

CAPITULO 2

EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZOS¹

2.1 INTRODUCCIÓN

La instalación y operación de los sistemas y equipos de control de pozos resultan ser actividades de vital importancia, ya que sus prácticas deben realizarse con el nivel de seguridad requerido, reduciendo al mínimo los riesgos de un accidente o de un impacto adverso al entorno.

Para conseguir el objetivo de salvaguardar la seguridad del personal que desarrolla las actividades sustantivas en diferentes campos del sistema petrolero nacional es necesario proporcionar capacitación a todo el personal técnico-operativo, así como estandarizar sus instalaciones, métodos, procedimientos, tecnologías y equipos.

Las prácticas recomendadas API RP-16E del Instituto Americano del Petróleo y el Reglamento del Servicio para el Manejo de Minerales (MMS por sus siglas en inglés), establecen los requerimientos que se deberán tener en cuenta para la selección de una adecuada unidad de cierre en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre. Los elementos básicos de un sistema de control son:

- Deposito almacenador de fluido.
- Acumuladores Fuentes de energía.
- Unidad para operar preventores (Bomba Koomey).
- Consolas de control remoto.
- Válvula de control para operar los preventores.

2.2 DEPOSITO ALMACENADOR DE FLUIDO

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico, el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular, cuenta con dos tapones de 4 [pg] en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspeccionan las descargas de las válvulas de cuatro pasos (ram-lock).

Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad, en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema. Debe utilizarse un fluido hidráulico (aceite lubricante MH-150; MH-220, turbinas-9) que no dañe los sellos de hule que tenga el sistema de cierre. Para ambiente con temperaturas menores a 0 [°C], deberá agregarse un volumen suficiente de glicol al fluido de operación que contenga agua.

2.3 ACUMULADORES

Los acumuladores son recipientes que almacenan los fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son empleados en forma intercambiable.

Precisando, una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión, para que este actúe hidráulicamente en el cierre de los preventores. Por medio del gas nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía, la cual será usada para efectuar un cierre rápido.

Existen dos tipos de acumuladores, figura 2-1:

Tipo separador: usa un diagrama flexible, el cual es de hule sintético, resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

Tipo flotador: utiliza un pistón flotante para separar el nitrógeno del fluido hidráulico.



Figura 2-1. Tipos de acumuladores.

Capacidad volumétrica. Como un requerimiento mínimo, todas las unidades de cierre deberán estar equipadas de un banco de acumuladores con suficiente capacidad volumétrica para suministrar un volumen usable de fluido para cerrar un preventor de arietes, un preventor anular, más el volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación (con las bombas paradas).

El volumen utilizable de fluido se define como el volumen líquido recuperable de los acumuladores a la presión de operación que contengan y 14 [kg / cm²] por arriba de la presión de precarga de los mismos. La presión de operación del banco de acumuladores es la presión a la cual son cargados con fluido hidráulico.

Tiempo de respuesta: El banco de acumuladores deberá accionar el sistema para que cada preventor de arietes cierre en un tiempo no mayor de 30 [seg].

El tiempo de cierre para preventores anulares menores de 20 [pg] de diámetro no deberá ser mayor de 30 [seg]. Si el preventor anular tiene más de 20 [pg] de diámetro deberá cerrarse en 45 [seg].

Las prácticas recomendadas API RP-53 señalan que los sistemas acumuladores deben tener una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes. Esto ofrecerá un margen de seguridad igual

a 50 %. Una regla empírica aplicada en el campo petrolero sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados.

Por su parte, el MMS establece que debe tenerse una cantidad mínima de fluido equivalente a 1.5 veces la cantidad necesaria para cerrar todo el arreglo de preventores instalados, dejando un margen de 14 [kg/cm²] por arriba de la presión de precarga de los acumuladores.

2.4 UNIDAD PARA OPERAR PREVENTORES (BOMBA KOOMEY)

La bomba Koomey es un conjunto hidráulico, neumático, mecánico y eléctrico. Su función es mantener una presión acumulada para operar en emergencias el cierre de los preventores.



Figura 2-2. Bomba Koomey.

Para efectuar el cierre de los preventores por medio de la bomba Koomey, se puede hacer con los acumuladores, con la bomba hidráulica triplex o con las bombas neumáticas y con el paquete de energía auxiliar.

Las bombas son instaladas de tal manera que cuándo la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranquen automáticamente para restablecer la presión.

En las plataformas marinas, deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y una consola adicional ubicada en el muelle que esté situado a favor de los vientos dominantes.

2.5 CABEZAL DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

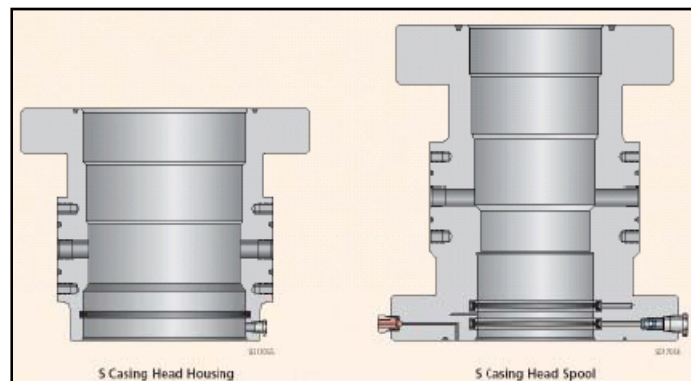


Figura 2-3. Cabezal de tubería de revestimiento.

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

Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no estén instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

La norma API-6A establece las siguientes especificaciones para el cabezal de tubería de revestimiento:

- La presión de trabajo deberá ser igual o mayor que la presión superficial máxima que se espere manejar.

- Resistencia mecánica y capacidad de presión acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte.
- Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la tubería de revestimiento en que se conecta.
- Resistencia a la compresión para soportar las siguientes TR's que se van a colocar.

2.6 CARRETE DE CONTROL

El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. El API-RP-53 recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control, con la gran ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto.



Figura 2-4. Carrete de control.

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

A continuación mencionaremos las especificaciones para los carretes de control.

- Para rangos de presión de 2000 y 3000 [lb / pg²] las salidas laterales deben tener un diámetro interior mínimo de 2 [pg] y ser bridadas o de grampa.

- El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.
- Es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control.
- Para los rangos de presión de trabajo 5000, 10000 y 15000 [lb/pg²] las salidas deben ser de un diámetro interior mínimo de 2 [pg] para la línea de matar y de 3 [pg] para la línea de estrangular.
- El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.
- Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objeto de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva al pozo. Estas salidas pueden ser utilizadas como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso al tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas.

2.7 PREVENTOR DE ARIETES

El preventor de arietes tiene como característica principal el poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes, según se requiera en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.

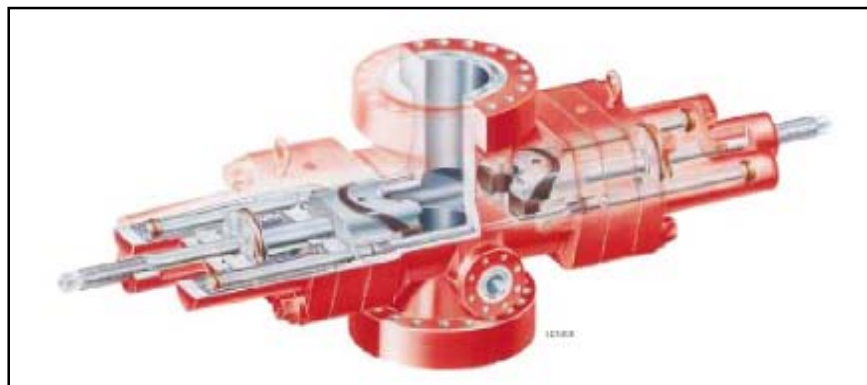


Figura 2-5. Preventor de arietes anulares.

Otras características son:

- El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.

- Puede instalarse en pozos terrestres o costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes.
- Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule auto-alimentable.
- Los arietes de corte sirven para cortar la tubería y cerrar completamente el pozo.

2.8 ARIETES ANULARES

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

- Ariete anular para preventor tipo “U”.
- Arietes ajustables.
- Arietes de corte.
- Arietes ciegos.

2.8.1 ARIETE ANULAR PARA PREVENTOR TIPO “U”

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.



Figura 2-6. Ariete anular para preventor tipo “U”.

En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual deberá regularse la presión de cierre del preventor, así como también permiten colgar la sarta

cerrando los candados del preventor. Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.

2.8.2 ARIETES AJUSTABLES

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



Figura 2-7. Arietes ajustables.

2.8.3 ARIETES DE CORTE

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integradas al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos. Durante la operación normal de perforación, están instalados en bonetes modificados, aumentando el área del pitón y la carrera de operación.

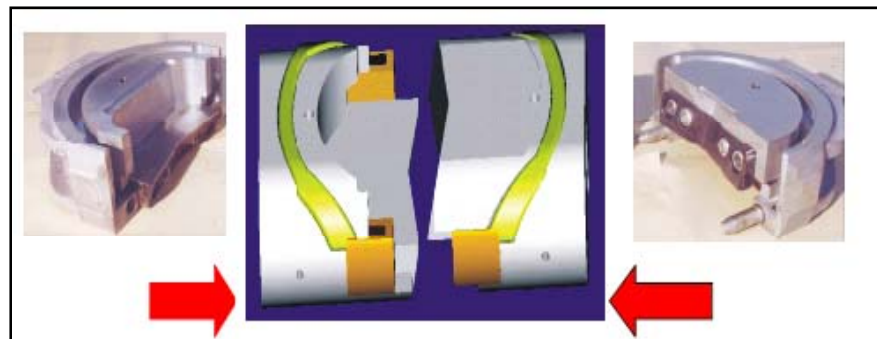


Figura 2-8. Arietes de corte.

2.8.4 ARIETES CIEGOS

Constan de un empaque frontal plano, construido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla. Se instalan en bonetes normales y modificados para arietes de corte.

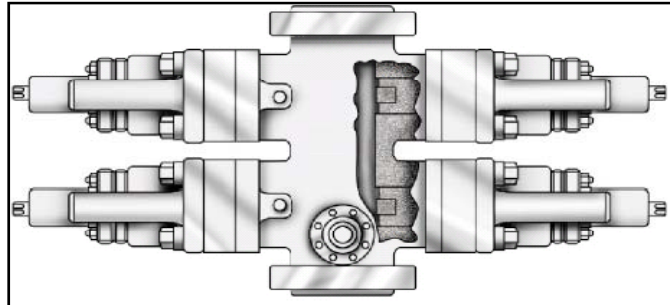


Figura 2-9. Preventor doble de arietes ciegos.

2.9 PREVENTOR ESFÉRICO

Este preventor esférico, también se conoce como anular, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un influjo. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.

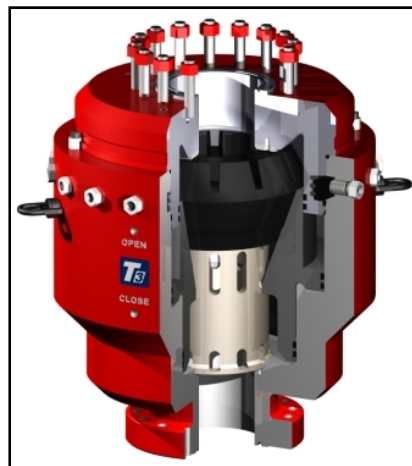


Figura 2-10. Preventor esférico.

El preventor consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético (dona), que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte interior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la “dona” se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso de los otros preventores.

2.10 CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

Al seleccionar las conexiones superficiales de control del pozo, se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, métodos de control de pozos que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifican las prácticas recomendadas API-RP53.

2.10.1 LÍNEAS DE MATAR

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, requerido para llevar a cabo las operaciones de control de pozos, cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas de lodo del equipo, con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores. La conexión de la línea de matar al arreglo de preventores, dependerá de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Sólo en caso de extrema urgencia, la línea de matar podrá conectarse a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo en el arreglo. Para rangos de presión de trabajo mayores de 5000 [lb/pg²], se instalará una línea de matar remota (a una distancia considerable) para permitir el uso de una bomba de alta presión, si las bombas del equipo se vuelven inaccesibles o inoperantes.

2.10.2 MÚLTIPLE Y LÍNEAS DE ESTRANGULACIÓN

El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces y T's de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante el proceso de control de un pozo.



Figura 2-11. Múltiple de estrangulación típico.

En un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que éste (por medio de las válvulas) sea confinado totalmente.

La estandarización y aceptación de los múltiples de estrangulación están reglamentados por la Norma API 16C y por las prácticas recomendadas API RP-53. El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar varios factores que deberán tenerse en cuenta, siendo estos:

- Primero se debe establecer la presión de trabajo que al igual que el arreglo de preventores, estará en función de la presión máxima superficial que se espera manejar, así como de las presiones anticipadas de la formación.
- El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario.
- El entorno ecológico que rodea al pozo.

También es importante tomar en cuenta la composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

2.11 ESTRANGULADORES AJUSTABLES

Los estranguladores ajustables son accesorios diseñados para restringir el paso de fluidos en las operaciones de control, generando con esto una contra presión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

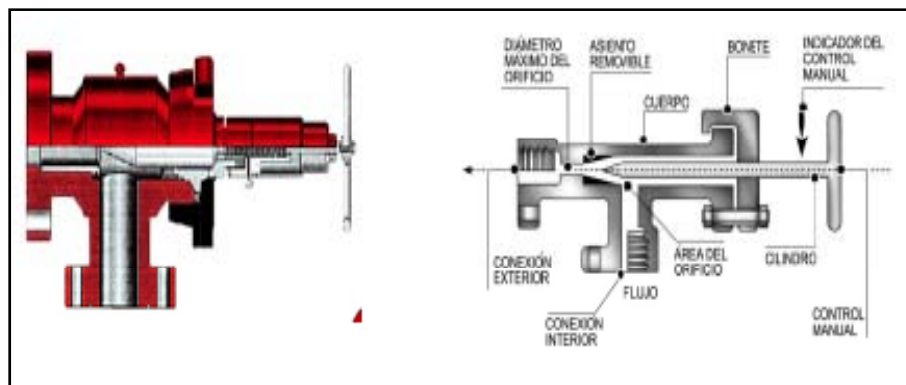


Figura 2-12. Estranguladores ajustables.

La norma API-16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda utilizar un estrangulador hidráulico adicional. Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación, y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo.
- Columna hidrostática en el espacio anular.
- Contra presión ejercida en el sistema.

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

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

2.12 ESTRANGULADOR HIDRÁULICO

Su diseño consta de entrada y salida bridadas. En función a su rango de trabajo, es instalado en el múltiple de estrangulación y se opera por medio de una consola de control remoto.

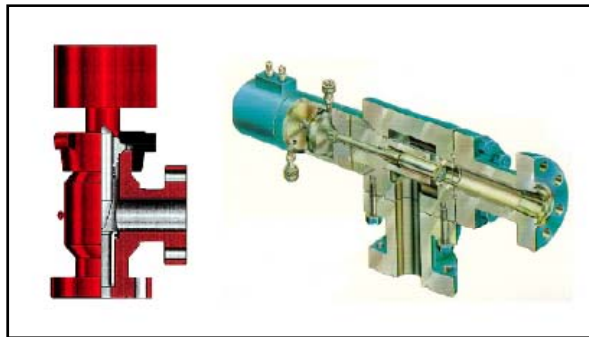


Figura 2-13. Estranguladores hidráulicos variables.

Algunas ventajas adicionales en comparación con un estrangulador ajustable manual son:

1. La velocidad de cierre y apertura, así como las opciones del diámetro del orificio.
2. Cuando se obstruye por pedacerías de hule, formación y/o fierro, se facilita su apertura hasta el diámetro máximo rápidamente, puede cerrarse posteriormente sin suspender la operación de control.

2.13 CONSOLAS DE CONTROL REMOTO

Son unidades auxiliares cuya función es accionar el estrangulador hidráulico por medio de una palanca que regula el cierre y apertura del mismo, siendo registrada en la carátula que muestra la posición del estrangulador.



Figura 2-14. Consola de control remoto.

Cuenta además con manómetros que señalan las presiones en TP y TR así como un contador de emboladas por minuto que indica la velocidad de la bomba. Las señales son enviadas por un transmisor a través de mangueras y los valores se registran en los manómetros de la consola. Son instaladas en el lugar donde se observe totalmente el escenario durante el control del pozo.

2.14 VÁLVULAS DE CONTROL

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

- Válvulas de las flechas.
- Válvulas del piso de perforación.
- Preventor interior.
- Válvulas de compuerta.

2.14.1 VÁLVULAS DE LAS FLECHAS

VÁLVULA MACHO SUPERIOR: Se instalara entre el extremo superior de esta y la unión giratoria. Debe ser de una presión de trabajo igual a la del conjunto de preventores.

VÁLVULA INFERIOR DE LA FLECHA: Se instalara en el extremo inferior de la flecha y el sustituto de enlace debe ser de igual presión de trabajo que la superior y pasar libremente a través de los preventores.

2.14.2 VÁLVULAS EN EL PISO DE PERFORACIÓN

Se debe disponer de una válvula de seguridad en posición abierta en cada tipo y medida de rosca que se tenga en la sarta de perforación, de una presión de trabajo similar a la del conjunto de preventores instalado. Estas válvulas deben ubicarse en un sitio exclusivo y de fácil acceso para la cuadrilla en el piso de perforación. Para el caso de los lastra barrenas se pueden utilizar combinaciones en la parte inferior de las válvulas. Se debe tener cuidado de no utilizar tapones de levante u otros accesorios en la parte superior de la válvula, ya que restringe el paso del fluido, dificultando ampliamente su instalación cuando se tiene flujo por la tubería de perforación.

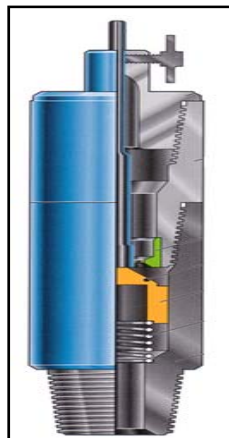


Figura 2-15. Válvula en el piso de perforación.

2.14.3 PREVENTOR INTERIOR O VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN

Se establece que se debe disponer de un preventor interior (válvula de contrapresión) para tubería de perforación por cada tipo de rosca que se tenga en la sarta y del mismo rango de presión de trabajo del conjunto de preventores.

Para este caso, será suficiente con una válvula de este tipo por cada rosca de la tubería de perforación en uso, siempre y cuando todas las válvulas de seguridad tengan en la

parte superior, una conexión similar a la de la tubería; ya que al presentarse un brote pueda instalarse en la tubería de perforación, ya sea la válvula de seguridad o el preventor interior.

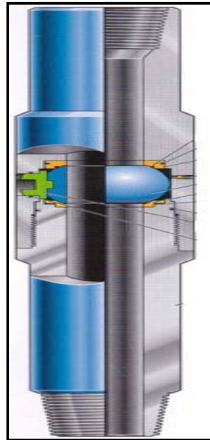


Figura 2-16. Preventor interior.

El preventor interior o válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente está constituido por la válvula de retención y sustituto de fijación, el cual se puede instalar en el extremo inferior o superior de la herramienta (aparejo de fondo).

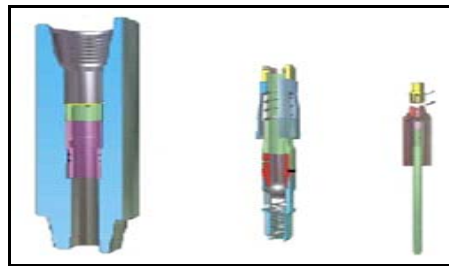


Figura 2-17. Preventor de caída.

La válvula de retención se lanza por el interior de la tubería de perforación y se hace descender bombeando el fluido de perforación. Hasta llegar al dispositivo de fijación instalado; la válvula ancla y empaqueta cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la tubería de perforación.

Otro tipo de preventores interiores son los conocidos como válvulas de contrapresión tipo charnela y pistón; su utilización es recomendable en la sarta de

perforación porque permite el manejo de obturantes e inclusive la colocación de tapones.



Figura 2-18. Válvulas tipo charnela.

2.14.4 VÁLVULAS DE COMPUERTA

Las válvulas de compuerta son parte esencial del equipo de control superficial y se localizan en los múltiples del tubo vertical y de estrangulación; en las líneas de matar y estrangular principalmente. También se localizan en los diferentes cabezales de tuberías de revestimiento conforme avance la perforación del pozo.

Deben considerarse factores tales como: presiones anticipadas de la formación y en la superficie, método de control a usarse, situación ambiental del pozo; corrosividad, volumen, toxicidad y abrasividad de los fluidos.



Figura 2-19. Válvulas de compuerta.

Existen tres tipos de válvulas de compuerta:

- De sellos flotantes.
- De equilibrio de presiones.
- De acuñaamiento.

2.15 SISTEMA DESVIADOR DE FLUJO (DIVERTERS)

El sistema desviador de flujo se utiliza como un medio de control del pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores.



Figura 2-20. Sistema desviador de flujo.

Las prácticas recomendadas API RP-53 establecen los criterios para seleccionar, instalar y operar los equipos de sistemas desviadores de flujo (diverters).

Un desviador de flujo puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación, tubería de revestimiento o lastra barrenas, y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o parar el flujo, sino más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue, derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal, evitando así el fracturamiento de las formaciones, con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

Cuando se inicia la perforación de un pozo terrestre, se introduce y cementa una TR conductora a poca profundidad. En el caso de pozos en plataformas costa afuera, por lo general se instala una TR conductora de gran diámetro por debajo del fondo (lecho) marino.

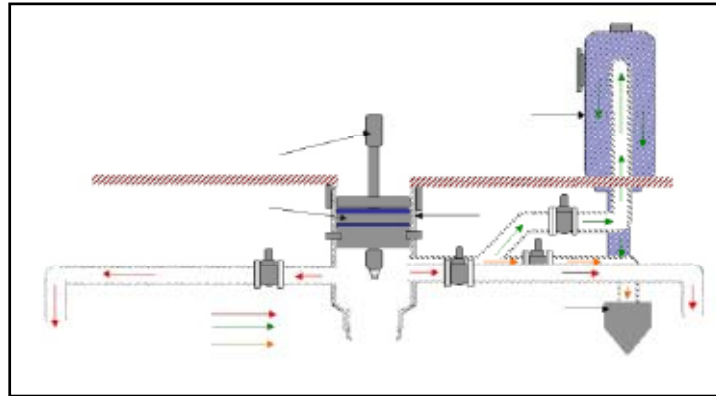


Figura 2-21. Esquema de instalación del desviador de flujo.

El sistema desviador de flujo se instala sobre la tubería conductora o estructural. Básicamente, consiste de un preventor anular (esférico) o cabeza giratoria con el diámetro interior suficiente que permita pasar la barrena para perforar la siguiente etapa. Debajo del desviador deberán instalarse líneas de desfogue de diámetro adecuado y de una longitud suficiente para dirigir los flujos provenientes del pozo lejos de la unidad de perforación.

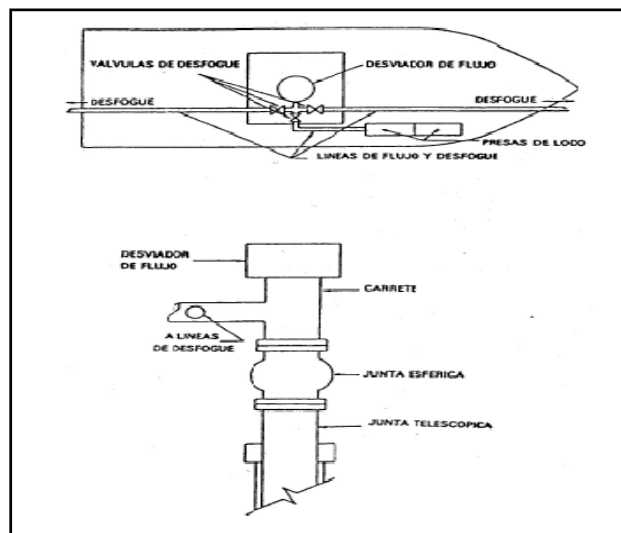


Figura 2-22. Desviador de flujo en una unidad flotante

Las válvulas instaladas en las líneas de ventea deberán ser de paso completo y abrir automáticamente en cuanto se cierre el desviador de flujo.

2.16 EQUIPOS PARA LA DETECCIÓN TEMPRANA DE INFLUJOS²

Existen equipos mínimos requeridos para la detección temprana de influjos (detectores primarios):

- Medidor de nivel de fluido en las presas (totalizador de volumen, PVT).
- Indicador del flujo del espacio anular (medidor de flujo diferencial).
- Tanque de viajes.
- Detectores de gas.
- Equipo complementario (detector secundario), para confirmación del brote o detección tardía.

2.16.1 SISTEMA PVT

Monitoriza y registra el volumen total de fluido en las presas y su variación.

COMPONENTES

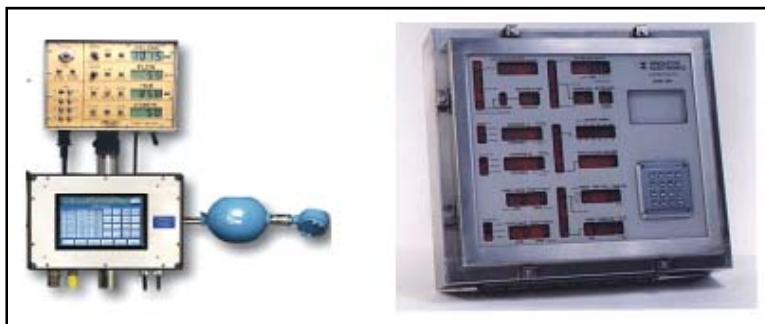


Figura 2-23. Componentes del sistema PVT.

- Flotadores y potenciómetros que miden el nivel de fluido en las presas y envían señal eléctrica proporcional.

- Totalizador electrónico que registra y muestra el volumen total y los cambios de volumen.
- Sistema de alarmas audio visuales.

2.16.2 INDICADORES DE FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR (LÍNEA DE FLOTE)

Tiene la función de detectar los cambios en el flujo que retorna del pozo.

COMPONENTES

- Sensor electromecánico.
- Registrador electrónico.
- Grabadora (opcional).

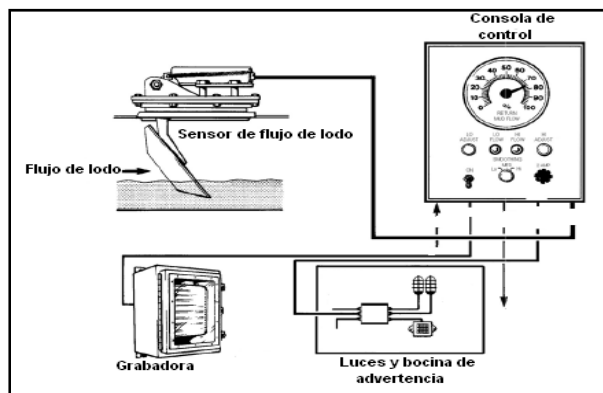


Figura 2-24. Sistema PVT con indicador de flujo

2.16.3 TANQUE DE VIAJES

Es un dispositivo que mide el desplazamiento de los tubulares entrando y saliendo del pozo para la detección temprana de flujos imprevistos en el pozo.

COMPONENTES

- Tanque de volumen conocido y calibrado (comúnmente de 30 a 50 [Bls]).
- Sistema de medición o calibración sensible.
- Bomba de centrifuga con motor eléctrico para llenar el pozo.

- Líneas de llenado y de descarga.
- Línea de sobre flujo saliendo de la línea de retorno del anular (línea de flote).

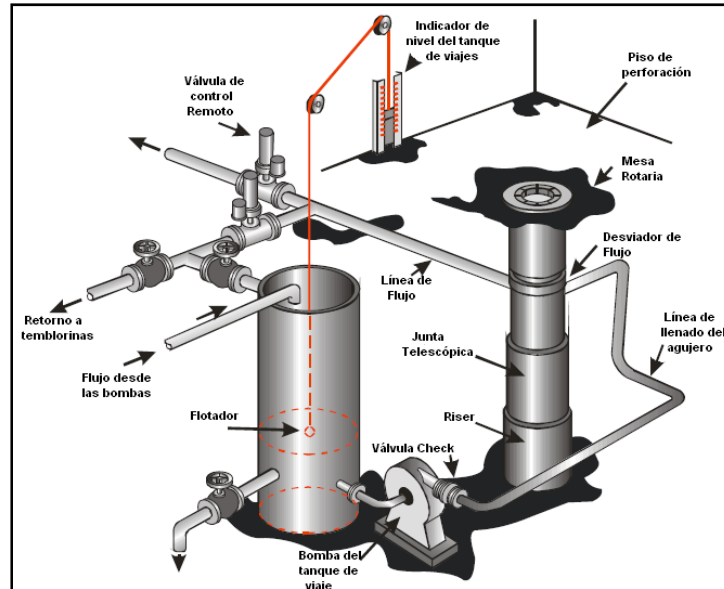


Figura 2-25. Esquema de los componentes del tanque de viajes

2.16.4 DETECTOR DE GAS



Figura 2-26. Principales sensores detectores de gas.

COMPONENTES

- Trampa de gas. Se ubica por lo general en las cajas de la temblorinas.

- Analizador de gas. Reporta el contenido de gas en unidades de gas o en porcentaje.
- Líneas de conducción. Transportan el gas desde la trampa hasta el analizador.
- Registrador. Muestra el valor del gas reportado por el analizador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Petróleos Mexicanos, Gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. **Estandarización de Conexiones Superficiales de Control (Manual de referencia)** D. R. 2003.
 2. Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. **Programa de Acreditación en Control de Pozos**, Wellcap.
-