

24/16



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**EQUIPO HIDRAULICO ESPECIAL
"SNUBBING"**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
FELIPE LEIVA SANCHEZ

M. I. CARLOS ISLAS SILVA



México, D. F.

1988



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

I N D I C E

INTRODUCCION

- I - ANTECEDENTES GENERALES

- II - TIPOS DE EQUIPOS PARA MANEJAR TUBERIA BAJO
PRESION "SNUBBING"

- III - DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO "SNUBBING"

- IV - CONDICIONES DE SEGURIDAD

- V - APLICACIONES DEL EQUIPO "SNUBBING"

- VI - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

INTRODUCCION (1)*

Desde sus inicios la Terminación y la Reparación de los Pozos se hacía con el mismo Equipo de Perforación, lo cual implicaba - la distracción y desperdicio de recursos que deberían ser empleados en los programas de perforación.

En Petróleos Mexicanos, como una herencia de la organización de las compañías particulares que explotaban el petróleo en nuestro país, la actividad se ubicó inicialmente en la Superintendencia General de Producción, como departamento a nivel central y - como sección a nivel de campo. En ésta época es cuando se captan en México la idea, ya generalizada en otros países productores - de adecuar los equipos a las necesidades de la actividad a realizar y se adquiere en el año de 1954 los primeros equipos para reparar pozos.

A medida que se incrementó el número de pozos en explotación y los programas de perforación, la actividad de Terminación y Reparación de Pozos adquirió mayor relevancia, tanto en programas a cumplir como en recursos asignados, por lo que en Abril de --- 1964 se separa la actividad de la Superintendencia General de -- Producción y se crea la Superintendencia General de Reparación y Terminación de Pozos.

En Enero de 1979 se crea la Subgerencia de Ingeniería de Pozos, enclavada dentro de la Gerencia de Explotación de Yacimientos. Dependientes de la Subgerencia de Ingeniería de Pozos se -- contaba con: la Superintendencia General de Reparación y Terminación de Pozos, la Superintendencia General de Servicios a Pozos,

(*)

Referencias al final del trabajo

la Superintendencia General de Programación y Evaluación de Intervenciones a Pozos y la Unidad de Nuevas Técnicas de Ingeniería de Pozos.

En la medida en que se incrementaron los costos de las operaciones con el Equipo Convencional, se generó la idea a nivel mundial de crear Equipos Especiales para operaciones específicas, - lo que abate notablemente los costos de operación. Esta idea captada en Petróleos Mexicanos, se plasma con objetivos y funciones definidas en la Superintendencia General de Servicios a Pozos.

Desde el inicio de la explotación y desarrollo de los Campos-Petroleros en México, se ha tenido un avance en la búsqueda de hidrocarburos a profundidades cada vez más grandes, originándose condiciones de control más severas tanto en los trabajos de Perforación como en la Terminación y Reparación de Pozos.

En base a ciertos problemas y necesidades se adquirió en 1979 un equipo que reuniera las características especiales de control para introducir o extraer tubería de trabajo en un pozo descontrolado. Esta adquisición fué hecha en el Area de Perforación, - en donde el equipo tuvo poca actividad por lo que en 1982 pasó a cargo de la Rama de Reparación de Pozos, específicamente a la Superintendencia de Servicios a Pozos la cual como su nombre lo indica es un prestador de servicios en trabajos especiales.

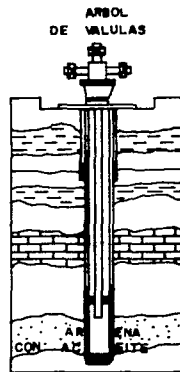
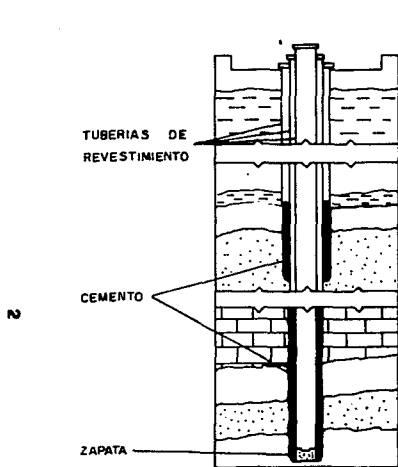
En éste trabajo se mencionará en términos generales las ventajas por lo cual fué diseñado el Equipo "Snubbing", siendo el único adquirido por Pemex para la solución de problemas que están fuera del alcance con el Equipo Convencional de Reparación de Pozos.

ANTECEDENTES GENERALES (2,3)

Pozos Petroleros -. Un pozo es una obra de ingeniería que permite comunicar la superficie con el subsuelo, por medio de un conducto debidamente revestido con tubería de acero, a fin de explotar en forma segura los yacimientos petrolíferos.

Los pozos se perforan con diferentes objetivos que los agrupan en dos diferentes categorías: pozos exploratorios en búsqueda de nuevos yacimientos y pozos de desarrollo para explotar yacimientos conocidos. Entre éstos últimos se presentan variantes como lo son: los pozos de avanzada, que sirven para definir los límites del yacimiento, los inyectores de agua, gas o vapor para procesos de racuperación secundaria y los de relleno, entre otros.

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 presentan la vida del pozo, aprovechando óptimamente la energía del yacimiento. En la figura (1.1) se muestra un pozo terminado. Esta intervención incluye una serie de eventos que consisten principalmente en: asegurar el control del pozo, verificar las condiciones de la tubería de revestimiento y su corrección en caso de falla, introducir el aparejo de producción o inyección, instalar el sistema superficial de control (árbol de válvulas), disparar el intervalo a probar para comunicar el yacimiento con el pozo, efectuar pruebas de producción o inyección según sea el caso, incluyendo estimulaciones e inducciones. Estas operaciones permiten la definición del pozo como productor o inyector, o en dado caso su abandono.



ARREGLO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, DE PRODUCCION Y EMPACADOR.

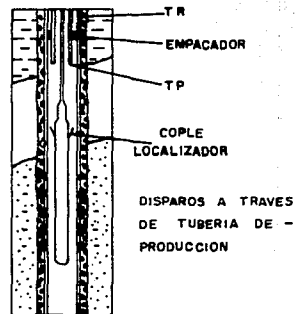


FIG. 1.1 TERMINACION DE UN POZO

Causas que Originan el Mantenimiento de los Pozos

a) **Obstrucción de Aparejos** -. Un problema común en la explotación petrolera, es el obturamiento de tuberías de producción y accesorios del pozo, debido a depósitos orgánicos o inorgánicos. - El problema se manifiesta al declinar anormalmente la producción de un pozo, la programación oportuna de su intervención - evitará que deje de producir, al restablecer las condiciones - óptimas de operación.

- **Depósitos Orgánicos**: Son ocasionados por componentes del propio aceite del yacimiento, las sustancias que lo constituyen - son asfálticas y parafínicas, presentes en forma asociada, en mayor o menor proporción.

Depósitos Asfálticos-. Son sustancias que contienen asfaltos, resinas neutras y ácidos asfaltogénicos que se encuentran en el aceite en forma coloidal y que se precipitan por la acción de cualquier fuerza química, mecánica o eléctrica, que - promueve un desequilibrio entre las miscelas del material asfáltico y las sustancias que lo rodean. Se ha comprobado que - los cambios de temperatura, presión, composición química del - aceite, potenciales de corriente y el contacto con sustancias - de bajo pH (ácidos) propician el desequilibrio, con la consecuente precipitación de las sustancias asfálticas y depositán-dolas en la tubería de producción del pozo.

Depósitos Parafínicos-. Como en el caso del material asfáltico los aceites contienen sustancias parafínicas. Aún cuando desde el punto de vista químico, las parafinas son hidrocarburos saturados de fórmula $C_n H_{2n+2}$ (metano, etano, etc.), los depósitos parafínicos están compuestos por hidrocarburos de alto -

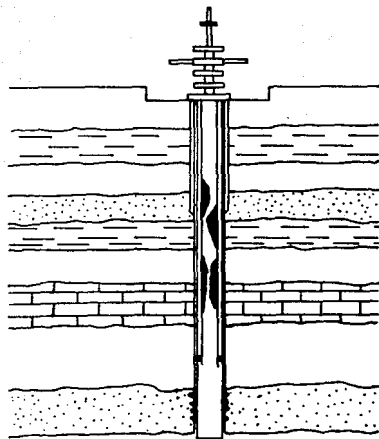
peso molecular, con 26 a 50 carbonos que solidifican como ceras parafínicas microcristalinas, los compuestos se encuentran en solución y su depositación en los pozos ocurre como resultado de cambios de presión y temperatura, así como la evaporación y pérdida de gases disueltos.

- Depósitos Inorgánicos: Durante la vida productiva de un pozo puede presentarse producción de salmuera, la cual, si contiene altas concentraciones de sales incrustantes en solución, puede formar depósitos minerales sobre las superficies metálicas en contacto con el agua producida, las incrustaciones calcáreas (Carbonato de Calcio CaCO_3) son las que se encuentran con más frecuencia en los pozos productores. Las causas principales que propician éstos depósitos son la reducción de presión y los cambios de temperatura, dichos efectos permiten que los gases disueltos en el agua de formación, principalmente Dióxido de Carbono (CO_2) escapen de la solución con el consecuente desequilibrio (cambio de pH) que origina la precipitación y depositación del CaCO_3 . En la figura (I.2) se muestra un aparejo obstruido.

- Arenamiento: Algunas formaciones principalmente arenas no consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arena y sedimentos, que al irse depositando por gravedad en el fondo del pozo, llegan a obstruir el intervalo abierto a producción generando tapones en la tubería de producción, presentándose la disminución paulatina de la producción hasta que el pozo deja de producir. En la figura (I.3) se muestra un pozo arenado.

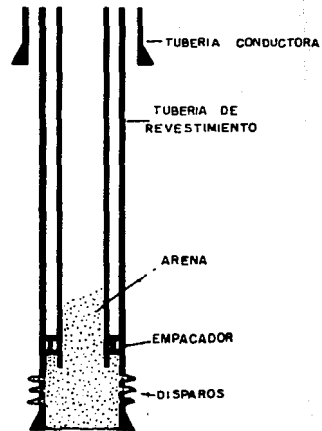
b) Problemas Mecánicos en Aparejos y Tuberías -. Un gran número de problemas mecánicos pueden presentarse y causar desde la reducción de la producción hasta la pérdida del pozo. Entre los pro-

APAREJOS OBSTRUIDOS



APAREJO OBSTRUIDO

FIG. 1.2



APAREJO ARENADO

FIG. 1.3

blemas más comunes están:

- Desprendimiento, rupturas o aplastamiento de tuberías de producción y revestimiento, entre las causas que originan éstos problemas destacan: fatiga o desgaste del acero, efectos de corrosión, cambios bruscos de presión en las operaciones de intervención y esfuerzos excesivos de la formación sobre la tubería motivados por sus características plásticas. Si los problemas están presentes en las tuberías de revestimiento, existe alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo. Esto se ilustra en las figuras (1.4 y 1.5).
- Fallas del Empacador-. Este accesorio es el que permite aislar la tubería de producción de la tubería de revestimiento. Lo anterior es de vital importancia para la vida del pozo ya que la tubería de revestimiento significa la seguridad del pozo. La hermeticidad del espacio anular puede fallar, debido a una mala operación del anclaje del empacador o al defecto de su fabricación. En el caso de los sellos que van en el extremo de la tubería de producción, ajustándose al empacador, éstos fallan por corrosión del acero de la tubería ocasionada por los fluidos o desgaste por el continuo movimiento del aparato. Este problema se manifiesta por la presencia de presión en el espacio anular requiriéndose su corrección.
- Fallas en los Sistemas Artificiales de Producción-. Cuando la producción de un pozo declina por el abatimiento de la presión del yacimiento, por ser insuficiente para elevar a la superficie la columna de fluidos producidos, se hace necesaria la implantación de un sistema artificial de producción. Entre éstos están el Bombeo Neumático y el Bombeo Mecánico, que requieren -

APAREJOS DAÑADOS

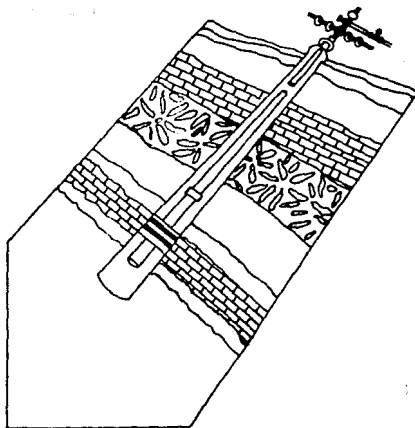


FIG. 1.4 TUBERIA DE
PRODUCCION ROTA

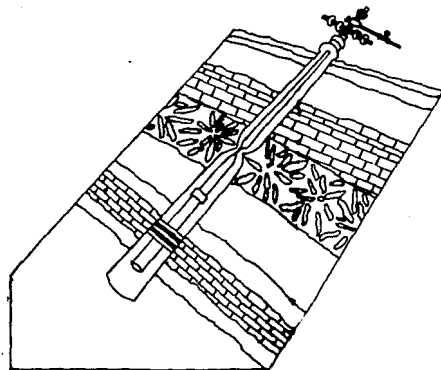


FIG. 1.5 APLASTAMIENTO DE
TUBERIAS POR ESFUERZOS
EXCESIVOS DE LA FORMACION

de un aparejo especial de producción el cual está sujeto a fallas que ocasionan la disminución o nulificación de la producción. El problema más frecuente que se presenta en el Bombeo -- Neumático, es el obturamiento de las válvulas por sedimentos, -- carbonatos o depósitos orgánicos, la descalibración de las válvulas, el calzamiento de las mismas y fugas en la tubería de -- producción. En el caso de Bombeo Mecánico las fallas más comunes son: el desanclaje de la bomba, el calzamiento de las válvulas de pie y/o viajera y la desconexión o rotura de las vari-- llas de succión

- Fallas en la Cementación Primaria de la Tubería de Revestimiento-. Este problema puede ocasionar comunicación de la zona productora con otras zonas, motivando la falta de control de los -- hidrocarburos producidos y la presencia de fluidos indeseables.

c) Problemas Originados por Cambios en las Condiciones del Yacimiento --. La explotación continúa de un yacimiento trae como -- consecuencia cambios en sus condiciones que ocasionan problemas en la operación de los pozos. Para su solución generalmente se requiere la reparación del pozo con diferentes objetivos, según sea el tipo de problema a resolver, usualmente éstos problemas se pueden clasificar de la siguiente manera:

1) Abatimiento de Presión: A medida que se explota un yacimiento, la energía del mismo disminuye llegando a ser insuficiente para que los pozos fluyan por sí mismos. Si se desea continuar con la explotación es necesario, en la mayoría de los casos, in dependientemente de implantar un sistema de mantenimiento de -- presión o de recuperación secundaria, convertir los pozos a un sistema artificial de producción mediante intervención con el -- equipo de reparación.

2) Invasión de Agua: Es normal en yacimientos de explotación - avanzada con empuje hidráulico activo o sujetos a inyección de agua, que junto con los hidrocarburos se presente producción de agua, la cual se incrementa paulatinamente hasta propiciar que el pozo deje de producir o sea incosteable el manejo de agua, - invariablemente habrá que intervenir el pozo, cuando exista la posibilidad de aislar el intervalo productor invadido de agua y continuar explotándolo en otro intervalo impregnado de hidrocarburos, en caso de no existir tal posibilidad, se considera la - intervención del pozo para su taponamiento.

3) Invasión de Gas: La presencia de gas en el aceite es normal y la cantidad producida depende del tipo de yacimiento, en ocasiones la relación gas-aceite se incrementa debido a las siguientes causas.

- Al explotar un yacimiento la presión de éste declina y el gas en solución en el aceite se libera y tiende a llegar a ser el fluido móvil predominante con la consecuente reducción de la producción de aceite.
- Si el yacimiento tiene casquete primario o secundario de gas, por su depresionamiento y no existiendo barreras verticales - al fluido, pronicia que se canalice el gas al intervalo productor dejando de producir aceite.
- Si existen fugas en la tubería de revestimiento, cementación defectuosa de la misma o fracturas naturales o inducidas de - la formación, se puede presentar que el gas de zonas superiores o inferiores de otro yacimiento fluya al intervalo abierto a producción.

Los casos segundo y tercero con la finalidad de eliminar el problema, se debe reparar el pozo para abandonar el intervalo en explotación. Para el primer caso debe decidirse cerrar el pozo para no gastar energía y esperar hasta que el yacimiento se re-

presione, debido a la implantación de un proceso de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria.

4) Agotamiento del Intervalo Productor: En campos de explotación avanzada, los pozos llegan a declinar su producción a límites que hacen incosteable continuar su operación, considerándose agotado el yacimiento, en caso de que exista otro intervalo impregnado de hidrocarburos, se repara el pozo para abandonar el intervalo agotado y explotando uno nuevo, si no existe ésta alternativa el pozo se interviene para su taponamiento. En las figuras (1.6 y 1.7) se presentan algunos problemas originados por cambios en las condiciones del yacimiento.

d) Daño a la Formación -. El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectividad parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto con fluidos o materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción. Entre las causas que promueven el daño se encuentran las siguientes:

- Invasión de partículas sólidas del lodo de perforación.
- Hinchamiento de arcillas al ser desestabilizadas por el agua del filtrado del lodo.
- Bloqueo de agua y/o emulsión por el filtrado del lodo.

Adicionalmente a éste daño primario, durante la explotación del pozo se pueden presentar otros, causados principalmente por la dispersión y migración de finos de la propia formación o por la inyección, en operaciones subsecuentes a la terminación, de fluidos incompatibles con los contenidos en la formación, que pueden causar precipitación de fierro o materiales asfálticos, desarrollar emulsiones o fases líquidas en zonas de gas.

TAPONAMIENTO DE LA ZONA DE AGUA

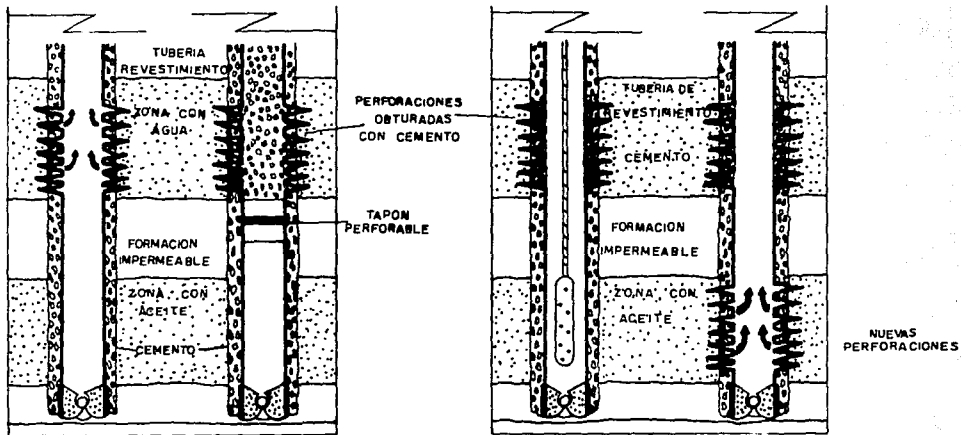
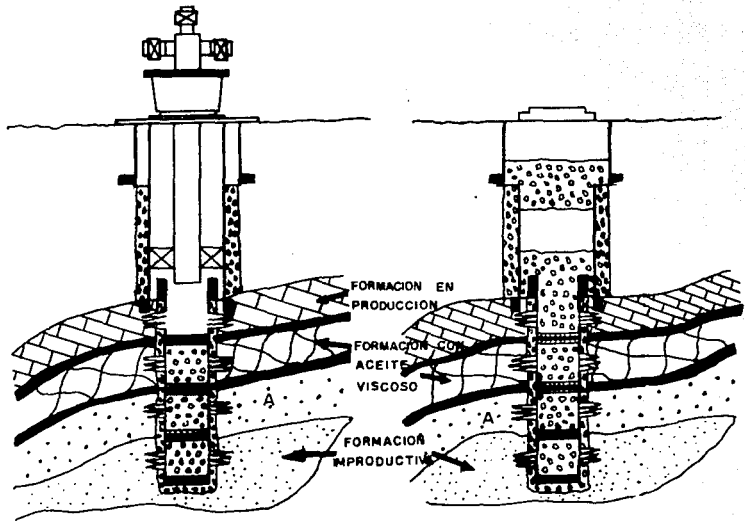


FIG. 1.6

POZO AGOTADO Y TAPONADO

12



A FORMACION INVADIDA CON AGUA SALADA AL TERMINO SU VIDA PRODUCTIVA

FIG. 17

Los daños mencionados restringen la productividad o inyectividad de los pozos y requerirán en general estimulaciones para su remoción.

Medios para Diagnosticar los Problemas de un Pozo

a) Línea de Acero -. Cuando la producción de un pozo disminuye -- anormalmente o tiene una variación en el contenido de fluidos, es necesario realizar una serie de operaciones, cuyo resultado nos indique la causa del problema. Uno de los medios que se utiliza para diagnosticar éste en un pozo, es la unidad de línea de acero incluyendo sus herramientas.

La primera operación que se desarrolla es la de verificar con un calibrador, que el intervalo productor se encuentre libre, es decir, sin ninguna obstrucción que impida fluir. Si encuentra resistencia, se opera con sello de plomo para determinar el tipo de resistencia.

Si se detecta arena, se opera con cubeta desarenadora, en el caso de parafina, asfalto o depositación incipiente de carbonato, se opera un raspador o cortador para eliminarlo.

Si se define obstrucción se opera con un troquelador para eliminarla. Si se verifica que el intervalo productor se encuentra libre, se efectuará un registro de presión para determinar la presión del intervalo productor, el tipo de fluidos que aporta el pozo y/o un posible daño en la formación.

Las herramientas de uso común para éstas operaciones se mencionan a continuación:

- Calibrador
- Calibrador Cortador
- Arpón
- Cubeta Muestreadora

- Herramienta Operadora de Camisa
- Registrador de Presión

b) Muestreo y Aforo -. Otro medio para detectar el problema de un pozo es con muestreo y aforo, el muestreo consiste en obtener a boca de pozo un volumen pequeño de los fluidos aportados, el análisis cuantitativo de éste, proporciona los porcentajes de aceite, agua y sedimento. El aforo consiste en la medición de la producción del pozo, ésta se realiza por medio de un separador y un tanque de medición en la batería de producción.

c) Registros en Pozos Entubados -. Además de las operaciones y herramientas mencionadas anteriormente, para evaluar el comportamiento de los pozos y diagnosticar las anomalías, se cuenta con los registros de pozos entubados. Estos encuentran su mayor aplicación en el diagnóstico de los siguientes problemas:

- Fallas en la integridad del aparejo de producción.
- Fallas en las tuberías de revestimiento o en su cementación.
- Comportamiento anómalo del pozo (canalización y perforaciones taponadas).
- Evaluación de la formación (localización de contactos de zonas de hidrocarburos, de zonas de admisión o aportación de fluidos, etc.).

Los registros con que se cuenta son los siguientes:

- Sónico de Cementación
- Temperatura
- Gradiomanómetro
- Molinete
- Trazador Radioactivo
- Tiempo de Decaimiento Termal
- Registro de Ruidos

- Registro de Inspección Tubular
- Calibración de Diámetro Interior

Equipos para el Mantenimiento de Pozos

Los pozos con problema diagnosticado son restituidos a producción, interviniendolos con equipo especial de servicios a pozos, - cuya característica es la de realizar la limpieza de los aparejos- sin necesidad de mover la tubería del pozo o interviniendolos con equipo de reparación de pozos para cambiar el aparato de produc- ción o modificar las condiciones del horizonte productor.

a) Equipos Especiales de Servicios a Pozos

Los equipos especiales de servicios a pozos que actualmente se- utilizan y que pueden trabajar de manera individual o conjunta -- son:

1) Unidad de Tubería Flexible (fig. 1.8)

C a r a c t e r í s t i c a s	C o m u n e s	
	ESTANDAR	REFORZADA
Capacidad de Carrete, m	4 725	3 725
Diámetro de Trabajo, pg	1	1
Resistencia a la Tensión, lb	12 800	16 500
Presión Máxima de Trabajo, lb/pg ²	7 300	9 600

Cabeza Inyectora

Tensión, lb	12 000
Empuje, lb	12 000

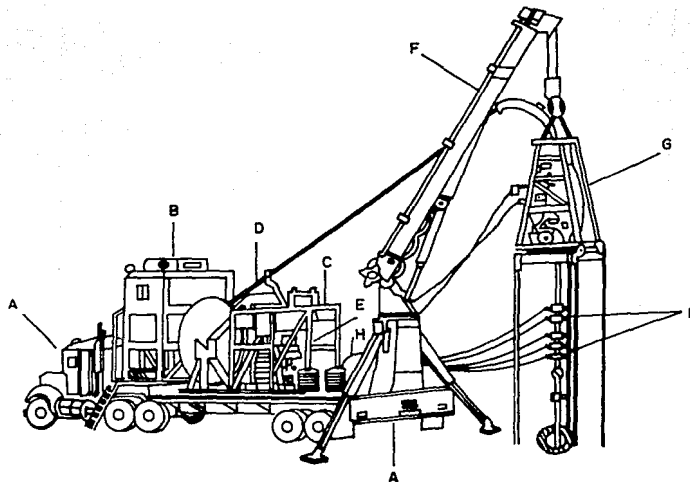
Equipo Auxiliar

Preventores

Unidad de Potencia

UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE

16



A.- PLATAFORMA REMOLCABLE Y TRACTOR
B.- CASETA DE CONTROL
C.- UNIDAD DE POTENCIA
D.- CARRETE DE TUBERIA

E.- BOMBA RECIPROCANTE
F.- GRUA HIDRAULICA
G.- CABEZA INYECTORA
H.- CARRETE DE MANGUERAS

I.- PREVENTORES

FIG. 18

A p l i c a c i o n e s :

- a) Descarbonatación por medio de ácido clorhídrico al 10%, utilizando un eyector cónico.
- b) Desarenamiento, en conjunto, con el generador de espuma.
- c) Limpieza o inducción de los pozos en conjunto, con la unidad de nitrógeno.
- d) Remoción de acumulación parafínica o asfáltica, en conjunto, -- con la unidad de aceite caliente.
- e) Molienda de cemento con la utilización de la herramienta Dyna--drill.
- f) Remoción de acumulación de sal.

2) Generador de Espuma (fig. 1.9)

C a r a c t e r í s t i c a s

Presión máxima de entrada 700 lb/pg².

Presión máxima de salida (con compresor) 1400 lb/pg².

Genera espuma de baja densidad para trabajar en pozos con baja-presión (Den=0.5 gr/cc).

Poder de arrastre M= 1000 cp.

Opera con potencia hidráulica.

Utiliza 12 lts de espumante por cada metro cúbico de agua, éste volumen aumenta de un 20 a un 15 % al generarse la espuma.

Profundidad de trabajo 3400 m.

La espuma puede desplazar un fluido de 1.44 gr/cc .

C o m p o n e n t e s

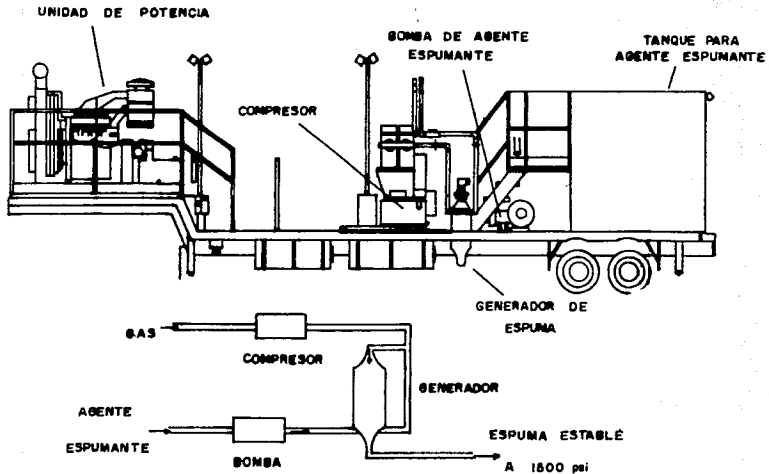
Unidad de Potencia

Compresor

Generador de Espuma

Depósito de Agua de 20 Bls

UNIDAD PREFORMADORA DE ESPUMA



19

FIG. 1.0

Problemas del Agente Espumante:

Es muy corrosivo.

Si no se tiene un buen control en la entrada de presión puede - generar niebla en lugar de espuma.

A p l i c a c i o n e s :

- a) Como fluido de circulación para limpieza en pozos de baja presión.
- b) Remoción de arena, acoplada a la unidad de tubería flexible o - equipo de reparación de pozos.
- 3) Unidad de Aceite Caliente

C a r a c t e r í s t i c a s

Capacidad (dos tanques)	500 gal
Temperatura de trabajo	85 °C
Presión de trabajo	2 000 lb/pg ²

A p l i c a c i o n e s :

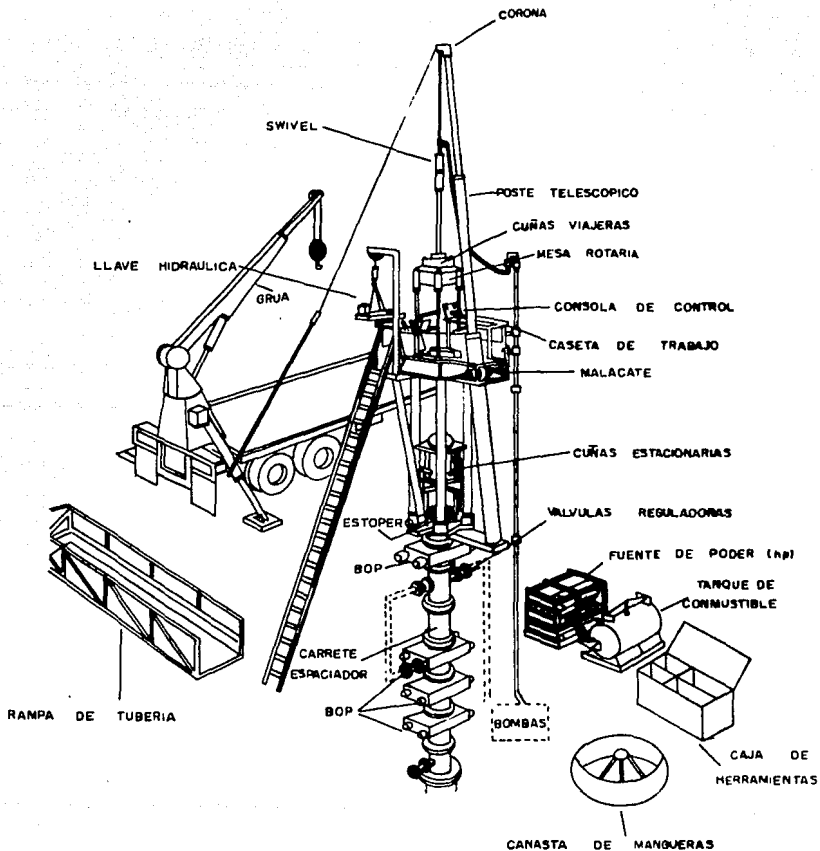
- a) Remoción de la acumulación de parafina o asfáltica en la tubería de producción, en conjunto con la unidad de tubería flexible.
- 4) Equipo para Manejar Tubería a Presión (fig. 1.10)

C a r a c t e r í s t i c a s	G e n e r a l e s
Presión de Trabajo, lb/pg ²	5000
Diámetro de Tubería, pg	3 1/2 a 5 1/2
Longitud de Carrera, pies	10
Tensión al Sacar Tubería, lb	340 000
Empuje al Meter Tubería, lb	180 000

Equipo Auxiliar:

Preventores

Unidad de Potencia Hidráulica



EQUIPO PARA CONTROL DE PRESIONES

A p l i c a c i o n e s :

- a) Manejo de tubería en pozos con presión o fuera de control.
- b) Cambio de aparejo de producción sin utilizar fluido de control.

b) Equipo de Reparación de Pozos (convencional)

Un equipo de reparación de pozos se utiliza para llevar a cabo los trabajos de terminación, reparación mayor, reparación menor y taponamiento del pozo que implica realizar movimiento de tubería.

C a r a c t e r í s t i c a s :

- Falacate

Potencia, HP	150 a 800
Cable de Operación, pg	3/4 a 1 1/8
Manejo de Tubería 2 7/8 ",m	800 a 7000

- Mástil

Capacidad, lb	26 000 a 600 000
Altura, pies	61 a 133

- Bomba de Lodo

Potencia, HP	200 a 800
Volumen, gal/min	92 a 215
Presión Máxima, lb/pg ²	2000 a 5000

- Subestructura

Altura, m	2.5 a 6.5
Capacidad de Carga, lb	200 000 a 400 000

- Presa para Fluidos, m³

20 a 70

- Planta de Luz

Potencia, Kw	50 a 150
--------------	----------

- Tanque de Agua, m³

10 a 17

- Tanque de Diesel, m³

10 a 17

A p l i c a c i o n e s :

- a) Cambios de aparejo.
- b) Aislamiento de intervalos productores con alta relación gas-aceite. ----
- c) Aislamiento de intervalos productores con alta relación agua-aceite. ----
- d) Corrección de la aportación del agua salada del intervalo productor.
- e) Corrección de cementación primaria.
- f) Corrección de anomalías en tuberías de revestimiento.
- g) Poner a producción un nuevo horizonte.
- h) Prolongación de tuberías cortas.
- i) Taponamiento.
- j) Recuperación de tuberías de revestimiento.

TIPOS DE EQUIPOS PARA MANEJAR TUBERIA BAJO PRESION
"SNUBBING"

GENERALIDADES

En distintos campos petroleros, se tienen varios tipos de equipos hidráulicos los cuales están capacitados para operaciones de terminación y reparación de pozos profundos. Cada tipo de equipo tiene sus propias ventajas dependiendo de la operación a realizar y de su disponibilidad, sin embargo algunos sistemas de equipo incluyen una combinación de esas ventajas para una mayor flexibilidad: sus características principales son su transportabilidad y características de operación

El sistema hidráulico Snubbing actualmente tiene una aplicación continua en diversos campos, utilizándose como equipo de reparación y mantenimiento, así como para evitar daños a la formación⁽⁴⁾ cuando se efectúan trabajos de terminación de pozos. La finalidad de éste capítulo es describir el funcionamiento general del sistema Snubbing y de los diferentes equipos existentes en la actualidad, enfatizándose sus principales ventajas y sus limitaciones. Es necesario hacer notar que una descripción más detallada de las características del Equipo Snubbing se presentará en los capítulos subsecuentes.

El procedimiento Snubbing, el cual permite que la tubería pueda ser trabajada a través de un estopero y con presión en el pozo ha sido desarrollado desde hace ya algún tiempo⁽⁵⁾. El Equipo Snubbing actual es esencialmente un ajuste al principio Snubbing --

mencionado, para tener mayor flexibilidad y operaciones hidráulicas. Los sistemas iniciales fueron construidos para manejar pequeñas sargas, con tubería de 2 3/8 " de diámetro como máximo, actualmente se manejan eficientemente con tuberías hasta de 8 7/8 " de diámetro (6). Esta es una razón para que el Equipo Snubbing tenga un amplio rango de operaciones.

TIPOS DE EQUIPOS "SNUBBING" (6,7)

El arreglo general de los elementos principales de un Equipo -- Snubbing se muestran en la figura (II.1). La capacidad del equipo depende del número y tamaño de los cilindros, así como de la presión del sistema hidráulico. Es necesario indicar que la capacidad requerida de los sistemas Snubbing se ha incrementado gradualmente a medida que los procedimientos fueron mejorados y aplicados a pozos profundos, actualmente se cuenta con diferentes tipos de Equipos Snubbing como el Multicilíndrico, el Auxiliar, el de Cilindro Concéntrico, de Carrera Corta y de Carrera Larga.

Las aplicaciones del sistema Snubbing son variadas, a continuación se mencionan algunas de las más importantes:

- 1-. Remoción de tapones de arena
- 2-. Circulación
- 3-. Pescas
- 4-. Acidificación
- 5-. Molienda
- 6-. Cementación
- 7-. Instalación de sargas de terminación
- 8-. Disminución de daño a la formación
- 9-. Nuevas terminaciones
- 10-. Operaciones con espuma

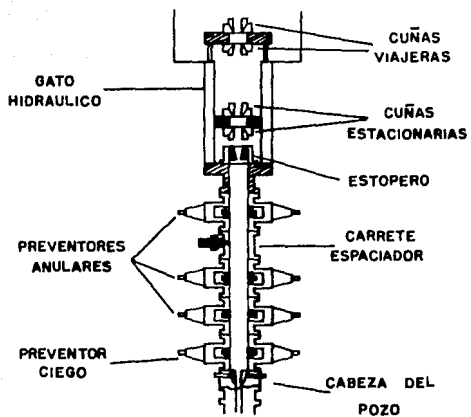


FIG. 11.1 DIAGRAMA GENERAL DEL
 "SNUBBING"

A continuación se mencionarán algunas de las características -- más importantes de los diferentes equipos:

a) Unidad Multicilíndrica

Es una unidad de reparación hidráulica la cual tiene dos velocidades en el sistema Snubbing y cinco velocidades en el sistema de elevación ("Lifting"). El operador puede igualar la capacidad de la unidad con solo dar la carga para determinar las velocidades -- del sistema Snubbing o Lifting a usarse.

Como la carga de la tubería decese, al ser extraída ésta, el operador puede cambiar de un cilindro combinado a otro, sin embargo igualando la capacidad de los cilindros con la carga, se incrementa la velocidad de elevación hasta 4 pies sobre el mismo sistema. La unidad se ilustra en la figura (II.2), sus componentes son los siguientes:

- 1-. Cuatro cilindros operativos
- 2-. Canastilla de trabajo
- 3-. Cuñas viajeras
- 4-. Cuñas estacionarias
- 5-. Malacate de contrapeso
- 6-. Mástil telescópico
- 7-. Conjunto de preventores
- 8-. Llave hidráulica
- 9-. Tablero de control
- 10-. Tablero de control del conjunto de preventores
- 11-. Estopero
- 12-. Brida Colgadora
- 13-. Carrete espaciador

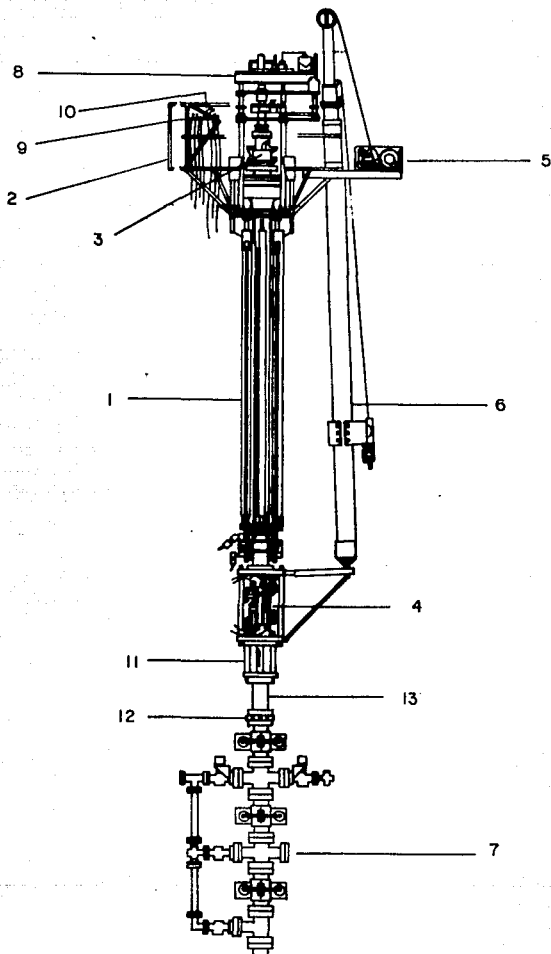


FIG. II.2 UNIDAD MULTICILINDRICA

b) Equipo Auxiliar

Requiere de un equipo de potencia convencional para suplir a -- las fuerzas que jalan y empujan a la tubería en el interior del pozo. Tanto las cuñas fijas como las cuñas viajeras son operadas hidráulicamente, figuras (II.3 , II.4 y II.5).

Este equipo utiliza a las cuñas fijas para evitar que la tubería sea arrojada fuera del pozo por la presión del mismo, la función de las cuñas viajeras es forzar a la tubería dentro del pozo contra la presión del mismo. Un cable pasa desde los cerrojos de control a cada lado de las cuñas viajeras hacia abajo por poleas, una a cada lado de una abrazadera, y de ahí hacia arriba a un ---- block viajero.

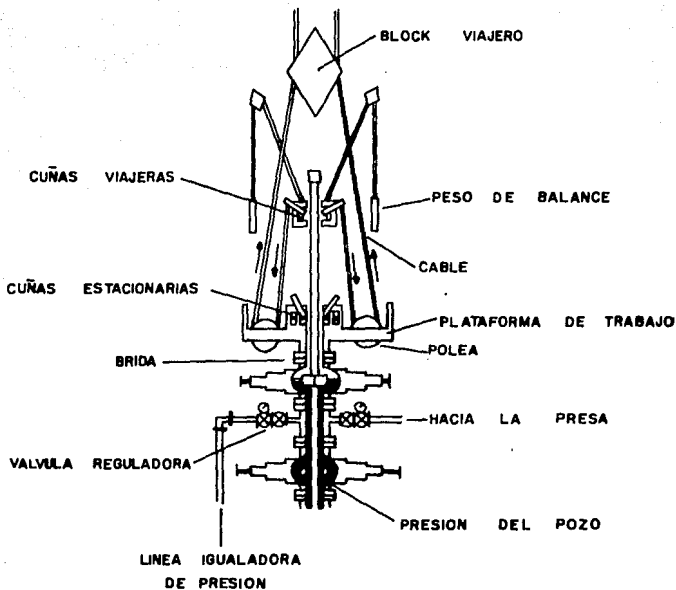
El movimiento ascendente del block viajero se convierte así en un movimiento descendente de las cuñas viajeras forzando a la tubería hacia abajo con él. Las cuñas fijas permiten un movimiento libre descendente de la tubería de producción y evita que la misma sea expulsada fuera del pozo mientras que las cuñas viajeras se -- elevan para un nuevo apoyo.

c) Unidad de Cilindro Concéntrico

La Unidad Hidráulica de Cilindro Concéntrico es básicamente la misma que la Unidad Hidráulica Multicilíndrica, excepto por la configuración del potencial cilíndrico.

En la figura (II.6) se ilustra una unidad típica de reparación de Cilindro Concéntrico. La unidad tiene una velocidad de introducción y dos velocidades de extracción. Un estopero sobre el conjunto de preventores es usado para presiones arriba de 3 000 lb/pg² y otro conjunto de preventores es usado para presiones abajo de -- 3 000 lb/pg².

Cuando la tubería no se empieza a mover, las cuñas estacionarias son cerradas para prevenir que la tubería sea expulsada debi-



EQUIPO AUXILIAR

FIG. 11.3

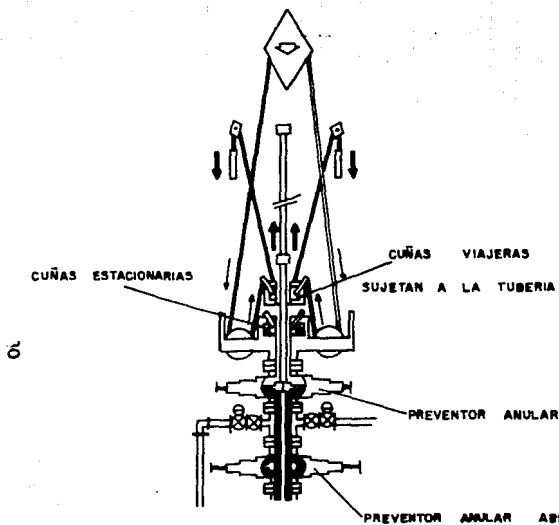


FIG. 11.4

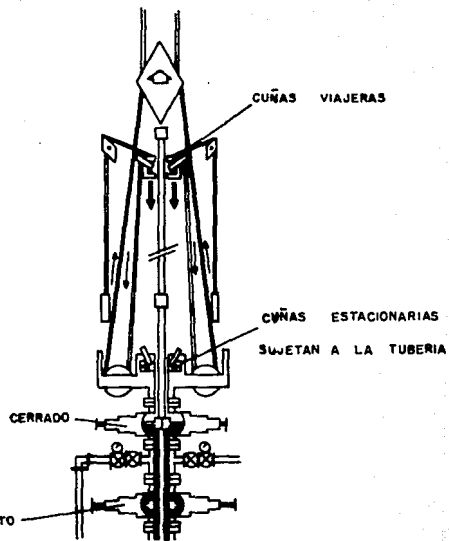


FIG. 11.5

EQUIPO AUXILIAR SACANDO TUBERIA

do a la presión existente en el pozo. Las cuñas viajeras son abiertas y el pistón se extiende. Las cuñas viajeras son entonces cerradas, las cuñas estacionarias son abiertas y el pistón retorna a -- través de toda su carrera forzando a la tubería a entrar al pozo.

Cuando la tubería llega a ser bastante pesada, las cuñas estacionarias inferiores son usadas en conjunto con las cuñas viajeras las cuñas estacionarias superiores permanecen abiertas, éstas son diseñadas para estar en posición de entrar en operación si es necesario, cuando la tubería llega a ser ligera al ser extraída.

d) Unidad de Carrera Corta

Es usada cuando:

- La presión del pozo exceda las 3 500 lb/pg².
- La altura de la cabeza del pozo exceda los 20 pies.
- Se opera en plataformas marinas, donde el espacio es un aspecto vital.
- La capacidad de trabajo exceda las 142 000 lb.
- Se considere la transportación por helicóptero.

La Unidad de Carrera Corta tiene dos principales componentes:

1.- Un gato hidráulico que consiste de:

- Cuatro cilindros principales.
- Una potente mesa rotaria, la cual puede ser operada en el sentido de las manecillas del reloj o en contra sentido de éstas.
- Una canastilla de trabajo, la cual viene en forma independiente y es montada sobre la cabeza del gato hidráulico.
- Un mástil telescópico, provisto con dos poleas en su tope.

2.- Un paquete de potencia hidráulica.

Un esquema de la Unidad de Carrera Corta se presenta en la figura (II.7) con sus respectivos componentes.

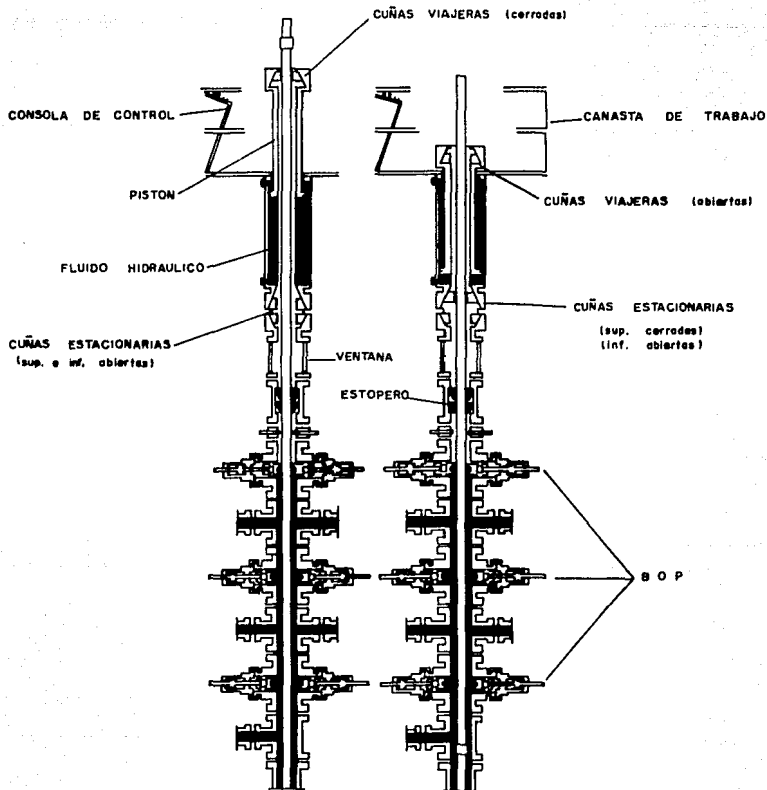


FIG. 11.6 UNIDAD DE CILINDROCONCENTRICO

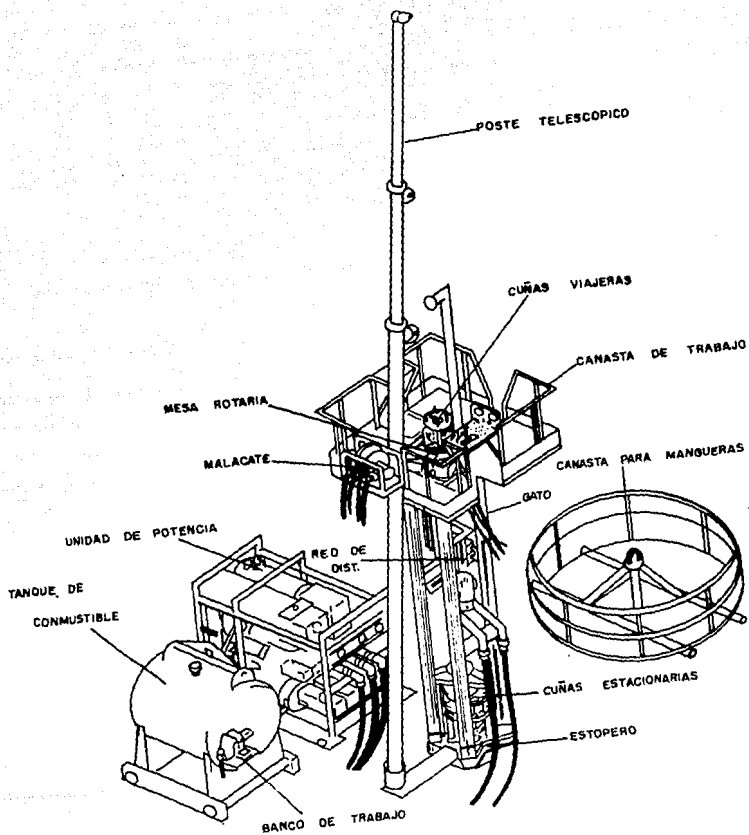


FIG. II.7 UNIDAD DE CARRERA CORTA

Sus principales especificaciones son las siguientes para los modelos BH-150 y BH-235, donde la primera es para uso en tierra y la segunda en plataforma marina:

	BH-150	BH-235
Máxima fuerza de elevación, lb	150 800	235 000
Máxima fuerza de empuje, lb	60 000	120 000
Carrera, pies	10	10
Rango de tubería de trabajo, pg	1 a 3 1/2	1 a 5 1/2
Torque de la rotaria, pie/lb	1 000	3 000

e) Unidad de Carrera Larga

Es usada cuando:

- Es necesaria una alta velocidad de trabajo.
- La presión del pozo está arriba de 3500 lb/pg².
- La altura de la cabeza del pozo está normalmente arriba de los 21 pies.
- La máxima capacidad de trabajo es de 142 000 lb.

La Unidad de Carrera Larga tiene tres principales componentes:

1-. El mástil

- Para operaciones marinas el mástil está montado en patin.
- Para operaciones terrestres el mástil está montado en un trípode.

El mástil consta de una estructura de cuatro soportes y una pieza cilíndrica a la mitad de la estructura. Una de las características de el mástil, es que los cuatro soportes sirven como conductores del fluido hidráulico.

2-. La Base del soporte del mástil

3-. Un paquete de potencia

Un esquema de la Unidad de Carrera Larga montada en "Patin" se presenta en la figura (II.8), la otra Unidad de Carrera Larga montada en "Tráiler" se presenta en la figura (II.9).

Sus principales especificaciones son las siguientes para los modelos BH-120 y BH-142:

	BH-120	BH-142
Máxima fuerza de elevación, lb	120 000	142 000
Máxima fuerza de empuje, lb	60 000	84 800
Carrera, pies	36	36
Rango de tubería de trabajo, pg	1 a 3 1/2	1 a 5 1/2
Torque de la rotaria, pie/lb	1 000	3 000

Es obvio que la Unidad Snubbing debe ser trabajada según la capacidad de la tubería y el peso máximo esperado. Muchos equipos -- hidráulicos están diseñados para operaciones a $2\ 500\ \text{lb/pg}^2$ y -- $3\ 500\ \text{lb/pg}^2$ como máximo. Un simple cálculo del área total del cilindro multiplicada por la presión hidráulica, proporcionará la capacidad de carga del sistema (extracción del agujero). Similarmente, el área anular total ó el área total del cilindro menos el área total de la varilla, multiplicada por la presión Snubbing prop proporcionará la capacidad del Snubbing. La capacidad del Snubbing de be ser igual a la presión del pozo multiplicada por el área de la herramienta, tubería o cople que esté siendo jalada a través del estopero menos el peso de la sarta y herramientas en el agujero.

El gato hidráulico de cuatro cilindros proporciona una flexibilidad adicional, si la máxima capacidad requerida es el 50% o menor que el rango de la unidad, se puede utilizar la presión máxima de dos de los cuatro cilindros del equipo. Eliminando dos de los cuatro cilindros, la velocidad de operación puede incrementarse --

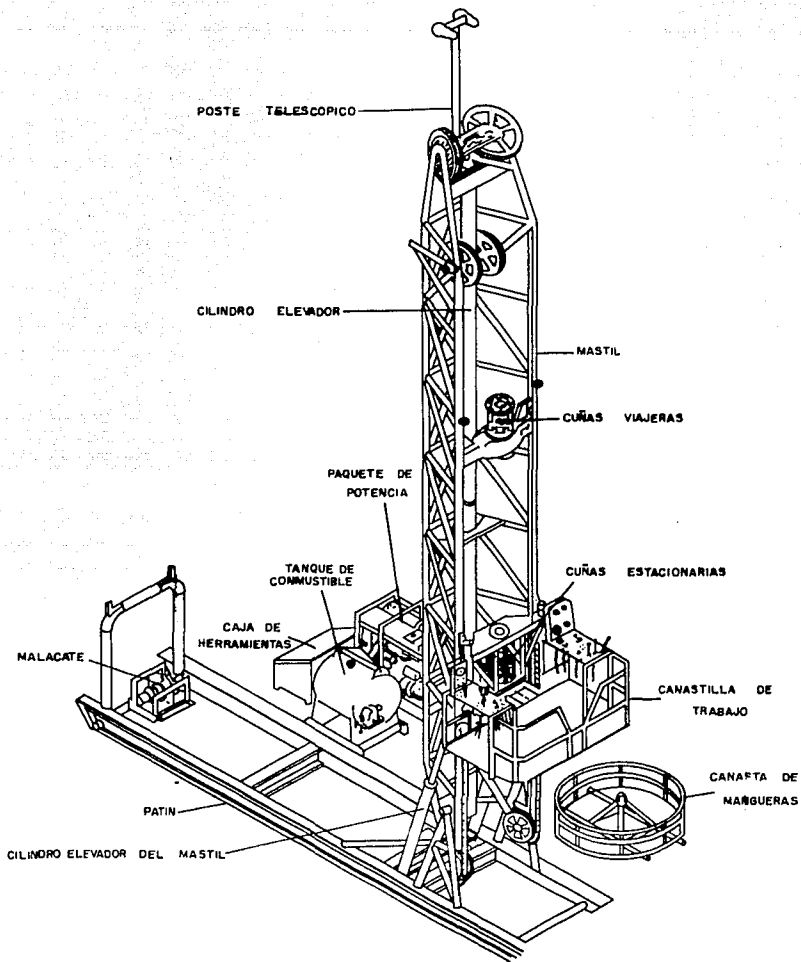


FIG. II.8 UNIDAD DE CARRERA LARGA MONTADA EN PATIN

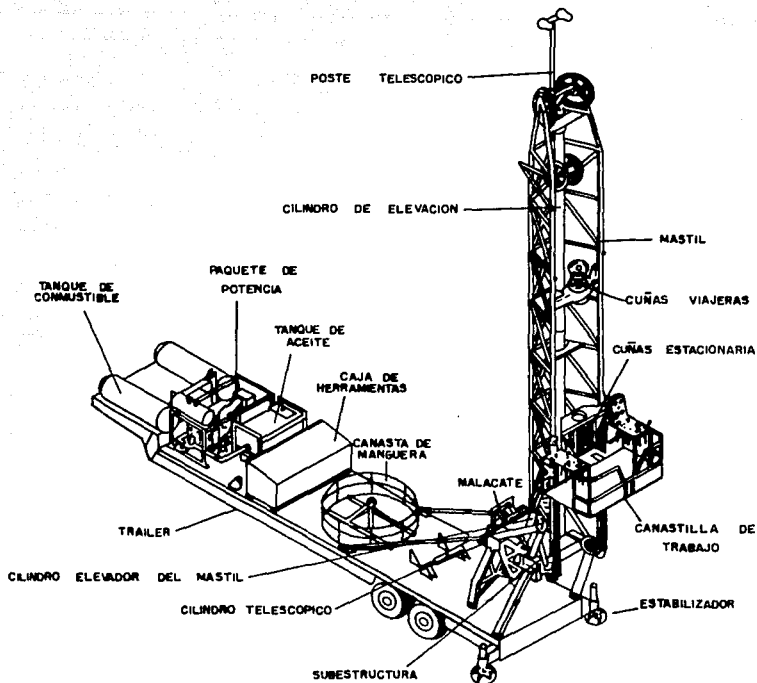


FIG. II.9 UNIDAD DE CARRERA LARGA MONTADA EN TRAILER

al doble con un sistema HP ajustado. Así la velocidad de extrac---
ción o inyección de una sarta puede ser a mayor velocidad con un -
50% de la capacidad del sistema (4).

Nota: Las primeras tres unidades fueron diseñadas por la Cía. -
Otis Eng. Corp. y las dos últimas fueron diseñadas por la
Cía. Best-Highes, Inc.

DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO "SNUBBING"

GENERALIDADES

Es un equipo especial que sirve para llevar a cabo el control directo de un pozo, cuando éste se encuentra descontrolado con parte de la tubería dentro del pozo o sin tubería. Notificándose que las alternativas para contrarrestar la presión del yacimiento no pueden llevarse a efecto por las diferentes condiciones -- entre el pozo y el equipo convencional.

Requiriéndose para ésto de un equipo con las características de forzar o deslizar la tubería de trabajo hasta el fondo del -- pozo y aplicar un método para su control. Por lo que la función del Equipo Snubbing es la de desfogar, depresionar fluidos bajo control introduciendo tubería a presión en pozos descontrolados (4).

La descripción general que se hará, será de la Unidad de Reparación Hidráulica Multicilíndrica, diseñada por la Cía. Otis -- Eng. Corp. (8).

Este equipo va montado en un conjunto de dos remolques auto-- transportables que sirven para trasladarlo rápida y económicamente al lugar de operación, figuras (III.1 y III.2), es un equipo que por su diseño es muy diferente a un equipo convencional, -- no cuenta con subestructura, malacate, mástil para soporte de la tubería, etc.

Es un equipo totalmente hidráulico, genera la fuerza por medio de un motor de combustión interna acoplado a bombas hidráulicas

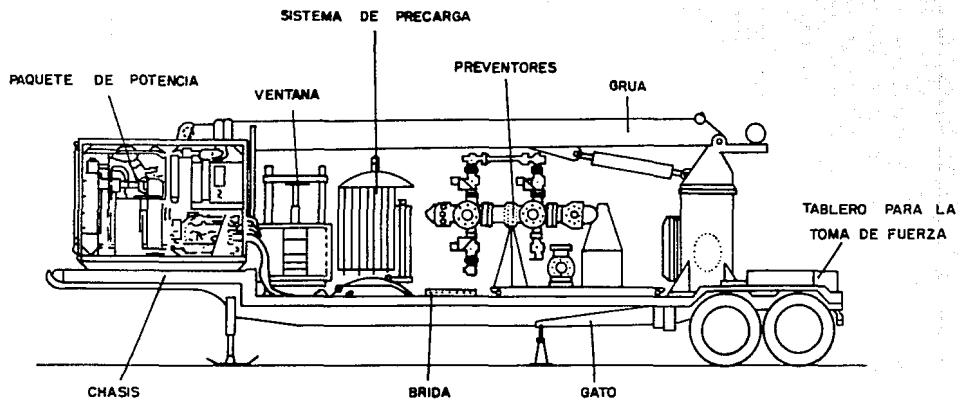


FIG. III.1 REMOLQUE DE POTENCIA

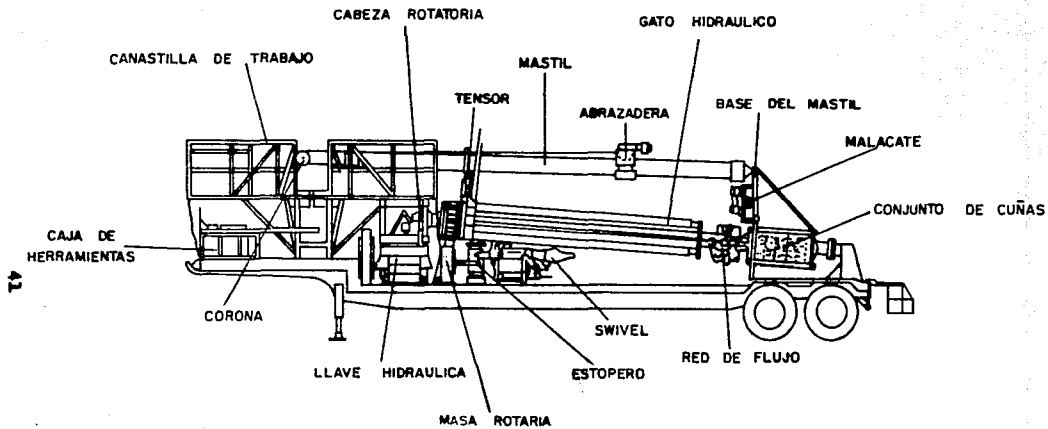


FIG. III.2 REMOLQUE AUXILIAR

cas para accionar y suministrar la fuerza hidráulica a las diferentes partes del equipo.

La capacidad hidráulica de levantamiento es de 250 000 lb y - de 100 000 lb para forzar o deslizar la tubería dentro del pozo, diseñada para trabajar en temperaturas ambientales de -20°F a 104°F .

Existe una variedad de modelos de equipos para diferentes rangos de trabajo los cuales son:

Modelo 250-K

Modelo 340-K

Modelo 400-K

Modelo 600-K

La descripción de las partes del Equipo para Manejar Tubería Bajo Presión "SNUBBING", se hará de acuerdo al orden de instalación.

Brida Adaptadora -. Es un accesorio que sirve para poder asentar e instalar el equipo sobre el cabezal del medio árbol, cuando no hay equipo convencional o cuando se quiere asentar el equipo sobre los preventores, deberá verificarse las características de la brida del cabezal o de la brida del preventor superior.

Conjunto de Preventores -. Son dispositivos que se emplean para evitar y controlar el flujo de fluidos de la formación, cuando por cualquier causa la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos disminuye abajo de la presión del yacimiento -- (se descontrola el pozo).

Dentro del conjunto de cuatro preventores con que cuenta el equipo tienen las siguientes funciones: El # 1 es un preventor de ariete ciego, que es el que asegura el cierre total del pozo para continuar instalando el equipo y va montado sobre el cabezal o brida superior del arreglo de preventores de un equipo convencional. El siguiente preventor el # 2 es de ariete anular, está diseñado en el arreglo para seguridad del pozo sellando la tubería para reparar por desgaste los hules de los rams de los preventores superiores.

Los dos preventores superiores # 3 y # 4, cumplen la función de desfogar la presión acumulada entre ellos al momento de ir forzando y/o deslizando la tubería dentro del pozo. Los preventores tienen un diámetro nominal de trabajo de 7 1/16 pg. los cuales son operados hidráulicamente, éstos preventores llevan incrusta-

dos en los hules de los rams un recubrimiento especial de asbesto y caucho para evitar el desgaste excesivo por fricción al momento de forzar la tubería.

Entre los preventores superiores # 3 y # 4, se localiza un carrete espaciador y sirve para acumular la presión del fluido proveniente del pozo para posteriormente desfogarlo a la atmósfera -- por medio de válvulas reguladoras (de presión), figura (III.3).

Válvulas Reguladoras -. Son partes integrales de los preventores # 3 y # 4, sirven para llevar a efecto la igualación de la presión existente abajo del preventor # 3, hacia el preventor # 4, abriendo solamente las válvulas "A" y "B" se tendrá de ésta manera la presión registrada en el preventor # 4 cerrado, evitando con ésto el golpe de ariete que dañaría al preventor # 4 al momento de abrir directamente el preventor # 3, para dejar pasar la junta de la tubería que está siendo introducida o extraída -- del pozo. Estas válvulas están colocadas lateralmente en los preventores, unidas por un manifold regulador y son accionadas hidráulicamente a control remoto a una presión de 750 lb/pg^2 .

Brida Colgadora -. Es un accesorio que sirve para soportar parte del peso de la sarta de trabajo cuando por alguna razón se tenga que reparar el conjunto de cuñas (fijas o viajeras) del equipo.

Consta de 12 yugos enroscables en la periferia de la brida, en cada extremo del yugo tiene una curvatura ranurada para el mejor apriete alrededor de la tubería. Esta brida va colocada arriba del preventor # 4 y abajo de la ventana, tiene una resistencia a la presión de trabajo de $5\ 000 \text{ lb/pg}^2$, figura (III.4).

PREVENTOR DE ARIETE ANULAR $\# 4$

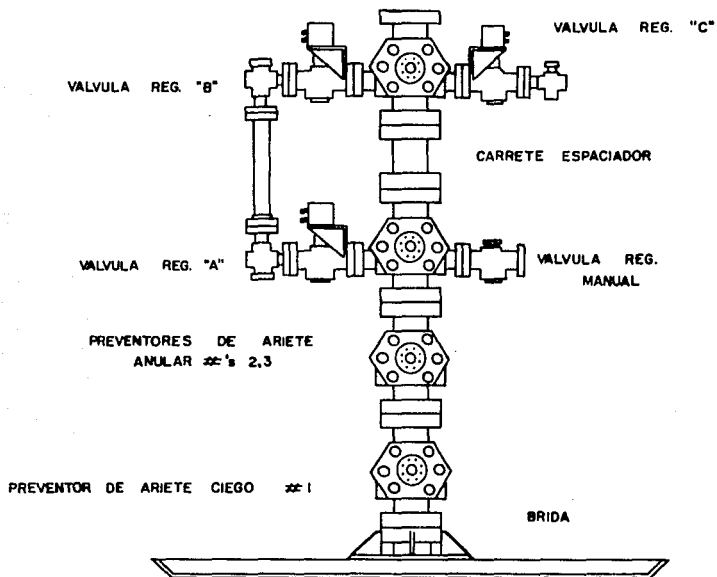


FIG. III.3 CONJUNTO DE PREVENTORES Y VALVULAS REGULADORAS.

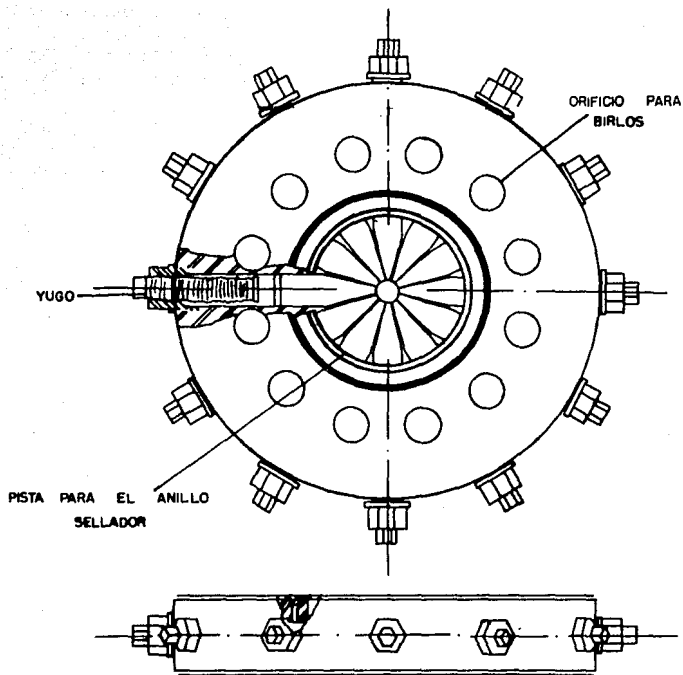


FIG. III.4 BRIDA COLGADORA

Ventana -. Es un accesorio que permite por su espacio libre agregar o quitar determinada herramienta al aparejo. Está constituido por cuatro soportes cilíndricos metálicos de diámetro de ---- 2 3/4 pg. entrelazados paralelamente a dos platos de acero de -- 1 7/8 pg. de espesor. La ventana va colocada sobre la brida colgadora por medio de un anillo sellador y birlos.

Además sirve para colocar un preventor esférico tipo "D", con -- diámetro nominal de 7 1/16 pg. x 5 000 lb/pg², cuando la pre--- sión del pozo esté por debajo de ésta hasta un límite de 3 000 - lb/pg², se utilizará un estopero (figura (III.6)), ambos se colo can para sellar el exterior de la tubería y evitar cualquier fuga por represionamiento que pudiera ocasionar la operación del - preventor # 4, figura (III.5).

Carrete Espaciador -. Es el que proporciona la distancia para fa cilitar el acoplamiento por medio de birlos de 1 3/8 pg. entre - la ventana y la base de las cuñas fijas, teniendo un diámetro no minal de trabajo de 7 1/16 pg. . Este se mostrará más adelante - en la unidad ya ensamblada.

Cuñas Fijas -. Consta de dos pares de cuñas, el primer par de cu ñas fijas normales, van colocadas en la base del conjunto y sir ven para soportar el peso muerto de la tubería que está siendo - extraída del pozo en condiciones normales, en coordinación con - otras que son viajeras. El otro par de cuñas fijas están inverti das (opuestas a las normales), para retener la tubería al efecto de empuje hacia arriba cuando se está trabajando en pozos con -- presión, localizadas en la parte superior del primer par de cu-- ñas.

Las cuñas son operadas hidráulicamente, a una presión de trabajo de 750 lb/pg². Siendo necesario que estén ambas colocadas al mo-

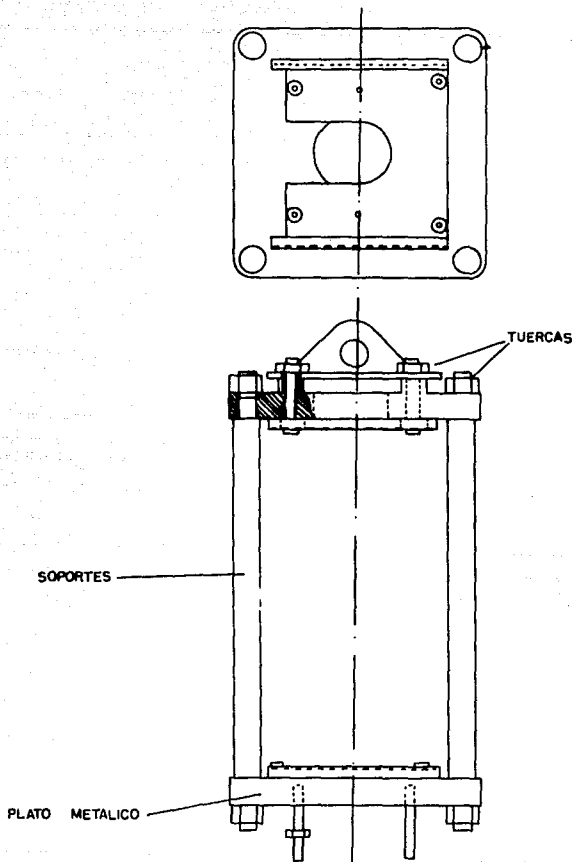


FIG. III.5

VENTANA

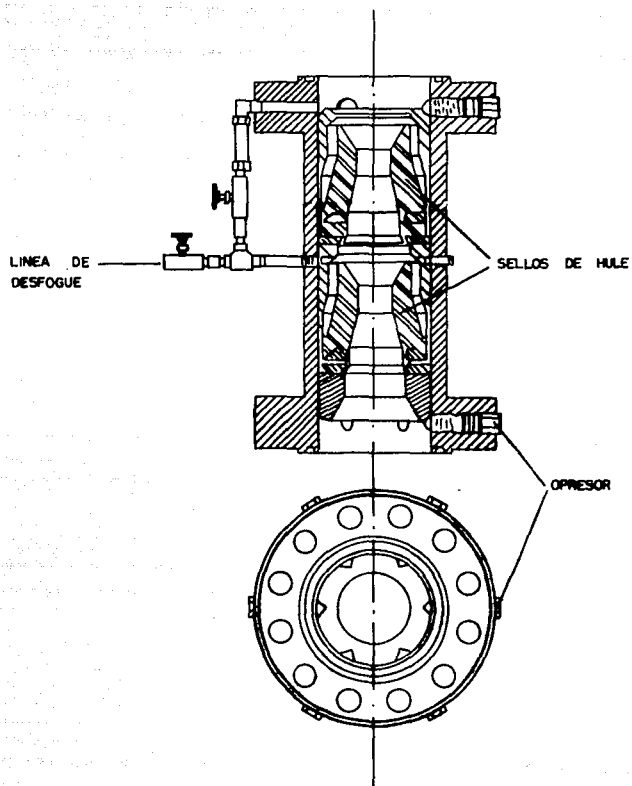


FIG. III.6 STRIPPER (ESTOPERO)

mento de alcanzar el punto de equilibrio de presión en el pozo. Como requisito indispensable es que el diámetro de la tubería a utilizar sea toda de un mismo tamaño, de lo contrario las cuñas no actuarán sobre la tubería, como se muestra en la figura (III.7).

Red de Distribución de Flujo -. Está instalada abajo de la base de los gatos hidráulicos y arriba de las cuñas fijas, son el punto de distribución de la presión hidráulica generada para los gatos hidráulicos. Esta presión es abastecida por un paquete de seis bombas por medio de dos mangueras de alta presión de 2 1/2", conectadas a dos tubos alimentadores de ésta red para hacerla llegar a cuatro válvulas actuadoras y distribuidoras del flujo para el sentido operativo de los gatos, dependiendo de la carga a operar del equipo, será regulada la presión de trabajo de las bombas.

Para el sentido, se pueden accionar los dos o los cuatro gatos - en sentido normal (Lifting) o invertido (Smubbing), al haber realizado el trabajo, el fluido que genera la presión retorna por la misma red de distribución para regresar por el circuito a través de una manguera de 4 pg. hacia un intercambiador de calor y éste al tanque de almacenamiento del fluido hidráulico. En la figura (III.8) se tiene una vista externa de la red de distribución de flujo ensamblada con los gatos hidráulicos y en la figura (III.9) se muestra un diagrama de flujo de la red de distribución.

Gatos Hidráulicos -. El circuito de potencia de los gatos, está gobernado por seis bombas hidráulicas calibradas a cierta presión, la cual puede ser ajustada por medio de éstas bombas. El conjunto de gatos permite efectuar las operaciones de extracción

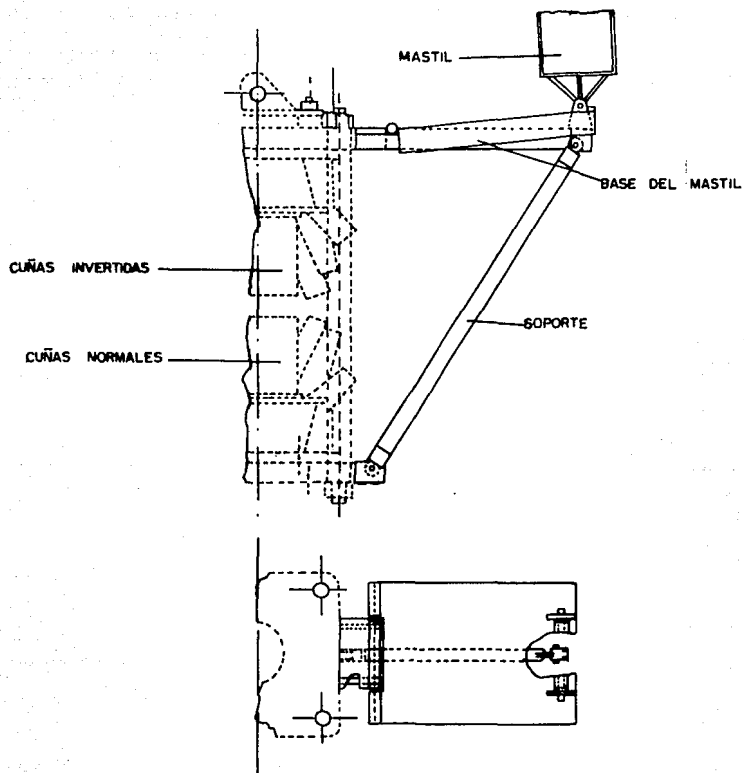
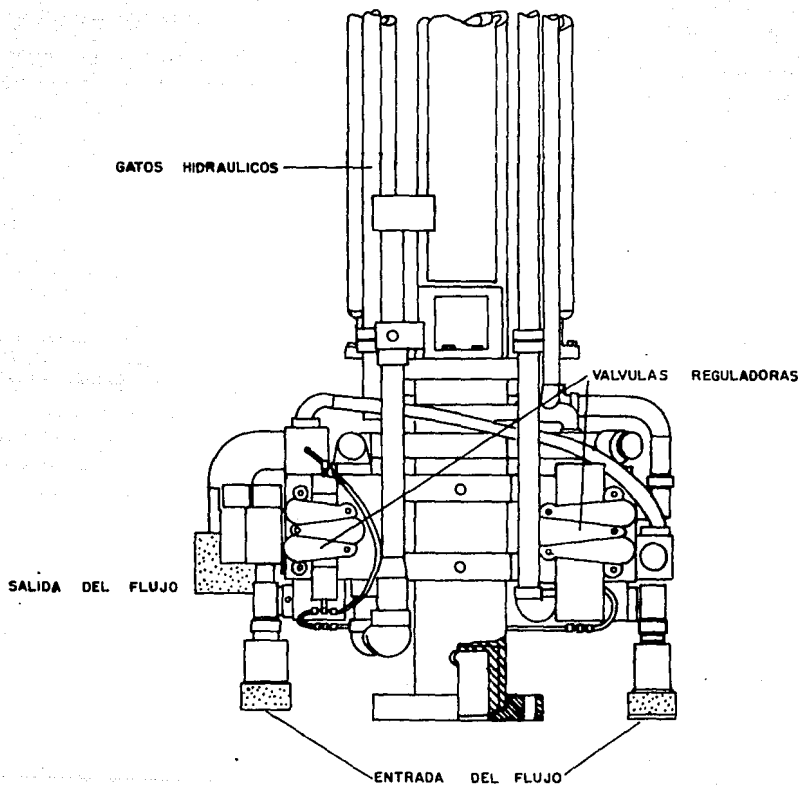


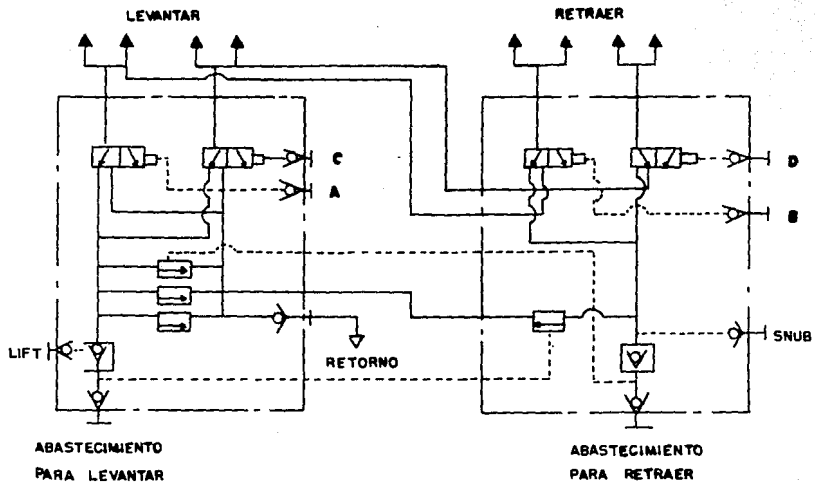
FIG. III.7

CUÑAS FIJAS



ENSAMBLE DE LA
FIG. III.B RED-DE DISTRIBUCION DE FLUJO
Y GATOS HIDRAULICOS

A, B, C, D — VALVULAS REGULADORAS DE FLUJO



53

FIG. III.9 DIAGRAMA DE FLUJO

o introducción de la tubería según el caso, consta de cuatro cilindros (gatos): dos de 4 pg. O.D. y dos de 3 pg. O.D. con una longitud de carrera de 12 pies, según su diámetro están en forma de cruz. En el centro de los gatos lleva un orificio con un diámetro de $7 \frac{1}{16}$ pg. que permite introducir herramientas o tubería de $5 \frac{1}{2}$ pg. (máx.) de trabajo, la característica principales que en su sistema interno los gatos se retraen forzando a la tubería hacia al pozo, éstos son accionados por medio de un circuito invertido en la red de distribución de flujo (válvulas actuadoras), esto con la ayuda de las cuñas fijas y viajeras invertidas con un promedio de bombeo hidráulico de 136.2 GPM, si la presión del sistema está calibrada a 3 000 lb/pg² con un motor revolucionando a 1 800 RPM. De acuerdo al modelo 250-K y especificaciones.

En éste conjunto se incluyen: La Red de Distribución de Flujo, - Conjunto de Cuñas, Mástil Telescópico y Malacates, para su instalación y transporte en el remolque auxiliar, se muestran en las figuras (III.8 y III.10).

Mástil Telescópico -. Es una parte del equipo que está acoplado paralelamente al conjunto de los gatos hidráulicos y permite elevar ó bajar tubería de trabajo, al desconectar o conectar tubería. Consta principalmente de cuatro secciones telescópicas de - 12 pg., 10 pg., 8 pg. y 6 pg. de diámetro, con una longitud de - 25 pies cada una. Estas secciones están construídas de aluminio y en la parte superior de la cuarta sección va colocada la corona del equipo con dos poleas de 12 pg. , se muestra en la figura (III.11).

El mecanismo para enfundar y desenfundar el mástil, es accionado en la canastilla de trabajo por medio de un motor hidráulico (acoplado en la funda del mástil), operando a una presión de ---

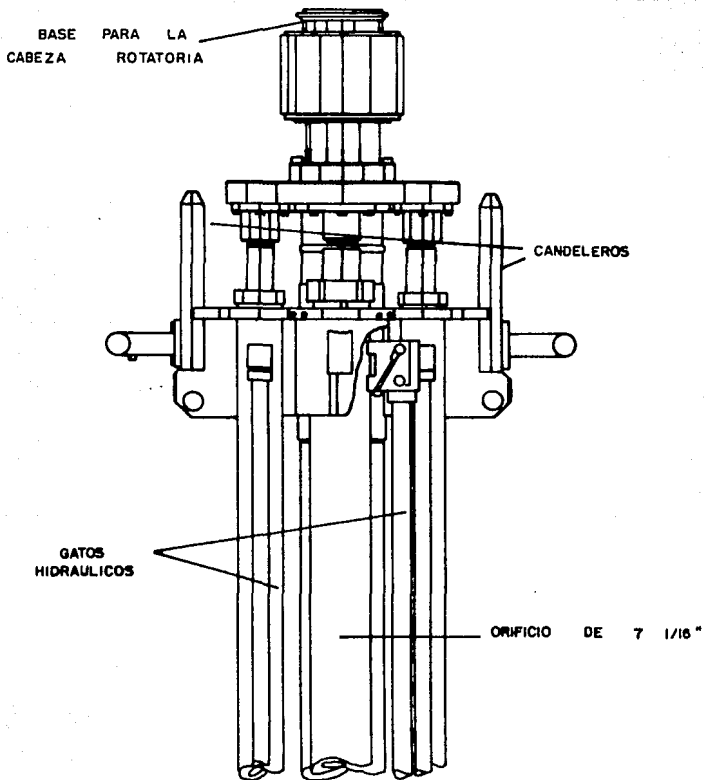


FIG. III.10 GATOS HIDRAULICOS Y BASE DE LA CABEZA ROTATORIA

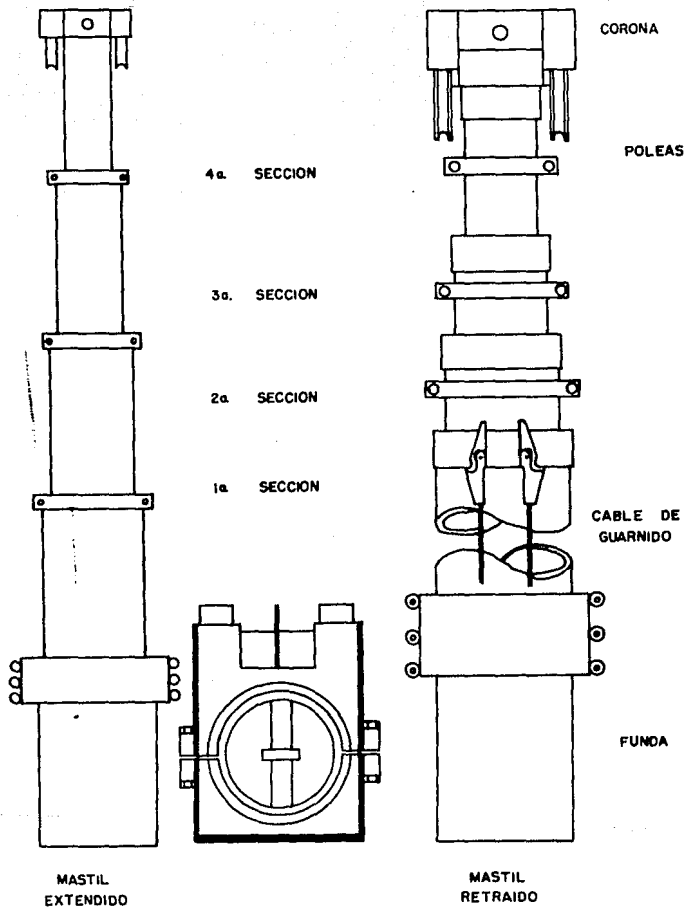


FIG. III.II MASTIL TELESCÓPICO

1 000 lb/pg² para transmitir la potencia a un par de malacates y hacer funcionar el guarnido simultáneo de las secciones, para en fundar o desenfundar el mástil, asegurando cada sección por medio de una abrazadera y tensores que van acoplados en los gatos hidráulicos para nivelar el mismo.

El mástil, va acoplado al equipo por medio de una placa metálica lateralmente arriba del conjunto de cuñas fijas, abajo de la red de distribución de flujo y está situado paralelamente a los gatos hidráulicos, figura (III.17).

Malacates de Contrabalanceo -. Son dos carretes, que van colocados en la base del mástil, sirven para enrollar y desenrollar el cable de guarnido de 1/4 pg. almacenado, su función es la de subir o bajar tubería de trabajo con la ayuda de dos elevadores -- instalados en los extremos del cable pasando por las poleas de la corona siendo accionados por los mismos malacates (de 3 toneladas) calibrados a una presión de trabajo de 750 lb/pg², figura (III.17).

Canastilla de Trabajo -. Es el área que se tiene disponible para realizar los trabajos de introducción o extracción de tubería, - va colocada en la parte superior de los gatos hidráulicos (en cuatro fundas) y acoplada a los mismos por cuatro candeleros de 2 pg. de diámetro por 20 pg. de longitud, soportada por cuatro contravientos de cable de 9/16 pg. .

En la parte frontal de la canastilla de trabajo, va acoplada --- otra canastilla más pequeña, que sirve para recibir o descender tubería con ayuda de un pedestal metálico, éste para soportar el cable de izaje o descenso. Esta área sirve para alojar una llave de fuerza hidráulica, mesa rotaria, etc. , o cualquier otro acce

sorio que pudiera auxiliar en la operación.

En la canastilla de trabajo, se encuentran dos consolas de operación "A" y "B", para operar a control remoto todos los accesos que son accionados hidráulicamente y que integran al equipo, se muestran en la figuras (III.12 y III.13).

Cabeza Rotatoria -. Una vez instalada la canastilla de trabajo, se colocará la cabeza rotatoria en la parte superior de los gatos hidráulicos acoplada en la base del orificio de $7 \frac{1}{16}$ pg -- por medio de birlos, éste accesorio permite absorber los movimientos de rotación ejercidos por la mesa rotaria, a través de baleros de carga (no es hidráulica). En la parte superior de éste accesorio lleva una ranura para hacer el acoplamiento con el conjunto de cuñas viajeras por medio de una abrazadera o grapa seccionada, se muestra en la figura (III.14).

Cuñas Viajeras -. Estas cuñas en plena operación son complementarias con el conjunto de cuñas fijas que soportarán el peso muerto de la tubería, mientras que las cuñas viajeras accionadas hidráulicamente sobre la base de la cabeza rotatoria, acoplada sobre la cabeza de los gatos hidráulicos, ayudarán a meter o sacar la tubería del pozo.

Para un mejor entendimiento supongamos por ejemplo, que se debe introducir cierta longitud de tubería con el pozo descontrolado, para éste caso invertiremos tanto las cuñas fijas como las cuñas viajeras, las cuñas fijas invertidas detendrán el empuje de la tubería hacia arriba por la presión existente en el pozo, mientras que las cuñas viajeras ayudadas por la carrera de los gatos hidráulicos y el diseño de los mismos en forma descendente, ayudarán a forzar o deslizar toda la longitud de la carrera de los

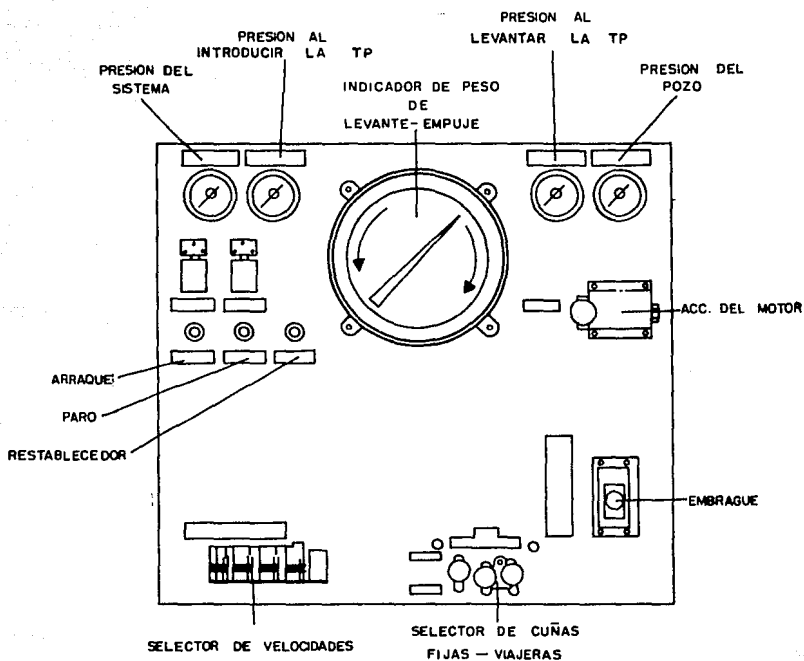


FIG. III.12 CONSOLA DE CONTROL "A"

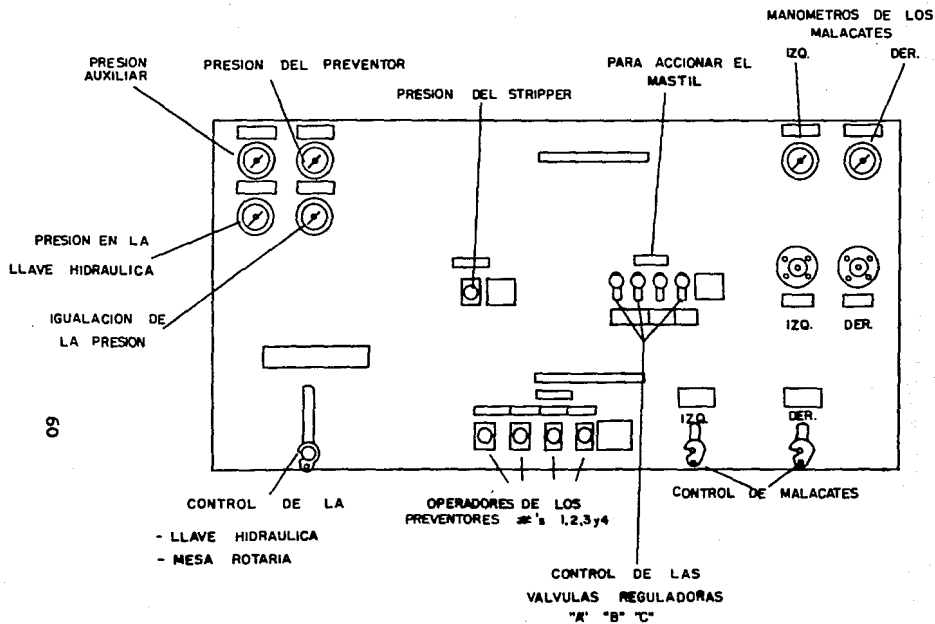
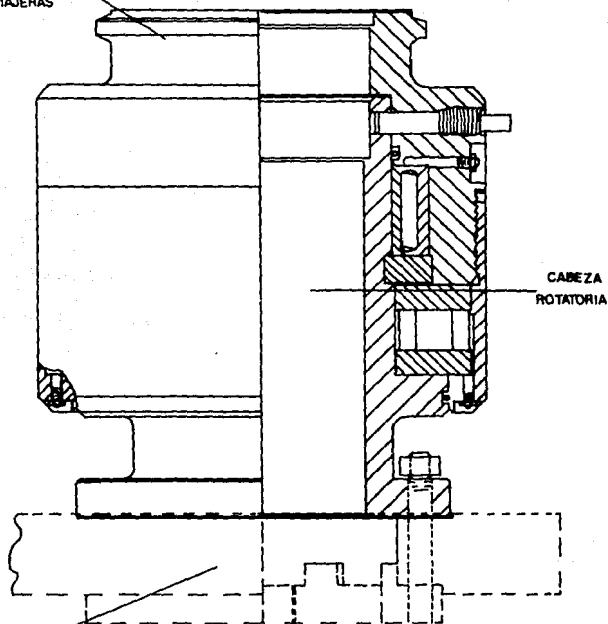


FIG. III.13 CONSOLA DE CONTROL "B"

ACOPLAMIENTO PARA LAS
CUÑAS VIAJERAS



ACOPLAMIENTO PARA LA BASE DE LOS
GATOS HIDRAULICOS

FIG. III.14 CABEZA ROTATORIA

gatos hidráulicos hacia el pozo y volver accionar las cuñas fijas invertidas para el soporte exterior de la tubería y elevar nuevamente los gatos hidráulicos para afianzar la tubería con las cuñas viajeras invertidas, éstas son mostradas en la figura (III.15).

Llave de Fuerza Hidráulica -. Es un accesorio que sirve para hacer la conexión o desconexión de la tubería de trabajo, usando cuñas intercambiables de acuerdo a cada diámetro de la tubería, su fuente de potencia está en el sistema hidráulico, la presión requerida para hacer funcionar ésta llave es de 1 500 lb/pg², la presión máxima de operación es de 2 000 lb/pg² a 120 RPM.

Mesa Rotaria Hidráulica -. Es un accesorio que proporciona la rotación de la sarta de trabajo, su mecanismo es accionado por la misma toma de fuerza de la llave hidráulica proveniente del paquete de potencia, el máximo torque accionado por el motor integrado es de 5 000 ft/lb.

Swivel o Unión Giratoria -. Es un accesorio que permite aceptar los movimientos de rotación de la mesa rotaria y tener un conducto para la circulación por el interior de la tubería. Esta unión no está diseñada para soportar peso, va enganchada por medio de cables y soportes de la corona del mástil, se muestra en la figura (III.16).

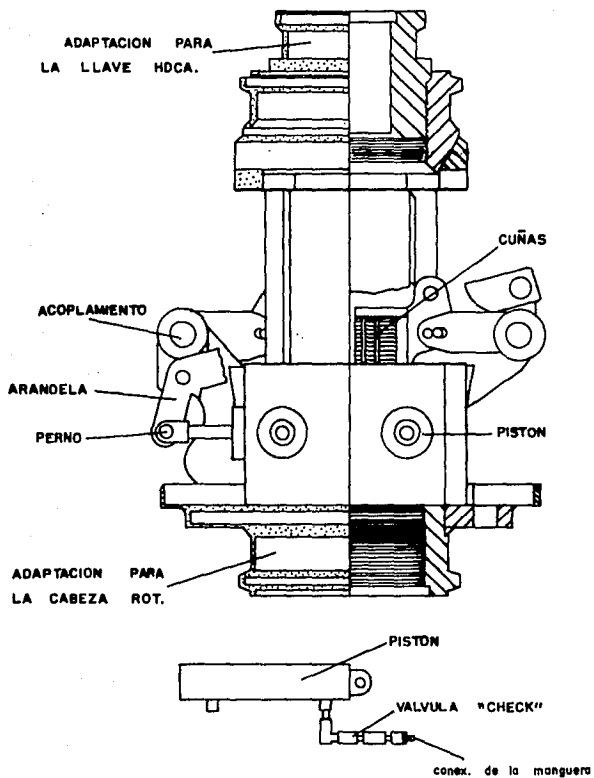


FIG. III.15

CUÑAS VIAJERAS

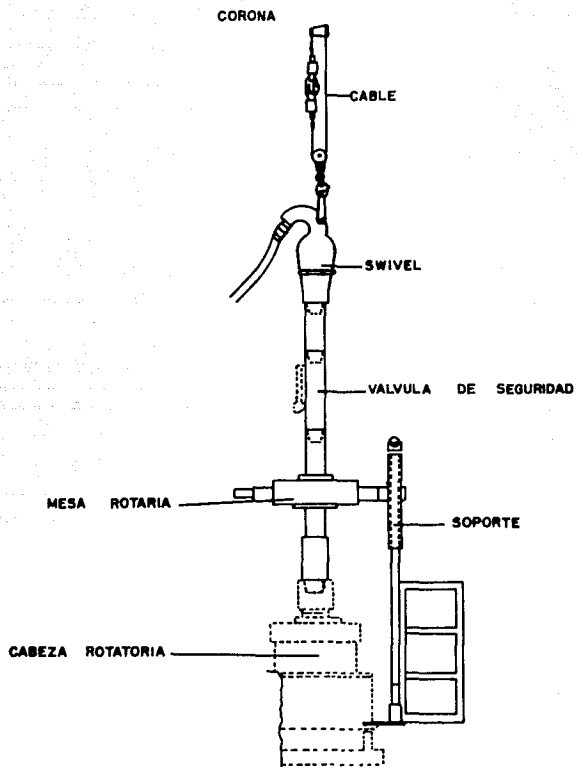


FIG. III.16 SWIVEL Y MESA ROTARIA

En la figura (III.17) se muestra a la Unidad de Reparación Hidráulica ensamblada, donde sus componentes principales son los siguientes:

- 1-. Brida
- 2-. Preventores
- 3-. Carrete Espaciador
- 4-. Válvulas Reguladoras de Presión
- 5-. Brida Colgadora
- 6-. Ventana
- 7-. Preventor Esférico
- 8-. Stripper (Estopero)
- 9-. Tubo Guía
- 10-. Carrete Espaciador
- 11-. Cuñas Fijas
- 12-. Red de Distribución de Flujo
- 13-. Mástil
- 14-. Base
- 15-. Malacates
- 16-. Abrazadera
- 17-. Tensor
- 18-. Cable
- 19-. Corona
- 20-. Elevadores
- 21-. Llave de Fuerza Hidráulica
- 22-. Cabeza Rotatoria
- 23-. Pedestal
- 24-. Canastilla Auxiliar
- 25-. Consolas de Control "A" y "B"
- 26-. Mesa Rotaria
- 27-. Cuñas Viajera
- 28-. Soporte

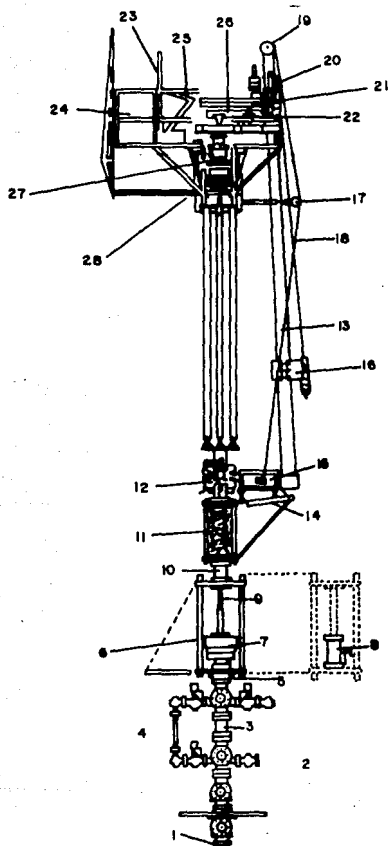


FIG. III.17

UNIDAD ENSAMBLADA

Remolque Principal -. Es el que contiene todas las partes mecánicas e hidráulicas para la generación de la presión y activar todos los accesorios que requieren ser accionados por la fuerza -- proveniente de éste paquete de potencia del remolque principal, - se muestra en la figura (III.1).

Motor de Combustión Interna -. Es un motor 8V-92T, el principio de todo motor de combustión interna, es la de aprovechar los gases del combustible (diesel), para que al momento de sufrir expansión por su ignición ejerza una presión que obliga al pistón a desplazarse dentro de la camisa. La máxima capacidad de éste motor G.M. es de 430 HP, con el motor revolucionando a 2 100 RPM.

Sistema Hidráulico -. La unidad generadora de potencia, consta principalmente de un motor de combustión interna con la característica especial de ser turbocargado, siendo el alma principal del equipo, el cual provee el movimiento mecánico por medio de un acoplamiento directo de engranes (convertidor) que mueve al juego de bombas por medio de ejes (flechas).

El circuito hidráulico se inicia en el tanque de almacenamiento, pasando por dos filtros metálicos de admisión, hasta llegar al paquete de bombas hidráulicas, éstas a su vez impulsan un volumen de fluido a presión hacia un manifold de flujo gobernado por dos tableros de control (principal y auxiliar) para poder distribuir la presión a la parte posterior del remolque principal, - la toma de fuerza se muestra en la figura (III.18).

De ésta toma de fuerza se abastecerán (por medio de mangueras - de conexión rápida) directa o indirectamente todos los accesorios gobernados por las consolas a control remoto desde la canagtilla de trabajo.

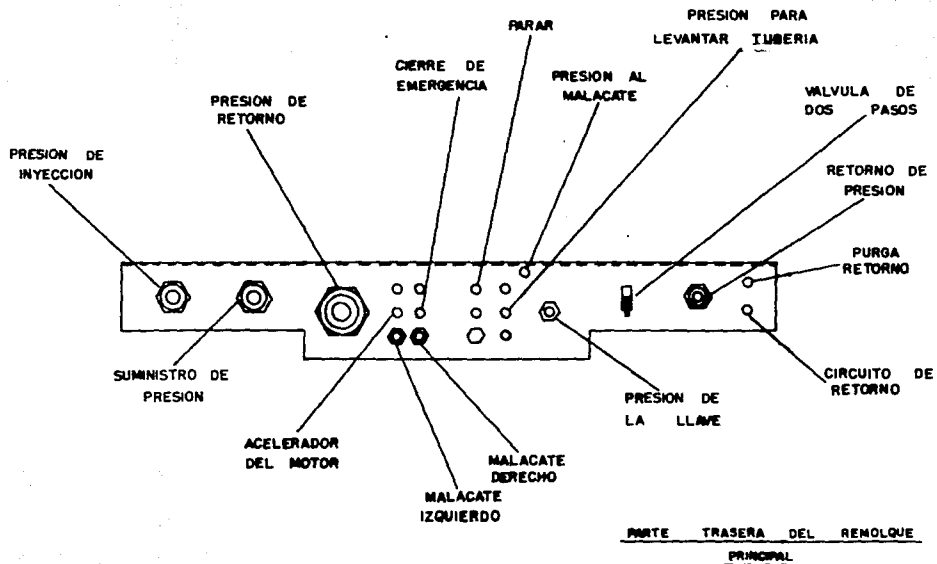


FIG. III.16 TABLERO DE TOMA DE FUERZA

Una vez que se ha hecho uso de ésta presión hidráulica en los diferentes accesorios que componen el equipo, el fluido hidráulico retorna nuevamente pasando por un intercambiador de calor hacia el tanque de almacenamiento.

El sistema de precarga, consta de nueve acumuladores de 10 gal.- cada uno de ellos calibrados a 850 lb/pg^2 con gas nitrógeno (N_2) conectados en serie a un manifold de distribución de nitrógeno - en la parte superior de los cilindros y en la parte inferior a - un manifold distribuidor de aceite, para mantener de ésta manera volúmenes y presiones equivalentes de cada cilindro acumulador. Este sistema es una reserva tanto de volumen como de presión --- para en caso de emergencia de paro del equipo, para operar el --- conjunto de preventores mínimo cuatro veces (abrir y/o cerrar). Este mecanismo se puede accionar por medio de una válvula manual de dos pasos (válvula motora) ó a control remoto desde la ca-- nastilla de trabajo, se muestra en la figura (III.19) el sistema de precarga.

Tanque de Almacenamiento del Fluido Hidráulico -. La capacidad - del tanque de almacenamiento del fluido hidráulico es de 220 - gal. , por lo que se requerirá su lleno total al nivel de éste,- para obtener su máxima eficiencia y enfriamiento.

Filtros de Succión -. Son dos filtros que están colocados al lado derecho del tanque de almacenamiento, la función de éstos fil-- tros es la de detener toda clase de materia sólida (arena) que - pudiera incorporarse al fluido y evitar cualquier efecto de des-- gaste en las partes que componen el circuito hidráulico.

Filtros de Descarga -. Estos dos filtros están colocados al lado

izquierdo del tanque de almacenamiento, éstos filtros deberán -- ser cambiados frecuentemente para evitar la recirculación de las partículas sólidas en las partes del sistema, en caso contrario podría reducir drásticamente la vida del equipo.

Consola de Control del Motor "8V 92T" -. Está compuesto de manómetros e instrumentos que registran las condiciones de trabajo - del motor de combustión interna durante la operación, como son; - indicador de temperatura (⁰F), indicador de presión en el aceite (PSI), indicador de RPM, indicador de carga del acumulador (A), - arranque o paro del motor.

Tablero de Control Principal -. En éste tablero, se cuentan con los manómetros y válvulas que accionan y registran directamente las condiciones de operación de las bombas y gatos hidráulicos - en plena intervención de la siguiente manera: Manómetro # 1, indica la presión generada por las bombas hidráulicas, Manómetro - # 2, indica la presión de levante de los gatos hidráulicos y el Manómetro # 3, indica la presión de empuje de los gatos hidráulicos. Cuenta con seis válvulas manuales para accionar y registrar en conjunto la presión de las bombas hidráulicas en el manómetro indicador de la presión del sistema, ésta selección debe hacerse en forma vertical de arriba hacia abajo, previamente habiendo cerrado la válvula de paso del fluido al tanque de almacenamiento. Las presiones y volúmenes que registran las válvulas están en -- función de la calibración actual para los trabajos que se encuentran realizando éste equipo:

Volumen de Circulación

Bombas "C" y "F" - 31.65 GPM

Bombas "B" y "E" - 41.69 GPM

Bombas "A" y "D" - 52.39 GPM

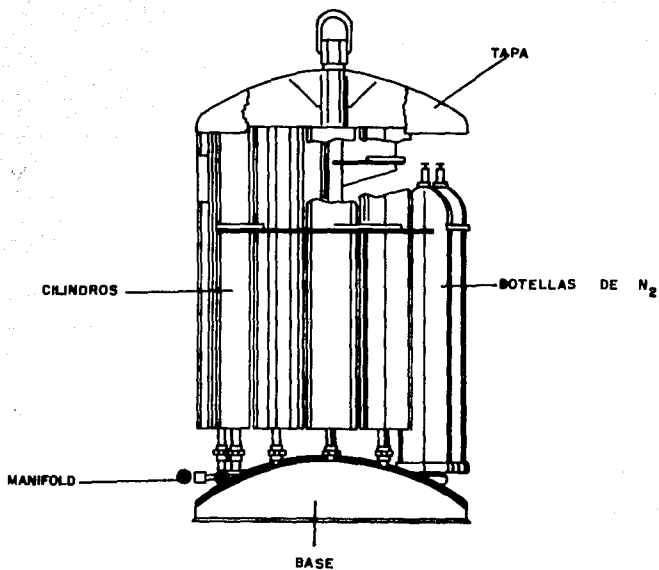


FIG. III.19 SISTEMA DE PRECARGA

Presión de Calibración	
Bomba "A"	- 1 300 lb/pg ²
Bomba "B"	- 1 550 lb/pg ²
Bomba "C"	- 1 950 lb/pg ²
Bomba "D"	- 2 400 lb/pg ²
Bomba "E"	- 3 000 lb/pg ²
Bomba "F"	- 3 200 lb/pg ²

Para operar correctamente la selección de las bombas hidráulicas se deberá de cerrar la válvula de paso del fluido, para desviar el fluido hacia el tanque de almacenamiento e ir seleccionando - cada una de las bombas en forma vertical, verificando que al hacer la selección, la presión registrada en el manómetro coincida con la presión de calibración, figura (III.20).

Tablero de Control Auxiliar -. En éste tablero, van incluidas -- válvulas y manómetros para el accionamiento de los accesorios -- auxiliares con que cuenta el equipo, para ello basta accionar -- las válvulas manuales para poner en operación las tres bombas hidráulicas que van acopladas a la misma toma de fuerza de las --- otras seis, que corresponden exclusivamente a los gatos hidráulicos, para tener la fuerza hidráulica disponible para accionar: - Preventores/Cuñas (1500 a 2000 lb/pg²), Llave Hidráulica/Grúa -- (1500 lb/pg²) y Malacates (750 lb/pg²), figura (III.20).

Grúa Hidráulica -. Sirve para instalar las partes del equipo, va montada en la parte posterior del remolque principal y es accionada hidráulicamente por una bomba auxiliar del paquete de potencia (1500 lb/pg²).

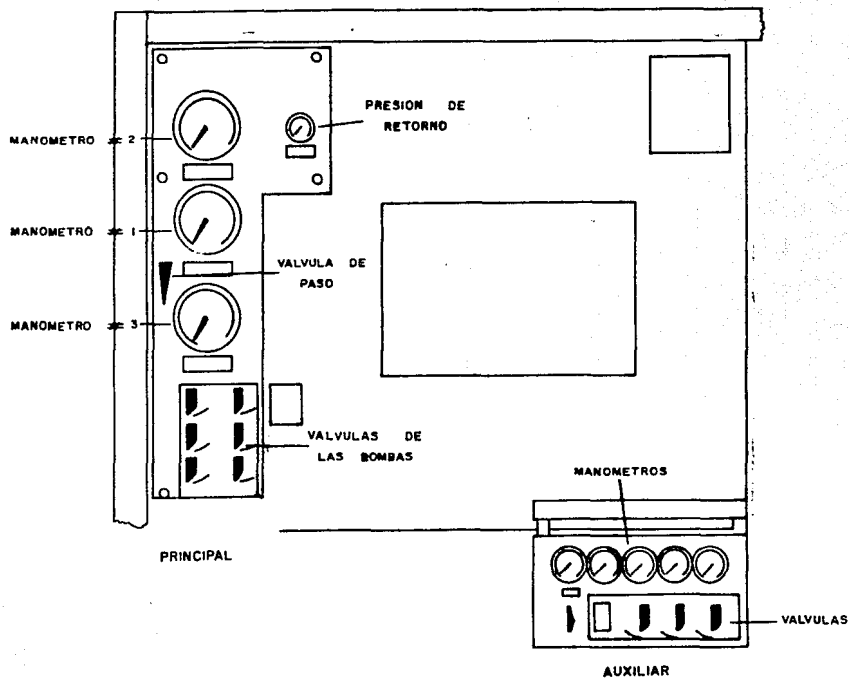


FIG. III.20 TABLEROS DE CONTROL

CONDICIONES DE SEGURIDAD (8,9)

GENERALIDADES

En las operaciones de Reparación de Pozos Petroleros, se involucran una serie compleja de actividades de muy diversa índole - lo que hace imposible prever todas las situaciones que pueden ocurrir. En el presente capítulo se incluyen recomendaciones de carácter general tendientes a evitar los accidentes en esta actividad, sin embargo, estas recomendaciones deberán adaptarse a las necesidades y condiciones de cada caso.

La regla más importante y de aplicación general consiste en - actuar siempre con sentido común, estar continuamente alerta y atender invariablemente las disposiciones de seguridad. La Reparación de Pozos, es una actividad seria que deberá ser ejecutada por personal cuidadoso, consciente, experimentado y responsable.

El encargado del equipo, debe asegurarse que esté en perfectas condiciones de control, de tal manera que se pueda llevar a cabo la operación de control, que la operación a efectuar esté dentro de sus limitantes y deberá de prever protección al personal contra las presiones excesivas de la formación. Además tiene la obligación y responsabilidad de llevar a cabo la operación de control del equipo. El éxito del control dependerá de la seguridad del programa y el interés que se tenga por instruir, educar y adiestrar al personal sobre la seguridad, así como obtener la cooperación y el apoyo de todo el personal relacionado.

Se deberá de instruir a todos los trabajadores para que se -- responsabilicen de la seguridad del equipo en operaciones de --- emergencia. Es importante que el trabajador nuevo reciba capacitación adecuada y de ésta manera conocerá sus diversas tareas y se mantendrá constantemente alerta a lo que está ocurriendo a su alrededor, empleando equipo para su protección y que no por falta de precauciones realice actos inseguros.

Seguridad en la Localización

Antes de iniciar el traslado del Equipo Snubbing hacia la localización, se deberá de verificar que se reúnan las siguientes condiciones:

- Ausencia de líneas de red eléctrica inapropiadas.
- Que el grado de curvatura, visibilidad y estado del camino estén dentro de lo reglamentado.
- Ausencia de cercado que impida el paso.
- Que el terreno esté compacto y se tenga las dimensiones --- apropiadas para el acomodo, armado e instalación del equi-- po.
- Que existan líneas de agua en la localización, etc.

Esta inspección deberá de realizarse con anticipación a la fecha de transporte, con objeto de tener tiempo disponible y suficiente para corregir cualquier deficiencia.

Seguridad en la Transportación

Antes de iniciar el transporte, cada conductor deberá cerciorarse del buen estado del remolque y apriete general de todos -- los accesorios, cerciorarse que el perno de conexión con el tractor esté debidamente conectado y asegurado, que las líneas de -- aire no presenten fuga, que los cables del sistema eléctrico --- estén conectados y en buenas condiciones.

Los accesorios sobre los remolques no deberán de sobresalir - hacia los lados o en la parte trasera, en caso contrario se deberán de colocar banderas rojas en los extremos y partes sobresa--lientes.

Solo la persona autorizada deberá conducir o maniobrar el remolque y el transporte del equipo deberá hacerse preferentemente durante el día.

Seguridad en la Instalación

Para instalar o desmantelar el equipo se deberá de contar con un programa que indique paso a paso las operaciones a realizar, -- éste programa deberá ser proporcionado al personal que integra - el Equipo Snubbing y deberá ser instalado de modo que el viento--predominante no lleve los gases que se escapen del pozo hacia -- los escapes de los motores, figura (IV.1).

El Equipo Snubbing, por seguridad debe de instalarse durante--el día con las condiciones climatológicas normales.

Debe tenerse especial cuidado al instalar el equipo, que nin--guna pieza se golpee, raspe o dañe.

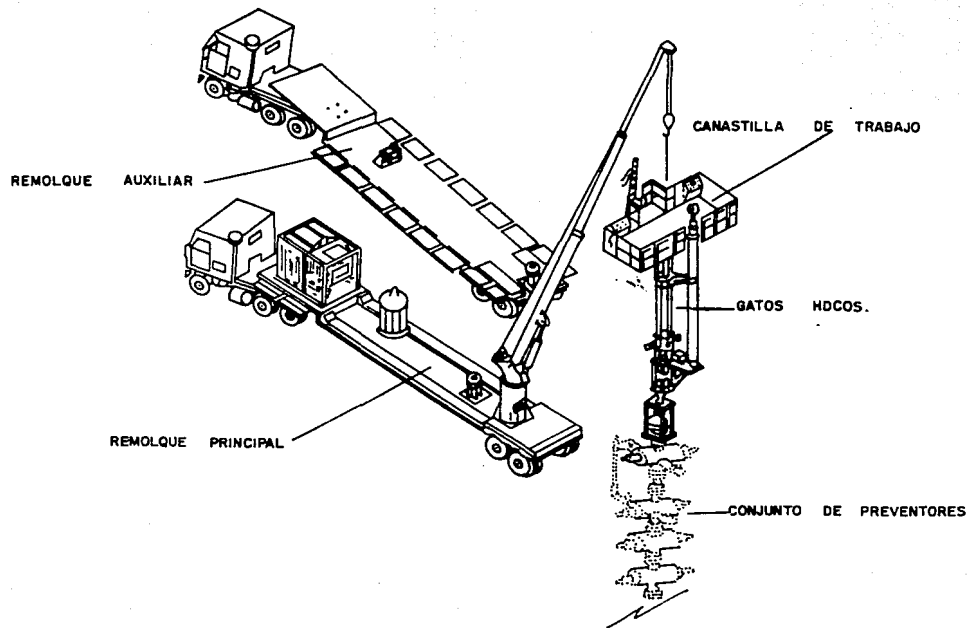


FIG. IV.1 INSTALACION

Una vez que los remolques han sido transportados y nivelados en posición horizontal, verificar que el personal responsable re vise:

- Niveles de aceite especificado.
- Que el tanque almacenador de aire esté cargado a 120 lb/pg².
- Que el compresor opere correctamente.
- Verificar que el diámetro de los arietes sean a sobremedida con el recubrimiento de los hules de asbesto y caucho.
- Verificar que el acumulador de precarga esté en condiciones de presión y volumen.
- Verificar que el cabezal esté en óptimas condiciones.

Al quedar el equipo instalado:

- Que el apriete de los birlos del cabezal con el preventor - ciego sea el correcto.
- Que los cables niveladores de la canastilla de trabajo y -- gatos hidráulicos estén sujetos firmemente para evitar des-nivelaciones.
- Que el apriete de todas las abrazaderas sea el correcto y - que estén instalados todos los seguros y pernos del mástil-telescópico.
- Verificar que la escalera principal esté segura y fija.
- Verificar que los cables de los malacates estén en buen estado.

Durante la operación:

- Que las conexiones superficiales del equipo y del pozo no presenten ninguna fuga.
- Verificar la operación de los gatos hidráulicos, cuñas y preventores.
- Se verificará una vez más que la presión de precarga de los cilindros de los preventores mantengan su carga.
- Que la fijación y el apriete del mástil sea el correcto.
- Que no se tenga ninguna herramienta tirada en la canastilla de trabajo ni cerca del pozo.
- Que se tenga el hule protector sobre la ventana al estar matiendo y sacando tubería.
- Que al estar operando no se encuentre persona ajena alrededor del equipo.
- Que el tamaño de las herramientas sea adecuado al diámetro de trabajo del equipo.
- Procurar que el sistema de mangueras esté en óptimas condiciones de operación.
- Asegurarse que sean conectadas las mangueras en las tomas de fuerza correspondiente según el tablero de la parte trasera del remolque principal.
- Deberá comprobarse que el indicador de peso esté calibrado y en buenas condiciones.

Recomendaciones Generales

- Que no se encuentre material regado o tirado como tambores-de lubricantes los que deberán estar bien estibados.
- Que no se acumule material inflamable en las cercanías del equipo.
- Que no se tenga fugas de combustible.
- Que se tenga invariablemente los extintores y equipo de contraincendio, en la colocación adecuada y en condiciones de operación.
- Asegurarse que sea instalada la válvula de contrapresión, - cuando se inicie la introducción de la tubería.
- Antes de iniciar la operación de control del pozo invariablemente se deberá de tener fluido de control, agua y combustible suficiente para abastecer las necesidades de servicio.
- Que antes de poner a funcionar los motores de combustión interna se pongan los supresores de chispas.

En Presencia de Acido Sulfhídrico

Es un gas ácido que se le conoce también como gas amargo, gas de huevos podridos (por el olor), es un gas mortal que se encuentra en algunas formaciones productoras que están siendo reparadas. Cuando se interviene un pozo con la presencia de ácido sulfhídrico éste podría liberarse en la superficie a través del lodo de control o en otros medios que se estén circulando: como el gas, aceite, agua, etc.

El ácido sulfhídrico es particularmente peligroso, no tiene color, se enciende o explota con el aire y cuando se quema produce otro gas peligroso llamado dióxido de azufre (SO_2). En pequeñas cantidades el H_2S , huele a huevo podrido, pero no puede dependerse del sentido del olfato para la detección del H_2S , por que éste adormece el sentido del olfato rápidamente.

Los efectos del H_2S (dependiendo de la concentración), con una dosis grande de gas puede ocasionar que una persona quede inconsciente si no se le suministra respiración artificial inmediatamente, puede morir o sufrir daños cerebrales.

Una dosis pequeña de H_2S , respirada por un período de 12 a 13 minutos puede hacer lagrimear los ojos, sofocar o causar comezón en el cuerpo.

Los primeros auxilios para éste y otros casos son indispensables por la importancia de las operaciones de control que son -- llevadas a cabo en lugares peligrosos, donde la ayuda médica no está disponible inmediatamente o si se demora en llegar.

El saber como suministrar y aplicar los primeros auxilios es de vital importancia para que en un momento dado pueda salvarse una vida.

Por lo tanto, conocer el peligro es el primer paso para la seguridad de la intervención.

APLICACIONES DEL EQUIPO "SNUBBING" (7,8,10,11,12)

GENERALIDADES

El sistema hidráulico para manejar tubería bajo presión "Snubbing" constituido por los diferentes elementos descritos en el capítulo anterior, requiere que la operación de cada uno de ellos sea en forma normal y correcta, de manera que su funcionamiento sea preciso y coordinado al trabajar en conjunto con los demás elementos, con el fin de lograr una intervención rápida y eficiente sobre los pozos a tratar.

Las principales aplicaciones del Equipo para Manejar Tubería Bajo Presión "Snubbing", se lleva a cabo en el proceso de control de un pozo en problemas y el mantenimiento del mismo, a fin de que éstos siempre se encuentren en condiciones apropiadas ya sea de producción o de inyección. La variedad de aplicaciones es muy amplia y los procedimientos detallados paso a paso no es posible describirlos minuciosamente, debido a que dependen exclusivamente de las condiciones del pozo y de los problemas que se presenten, además éstos varían de una localización a otra.

El procedimiento de la intervención en cada caso debe ser cuidadosamente seleccionado y programado. Se deben considerar las posibles causas del problema y las condiciones en las que se encuentre el pozo y tratar de que las operaciones se efectúen de acuerdo al orden establecido. Un diseño incorrecto ocasionará contratiempos durante la intervención y es posible que los problemas a remediar se incrementen.

Control de Reventones

Reventón:

Es un flujo incontrolado a la atmósfera de fluidos del pozo y de la formación pudiendo ocurrir durante los trabajos de perforación, rehabilitación y limpieza de un pozo productor.

Para controlar un reventón, sólo hay un medio que es posible y necesario, y éste es la aplicación de una contrapresión mayor que la presión de la formación.

Costos de un Reventón:

El costo de un reventón sólo puede calcularse después de que el pozo se haya controlado y/o taponado completa y definitivamente, ocasionando:

- Pérdida de tiempo en la reparación del pozo.
- Pérdida de fluido de control.
- Costos para matar el pozo y taponarlo.
- Costos de técnicas y equipo para controlar el pozo.
- Pérdida de partes del equipo convencional.
- Daños ecológicos, etc.

En la Reparación y Terminación de Pozos, las causas de los brotes y descontrol de los pozos han sido por varias razones, entre las más frecuentes o comunes tenemos las siguientes:

- Densidad inapropiada del fluido.
- Falta de llenado del pozo al sacar tubería.
- Rotura de tuberías de revestimiento.
- Rotura de conexiones superficiales.
- Instalación inadecuada de las instalaciones de control.

Existe una gran variedad de formas de poder detectar un descontrol del pozo, entre ellas están:

- Aumento de fluido en las presas.
- Descenso de presión de bombeo.
- Contaminación del fluido de control.
- Disminución en el peso de la sarta.
- El pozo no se llena con el volumen requerido, etc.

Condiciones que impiden detectar un brote a tiempo:

- Descompensación de columnas.

Condiciones que impiden controlar un brote a tiempo:

- No probar el equipo de control periódicamente.

Recomendaciones:

Cerrar el pozo lo antes posible, no hacer diferencia de un brote pequeño y uno grande, no intentar bajar más tubería con el pozo fluyendo y preventor amular abierto.

Procedimiento para cerrar el pozo al estar efectuando un viaje con tubería:

- Sentar la última lingada de tubería en las cuñas.
- Instalar la válvula de seguridad en la tubería de trabajo --- abierta.
- Cerrar preventor esférico.
- Cerrar la válvula de seguridad.
- Desviar el flujo hacia el árbol de estrangulación totalmente-abierto

- Cerrar preventor de ariete anular.
- Leer y registrar las presiones en la tubería de trabajo y en la tubería de revestimiento.
- Comprobar la densidad del fluido original y registrar la presión inicial de cierre.
- Decidir el método y técnica a emplear.
- Si es flujo de agua salada o aceite, el pozo puede cerrarse. (T P en agujero revestido).
- Si es flujo de gas, es peligroso cerrar el pozo por un tiempo prolongado.
- Si la presión se torna excesiva continuar con el flujo del pozo al quemador estrangulándolo a la máxima presión permisible.

Datos que se deben considerar para el control del pozo:

- Tipo de fluido que entró al pozo.
- Presión del yacimiento.
- Densidad para controlar el pozo.
- Con o sin tubería dentro del pozo.
- Peso de la tubería de trabajo dentro del fluido.
- Resistencia de la tubería a la presión interna.
- Resistencia del equipo de control superficial.
- Presión de fractura de la formación.
- Material necesario para el fluido de control.
- Capacidad de la unidad de bombeo.
- Lectura de la presión de la tubería, así como el volumen ganado en las presas de almacenamiento.
- Observar presiones y si es necesario desviar el flujo al quemador.

Manifestación sin tubería dentro del pozo:

Cuando no se tiene tubería dentro del pozo y se detecta la presencia de una manifestación de inmediato se procede de la manera siguiente, se ilustra en la figura (V.1).

- Cerrar el preventor de ariete ciego.
- Abrir las válvulas # 6 y # 26.
- Cerrar la válvula # 2.

Con éstas operaciones se desvía el flujo hacia el múltiple de estrangulación, descargandolo por el quemador alejando la manifestación lo más lejos posible.

Estando el pozo en éstas condiciones se investiga si es posible cerrarlo, operando los estranguladores para determinar la presión de flujo, se procederá de la manera siguiente:

- Cerrar las válvulas # 9 y # 17.
- Abrir las válvulas # 11, # 15 y # 5.

El método consiste en regresar fluidos a la formación, de no hacerlo, es necesario instalar un Equipo de Control de Presión -- "Snubbing" para meter tubería a presión.

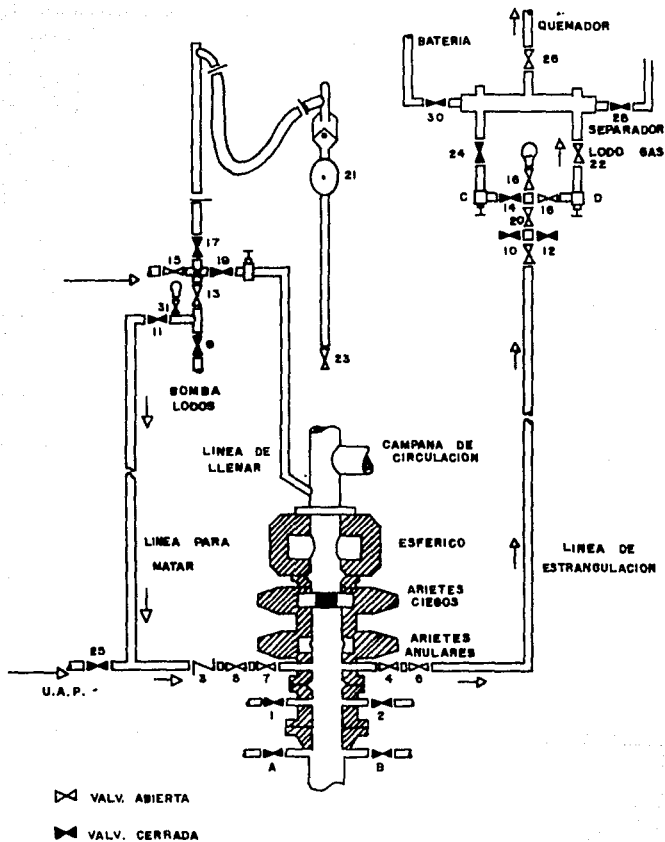


FIG. V.1 MANIFESTACION SIN TP

Nomenclatura de la figura (V.1).

Válvulas:

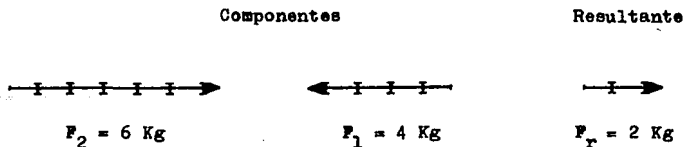
- # 4 y # 6 -. Línea de estrangulación, # 4 siempre abierta.
- # 3, # 5 y # 7 -. Línea para "matar", se usa para inyectar -- fluidos a la formación al cerrar los preventores.
- # 3 -. Válvula de contrapresión, que permite el flujo de fluidos hacia el pozo, pero no del pozo hacia el múltipledel tubo vertical.
- # 5 -. Válvula de compuerta de operación manual.
- # 7 -. Válvula de compuerta, que se deberá de mantener siempre abierta y cerrada solamente en el caso de emergencia.
- # 1 y # 2 -. Válvulas del cabezal, no se deben de usar, solo en caso de emergencia.
- "A" y "B" -. Son las válvulas que protegen el espacio anular entre las dos últimas tuberías de revestimiento que se extienden hasta la superficie, se deben de abrir cuando se prueba a presión el conjunto de preventores.
- "C" y "D" -. Estranguladores manuales.
- # 16 -. Manómetro que registra la presión anular.
- # 30 -. Salida a la batería.
- # 26 -. Salida al quemador.
- # 28 -. Salida al quemador lodo-gas instalada en una de las presas de fluido

- # 10 y # 12 -. Ramales para ser utilizados en caso necesario.
- # 9, # 15 y # 25 -. Entradas de # 11, # 17 y # 19 tres salidas - con un manómetro que registra la presión en la tubería.
- # 9 -. Se recibe el fluido de la bomba de lodos.
- # 15 -. Disponible para cualquier uso.
- # 25 -. Se recibe el fluido de la unida de alta.
- # 17 -. Conduce al tubo vertical.
- # 19 -. Conduce al estrangulador (E), la última línea de llenar, la otra línea del manómetro y la línea de "matar" - # 12.
- # 21 -. Macho de la flecha.
- # 23 -. Válvula inferior de la flecha, nos permite impedir el --- paso del fluido hacia la flecha y poder desconectar ésta en caso necesario.

Conceptos Físicos -. Se mencionarán algunas propiedades que están relacionadas al comportamiento de la presión generada por la descompensación hidrostática del fluido de control, a causa del fluido invasor dentro del pozo. Así mismo el principio en el cual está basado el funcionamiento hidráulico interno de los gatos hidráulicos, para el buen entendimiento de las presiones estáticas y dinámicas originadas por la introducción de la tubería de trabajo hacia el interior del pozo.

Sistema de Fuerzas -. Se llama así al conjunto de fuerzas que actúan entre sí, en sentido contrario una en relación a la otra, -tratando de modificar un movimiento, deformar ó presionar un cuerpo: de acuerdo a su intensidad, dirección y sentido de la fuerza.

El empuje que se produce en el área de una tubería cuando se le aplica una fuerza vertical (de abajo hacia arriba), es directamente proporcional a su intensidad y a la fuerza prevalecte - que puede substituir las se le llama resultante de las fuerzas componentes (entre el peso de la tubería y el efecto de empuje sobre ella).



La resultante es otra fuerza que tiene la misma dirección, su

sentido es el de la componente mayor y su intensidad es igual a la diferencia de las intensidades de las componentes.

Si el sistema está formado por dos fuerzas iguales por tener sentido contrario, se neutralizan y no se obtiene una resultante -- (Punto de Equilibrio ("Punto Snubbing")). A partir de éste - punto cada una de las partículas que componen a la sarta de trabajo son atraídas por la tierra con una fuerza de intensidad --- igual al peso de todas las partículas (menos el efecto de flotación).

A partir de ese momento los gatos hidráulicos dejan de forzar a la tubería hacia el interior del pozo, es decir, si a un cuerpo se le aplica una fuerza hidráulica y se logra que corra una distancia (forzar la T P), se dice que ha realizado un trabajo.

$$\text{Trabajo} = \text{Fuerza Hidráulica} \times \text{Distancia}$$

El estado físico de un cuerpo depende de las fuerzas que unen a sus partículas.

Estado Sólido -. Sus moléculas están unidas por grandes fuerzas intermoleculares por lo que **tendrá forma y volumen.**

Estado Líquido -. Cuando las fuerzas intermoleculares no pueden mantener a sus moléculas rígidamente en su lugar, de modo que se deslizan unas sobre de otras, debido a lo cual conservan fijo su volumen, pero el cuerpo toma la forma del recipiente que lo contiene. La hidrostática, es la parte de la física que estudia los líquidos en reposo.

Estado Gaseoso -. Las fuerzas intermoleculares son casi nulas y sus moléculas se alejan unas de otras. El cuerpo no tiene entonces ni forma ni volumen fijos.

El gas se caracteriza porque sus moléculas casi no tienen cohesión, pero en cambio tienen una gran agilidad, por lo que en un recipiente lo llena totalmente y ejerce presiones sobre las paredes como si quisieran forzar su salida. Esto origina que cualquier gas tenga las siguientes propiedades:

Compresibilidad -. Un gas puede ser disminuido en su volumen.

Expansibilidad -. Un gas tiende a ocupar un mayor volumen.

Elasticidad -. un gas recupera exactamente su volumen cuando desaparecen las causas que lo habían aumentado ó disminuido.

Fluido -. Es el nombre que reciben los líquidos y gases por su fácil movilidad.

Movilidad -. Es el movimiento que adquiere un fluido a una diferencial de presión que se le aplica dentro de un recipiente, transmitiéndose éste fluido con diferente intensidad en cada punto del recipiente que lo contiene.

Principio Físico de los Gatos Hidráulicos -. Figura (V.2), está formado por dos cilindros verticales de diámetros diferentes, conectados por un conducto llenos de un líquido y cerrados en sus extremos superiores con émbolos que se pueden deslizar en el interior de los cilindros.

La presión que resulta sobre la superficie del líquido, se transmite por su interior a todas las partes del recipiente y en particular al émbolo del cilindro grande que puede desplazarse hacia arriba, ejerciendo una fuerza en esa dirección.

La presión "P" con la fuerza de entrada "f" que se desarrolla en

el émbolo del cilindro delgado es igual a:

$$P = \frac{f}{a}$$

Esta presión se transmite por el líquido a todas las superficies de contacto con el recipiente. En particular se transmite al émbolo del cilindro grande de área "A". La fuerza que se desarrolla en éste trabajo es igual al producto de la presión "P" por el área "A", o sea :

$$F = P A$$

$$F = \frac{f}{a} A$$

Esta presión, es la presión que se transmite al líquido y que se ejerce sobre toda el área de 100 cm^2 del émbolo grande. La fuerza resultante es el producto de ésta presión por el área del émbolo.

$$\begin{aligned} \text{Fuerza resultante en el} \\ \text{émbolo grande} \end{aligned} = F = 5 \text{ Kg/cm}^2 \times 100 \text{ cm}^2 = 500 \text{ Kg}$$

Una fuerza de 500 Kg es generada en el émbolo del cilindro grande para realizar un trabajo. En base al modelo anterior los gajos hidráulicos trabajan bajo éste principio y sirven para amplificar fuerzas.

Prensa Hidráulica -. Se seguirá el mismo procedimiento para obtener un conocimiento que exprese la fuerza de salida, en términos de la fuerza de entrada y las áreas transversales de los cilindros, se muestra en la figura (V.3).

Se empleará el símbolo "a" para el área transversal del cilindro

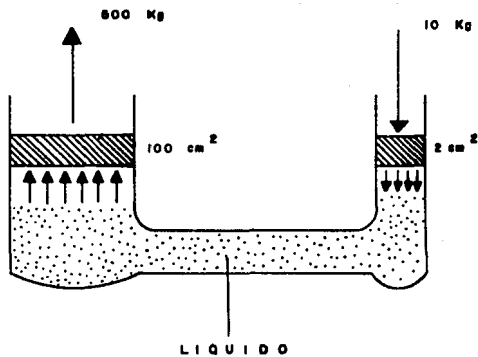


FIG. V.2 PRINCIPIO DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS GATOS HIDRAULICOS

delgado y "A" para el área del cilindro grande. Se emplearán también los símbolos "f" y "P" para las fuerzas de entrada y salida.

En el área del cilindro delgado simulado por la fuerza hidráulica proporcionada por los gatos hidráulicos del equipo para contrarrestar la fuerza "P" proveniente del área "A" del cilindro grande generando con esto presiones dinámicas por la cantidad de tubería introducida dentro del pozo descontrolado y las presiones estáticas acumuladas dentro del arreglo de preventores variando éstas en su magnitud por la compresibilidad de ciertos fluidos.

Diferencia entre Forzar y Deslizar T P

Forzar -. Es el peso requerido para contrarrestar la fuerza de empuje, ejercida verticalmente sobre el área de la tubería por la descompensación de la presión hidrostática del fluido de control.

Deslizar -. Es el movimiento que tiene la tubería al ser introducida por su propio peso hacia el interior del pozo, cuando rebasa el esfuerzo de empuje vertical ejercido sobre el área transversal de la tubería por la presión del pozo.

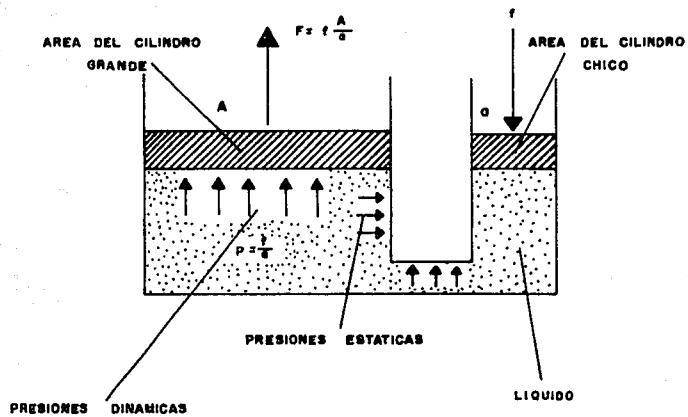


FIG. V.3 PRENSA HIDRAULICA

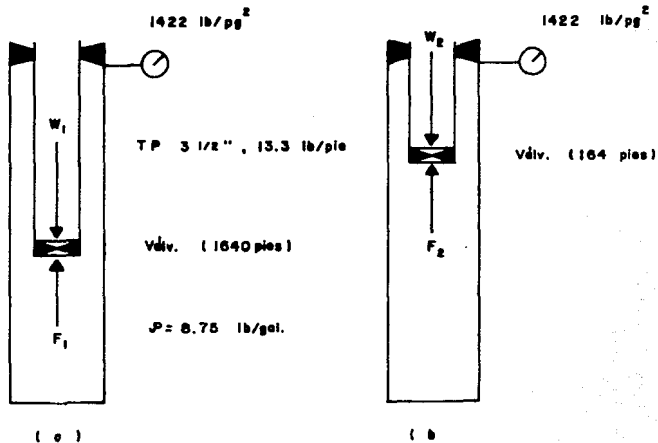


FIG. V.4 DIFERENCIA ENTRE FORZAR Y DESLIZAR

Para ejemplificar la diferencia entre forzar y deslizar la TP, se tomará el estado mecánico de las figuras (V.4-a y V.4-b), la información con la que se cuenta es la siguiente:

- Densidad del fluido dentro del pozo = 8.75 lb/gal
- Presión en la cabeza del pozo = 1422 lb/pg²
- Diámetro de la TP = 3 1/2 pg, 13.3 lb/pie
- Densidad del acero = 65.5 lb/gal

De la figura (V.4-a), si la TP tiene colocada una válvula de contrapresión a 1640 pies. Calcular si la tubería se debe forzar o deslizar.

De la figura (V.4-b), si la TP tiene colocada una válvula de contrapresión a 164 pies. Calcular si la tubería se debe forzar o deslizar.

Solución (V.4-a)

$$A = \frac{3.1416 \times \phi^2}{4}$$

donde:

A = área transversal de la tubería, pg²

φ = diámetro de la tubería, pg

$$A = \frac{3.1416 \times 3.5^2}{4} = 9.62 \text{ pg}^2$$

$$F_f = 1 - \frac{D_f}{D_a}$$

Donde:

F_f = factor de flotación, adim.

D_f = Densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

D_a = Densidad del acero, lb/gal

$$P_f = 1 - \frac{8.75}{65.5} = 0.87$$

$$W_1 = W_u \times \text{Prof} \times P_f$$

donde:

W_1 = peso de la tubería dentro del pozo, lb

W_u = peso por unidad de longitud de la tubería, lb/pie

Prof = profundidad de interes, pies

P_f = factor de flotación

$$W_1 = 13.3 \times 1640 \times 0.87 = 18976.4 \text{ lb}$$

$$P_e = P_{wh} - (0.052 \times D_f \times \text{Prof})$$

donde:

P_e = presión de empuje hacia arriba sobre el área transversal de la tubería, lb/pg²

P_{wh} = presión en la cabeza del pozo, lb/pg²

Prof = profundidad de interes, pies

D_f = densidad del fluido, lb/gal

$$P_e = 1422 - (0.052 \times 8.75 \times 1640) = 676.1 \text{ lb/pg}^2$$

$$E = A \times P_e$$

donde:

A = área transversal de la tubería, pg²

E = empuje hacia arriba sobre el área transversal de la tubería, lb

$$E = 9.62 \times 676.1 = 6504 \text{ lb}$$

Por lo tanto:

$$W_1 - E = 18976.4 - 6504 = 12472.4 \text{ lb (+)}$$

el signo positivo (+) significa que el peso de la tubería dentro del pozo es mayor que el empuje hacia arriba por lo que la tubería se debe deslizar.

Solución (V.4-b)

Peso de la tubería dentro del pozo

$$W_2 = W_u \times \text{Prof} \times F_f$$

$$W_2 = 13.3 \times 164 \times 0.87 = 1897.64 \text{ lb}$$

Presión de empuje hacia arriba

$$P_e = P_{wh} - (0.052 \times D_f \times \text{Prof})$$

$$P_e = 1422 - (0.052 \times 8.75 \times 164) = 1347.7 \text{ lb/pg}^2$$

Empuje hacia arriba

$$E = 9.62 \times 1347.7 = 12964.7 \text{ lb}$$

Por lo tanto:

$$W_2 - E = 1897.64 - 12964.7 = -11067 \text{ lb (-)}$$

el signo negativo (-) significa que el peso de la tubería dentro del pozo es menor que el empuje hacia arriba por lo que la tubería se debe forzar.

Por su operación se dice que el Equipo para Manejar Tubería bajo Presión "Snubbing", es un Equipo de Reparación Hidráulico, el -- cual presenta varias ventajas sobre el Equipo de Reparación Convencional, algunas ventajas son las siguientes:

- 1-. La operación puede ser realizada bajo presión, lo cual elimina el uso de fluidos de control los cuales son de altos costos y la baja de la productividad debido al daño a la formación.
- 2-. El pozo puede ser puesto a producción rápidamente, por que -- no se requiere un tiempo extra de limpieza para recuperar el fluido de control.
- 3-. Mecánicamente, en tamaño es más pequeño y en peso es más ligero que el Equipo Convencional, el Equipo Hidráulico puede ser empaquetado en modulos ligeros.
- 4-. El mantenimiento del sistema hidráulico, se reduce grandemente, ya que el fluido hidráulico es un aceite que contiene -- aditivos como: antiespumante y anticorrosivo.
- 5-. La unidad puede quedar montada en cabezales de pozos extremadamente altas.
- 6-. La unidad de Reparación Hidráulica puede realizar todas las tareas del Equipo Convencional, por medio de accesorios mecánicos añadidos.

Sin embargo compensando parcialmente esas ventajas, está lo siguiente:

El manejar tubería bajo presión es un proceso más lento.

Para la operación eficiente de un equipo es necesario contar con condiciones que permitan complementar su funcionamiento en la -- aplicación del programa que deberá de cumplir el Equipo para Manejar Tubería Bajo Presión "Snubbing". Se mencionará parte de -- las condiciones más importantes a considerar desde el punto de -- vista operativo.

Tubería de Revestimiento

La tubería de revestimiento superficial debe encontrarse en buenas condiciones para soportar máximas cargas (peso del equipo y peso de la sarta) y presiones anticipadas.

la tubería de revestimiento por conveniencia deberá tener un ran go de presión de trabajo mayor a la del conjunto de preventores- del equipo a emplearse.

Cabezales

El cabezal de la tubería de revestimiento superficial proporcio nará el soporte para colocar y asentar el Equipo para Manejar Tu bería Bajo Presión. Este cabezal debe de contar con válvulas la- terales que se podrán emplear para la instalación de la línea de estrangulamiento hacia el árbol de estrangulación.

Brida Adaptadora

Como su nombre lo dice, sirve para acoplar la brida del cabezal- de la tubería de revestimiento superficial a la brida del primer preventor del equipo, siendo éstas bridas de diferente serie (a- coplamiento) y rango de trabajo, entrelazándolas con la brida - adaptadora por medio de tornillos ajustables y anillos sellantes para evitar la comunicación del pozo hacia el exterior, siendo -

los sellos y las ranuras las partes más críticas de la brida -- adaptadora.

Línea de Estrangulación

Esta línea proporciona el medio para desfogar fluidos del pozo a la atmósfera por medio de un árbol de estrangulación. La línea - se instala lo más recta posible y anclada firmemente para prevenir cualquier movimiento de la línea al momento de desfogar el - fluido a presión por el árbol, cualquier doblez ó cambio de di- rección debe ser formada con conexiones especiales.

Arbol de Estrangulación

El árbol de estrangulación permite la liberación controlada de - los fluidos de la formación por medio de estranguladores ajusta- bles. Deberá ser de una presión igual a la presión de trabajo - del juego de preventores, se colocará en un lugar accesible de - localizar para facilitar su operación.

Estrangulador

El estrangulador es un dispositivo que está integrado al árbol - de estrangulación, con el objeto de controlar la presión prove- niente del pozo cuando se presentan columnas desbalanceadas por- la presencia de un brote, tienen la habilidad de ser ajustados - por su flexibilidad de construcción y poder controlar las caídas de presión originadas por el fluido invasor.

Para el control del brote se usarán estranguladores con orificio variable de acuerdo al programa de control. Los estranguladores- y el árbol de estrangulación deberán de estar diseñados para una presión de trabajo igual al del equipo preventivo.

La forma de seleccionar el diámetro inicial del orificio está en función del gasto de la bomba a manejar, la densidad del lodo y la presión estable registrada en la cabeza del pozo con tubería en el fondo. Esta selección ayudará a no hacer uso de toda la capacidad del equipo de bombeo y mantener sin variación la presión en la cabeza del pozo.

Por lo que se refiere a un brote de gas, la expansión de la burbuja se hará conforme a la velocidad de desplazamiento de ésta - hacia la superficie, el estrangulador ajustado deberá de causar la caída de presión necesaria para mantener la presión de fondo- constante y evitar la entrada de otra burbuja de fluido invasor- al pozo.

Los estranguladores tienen la ventaja en su construcción de que son prácticamente usados en acero al carbón ó de carburo de tuga- teno y los hay para que su diámetro permanezca fijo o variable,- el control del pozo depende entre otros factores de la operación correcta del estrangulador.

La fórmula para conocer el diámetro del orificio al momento de - iniciar el control con la bomba es la siguiente:

$$\phi_e = 3.18 \times \left(\frac{Q^2 \times D_f}{P_{TR}} \right)^{0.25}$$

donde:

Q = gasto de bombeo, GPM.

D_f = densidad del fluido, gr/cm^3

P_{TR} = presión en la tubería de revestimiento, Kg/cm^2

Válvula de Contrapresión

Esta válvula está diseñada para permitir el flujo del fluido de control hacia el interior del pozo, ya que solo con vencer la resistencia ofrecida por el resorte y la presión del pozo se permitirá el paso. El sello de la válvula funciona como un check, no permitiendo el flujo del interior del pozo hacia afuera.

Este accesorio se integrará a la sarta de trabajo para ser introducida al pozo descontrolado permitiéndose el paso libre por el conjunto de preventores, figura (V.5).

Lubricador

Esta herramienta consiste de un vástago pulido que viaja a tra--vés de una orquilla que está protegida por dos cajas de empaques. Por medio de una llave de fricción, el vástago puede ser accionado hacia arriba ó hacia abajo, así como girarlo de manera que la válvula de contrapresión se pueda instalar ó remover bajo pre---sión.

Teniendo la válvula "B" cerrada y la válvula "A" abierta (se - muestra en la figura (V.6)) el vástago puede moverse hacia arriba ó hacia abajo, debido a que la presión del pozo está actuando sobre la parte inferior del lubricador.

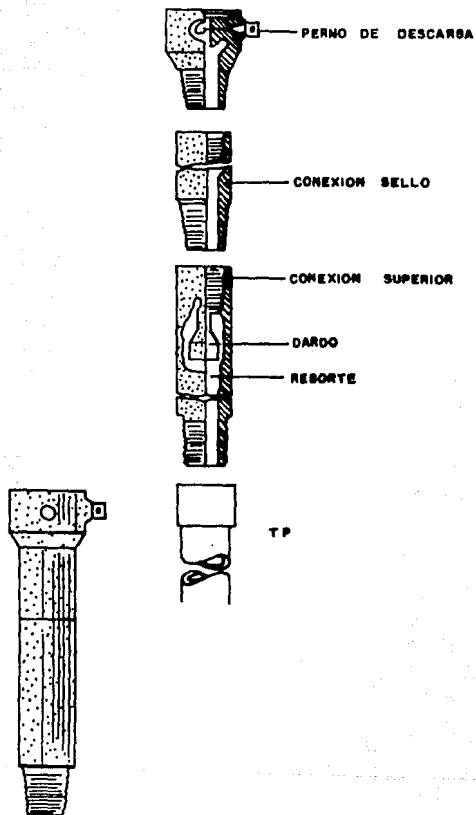


FIG. V.5 VALVULA DE CONTRAPRESION

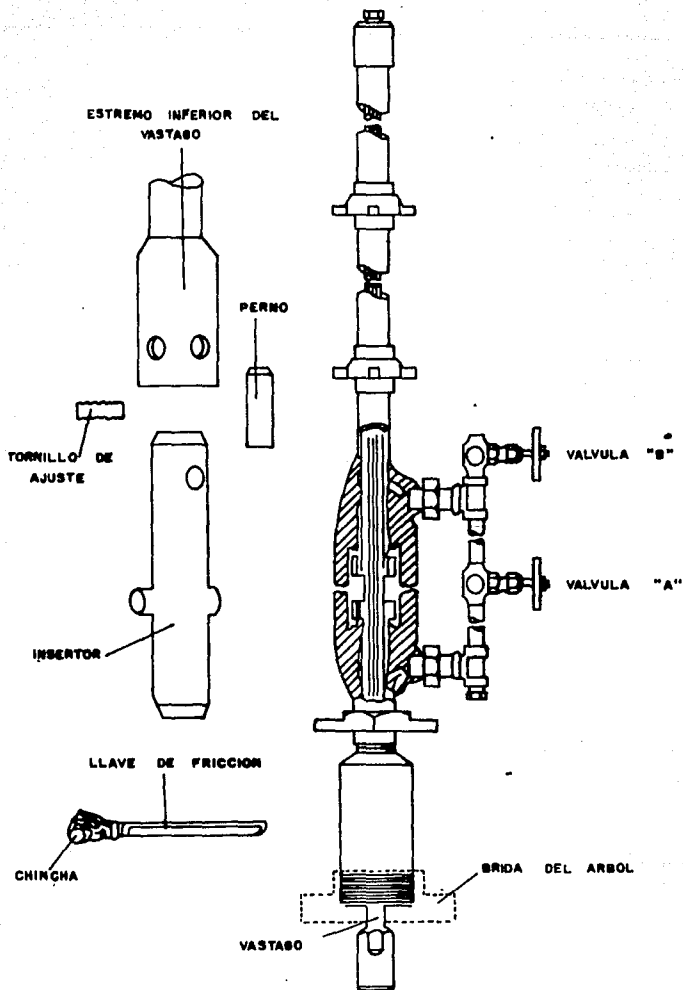


FIG. V.6

LUBRICADOR

Las instrucciones para instalar la válvula de contrapresión bajo presión son las siguientes:

- 1-. Instálase el inserto en la parte inferior del vástago de la herramienta para remover válvulas (figura (V.6)).
- 2-. Conéctese la válvula de contrapresión al inserto.
- 3-. Cíérrese la válvula maestra del árbol de navidad.
- 4-. Púrguese cualquier presión que exista en el árbol de navidad arriba de la válvula maestra.
- 5-. Conéctese la herramienta.
- 6-. Cíérrese la válvula "B" y ábrase la válvula "A" del lubricador.
- 7-. Abrase la válvula maestra del árbol de navidad.
- 8-. Usando la llave de fricción, bájese el vástago pulido que -- tiene la válvula de contrapresión en su parte inferior a la posición necesaria, para que pueda ser roscada al colgador -- de la T P.
- 9-. Ejercer presión hacia abajo con la llave de fricción haciendo girar el vástago pulido hacia la izquierda. Con ésto se -- enroscará la válvula de contrapresión al colgador, continúese la rotación hasta que los hilos de la válvula de contrapresión se hayan enroscado firmemente en el colgador de la -- tubería de producción.
- 10-. Utilizando la llave, ejercer presión hacia arriba en el vástago pulido con objeto de desenroscarlo de la válvula de -- contrapresión

- 11-. Cíérrese la válvula "A".
- 12-. Lentamente y con mucho cuidado, ábrase la válvula "B". No se abra ésta válvula demasiado rápido para evitar que el -- vástago pulido se mueva hacia arriba demasiado rápido y pue da dañar la herramienta.
- 13-. Cuando el vástago pulido ya no suba más y con la válvula -- "B" aún abierta, ábrase la válvula "A" y purguese la pre--- sión dentro del árbol de navidad.
- 14-. Retfrese la herramienta (lubricador) del arbol de navi--- dad.

Las instrucciones para remover la válvula de contrapresión son - las siguientes:

- 1-. Instálese el pescante roscado en la parte inferior del vásta go de la herramienta para remover la válvula de contrapre--- sión (figura (V.7)).
- 2-. Púrguese cualquier presión que exista en el árbol de navi--- dad.
- 3-. Conéctese la herramienta del lubricador en el árbol de navi--- dad.
- 4-. Cíérrese la válvula "B" y ábrase la válvula "A" de la herra- mienta para remover la válvula de contrapresión.
- 5-. Usando la llave de fricción, bájese el vástago pulido hasta-

que el pescante roscado haga contacto con la válvula de contrapresión.

- 6-. Ejérsace presión hacia abajo en la llave de fricción girando el vástago pulido hacia la derecha. Con ésto se enrosca el pescante a la válvula de contrapresión.

Gírese el vástago pulido hasta que se comience a mover hacia arriba. Esto indicará que la válvula se está desenroscando del colgador. Continúese girando el vástago hasta que ya no suba más.

- 7-. Usando la llave de fricción, ejérsace presión hacia arriba para asegurarse que la válvula de contrapresión se ha desenroscado del colgador.

- 8-. Cíérrese la válvula "A".

- 9-. Lentamente y con mucho cuidado, ábrase la válvula "B". No se abra ésta válvula demasiado rápido para evitar que el vástago pulido se mueva hacia arriba demasiado rápido, con riesgo de accidentar al personal y dañar la herramienta del lubricador.

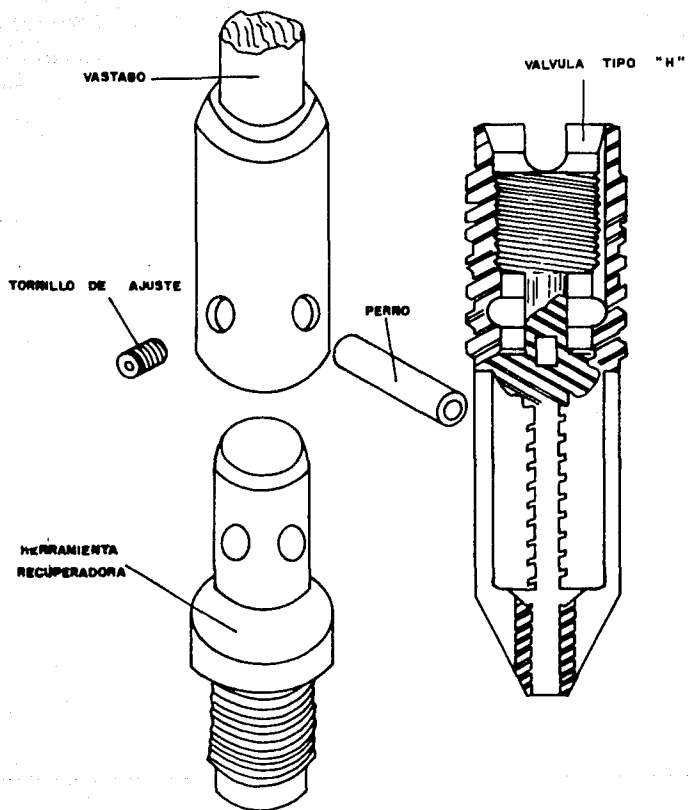


FIG. V.7 PESCOANTE, VASTAGO Y VALVULA "H"

Métodos de Control para Forzar y Deslizar Tubería:

Método Volumétrico

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

Para compensar ésta represión, se deja escapar a la atmósfera un volumen de fluido igual al volumen de tubería que se introdujo.- El volumen de tubería será su volumen de acero, más su capacidad interna, debido a que se usa una válvula de contrapresión para evitar que el fluido se introduzca por dentro de la TP.

Cuando una sección de la TP se baja dentro del pozo se usará el árbol de estrangulación para dejar escapar el volumen de fluido necesario para evitar el represionamiento.

Método de Presión

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

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

El método proporciona más exactitud en el control, así como también es aplicable para mover tubería dentro del pozo y fuera del mismo, mientras que el método volumétrico es más aplicable cuando se mete tubería al pozo.

Proceso Snubbing:

Consiste en introducir la tubería de trabajo a presión debido a la fuerza vertical de empuje causada por la presión de descon--- trol del pozo sobre el área transversal de la tubería.

Para compensar la sobrepresión causada por la tubería, se desfo--- gará un volumen de fluido equivalente al volumen de acero y a la capacidad de la tubería de trabajo.

Una vez que el equipo se ha instalado y probado eficientemente, se procederá a explicar la forma de forzar o deslizar la tubería de trabajo junto con la válvula de contrapresión hacia el inte--- rior del pozo descontrolado.

Procedimiento:

- 1-. Teniendo el mismo arreglo de preventores detallados anterior--- mente, las cuñas fijas como las viajeras invertidas y el sis--- tema del equipo también invertido "Snubbing" (fig. (V.8)), para la introducción del primer tramo se procederá a abrir --- los preventores # 4, # 3 y # 2 con las válvulas reguladoras--- cerradas. Se introduce el primer tramo de tubería de trabajo junto con la válvula de contrapresión, hasta la cima del pre--- ventor ciego # 1 cerrado.
- 2-. Se conecta el siguiente tramo de tubería y se cierran los --- preventores de arietes anulares (a sobremedida), asegurán--- dose que tanto el mecanismo Snubbing, como las cuñas fijas y viajeras estén invertidas (a sobremedida) con los gatos --- hidráulicos a su máxima carrera aprisionando la TP con --- las cuñas, con ésto se asegura la estancia de la tubería ---

al momento de forzarla a presión en caso de que la presión - del pozo tienda a levantarla.

- 3-. Con el preventor ciego # 1 abierto y preventores anulares -- # 3 y # 4 cerrados, se procede a forzar la tubería a presión con la ayuda de los gatos hidráulicos hasta que la válvula - de contrapresión quede arriba del preventor # 4.
- 4-. Se abre el preventor # 4 y se continúa forzando la tubería - con la válvula de contrapresión hasta el carrete espaciador, cerrando nuevamente el preventor # 4.
- 5-. Con el preventor # 4 cerrado y la válvula reguladora "C" ce- rrada, se procede a abrir a control remoto las válvulas regula doras "A" y "B", para igualar la presión acumulada en el pre ventor # 3 hacia el preventor # 4 para evitar de ésta manera el golpe de ariete al preventor # 4 al momento de abrir el - preventor # 3, cerrando nuevamente las válvulas reguladoras- "A" y "B".
- 6-. Se abre el preventor # 3 para forzar la tubería junto con la válvula de contrapresión hacia el interior del pozo, hasta - quedar la siguiente junta de la tubería arriba del preventor # 4 cerrado.
- 7-. Se cierra el preventor # 3, se abre la válvula reguladora -- "A" y se desfoga por la válvula reguladora "C" la presión -- acumulada entre el preventor # 4 y el preventor # 3 los dos cerrados (es la presión existente en el carrete espaciador), después de desfogar se cierran las válvulas reguladoras "A"- y "C"
- 8-. Con la presión desfogada y las válvulas reguladoras cerradas

"A" y "B", se abre el preventor # 4 para introducir la siguiente junta en el carrete espaciador, cerrando el preventor # 4.

- 9-. Se abren las válvulas reguladoras "A" y "B" para igualar la presión entre los preventores # 3 y # 4.
- 10-. Se abre el preventor # 3 y se cierran las válvulas reguladoras "A" y "B".
- 11-. Se forza la tubería hasta quedar nuevamente la junta arriba del preventor # 4, cerrando el preventor # 3.
- 12-. Se desfoga la presión acumulada en el carrete espaciador - por la válvula reguladora "C" y así sucesivamente hasta la introducción parcial o total de la tubería dentro del pozo.

Recomendación

El uso de las válvulas reguladoras, no se emplearán para deprimir el volumen del fluido al equivalente de tubería introducida en el pozo. Para éste desfogue se usarán las válvulas del cabezal en cuestión que van hacia el árbol de estrangulación.

El procedimiento anterior para el manejo de los preventores, es para evitar al mínimo el desgaste por fricción que sufren los hules de los rams al momento de forzar o deslizar la T P.

En caso de requerir el cambio en plena operación por desgaste de los hules, se cerrará el preventor de seguridad # 2 para hacer el cambio, verificando el cierre hermético del mismo

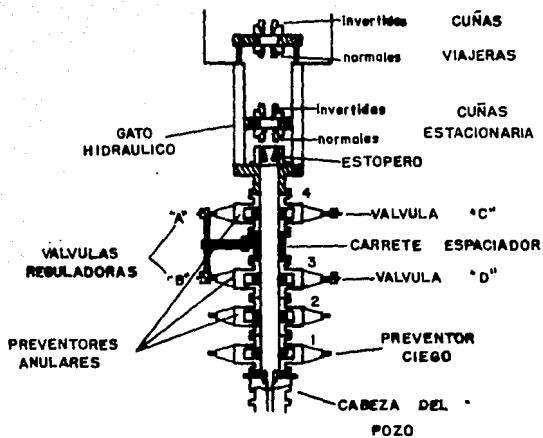


FIG. V.6 ELEMENTOS PRINCIPALES PARA INTRODUCIR TUBERIA

Comportamiento de los Fluidos

El tiempo en el cual es detectado un brote es de primordial importancia, por la cantidad de volumen de fluido de control desplazado en el transcurso de éste hacia las presas de almacenamiento y en función de éste flujo y de las características del fluido invasor será el grado del brote. El gas por su expansibilidad, por su velocidad ascendente (menor densidad a la del fluido de control) y compresibilidad adquiere mayor atención y cuidado dentro de un brote, por las presiones excesivas liberadas en el trayecto de éste hacia la superficie (se muestra en la figura (V.9-a)).

En la figura (V.9-b) se ilustra la secuencia de presiones cuando el gas a alta presión entra a la columna de lodo y la burbuja de gas flota hacia arriba o se bombea subiendo por el agujero sin que se permita expandirse. La presión en la superficie aumenta cuando el gas que retiene su presión de fondo original sube en el agujero. La alta presión que se registra en la cabeza del pozo puede causar que la tubería de revestimiento o el equipo preventivo reviente con la pérdida de todo el control. El límite máximo que podría obtenerse en la cabeza del pozo es aproximadamente la presión de la formación.

En éste caso el principio de las presiones aditivas se aplica, - por supuesto y se puede ver que la presión de fondo se incrementará a medida que va subiendo la presión en la superficie.

La presión de fondo del agujero en la base de la columna de gas y del fluido de control podría ser igual a la suma de la presión hidrostática más la presión de la formación ejercida por el gas, casi es el doble de la presión de fondo del agujero original del lodo.

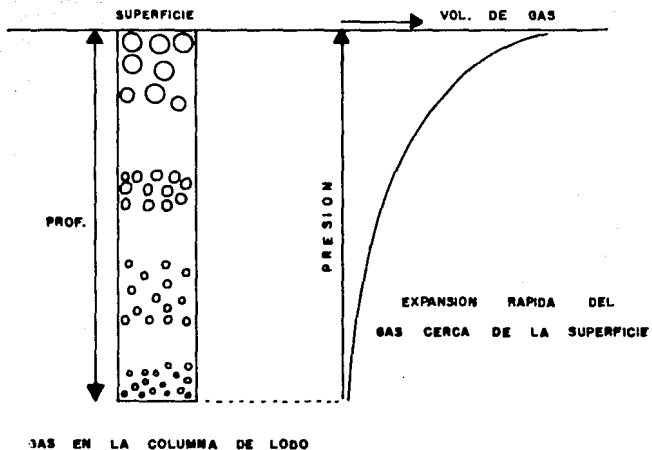


FIG. V.9-a EXPANSION DEL GAS

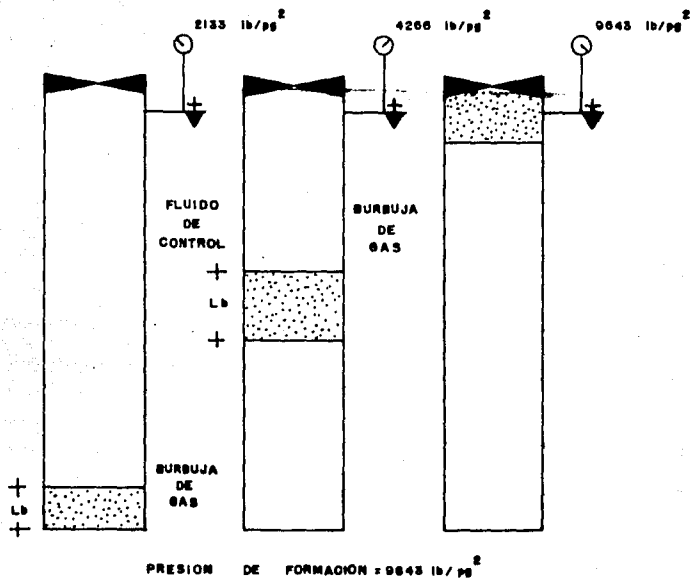


FIG. V.9-b BROTE DE GAS SIN EXPANSION

La presión de ésta magnitud es casi seguro que fracture la formación y origine pérdida de circulación. Probablemente mucho antes de que se obtenga la presión máxima en la superficie.

Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control hacia la formación fracturada provocada por un represionamiento de fluidos dentro del pozo o en una formación muy permeable.

Las causas que pueden evitar que exista pérdida de circulación cuando se está operando el Equipo Snubbing en un pozo descontrolado son las siguientes:

- a) Disminuir la velocidad de " Forzar " y/o " Deslizar " - la T P.
- b) Observar las variaciones de presión (cuando se está purgando la presión).
- c) Disminuir el volumen de acero (menor longitud de T P) introducido al pozo.

La precaución y el cuidado que se debe de tener cuando se tenga la evidencia de un brote es " no cerrar el pozo " completamente, esto para dejar expandir bajo control (por medio del árbol de estrangulación) la burbuja de gas en su viaje a la superficie.

Cuando se tenga evidencia de que el fluido invasor es líquido (aceite, agua y/o una mezcla de ambos) el problema será de menor magnitud por tratarse de un fluido incompresible sin alterar en gran escala los parámetros iniciales de cierre, excepto en los cambios de geometría del pozo al ser desplazado el fluido invasor hacia la superficie por el fluido de control, se observará -

una disminución de presión en la T R . Entonces la magnitud de la burbuja de líquido invasor estará en función del volumen de lodo aportado a las presas y en función de la capacidad del adame donde se encuentre.

Si el brote fué producido por aceite, éste por su composición - vendrá asociado con cierta cantidad de gas (presiones atrapadas) al momento de ser desplazado a la superficie, éste se separará registrándose un incremento de presión en la T R representativo por la cantidad de gas liberado, si ésto llegase a ocurrir por medio del estrangulador se provocará la caída de presión necesaria para compensar la presión creada por la liberación del gas.

Problema:

Durante una intervención a un pozo petrolero con las siguientes características:

TR de 16"	-	200	pies
TR de 10 3/4"	-	7 000	pies
TR de 7 5/8"	-	12 650	pies
TR de 5" (liner)	-	12 464 a 17385	pies

Se detectó un brote en el que el fluido invasor era gas a una profundidad de 17 056 pies, con una ganancia de lodo en las presas de almacenamiento de 10 bls, la densidad del fluido dentro del pozo es de 8.75 lb/gal y la presión registrada en la TR es de 2133 lb/pg².

Se necesita desalojar el fluido invasor del pozo y calcular los parámetros de control del mismo, la solución que se le dará al problema será en tres etapas.

- a) Calcular la cantidad de volumen de fluido a purgar para cada intervalo de tiempo en que la burbuja de gas llega a la superficie, permitiendo su expansión controlada.

Los datos que se requieren para la solución son los siguientes:

Presión inicial registrada

$$P_{TR} = 2133 \text{ lb/pg}^2$$

Incremento de volumen en las presas

$$AV = 10 \text{ bls}$$

Densidad del fluido dentro del pozo

$$D_n = 8.75 \text{ lb/gal}$$

Profundidad del problema

Prof = 17 050 pies

Capacidades de las tuberías de revestimiento

Cap TR 5", 18 lb/pie = 0.0177 bls/pie

Cap TR 7 5/8", 26.4 lb/pie = 0.0459 bls/pie

- b) Calcular la longitud de tubería que debe ser forzada y deslizada por el Equipo Snubbing para desalojar el fluido invasor del pozo.

Los datos que se requieren para la solución son los siguientes:

La última presión registrada en la TR del paso anterior, - lb/pg²

La longitud de la burbuja de gas, calculada en el paso anterior, pies

Presión de formación

P_f = 9636.4 lb/pg²

Densidad del fluido dentro del pozo

D_n = 8.75 lb/gal

Profundidad del problema

Prof = 17 056 pies

Capacidad del equipo para forzar

Ce = 100 000 lb

Tipos de tuberías de trabajo que serán introducidas al nozo

- TP de 3 1/2", 13.3 lb/pie, Junta "IF" 5", con una longitud de 11 808 pies

- TP de 2 7/8", 10.4 lb/pie, Junta "IP" 4 1/8", con una longitud de 5 248 pies

- c) Calcular los parámetros de control de un pozo, por el Método del Ingeniero, para el caso de un brote con tubería en el fondo.

Los datos que se requieren para la solución son los siguientes:

La última presión registrada en la TR del caso anterior -
lb/pg²

Presión de formación

$$P_f = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de fractura de la formación

$$P_{\text{frac}} = 16 \text{ 169 lb/pg}^2$$

Viscosidad del fluido

$$M = 7.0 \text{ cp}$$

Densidad del fluido dentro del pozo

$$D_n = 8.75 \text{ lb/gal}$$

Punto de cedencia

$$Y_c = 21.0 \text{ lb/100 pies}^2$$

Gasto de inyección

$$Q = 190 \text{ gal/min} = 719.2 \text{ lts/min}$$

Profundidad del problema

$$\text{Prof} = 17 \text{ 056 pies}$$

Tipos de tuercas

L_{TP 1} = 5 248 pies, $\phi = 2 \frac{7}{8}$ "

L_{TP 2} = 11 808 pies, $\phi = 3 \frac{1}{2}$ "

L_{TR 1} = 4 592 pies, $\phi = 5$ "

L_{TR 2} = 12 464 pies, $\phi = 7 \frac{5}{8}$ "

a) Cálculo del Volumen a Purgar

Como el gas ha entrado al pozo desplazando fluido de control antes de la operación de cierre de preventores. La presión hidrostática de la columna de lodo en el pozo se ha reducido de acuerdo al volumen de gas que ha entrado y cuando el pozo se cerro.

Se analizará el fluido compresible teniendo como variables el -- factor de desviación del gas y la temperatura de la burbuja de gas conforme emigra a la superficie, siendo analizada ésta etapa en una dimensión por los cambios relativos que presenta en cada una de las secciones recorridas. Por la complejidad que presentan éstas variables en el comportamiento de un brote gaseoso se omitirán y de ésta manera se utilizará un método más rápido y aplicable mediante la variación de la presión registrada en la cabeza del pozo conforme la burbuja de gas emigra a la superficie, por los motivos ya expuestos.

Para el caso de un brote de líquidos incompresibles no se descartará el peso de los líquidos como en el caso de los fluidos gaseosos.

Bajo previo análisis se obtendrá el volumen requerido a purgar -- para cada intervalo de tiempo que tarda la burbuja de gas en llegar a la superficie y de ésta manera se obtendrá el valor de presión en la cabeza del pozo no alterando las condiciones de la -- formación y equipo superficial.

La presión del estrangulador se ajustará conforme se desplace la burbuja de gas a la superficie manteniendo la presión en la T R bajo control, con objeto de mantener la presión del fluido en el fondo del agujero constante.

Por lo que al dejar expandir la burbuja de gas se obtendrá:

- a) Una disminución del fluido de control dentro del pozo.
- b) Variaciones de presión en el estrangulador - por la disminución del fluido de control durante el trayecto del gas a la superficie, - compensándose con la presión más alta del estrangulador.

Se deberá de entender que habrá un aumento en la presa y mayor - presión en el estrangulador, que se regulará para mantener constante la presión en la tubería de revestimiento como se registrará posteriormente en el cálculo analítico.

Solución:

Cálculo del volumen a purgar para permitir la expansión controlada de la burbuja de gas, figuras (V.10 y V.11).

Longitud inicial de la burbuja de gas

$$Lb_1 = \frac{AV}{\text{Cap}_{TR\ 5''}}$$

donde:

Lb_1 = longitud de la burbuja de gas, pies

AV = incremento de volumen en las presas, bls

$\text{Cap}_{TR\ 5''}$ = capacidad en la TR de 5 pg, bls/pie

$$Lb_1 = \frac{10}{0.0177} = 565 \text{ pies}$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + (0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - Lb_1))$$

donde:

P_f = presión de formación, lb/pg²

P_{TR} = presión en la TR, lb/pg²

D_n = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

Prof = profundidad del problema, pies

Lb_1 = longitud de la burbuja de gas, pies

$$P_f = 2133 + (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 565)) = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Considerando la variación de volumen (Ley de Boyle)

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad \dots\dots\dots (1$$

$$V_2 = \frac{P_1}{P_2} V_1 \quad \dots\dots\dots (2$$

haciendo:

$$V_1 = \text{Cap}_{TR} \times \text{Lb}_1 \quad \dots\dots\dots (3$$

$$V_2 = \text{Cap}_{TR} \times \text{Lb}_2 \quad \dots\dots\dots (4$$

sustituyendo (3) y (4) en (2)

$$\text{Cap}_{TR} \times \text{Lb}_2 = \frac{P_1}{P_2} \times (\text{Cap}_{TR} \times \text{Lb}_1) \quad \dots\dots (5$$

Considerando la misma capacidad de toda la TR de 5" y la TR de 7 5/8" se tiene:

$$\text{Lb}_2 = \frac{P_1}{P_2} \times \text{Lb}_1$$

donde:

Lb_1 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo
(cero), pies

Lb_2 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo
(i), pies

P_1 = presión de formación, lb/pg²

P_2 = presión interna de la burbuja de gas en un
tiempo (i), lb/pg²

i = 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7

A continuación se calculará para cada intervalo de tiempo en volumen de fluido a purgar para evitar el represionamiento en la tubería de revestimiento y llegue la burbuja de gas a la superficie, figura (V.11).

----- Para un tiempo de 00 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

17 056 pies

Presión abajo de la burbuja de gas (P_B)

(es la columna hidrostática que existe de la base de la burbuja de gas a la profundidad del problema)

$$P_B = 0.0 \text{ lb/pg}^2$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

donde:

P_g = presión interna del gas, lb/pg²

P_f = presión de formación, lb/pg²

P_B = presión abajo de la burbuja de gas, lb/pg²

$$P_g = 9636.4 - 0.0 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - \text{lb}_1)$$

donde:

P_a = presión arriba de la burbuja de gas, lb/pg²

D_n = densidad del fluido dentro del nozo, lb/gal

Prof = profundidad del problema, pies

Lb_1 = longitud inicial de la burbuja de gas que es lo que el incremento de volumen en las presas, pies

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (17056 - 565) = 7503.4 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento (P_{TR})

$$P_{TR} = P_f - P_a$$

$$P_{TR} = 9636.4 - 7503.4 = 2133 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar para el tiempo cero

$$V = 0.0 \text{ bls}$$

Nota:

Velocidad de la burbuja de gas a considerar, 984 pies/hr.

----- Para un tiempo de 03 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

$$17056 - 2952 = 14104 \text{ pies}$$

donde:

los 2952 pies es la altura que ha subido la burbuja de gas en tres horas a una velocidad de 984 pies/hora.

Presión abajo de la burbuja de gas

$$P_B = 0.052 \times D_n \times Hg_1$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 2952 = 1343.1 \text{ lb/pg}^2$$

donde:

P_B = presión abajo de la burbuja de gas, lb/pg²

D_n = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

Hg_1 = altura que ha subido la burbuja de gas, pies

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 1343.1 = 8293.3 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la burbuja de gas

$$Lb_2 = \frac{P_f}{P_g} \times Lb_1$$

donde:

Lb_2 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo de tres horas, pies

Lb_1 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo de cero horas, pies

P_f = presión de formación, lb/pg²

P_g = presión interna del gas en un tiempo de tres horas, lb/pg²

$$Lb_2 = \frac{9636.4}{8293.3} \times 565 = 656.5 \text{ pies}$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (Prof - Hg_1 - Lb_2)$$

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (17056 - 2952 - 656.5) = 6118.6 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 8293.3 - 6118.6 = 2174.7 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

(comprobar que no se ha rebasado la presión de formación calculada inicialmente)

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2174.7 + 6118.6 + 1343.1 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar

$$V = \text{Cap}_{TR 5"} \times (Lb_2 - Lb_1)$$

donde:

V = volumen de fluido a purgar, bls

Cap_{TR 5"} = capacidad de la tubería de revestimiento de 5", bls/pie

Lb₁ = longitud de la burbuja de gas en el tiempo (i - 1), -
pies

Lb₂ = longitud de la burbuja de gas en el tiempo (i), pies

$$V = 0.0177 \times (656.5 - 565) = 1.6195 \text{ bls}$$

----- Para un tiempo de 06 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

$$14104 - 2952 = 11152 \text{ pies}$$

Presión abajo de la burbuja de gas

Altura que ha subido la burbuja de gas = tiempo x velocidad

$$Hg_2 = 6 \text{ hr} \times 984 \text{ pies/hr} = 5904 \text{ pies}$$

$$P_B = 0.052 \times D_n \times Hg_2$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 5904 = 2686.3 \text{ lb/pg}^2$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 2686.3 = 6950.1 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la burbuja de gas

$$Lb_3 = \frac{(P_1 \times Lb_1) \times \text{Cap TR } 5''}{P_2 \times \text{Cap TR } 7 \frac{5}{8}''}$$

donde:

Lb_3 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo de seis horas, pies

P_1 = presión de formación, lb/pg²

P_2 = presión interna del gas en un tiempo de seis horas, lb/pg²

Lb_1 = longitud inicial de la burbuja de gas, pies

Cap TR 5" = capacidad de la tubería de revestimiento de 5", bls/pie

Cap TR 7 5/8" = capacidad de la tubería de revestimiento de
7 5/8", bls/pie

$$Lb_3 = \frac{(9636.4 \times 565) \times 0.0177}{6950.1 \times 0.0459} = 302.1 \text{ pies}$$

6

$$L_{AV} = \frac{AV}{\text{Cap TR 7 5/8"}}$$

$$Lb_3 = \frac{P_f}{P_g} \times L_{AV}$$

donde:

Lb_3 = longitud de la burbuja de gas en un tiempo de seis horas, pies

L_{AV} = longitud que representa la ganancia en las presas dentro de la tubería de revestimiento de 7 5/8", pies

AV = ganancia en las presas, bls

Cap TR 7 5/8" = capacidad de la tubería de revestimiento de 7 5/8", bls/pie

P_f = presión de formación, lb/pg²

P_g = presión interna del gas en un tiempo de -- seis horas, lb/pg²

$$L_{AV} = \frac{10}{0.0459} = 217.9 \text{ pies}$$

$$Lb_3 = \frac{9636.4}{6950.1} \times 217.9 = 302.1 \text{ pies}$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (\text{Base de la burbuja de gas} - L_{b_3})$$

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (11152 - 302.1) = 4936.7 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 6950.1 - 4936.7 = 2013.4 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2013.4 + 4936.7 + 2686.3 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar

$$V = \text{Cap}_{TR} \ 7 \ 5/8" \times (L_{b_3} - L_{AV})$$

$$V = 0.0459 \times (302.1 - 217.9) = 3.864 \text{ bls}$$

----- Para un tiempo de 09 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

$$11152 - 2952 = 8200 \text{ pies}$$

Presión abajo de la burbuja de gas

$$P_B = 0.052 \times D_n \times H_{g_3}$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 8856 = 4029.5 \text{ lb/pg}^2$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 4029.5 = 5606.9 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la burbuja de gas

$$Lb_4 = \frac{P_f}{P_g} \times L_{AV}$$

$$Lb_4 = \frac{9636.4}{5606.9} \times 217.9 = 374.5 \text{ pies}$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (\text{base de la burbuja de gas} - Lb_4)$$

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (8200 - 374.5) = 3560.6 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 5606.9 - 3560.6 = 2046.3 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2046.3 + 3560.6 + 4029.5 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar

$$V = \text{Cap TR } 7 \frac{5}{8}'' \times (\text{Lb}_4 - \text{Lb}_3)$$

$$V = 0.0459 \times (374.5 - 302.1) = 3.323 \text{ bls}$$

----- Para un tiempo de 12 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

$$8200 - 2952 = 5248 \text{ pies}$$

Presión abajo de la burbuja de gas

$$P_B = 0.052 \times D_n \times Hg_4$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 11808 = 5372.6 \text{ pies}$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 5372.6 = 4263.8 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la burbuja de gas

$$\text{Lb}_5 = \frac{P_f}{P_g} \times L_{AV}$$

$$\text{Lb}_5 = \frac{9636.4}{4263.8} \times 217.9 = 492.5 \text{ pies}$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (\text{Base de la burbuja de gas} - \text{Lb}_5)$$

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (5248 - 492.5) = 2163.7 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 4263.8 - 2163.7 = 2100.1 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2100.1 + 2163.7 + 5372.6 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar

$$V = \text{Cap}_{TR} \text{ 7 5/8" } \times (\text{Lb}_5 - \text{Lb}_4)$$

$$V = 0.0459 \times (492.5 - 374.5) = 5.416 \text{ bls}$$

----- Para un tiempo de 16 Hrs -----

Base de la burbuja de gas

$$5248 - 3936 = 1312 \text{ pies}$$

Presión abajo de la burbuja de gas

$$P_B = 0.052 \times D_n \times H_{g_5}$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 15744 = 7163.5 \text{ lb/pg}^2$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 7163.5 = 2472.9 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la burbuja de gas

$$Lb_G = \frac{P_f}{P_g} \times L_{AV}$$

$$Lb_G = \frac{9636.4}{2472.9} \times 217.9 = 849.1 \text{ pies}$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times D_n \times (\text{Base de la burbuja de gas} - Lb_G)$$

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (1312 - 849.1) = 210.6 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 2472.9 - 210.6 = 2262.3 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2262.3 + 210.6 + 7163.5 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

Volumen a purgar

$$V = Cap_{TR} \ 7 \ 5/8" \times (Lb_G - Lb_5)$$

$$V = 0.0459 \times (849.1 - 492.5) = 16.367 \text{ bls}$$

----- Para un tiempo de 16-18 Hrs -----

Longitud de la burbuja de gas al llegar a la superficie

sabemos que:

$$P_g = (0.052 \times (Lb \times D_c)) + (0.052 \times (\text{Prof} - Lb) \times (D_c - D_n)) \dots \dots \dots (1)$$

$$P_g = (P_f \times AV) / (Lb \times \text{Cap TR } 7 \frac{5}{8} \text{''}) \dots \dots \dots (2)$$

donde:

P_g = presión de superficie, lb/pg²

Lb = longitud de la burbuja de gas, pies

Prof = profundidad del problema, pies

Cap TR 7 5/8" = capacidad de la tubería de revestimiento de
7 5/8", bls/pie

AV = ganancia de fluido en las presas, bls

P_f = presión de formación, lb/pg²

D_c = densidad del fluido de control, lb/gal

D_n = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

Igualando (1) y (2), además despejando "Lb" (APENDICE V-A) se tiene la siguiente ecuación:

$$0.455 Lb^2 + 1871.384 Lb - 2099498.91 = 0 \dots \dots \dots (3)$$

resolviendo la ecuación (3):

$$Lb = 917.31 \text{ pies}$$

Base de la burbuja de gas

$$1312 - 917.31 = 394.69 \text{ pies}$$

Presión abajo de la burbuja de gas

$$P_B = 0.052 \times D_n \times Hg_6$$

$$P_B = 0.052 \times 8.75 \times 16138.69 = 7343.1 \text{ lb/pg}^2$$

Presión interna del gas

$$P_g = P_f - P_B$$

$$P_g = 9636.4 - 7343.1 = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$$

Presión arriba de la burbuja de gas

$$P_a = 0.052 \times 8.75 \times (1312 - 917.31 - 394.69) = 0.0 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en la tubería de revestimiento

$$P_{TR} = P_g - P_a$$

$$P_{TR} = 2293.3 - 0.0 = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de formación

$$P_f = P_{TR} + P_a + P_B$$

$$P_f = 2293.3 + 0.0 + 7343.1 = 9636.4 \text{ lb/pg}^2$$

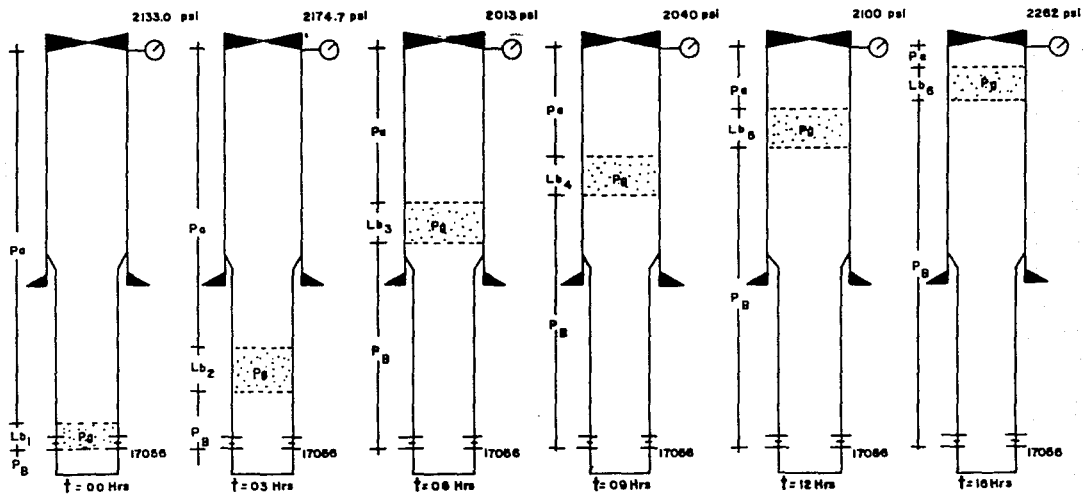
Volumen a purgar

$$V = 0.0459 \times (917.31 - 849.1) = 3.14 \text{ bls}$$

REGISTRO DE CONTROL

tiempo Hrs	base de la burbuja pies	P_B lb/pg ²	P_g lb/pg ²	Lb pies	P_a lb/pg ²	P_{TR} lb/pg ²	P_f lb/pg ²	Vol. a purgar bls	Vol. tot. a purgar bls
00	17056	0.0	9636.4	565.0	7503.4	2133.0	9636.4	0.0	0.0
03	14104	1343.1	8293.3	656.5	6118.6	2174.7	9636.4	1.619	1.619
06	11152	2686.3	6950.1	302.1	4936.7	2013.4	9636.4	3.864	5.483
09	8200	4029.5	5606.9	374.5	3560.6	2040.3	9636.4	3.323	8.806
12	5248	5372.6	4263.8	492.5	2163.7	2100.1	9636.4	5.416	14.222
16	1312	7163.5	2472.9	849.1	210.6	2262.3	9636.4	16.367	30.589
16-18	394.69	7343.1	2293.3	917.3	0.0	2293.3	9636.4	3.140	33.729

T A B L A 1



F16-V-10

SECUENCIA DE VOLUMEN A PURGAR

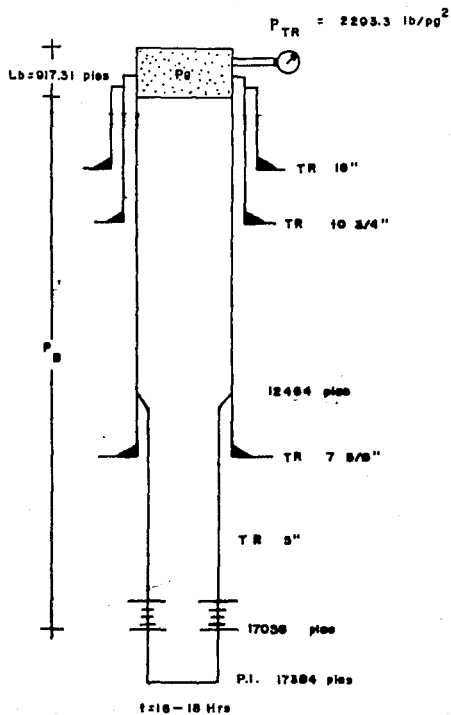


FIG. V.11

ESTADO MECANICO

b) Solución:

Cálculo analítico para Forzar y Deslizar tubería, -
en un pozo con expansión controlada de la burbuja -
de gas, figura (V.12).

Empuje ejercido por la presión del pozo

$$P = \frac{F}{A} , \quad \text{Empuje} = F = P_p \times A$$

$$\text{Empuje} = (\text{Presión del pozo}) \times (\text{Área transversal de la junta})$$

donde:

P_p = a la última presión registrada en la TR del inciso anterior, $P_{TR} = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$

$$F = P_p \times A = P_p \times \frac{3.1416 \times d^2}{4}$$

donde:

F = empuje, lb

P_p = presión del pozo, lb/pg^2

A = área de la junta, pg^2

d = diámetro de la junta, pg

$$F = 2293.3 \times \frac{3.1416 \times (4.125)^2}{4} = 30647.7 \text{ lb}$$

Como el empuje necesario para forzar tubería dentro del pozo es menor que la capacidad del equipo, entonces la operación se puede llevar a cabo con éste equipo de capacidad de empuje de ---- 100 000 lb.

La longitud teórica máxima a la que puede trabajar el equipo con la tubería de 2 7/8", 10.4 lb/pie es:

$$F_f = 1 - \frac{D_n}{D_a}$$

donde:

F_f = factor de flotación, adim.

D_n = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

D_a = densidad del acero, lb/gal

$$F_f = 1 - \frac{8.75}{65.5} = 0.87$$

$$L_m = \frac{C_e}{W_u \times F_f}$$

donde:

L_m = longitud teórica máxima que se debe forzar, pies

C_e = capacidad del equipo para forzar, lb

W_u = peso por unidad de longitud de la tubería, lb/pie

F_f = factor de flotación, adim.

$$L_m = \frac{100\ 000}{10.4 \times 0.87} = 11052.2 \text{ pies}$$

Longitud de tubería (según el problema), que debe ser forzada-dentro del pozo es:

$$L_{TP} = \frac{F}{W_u \times F_f}$$

siendo:

F = el empuje ejercido por la presión del pozo, lb

$$L_{TP} = \frac{30647.7}{10.4 \times 0.87} = 3387.2 \text{ pies}$$

Procedimiento analítico

Desplaz. TP 2 7/8" = 0.00805 bls/pie

Desplaz. TP 3 1/2" = 0.01190 bls/pie

Cap. anular entre TR 7 5/8" y TP 2 7/8"

Cap. = 0.0391 bls/pie

Cap. anular entre TR 7 5/8" y TP 3 1/2"

Cap. = 0.0353 bls/pie

Cap. anular entre TR 5" y TP 2 7/8"

Cap. = 0.0097 bls/pie

El volumen que representan los primeros 328 pies de tubería de 2 7/8" que son forzados dentro del pozo que tiene una presión de 2293.3 lb/pg² es:

$$V_{TP} = L_{TP} \times \text{Desplaz. de TP 2 7/8"}$$

$$V_{TP} = 328 \times 0.00805 = 2.64 \text{ bls}$$

La presión registrada en la cabeza del pozo al forzar la tubería dentro de la burbuja de gas, debido al cambio de volumen ocupado por la tubería:

$$P_{wh} = P_p \times \frac{(Lb \times Cap_{TR\ 7\ 5/8''})}{(Lb \times Cap_{TR\ 7\ 5/8''}) - V_{TP}}$$

donde:

P_{wh} = presión en la cabeza del pozo, lb/pg²

P_p = presión en la tubería de revestimiento, lb/pg²

Lb = longitud de la burbuja de gas en la superficie, pies

V_{TP} = volumen que representa la TP, bls

$Cap_{TR\ 7\ 5/8''}$ = capacidad de la tubería de revestimiento de
7 5/8", bls/pie

$$P_{wh} = 2293.3 \times \frac{(917.31 \times 0.0459)}{(917.31 \times 0.0459) - 2.64} = 2446.7 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de desfogue (P_d)

$$P_d = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$$

Para una longitud de tubería de 656 pies

$$P_{wh} = 2293.3 \times \frac{(917.31 \times 0.0459)}{(917.31 \times 0.0459) - 2.64} = 2446.7 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de desfogue (P_d)

$$P_d = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$$

Para una longitud de tubería de 917.31 pies

$$L_{TP} = 917.31 - 656 = 261.3 \text{ pies}$$

$$V_{TP} = 261.3 \times 0.00805 = 2.1 \text{ bls}$$

$$P_{wh} = 2293.3 \times \frac{(917.31 \times 0.0459)}{(917.31 \times 0.0459) - 2.1} = 2413.9 \text{ lb/pg}^2$$

Presión de desfogue (P_d)

$$P_d = 2293.3 \text{ lb/pg}^2$$

A partir de la profundidad de 917.31 pies del contacto gas--- fluido de control dentro del pozo, se calculará la longitud máxi ma de tubería que va a ser forzada para que el volumen de acero- introducido sea desfogado por el estrangulador antes de rebasar- la presión de prueba ($210 \text{ Kg/cm}^2 = 2986.8 \text{ lb/pg}^2$) de las - conexiones superficiales y equipo preventivo. Además, conocer -- por el desolazamiento de la TP la altura del fluido de control ocupado dentro de la burbuja de gas, para que de ésta manera des plazarla totalmente y tener el pozo con fluido incompresible pa- ra introducir la TP hasta el fondo con una presión constante - en la cabeza del pozo, figura (V.12).

$$P_{wh} = 2986.8 \text{ lb/pg}^2 = \text{cte.}$$

Volumen de tubería que debe ser introducido al pozo

$$P_{wh} = P_d \times \frac{(Lb \times \text{Cap}_{TR \text{ y } TP})}{(Lb \times \text{Cap}_{TR \text{ y } TP}) - V_{TP}}$$

donde: P_{wh} = presión en la cabeza del pozo cte. , lb/pg^2

P_d = presión de desfogue, lb/pg^2

Lb = longitud de la burbuja de gas, pies

Cap $_{TR \text{ y } TP}$ = capacidad anular entre la TR y TP, bls/pie

V_{TP} = volumen de tubería que va a ser introducido al pozo, bls

$$2986.8 = 2293.3 \times \frac{(917.31 \times 0.0391)}{(917.31 \times 0.0391) - V_{TP}}$$

$$V_{TP} = 8.323 \text{ bls}$$

Altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas

$$H_f = \frac{V_{TP}}{\text{Cap}_{TR \text{ y } TP}}$$

$$H_f = \frac{8.323}{0.0391} = 212.9 \text{ pies}$$

Longitud máxima de TP para no rebasar la presión de prueba

$$L_{TP \text{ m}} = \frac{V_{TP}}{\text{Desplaz. de TP}}$$

donde:

$L_{TP \text{ m}}$ = longitud de la TP, pies

V_{TP} = volumen de tubería, bls

Desplaz. de TP = desplazamiento de la TP de 2 7/8", bls/pie

$$L_{TP \text{ m}} = \frac{8.323}{0.00805} = 1033.9 \text{ pies}$$

Longitud total de TP introducida al pozo

$$L_{t \text{ l}} = L_b + L_{TP \text{ m}}$$

donde:

$L_{t \text{ l}}$ = longitud de TP introducida al pozo, pies

Lb = longitud inicial de TP que se introdujo al pozo, pies

L_{TP m} = longitud máxima de TP que se puede introducir al pozo sin rebasar la presión de prueba, pies

$$L_{t1} = 917.31 + 1033.9 = 1951.21 \text{ pies}$$

Presión de desfogue

$$P_{dl} = P_f - (0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - L_b + H_f))$$

donde:

P_{dl} = presión de desfogue, lb/pg²

P_f = presión de formación, lb/pg²

D_n = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

Prof = profundidad del problema, pies

Lb = longitud de la burbuja de gas, pies

H_f = altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas, pies

$$P_{dl} = 9636.4 - (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 917.31 + 212.9)) =$$

$$P_{dl} = 2196.4 \text{ lb/pg}^2$$

Nueva longitud de la burbuja de gas

$$L_{b_{nl}} = L_b - H_f$$

$$L_{b_{nl}} = 917.31 - 212.9 = 704.41 \text{ pies}$$

Volumen de tubería que debe ser introducido al pozo

$$P_{wh} = P_{dl} \times \frac{(L_{b_{nl}} \times Cap_{TR \text{ y } TP})}{(L_{b_{nl}} \times Cap_{TR \text{ y } TP}) - V_{TP}}$$

$$2986.8 = 2196.4 \times \frac{(704.41 \times 0.0391)}{(704.41 \times 0.0391) - V_{TP}}$$

$$V_{TP} = 7.288 \text{ bls}$$

Altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas

altura parcial:

$$H_f = \frac{7.288}{0.0391} = 186.4 \text{ pies}$$

altura total:

$$H_t = 212.9 + 186.4 = 399.3 \text{ pies}$$

Longitud máxima de TP para no rebasar la presión de prueba

$$L_{TP \text{ m}} = \frac{7.288}{0.00805} = 905.3 \text{ pies}$$

Longitud total de TP introducida al pozo

$$L_{t \ 2} = L_{t \ 1} + L_{TP \text{ m}}$$

$$L_{t \ 2} = 1951.2 + 905.3 = 2856.5 \text{ pies}$$

Presión de desfogue

$$P_{d \ 2} = P_f - (0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - L_b + H_t))$$

$$P_{d2} = 9636.4 - (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 917.31 + 399.3)) =$$

$$P_{d2} = 2111.6 \text{ lb/pg}^2$$

Nueva longitud de la burbuja de gas

$$Lb_{n2} = Lb - H_t$$

$$Lb_{n2} = 917.31 - 399.3 = 518.01 \text{ pies}$$

Volumen de tubería que debe ser introducido al pozo

$$P_{wh} = P_{d2} \times \frac{(Lb_{n2} \times Cap_{TR \text{ y } TP})}{(Lb_{n2} \times Cap_{TR \text{ y } TP}) - V_{TP}}$$

$$2986.8 = 2111.6 \times \frac{(518.01 \times 0.0391)}{(518.01 \times 0.0391) - V_{TP}}$$

$$V_{TP} = 5.935 \text{ bls}$$

Altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas

altura parcial:

$$H_f = \frac{5.935}{0.0391} = 151.8 \text{ pies}$$

altura total:

$$H_t = 399.3 + 151.8 = 551.1 \text{ pies}$$

Longitud máxima de TP para no rebasar la presión de prueba

$$L_{TP\ m} = \frac{5.935}{0.00805} = 737.3 \text{ pies}$$

Longitud total de TP introducida al pozo

$$L_{t\ 3} = L_{t\ 2} + L_{TP\ m}$$

$$L_{t\ 3} = 2856.5 + 737.3 = 3593.8 \text{ pies}$$

Presión de desfogue

$$P_{d\ 3} = P_f - (0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - L_b + H_t))$$

$$P_{d\ 3} = 9636.4 - (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 917.31 + 551.1)) =$$

$$P_{d\ 3} = 2042.5 \text{ lb/pg}^2$$

Nueva longitud de la burbuja de gas

$$L_{b\ n3} = L_b - H_t$$

$$L_{b\ n3} = 917.31 - 551.1 = 366.21 \text{ pies}$$

Volumen de tubería que debe ser introducido al pozo

$$P_{wh} = P_{d\ 3} \times \frac{(L_{b\ n3} \times \text{Cap}_{TR\ y\ TP})}{(L_{b\ n3} \times \text{Cap}_{TR\ y\ TP}) - V_{TP}}$$

$$2986.8 = 2042.5 \times \frac{(366.2 \times 0.0391)}{(366.2 \times 0.0391) - V_{TP}}$$

$$V_{TP} = 4.527 \text{ bls}$$

Altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas

altura parcial:

$$H_f = \frac{4.527}{0.0391} = 115.8 \text{ pies}$$

altura total:

$$H_t = 551.1 + 115.8 = 666.9 \text{ pies}$$

Longitud máxima de TP para no rebasar la presión de prueba

$$L_{TPm} = \frac{4.527}{0.00805} = 562.4 \text{ pies}$$

Longitud total de TP introducida al pozo

$$L_{t4} = L_{t3} + L_{TPm}$$

$$L_{t4} = 3593.8 + 562.4 = 4156.2 \text{ pies}$$

Presión de desfogue

$$P_{d4} = P_f - (0.052 \times D_n \times (Prof - L_b + H_t))$$

$$P_{d4} = 9636.4 - (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 917.31 + 666.9)) =$$

$$P_{d4} = 1989.8 \text{ lb/pg}^2$$

Nueva longitud de la burbuja de gas

$$L_{b_{n4}} = L_b - H_t$$

$$L_{b_{n4}} = 917.31 - 666.9 = 250.41 \text{ pies}$$

Volumen de tubería que debe ser introducido al pozo

$$P_{wh} = P_d \times \frac{(Lb_{n4} \times Cap_{TR \ y \ TP})}{(Lb_{n4} \times Cap_{TR \ y \ TP}) - V_{TP}}$$

$$2986.8 = 1989.8 \times \frac{(250.41 \times 0.0391)}{(250.41 \times 0.0391) - V_{TP}}$$

$$V_{TP} = 3.268 \text{ bls}$$

Altura del fluido de control dentro de la burbuja de gas

altura parcial:

$$H_f = \frac{3.268}{0.0391} = 83.6 \text{ pies}$$

altura total:

$$H_t = 666.9 + 83.6 = 750.5 \text{ pies}$$

Longitud máxima de TP para no rebasar la presión de prueba

$$L_{TP \ m} = \frac{3.268}{0.00805} = 405.9 \text{ pies}$$

Longitud total de TP introducida al pozo

$$L_t \ 5 = L_t \ 4 + L_{TP \ m}$$

$$L_t \ 5 = 4156.2 + 405.9 = 4562.1 \text{ pies}$$

Presión de desfogue

$$P_{d \ 5} = P_f - (0.052 \times D_n \times (\text{Prof} - Lb + H_t))$$

$$P_{d 5} = 9636.4 - (0.052 \times 8.75 \times (17056 - 917.31 + 750.5)) =$$

$$P_{d 5} = 1951.8 \text{ lb/pg}^2$$

PROCESO DE EXPULSION DEL GAS

altura de la burbu. pies	presión reg. en T R lb/pg ²	volumen a purgar bls	volumen total bls	despl. dentro burbu. pies	despl. total pies	long.m. a For. de TP pies	longitud total pies	presión de desfog. lb/pg ²
917.3	-	-	-	-	-	-	-	-
917.3	2446.4	2.640	2.640	0.0	0.0	328.0	328.0	2293.3
917.3	2446.4	2.640	5.280	0.0	0.0	328.0	656.0	2293.3
917.3	2413.9	2.103	7.383	0.0	0.0	261.3	917.3	2293.3
704.4	2986.8	8.323	15.706	212.9	212.9	1033.9	1951.2	2196.4
518.0	2986.8	7.288	22.994	186.4	399.3	905.3	2856.5	2111.6
366.2	2986.8	5.935	28.929	151.8	551.1	737.3	3593.8	2042.5
250.4	2986.8	4.527	33.456	115.8	666.9	562.4	4156.2	1989.8
160.3	2986.8	3.268	36.724	83.6	750.5	405.9	4562.1	1951.8
104.5	2986.8	2.172	38.896	55.5	806.0	270.3	4832.4	1925.1
67.3	2986.8	1.452	40.348	37.2	843.2	180.9	5013.2	1908.2
43.0	2986.8	0.951	41.297	24.4	867.5	118.3	5131.5	1897.1
27.3	2986.8	0.613	41.910	18.7	886.2	76.4	5207.9	1889.8
17.3	2986.8	0.392	42.302	11.8	898.0	48.8	5256.7	1885.3
10.9	2986.8	0.250	42.552	8.4	906.4	31.0	5287.7	1882.4
6.8	2986.8	0.158	42.710	4.0	910.4	19.6	5307.3	1880.6
4.3	2986.8	0.100	42.810	2.6	913.0	12.4	5319.7	1879.4
2.7	2986.8	0.063	42.873	1.6	914.6	7.8	5327.5	1879.7
1.7	2986.8	0.040	42.913	1.0	915.6	4.9	5332.4	1878.1
1.1	2986.8	0.025	42.963	0.6	916.2	3.1	5335.5	1877.9
0.7	2986.8	0.016	42.979	0.4	916.6	1.9	5337.4	1877.7
0.5	2986.8	0.010	42.989	0.3	916.9	1.2	5338.6	1877.6
* 0.3	2986.8	0.006	42.995	0.2	917.1	0.8	5339.4	1877.4

* En éste punto (5 339.4 pies de TP) la burbuja de gas ha sido desplazada totalmente del pozo y el procedimiento a seguir es ir purgando el volumen de tubería que se desliza dentro del pozo cuidando de no rebasar la presión de 2 986.8 lb/pg², manteniendo una presión en la cabeza del pozo de 1 877.4 lb/pg² - necesaria para no dejar entrar más fluidos de la formación al pozo.

Cuando la TP ha llegado al fondo, el control del pozo se realizará siguiendo el procedimiento para el caso de un brote con tubería en el fondo, aplicando para éste caso el Método del Ingeniero.

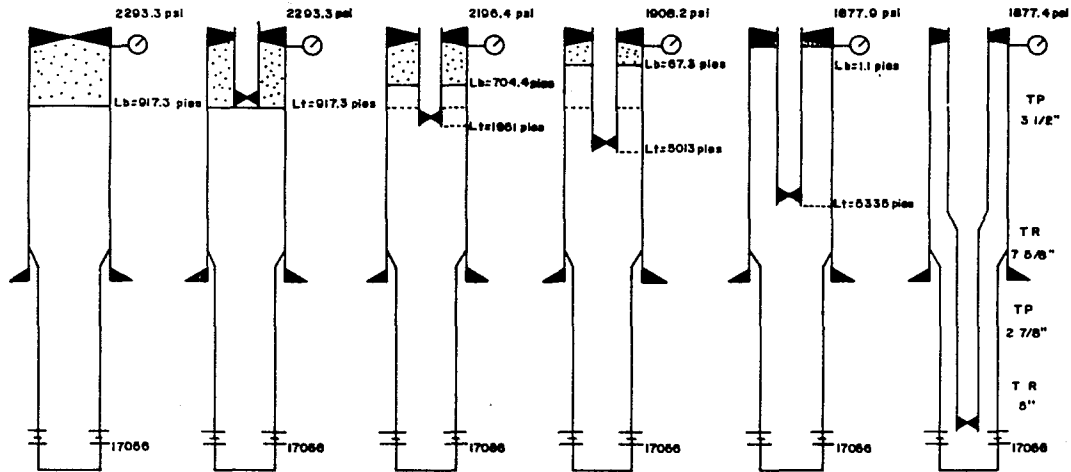


FIG. V.12

SECUENCIA DE EXPULSION DEL GAS

c) Método del Ingeniero

Una vez introducida la TP en el fondo (llena de lodo) se deberá de tener el lodo acondicionado para desplazar el lodo contaminado manteniendo la presión de formación constante, se supondrá que la presión registrada en la TR será igual a la presión de la TP en la cabeza del pozo no reflejandose ésta por la válvula integrada en la tubería excepto la presión de circulación aplicada para sacar el volumen de fluido contaminado.

Cuando se inicie a bombear por el interior de la TP la presión inicial de circulación dentro de la TP será aquella quevenza la presión de fondo (presión de la TR + presión hidrotática) para que el espacio anular sea ocupado por lodo de control y de ésta manera ir disminuyendo la presión registrada en la TR.

En caso de observar durante el control una presión mayor a la presión inicial de circulación se podrá derivar de dos casos; - por una liberación de gas durante el desplazamiento ó porque la presión de circulación no es la adecuada para no dejar entrar mas fluidos de la formación. Se puede diferenciar el uno del otro por el grado de represionamiento, ajustando con ésto el área del estrangulador para provocar las caídas de presión requeridas y reducir la presión en la TR.

Cuando la presión de circulación sea baja, se tendrá como consecuencia la entrada de otra burbuja de gas, por lo que se generarán nuevamente presiones excesivas, si no se desfogan, se puede provocar una fractura de la formación.

Considerando que el volumen de fluido purgado fué el necesario- para que la burbuja de gas llegará a la superficie bajo control

(figura (V.12)) por las caídas de presión generadas en el estrangulador y de ésta manera obtener una presión en la cabeza - del pozo.

Entonces la presión registrada en la TR (2282.6 lb/pg^2) -- más la presión hidrostática será la presión necesaria por aplicar en la superficie para no dejar entrar más fluidos al pozo.

El proceso de introducción de tubería debe efectuarse con precaución y seguridad para evitar cualquier problema por colapsamiento o desprendimiento de la TP.

Las presiones que son creadas durante el proceso de introducción de TP se pueden compensar con el llenado de la tubería conforme se vaya introduciendo al pozo, con un fluido de igual densidad que el fluido contenido dentro del mismo hasta la profundidad programada y puede mantenerse de ésta manera la tubería llena.

Cuando la tubería por cualquier motivo no es introducida hasta el fondo del pozo, la densidad del fluido de control será diferente para cada profundidad a que se encuentre la TP . En un punto dado del pozo la magnitud de la presión hidrostática depende de dos factores:

- a) La densidad del lodo de control.
- b) La altura de la columna de lodo encima del punto dado.

Este tipo de control no garantizará la entrada de otra burbuja de gas aunque esté aparentemente controlado, al extraer o introducir tubería para seguir con el programa se origina la posibilidad de un nuevo brote. Por lo tanto, con la TP hasta el fondo, la presión en la TP será igual a la presión en la TR.

Se aplicará el método del ingeniero para determinar en primer lugar las caídas de presión en las diferentes partes que componen la sarta de trabajo, válvula de contrapresión y espacio anular, para establecer las condiciones óptimas de circulación y seleccionar la presión más adecuada de lodo que manejará la bomba para permitir el control definitivo.

El Ingeniero de Reparación de Pozos balanceará y distribuirá los parámetros óptimos (gasto, velocidad, volúmenes y estrangulador) para mantener la presión de fluidos contra la formación.

La presión inicial de circulación debe ser constante y ayudada por el estrangulador, manteniendo el bombeo constante y el peso del lodo para mantener el equilibrio.

Por último, las pérdidas de presión en el sistema serán substituidas por una densidad equivalente del lodo, la suma de las pérdidas determinarán la presión de descarga de la bomba de lodo que va de acuerdo al gasto utilizado.

solución:

Cálculo de los parámetros de control de un pozo, para el caso de un brote con tubería en el fondo.

Características de la bomba para llevar a efecto el desplazamiento : GARDER DENVER (PZ-8)

Carrera	8 pg
Emb/min	165
HP máx.	750
Camisa	4 pg
Presión máx.	378 Kg/cm ² (5376.3 lb/pg ²)

Cálculo del desplazamiento de la bomba considerando una eficiencia del 100%:

$$Q_{\text{bom}} = \frac{3 \times A \times L}{61.02} \dots\dots\dots (1$$

$$A = \frac{3.1416 \times d^2}{4} \dots\dots\dots (2$$

donde:

Q_{bom} = desplazamiento de la bomba, lts/emb

A = área transversal de la camisa, pg²

L = longitud de la carrera, pg

d = diámetro de la camisa, pg

sustituyendo (2) en (1) y valores se tiene:

$$Q_{\text{bom}} = \frac{3 \times (3.1416 \times 4^2) \times 8}{4 \times 61.02} = 4.943 \text{ lts/emb}$$

$$EPM = \frac{Q}{Q_{\text{bom}}}$$

donde:

EPM = emboladas por minuto, emb/min

Q = gasto de inyección, lts/min

Q_{bom} = desplazamiento de la bomba, lts/emb

$$EPM = \frac{719.2}{4.943} = 14515 \text{ emb/min}$$

Presión hidrostática en la TP

$$P_h = 0.052 \times D_n \times \text{Prof}$$

donde:

P_h = presión hidrostática, lb/pg²

D_n = densidad del fluido dentro de la TP, lb/gal

Prof = profundidad, pies

$$P_h = 0.052 \times 8.75 \times 17056 = 7760.5 \text{ lb/pg}^2$$

Presión en el fondo para que la válvula se mantenga cerrada

$$P = P_f - P_h$$

donde:

P = presión de fondo, lb/pg²

P_f = presión de formación, lb/pg²

P_h = presión hidrostática, lb/pg²

$$P = 9636.4 - 7760.5 = 1875.9 \text{ lb/pg}^2$$

Cálculo de las caídas de presión considerando el tipo de patrón de flujo, dependiendo de las secciones del pozo.

En el interior de la TP (flujo turbulento)

$$v = \frac{Q}{2.45 \times \phi_i \text{ TP}^2} \dots\dots\dots (1$$

$$Re = \frac{2965 \times D \times \phi_i \text{ TP}}{M_p} \dots\dots\dots (2$$

$$f = \frac{0.046}{Re^{0.23855}} \dots\dots\dots (3$$

$$\Delta P = \frac{f \times D \times v^2 \times L}{25.8 \times \phi_i \text{ TP}} \dots\dots\dots (4$$

donde:

- v = velocidad de flujo, pie/seg
- Q = gasto de bombeo, gal/min
- $\phi_i \text{ TP}$ = diámetro interior de la TP , pg
- Re = número de Reynolds, adim
- D = densidad del fluido, lb/gal
- M_p = viscosidad plastica, cp (centipoises)
- f = factor de fricción fanning, adim
- L = longitud de la tubería, pies
- ΔP = caída de presión, lb/pg²

En el interior de la TP de 3 1/2"

$$v = \frac{190}{2.45 \times (2.764)^2} = 10.15 \text{ pie/seg}$$

$$Re = \frac{2965 \times 8.75 \times 10.15 \times 2.764}{7.0} = 103977.4$$

$$f = \frac{0.046}{(103977.4)^{0.23854}} = 0.0029243$$

$$\Delta P = \frac{0.0029243 \times 8.75 \times 10.15^2 \times 11808}{25.8 \times 2.764} = 436.49 \text{ lb/pg}^2$$

En el interior de la TP de 2 7/8"

$$v = \frac{190}{2.45 \times (2.057)^2} = 18.33 \text{ pie/seg}$$

$$Re = \frac{2965 \times 8.75 \times 18.33 \times 2.057}{7.0} = 139743.3$$

$$f = \frac{0.046}{(139743.4)^{0.23854}} = 0.0027252$$

$$\Delta P = \frac{0.0027252 \times 8.75 \times 18.33^2 \times 5248}{25.8 \times 2.057} = 792.25 \text{ lb/pg}^2$$

La caída de presión en la válvula de contrapresión de 2 7/8" O.D. se calculará en función del diámetro interior de la válvula, para calcular el área total como si fuera una barrena integrada por tres toberas de 13/64 avos.

$$A_t = \frac{3.1416 \times (13^2 + 13^2 + 13^2)}{4096} = 0.389 \text{ pg}^2$$

$$\Delta P = \frac{Q^2 \times D}{10858 \times A_t^2} \dots\dots\dots (5)$$

donde:

ΔP = caída de presión, lb/pg²

Q = gasto de bombeo, gal/min

D = densidad del fluido, lb/gal

A_t = área total del orificio de la válvula, pg²

$$\Delta P = \frac{(190)^2 \times 8.75}{10858 \times (0.389)^2} = 192.25 \text{ lb/pg}^2$$

Para el espacio anular (flujo laminar)

$$v = \frac{Q}{2.45 \times ((\phi_{i TR})^2 - (\phi_{e TP})^2)} \dots\dots\dots (6$$

$$\Delta P = \frac{L \times Y_c}{200 \times (\phi_{i TR} - \phi_{e TP})} + \frac{L \times M_p \times v}{1000 \times (\phi_{i TR} - \phi_{e TP})^2} \dots (7$$

donde:

ΔP = caída de presión, lb/pg²

v = velocidad de flujo, pie/seg

Q = gasto de bombeo, gal/min

$\phi_{e TP}$ = diámetro exterior de TP, pg

$\phi_{i TR}$ = diámetro interior de TR, pg

L = longitud, pies

Y_c = punto de cedencia, lb/100 pies²

M_p = viscosidad plastica, cp

Entre TR de 5" y TP de 2 7/8"

$$v = \frac{190}{2.45 \times ((4.276)^2 - (2.875)^2)} = 7.74 \text{ pie/seg}$$

*

APPLIED DRILLING ENGINEERING, BOURGOINE A. T.

Para el espacio anular (flujo laminar)

$$v = \frac{Q}{2.45 \times ((\phi_{i \text{ TR}})^2 - (\phi_{e \text{ TP}})^2)} \dots \dots \dots (6$$

$$\Delta P = \frac{L \times Y_c}{200 \times (\phi_{i \text{ TR}} - \phi_{e \text{ TP}})} + \frac{L \times M_p \times v}{1000 \times (\phi_{i \text{ TR}} - \phi_{e \text{ TP}})^2} \dots (7$$

donde:

ΔP = caída de presión, lb/pg²

v = velocidad de flujo, pie/seg

Q = gasto de bombeo, gal/min/

$\phi_{e \text{ TP}}$ = diámetro exterior de TP, pg

$\phi_{i \text{ TR}}$ = diámetro interior de TR, pg

L = longitud, pies

Y_c = punto de cedencia, lb/100 pies²

M_p = viscosidad plastica, cp

Entre TR de 5" y TP de 2 7/8"

$$v = \frac{190}{2.45 \times ((4.276)^2 - (2.875)^2)} = 7.74 \text{ pie/seg}$$

■

$$\Delta P = \frac{21 \times 4592}{200 \times (4.276 - 2.875)} + \frac{4592 \times 7.0 \times 7.74}{1000 \times (4.276 - 2.875)^2} =$$

$$\Delta P = 470.9 \text{ lb/pg}^2$$

Entre TR de 7 5/8" y TP de 2 7/8"

$$v = \frac{190}{2.45 \times ((6.969)^2 - (2.875)^2)} = 1.92 \text{ pie/seg}$$

$$\Delta P = \frac{21 \times 656}{200 \times (6.969 - 2.875)} + \frac{656 \times 7.0 \times 1.92}{1000 \times (6.969 - 2.875)^2} =$$

$$\Delta P = 17.35 \text{ lb/pg}^2$$

Entre TR de 7 5/8" y TP de 3 1/2"

$$v = \frac{190}{2.45 \times ((6.969)^2 - (3.5)^2)} = 2.13 \text{ pie/seg}$$

$$\Delta P = \frac{21 \times 11808}{200 \times (6.969 - 3.5)} + \frac{11808 \times 7.0 \times 2.13}{1000 \times (6.969 - 3.5)^2} =$$

$$\Delta P = 372.04 \text{ lb/pg}^2$$

En las conexiones superficiales

$$\Delta P = 2,525 \times 10^{-4} \times D^{0.8} \times Q^{1.8} \times M^{0.2}$$

donde:

ΔP = caída de presión, lb/pg²

D = densidad del fluido, lb/gal

Q = gasto de bombeo, gal/min

M = viscosidad, cp

$$\Delta P = 2,525 \times 10^{-4} \times (8.75)^{0.8} \times (190)^{1.8} \times (7.0)^{0.2} = 26.71 \text{ lb/pg}^2$$

Caída de presión total

$$\Delta P_t = 436.49 + 792.25 + 192.25 + 470.9 + 17.35 + 372.04 + 26.71 =$$

$$\Delta P_t = 2307.99 \text{ lb/pg}^2$$

Presión inicial de circulación (PIC), como existe el mismo fluido en el interior de la TP y espacio anular, $P_{TR} = P_{TP}$.

$$PIC = P_{TP} + \Delta P_t$$

$$PIC = 1877.4 + 2307.99 = 4185.39 \text{ lb/pg}^2$$

Densidad del fluido de control

$$AD_c = \frac{P_{TP}}{\text{Prof} \times 0.052}$$

$$D_c = D + AD_c$$

donde:

AD_c = incremento de la densidad, lb/gal

Prof = profundidad, pies

P_{TP} = presión en la TP, lb/pg²

D = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

D_c = densidad del fluido de control, lb/gal

$$AD_c = \frac{1877.4}{17056 \times 0.052} = 2.12 \text{ lb/gal}$$

$$D_c = 8.75 + 2.12 = 10.87 \text{ lb/gal}$$

Volumen de fluido dentro del pozo

$$V = \text{Cap} \times L$$

donde:

V = volumen, bls

Cap = capacidad en el interior de la TP o en el espacio anular, bls/pie

L = longitud, pies

En TP de 3 1/2"

$$V_1 = 0.00742 \times 11808 = 87.6 \text{ bls}$$

En TP de 2 7/8"

$$V_2 = 0.00449 \times 5248 = 23.6 \text{ bls}$$

Entre TR de 5" y TP de 2 7/8"

$$V_3 = 0.0097 \times 4592 = 44.5 \text{ bls}$$

Entre TR de 7 5/8" y TP de 2 7/8"

$$V_4 = 0.0391 \times 656 = 25.6 \text{ bls}$$

Entre TR de 7 5/8" y TP de 3 1/2"

$$V_5 = 0.0353 \times 11808 = 416.8 \text{ bls}$$

$$V_p = 87.6 + 23.6 + 44.5 + 25.6 + 416.8 = 598.1 \text{ bls} = 95.1 \text{ m}^3$$

$$\text{Volumen en las presas} = 60 \text{ m}^3$$

Volumen total

$$V_t = 95.1 + 60 = 155.1 \text{ m}^3$$

Número de emboladas

$$\text{No. emb.} = \frac{\text{Vol. pozo (lts)}}{Q_{\text{bom}} \text{ (lts/emb)}} = \frac{95100}{4.943} = 19235.4$$

Presión final de circulación

$$\text{PFC} = \text{PCVR} \times \left(\frac{D}{D_c} \right)$$

donde:

PFC = presión final de circulación

PGVR = presión de circulación a velocidad reducida, lb/pg²

D_c = densidad de control, lb/gal

D = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal

$$PGVR = \Delta P_t = 2307.99 \text{ lb/pg}^2$$

$$PFC = 2307.99 \times \left(\frac{10.87}{8.75} \right) = 2867.18 \text{ lb/pg}^2$$

Caballaje hidráulico de la bomba

$$HP = \frac{PIC \times Q}{1714} = \frac{4185.39 \times 190}{1714} = 463.95$$

Cantidad de material químico

$$\text{No. sacos} = \frac{85 \times (D_c - D)}{4.25 - D_c}$$

$$D_c = 10.87 \text{ lb/gal} = 1.304 \text{ gr/cm}^3$$

$$D = 8.75 \text{ lb/gal} = 1.050 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{No. sacos} = \frac{85 \times (1.304 - 1.050)}{4.25 - 1.304} = 7.33 \text{ sacos/m}^3$$

$$\text{Cantidad de barita} = 7.33 \times 155.1 = 1136.9 \text{ sacos}$$

Tiempo de llenado del pozo

$$T = \frac{\text{Vol. pozo}}{Q}$$

donde:

T = tiempo, min

Vol. pozo = volumen en el pozo, lts

Q = gasto, lts/min

$$T = \frac{95100}{719.2} = 132.23 \text{ min}$$

Aumento en el volumen del lodo al aumentar la densidad

$$V_a = \frac{\text{No. de sacos de barita}}{85}$$

$$V_a = \frac{1136.9}{85} = 13.4 \text{ m}^3$$

Técnicas de Aplicación

Actualmente se tiene un Equipo Snubbing en condiciones de operación en el Distrito de Comalcalco, Tab. , cumpliendo con un programa de taponamiento definitivo de pozos, ya sea por accidente-macánico o por agotamiento improductivo del pozo.

Taponamiento de Pozos:

Dentro de las intervenciones a los pozos en ocasiones es necesaria la colocación de tapones de cemento para aislar el intervalo productor, uno de los motivos por lo que se coloca el tapón es cuando el intervalo se invade de agua. Esta operación requiere en lo general de la instalación de un Equipo de Reparación Convencional, pero con el empleo del Equipo Snubbing también es posible realizarla, siendo ésta última una alternativa segura y económica ya que comparando los costos referentes a tiempo de intervención, costos de transporte, costos de mantenimiento equipo hombre, son sensiblemente menores con éste equipo.

Para colocar un bache de cemento, es necesario introducir la tubería de trabajo hasta la profundidad donde se colocará el tapón con bombeo de agua para evitar un colapsamiento de la misma. A continuación se mezcla la cantidad de cemento requerida midiendo exactamente el volumen del mismo, no olvidándose del rendimiento que tiene con el agua. Se usa un aditivo para evitar la pérdida de líquidos de 0.2 a 0.5% para disminuir la probabilidad de que el cemento se deshidrate y fragüe antes de tiempo, y se quede en la tubería de trabajo o se quede atrapada la tubería por el cemento. Para evitar el fraguado prematuro se debe usar un aditivo retardador de fraguado el cual debe ser efectivo por dos o tres veces del tiempo total de bombeo del cemento más el tiempo de --

desplazamiento del mismo, para asegurarse que podrá ser bombeado el cemento totalmente sin tener la incertidumbre de que fragüe - la lechada y se quede atrapada la tubería o como ya se mencionó, fragüe en el viaje por la tubería de trabajo. Después de bombear el cemento y desplazarlo con agua, cuando la capacidad de la tubería de trabajo ha sido bombeada y el cemento empieza a salir - por el extremo de la misma, ésta debe levantarse a una velocidad correspondiente al ritmo de bombeo del bache de desplazamiento - (esto asegura un tapón sólido), al termino del desplazamiento del cemento, la punta de la tubería de trabajo deberá estar en - la cima del tapón, posteriormente se levanta la misma de 30 a 50 m y se bombea un volumen de agua para desalojar cualquier residuo de cemento de su interior.

Desarenamiento de Pozos:

El arenamiento de los pozos es muy común donde se tienen formaciones productoras de hidrocarburos compuestas principalmente de material no consolidado, el cual es arrastrado al interior del - pozo por los fluidos producidos. Las partículas más pequeñas son arrastradas por dichos fluidos, pero las de mayor diámetro no -- pueden ser transportadas a la superficie, ya que su propio peso ocasiona que la velocidad de asentamiento sea mayor que la velocidad de arrastre del fluido, provocándose con ésto la deposición y formación de bancos de arena en el pozo, ocasionando una disminución anormal en la producción del mismo, al grado de dejar de fluir.

La idea de encontrar un fluido de control de baja densidad, ha llevado al empleo de espumas estables las que por sus propieda--

des de arrastre han resultado ser un fluido ideal de circulación. El Equipo Snubbing puede ser utilizado para Reparar Pozos Depresionados con el uso de la espuma estable: fluido compuesto por agua, surfactante y gas; el agua y el surfactante (IMP-EP-302) forman la fase continua y el gas (gas natural, aire o nitrógeno) la fase dispersa, la operación del Equipo Generador de Espuma con el Equipo Snubbing, permite realizar la intervención del pozo con la más alta seguridad, figura (V.13).

La circulación de espuma se debe iniciar desde el momento en que la tubería de trabajo se introduce al pozo con el fin de mantener constante la circulación, la excelente capacidad de arrastre de la espuma permite concentrar en ella grandes cantidades de arena, sin embargo, se debe tener la precaución de no lavar demasiado rápido, ya que puede ocurrir un asentamiento de partículas y quedar la tubería atrapada.

La remoción de arena del pozo se logra bombeando la espuma por el interior de la tubería de trabajo y desalojando la mezcla de espuma y arena hacia la superficie por el espacio anular, una vez que la arena ha sido removida completamente, se mantiene la circulación hasta que la espuma retorne a la superficie libre de sólidos.

Las ventajas de utilizar espuma:

- El servicio de la espuma estable con el Equipo Snubbing disminuye el daño a la formación y permite un amplio rango de seguridad en el pozo.
- Garantiza la limpieza efectiva en desarenamientos de pozos con presión.

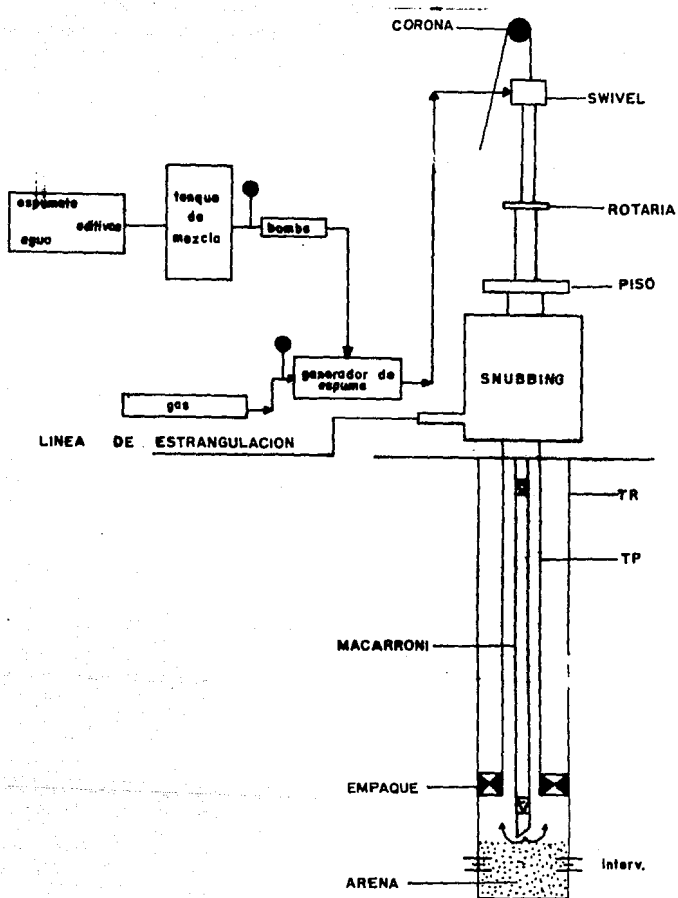


FIG. V.13 DIAGRAMA DE DESARENAMIENTO

- Reduce los costos y rapidez en la intervención.
- La espuma no pierde sus características en diámetros pequeños y a profundidades promedio de 11 500 pies.
- La espuma no se recircula, se deja en la presa de desperdicio donde se rompe rápidamente al estar en contacto con el aire.

Reparación de Pozos Productores con Pescado Dentro de la TP:

Dentro de las operaciones normales de limpieza e inducción de pozos petroleros con el Equipo de Tubería Flexible a veces se presentan problemas de atoramiento o atrampamiento dentro del aparato de producción por las condiciones mecánicas prevalecientes en el pozo, después de los innumerables intentos por recuperar y liberar la tubería flexible se decide dejarla (cortar), dejando la tubería dentro del pozo en producción para que posteriormente llegando a su declinación productora se repara el pozo con el -- Equipo Convencional y recuperar el pescado, figura (V.14).

El Equipo Snubbing podrá llevar a efecto la Reparación del Pozo-productor con pescado dentro de la TP sin tener la necesidad - de matar el pozo, en primer termino se colocará la válvula "H" - con el lubricador a través del árbol de producción sobre la bola colgadora del aparejo y de ésta manera aislar completamente el - pozo con el exterior, permitiendo quitar el medio árbol e instalar el equipo en la forma correspondiente.

Con el equipo instalado, se introducirá por el interior de los - preventores la tubería de trabajo con el elemento recuperador de la válvula "H" procurando el buen manejo de éstos, comprobando - dicha recuperación a través de la válvula manual "D" desviando - el flujo del pozo hacia el árbol de estrangulación, para poder - cerrar el preventor ciego del equipo.

Recuperada la válvula "H", se meterá nuevamente arriba del preventor ciego tubería de trabajo con la válvula de seguridad para detener la presión del pozo, conectarse y proceder a destrabar - la bola colgadora y desanclar el empacador de producción operando correctamente el sistema preventivo, y volver a dejar la bola colgadora en su lugar para poder llevar a efecto el control por el espacio anular de la TP y la tubería flexible (pescado), - de ésta manera tener seguro el control de fluidos aportados por el pozo.

Con el pozo bajo control, totalmente, se procederá a recuperar - la tubería flexible (pescado) comprobando las condiciones y la profundidad de la boca del pescado dentro de la TP . Se meterá - un pescante exterior de agarre corto (over-shot) de 1 pg O.D. - conectada a la tubería de trabajo en función al diámetro de paso del aparejo de producción para pescar y tensionar con la ayuda - de los gatos hidráulicos del equipo a su máxima resistencia de - tensión de la tubería flexible y de ésta manera poder recuperarla y continuar con el programa del pozo.

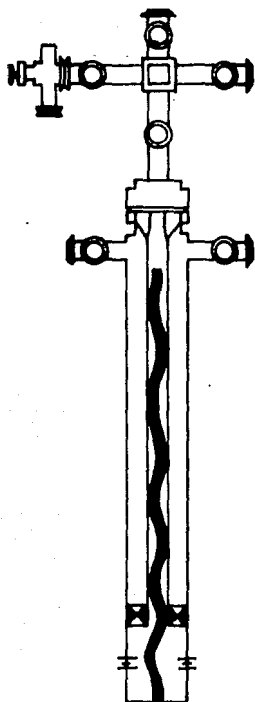


FIG. V.14 POZO CON PESCADO

A P E N D I C E

V - A

Longitud de la burbuja de gas al llegar a la superficie:

$$P_s = 0.052 (\text{Lb } D_c) + (0.052 (\text{Prof} - \text{Lb}) (D_c - D)) \dots\dots\dots (1)$$

$$P_s = P_f \text{ AV} / \text{Lb Cap}_{TR} \dots\dots\dots (2)$$

donde:

P_s = presión de superficie, lb/pg²

P_f = presión de formación, lb/pg² (9636.4 lb/pg²)

Lb = longitud de la burbuja de gas, pies

D_c = densidad del fluido de control, lb/gal

D = densidad del fluido dentro del pozo, lb/gal (8.75 lb/gal)

Prof = profundidad del problema, pies (17056 pies)

AV = ganancia de fluido en las presas, bls (10 bls)

Cap_{TR} = capacidad de la TR de 7 5/8", bls/pie (0.0459 bls/pie)

cálculo de la densidad de control

$$D_c = \frac{P_f}{0.052 \times \text{Prof}} = \frac{9636.4}{0.052 \times 17056} = 10.86 \text{ lb/gal}$$

igualando (1) y (2).

$$0.052 (\text{Lb } D_c) + (0.052 (\text{Prof} - \text{Lb}) (D_c - D)) = \frac{P_f \text{ AV}}{\text{Lb Cap}_{TR}}$$

sustituyendo valores y efectuando operaciones:

$$(0.052 \times (\text{Lb } 10.86) + (0.052 \times (17056 - \text{Lb}) \times (10.86 - 8.75)) =$$

$$= \frac{9636.4 \times 10}{\text{Lb} \times 0.0459}$$

$$0.56472 \text{ Lb} + ((886.912 - 0.052 \text{ Lb}) \times 2.11) = \frac{2099498.911}{\text{Lb}}$$

$$0.56472 \text{ Lb} + (1871.3843 - 0.10972 \text{ Lb}) = \frac{2099498.911}{\text{Lb}}$$

$$0.455 \text{ Lb} + 1871.3843 = \frac{2099498.911}{\text{Lb}}$$

$$0.455 \text{ Lb}^2 + 1871.3843 \text{ Lb} - 2099498.911 = 0$$

resolviendo la ecuación anterior:

$$\text{Lb} = \frac{-1871.3843 \pm \sqrt{(1871.3843)^2 - 4(0.455)(-2099498.911)}}{2(0.455)}$$

$$\text{Lb} = \frac{-1871.3843 \pm \sqrt{3502079.27 + 3821088.99}}{0.91}$$

$$\text{Lb} = \frac{-1871.3843 \pm 2706.1351}{0.91}$$

$$I_b = \frac{-1871.3843 + 2706.1351}{0.91} = \frac{834.751}{0.91} = 917.308$$

$$I_b = 917.31 \text{ pies}$$

C A P I T U L O V I

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es obvio decir, que la mejor forma para combatir un reventón es precisamente evitar que éste ocurra, o sea, evitar en cuanto — sea posible la ocurrencia de un brote que pueda dar generación a dicho reventón.

Las características del sistema hidráulico "Snubbing", han hecho de éste sistema una nueva alternativa viable para las operaciones de Reparación y Mantenimiento de Pozos. Las operaciones del Equipo Snubbing son variadas, gracias a su versatilidad: — Proporciona la flexibilidad de intervenir un pozo con diferentes procedimientos que el Equipo Convencional dependiendo de las condiciones del pozo y del problema a tratar.

El procedimiento de intervención en cada caso debe ser cuidadosamente seleccionado y programado. Se deben considerar las posibles causas del problema y las condiciones en las que se encuentra el pozo y tratar de que las operaciones se efectúen de acuerdo al orden establecido. Un diseño incorrecto ocasionará contratiempos durante la intervención y es posible que los problemas a remediar se incrementen.

Un inconveniente de éste equipo, es el circuito hidráulico de toma de potencia, de donde salen una gran variedad de ramificaciones (mangueras) que se represionan por el fluido hidráulico y pueden llegar a romperse, ésto trae como consecuencia que el equipo salga de operación por lo que es indispensable una supervisión y mantenimiento cuidadoso de todas las mangueras que

se usan en la intervención, para evitar posibles problemas inmediatos que pueden ser críticos en plena operación.

Es importante que una vez que el equipo haya intervenido en el control de un pozo, se someta a una revisión general para tener así, una supervisión y servicio requerido de las partes que lo integran y obtener de ésta manera su máxima eficiencia y tiempo de vida útil en servicio.

El conjunto de preventores que es uno de los elementos más importantes del equipo, deberá ser revisado periódicamente para el buen funcionamiento de éstos. Sea cual fuere el arreglo de los preventores, éste deberá cumplir con una determinada presión de trabajo de acuerdo con los requerimientos del pozo y de la presión de formación esperada.

Las ventajas de éste sistema hidráulico en las operaciones de Reparación y Mantenimiento a Pozos son grandes, y se han ido incrementando a medida que los problemas son más complejos, por medio de una variación constante de sus características de operación.

Lo referente al cálculo analítico para purgar y desolazar completamente la burbuja de gas se requiere de un procedimiento eficaz y rápido, para ello es conveniente contar con un programa de cómputo para dicho fin.

REFERENCIAS

- 1-. Diseño de un sistema de control suerficial secundario aplicable a los Equipos de Reparación de Pozos. Revista del IMP, 1983.
- 2-. Gerencia de Reparación y Terminación de Pozos. Revista de - Petroleos Mexicanos, Subdirección de Producción Primaria, - 1983.
- 3-. N.I. Carlos Islas Silva: "Apuntes de Estimulación y Reparación de Pozos". UNAM, 1987.
- 4-. R. J. Silberman: "Hydraulic Systems - Atoll for the prevention of formation damage". AIME, SPE 4789.
- 5-. R. J. Silberman: "Tubing Snubbing Equipment and Procedure". AIME 72 - Pet - 25
- 6-. Hydraulic Workovers Units, Best-Hughens, Inc.
- 7-. Rike Service, Inc. : "Hydraulic Workovers and Snubbing --- Units". Cía. Otis Eng. Corp. , 1986.
- 8-. Manual de partes del "Equipo Snubbing" modelo 250-K, Cía --- Otis Eng. Corp.
- 9-. Charles Uren Lester: "Ingeniería de Producción del Péetro--- leo", 1969.

- 10-. Neal Adams: "Workover Well Control". The Petroleum Publi--
shing Company, 1980.
- 11-. Aplicaciones de las espumas estables en la circulación de-
pozos de baja presión de fondo. Revista del IMP, 1979.
- 12-. Translation from the french by Paul W. Ellis: "Blowout Pre
vention and Well Control", 1981.