

A photograph of a large industrial fire, likely an oil rig or refinery, with thick black smoke rising into the sky. The fire is intense, with bright orange and yellow flames. In the foreground, there is a muddy, debris-strewn area with a large puddle reflecting the fire. The background shows a line of trees under a cloudy sky.

CAPÍTULO 12



TEMAS ESPECIALES

El potencial para la formación de flujos distintos de los flujos de producción es alto, por eso esté siempre preparado.

Este capítulo dedicado a temas especiales es uno donde se abarcará de todo cubriendo temas que por lo general no son tratados o enfatizados adecuadamente. Muchos de los temas presentados son básicamente informativos. Pero un conocimiento completo de ellos puede ahorrar tiempo, y más importante aún, vidas.

ORGANIZANDO Y DIRIGIENDO OPERACIONES DE CONTROL DE POZO

La organización del personal del equipo de perforación en las operaciones de control es una parte necesaria en los ejercicios de control de perforación de pozos. En las aguas de la costa de los EE.UU., tierras controladas por el gobierno federal y en alguno estados, estos ejercicios se llevan a cabo como parte normal de las operaciones. El personal del equipo de perforación tiene asignadas posiciones definitivas para los ensayos de reventón. En otros lugares, las responsabilidades y las posiciones no son a menudo definidas con tanta claridad.



Procedimientos, posiciones y límites de autoridad deben ser parte de cada ejercicio de control de pozo.

El Jefe de Equipo, el Gerente de las Instalaciones Marinas o el Superintendente del Equipo de Perforación del contratista son las personas responsables por la seguridad del equipo de perforación y la de su personal. De manera más específica, ellos son los responsables de organizar al equipo de trabajo que llevará a cabo las operaciones de control de surgencias. El papel del perforador es muy claro. El debe permanecer en la consola del perforador para controlar el equipo de perforación. Algún peón boca de pozo también debe estar disponible para brindarle ayuda. Más allá de estas posiciones, las características del pozo, las políticas del contratista y las del operador deben ser examinadas.

El Representante del Operador es responsable por los intereses del operador. Dependiendo de las circunstancias esto puede ser visto solamente como una posición de asesoría, o el representante del operador puede desempeñar un papel más activo, participando en varias operaciones.

Todas estas decisiones básicas deben ser parte del contrato de perforación y de los procedimientos estándares del equipo de perforación. Además de ser comunicadas, los procedimientos, las posiciones y los límites de autoridad deben ser parte de todos los ensayos de control de pozos.

Debido a que la organización del equipo de perforación en las actividades de control de pozo depende del tipo de personal en el equipo de perforación, estas necesitan ser desarrolladas para cada operación. En cualquier operación debe haber una cadena de mando clara y bien definida, incluyendo:

- ♦ ¿Quién dará las ordenes en el piso de perforación? El tener más de un jefe durante una situación crítica es una mala política.
- ♦ ¿Quién está a cargo de la totalidad de la plataforma o equipo de perforación? Quienquiera que tenga esta responsabilidad obviamente no podrá estar ligado a al piso de perforación, pero también tiene que tener conocimientos sobre cada paso de las operaciones de ahogo.
- ♦ ¿Quién va a operar el estrangulador? Si es el representante del operador, entonces debemos preguntarnos si esta persona está preparada para tomar otras decisiones referente a los botes, suministros, notificación a las autoridades apropiadas y envío de información a la oficina.
- ♦ ¿Quién está a cargo del suministro de fluidos y de los cuartos de bomba? ¿Cómo serán supervisados?
- ♦ ¿Cómo se manejarán las comunicaciones?
- ♦ ¿Quién mantendrá un registro de las operaciones, minuto a minuto? Es estos días de responsabilidad ilimitada, un registro es parte vital de las operaciones generales del equipo de perforación.

En el interés del Jefe de Equipo y en el del Representante del Operador es necesario tener respuestas claras a este tipo de interrogantes así como también se debe tener una división clara de la autoridad. Si el operador opta por no establecer requisitos para la posición y políticas de operación que definan de manera clara estas actividades, entonces la responsabilidad de que se haga pasa al Jefe de Equipo y al Superintendente del equipo de perforación.

Los equipos de trabajo deben desarrollar un plan de control de surgencias para el personal de turno del equipo de perforación. El mismo debe detallar las responsabilidades de cada persona en el equipo de perforación. También deben desarrollar el documento de roles que asigna posiciones y responsabilidades específicas para el resto del personal.

SEGURIDAD

La seguridad es la mayor preocupación para todos. Los registros del contratista sobre seguridad y desempeño de la dotación, son los factores cruciales que determinan si el equipo de perforación se lleva el contrato. La seguridad es importante no solamente desde el punto de vista de los contratos y seguros, sino también para la protección del recurso máspreciado, la vida humana. Heridas, incapacitaciones y muerte son a menudo el resultado del descuido y de no seguir las prácticas de seguridad.

El equipo de seguridad del personal debe cumplir con los actuales requisitos estándares aplicables. Los equipos de seguridad mínimos para el personal deben incluir:

1. Deben utilizar protección auditiva
 - a. En todas las áreas con altos niveles de ruido
 - b. Donde altos niveles de ruido ocurren de manera intermitente
2. Se debe usar protección para la cabeza:
 - a. Donde exista peligro de caída de objetos
 - b. Donde existan objetos que caen o se desplazan por el aire
 - c. Puede haber exposición a choques eléctricos

El equipo de seguridad del personal debe cumplir con los requisitos actuales de los estándares aplicables





Izquierda: Líneas de acumulador
Arriba: Trabajadores utilizando máscaras faciales.

- d. Los cascos deben cumplir con los estándares de protección industrial
3. No se debe utilizar vestimenta holgada o voluminosa alrededor de los equipos con partes móviles. La vestimenta de protección debe cumplir con todos los estándares aplicables.
 - a. Manejo de químicos
 - b. Exposición al sol (camisa y pantalones)
 - c. En áreas donde puedan ocurrir llamaradas o derrames de químicos
4. Protección de los pies: Zapatos con punta de seguridad deben cumplir con los estándares de prendas de calzar con puntas de seguridad.
5. Protección ocular debe ser utilizada al:
 - a. Amolar, golpear o recortar
 - b. Manejar químicos
 - c. Soldando o cortando (las lentes deben ser sombreadas al soldar)
 - d. En la presencia de fluidos, polvo, partículas de madera, o partículas de metal
6. Utilizar respiradores (portátiles) cuando se esté:
 - a. Trabajando con H_2S o en áreas de gases tóxicos
 - b. Trabajando en áreas de cloro
 - c. Soldando objetos galvanizados

Nota: Si se están utilizando respiradores, el sistema de trabajo en pares también debe ser implementado. Tanques vacíos y áreas bajas deben ser controladas y verificadas por su contenido de gases tóxicos y niveles de O_2 antes de entrar en ellos.
7. Chalecos de trabajo / Chalecos salvavidas deben ser utilizados si:
 - a. Se transfiere de barcaza a barcaza o en estructuras sobre el agua
 - b. En barcasas
 - c. En plataformas o muelles sin barandas de seguridad
 - d. Cuando exista exposición inusual a la caída de agua
8. Cinturones de seguridad con cuerdas de seguridad deben ser utilizados:
 - a. Al ascender o descender del mástil o torre
 - b. Al trabajar en el mástil o torre
 - c. Al trabajar en los BOP
 - d. En cualquier ocasión cuando una caída podría causar daño o muerte

Nota: las herramientas deben tener atada una cuerda de seguridad para prevenir caídas y daños a alguien debajo

Nunca ingrese al agua a menos que su trabajo así lo requiera o cuando una persona esté en peligro de ahogarse. El rescate debe ser hecho solamente bajo las siguientes condiciones:

 - ♦ La vestimenta en exceso ha sido retirada
 - ♦ El chaleco de seguridad está puesto y asegurado
 - ♦ La cuerda de salvamento (línea de vida) está asegurada
 - ♦ Hay alguien disponible para hacerse cargo de la cuerda de salvamento (línea de vida)

Otros equipos de protección personal pueden ser requeridos por un operador en ocasiones especiales. Verifique con su supervisor.

Nunca ingrese al agua a menos que el trabajo así lo requiera o cuando una persona esté en peligro de ahogarse.



Cuando trabaje en áreas aisladas, repórtese periódicamente o haga los arreglos necesarios para que alguien esté pendiente de su persona. Las drogas ilegales, el alcohol y las armas de fuego están estrictamente prohibidas. Puede que fumar este permitido en áreas designadas.

El uso efectivo de equipo de respiración es esencial, por lo tanto bigotes y barbas están normalmente prohibidos. Si el cabello se extiende por debajo del cuello de la camisa, utilice una red de cabello para prevenir enredos.

Asista a todas las reuniones relacionadas con temas de seguridad.

GASES TOXICOS

Los gases tóxicos son una preocupación seria para la industria del petróleo. El peligro principal es la muerte por inhalación. El envenenamiento ocurre cuando el gas en el cuerpo humano excede la cantidad que el sistema puede oxidar, afectando al sistema nervioso central. Respiración agitada ocurre de inmediato y precede a la parálisis a medida que las concentraciones van incrementando. La persona intoxicada muere si no se la expone al aire fresco de inmediato y si no se le aplica respiración artificial para estimular la respiración.

Niveles de exposición más bajos pueden causar:

- ♦ Mareos y fatiga
- ♦ Malestar o dolor de cabeza
- ♦ Irritación de los ojos
- ♦ Tos
- ♦ Dolor o sequedad en la nariz, garganta y pecho
- ♦ Náusea y problemas gastrointestinales.

SULFURO DE HIDROGENO (H₂S) O GAS ACIDO

Este es un gas incoloro altamente tóxico que tiene un olor a huevo podrido en pequeñas concentraciones. Este gas mata al sentido del olfato rápidamente (de ahí que también se lo llama gas inodoro) lo que hace que el olfato sea un método poco confiable para su detección. Es un gas altamente inflamable, y usualmente se asienta en lugares bajos pues es más pesado que el aire. Es un gas altamente corrosivo.

GASES TÓXICOS COMUNES EN LAS OPERACIONES DEL CAMPO DE PETRÓLEO CONCENTRACIÓN LETAL DEL PESO ESPECÍFICO DEL GAS

Dióxido de carbono (CO ₂)	1.52	100,000 ppm
Monóxido de carbono (CO)	0.97	1000 ppm
Cloro (Cl ₂)	2.45	1000 ppm
Cianuro de hidrógeno (HCN)	0.94	300 ppm
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	1.18	600 ppm
Metano (CH ₄)	0.55	Varies
Dióxido de azufre (anhídrido sulfuroso) (SO ₂)	2.21	1000 ppm
Para referencia, el aire tiene un peso específico de 1.0		

Si usted puede estar expuesto a un gas como el H₂S:

- ♦ Siempre este consciente de la dirección del viento.
- ♦ Esté alerta a los detectores de gas. Su correcto funcionamiento debe ser probado de manera diaria.
- ♦ Conozca las rutas de escape.
- ♦ Mantenga un aparato de respiración a mano.
- ♦ Asista a una buena escuela de entrenamiento sobre el H₂S.
- ♦ Asegúrese de que el equipo de primeros auxilios esté disponible.

Si usted ha sido expuesto al H₂S:

- ♦ No entre en pánico.
- ♦ Aguante la respiración.
- ♦ Póngase el aparato de respiración.
- ♦ Si es posible y sin entrar en peligro ayude a otras personas en apuros.
- ♦ Evacue el área inmediatamente. Puede que solamente tenga cinco minutos de suministro de aire.

Protéjase a sí mismo primero. Manténgase alerta. Coloque y preste atención a los signos Precaución y a los de No Fumar.

EXTINCIÓN DE INCENDIOS

Recuerde que algunos químicos utilizados en la extinción de incendios pueden desprender gases altamente tóxicos, los que pueden ser particularmente peligrosos en áreas cerradas. En el caso de un incendio generado por petróleo o gas, las mangueras de agua no son eficientes a menos que estén provistas de un pulverizador de niebla o rocío. Asegúrese siempre que extintores de incendio cargados estén en el lugar y que puedan ser alcanzados con facilidad. Se deben practicar simulacros de incendio hasta que los miembros del equipo de trabajo se familiaricen con los equipos y con sus responsabilidades. Luego de un incendio, todos los extintores deben ser verificados y recargados. El número y la ubicación de los extintores depende de la operación.

Algunos químicos utilizados en la extinción de incendios pueden desprender gases altamente tóxicos, los que pueden ser particularmente peligrosos en áreas cerradas.

TERMINACIÓN POR BOMBEO

La primera investigación sobre el equipo "a través de la tubería de producción" (TFL) para bombear hacia abajo comenzó en la década de 1950. La industria del gas y del petróleo se interesaba cada vez más y los primeros sistemas que eran simplemente herramientas no-go (no pasa) que proveían la ubicación de puntos en el pozo, y que fueron puestos a prueba en tierra en 1956. Una de las utilidades iniciales fue el bombeo de un tapón hasta un tope en el fondo de una columna de tubería, para probar la columna entera en el pozo y reversar el tapón fuera del pozo. Luego, el packer fue instalado y el pozo fue puesto en producción.

Aproximadamente en 1962 el sistema fue expandido en una variedad de operaciones con el desarrollo de niples de ubicación selectiva. El trabajo aún era llevado a cabo en ubicaciones de fácil acceso, en Breaux Bridge, en las afueras de Lafayette, Louisiana.

La combinación H, un pieza de circulación con niples integrales de asiento, fue utilizada en 1965. Dispositivos de control de flujos, válvulas de gas concéntricas y rascadores de parafina fueron desarrollados para tareas que anteriormente habían sido llevadas a cabo por cable. Durante este tiempo las tareas de lavado de arena en la tubería de revestimiento por debajo de la tubería de producción eran hechos utilizando caños lavadores bombeados.

En 1970, el equipo de bombeo TFL era más simple, más sólido y más confiable. Mandriles de bolsillos laterales excéntricos utilizados para mover dispositivos de flujo fuera de la vía de flujo fueron instaurados.

Hoy en día, las terminaciones TFL incluyen pozos de levantamiento de gas simples o múltiples y pozos con sistemas de seguridad de bajo de superficie, controlados desde la superficie.

Los sistemas de bombeo TFL tienen cinco partes:

- ♦ Una bomba para proveer potencia desde la superficie
- ♦ Fluido de circulación para convertir la potencia de la bomba
- ♦ Un conducto apropiado para conducir el fluido
- ♦ Un miembro H para proveer una vía de circulación
- ♦ Una herramienta para llevar a cabo el servicio necesario.

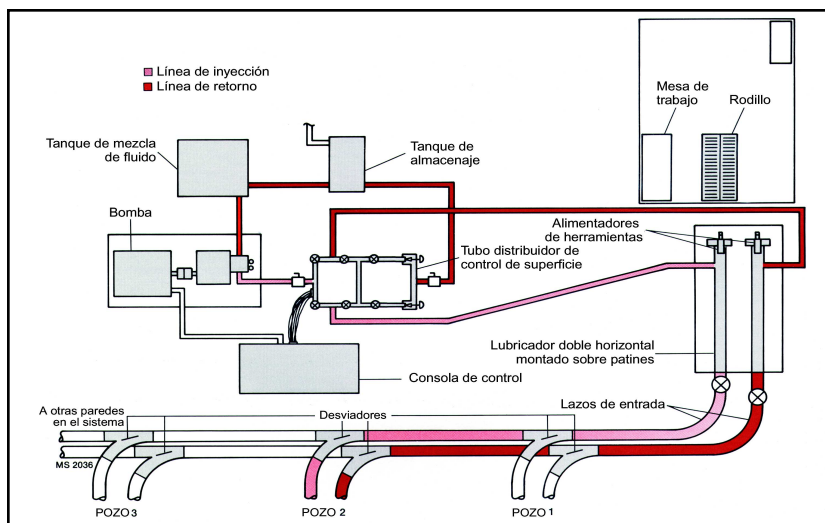
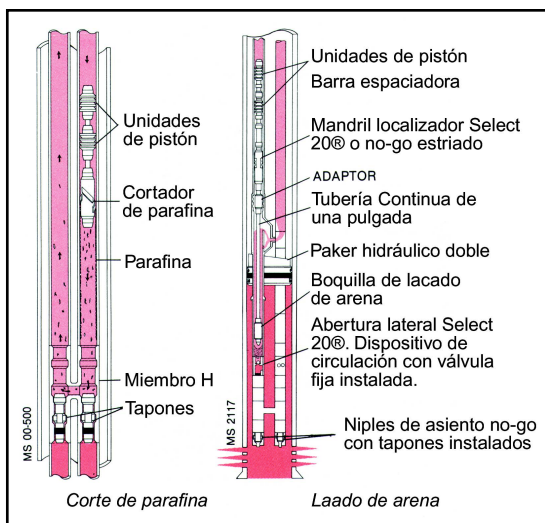
El sistema requiere de una ruta de circulación desde una bomba central o estación de servicio hacia el pozo (hasta el punto más profundo como sea posible) a través de una abertura de comunicación con retorno hasta el origen. Este conducto puede ser a través de tubería de producción / tubería de revestimiento, columnas de tubería doble, o columnas de tubería laterales en una zona de terminación simple o múltiple.

Una bomba montada en un patín provee la energía hidráulica para mover el fluido, moviendo así la herramienta a través de la vía de circulación hacia la profundidad deseada. Un número de pozos equipado para un sistema de bombeo TFL puede ser mantenido desde una bomba de superficie o desde una estación de servicio de superficie.

En caso de producción en una zona doble, una válvula de circulación es instalada a través de la abertura de comunicación del miembro H para aislar las dos zonas. La manipulación de la presión en el sistema abre o cierra la válvula. Así, la vía de flujo es utilizada para bombear una herramienta de servicio que lleva equipo de control de flujo dentro / fuera del pozo.

Un miembro H instalado en los puntos apropiados de la tubería provee una vía de circulación.

Un número de pozos equipados para el servicio de bombeo TFL pueden ser mantenidos desde una bomba de superficie o estación de servicio de superficie.



Izquierda:
Mantenimiento del pozo
Derecha:
Componentes del bombeo TFL

Las técnicas de terminación de bombeo TFL son aplicables en casi cualquier terminación donde el trabajo con cable es imposible o extremadamente difícil.

Normalmente un pozo está equipado con dos columnas de tubería para el servicio de bombeo. En una terminación simple un espacio anular de tubería de revestimiento y sarta de tubería pueden ser utilizados como vía de circulación.

Hoy en día un juego muy completo de herramientas de bombeo está disponible para mantener, instalar y retirar controles de flujo.

Los requerimientos de un equipo de superficie incluyen una bomba hidráulica y un manifold para controlar el volumen, la dirección y la presión del fluido. También existe un paquete de instrumentación para controlar estas funciones, las que pueden ser controladas de manera remota.

Las técnicas de terminación de bombeo TFL son aplicables en casi cualquier terminación. Son útiles en terminaciones submarinas, direccionales, horizontales y/o en pozos con desvíos profundos donde el trabajo con cable es imposible o extremadamente difícil.

El corazón del sistema es la unidad de pistón de la herramienta, llamada locomotora. Está diseñada para transportar herramientas de bombeo dentro y fuera del pozo, también desarrolla la suficiente fuerza utilizando la presión de la bomba para lograr trabajar en la tubería. La unidad de pistón está conectada a otras unidades de pistón y / u otros componentes de la herramienta a través de uniones articuladas. El pistón superior tiene un cuello de pesca interno.

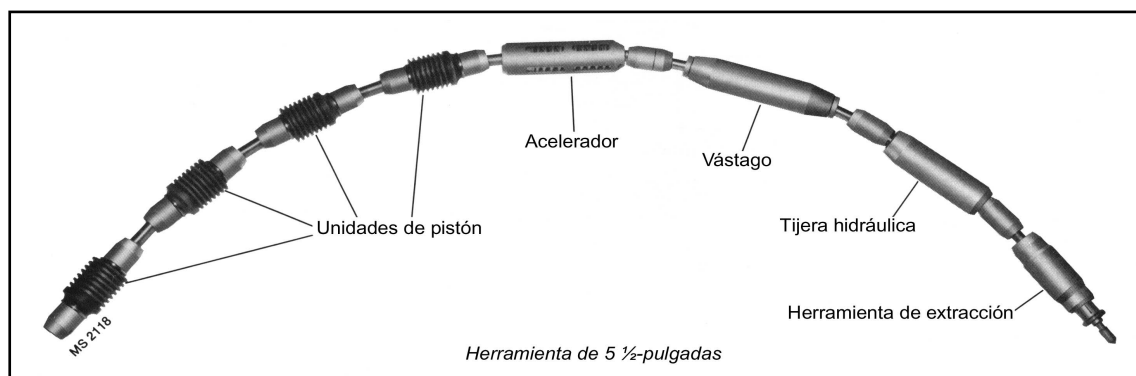
Aletas de goma en los pistones actúan como reguladores de presión, al entrar en contacto con la tubería. Cuando una presión mayor a la presión que las aletas del primer pistón (aquellas frente a la presión) pueden soportar, la presión es transferida a los elementos corriente debajo de la herramienta. Generalmente, cada elemento de pistón puede soportar una presión diferencial de 350 psi. (24.12 bar) a través del elemento completo con el agujero obstruido.

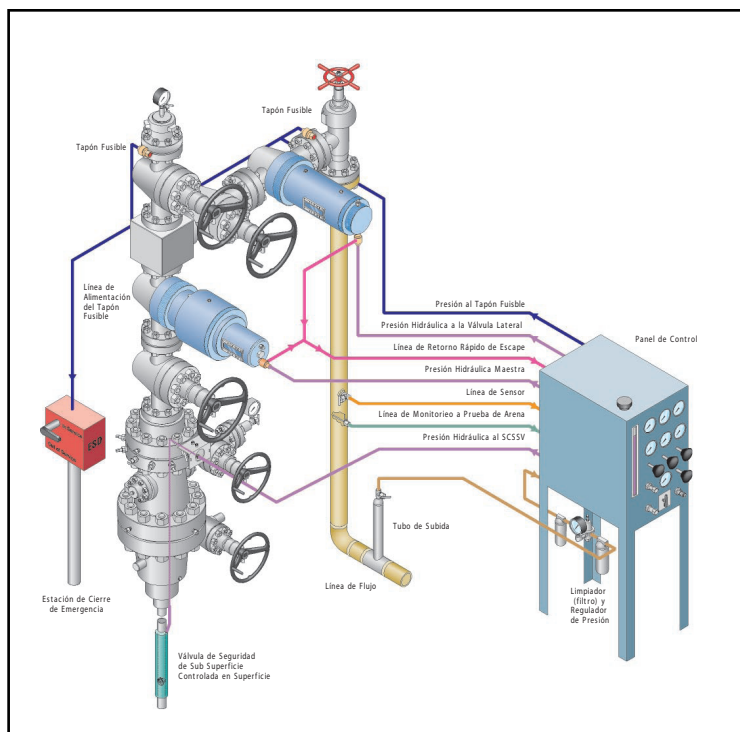
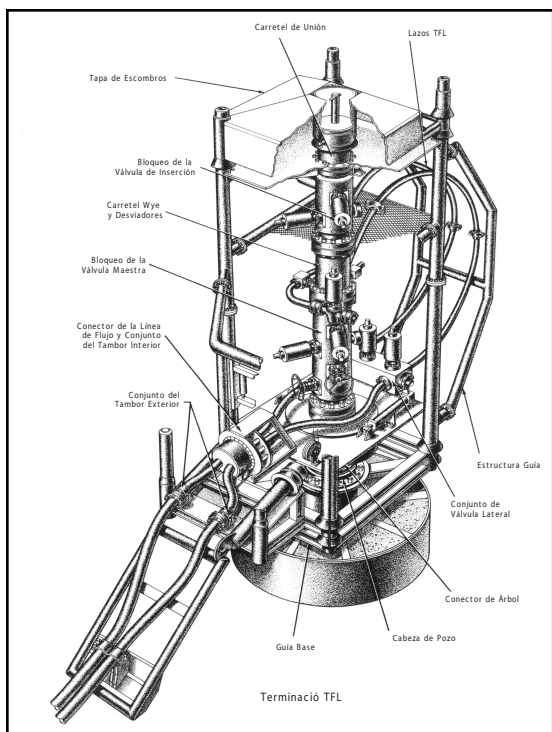
Los vástagos de bombeo están especialmente diseñados para tuberías mayores a 2-7/8" (73.02mm) OD. Para herramientas de bombeo de 2" (50.8mm) a 2-7/8"/73.02mm) OD, uniones articuladas de líneas de acero estándares son utilizadas. Varios

vástagos conectados por uniones articuladas proveen de fuerza adicional par aumentar la fuerza de golpe de la herramienta.

Tijeras hidráulicas se encuentran disponibles en tipos "golpear-arriba" y "golpear-abajo". La operación de las tijeras es similar a las tijeras de cable. En las operaciones de bombeo, recuerde que las tijeras no son tan confiables como las de cable, debido a que existe más fuerza disponible a través del bombeo que de la línea de cable de acero. Los aceleradores de bombeo están diseñados para ser utilizados con unidades de pistón, vástagos y tijeras. Son instalados entre las unidades de pistón y las tijeras y son utilizados para almacenar energía cuando se golpea una pesca. El acelerador tiene el mismo propósito que un estiramiento en la línea de cable al golpear. Al utilizar tijeras hidráulicas una tirantez es tomada por las unidades de pistón. Al esperar que la tijera hidráulica libere, las unidades de pistón se mueven hacia arriba comprimiendo el resorte del acelerador. Cuando la tijera libera, la energía acumulada en el resorte del acelerador permite al vástago de la tijera moverse rápidamente. Simultáneamente permite un retraso en el sistema donde las unidades de pistón y el fluido cuentan con el tiempo para empezar a moverse, por lo tanto impartiendo un golpe fuerte a la pesca.

Las herramientas de bombeo están diseñadas para instalar varias herramientas en los perfiles de los niples de asiento en la tubería. Las herramientas de colocación ,conectadas al fondo de la herramienta con una unión articulada, están unidas al mandril de colocación de la herramienta a colocar abajo en el pozo, y son bombeadas hacia el pozo. Cuando la herramienta de la sarta para debido a la ubicación de la herramienta en el pozo, una presión diferencial predeterminada a través de las unidades de pistón está diseñada para romper un pasador en la herramienta de colocación. Esto permite que la herramienta viaje hacia abajo, instalando el mandril de colocación, haciendo que su cuello de pesca se colapse. Si el mandril de colocación está apropiadamente instalado, la herramienta de colocación es liberada dejando a la herramienta de sub-superficie en el perfil del niple de asiento . De no ser así, el golpe





hacia arriba está diseñado para cortar el perno otra vez, y liberar la herramienta de colocación. Si el mecanismo de colocación y traba no es recuperado, la herramienta de colocación indicará cuando la traba está asentada adecuadamente.

Las herramientas de extracción por bombeo son para recuperar herramientas de subsuelo con cuellos internos de pesca, desde los perfiles de asiento.

La herramienta es corrida en el pozo en el extremo inferior de una herramienta de bombeo, enganchando en el cuello de pesca Presión o golpe hacia arriba está prevista para levantar el cuello de pesca, así el dispositivo de fondo de pozo es bombeado fuera del pozo con la sarta de trabajo. La herramienta de extracción puede ser transformada en un tipo de cortador de emergencia hacia arriba o hacia abajo añadiendo o quitando espaciadores y pernos de corte.

Las herramientas de calibración inyectadas a la bomba verifican el diámetro interno de la tubería y el radio de los lazos para asegurar el paso libre de las herramientas de bombeo. En cada tamaño de tubería se utilizan dos diámetros de calibre. La calibración de la línea de flujo asegura el paso de los tapones para cabezales no-go del pozo de diámetro más grande., mientras que la calibración de la tubería verifica las dimensiones de la tubería de producción.

Los barras espaciadoras extienden el alcance de las herramientas bombeadas, por debajo del punto de circulación. Se insertan entre los pescadores y la sarta de trabajo.

El equipo de superficie requerido para operaciones de bombeo incluye lo siguiente:

- ♦ Un lubricador horizontal
- ♦ Un lazo o lazos
- ♦ Desviadores cuando se los necesite
- ♦ Un manifold
- ♦ Una consola de control
- ♦ Tanques para la mezcla y el almacenaje de fluidos
- ♦ Una bomba para las presiones más altas anticipadas

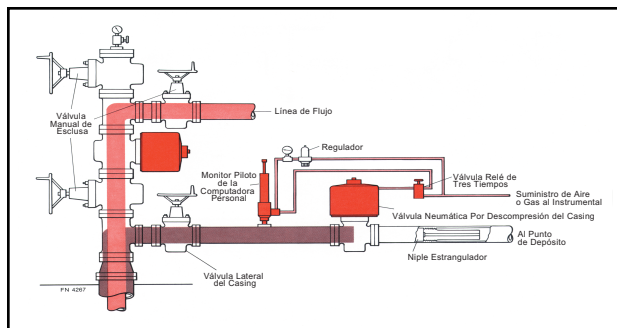
SISTEMAS DE CIERRE

Los sistemas de cierre incluyen sistemas de seguridad, sistemas automáticos y sistemas de cierre de emergencia (ESDs). Estos proveen seguridad para la protección de la energía, bienes, el medio ambiente y vidas humanas. Estos sistemas cierran un pozo en producción durante irregularidades operativas como por ejemplo el calor externo o irregularidades peligrosas incluyendo presiones extremadamente altas o bajas, pérdida de la fuente de presión de operación o fallo en los sellos. El cierre se logra manualmente, automáticamente o remotamente con herramientas o válvulas de superficie o sub-superficie.

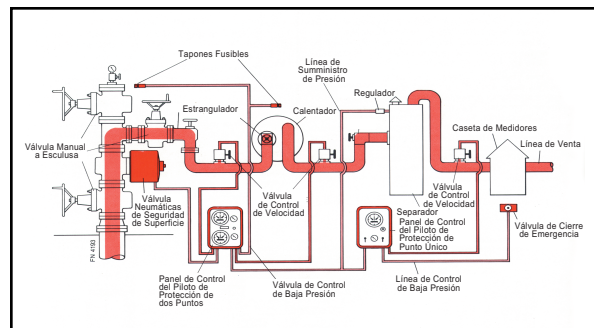
La complejidad de estos sistemas varia. Los componentes básicos de un sistema de cierre son una válvula de seguridad, un actuadores automático de

Los sistemas de cierre de emergencia, cierran un pozo durante irregularidades críticas o peligrosas.

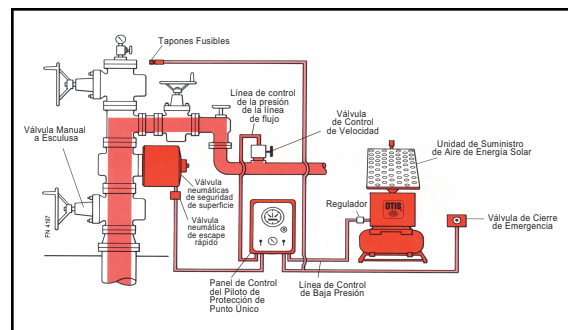
Izquierda:
Alivio
de presión
de casing



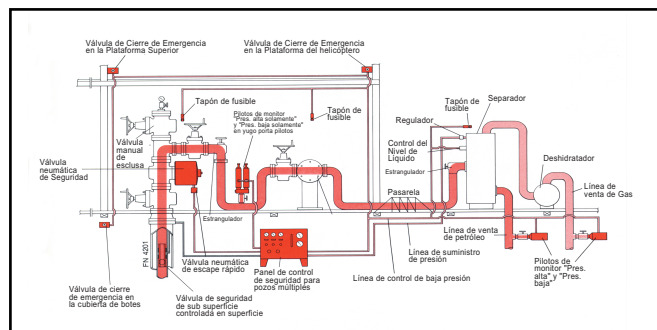
Derecha:
Locación
terrestre
de cierre



Izquierda:
Sistema de
aire a
energía
solar



Derecha:
sistema a
control
remoto



válvula de seguridad, sensores (pilotos / monitores), tubería de distribución, fuente de presión y panel de control. Pueden ser complejos, con múltiples válvulas, sensores, actuadores y controles.

Pilotos de monitoreo pueden ser instalados en los puntos críticos para evaluar al sistema. El piloto controlador o impulsor percibe un cambio (usualmente uno de presión) Una vez que le piloto de control es activado, puede bloquear / drenar la presión de un impulsor (dependiendo del tipo). El impulsor causa que una válvula se cierre (o abra para descargar presión) a través de la pérdida de presión de apertura (o ganancia en presión de cierre). Existen muchos proveedores de estos sistemas que usualmente son hechos a medida para cada operador.

Muchos sistemas son sistemas de seguridad de superficies de control directo instalados corriente abajo de un estrangulador y controlados por una línea de presión o fluctuaciones de velocidad de flujo en el punto de instalación. Esto opera normalmente con drásticos cambios repentinos en las condiciones de operación.

Los sistemas de seguridad de superficie a control remoto están usualmente instalados en la válvula maestra superior del árbol y a menudo en una válvula lateral corriente arriba del estrangulador. Usualmente el control se hace en los puntos de alto riesgo, los que se encuentran ubicados remotamente.

Los sistemas de seguridad de dentro del pozo pueden ser considerados con las siguientes ideas de diseño en mente.

Los sistemas de cierre incluyen válvulas de seguridad, sensores, accionadores, tubería de distribución, un suministro de presión y un panel de control.

RECUPERABILIDAD

- ◆ Equipamiento recuperable por tubing (TR) se encuentra unido a la sarta de tubería por la que se transforma en parte integral de la misma. Para recuperar el equipo se debe retirar la totalidad de la tubería. Las válvulas de seguridad TR tienen normalmente el diámetro total cuando están completamente abiertas, que permite operaciones con cable a través de la válvula.
- ◆ Equipamiento recuperable por cable (WR) es introducido dentro / fuera del pozo utilizando operaciones cable convencionales. La mayoría de las válvulas de seguridad WR requieren de un alojamiento en la tubería en el cual se ubican las válvulas. Las válvulas de seguridad WR deben retirarse para efectuar trabajos de cable por debajo de ellas.

DIFERENCIAL DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL
DISPOSITIVO DE CIERRE ES REDUCIDO
(ECUALIZADO) PARA PERMITIR LA APERTURA

- ♦ Las válvulas de seguridad ecualizadas contienen un mecanismo ecualizador integral (descargador). Antes de ser abiertas, el pozo debe ser cerrado en la superficie. La aplicación de presión con la línea totalmente abierta abre el sistema de ecualización. La presión de la superficie se incrementará bajo la válvula cerrada mientras que la presión alta que se mantiene por debajo de la válvula de seguridad de sub-superficie es drenada dentro de la cámara de baja presión arriba. Luego de que la presión

diferencial a través de la bola o clapeta (charnela) disminuye en aprox. 100psi (6.9 bar) la válvula se abre automáticamente.

- Las válvulas de seguridad no equalizadoras no contienen un auto equalizador y deben ser equalizadas manualmente antes de la apertura. Esto se logra a través de la aplicación de presión por tubing sobre la válvula de seguridad. Una vez que el operador a canalizado la presión a través de la válvula, la presurización de la línea de control de la válvula de seguridad podrá abrir la válvula.

CONTROL

- Las válvulas de seguridad de sub superficie controladas en superficie (SCSSR) están normalmente cerradas, son controladas hidráulicamente, y tienen un diseño a prueba de fallas. Estas válvulas utilizan un línea de control separada de diámetro pequeño la que es corrida desde la válvula superior, sobre la sarta de tubería, a través del colgador, sale a través de un paso en el cabezal del pozo para ligarse al sistema de seguridad de la superficie. La válvula esta compuesta de un pistón hidráulico, un resorte de potencia y una clapeta o una bola de cierre. Durante condiciones de flujo la presión hidráulica se mantiene en la válvula para mantenerla abierta. La pérdida de presión de la línea de control causará que la válvula se cierre (a prueba de fallos). Para mantener la integridad hidráulica de la línea de control, se debe tener cuidado extremo al manipular la sarta de tubería con la línea de control dentro del pozo.
- Las válvulas de seguridad de sub superficie

controladas en la sub superficie (SSCSV) reaccionan a un cambio de las características del flujo del pozo opuesto a la válvula. Este tipo de válvula depende de un incremento o decremento anticipado de la presión. Las válvulas son normalmente del tipo abierto, y no pueden ser ajustadas una vez que han sido instaladas dentro del pozo. La única manera de probar estas válvulas es a través de un flujo de pozo mayor a la velocidad de flujo de cierre pre-seleccionada. La confiabilidad y precisión están sujetas a cualquier cambio en las características de flujo normales de pozo.

Para mantener la integridad del control hidráulico de la línea, sea cuidadoso al manipular la sarta de la tubería con la línea de control en el hoyo.

FÓRMULA PARA LA PROFUNDIDAD MÁXIMA A PRUEBA DE FALLAS

$$FFSSD = (FC - FS) \div MHFG$$

DONDE

FFSD = Profundidad de asentamiento seguro de la válvula (pies o m)

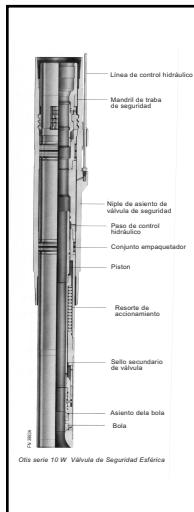
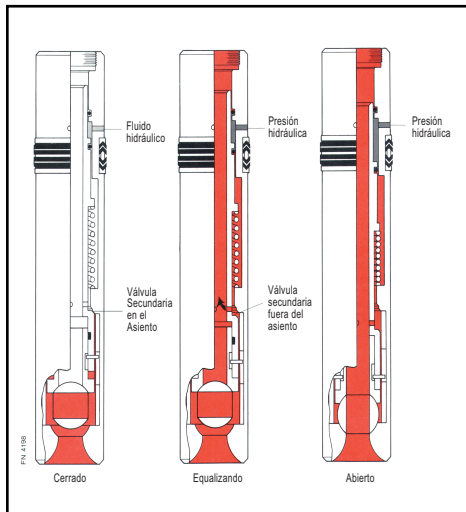
FC = Presión de cierre de la válvula (psi o bar)

FS = Factor de seguridad de cierre (psi o bar) calculando como $0.15 \times FC$, pero nunca menor a 75 psi (5.17 bar)

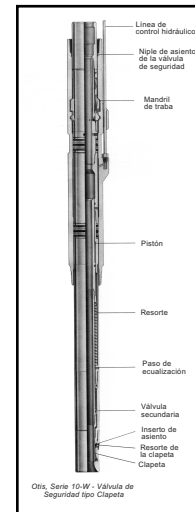
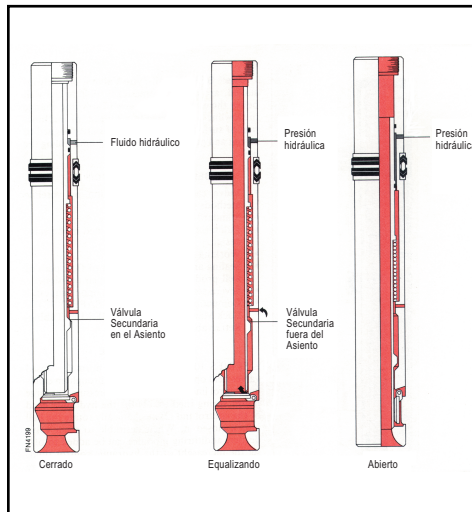
MHFG = Máximo gradiente de fluido (psi o bar)

Las ilustraciones abajo presentadas muestran la ubicación típica de válvulas en el fondo del pozo, su operación, puntos de control de superficie, puntos de los accionadores de presión y la ubicación de los paneles de control ESD.

Válvula recuperable por cable y válvula de seguridad esférica



Válvula a clapeta Serie 10 - w y válvula a clapeta



POZOS EN BOMBEO

Cuando una bomba es jalada normalmente se la envía a un taller de bombas para reparaciones, mientras que una bomba reacondicionada o nueva la reemplaza.

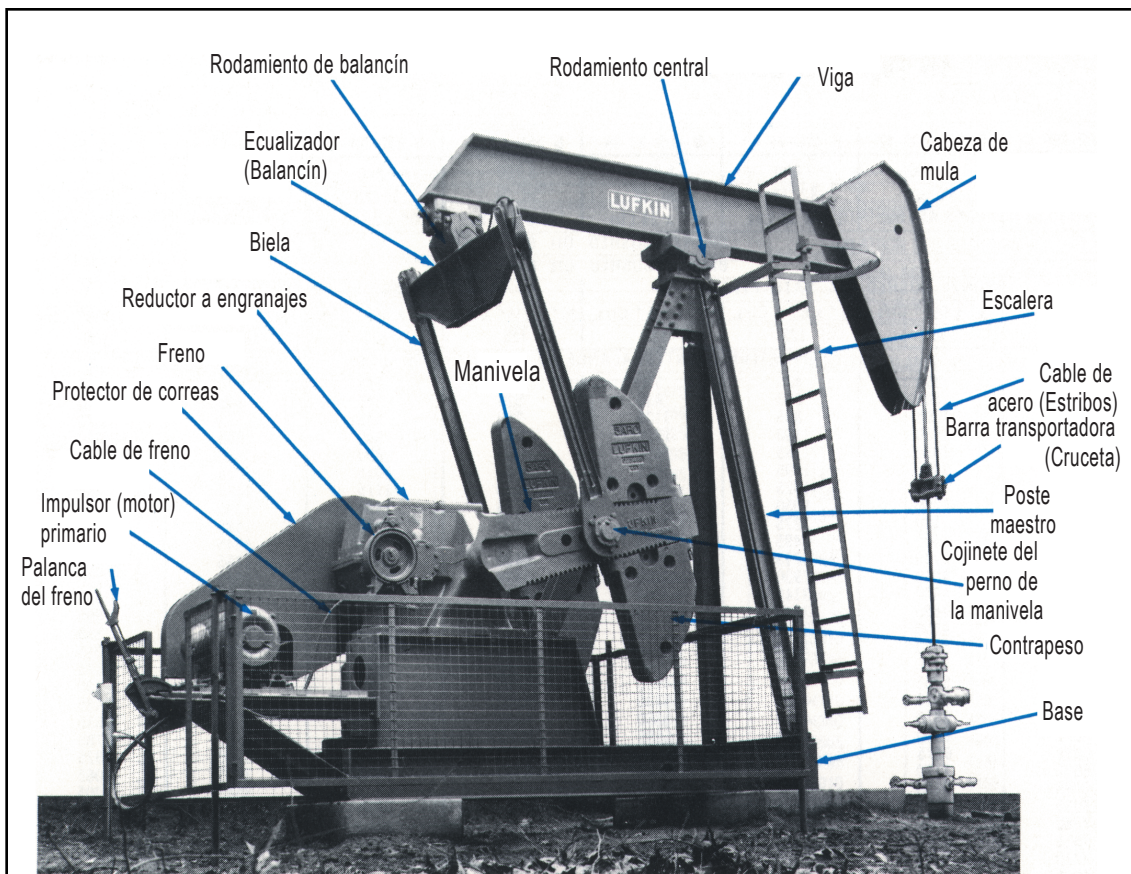
En áreas con baja presión en el fondo del hoyo, los pozos deben ser colocados en bombeo. La producción no puede alcanzar la superficie o si lo hace, la producción es pequeña. A menudo se deben manejar grandes cantidades de agua. Las bombas de fondo de pozo pueden ser “insertadas con cable de acero, varillas o en el fondo de la tubería. Estas bombas pueden ser operadas de manera mecánica, eléctrica o hidráulica.

La unidad de bombeo más común y la más visible es la unidad de bombeo de superficie mecánicas mas comúnmente llamada la Gato de Bombeo (Jack Pump). Esta consiste de una fuente de potencia ubicada en la superficie, normalmente se trata de un motor eléctrico o de un motor a hidrocarburo, una unidad de engranajes y una unidad de bombeo de tipo viga. En ocasiones una rueda motora es utilizada para hacer funcionar las unidades de bombeo en varios pozos desde una estación control. Los caballetes de bombeo en varios pozos pueden funcionar desde esta estación, o pueden ser accionados por un cable desde una sola unidad de bombeo.

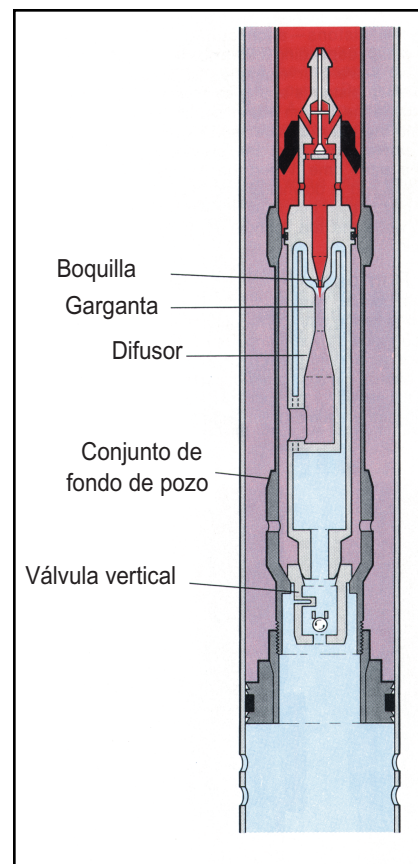
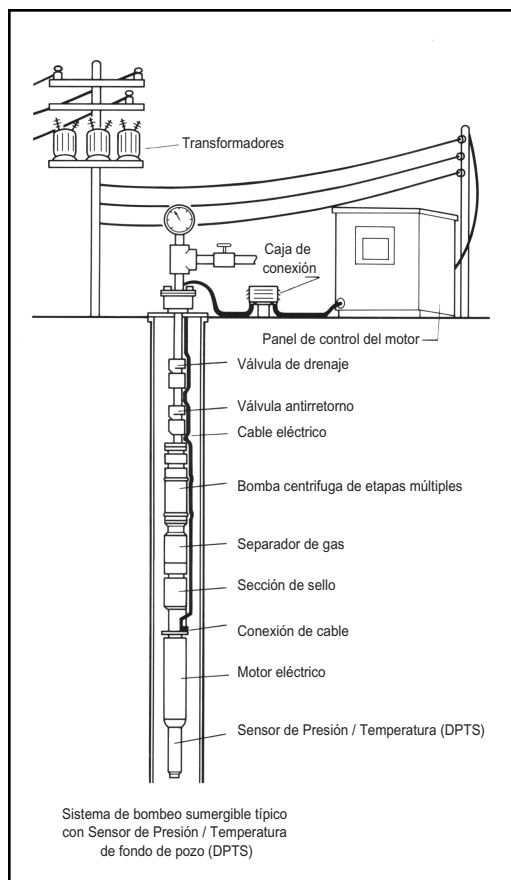
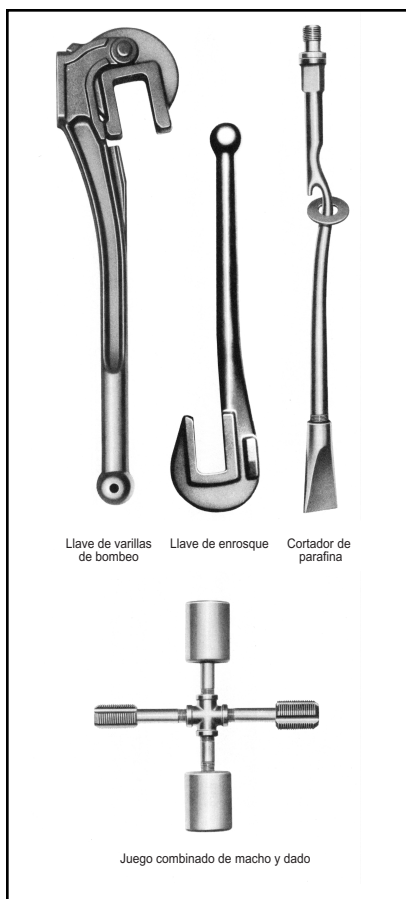
En una unidad de bombeo de superficie, se encuentra una caja prensaestopas en la superficie la cual empaqueta el vástago debombeo para prevenir la perdida de fluidos durante el bombeo. La unidad de bombeo mecánico tiene una cabeza de balancín replegable (Cabeza de Mula) que le permite ser retirada del pozo mientras que las barras y la tubería se retiran.

Se puede hacer que la bomba de fondo del pozo se asiente en la tubería y pueda ser retirada con las varillas. Otros tipos de bombas de fondo de pozo son introducidas como parte de la sarta de la tubería, y requieren que tanto las varillas como las tuberías sean retiradas. A menudo un ancla de tubería es introducida al fondo de la sarta de tubería para prevenir el movimiento durante la operación normal. Cuando la bomba es retirada, se la envía, normalmente, a un taller de bombas para reparaciones y reacondicionamiento o una nueva bomba la reemplaza.

Retirar varillas de un pozo de bombeo requieren diferentes capacidades de tiro. El equipo debe ser potente de acuerdo a las necesidades. Elevadores especiales de barras son unidas al “pépino” para asir las cabezas de las varillas. Un juego especial de llaves



Conventional pumping unit



Una bomba hidráulica

para varillas es utilizado para enroscar o desenroscar uniones de varillas cuando estas son retiradas de la parte interior de la tubería. Los elevadores de varillas se alternan al sacar o bajar varillas. Uno es utilizado para entrar / salir del pozo. El otro elevador actúa como cuña por debajo de junta de la herramienta a ser desenroscada. Los elevadores están equipados con una traba de seguridad para asegurar que la varilla no resbale o caiga fuera del elevador. Verifique siempre antes de desenroscar una conexión. Normalmente las varillas están colgadas en la torre de una canasta o en los dedos de la torre. Las varillas están colgadas en grupos de dos, tres o cuatro juntas dependiendo de la altura del equipo. Las guías de las varillas se utilizan para prevenir el desgaste excesivo de la carcasa y de la tubería.

Cuando una unidad de superficie de gran tamaño no se encuentra presente, esto no significa necesariamente que el pozo no esta bombeando. Bombas eléctricas sumergidas y bombas hidráulicas están siendo utilizadas.

La bomba eléctrica sumergible utiliza corriente eléctrica de la superficie para dar potencia a un motor en el fondo del pozo. Mientras el motor eléctrico opera, gira un impulsor que fuerza el

fluido desde el fondo a la superficie. El cable de alimentación eléctrica es insertado y sujetado fuera de la sarta de tubería para prevenir el contacto con fluidos corrosivos del pozo.

En las bombas hidráulicas, los fluidos del pozo están separados en fluido producido (fluido de la línea de flujo) y fluido impulsor. El fluido impulsor opera la bomba hidráulica de fondo de pozo.

El fluido impulsor a alta presión (baja velocidad) se convierte en un chorro de baja presión (alta velocidad) inyectado por la boquilla de la bomba. La presión en la salida de la boquilla se vuelve más baja que la presión en el pasaje de succión, y el fluido es atraído del pozo. El fluido de succión es arrastrado por el chorro de alta velocidad y la acción de bombeo empieza. Luego de la mezcla en la garganta de la bomba, el fluido impulsor y el producido son frenados en el difusor. Debido a que la velocidad es reducida, la presión es incrementada. El aumento en presión debería ser suficiente para bombear el fluido a la superficie. Las áreas de la boquilla y garganta deben ser acomodadas a la medida del trabajo para asegurar la acción de bombeo apropiada.

Los elevadores de barra están equipados con trabas de seguridad especiales para garantizar que la varilla no resbale fuera del elevador.



INSTALANDO EL ÁRBOL

El procedimiento exacto para instalar un árbol varía según la necesidad. Muchos factores como ser el tipo y la clasificación, las condiciones del pozo, etc. pueden alterar los estándares o procedimientos establecidos. A continuación ofrecemos un procedimiento general. El mismo asume que el fluido de empaque ha sido acondicionado.

1. Instale la válvula de seguridad de control de sub-superficie controlada desde superficie (SCSSV) fuera del pozo. Luego de que el montaje de la SCSSV ha sido hecho, coloque la línea de control y pruebe la presión de funcionamiento. Manteniendo la presión de accionamiento, e inserte en el pozo la tubería y la línea de control.

Sujete la línea de control a la tubería con una banda o con envolturas plásticas para sujetar (zunchos). Se recomienda utilizar como mínimo un protector de línea de control para cada tramo.

2. Asegúrese de que todos los bulones del colgador de la tubería estén totalmente retirados.
3. Instale el colgador de la tubería y el trozo de maniobra. El (los) trozo(s) de maniobra deben tener una válvula de seguridad completamente abierta instalada en la parte superior.
4. Purgue presión fuera de la línea de control y conéctela a la parte superior e inferior del colgador de la tubería. pruebe la integridad de la línea de control y mantenga la presión.
5. Drene el conjunto del preventor de reventones en el carretel de la tubería.
6. Mantenga el colgador centrado (para evitar dañar los tapones) y bájelo dentro del conjunto del preventor de reventones.
7. Insertar la canasta colgadora y asentarla en el colgador de la tubería
8. Inserte los bulones en todo el colgador de la tubería para asegurar y ajustar apropiadamente. Pruebe a presión la tubería de revestimiento, el conjunto de sello y el colgador de la tubería a la presión requerida a través del carretel de la tubería.
9. Purgue presión fuera de la línea de control para cerrar el SCSSV.
10. Retire los trozos de maniobra e instale la válvula de contrapresión (BPV) en el colgador de la tubería.

Los procedimientos para instalar un árbol varían y deben ser determinados de manera individual para cada pozo.

11. Desmontar el preventor de reventones (BOP)
12. Limpie e inspeccione las superficies en el cuello del colgador de la tubería. Instale el sello superior.
13. Limpie e inspeccione el sello inferior del bonete del colgador de la tubería. Instale la parte principal del árbol.
14. Ajuste apropiadamente todos los pernos para dar energía a los sellos y aro, reajuste y verifique la tensión de los pernos del colgador de la tubería.
15. Asegure las válvulas restantes del árbol. Instale un tapón ciego o una válvula de contrapresión (BPV). Pruebe el árbol (Hidrostáticamente) a la presión requerida. Purgue la presión.
16. Retire el tapón ciego o la válvula de contrapresión, conecte el sistema de cierre de emergencia (ESD); incremente la presión del árbol para ecualizar y abra el SCSSV. Active el sistema de cierre de emergencia en el árbol con el remoto del equipo.
17. Instale y pruebe las líneas de flujo para probar el calentador, separador y el tanque si se requiere.
18. Si se está punzando a través de una tubería, desplace la tubería con fluido de terminación. Puncé.
19. Pruebe el pozo.
20. Cierre el SCSSV y pruebe purgando presión. Purgue $\frac{1}{2}$ de la presión de la tubería (sobre el SCSSV) y observe si existen pérdidas.
21. Active el BPV y pruebe purgando la presión de tubería restante. Si está listo para producir, retire el BPV, caso contrario asegure el árbol.

RETIRANDO EL ÁRBOL Y EL COLGADOR DE LA TUBERÍA

Antes de entrar al pozo para operaciones de reparación, el pozo debe ser ahogado y se debe llevar un registro de todos los dispositivos de seguridad de superficie o sub-superficie asociados. Los procedimientos exactos para retirar un árbol varían según la necesidad. Muchos factores como ser el tipo y la clasificación del árbol, las condiciones del pozo, etc, pueden alterar los estándares o procedimientos establecidos. A continuación ofrecemos un procedimiento general.

1. Antes del procedimiento de ahogo revise la presión de cierre de la tubería (SCSSV abierta). Verifique y las tuberías de revestimiento de producción y de guía para verificar la presión. Mantenga abierta la SCSSV con la presión de la línea de control.

2. Si encuentra presión en la tubería de revestimiento, puede haber sido el resultado de la expansión térmica del fluido de empaque. Para determinar si este es el caso, purgue un pequeño volumen de fluido de la tubería de revestimiento. Si la presión purga o desciende a 0 psi (bar), es probable que la expansión térmica sea la causa de la presión. Si se purga gas, puede haber una fuga a través de un sello, o de una conexión en la tubería, o un agujero en la tubería. Si existe un rápido incremento en la presión, puede ser la indicación de una fuga de seria.

3. Si la presión de la tubería purga a 0 psi (bar), entonces instale el equipo de perforación y llene la tubería de revestimiento con fluido de densidad de ahogo. Pruebe la tubería de revestimiento a presión, si el procedimiento así lo indica. Si un ahogo por bullheading se va llevar a cabo, entonces se recomienda presurizar la tubería de revestimiento con varios cientos de psi de presión (200 - 200 psi [13.79 - 34.47 bar] serán suficientes en la mayoría de los casos). Esta presión debe ser controlada durante el proceso de ahogo.

Si es que se va utilizar la técnica de ahogo por bullheading, instale el equipo a la tubería e inyecte fluido de densidad de ahogo. Este fluido debe tener el suficiente volumen para desplazar la capacidad de la tubería y la del pozo hasta los punzados. Si es que no existe comunicación entre la tubería y la tubería de revestimiento, apague la bomba, y observe que el pozo esté muerto.

Si se nota comunicación entre la tubería y la tubería de revestimiento un método de ahogo estándar o uno de circulación inversa puede tener que ser utilizado. Esto puede requerir que la tubería sea punzada por encima del packer, o que tenga que abrir una unión de circulación con cable.

4. Asegúrese de que toda presión de la tubería y tubería de revestimiento haya sido purgada.

5. Libere presión de la línea de control SCSSV: Instale un lubricador en el árbol e instale una válvula de contrapresión en el colgador del tubing.

Nota: Normalmente es deseable mantener abierta la SCSSV si es que se requiere cualquier tipo de trabajo con el cable de acero. Algunos SCSSVs pueden ser mantenidas abiertas con el cable de acero. Esto debe ser hecho después de que el pozo ha sido ahogado y antes de retirar el árbol. Si la SCSSV no puede ser mantenida abierta mecánicamente, una válvula debería ser instalada en la parte superior del colgador de la tubería y presurizada con una bomba de mano para mantener abierta la SCSSV. Luego; se cierra la válvula y se desconecta la bomba de mano

6. Retire el árbol de navidad. Inspeccione y lubrique las roscas de elevación del colgador de la tubería. Estas pueden estar corroídas y pueden no ser capaces de soportar el peso de la columna.

7. Instale y pruebe BOPs. Para probar esclusas ciegas, la válvula de contrapresión debe ser retirada y una válvula de retención de dos vías o un tapón ciego instalado. Pruebe las esclusas ciegas y luego instale un trozo de maniobras y pruebe los sellos de bonete, las bridas, parciales de tubería, preventores anulares, y manifold del estrangulador.

Nota: El largo normal del lubricador y vástago pulido utilizado para instalar y retirar la válvula de contrapresión es de aproximadamente 16 pies (4.9m). Esto es adecuado para trabajos a través del árbol de producción. Cuando los BOPs están asegurados, el vástago pulido y el lubricador ya no pueden ser utilizados. Un vástago seco que usualmente tiene un largo de 1" (25.4mm) o 1 1/4" (31.75mm) de tubería, puede ser utilizado con la misma herramienta de inserción.

Sea cuidadoso al utilizar el vástago seco para desajustar y retirar las válvulas de contrapresión o tapones ciegos. El conjunto debe estar lleno de agua y se debe soltar la válvula de contrapresión lentamente. Nunca utilice fuerza excesiva. Una válvula de contrapresión (normalmente) es instalada por una persona utilizando una llave de tubería de 24 o 18 pulgadas. La misma llave debe ser utilizada para retirarla. Evite ajustar demasiado.

Antes de entrar al pozo para operaciones de reparación, el pozo debe ser matado y se debe llevar un registro de todos los dispositivos de seguridad.



Antes de trabajar en un cabezal de pozo o lubricador, asegúrese de que no exista presión abriendo una válvula de purga.

Un procedimiento alternativo puede ser utilizado para evitar el uso de un vástago seco como se indica a continuación:

1. Instale y pruebe las esclusas ciegas.
2. Embridar la BOP a esclusas con esclusas de cierre total con las conexiones apropiadas con el lubricador.
3. Utilizando un vástago pulido, retire la válvula de contrapresión o tapón ciego.
4. Cierre las esclusas ciegas (ya fueron probadas)
5. Armar las BOP restantes, abra las esclusas ciegas e instale el trozo de maniobras.
6. Pruebe los BOP restantes. El pozo puede ser controlado por la salida lateral debajo de las esclusas ciegas.
7. Luego de probar BOP, retire el trozo de maniobras y retire la válvula de retención de dos vías o tapón de tubería.
8. Desenroscar los pernos de retención de la canasta colgadora del tubing.
9. Levante para retirar los sellos (o libere el empaquetador) y retire el colgador de la tubería.

OPERACIONES SIMULTANEAS DE PLATAFORMA

Perforación y mantenimiento de pozos pueden llevarse a cabo mientras la plataforma se encuentra produciendo. Sin embargo recuerde que complicaciones debidas a las instalaciones de producción o unidades de a bordo pueden rápidamente llevar a resultados desastrosos. Estrictas regulaciones de seguridad y procedimientos siempre deben ser cumplidos. Estas incluyen lo siguiente:

- ♦ El movimiento de equipo de perforación y equipamiento debe ser planeado y conducido de manera segura. Si el equipamiento va estar sobre un sector de producción de hidrocarburos, todos los pozos en ese sector deben ser cerrados. El cierre de estos pozos puede realizarse por:
 - Colocar un tapón del tipo “por bombeo”, y una válvula maestra cerrada en la superficie o
 - Cerrando y trabar la SCSSV, y una válvula maestra en la superficie.

- ♦ Una estación de cierre de emergencia ESD controlada de manera manual debe ser instalada cerca de la consola del perforador o el puesto de trabajo de la unidad de mantenimiento del pozo.

OPERACIONES ESPECIALIZADAS

Las operaciones especializadas y las de alta presión requieren precauciones adicionales. Muchos de los ítem listados están dentro de la categoría “sentido común” pero deben ser enfatizados:

- ♦ Nunca suba a un lubricador de cable cuando existe presión en él. Tensión adicional es aplicada sobre la línea o las roscas / uniones del lubricador. Cualquier movimiento horizontal actuaría como una palanca contra estos, y puede causar la falla y la repentina e inesperada perdida de presión.
- ♦ Antes de intentar trabajar sobre un cabezal de pozo o lubricador; asegúrese que no haya presión en él. Cualquier cabezal de pozo, lubricador o línea de flujo puede tener presión. Verifique y asegúrese de que la presión sea de cero abriendo una válvula de purga.
- ♦ Al desenroscar una conexión o una unión, sea cauteloso y esté conciente de las señales de presión atrapada. Cualquier dificultad al desenroscar la conexión debe servir como una advertencia de que puede haber presión atrapada por debajo de la conexión. Uniones del tipo uni-bolt son usualmente fáciles de quebrar con un golpe de martillo sin importar el hecho de que exista o no-presión. Se debe tener cuidado. Afloje el bulón de la unión uni-bolt, pero no lo saque. Desasegure o abra la unión. Si existe presión la tuerca desviara el estallido hacia abajo y el lubricador también se mantendrá en su lugar.
- ♦ Si existen herramientas en el pozo bajadas a cable de acero, nunca abra la línea de flujo si hay presión en ella. En condiciones de flujo, la herramienta puede ser expulsada por la tubería sobrepasando el cable de acero. Mantenga la válvula de la línea de flujo cerrada durante la operación aún si el pozo tiene presión.

- ♦ Se debe tener extremo cuidado al trabajar en cabezales de pozo de terminaciones múltiples. Con dos o más pozos siendo terminados desde un solo árbol de Navidad, la probabilidad de que ocurran errores también aumenta. Estudie el cabezal de pozo antes de abrir o cerrar cualquier válvula o antes de abrir cualquier conexión.
- ♦ Asegure de manera segura todas las mangueras de flujo. La presión puede causar que una manguera no asegurada (de metal o de goma) se mueva sin control. Eso podría causar daños al personal o al equipo.
- ♦ No coloque ninguna parte del cuerpo frente a gases o fluidos a alta velocidad. Pueden causar daños severos y/o muerte.
- ♦ No toque ninguna de las líneas de flujo, mangueras o cabezal de control que estén congeladas (debido a los gases de expansión). Nunca golpee o flexione líneas congeladas. Quemaduras debido al frío extremo del metal o de la goma congelada pueden ocurrir en las manos y en el cuerpo. Igualmente, los objetos que están congelados pierden su fuerza tensora, es así que doblarlos abruptamente puede causar la ruptura del recipiente.
- ♦ Nunca fume o prenda un motor cerca de la cabeza de pozo. Establezca un área segura para fumar y verifique la dirección del viento para asegurarse de que no haya gas presente antes de iniciar un motor.
- ♦ Estacione los camiones de punzado viento arriba de la cabeza de pozo. Esto minimiza las probabilidades de que una chispa encienda el gas que pudiera estar presente alrededor de la cabeza de pozo.

RESUMEN

Existen muchos temas especiales de importancia. Muchos son simples, pero aún lo simple puede complicarse cuando se trata de explicar una operación o cuando el elemento humano se enlaza con el tema. Hoy en día la seguridad es una de las principales prioridades de la industria. Acate siempre las prácticas de seguridad prescritas. Estas prácticas pueden variar de operación a operación, pero las reglas del “sentido común” sirven usualmente como un buen punto de partida. ♦

Siempre verifique las condiciones del viento y asegúrese de que no existan gases antes de encender un motor.