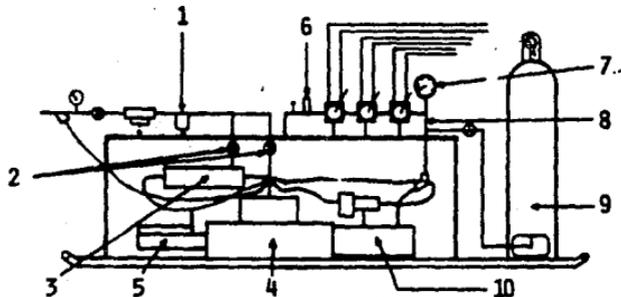


Diagrama completo de bomba Payne

D) VALVULAS HIDRAULICAS DE CUATRO PASOS

Están diseñadas para permitir el paso del fluido hacia los preventores y válvulas hidráulicas cuando se operan a cerrar y permiten el retroceso cuando se operan para abrir; tiene las siguientes características:

- Presión balanceada, no requiere baleros.
- Son válvulas de retención que no permiten el retroceso de la presión de los preventores aún con las líneas en servicio.
- Sus partes internas están lubricadas y no tienen problemas de corrosión.
- Pueden desarmarse para ser inspeccionados sin desconectar el múltiple de control.

E) MULTIPLE DE CONTROL

Como se describieron en los dos conjuntos anteriores, incluye válvulas de cuatro pasos, de seguridad y de descarga, manómetros y reguladores de presión hidroneumático para las bombas modelo 10-9-32 y 10-9-46.

Las líneas de conducción de fluidos son tubos de acero sin costura de 3/4 pg ó 1 pg de diámetro con capacidad de presión de 352 kg/cm^2 (5000 psi), comunican de la bomba a las válvulas de cuatro pasos y después al múltiple de control hacia las líneas respectivas para accionar los preventores y válvulas hidráulicas; las tuberías y mangueras metálicas que van de la unidad hasta el control secundario deben asegurarse para evitar daños debido a la vibración y eliminar el uso excesivo de codos, tees

y uniones giratorias, para prevenir puntos probables de fugas, no se usarán mangueras de hule, ya que pueden destruirse en caso de incendio.

IV. 5 CONEXIONES SUPERFICIALES

Se deben conocer e identificar los accesorios de las conexiones superficiales que se utilizan durante la insatención de los arreglos 1, 2 y 3 de los conjuntos de preventores en los equipos.

Los accesorios que se emplean en los arreglos 1, 2 y 3 en conjuntos de preventores, deberán soportar 5000 psi de presión de trabajo.

NIPLES DE TUBERIA DE PRODUCCION

Con diámetro exterior de 2 ¹/₂ pg, de diámetro interior de 1.908 pg, grado J-55 de 4.7 lb/pie, con resistencia a la presión interna de 7700 psi.

VALVULA CAMERON FLEX-SEAL TIPO " S "

Con extremo roscados, diámetro nominal de 2 pg y 3 pg y sello de metal en hule, figura 51.

NIPLE DE TUBERIA DE PRODUCCION

Con diámetro exterior de 3 ¹/₂ pg y diámetro interior de 2.902 pg, grado J-55 de 9.3 lb/pie, con resistencia a la presión

interna de 6980 psi, o nipples de los mismos diámetros con grado E, clase 2, de 9.5 lb/pie, resistencia a la presión interna de 7080 psi, figura 52.

CODOS AMERICAN

De 90° de 3 pg de radio largo, y presión de trabajo de 5000 psi, figura 53.

MANGUERAS FLEXIBLES VIBRATORIAS

Con diámetro interior de 2 1/2 pg, grado E, presión de trabajo de 5000 psi y longitud de 20 pie o más si así se requiere.

T. AMERICAN

De 3 pg de radio largo, presión de trabajo 5000 psi figura 54.

MANOMETRO DE PRESION

De rango 0 - 6000 psi, figura 55.

UNIONES DE GOLPE

Presión de trabajo de 8000 psi, figura 56.

MÚLTIPLE DEL TUBO VERTICAL

Múltiple para el arreglo de preventores 1, figura 57. y múltiple para el arreglo de preventores 2 y 3, figura 58.

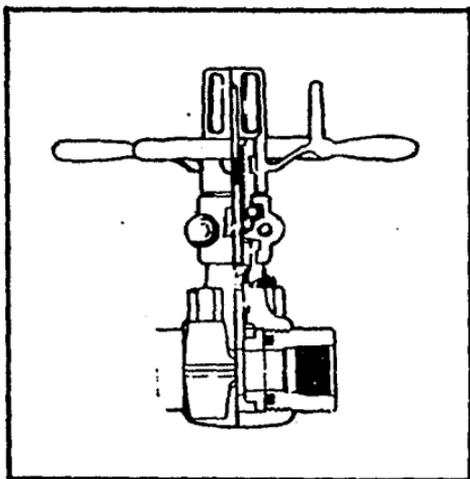


Fig. 51

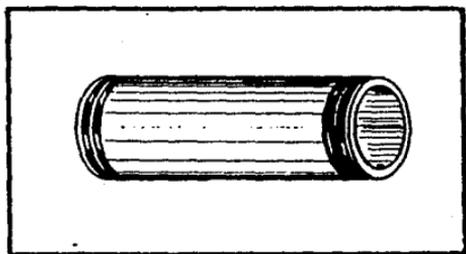


Fig. 52

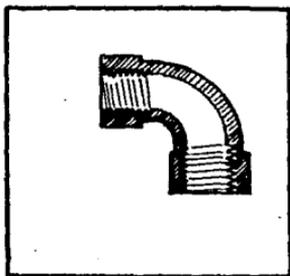


Fig. 53

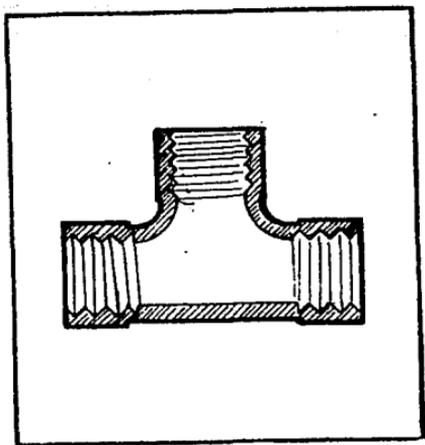


Fig. 54

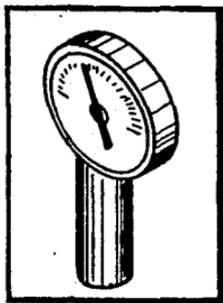


Fig. 55

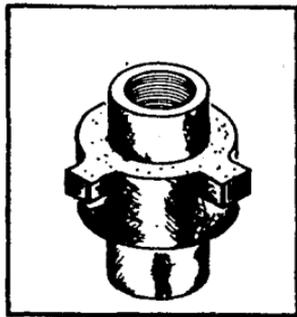


Fig. 56

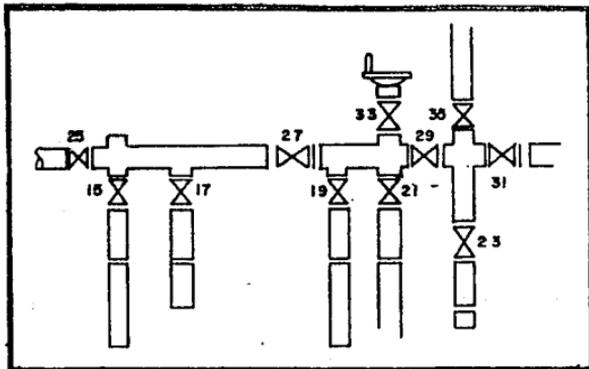


Fig. 57

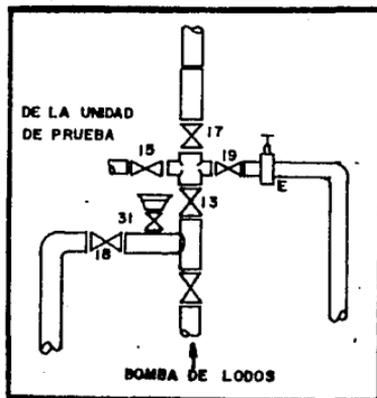


Fig. 58

CRUZ AMERICAN

De radio largo con presión de trabajo de 5000 psi, figura 59.

CODO AMERICAN

De 160° ó 180° conocido como cuello de ganso, figura 60.

MANGUERA VIBRATORIA

Para el conjunto de preventores 1, se requiere manguera con longitud de 53 pie con diámetro interior de 2 1/2 pg, grado E, con presión de trabajo de 7500 psi y presión de prueba de 15000 psi.

En los arreglos 2 y 3 únicamente varía el grado; D, con presión de trabajo de 5000 psi y presión de prueba de 10000 psi.

VALVULAS BRIDADAS CAMERON

Tipo F con presión de trabajo de 10000 psi y de prueba de 15000 psi, tamaño nominal de 3 1/16 pg, orificio de paso de 3 1/8 pg, figura 61.

CRUZ DE FLUJO

Con presión de trabajo de 10000 psi figura 62.

ESTRANGULADOR AJUSTABLE

Cameron tipo "H2" bridado; presión de trabajo de 10000 psi, figura 63.

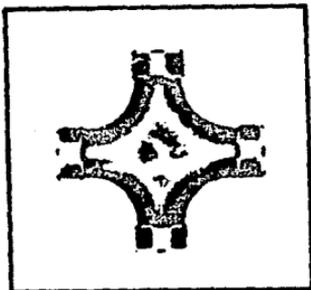


Fig. 59



Fig. 61

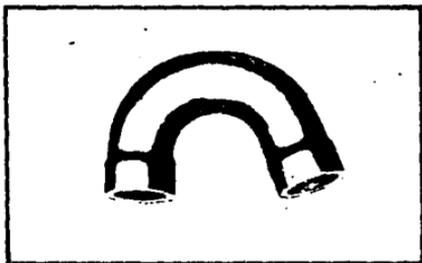


Fig. 60

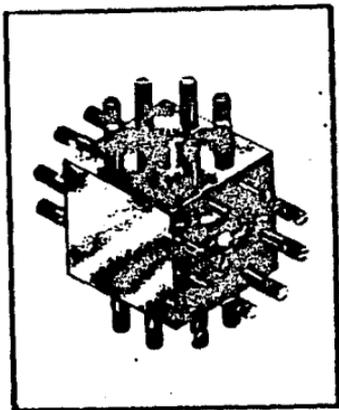


Fig. 62

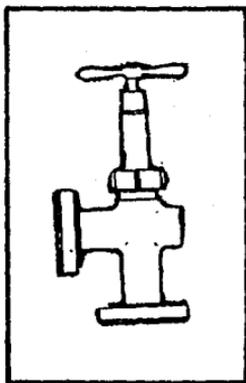


Fig. 63

ESTRANGULADOR VARIABLE

Camaron con control hidráulico y bridas de 3 ¹/₁₆ pg; con presión de trabajo de 10000 psi, figura 64.

CONSOLA BASICA

Para el control del estrangulador variable hidráulico, figura 65.

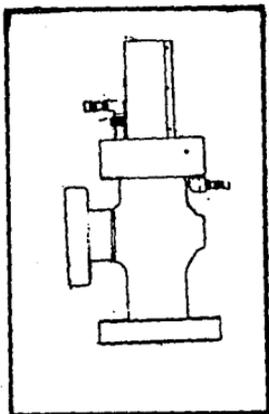


Fig. 64

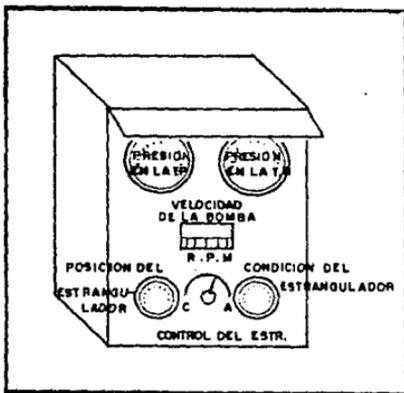


Fig. 65

LINEAS DE MATAR

Deben ser de igual o mayor presión de trabajo que la de los preventores y que resistan la máxima presión esperada. Las líneas de matar deben contener una o más válvulas en las salidas laterales de los carretes o preventores, además válvulas de retención; en las líneas de matar se pueden usar uniones de golpe, debido a que las vibraciones no son muy severas.

LÍNEAS DE ESTRANGULAR

Las conexiones vienen de las salidas laterales del conjunto de preventores y van hacia el múltiple de estrangulación; las velocidades son mayores que en las líneas de matar debido a la expansión del gas, por lo tanto las líneas de menor diámetro causarían caídas de presión, altas y no permiten la reducción a los niveles deseados.

En diámetros mayores en las líneas de estrangular, las velocidades disminuyen y el desgaste es menos severo; deben ser rectas y si es necesario, utilizar curvas con radios grandes y de ser posible con juntas bridadas; si se necesitan curvas de 90° de radio corto, se deberá usar una T para uso rudo con tapón relleno de plomo; en cada línea se debe contar con dos válvulas a la salida de los preventores.

CAPITULO V

REPARACION DEL POZO CANTARELL 1009

V.1 CLASIFICACION DE LAS REPARACIONES

Para iniciar la etapa de producción de un pozo, se requiere de una serie de operaciones que constituyen su terminación, la cual puede ser de un pozo exploratorio en el caso de yacimientos nuevos o de desarrollo, en yacimientos conocidos.

Posteriormente durante su vida productiva, se requieren operaciones de reacondicionamiento para lograr un aprovechamiento racional de la energía de los yacimientos, así como para solucionar problemas mecánicos que impidan la producción; a este tipo de intervenciones se les denomina reparaciones, las cuales pueden ser mayores o menores dependiendo de sus objetivos.

V.1.1 TERMINACIONES

Se entiende por terminación de un pozo petrolero a las actividades encaminadas a explotar los yacimientos, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente; básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida del pozo, aprovechando así

óptimamente la energía del yacimiento.

Las terminaciones incluyen una serie de actividades que consisten principalmente en:

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

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

V.1.2 REPARACION MAYOR

La podemos definir como un conjunto de actividades a desarrollar, con el fin de mantener al pozo en constante producción, mediante la alteración de las condiciones de flujo de los yacimientos productores o por medio del aislamiento de un intervalo explotado y la apertura de uno o más intervalos.

Durante la explotación de los pozos en un determinado tiempo llegan a presentar problemas, siendo éstos las causas que determinan efectuar una reparación al pozo; los problemas que se

pueden presentar son los siguientes:

- A) Invasión de agua salada.
- B) Agotamiento y baja recuperación del intervalo.
- C) Desprendimiento o roturas en las tuberías de revestimiento.
- D) Cementaciones primarias defectuosas.
- E) Alta relación gas-aceite.
- F) Cambio de función del pozo.

V.1.3 REPARACION MENOR

Se puede definir como el conjunto de actividades a desarrollar, con el objeto de mantener al pozo en constante producción; y a diferencia de la mayor, es aquella en la cual no se alteran las condiciones del yacimiento, sino que únicamente se restablecen a su forma original, significando con ello la limpieza del pozo y sustitución de accesorios en su estado mecánico.

La explotación continua de los yacimientos trae como consecuencia cambios en los yacimientos, en las condiciones de extracción de los hidrocarburos y los que a su vez ocasionan problemas en la operación de los pozos; dichos problemas ocurren por diferentes causas y las más frecuentes son:

- A) Acumulación de arena
- B) Tuberías de producción obturadas en su interior con sal.
- C) Empacadores dañados e interiores de tuberías de producción parafinadas.

- DD Cambio en el aparejo de producción o en el sistema de recuperación de acuerdo a la etapa productiva del pozo.
- ED Agotamiento total.

V.2 SECUENCIAS OPERATIVAS

Los factores más importantes para determinar el tipo de intervención son:

- Acumulación de arena frente al intervalo.
- Tubería obturada, parafinada, deteriorada (rota, colapsada).
- Espacadores de producción dañados.
- Pescados.
- Rotura, desprendimiento de T.R.
- Cementaciones defectuosas.
- Abatimiento del nivel del fluido.
- Invasión de agua salada.
- Daños a la formación.
- Baja recuperación de hidrocarburos.
- Probar nuevos intervalos.
- Cambio de aparejos de producción.
- Cambio de sistema de recuperación.
- Fugas en conexiones superficiales.

La programación se efectúa anualmente y las intervenciones se programan de acuerdo al número de equipos y los promedios de intervenciones realizadas por ellos, a este programa se le llama general o anual; para determinarlo se hace un programa mensual

ajustado.

Tomando en cuenta la programación ajustada, se solicita el acondicionamiento de la localización y caminos de acceso, el acondicionamiento de líneas de escurrimiento e inyección de gas y agua, la energía eléctrica y en forma directa ejecuta la revisión del árbol de válvulas y corrige sus anomalías, el servicio de unidad de línea de acero para registros, apertura de válvulas y perforación de tuberías.

Finalmente se recibe el programa operativo y le corresponde al departamento de reparación y terminación de pozos elaborar el plan encaminado a realizar los trabajos adecuados para hacer producir el pozo.

Dichos programas están basados en la historia o antecedentes del pozo, considerando desde el inicio de la perforación hasta la detección de fallas a reparar.

Los datos más importantes a considerar son:

- Equipo que efectuó la perforación (PEMEX o Contratista).
- Programa de perforación.
- Fecha que inició y terminó la perforación.
- Diámetro de barrena con que inició y terminó el agujero.
- Velocidad de perforación o avances.
- Columna geológica atravesada.
- Estudio de las muestras de canal.
- Estudio de núcleos.
- Clase y tipo de rocas perforadas.
- Características petrofísicas de las formaciones.
- Características de los fluidos de control utilizados.

- Problemas en la perforación, derrumbes, pesca, brotes, etc..
- Especificaciones de las tuberías de revestimiento.
- Estudio de registros tomados en el pozo.
- Resultado de las pruebas de formación.
- Número de intervalos con probabilidades de contener hidrocarburos.
- Número y tipo de intervenciones efectuadas y problemas presentes durante las reparaciones.
- Estado mecánico del pozo.
- Fallas por corregir.

V. 2.1 SECUENCIA GENERAL PARA TODO TIPO DE INTERVENCIONES

1. Programación del movimiento de equipo.
2. Acondicionamiento del camino, localización, abastecimiento de agua por la red industrial, colocación de anclas para contravientos, abastecimiento de energía eléctrica, construcción de presas de desperdicio y de quemador.
3. Revisión y solicitud del árbol de válvulas por el departamento de reparación y terminación de pozos, colocación de los mismos, determinando el estado general del árbol y tomando las presiones del espacio anular; si el árbol tiene fugas o su estado representa riesgo, deberá dar mantenimiento, engrasando y operando las válvulas, así como activando los sellos secundarios y controlando el pozo antes de instalar el equipo.
4. Elaboración del programa de intervención por los departamentos involucrados.

10. SECUENCIA OPERATIVA CON EQUIPO SNUBBING EN AREA MARINA

A0. SECUENCIA PARA POZOS EN CONDICIONES DE PRESION

1. Transporte y acomodo de unidades en la plataforma marina.
2. Con la línea acerada verificar la apertura total de la válvula de tormenta y calibrar el empacador. Si la válvula no está totalmente abierta:
 - Operar a abrir hidráulicamente y verificar.
 - En caso de no abrir hidráulicamente, bloquear ésta, dejándola permanentemente abierta.
3. Obturar temporalmente el interior de la T.P., colocando una válvula de contrapresión en el niple de asiento inferior y verificar que no haya flujo.
4. Colocar la válvula de contrapresión " H " en el colgador de la tubería de producción para mayor seguridad.
5. Quitar el árbol de válvulas e instalar el conjunto de preventores.
6. Instalar la unidad Snubbing y probar los componentes.
7. Despegar el niple sellador del empacador con unidad Snubbing aplicando la tensión permisible.
8. Durante las operaciones subsecuentes, bombear agua de mar por el espacio anular.
9. Sacar la tubería de producción hasta la válvula subsuperficial de seguridad, eliminarla y sustituirla por otra nueva, cambiando los accesorios complementarios.
10. Introducir hasta el empacador, efectuar el ajuste y probar la efectividad de los sellos. Si durante la prueba no hay sello

hermético, recuperar el aparejo de producción completo y armar un nuevo aparejo de producción y accesorios con la válvula de contrapresión inferior, introducirlo hasta el empacador, efectuar el ajuste y probar la efectividad de los sellos.

11. Colocar la válvula de contrapresión " H " en el colgador de la tubería de producción.
12. Desmantelar la unidad Snubbing y el conjunto de preventores.
13. Instalar el árbol de válvulas y probar las conexiones definitivas.
14. Recuperar la válvula de contrapresión " H " y la de contrapresión inferior, verificar el buen funcionamiento de la válvula de tormenta.
15. Inducir a producción.
16. Desmantelar equipo.

B). SECUENCIA PARA POZOS EMPLEANDO FLUIDO DE CONTROL

1. Transporte y acomodo de las unidades en plataforma.
2. Operar con línea de acero para verificar la apertura total de la válvula superficial de seguridad y calibrar hasta el empacador, operar para abrir la camisa deslizante, en caso de no tener éxito, perforar TP. arriba de la camisa deslizante con las medidas de seguridad adecuadas.
3. Circular el pozo con fluido de control.
4. Colocar la válvula de contrapresión " H " en el colgador de la tubería.
5. Quitar el árbol de válvulas e instalar el conjunto de

- preventores y probar la bomba que los acciona.
6. Instalar la unidad Snubbing y probar sus componentes.
 7. Despegar el niple sellador del empacador permanente con la unidad Snubbing aplicando tensión permisible, circular acondicionando el fluido de control.
 8. Recuperar el aparejo de producción completo.
 9. Armar un nuevo aparejo de producción con camisa deslizante abierta y accesorios.
 10. Introducirlo a la profundidad programada y efectuar el ajuste.
 11. Colocar la válvula de contrapresión " H " en el colgador de la tubería de producción.
 12. Desmantelar la unidad Snubbing y el conjunto de preventores.
 13. Instalar el árbol de válvulas y probar las conexiones definitivas.
 14. Recuperar la válvula tipo " H ".
 15. Lavar el pozo y cerrar la camisa deslizante y probar la efectividad de sellos, así como el buen funcionamiento de la válvula de tormenta.

V.3 LOCALIZACION DEL POZO

El campo Akal, perteneciente al complejo Cantarell, se localiza aproximadamente a 80 km al norte de Ciudad del Carmen.

El pozo Cantarell No. 1003 ubicado en la plataforma Akal " M " se localiza al norte del Complejo Cantarell.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL COMPLEJO CANTARELL

AREA	166 Km ²
PRESION ORIGINAL	246 kg/cm ² a 2000 M.V.
PRESION ACTUAL	130 kg/cm ²
FORMACION PRODUCTORA	BRECHA PALEOCENO-CRETACICO
POROSIDAD	10 % (PROMEDIO)
PERMEABILIDAD	2 A 3 DARCY
ESPESOR	800 M.V.
RELACION GAS-ACEITE	80 m ³ /m ³
CONTACTO GAS-ACEITE	1550 M.V.
CONTACTO AGUA-ACEITE	2850 M.V.
PRODUCCION	1 MBPD

V.4 OBJETIVO DE LA INTERVENCION

Realizar un programa de reparación menor al pozo Cantarell 1003, el cual consiste en cambiar la válvula de tormenta para su mantenimiento, y cambiar el aparejo de producción de 4 $\frac{1}{2}$ pg - 5 $\frac{1}{2}$ pg. a 4 $\frac{1}{2}$ pg - 7 pg , solicitado por el departamento de yacimientos al departamento de reparación y terminación de pozos. con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos en el pozo.

V.5 DATOS GENERALES DEL POZO

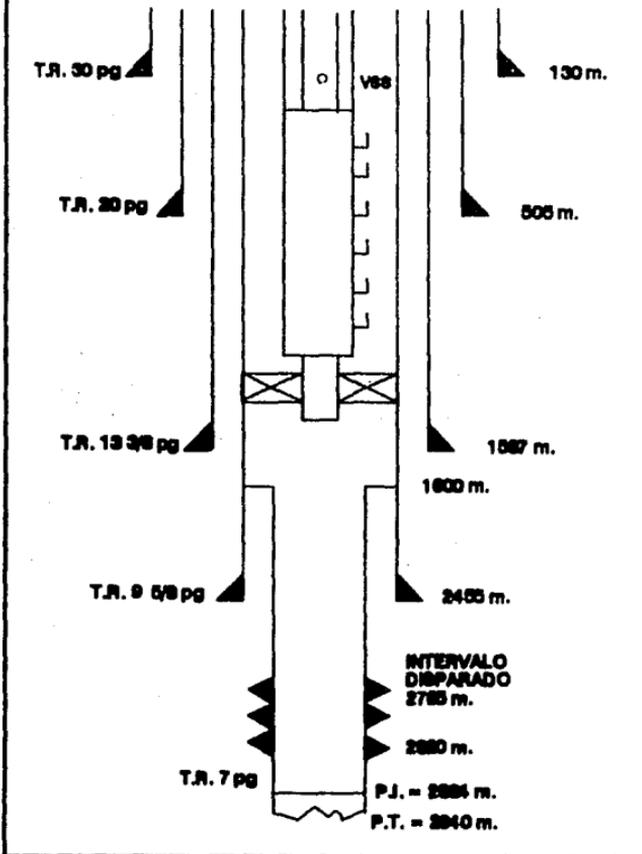
V.5.1 COLUMNA GEOLOGICA

COLUMNA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD DESARROLLADA
Paleoceno Superior	2400 m.
Paleoceno Inferior	2515 m.
Brecha del Paleoceno	2530 m.
Cretacico Superior	2740 m.
Cretacico Medio	2843 m.

V.5.2 ESTADO MECANICO

	PROFUNDIDAD (m) DESARROLLADA
1. Profundidad total del pozo	2940
2. Profundidad interior	2884
3. Tubería de revestimiento	
T.R. 30 pg	130
T.R. 20 pg K-55; 94 LB/PIE BNC	508
T.R. 13 ³ / ₈ pg N-80; 68 LB/PIE BNC	1587
T.R. 9 ⁵ / ₈ pg N-80; 47 LB/PIE HDSEU	959
P-110; 53.5 LB/PIE HDSFLP	2495
T.R. 7 pg N-80; 29 LB/PIE HDESEU	2924
BOCA DE LINER 7 pg	1800
4. Arbol de válvulas	
FIP 20 pg C3M x 13 ⁵ / ₈ pg x 4 ¹ / ₂ pg C5M	

ESTADO MECANICO



COPLE DOBLE CAJA 5 $\frac{1}{2}$ pg VAM-REG	462.84
DOBLE PINON HECHIZO 5 $\frac{1}{2}$ pg x 4 $\frac{1}{2}$ pg	463.00
1er. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg, DOBLE CAJA HDCS	465.00
DOBLE PINON HECHIZO 4 $\frac{1}{2}$ pg x 5 $\frac{1}{2}$ pg	465.80
23 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE VAM-REG	714.95
COMBINACION HECHIZA P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	715.20
2o. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg DOBLE CAJA HDCS	717.93
COMBINACION DOBLE HECHIZA 4 $\frac{1}{2}$ pg HDCS	718.05
COMBINACION HECHIZA P. 5 $\frac{1}{2}$ pg x C. 4 $\frac{1}{2}$ pg	718.23
18 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE VAM-REG	920.15
COMBINACION P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	920.40
3er. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg DOBLE CAJA HDCS	923.09
DOBLE PINON HECHIZO 4 $\frac{1}{2}$ pg x 5 $\frac{1}{2}$ pg	923.25
22 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE VAM-REG	1178.53
COMBINACION HECHIZA P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	1178.77
4o. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg DOBLE CAJA HDCS	1181.46
DOBLE PINON HECHIZO 4 $\frac{1}{2}$ pg x 5 $\frac{1}{2}$ pg	1181.62
12 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE VAM-REG	1319.54
COMBINACION HECHIZA P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	1319.78
5o. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg DOBLE CAJA HDCS	1322.51
DOBLE PINON HECHIZO 4 $\frac{1}{2}$ pg x 5 $\frac{1}{2}$ pg	1322.67
12 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE VAM-REG	1453.57
COMBINACION HECHIZA P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	1453.82
6o. MANDRIL CAMCO 4 $\frac{1}{2}$ pg DOBLE CAJA HDCS	1456.47
DOBLE PINON P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	1456.63
7 TRAMOS TP. 5 $\frac{1}{2}$ pg L-80, 20 LB/PIE	1531.07
COMBINACION HECHIZA P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 5 $\frac{1}{2}$ pg	1531.32
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg C-75, 12.75 LB/PIE HDCS	1540.10

CAMISA DESLIZABLE 4 $\frac{1}{2}$ pg OTIS HDCS	1541.35
1 TRAMO DE TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg C-75, 12.75 LB/PIE HDCS	1549.67
COMBINACION DOBLE HECHIZA P. 2 $\frac{7}{8}$ pg x 4 $\frac{1}{2}$ pg	1549.88
TOPE LOCALIZADOR 2 $\frac{7}{8}$ pg ACME x C. SH. R. R. BAKER	1550.37
10 U. S. M. V.	1553.60
ZAPATA GUIA 2 $\frac{7}{8}$ pg ACME BAKER	1553.80
EMPACADOR 9 $\frac{5}{8}$ pg MODELO " D " 415-01	1548.47

V. 5. 5 ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo Cantarell 1003 fue terminado el 8 de julio de 1984, como productor de aceite y gas en el intervalo 2455-2840 m.d. en agujero descubierto.

Del 14 de mayo al 10. de julio de 1985 se realizó una reparación mayor; el cual tuvo como objetivo profundizar el pozo a 2940 m.d. (2795 m.v.), se revistió con un liner de 7 pg. el liner se cementó a 2924 m., disparando el intervalo 2785-2820 m.d. (2655-2687 m.v.).

Se entregó el pozo a producción fluyendo por línea de 2 pg con presión de TP = 23 kg/cm² con un gasto de Qo= 13,300 BPD.

Del 12 de junio al 12 de julio de 1987 se efectuó una reparación menor; consistente en cambiar el aparejo de producción de 4 $\frac{1}{2}$ pg x 7 pg. por aparejo de bombeo neumático (B.N.), con mandriles Camco 4 $\frac{1}{2}$ pg.

Se entregó el pozo a producción fluyendo por línea de 2 pg con presión de TP = 12 kg/cm² con un gasto de Qo= 9870 BPD.

Del 17 de diciembre de 1987 al 25 de abril de 1988 se realizó una reparación menor, la cual consistió en instalar equipo de bombeo electrocentrifugo sin éxito, ya que el equipo falló y no trabajó en forma satisfactoria; por cambio de programa se decidió reinstalar el sistema de bombeo neumático, que es como se encuentra produciendo actualmente.

El último aforo que se hizo a este pozo fue el 4 de mayo de 1991; reportando un gasto de $Q_0 = 8284$ BPD y una presión en TP de 18 kg/cm^2 , fluyendo através de la línea de 4 pg.

V.6 PROGRAMA OPERATIVO

1. Cerrar pozo y verificar hermeticidad de las válvulas del medio árbol.
2. Desmantelar bajantes, instalar conexiones superficiales de control y probar las mismas.
3. Abrir espacios anulares de 30 pg, 20 pg, 13 $\frac{1}{2}$ pg, 9 $\frac{1}{2}$ pg verificando salida de fluidos y registrar presiones.
4. Descargar gas de B.N. del e.a. 9 $\frac{1}{2}$ pg y TP, y probar medio árbol de válvulas.
5. Controlar pozo con fluido fapx ($0.85 \text{ gr/cm}^3 \times 800 \text{ seg}$), regresando fluidos contra formación.
6. Desmantelar $\frac{1}{2}$ árbol e instalar conjunto de preventores; líneas de control y equipo snubbing.
7. Sacar el aparejo de producción (bombeando fluido Fapx 100%).
8. Meter aparejo de producción 4 $\frac{1}{2}$ pg - 7 pg con mandriles de B.N., fluyendo línea de 1/4 pg a T.P. 4 $\frac{1}{2}$ pg. con hules pro-

lectores efectuar ajuste instalar bola colgadora y sentar en su nido.

9. Probar empaque inferior de la bola colgadora con 350 kg/cm^2 , con equipo instalado.

10. Desmantelar conjunto de preventores y equipo snubbing 100%.

11. Instalar $\frac{1}{2}$ árbol de válvulas y probar los sellos superior e inferior de la bola colgadora con 350 kg/cm^2 . (instalar $\frac{1}{2}$ árbol en su posición original para aprovechar las bajantes existentes).

12. Inducir el pozo con auxilio del sistema de B.N.

13. Tomar registro estático y curva de decremento.

14. Estimular con HCl en caso de comprobarse daño a la formación

15. Entregar pozo a producción.

V.7 CALCULOS NECESARIOS PARA LA OPERACION

Datos:

INTERVALO (2785 - 2820)m, PRESION DE FONDO 171.7 kg/cm^2 medido a 2820 m., con un gradiente de presión de $0.0706 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ utilizando fluido de control (lodo Fapx), con una densidad de 0.85 gr/cc. con la siguiente tubería:

T.P. de = $5 \frac{1}{2}$ pg y di = 4.778 pg, L-80 de 20 lb/pie, con una longitud de 1399.08 m

T.P. de = $4 \frac{1}{2}$ pg y di = 3.826 pg, C-75 de 12.75 lb/pie, con una longitud de 155.49 m

T.R. de = $9 \frac{3}{8}$ pg y di = 8.681 pg, y T.R. de = 7 pg y di = 8.184 pg. utilizando una bomba Garner Denver pz-8

$$\text{Cap e.a.} = 0.5067 (8.681^2 - 5.5^2) = 22.86 \text{ lt/m}$$

$$\text{Cap T.R.} = 0.5067 (6.625^2) = 22.23 \text{ lt/m}$$

$$\text{Cap T.P.} = 0.5067 (4.778^2) = 11.57 \text{ lt/m}$$

$$\text{Vol e.a.} = 22.86 (1548) = 35387.3 \text{ Lt}$$

$$\text{Vol T.R.} = 22.23 (1254.5) = 27887.5 \text{ Lt}$$

$$\text{Vol T.p.} = 11.57 (1554.5) = 17985.6 \text{ Lt}$$

$$\text{Vol total} = 81260.4 \text{ Lt}$$

$$\text{Vol control} = 97512.5 \text{ Lt}$$

$$\text{Emb e.a.} = 35387.3 / 6.24 = 5671 \text{ emb}$$

$$\text{Emb T.R.} = 27887.5 / 6.24 = 4469 \text{ emb}$$

$$\text{Emb T.P.} = 17985.6 / 6.24 = 2882 \text{ emb}$$

$$\text{Emb total} = 81260.4 / 6.24 = 13022 \text{ emb}$$

$$\text{Emb control} = 97512.5 / 6.24 = 15626 \text{ emb}$$

Utilizando un gasto de 100 EPM

	VOL (LT)	EMB	MINUTOS
VOL e.a.	35387.3	5671	56.71
VOL T.R.	27887.5	4469	44.69
VOL T.P.	17985.6	2882	28.82
VOL TOT.	81260.4	13022	13.02
VOL CONT.	97512.5	15626	15.62

$$H_m = 2902.5 \text{ m}$$

$$P_h = 0.85 (2902.5) / 10 = \underline{239.2 \text{ kg/cm}^2}$$

$$H_r = 2902.5 - 2620 = 182.5 \text{ m}$$

$$P_p = 182.5 (0.0706) = 12.9 \text{ kg/cm}^2$$

$$P_f = 171.7 + 12.9 = \underline{184.6 \text{ kg/cm}^2}$$

$$\Delta P_h = 238.2 - 184.6 = 53.6 \text{ kg/cm}^2$$

$$h = 53.6 (10) / 0.85 = \underline{630.5 \text{ m}}$$

$$W_1 = 12.75 (1.49) (155.49) = 2953.92 \text{ kg}$$

$$W_z = 20 (1.49) (1399.08) = 41692.8 \text{ kg}$$

$$W_r = W_1 + W_z = \underline{44646.5 \text{ kg}}$$

$$W_{tr} = W_r (1 - \text{prc}/\text{pa})$$

$$W_{tr} = 44646.5 (1 - 0.85/7.85) = 39812.2 \text{ kg}$$

$$W_{tr} = 39.8 = \underline{40 \text{ TON}}$$

$$R_r = Y_m [(0.8 d_e^2 + 0.2 d_i^2) - d_i^2] \pi / 4$$

$$R_r = 80000 [(0.8) (5.5^2) + (0.2) (4.778^2) - 4.778^2] \pi / 4$$

$$R_r = 373005.9 / 2.2 = 169.548.1 \text{ kg/cm}^2$$

$$R_r = 169.5 \text{ TON}$$

$$R_r \text{ 100\%} = 169.5 \text{ TON}$$

$$R_r \text{ 80\%} = 135.6 \text{ TON}$$

$$R_r \text{ 60\%} = 101.7 \text{ TON}$$

La tubería a introducir es la siguiente:

T.P. de = 4 1/2 pg y di = 3.826 pg de 12.75 lb/pie con una longitud de 259.8 m.

T.P. de = 7 pg y di = 6.184 pg de 29 lb/pie con una longitud de 1291.7 m

$$W_1 = 12.75 (1.49) (259.8) = 4935.6 \text{ kg}$$

$$W_2 = 29 (1.49) (1291.7) = 55814.4 \text{ kg}$$

$$W_r = \underline{60750 \text{ kg}}$$

$$W_{rr} = 60750 [1 - 0.85 / 7.85] = 54171.97 \text{ kg}$$

$$W_{rr} = \underline{\underline{54.2 \text{ TON}}}$$

V.8 DESCRIPCION DE LA OPERACION EN EL AREA

La intervención a un pozo en el área marina comienza cuando el departamento de producción da libranza.

La libranza significa que tiene autorización a intervenir un pozo cuando se presentan las condiciones favorables para realizarla.

Previo a la intervención, se hizo una prueba de hermeticidad a los preventores, la cual consistió en aplicar presión al preventor y registrar el tiempo que tarda en abrir y cerrar los rams del preventor; la prueba se realizó de la siguiente manera:

Se carga la unidad Koomey con un volumen de aire necesario para la prueba (18 gal cada acumulador con 3000 psi), los preventores tienen cuatro entradas, dos de cada lado, se conectan unas mangueras una de cada lado (donde dice cerrar y abrir), se abren los yugos y se prueban los rams con 1500 psi, con la válvula 23 de la Koomey se regula la presión de 3000 a 1500 psi para probar los preventores. Los yugos se utilizan cuando se cierra un preventor y se corre por su cuerda y evitan que se abran, los detiene en caso de emergencia.

Se aplicó presión de 1500 psi y abrió y cerró el preventor correctamente en 13 seg.

El pozo Cantarell 1003 es un pozo que fluye por una tubería de 4 pg, al cual se le inyecta gas como un sistema artificial de producción.

Lo primero que se hizo fue controlarlo, el control se

realizo de la siguiente forma:

- Se desconectó el pozo de su modulo de la consola Eacker y cerraron las valvulas de las bajantes.
- Ya desconectado el gas de B.N., se desfogó el gas por el quemador para no tener presión en el espacio anular; con presión cero el personal de amarre de pozos quitó las bajantes de los pozos (a las cuales se le colocaron sus tapas con tuercas y y tornillos para evitar que les entre algun objeto).
- Se instaló una brida donde estaba la primera bajante y ahí se conectó la línea de matar primaria y se probó para checar si no existe fuga con la unidad de alta.
- Se prendio la bomba de lodos y se comenzó a bombear lodo FAPX para matar o controlar pozo por la línea de matar primaria con 100 emb/min; con 7291 emboliadas se controló pozo, regresando fluido según cédula de bombeo.
- Ya con fluido de control dentro del pozo se deja estabilizar aproximadamente 30 min., con lo que el pozo queda controlado.

Se procede a quitar el medio árbol, dejando unas tuercas con media rosca para despegar de abajo la brida adaptadora y también despegar el medio árbol, se da un jalón con la grúa para despegarlas, ya despegadas se quitan todas las tuercas y se levanta el medio árbol.

Se coloca la válvula H para evitar que entre fluido al pozo y se quita el anillo BX y se revisa la pista para observar si existe daño, ya que en ésta se colocan los preventores.

Después de revisar y cambiar el anillo se instalan los preventores, el primer preventor que se instaló fue el doble de seguridad, después el ciego de corte, y arriba se coloca el

carrete espaciador. el cual permite hacer las maniobras de instalacion del equipo mas sencillas; sobre el carrete se coloca la cámara de igualación y sobre esta el preventor esférico.

Ya colocados los preventores se instalan las líneas de matar primaria y la de estrangular secundaria en el preventor de corte y las líneas de matar secundaria y la de estrangular primaria en el preventor doble, también se conectan las líneas para operar los preventores con la unidad Koomey, una vez instaladas las líneas se prueban para revisar que no exista fuga, probando satisfactoriamente su hermeticidad con la unidad de aita con 4000 psi; arriba del preventor esférico se instala la ventana del gato, sobre la ventana el gato hidráulico, sobre el gato la canastilla y equipos auxiliares.

Ya instalado totalmente el equipo snubbing se amarra con cables, tensionándolos para evitar que se muevan los componentes del equipo, los cables se amarran a la estructura de la plataforma y se conecta la unidad de potencia con la válvula Husco en el gato y a las consolas de operación y de presión por medio de mangueras, las mangueras se suben en el cesto de mangueras con la grúa y se conectan, realizando la prueba de operación al sistema hidráulico del equipo, se realizan las pruebas finales, subiendo y bajando los cilindros del gato, el poste grúa que suba y baje la tubería con los cables de las poleas y que el cable soporte el peso de la tubería, que las tenazas estén listas para trabajar, etc., todo el equipo funcionó correctamente reportándose listo para iniciar la operación, con la unidad Koomey marcando 3000 psi en manómetros de presión de aire y marcando 1500 psi para operar preventores

se inicia a sacar el aparejo de producción.

Para la extracción del aparejo se suben dos tubos de TP de $4 \frac{1}{2}$ pg y se conectan utilizando las tenazas para enroscarlas, se bajan al pozo hasta conectarse a la bola colgadora, se gira y se enrosca a la junta de la bola y se tensiona para sacar a la superficie, sin éxito, se quitó un ram del preventor doble de seguridad para observar su comportamiento, encontrándose que estaba un yugo del cabezal estorbando la salida de la bola, se sacó más ese yugo y se colocó de nuevo el ram en su lugar volviendo a armar el preventor.

Se comenzó a tensionar para subir la bola colgadora regulando el equipo con 40 ton. de peso, así se trabajo sin despegarla, y se reguló el equipo a 80 ton., trabajando la sarta dando varios tirones y se volvió a regular con 80 ton. y dándole un tirón fuerte se despegó la bola colgadora de su nido.

Se subió un tubo y se desconectó, quedando la bola en la ventana del gato, ahí se sujetó con las cuñas para poder desconectarla, estando en la ventana se sienta en cuñas y se desconecta la línea de la consola Backer de prueba para poder abrir la válvula de tormenta, después de abrirla se bombeó lodo Fapx por espacio anular con 20 m^3 a un gasto $Q = 82 \text{ emb/min}$, y se quitó la bola colgadora y se comienza a extraer el aparejo de producción de la siguiente forma:

Teniendo la junta del tubo en el piso de la canastilla, se conecta el cable del poste grúa al siguiente tramo y con las cuñas viajeras se sujeta el tubo y se levanta la sarta dándole aproximadamente 4 golpes al gato, cuando las cuñas viajeras sujetan la tubería que lleva el gato y comienza a moverse hacia

arriba, las cuñas fijas permanecen abiertas hasta que el gato da el golpe, entonces las cuñas fijas sujetan la tubería recibiendo la carga y las cuñas viajeras sueltan la tubería y el gato baja su carrera y vuelven a tomar la carga las cuñas viajeras y las fijas la sueltan y se da otro golpe hacia arriba hasta dar los golpes necesarios hasta colocar la junta del otro tubo a altura de desenrosque en la canastilla donde se encuentran las tenazas, con las tenazas se desenroscan los tubos dando torsión y haciéndolos girar hasta desconectarlos, ya desconectado se levanta un poco hasta librar la canastilla y se baja al piso de la plataforma donde se mide el tubo, se numera y acomoda.

Mientras se baja el tubo con un cable del poste grúa al piso, con el otro cable se conecta la junta que quedó en el piso de la canastilla y se repite la operación hasta extraer toda la sarta, cuando se sacó toda la tubería se metieron 10 tramos por seguridad y se cerro un preventor, el de la cámara de igualación con 1500 psi en unidad Koomey.

El aparejo extraído fue:

16 tramos de tp. de $4 \frac{1}{2}$ pg, 124 tramos de tp $5 \frac{1}{2}$ pg, una válvula de tormenta, 6 mandriles, una camisa deslizante y 10 unidades de sello multi-v.

Para comenzar la introducción del aparejo de $4 \frac{1}{2}$ - 7 pg se midió la tubería y se realizó el ajuste marcándola con pintura.

Con el cable del poste grúa se sube un tubo al piso de la canastilla colocándolo en la boca del pozo y se sostiene con las cuñas del gato; con el otro cable se sube otro tubo y se conecta a la junta del otro tubo, se baja el tubo hasta la marca y se

sube otro tubo y se conecta nuevamente haciendo la misma operación; la introducción se realiza de la siguiente forma:

Se conecta el tubo que se subió con el cable del poste grúa al tubo que quedó en la canastilla, las cuffas fijas y viajeras se encuentran sosteniendo la carga, una vez conectado el tubo se abren las cuffas fijas y se baja un golpe al gato, entonces se cierran las cuffas fijas y se abren las cuffas viajeras y se sube el gato a la parte superior, donde se vuelven a cerrar las cuffas viajeras recibiendo la carga y se vuelven a abrir las cuffas fijas y vuelve a dar un golpe descendente y así sucesivamente hasta colocar toda la tubería, válvulas y accesorios al pozo. Al mismo tiempo que se conecta un tubo con un cable del poste grúa, el otro cable levanta otro tubo hasta la canastilla del operador haciendo la operación más rápida y eficiente.

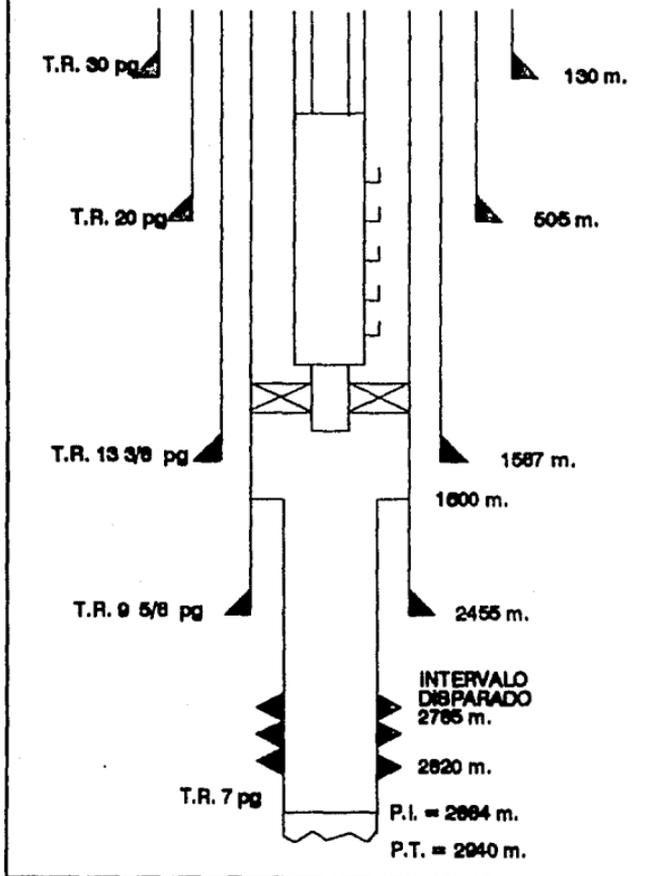
La distribución del aparato de producción introducido el día 2 de septiembre de 1961 de $4 \frac{1}{2} \times 7 \times 4 \frac{1}{2}$ (pg) fue:

	PROFUNDIDAD (M)
ELEVACION DE LA MESA ROTARIA (E.M.R.)	11.43
BOLA COLGADORA $12 \times 4 \frac{1}{2}$ pg FGDSS	11.59
DOBLE PINON $4 \frac{1}{2}$ pg CS x FGDSS	11.95
COMBINACION CAJA CS x PINON VAM $4 \frac{1}{2}$ pg	12.48
12 TRAMOS TP. $4 \frac{1}{2}$ pg VAM, 12.75 LB/PIE	115.03
COMBINACION PINON VAM x CAJA CS $4 \frac{1}{2}$ pg	115.56
1 TRAMO TP. $4 \frac{1}{2}$ PG CS, 12.75 LB/PIE	124.89
1 VALVULA DE TORMENTA OTIS DL $4 \frac{1}{2}$ pg	128.16
1 TRAMO TP. $4 \frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	137.53

1 COMBINACION PINON 7 pg x CAJA 4 $\frac{1}{2}$ pg CS	137.89
44 TRAMOS TP. 7 pg SEU 29 LB/PIE	656.43
COMBINACION P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 7 pg SEU	657.05
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	666.41
1er. MANDRIL 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	669.27
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	677.92
COMBINACION PINON 7 pg x CAJA 4 $\frac{1}{2}$ pg	678.51
25 TRAMOS TP. 7 pg SEU 29 LB/PIE	967.39
COMBINACION PINON 4 $\frac{1}{2}$ pg x CAJA 7 pg	967.97
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS 12.75 LB/PIE	977.29
2o. MANDRIL 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	980.13
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS 12.75 LB/PIE	989.46
COMBINACION P. 7 pg x C. PINON 4 $\frac{1}{2}$ pg CS	990.10
18 TRAMOS TP. 7 pg SEU 29 LB/PIE	1203.28
COMBINACION P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 7 pg SEU	1203.96
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1213.24
3o. MANDRIL 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	1216.08
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1225.49
COMBINACION P. 7 pg x C. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS	1226.17
15 TRAMOS TP. 7 pg SEU 29 LB/PIE	1396.72
COMBINACION P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 7 pg	1397.36
1 TRAMO DE TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1406.80
4o. MANDRIL 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	1409.64
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1419.49
COMBINACION P. 7 pg x C. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS	1420.12
8 TRAMOS TP. 7 pg SEU 29 LB/PIE	1514.38
COMBINACION P. 4 $\frac{1}{2}$ pg x C. 7 pg	1515.07
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS 12.75 LB/PIE	1524.47

5o. MANDRIL 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	1527.32
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1536.77
COMBINACION DOBLE PINON 4 $\frac{1}{2}$ pg CS	1536.89
CAMISA DESLIZABLE 4 $\frac{1}{2}$ pg CAMCO	1538.33
1 TRAMO TP. 4 $\frac{1}{2}$ pg CS, 12.75 LB/PIE	1547.74
COMBINACION C. 4 $\frac{1}{2}$ pg x P. 2 $\frac{7}{8}$ pg 8H.R.R.	1547.94
TOPE LOCALIZADOR 2 $\frac{7}{8}$ pg	1548.30
30 U.S.M.V. 2 $\frac{7}{8}$ pg	1551.31
ZAPATA GUIA 2 $\frac{7}{8}$ pg	1551.47

ESTADO MECANICO ACTUAL



Se terminó de colocar el aparejo de producción 4 $\frac{1}{2}$ x 7 pg con 5 mandriles de B.N.; se instaló la válvula de tormenta CTIC de 4 $\frac{1}{2}$ pg a 128.16 m.; probándola con 5000 psi. observándose apertura de la válvula de tormenta con 1800 psi.

Se sentó la bola coigadora en su nido y apretó yugos y con el preventor de seguridad cerrado probó empaque de la misma con 4500 psi durante 30 min. satisfactoriamente.

Se desmanteló el equipo Snubbing y preventores al 100% y se instaló brida 13 $\frac{5}{8}$ pg y 1/2 árbol 13 $\frac{5}{8}$ x 4 $\frac{1}{2}$ pg, probando sellos y apretando tornillería, se instaló línea de inyección de B.N. y abrió el gas inyectando gas represionando el espacio anular con 60 kg/cm², abriendo pozo al quemador por 2 pg desalojando lodo y gas, se cerró pozo represionándose la TP. con 28 kg/cm² y se abre nuevamente al quemador desalojando lodo y gas, abatiéndose la presión a cero, se cerró de nuevo y se inyectó gas de B.N. en la TP. con 18 kg/cm², se abrió otra vez al quemador desalojando lodo gas y aceite con presión de TP. de 23 kg/cm² y entregó pozo a producción.

Se instaló equipo de línea de acero y probó mismo, con presión de TP. de 30 kg/cm² la unidad de línea de acero bajó barril muestrero de 2 $\frac{1}{8}$ pg y calibró a 2840 m y saco barril a superficie, armando y bajando amerada para registro de 1 $\frac{1}{2}$ pg a 2835 m. con presión de 27 kg/cm² tomó curva de decremento por 1 pg durante 6 hrs., sin presentar daño el pozo.

Por último se realizó un aforo al pozo, por 1 pg y se alineó a batería fluyendo por 1 pg en el estrangulador, con una presión de TP de 14 kg/cm²; con lo que se dió por terminada la intervención al pozo Cantarell 1003.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Snubbing es un equipo especial diseñado para introducir y extraer tubería a presión, adicionalmente el equipo puede realizar varias operaciones, como: cambios de aparejos, trabajos de pesca, remoción de obturamientos, circulación de fluidos, etc., confirmandose que el equipo " Snubbing " permite realizar diversas reparaciones en los pozos petroleros del área marina, reemplazando a los costosos equipos tradicionales.

Para efectuar eficientemente las intervenciones en las plataformas marinas, es necesario conocer con detalle el funcionamiento del equipo Snubbing y su equipo auxiliar y además observar los lineamientos de operación y mantenimiento que le son propios.

Previa a la intervención de un pozo, deberán realizarse los cálculos necesarios para asegurarse que el equipo Snubbing es el adecuado y formular el programa óptimo de reparación, además se deben efectuar las pruebas del equipo Snubbing, incluyendo las de funcionalidad, para asegurarse de su operación correcta antes de iniciar la intervención del pozo.

La descripción de la intervención al pozo Cantarell 1003, desde su inicio hasta su terminación, se presentó con el propósito de proporcionar información sobre el equipo, la técnica y el procedimiento utilizado para desarrollar la operación en el área.

Se requiere de personal experto a fin de que las intervenciones se realicen con eficiencia y dentro de la máxima seguridad permisible.

Se recomienda impartir periódicamente al personal que opera el equipo, cursos de actualización a fin de trabajar con éxito, eliminar prácticamente los accidentes y afectar lo menos posible al medio ambiente.

NOMENCLATURA

A	Area [pg^2].
Aa	Area efectiva de los gatos [pg^2].
As	Area del acero [pg^2].
At	Area transversal del acero [pg^2].
Cc	Relación de debilidad [adimensional].
Ce	Carga de pandeo [Lb].
d	Diámetro [pg].
deTP	Diámetro exterior de la tubería de producción [pg].
deTR	Diámetro exterior de la tubería de revestimiento [pg].
diTP	Diámetro interior de la tubería de producción [pg].
diTR	Diámetro interior de la tubería de revestimiento [pg].
dc	Diámetro del cilindro de gato [pg].
dv	Diámetro del vástago del pistón [pg].
E	Módulo de elasticidad del acero [Lb/pg^2].
e	Espesor de la tubería [pg].
F	Fuerza [Lb].
FAP	Fuerza de área de presión [Lb].
Fb	Factor de la bomba [Bl/emb].
Ff	Fuerza friccional [Lb].
Fg	Fuerza gravitacional [Lb].
FL	Fuerza de levantamiento [Lb].
Fy	Esfuerzo de cedencia de la tubería [Lb/pg^2].
Gf	Gradiente de fractura [Lb/pg^2].
H	Altura [pie].
Hd	Altura de disparos [pie].
I	

L	Longitud de la tubería [pie].
Nc	Número de cilindros activos [adimensional].
P	Presión [Lb/pg ²].
Pb	Presión de bombeo [Lb/pg ²].
Pes	Presión del estrangulador [Lb/pg ²].
Pf	Presión de formación [Lb/pg ²].
Pfc	Presión final de circulación [Lb/pg ²].
Pfr	Presión de fractura [Lb/pg ²].
Ph	Presión hidrostática [Lb/pg ²].
Poc	Presión hidráulica de operación [Lb/pg ²].
Phea	Presión hidrostática del espacio anular [Lb/pg ²].
PHIP	Presión hidrostática de la tubería de producción [Lb/pg ²].
Pic	Presión inicial de circulación [Lb/pg ²].
Picea	Presión inicial de cierre del espacio anular [Lb/pg ²].
PicTP	Presión inicial de cierre de la tubería de producción [Lb/pg ²].
Prc	Presión reducida de circulación [Lb/pg ²].
Psc	Presión superficial de control [Lb/pg ²].
Pr	Presión a la tensión [Lb/pg ²].
Qo	Descarga volumétrica del paquete de potencia del gato [gal/min].
R	Radio de tubería [pg].
r	Radio de giro de la tubería [pg].
Rm	Resistencia máxima a la tensión [Lb].
Sm	Relación de debilidad efectiva [adimensional].
Vo	Velocidad de inserción del gato [pie/min].
v	Volumen [Bl].

BIBLIOGRAFIA

1. Manual de operación del equipo Shubbing.
Superintendencia de Reparación y Terminación de Pozos.
Cd. del Carmen, Campeche, 1990.
2. Equipos de Reparación y Terminación de Pozos y su
mantenimiento operativo, Tomo II.
Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozo.
México, D.F., 1991.
3. Pineda Jiménez Carlos y Sastre González Benito.
Normas y procedimientos de la unidad de emergencia para
pozos descontrolados.
Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
México, D.F., 1992.
4. Procedimientos y normas operativas para la prevención,
detección y control de brotes, Tomo I.
Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
México, D.F., 1990.
5. Control de pozos niveles 2, 3 y 4.
Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.
México, D.F., 1992.

vg Volumen ganado en presas [Bl].
W Peso de la tubería [Lb].
We Peso efectivo de la sarta [Lb].
Wt Peso de la tubería por pie [Lb/pie].
Ym Esfuerzo mínimo a la tensión [Lb/pg²].
ρ Densidad [g /cm³].
ρre Densidad reducida del fluido dentro del pozo [g /cm³].
ρfi Densidad del fluido invasor [g /cm³].
ρp Densidad del fluido invasor [g /cm³].

6. Practicas operativas. Tono II.
Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
México, D.F., 1982.
7. Reparación de pozos IV, nivel 4.
Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.
México. D.F., 1988.
8. Islas Silva Carlos.
Evaluación experimental de inhibidores de incrustación.
Subdirección de Tecnología de Explotación del I.M.P.
México, D.F., 1977.
9. Acuña Rosado Antonio.
Causas y efectos de las sustancias asfálticas presentes en
el petróleo.
Subdirección de Tecnología de Explotación del I.M.P.
México, D.F., 1972.
10. Reparación de pozos II, nivel 3.
Gerencia de Terminación y Reparación de Pozos.
México, D.F., 1987.
11. Lecciones de pesca.
Instituto Mexicano del Petróleo.
México, D.F., 1980.

12. Fishing Tools and Techniques.
University of Texas at Austin.
Houston, Texas, 1971.
13. William Abel L. y Franklin Robert S.
Revista World Oil " Equipo Snubbing "
Octubre y Noviembre de 1989 y Enero de 1990.
Dallas, Texas.
14. Pacheco Acosta Miguel A.
Operaciones con Equipo Snubbing (Notas de curso).
Cd. del Carmen, Campeche, 1991.
15. Garaicochea P. Francisco y Benitez Hernández Miguel A.
Apuntes de Terminación y Reparación de Pozos.
Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
México, D.F., 1983.
16. Prácticas operativas, Tomo I.
Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.
México, D.F., 1988.
17. Reparación de pozos I, nivel 3.
Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos.
México, D.F., 1990.

18. Informes diarios de operación del pozo Cantarell 1303.
Departamento de Reparación y Terminación de Pozos.
Cd. del Carmen, Campeche, 1991.