



**UNIVERSIDAD VERACRUZANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA**

**“SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN
POZOS PETROLEROS”**

MONOGRAFÍA

**Que para obtener el título de:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTA:
ARIEL DE JESÚS RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ**

**DIRECTOR:
DR. JORGE ARTURO DEL ÁNGEL RAMOS**



XALAPA, VER.

ENERO 2014



UNIVERSIDAD VERACRUZANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



AL C.
ARIEL DE JESUS RODRIGUEZ HERNANDEZ
P R E S E N T E.

EN RELACION A SU SOLICITUD RELATIVA, ME ES GRATO TRANSCRIBIR A USTED A CONTINUACIÓN EL TEMA QUE APROBADO POR EL H. CONSEJO TÉCNICO Y LA DIRECCIÓN DE ESTA FACULTAD QUE PROPUESTO POR ING. JORGE ARTURO DEL ANGEL RAMOS DESARROLLE CON LA MODALIDAD DE MONOGRAFIA DE INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESION EN POZOS PETROLEROS

	INTRODUCCION
CAPITULO I	PRINCIPIO DE OPERACIÓN
CAPITULO II	DESCRIPCION DEL EQUIPO
CAPITULO III	CLASIFICACION DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE PRESION
CAPITULO IV	PRECAUCIONES PARA EL PERSONAL Y CON EL EQUIPO
CAPITULO V	ESTIMACION DE CANTIDAD DE PESOS REQUERIDOS
CAPITULO VI	INSTRUCCIONES PARA OPERACIÓN
	CONCLUSION
	REFERENCIAS

ATENTAMENTE.

XALAPA, VER. A 27 DE NOVIEMBRE DEL 2013.

ING. MIGUEL A. VELEZ CASTILLEJOS
SECRETARIO

*jcc

Dedicatorias

A Dios.

*Por mostrarme que con voluntad y fe se puede tener una vida plena y satisfactoria.
A ti que me enseñaste las soluciones a mis problemas.*

A mis padres.

Que a pesar de ya no estar juntos me aconsejaron, ayudaron y apoyaron de tal forma que me motivaron a realizar esta obra y culminar así mis estudios universitarios. Espero su amistad dure por siempre como mi amor por ustedes.

A mi novia.

Que desde el inicio de esta obra me aconsejó, animó y motivó aun en tiempos difíciles. Espero nuestro amor sea duradero como este trabajo y siempre sea tu modelo a seguir.

Índice

Introducción.....	8
Capítulo 1- Principio de Operación.....	10
1.1. Objetivo del Equipo de Control de Presión.....	10
1.2. Desarrollo de Técnicas y Equipos.....	13
1.3. Estándares Relevantes de Diseño y Manufactura.....	14
1.4. Estándares de la Industria.....	15
1.5. Materiales usados en el Equipo para control de Presión.	17
1.6. Efectos de Temperaturas Extremas.	18
Capítulo 2 - Descripción del Equipo.	19
2.1. Partes Principales.	21
2.2. Unidad de Inyección de Grasa y Control Hidráulico.....	41
2.3. Prueba de Presión.....	46
Capítulo 3 - Clasificación de los Equipos.	50
3.1. Presión de Trabajo, Presión de Prueba y Tipo de Servicio.	50
3.2. Calculo de peso teórico requerido.....	53
Capítulo 4 - Precauciones para el Personal y con el Equipo.....	57
4.1. Seguridad Básica.....	57
4.2. Responsabilidad.....	57
4.3. Antes de Partir para el Trabajo.....	58
4.4. Equipo de Presión – Qué Hacer y Qué No Hacer.	61
4.5. Panorama General del H ₂ S sobre el Personal.	62
4.6. Equipo de Protección Personal.	64
4.7. Concentraciones de H ₂ S y sus efectos.	64

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

4.8. Efectos al Equipo ocasionados por Corrosión e Hidrocarburos	65
Capítulo 5 - Estimación de Cantidad de Pesos Requeridos.....	70
5.1. Calculo de la Presión Esperada en un Pozo.....	70
5.2. Peso Necesario para Bajar las Herramientas.....	73
Capítulo 6 - Instrucciones para Operación.....	87
6.1. Procedimientos de Instalación.....	87
6.2. Prueba de Presión.....	91
6.3. Ejecutando el Trabajo.....	92
6.4. Registrando.....	95
6.5. Saliendo del Pozo.....	96
Conclusión.....	102
Bibliografía	103

Índice de Figuras

Fig.1. 1 Pruebas más comunes de Impacto.....	17
Fig.2. 1 Equipo para Control de Presión.....	20
Fig.2. 2 Sistema de Suministro de Grasa.....	22
Fig.2. 3 Inyección de Grasa.....	24
Fig.2. 4 Válvula Check.....	25
Fig.2. 5 Válvula de Seguridad Tipo Balín.....	26
Fig.2. 6 Válvula de Seguridad Tipo Balín.....	27
Fig.2. 7 Partes Head Catcher.....	28
Fig.2. 8 Lubricadores.....	29

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Fig.2. 9 Uniones.	31
Fig.2. 10 Trampa de la Herramienta.....	32
Fig.2. 11 Rams.	33
Fig.2. 12 BOP.....	35
Fig.2. 13 BOP Hidráulico.....	36
Fig.2. 14 BOP de Rams Múltiples.	37
Fig.2. 15 Inyección de Grasa BOP.	38
Fig.2. 16 Válvula de Igualación.	39
Fig.2. 17 Adaptador Para el Cabezal del Pozo.....	40
Fig.2. 18 Unidad de inyección de grasa.	42
Fig.2. 19 Ejemplo de Tablero de Control.	44
Fig.2. 20 Ejemplo de Graficador de Presión.....	49
Fig.2. 21 Patín para Prueba de Presión.	49
Fig.3. 1 Pesos de la Herramienta Requeridos para Contrarrestar la Presión en el Cabezal del Pozo.	56
Fig.5. 1 Presión en el pozo vs Peso de la barra de contrapeso.	77
Fig.5. 2 Gravedad específica del aceite, agua y lodo.	79
Fig.5. 3 Peso de la Herramienta en Fluido del Pozo.	85
Fig.6. 1 Armado del Cabezal de Inyección de Grasa del WHE.	88
Fig.6. 2 Interconexión del Control Hidráulico/Grasa al WHE.	90
Fig.6. 3 Diagrama de Profundidad del Cable.....	94
Fig.6. 4 Ejemplo de Tipo de Pozo.	95
Fig.6. 5 Cañón Agrietado.....	97
Fig.6. 6 Cables Dañados.....	98
Fig.6. 7 Diagrama de Válvulas Conexiones.....	101

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Índice de Tablas

Tabla 3. 1 Equipo de control de presión.	51
Tabla 4. 1 Concentraciones y Efectos del H ₂ S.....	65
Tabla 5. 1 Presión esperada en el pozo (psi).....	73
Tabla 5. 2 Diámetros del cable.	74
Tabla 5. 3 Condiciones del pozo.	75
Tabla 5. 4 Tabla de Cálculos.	84

Introducción

En México, la industria petrolera ha tenido diversas dificultades para la exploración y producción de pozos petroleros. Una de las principales dificultades es la presión de fluidos almacenada en un yacimiento, la cual se ha ido controlando mediante el desarrollo de sistemas tecnológicos complejos. Sin embargo, la falta de desarrollo tecnológico de la nación ha obligado a adquirir tecnologías extranjeras, seguras y eficientes, que faciliten la exploración y producción de pozos petroleros en territorio mexicano.

Un sistema de control de presión no sólo deberá satisfacer completamente las condiciones de operación, si no también deberá tener un rango de tolerancia en caso de que la presión del pozo sea mayor a la presión esperada. Para esto es necesario realizar un estudio basado en las características de cada pozo antes de seleccionar un sistema de control de presión. Un buen estudio de la zona productora permitirá operaciones menos riesgosas, económicas y rápidas. Para lograr lo anterior, es conveniente conocer las partes que conforman dicho sistema, así como su funcionamiento, clasificación y rangos de presión máxima soportada por el equipo.

La presente monografía tiene como objetivo general facilitar la información general necesaria acerca de los sistemas de control de presión en pozos petroleros en nuestro país, así como invitar al lector interesado a mantener dicha obra como una guía para futuras operaciones en el área de control de presión.

Como primer objetivo se tiene el mostrar el principio básico de operación, tanto definiciones como características necesarias para hacer una buena selección del equipo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

El objetivo numero dos es describir las partes que conforman el sistema de control de presión para poder entender el funcionamiento del sistema.

El objetivo tres es mostrar la clasificación del sistema, tanto por el tipo de servicio como por su resistencia a la presión, con lo cual se puede seleccionar el equipo de control de presión de manera confiable.

El objetivo cuatro tiene como finalidad enseñar los principios de seguridad tanto para el personal como para el equipo seleccionado en el área de trabajo, además de dar a conocer los síntomas y las consecuencias de entrar en contacto con el ácido sulfhídrico, de esta forma se pueden evitar accidentes o daños serios al sistema.

Por último, los objetivos cinco y seis son guiar paso a paso el cálculo de pesos requeridos en el sistema, mostrar el procedimiento para la operación del sistema de control de presión y enseñar cómo se debe preparar el equipo, así como realizar las pruebas de presión necesarias antes de la operación en el pozo para poder llevar a cabo una segura y eficiente operación en el pozo.

Capítulo 1- Principio de Operación.

1.1. Objetivo del Equipo de Control de Presión.

La perforación de la TR (tubería de revestimiento), el cemento y la formación por medio de las pistolas, tiene por objetivo establecer la comunicación de los fluidos del yacimiento hacia el pozo y de ahí a la superficie. Antes del disparo, generalmente, no se tiene ninguna presión en la cabeza del pozo. Al perforar la tubería, puede haber una manifestación de presión y durante las operaciones subsiguientes de disparo se tendría que bajar la herramienta en contra de la presión del pozo. Para lograr esto, es necesario contar con un equipo en la superficie que nos permita el movimiento del cable electromecánico, manteniendo un sello de la presión, este es el equipo de control de presión. Este equipo especial se debe seleccionar de acuerdo a las condiciones esperadas de presión y fluido.

Las operaciones en pozos con presión involucran dos consideraciones primarias: Seguridad y Eficiencia. Ningún trabajo de presión será una rutina. Siempre que la presión sea un factor de riesgo, existirá peligro para el personal y el equipo. El equipo de control de presión que se usa, está diseñado para minimizar estos riesgos, pero el uso de este equipo disminuye necesariamente la eficiencia, al incrementar el tiempo de armado requerido.

Para maximizar ambas, la Seguridad y la Eficiencia, entonces se debe planear cualquier trabajo que involucre presión, para esto se deben conocer las condiciones bajo las cuales se operará.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- ***¿Cuál es la presión esperada?***

La respuesta correcta determinará el rango de presión del equipo de control y sus accesorios, también determinará los contrapesos que se necesitan para bajar en contra de la presión del pozo. Por ejemplo, la solicitud de servicio dice que no esperan más de 3,000 psi durante la operación de disparo y se selecciona el equipo basado en esta presión. Pero la presión del yacimiento puede ser de 11,000 psi balanceada por una presión hidrostática de 8,000 psi; si todo resulta bien, la presión resultante será una presión diferencial de 3,000 psi, pero si algo resulta mal, podría enfrentarse con 11,000 psi y no sería posible contener esta presión con el equipo seleccionado, por lo que se debe aprender todo lo posible sobre las condiciones del pozo para poder tomar una buena decisión con respecto al equipo y la operación.

- ***¿El pozo contiene Fluido o Gas?***

Las operaciones en pozos con gas presentan problemas potenciales que no se encuentran en los pozos con fluidos. La respuesta a esta pregunta determinará algunos de los materiales que se deben llevar al pozo.

- ***¿Cuáles son las características físicas del cabezal del pozo?***

Se debe conocer el tipo de conexión que se tiene en el pozo, sus medidas y rangos de la TR y la tubería o Liner, para que se puedan seleccionar los adaptadores y la herramienta de fondo adecuada.

- ***¿Se debe continuar parte de las operaciones en la noche?***

Las operaciones nocturnas se consideran anormales, pero algunas veces son necesarias. Una respuesta afirmativa requiere de una preparación adicional para asegurar el éxito de la operación.

- ***¿Hay corrosivos presentes?***

Algunos pozos contienen en forma natural compuestos corrosivos como el ácido sulfhídrico (H₂S), dióxido de carbono (CO₂), etc., y otros pozos contienen corrosivos introducidos tales como los ácidos para fracturar. El H₂S es un veneno mortal que no solo puede matar a un ser humano, sino que también ataca el metal del equipo por su capacidad de penetración. La presencia de H₂S y cualquier otro corrosivo requiere de extrema precaución que deberá planearse con anticipación.

1.1.1. Equipo Superficial de Control.

Una operación con cable y equipo para control de presión, es aquella que nos permite controlar la presión del pozo en la superficie, para poder bajar las herramientas de registros con la seguridad requerida tanto para el personal como para el equipo.

El equipo que nos permite efectuar operaciones en pozos de alta presión no es nuevo. Conforme el tiempo va pasando, y existiendo campos que se están agotando, la cantidad de trabajo en agujero abierto (perforación) tiende a disminuir. Así, en un tiempo aproximado, cuando pozos en producción necesitan ser reparados y son requeridos equipos de producción para señalar posibles problemas y ayudar a diagnosticar que tratamiento puede ser necesario. Por consiguiente, el personal de registros necesita ser entrenado adecuadamente en las técnicas requeridas para registros en pozos de producción con alta presión para mantenerse juntos a esta creciente demanda de servicios.

Ahora es momento para que el personal de registros conozca perfectamente la operación e instruirse en cómo usar este equipo, instalarlo y desinstalar en el pozo y así como mantener una adecuada secuencia de trabajo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Desafortunadamente algunos consideran un trabajo de presión como una cosa que no representa ninguna dificultad. Ciertamente un trabajo sin presión debe ser considerado como una “rutina”. Trabajos con alta presión son, por su misma naturaleza, peligrosos. El peligro muchas veces es aumentado debido al hecho de que el equipo de presión es solicitado por el cliente cuando ya existe un problema. El armado y el uso del equipo puede muchas veces requerir de una buena parte de la habilidad de la cuadrilla.

1.2. Desarrollo de Técnicas y Equipos.

El equipo para el control de presión describe la técnica de introducir un cable eléctrico o una línea no conductora a pozos perforados o en producción para ejecutar operaciones y obtener información cuando hay presión o cuando hay probabilidad de presión en el pozo. La industria petrolera, durante los últimos años ha estado enormemente mejorada por el desarrollo de técnicas para obtener información de los pozos.

1.3. Estándares Relevantes de Diseño y Manufactura.

1.3.1. Fundamentos del Diseño.

Cuando se diseña una pieza de equipo que contiene presión, el material es escogido en base a su “resistencia al rompimiento”. La resistencia al rompimiento, normalmente medida en libras por pulgada cuadrada (psi), es la tensión a la cual el material exhibe una desviación específica de la proporcionalidad de la tensión al rompimiento, o más simplemente, a la cual el material comienza a exhibir una deformación permanente bajo tensión. Los materiales metálicos fallan (rompen) a una tensión por encima de la resistencia al rompimiento.

1.3.2. Factor de Seguridad.

El equipo que contiene presión es diseñado para trabajar con un margen subsiguiente de seguridad que permita las diversas variables e incertidumbres, tales como las variaciones de resistencia al rompimiento de los materiales, las aproximaciones en los cálculos de diseño, las concentraciones de tensión, las tolerancias de torneado, etc. Tal margen de seguridad es encapsulado en el “Factor de Seguridad” (FS), definido como:

$$FS = \text{Mínima Resistencia al Rompimiento} / \text{Diseño de Tensión de Trabajo}$$

Por ejemplo, un factor de seguridad 2 significa que el diseño de tensión de trabajo fue solamente la mitad de la mínima resistencia al rompimiento del material usado.

1.3.3. Presión de Trabajo (WP-Working Pressure).

La selección del FS y de la resistencia al rompimiento de los materiales define la especificación de presión del equipo, generalmente expresado en psi (libras por pulgada cuadrada), Presión de Trabajo, WP. Esta es la máxima presión permisible la cual nunca debe ser excedida durante las operaciones del equipo en el campo. Las especificaciones normales de presión de trabajo son 3,000 psi y 10,000 psi.

1.3.4. Presión de Prueba (TP-Test Pressure).

Para asegurar una operación adecuada a WP, el equipo de presión es probado a una presión máxima mayor que o igual al WP, definida como la Presión de Prueba TP. El valor de TP es recomendado por el fabricante y a menudo exigido por los estándares de la industria. Para el equipo de control de presión (WHE, por sus siglas en inglés), normalmente $TP = 2xWP$ para especificaciones de presión de trabajo hasta 5,000 psi, y $TP=1.5xWP$ para especificaciones de 10,000 y mayores. Obviamente, el multiplicador debe ser más pequeño que el factor de seguridad.

1.4. Estándares de la Industria.

El equipo para control de presión debe estar diseñado y fabricado de acuerdo a los estándares API 6 A (American Petroleum Institute, Specification 6 A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment) y para equipo de H₂S, NACE MR-01-75 (National Association of Corrosion Engineers). El API 6 A define los criterios de diseño y las pruebas para todos los equipos que contienen presión y son utilizados en un cabezal de pozo, mientras que NACE MR-01-75 define el tipo de materiales metálicos que son permitidos en las condiciones donde esté presente H₂S.

Todo el equipo para control de presión está fabricado ya sea de acuerdo a las especificaciones API 6 A o a ambas. La temperatura de diseño es de -30°C a 131°C (-20°F a 250°F).

El equipo que está en conformidad con los estándares de NACE es normalmente construido con aleaciones de acero que tiene una dureza reducida y una resistencia al rompimiento reducida. Como consecuencia todos los equipos que contienen presión tienen paredes más gruesas y es más pesado que el equipo estándar.

1.4.1. Dureza (Hardness).

La dureza es una propiedad del material para resistir impresión bajo una carga especificada. La dureza es medida ya sea en dureza Brinell o dureza Rockwell, con los métodos descritos en el ASTM-E 10 (Brinell) o ASTM-E 18 (Rockwell).

Los números de dureza Rockwell están citados con un símbolo ("B", "C") dependiendo del tipo de penetrador y carga utilizada para la prueba.

1.4.2. Pruebas de Impacto.

En condiciones muy frías, el acero tiende a ser más quebradizo y puede romperse bajo impacto. Para definir la resistencia de los materiales en ambientes fríos, una prueba de dureza es efectuada (Dureza = capacidad de resistir golpes de cargas). Las pruebas más comunes de impacto son las pruebas de Charpy e Izod, descritas en el ASTM E23, figura 1.1.

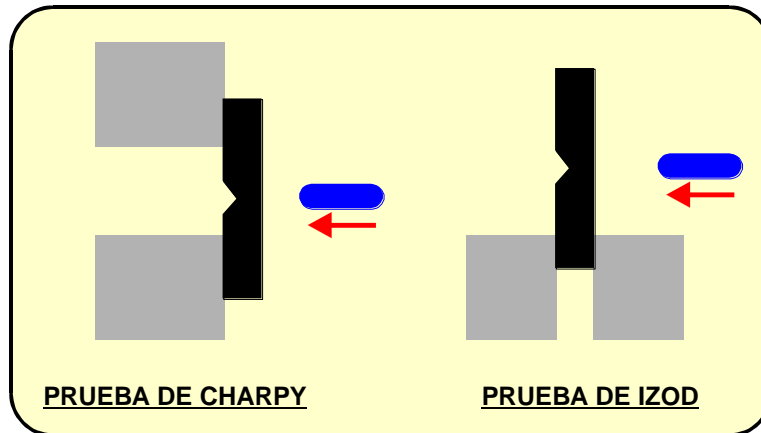


Fig.1. 1 Pruebas más comunes de Impacto.

1.5. Materiales usados en el Equipo para control de Presión.

La mayoría del acero utilizado en el equipo para control de presión es:

- Acero 4140 o 4340 AISI acero de baja aleación, con 18-22 HRC (Rockwell “C” Hardness) y 80,000 psi mínima resistencia al rompimiento.

Este material ofrece lo más favorable en la relación dureza, peso y costo. Si un precio bajo y acero al carbón normal es usado, la dureza es reducida y se incrementa el nivel de la cantidad de material requerida, incrementando el peso total del ensamble. La aleación de acero de alta dureza reduce el peso pero el costo se incrementa.

- El material para Servicio Estándar con 30-36 HRC y 110,000 psi de mínima resistencia al rompimiento.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- AISI-American Iron and Steel Institute y el Numero AISI es un sistema de grados para los aceros.

Dependiendo de la dureza, el peso y considerando el costo, otras aleaciones tales como: aceros puros, monel, acero a carbón o Titanio son también usados basándose en las aplicaciones y requerimientos.

1.6. Efectos de Temperaturas Extremas.

Temperatura Caliente: La mayoría de los metales usados son generalmente apropiados para temperaturas de pozos sobre el límite puesto por el sello (elastómero) usado en el equipo para control de presión. En casos especiales (operaciones geotérmicas) el WHE puede ser sometido a temperaturas tan altas como 500°F. en estos casos, además de utilizar sellos de sistemas especiales, la máxima presión de trabajo de WHE es disminuida.

1.6.1. Sellos Herméticos.

Obviamente nuestro equipo de presión requiere de conexiones herméticas. Una forma de alcanzar esto es el uso de conexiones enroscadas con un sello metal a metal, otro método es usar un sello u O-ring, y un tercer método es usar una conexión bridada.

Capítulo 2 - Descripción del Equipo.

El equipo para control de presión se encuentra en una gran variedad de rangos y dimensiones y se selecciona de acuerdo a las necesidades particulares de trabajo.

Las partes principales que conforman el equipo para control de presión con cable son las que se mencionan a continuación figura 2.1:

1. Cabeza de Control (Control Head).
2. Insertos.
3. Inyección de Grasa (Head Grease Injection).
4. Válvula No Flujo de Balín (Ball Check Valve).
5. Atrapador de Herramienta (Tool Catcher).
6. Lubricadores (Risers).
7. Trampa de herramienta (Tool Tramp).
8. Válvula para Cable (BOP).
9. Adaptador al Cabezal del Pozo (Wellhead Adapter).

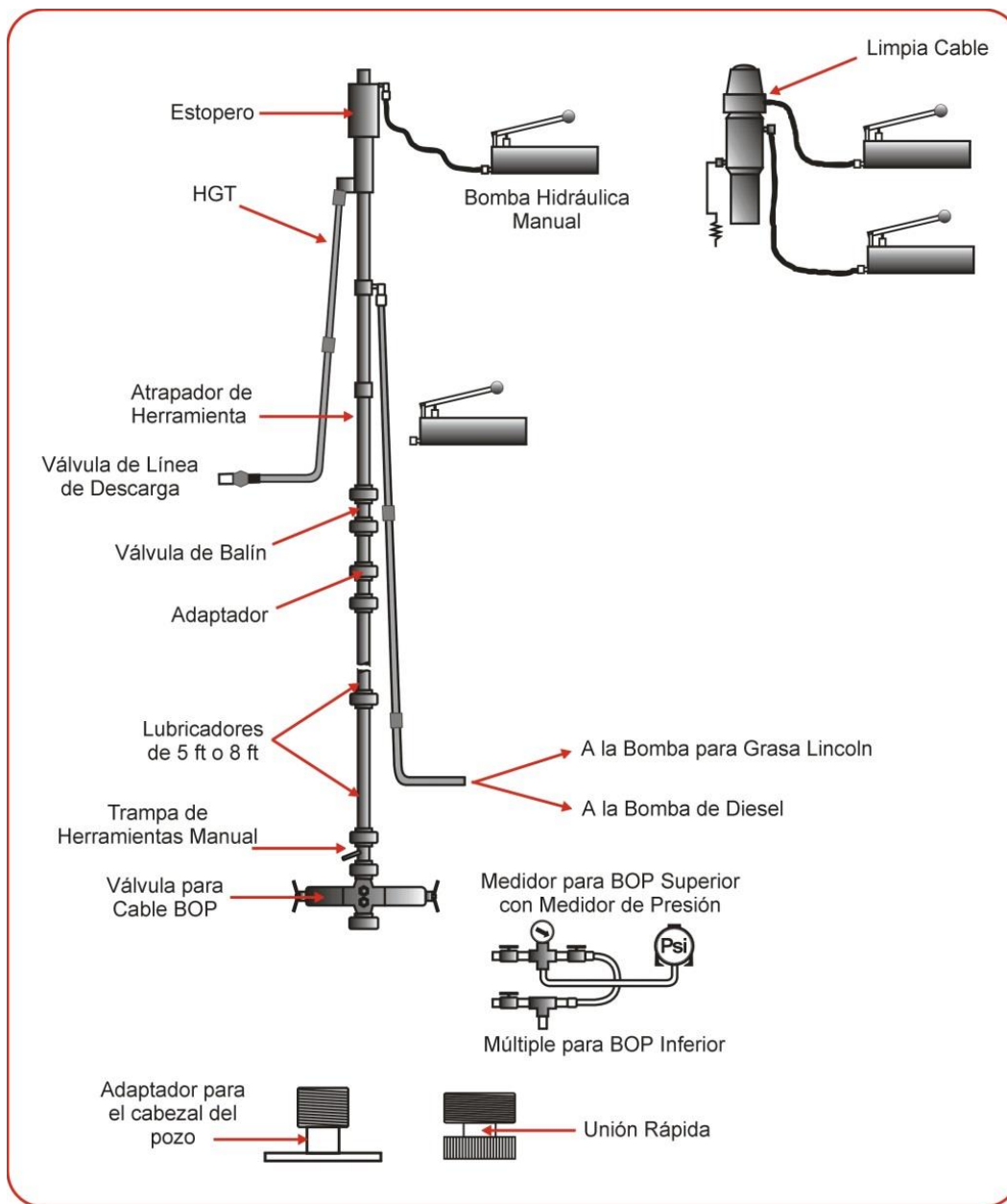


Fig.2. 1 Equipo para Control de Presión.

2.1. Partes Principales.

2.1.1. Cabeza de Control.

Este componente proporciona una entrada libre de fuga para un cable conductor dentro de un pozo de aceite o gas con alta presión; consiste de los tubos de flujo, un empaque de hule y un estopero opcional (pack off).

- *Tubos de Flujo*: los tubos de flujo son tubos de 14 pulgadas de longitud los cuales tienen un diámetro interior ligeramente mayor que el cable (alrededor de 0.004" mayor). Regularmente se usan de 3 a 5 de estos tubos, o en otras circunstancias más. Este elemento del equipo permite el control de la presión del pozo a la vez que permite el movimiento libre del cable. El sello libre de presión se mantiene por una grasa gruesa y viscosa que es bombeada entre un espacio anular formado entre el cable y los tubos de flujo.
- *Estopero (pack off)*: la segunda parte de sello de grasa es el estopero, el cual se localiza inmediatamente arriba de los tubos de grasa. Es usado para sellar alrededor del cable en una emergencia o cuando el cable debe estar estacionario por un período largo de tiempo. El pack off también impide la exposición del personal en el lugar de químicos dañinos y/o gases que están presentes en el pozo, minimizando o impidiendo la contaminación.
- *Empaque de Hule*: el elemento de empaquetamiento el cual sella alrededor del cable está alojado dentro del cuerpo porta empaque para que el ensanchamiento externo o estiramiento del elemento sea muy justo.

2.1.2. Insertos.

Los tubos de flujo son maquinados a una tolerancia muy estrecha. La armadura del cable pasando a través de los tubos de flujo obviamente tiene una tendencia al desgaste y a la ampliación del tubo. Para evitar esto, son colocados insertos de carburo de tungsteno en cada extremo del tubo.

La función de los insertos es centralizar el cable en los tubos para evitar que el tubo sea expuesto a excesivo desgaste. El cuerpo del inserto está situado en el estopero.

2.1.3. Inyección de Grasa.

El corazón de un sistema de control de presión es la grasa y el sistema de suministro de grasa (figura 2.2). Este sistema puede ser dividido en los siguientes elementos:

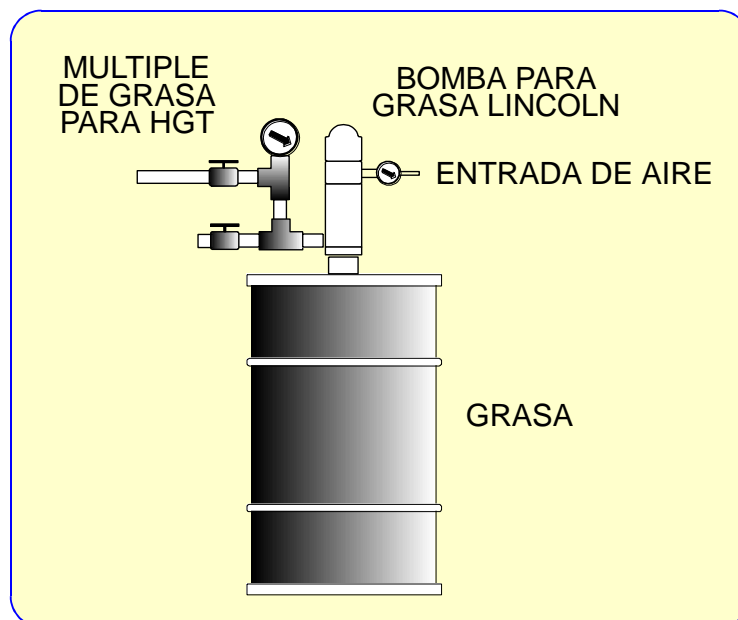


Fig.2. 2 Sistema de Suministro de Grasa.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- *Depósito de Grasa:* hay varios tipos de grasa en el mercado para usar en la inyección de grasa con cable. Cada uno de estos fluidos tienen características específicas con respecto a: viscosidad, temperatura, anticorrosión, coeficiente gasto, entre otros. Debe de hacerse un estudio cuidadoso acerca de la temperatura y la presión esperada antes de seleccionar la grasa. Toda viscosidad de grasa disminuye con el incremento de la temperatura. Una grasa que es usada en tiempo de calor puede tener una alta viscosidad tal que no se podrá bombear a 10°F en tiempo de invierno.
- *Bomba de Grasa:* una variedad de bombas de grasa están disponibles. Están divididas en dos categorías:
 1. *Operadas neumáticamente.*
 2. *Operadas hidráulicamente.*
- *Múltiple para Inyección de Grasa:* el múltiple para inyección desgrasa es mostrado en la figura 2.3. Este consiste en dos “T”, un medidor de presión y una válvula de aguja. Es usado para monitorear la presión de salida de la grasa desde la bomba. Esta provista de dos puertos de salida. En el puerto superior está puesto una válvula de aguja y puede ser usado para probar con presión el equipo para presión (WHE) o para la inyección de grasa en el BOP.

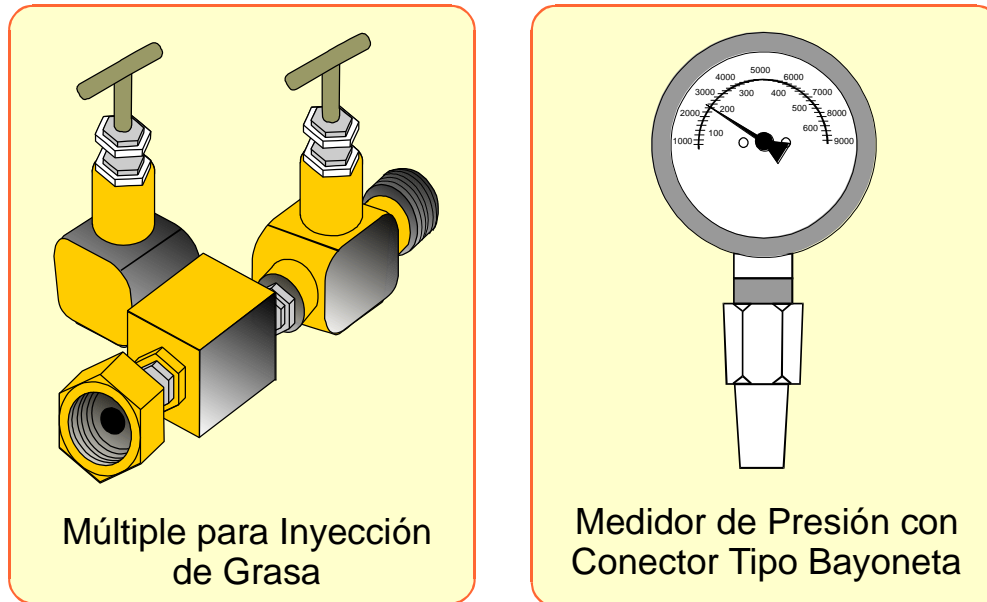


Fig.2. 3 Inyección de Grasa.

En la figura se muestra el medidor de presión enroscado directamente a la “T”. Para una mejor conexión se usa un conector rápido tipo bayoneta y un diafragma sello. El conector tipo bayoneta permite fácilmente quitar el medidor.

- *Mangueras para grasa:* casi todas las mangueras de alta presión para inyección de grasa son mangueras Polyflex. Estas mangueras y sus conexiones en el extremo deberán ser continuamente inspeccionadas por daños y deberán ser hidráulicamente probadas en intervalos regulares de tiempo para asegurar su integridad de presión. A partir de experimentos prácticos realizados, se señala que:
 - Las mangueras de alta presión actúan como un estrangulador.
 - Cuanto más larga sea la manguera, mayor será la caída de presión.
 - Cuanto menor sea el diámetro interno, mayor será la caída de presión.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- *Válvula Check*: la manguera que termina en el cabezal de control HGT está acoplada a este por una válvula Check. La válvula Check tiene una flecha estampada sobre el cuerpo para indicar el flujo de grasa. La grasa no fluirá en la dirección opuesta, así el Check está instalado correctamente.

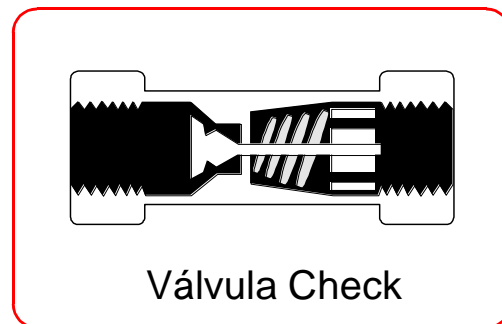


Fig.2. 4 Válvula Check.

El propósito de la válvula Check es asegurar que la presión del pozo no sea aplicada a la bomba en el caso de que un sello de grasa falte, y prevenir que el fluido del pozo escape, si por ejemplo, una manguera falla.

2.1.4. Válvula No Flujo de Balín.

El uso de una válvula de seguridad Check de balín, figura 2.5, deberá ser obligatorio para todas las operaciones en pozos de aceite o gas bajo presión.

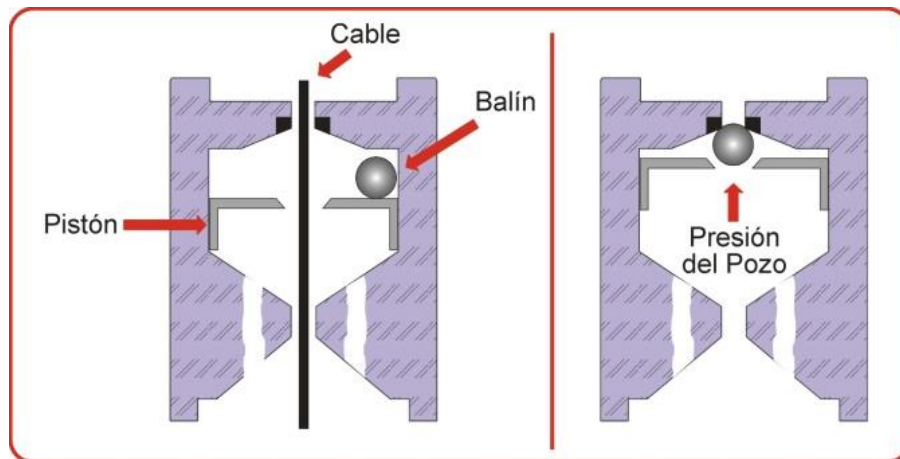


Fig.2. 5 Válvula de Seguridad Tipo Balín.

La válvula está instalada en la parte superior de los lubricadores justo abajo del cabezal de control de inyección de grasa. Esta válvula es un mecanismo de seguridad el cual es capaz de cerrar en el pozo cuando el cable es desprendido de la herramienta y llevado fuera del pozo. Esta válvula es cerrada por el flujo del fluido del pozo. Una vez que el balón asienta, la presión del pozo mantiene el sello. En la figura 2.6 se ve el corte de su sección transversal.

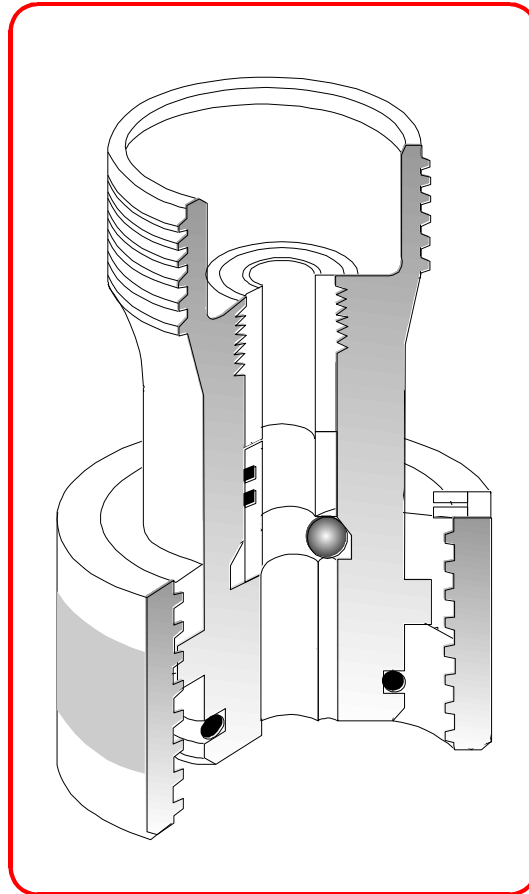


Fig.2. 6 Válvula de Seguridad Tipo Balín.

2.1.5. Atrapador Hidráulico de Herramienta.

El Atrapador de cabeza (Head catcher) es un mecanismo de seguridad instalado en la parte superior de los lubricadores para automáticamente atrapar en el cuello de pesca de una cabeza del cable. Esto evita que la herramienta se pierda si es lanzada accidentalmente hacia arriba contra la parte superior de los lubricadores, desprendiendo el cable de la cabeza.

Un Atrapador de herramienta es más comúnmente usado en operaciones costa fuera, en donde el riser marino es usado para alojar todo lo largo de las herramientas de registro y forma parte del equipo para control de presión.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

El Atrapador de cabeza usa unas “uñas activadas por un resorte” para atrapar el cuello de pesca de una cabeza de cable. El Atrapador está disponible de dos modelos, una usa conexión unión a unión, lo cual permite que el Atrapador sea colocado arriba de la unión de los lubricadores y debajo de la unión del cabezal de control de grasa. El otro también puesto arriba de los lubricadores pero tienen una conexión a tubo de flujo en el extremo superior con una válvula Check de balón de seguridad empotrado en el interior de ella (figura 2.7).

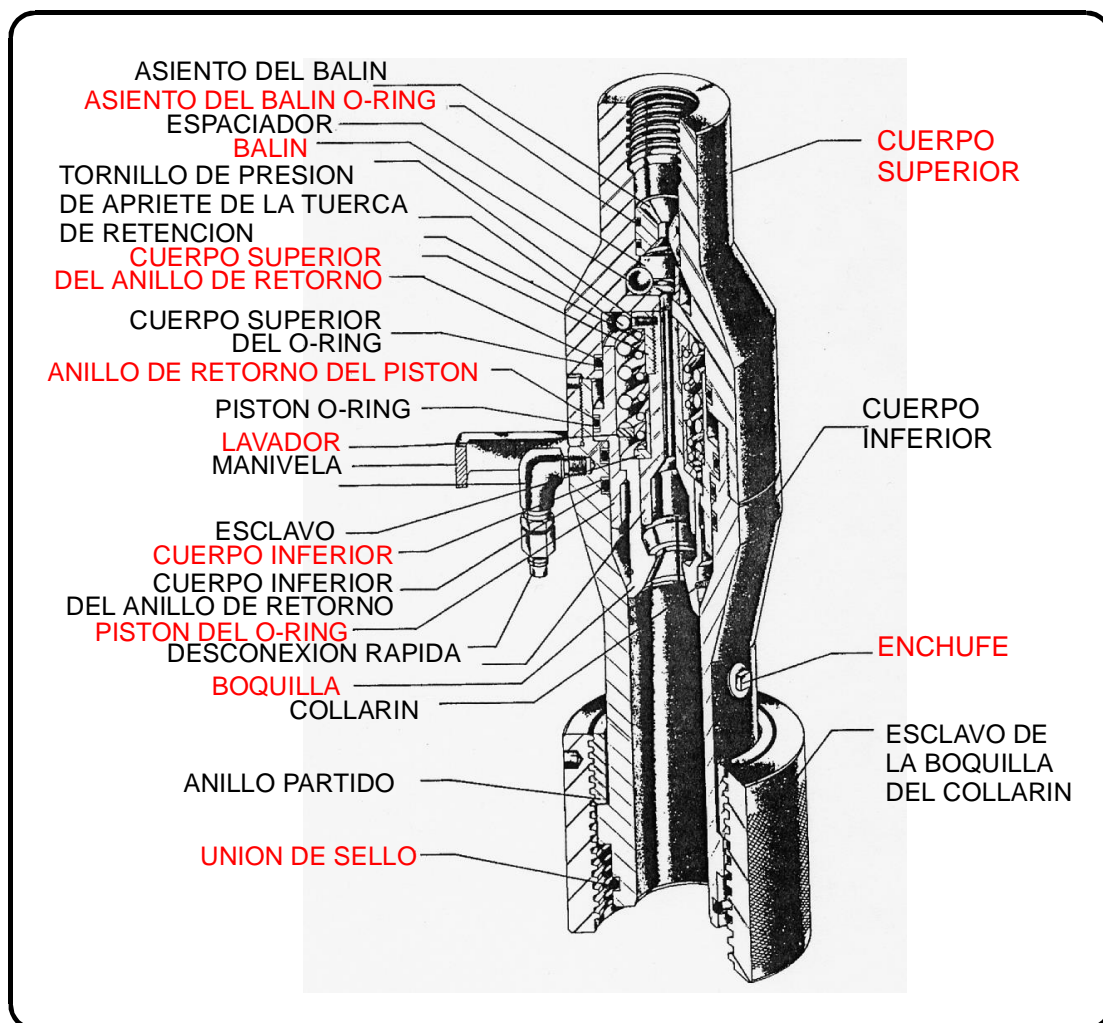


Fig.2. 7 Partes Head Catcher.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

2.1.6. Lubricadores y Uniones.

El lubricador (riser) es una serie de secciones tubulares con conexiones unión rápida. Una longitud suficiente de lubricadores es usada para contener totalmente la sarta de herramientas que será corrida dentro del pozo mas una longitud adicional de 0.90 m.

Los lubricadores son suministrados en longitudes estándares de 4, 5 ,8 y 10 pies. Ellos tienen un rango de 5,000 o 10,000 psi. Como a menudo son físicamente similares, el ingeniero encargado debe asegurarse que los risers correctos para el trabajo están siendo usados (figura 2.8).

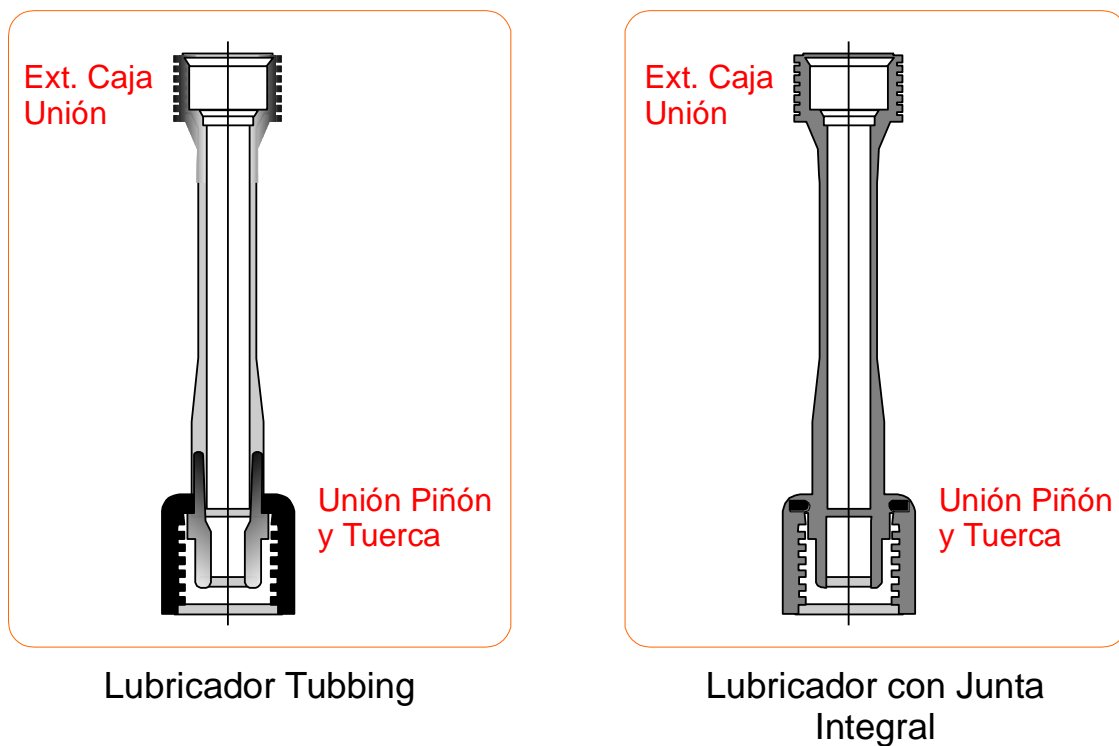


Fig.2. 8 Lubricadores.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Los lubricadores de aleación de acero son los más usados hoy en día. Estos están hechos de aleación de acero tratados en caliente para servicios estándares o H2S y para presiones de trabajo arriba de 20,000 psi.

Los lubricadores Casing son usados cuando se requieren I.D. grandes para registros en pozo abierto o para correr pistolas entubadas, tapones puente o empacadores.

Algunos lubricadores tienen orificios para permitir que se conecten mangueras de desfogue y medidores de presión, aunque no se recomiendan debido a la porosidad de romper un adaptador que sobresalga.

Las válvulas para cables de registros y otros componentes del equipo para control de presión WHE están conectadas unas a otras con uniones. Las uniones rápidas son auto alineadas debido al perfil de la caja (Box) y de la sección del macho (Pin). El sello es efectuado por un O-ring interno en el extremo Pin que sella contra el extremo Box de la unión. Los dos extremos son mantenidos juntos por un Collar que descansa sobre el hombro del extremo Pin, y roscada sobre la cuerda externa del extremo Box.

Existen dos familias de uniones rápidas generalmente utilizadas (figura 2.9):

- Unión Rápida tipo Bowen.
- Unión Rápida tipo Otis.

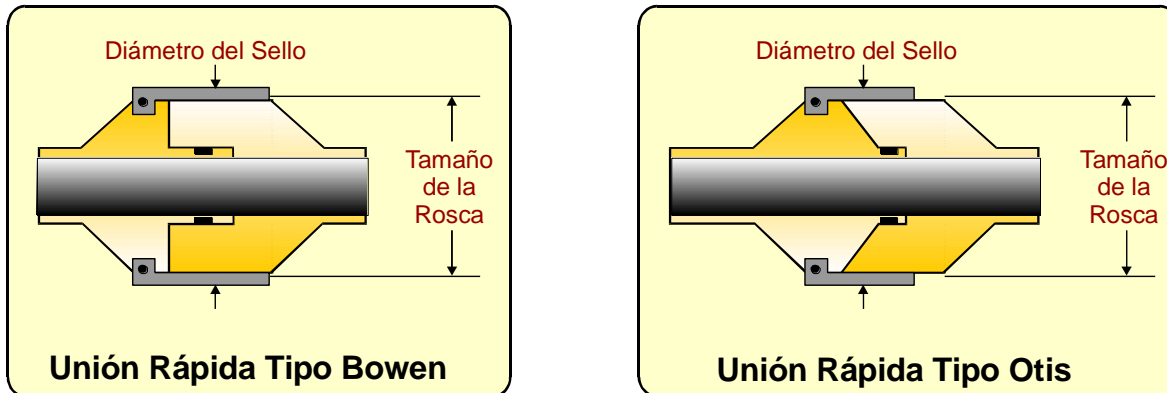


Fig.2. 9 Uniones.

Una unión rápida es definida por:

- Su estilo: Bowen u Otis.
- Su diámetro de rosca en pulgadas.
- El paso de la rosca en cuerdas por pulgada.
- Su diámetro de sello en pulgadas, hasta milésimas.

2.1.7. Trampa de Herramienta.

Esta es usada como una alternativa también, además del atrapador de herramienta; pueden ser operados manualmente o hidráulicamente. El principio es el mismo para los dos.

La trampa de herramienta se diseña para atrapar herramientas empujadas del cable en los lubricadores. La trampa se coloca usualmente en dirección hacia arriba del BOP, debajo de la sección del lubricador más bajo. En operación, la charnela oscila hacia arriba permitiendo pasar la herramienta. Una vez que la herramienta está arriba, la charnela de la trampa cae a una posición que previene que la herramienta caiga de nuevo al pozo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

La trampa puede ser abierta mecánicamente desde afuera por una manija unida a una flecha conectada a la charnela. Inmediatamente antes de meter la herramienta en el hoyo, se abre la trampa. Se cierra de nuevo cuando la herramienta está en el hoyo. Una ranura en la charnela permite que el cable pase, pero impide que la herramienta lo haga (figura 2.10).

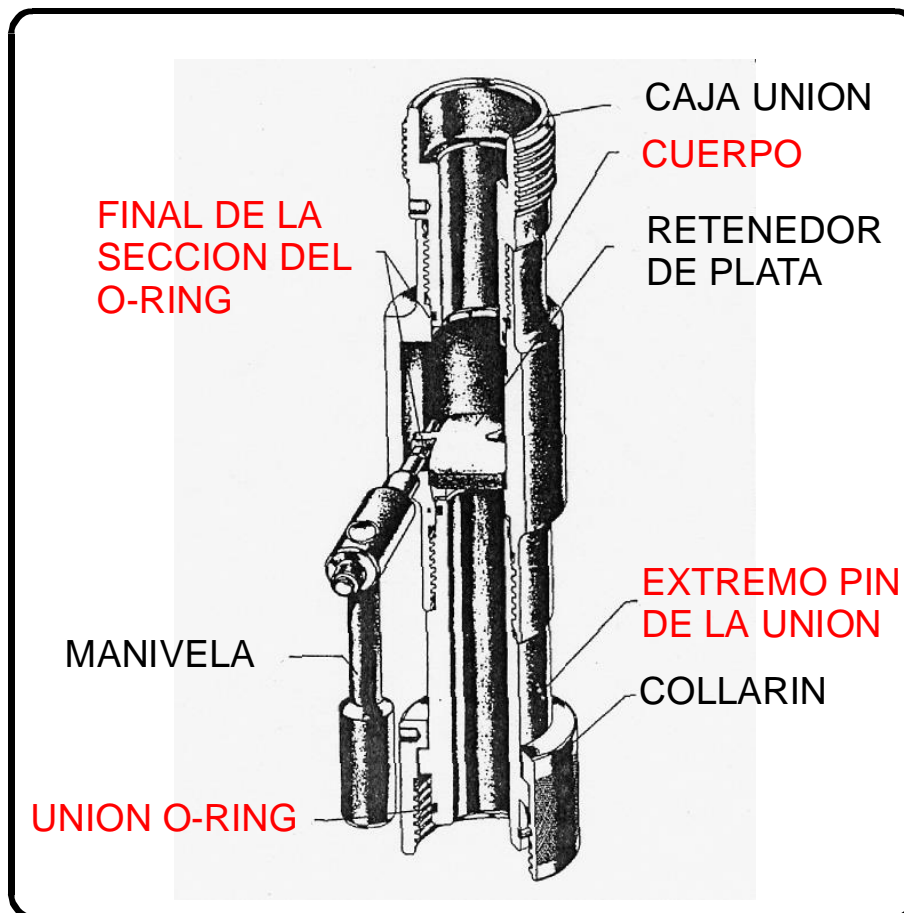


Fig.2. 10 Trampa de la Herramienta.

2.1.8. Válvula para Cable de Registros BOP (Blow Out Preventer).

2.1.8.1. Preventor BOP.

El preventor de reventones para cable es usado para contener la presión en un pozo con herramientas de registros con cable dentro del pozo cuando el cable está parado, sellando alrededor del cable, sin dañarlo.

Los elementos selladores son dos arietes (rams) metálicos, cubiertos con hule ajustados a un tamaño específico de cable (figura 2.11).

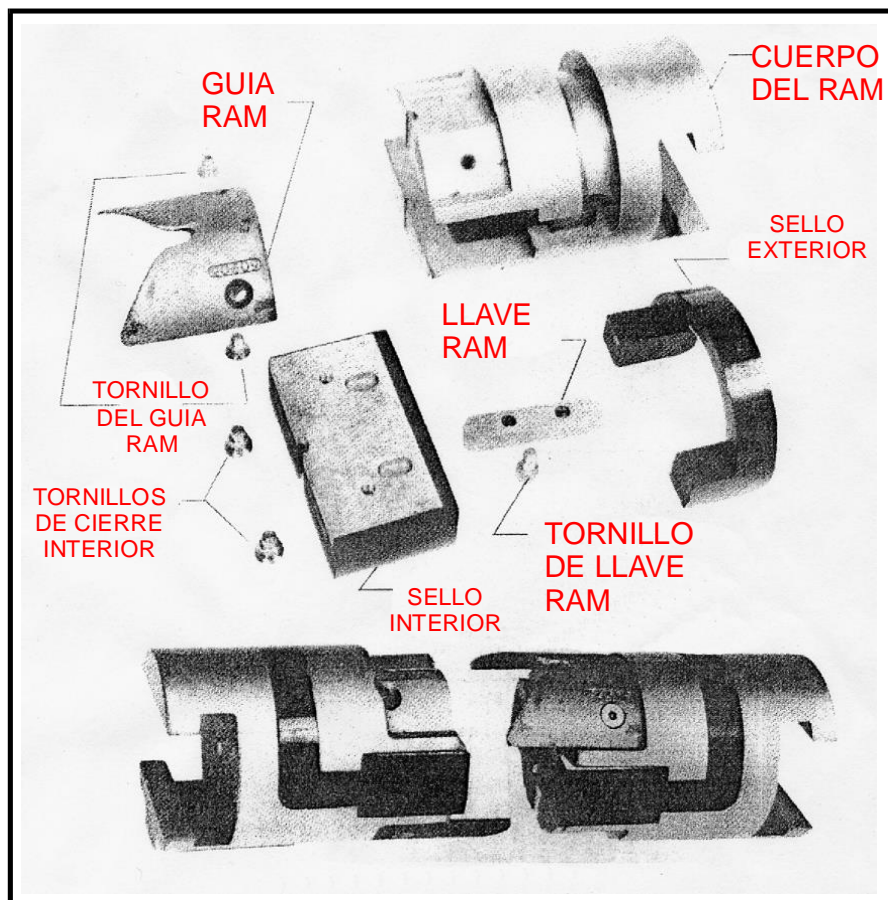


Fig.2. 11 Rams.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

La necesidad de cerrar el BOP para cable puede ser:

- Bombear dentro, para matar un pozo que se quiere arrancar en agujero abierto o entubado.
- Retener temporalmente la presión del pozo mientras desfoga el lubricador para cambiar los elementos del estopero.
- Quitar, agregar o hacer reparación a los risers o al cable.
- Cierre emergente, en caso de falla del sistema del BOP.

Los BOP's pueden ser adquiridos en muchas medidas diferentes con características diversas, dependiendo de las presiones del pozo esperadas y del equipo de control de presión en uso.

Un BOP deberá ser usado siempre con un sistema de inyección de grasa y un Stuffin Box (estopero). Un BOP para cable normalmente no cerrará en un pozo fluyendo.

2.1.8.2. BOP Manual Sencillo.

El diseño básico es el operado manualmente, el BOP de ram sencillo es operado girando las 2 manivelas que están conectadas a una flecha con cuerda atornillada en el cuerpo del BOP. Al extremo de la flecha se tiene una placa que empuja el Ram hacia el cable (figura 2.12).

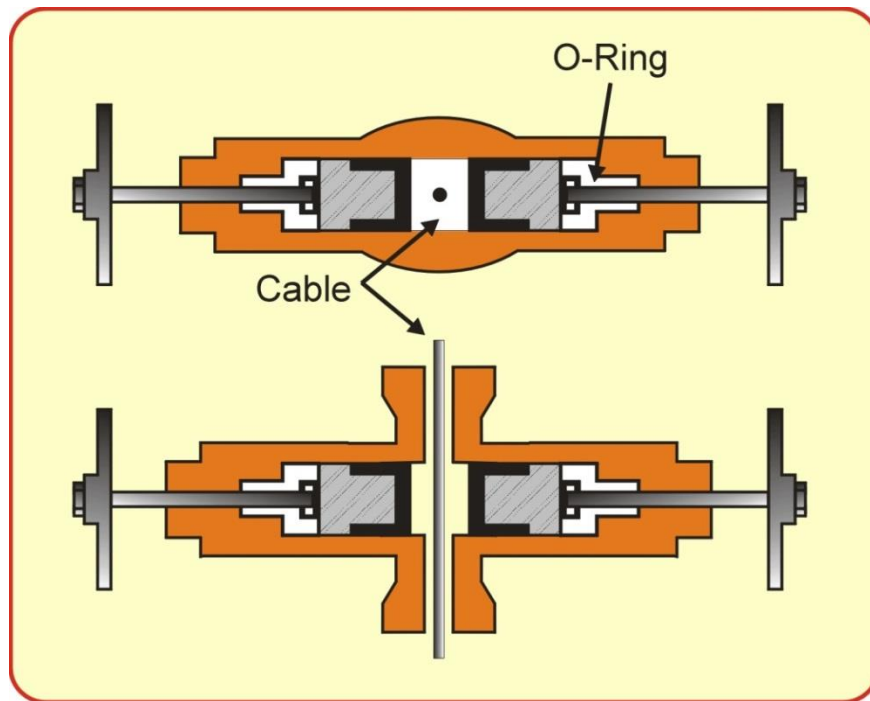


Fig.2. 12 BOP.

2.1.8.3. BOP Hidráulico de Rams Sencillo.

El BOP hidráulicamente operado es abierto y cerrado por presión hidrostática actuando sobre pistones dentro de cilindros hidráulicos. El BOP hidráulico también tiene manivelas y vástagos que son usados para respaldo manual. Un BOP hidráulico puede ser cerrado manualmente pero debe ser abierto hidráulicamente.

Los BOP's hidráulicos son preferidos ya que pueden ser operados remota y más rápidamente, y por consiguiente, pone al personal en un menor riesgo de peligro (figura 2.13).

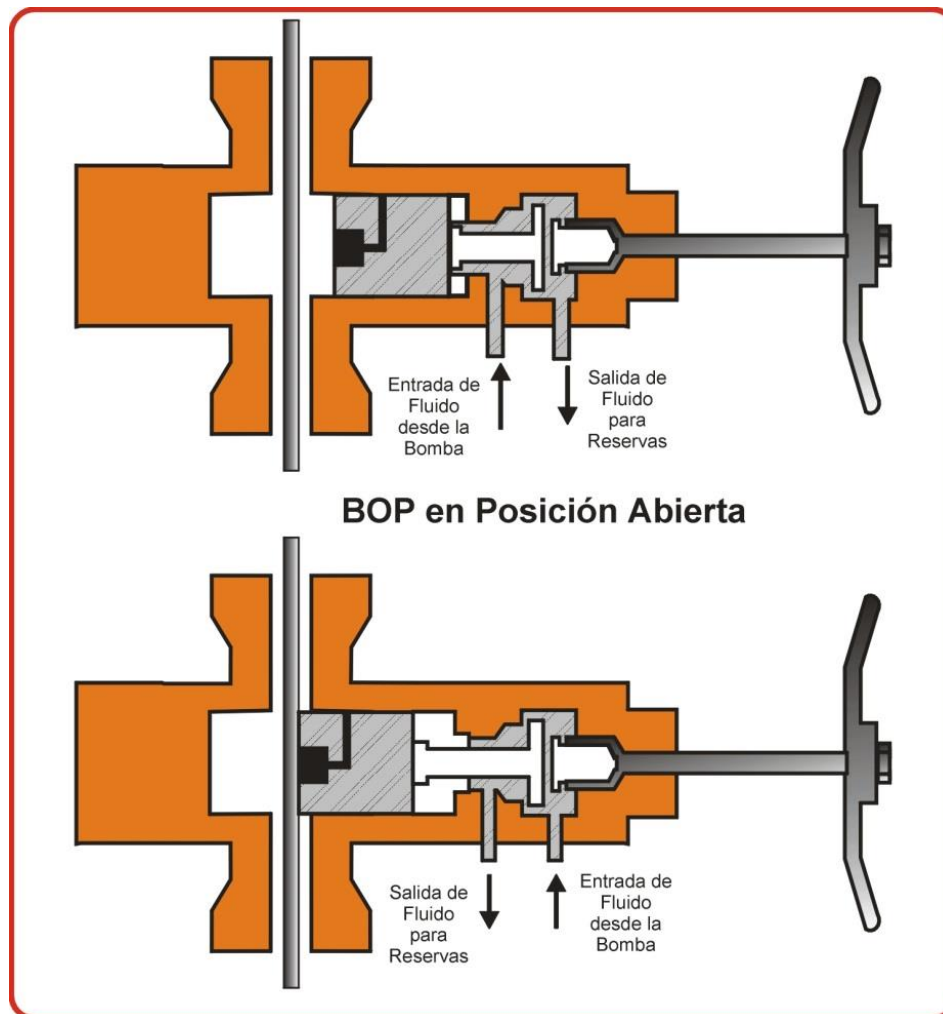


Fig.2. 13 BOP Hidráulico.

2.1.8.4. BOP de Rams Múltiples.

Razones para usar BOP dobles (figura 2.14):

- Proveer un respaldo en caso de falla del set primario.
- Más importante es el hecho de que el gas emigrara entre la armadura interior y exterior en los cables de registros. En el suceso de que el lubricador necesitara ser eliminado por alguna razón, la fuga de gas rápidamente llegara a ser un problema crónico.

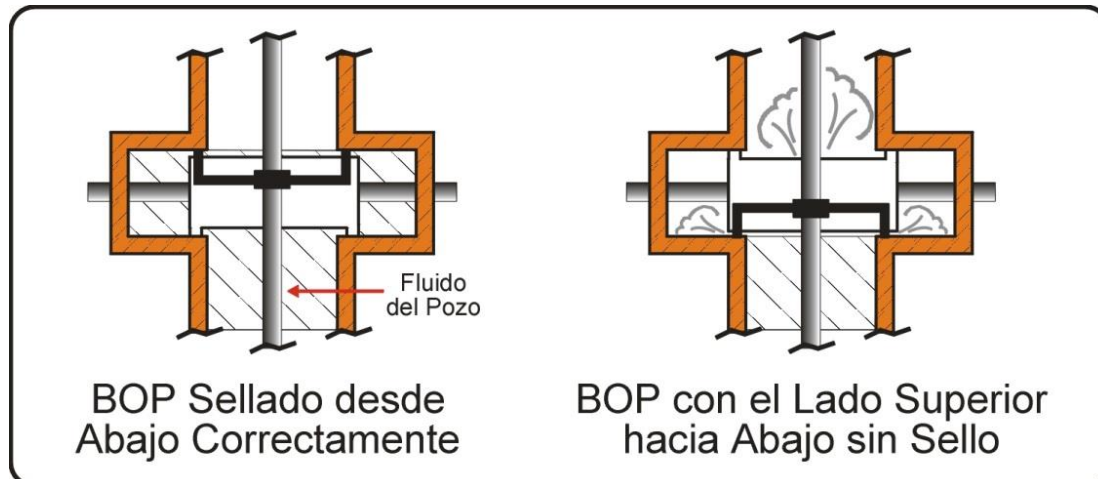


Fig.2. 14 BOP de Rams Múltiples.

Para aliviar este problema, un segundo BOP (en cascada) es agregado. Este BOP está invertido y un puerto es añadido entre los dos BOP's.

Un BOP triple está también disponible el cual proporciona un respaldo en el caso de falla del primario. También proporciona un método de inyección de grasa entre BOP's si es necesario.

2.1.8.5. Inyección de Grasa BOP.

El preventor doble se compone de dos Rams operados hidráulicamente montados una arriba de otra. Un puerto de inyección de grasa está localizado entre dos Rams donde la grasa puede ser inyectada bajo presión para lograr el sello. Este es el único modo de proveer de un sello contra el gas (figura 2.15).

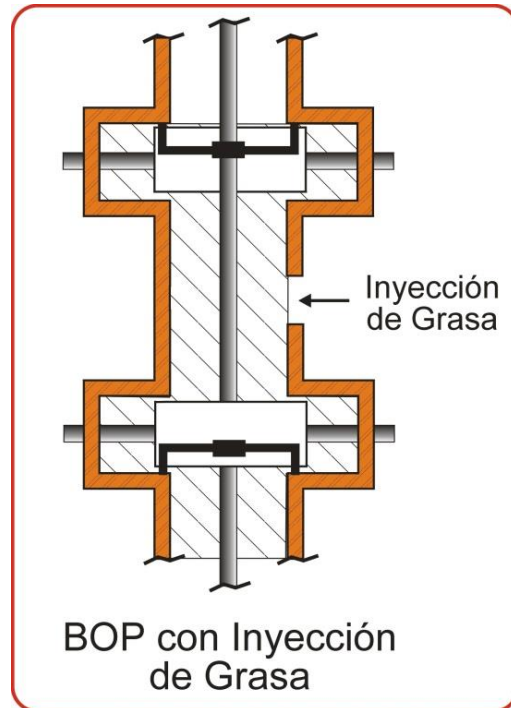


Fig.2. 15 Inyección de Grasa BOP.

El BOP doble tiene un par de Rams (el par inferior) montado con el lado superior hacia abajo, en una unidad de Rams doble, esto se hace automáticamente.

La grasa es inyectada entre los dos Rams como se muestra en la figura anterior. La grasa es inyectada a una presión más alta que la presión del pozo de tal forma que ambos conjuntos de Rams hacen un sello positivo.

2.1.8.6. Válvula Igualadora.

Antes de abrir los arietes de los preventores con el pozo bajo presión es necesario igualar la presión arriba y abajo del ariete. Con la igualación de la presión del pozo, se hará una liberación parcial de los sellos; la reducción efectiva de la fricción hace mucho más fácil retraer los arietes.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Para permitir una igualación controlada de la presión, el preventor tiene una válvula de igualación. La figura 2.16 muestra el sistema de válvula de igualación en el BOP-M.

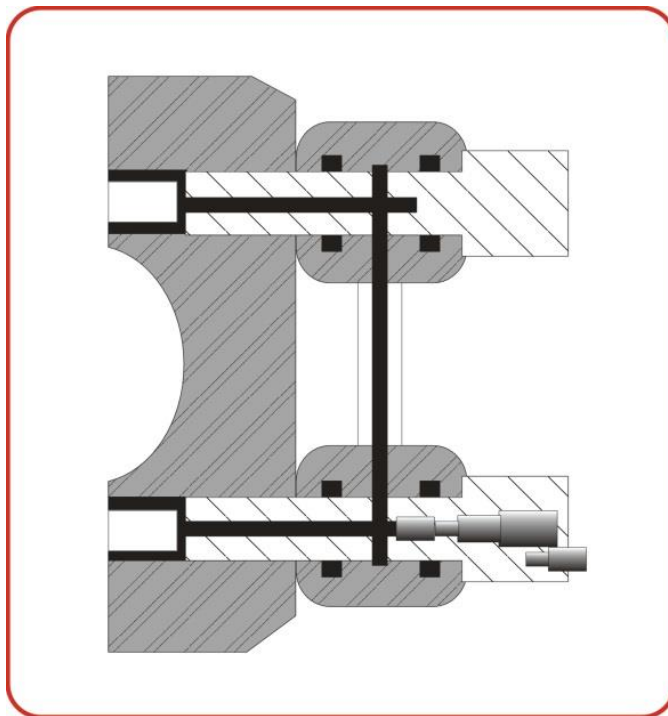


Fig.2. 16 Válvula de Igualación.

2.1.9. Adaptadores para el Cabezal del Pozo.

El adaptador del cabezal conecta el equipo de control de presión al árbol de navidad del pozo. Ya que hay una gran variedad de posibles configuraciones, y el adaptador debe soportar la presión total del pozo, la selección del adaptador es muy importante.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

El equipo para control de presión debe ser conectado al cabezal del pozo, asegurando una resistencia mecánica e integridad a la presión. Este es uno de tantos propósitos que tiene. El adaptador del cabezal del pozo conecta por un lado al pozo y por otro lado al equipo WHE. En el extremo del lado del WHE es efectuado con una unión rápida. En la mayoría de las circunstancias en el lado de pozo el WHE es conectado en la parte superior del Árbol del Cabezal del Pozo.

Sin embargo, el equipo de presión puede ser requerido para una amplia variedad de situaciones de situaciones y puede ser conectado al conjunto de BOP del equipo de perforación, a una cabeza de flujo para prueba, a tuberías de perforación, o aún, directamente a una sarta de tubería de producción (figura 2.17).

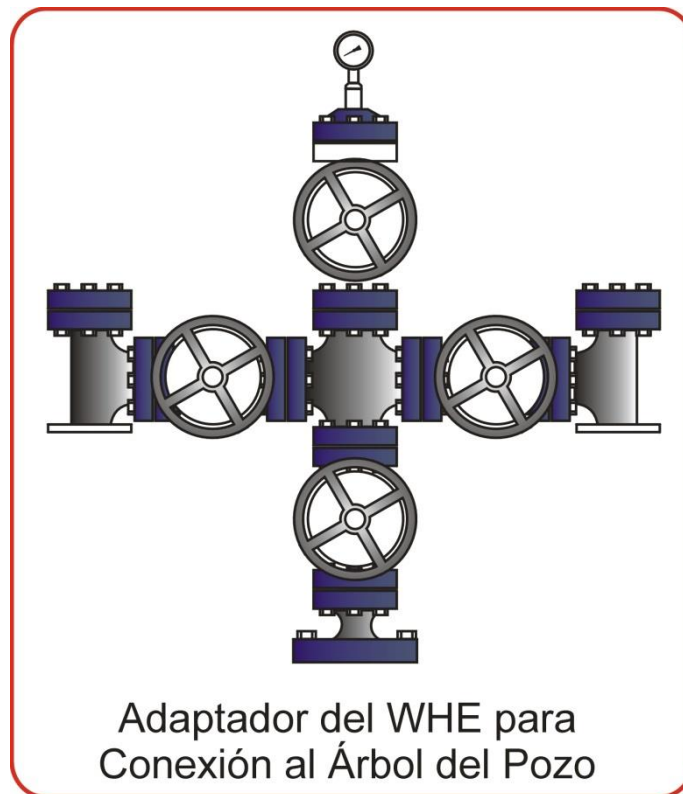


Fig.2. 17 Adaptador Para el Cabezal del Pozo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

La conexión al árbol es generalmente por medio de una conexión tipo flange (brida) con sellos de anillo de metal. Cuando se arma el equipo para control de presión a la cabeza del pozo, hay generalmente dos métodos usados.

El método preferido es un adaptador brindado, conectado a la brida más elevada en el cabezal del pozo. En trabajos con baja presión, un adaptador enroscado puede ser atornillado dentro de la conexión superior en el cabezal del pozo.

2.2. Unidad de Inyección de Grasa y Control Hidráulico.

2.1.1. Descripción General.

La unidad de inyección de grasa es una unidad de alto desempeño capaz de bombear grasa pesada a alta presión para crear un sello completo alrededor de cable de registro con cero pérdidas de fluido del pozo o rocío. Equipada con 2 bombas de grasa Lincoln Power Master 6 manejada con aire, esta unidad tiene la capacidad de bombear grasa a presión hasta 14,000 psi cuando es alimentada con 100 psi de presión de aire. La unidad también puede estar equipada con un sistema de control hidráulico para operar hidráulicamente el equipo, el cual incluye 1 bomba hidráulica manejada por aire y 2 bombas hidráulicas manuales. La unidad es completamente autosuficiente y montada sobre un patín (Figura 2.18).

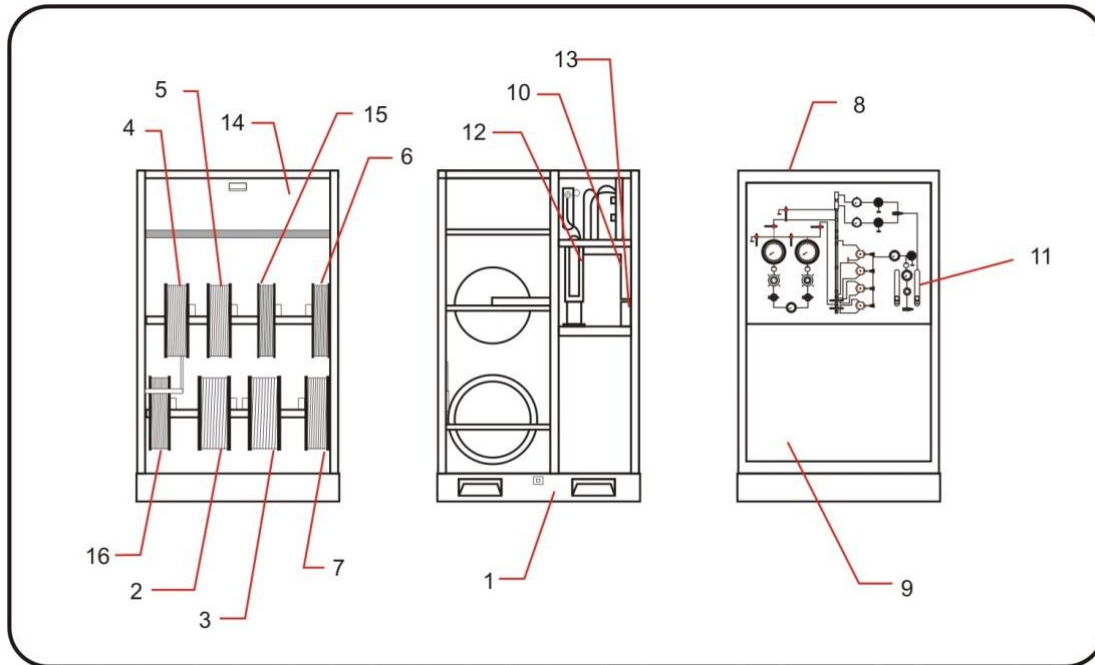


Fig.2. 18 Unidad de inyección de grasa.

1. Ensamble del marco del Patín	9. Ensamble del tanque de grasa
2. Carrete de retorno de grasa	10. Ensamble del tanque de aceite hidráulico
3. Inyección de grasa a la cabeza	11. Ensamble para la bomba de mano
4. Carrete para aceite hidráulico	12. Ensamble para la bomba de grasa
5. Carrete para aceite hidráulico para la trampa de herramientas	13. Ensamble de la bomba hidráulica
6. B.O.P. inferior	14. Compartimiento para almacenaje
7. Ensamble para el carrete del aire	15. B.O.P Superior
8. Tablero de control	16. Válvula de bola

2.2.2. Instrucciones de Operación.

Antes de operar, la unidad debe ser examinada que este en buen orden para trabajar y todas las conexiones de campo están armadas propiamente .Llenar el depósito de grasa con la grasa seleccionada para usarse durante el trabajo, y verifique la cantidad de aceite hidráulico en el depósito de aceite hidráulico.

1. Lista de verificación antes de operación

- 1.1 Examine todas las válvulas y los medidores (indicadores de presión, reguladores), sobre el tablero de control. Todas las válvulas deberán estar en la posición de cerrado (off).
- 1.2 Drenar el fluido de los filtros de aire de las bombas de grasa, y verifique el nivel de aceite en el tazón de aceite del filtro de aire. Llene el tazón de aceite con un aceite lubricante de buena calidad si es necesario.
- 1.3 Conectar la manguera del aire a el tanque receptor del compresor, y ponga a trabajar el compresor.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

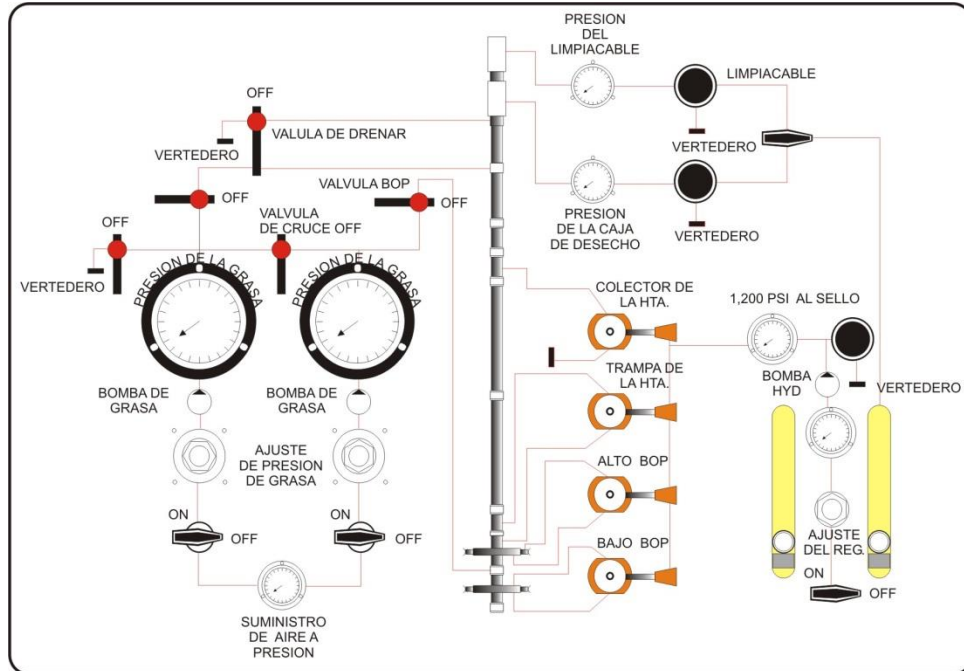


Fig.2. 19 Ejemplo de Tablero de Control.

A la derecha del tablero están todas las válvulas y medidores usados para operar los componentes actuados hidráulicamente en el equipo para control de presión.

Localizado a la izquierda del diagrama están las válvulas, medidores y otros dispositivos de control usados para operar las bombas de grasa y dirigir el flujo de grasa a alta presión al punto de inyección deseado en el equipo para control de presión. Líneas azules en el tablero de control muestran el trayecto de aceite hidráulico. Líneas amarillas muestran el retorno de drenaje a el deposito respectivo. Líneas verdes muestran el trayecto de aire comprimido desde el compresor de aire. Y las líneas rojas muestran el trayecto de la grasa desde las bombas de grasa. Las válvulas e indicadores están todas marcadas facilitando al operador determinar cuál válvula usar para cualquier operación dada.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Cada bomba de grasa tiene su propio conjunto de controles, que consisten de una válvula de aire y un regulador de presión de aire. La presión máxima de salida de la grasa que puede ser producida por las bombas de grasa puede ser calculada multiplicando la lectura del instrumento que mide la presión del aire por la relación de la bomba. La presión de grasa máxima calculada deberá ser al menos 20 % mayor que la presión del pozo si se va a establecer un sello de grasa adecuado.

La bomba hidráulica accionada por aire se usa para levantar y mantener la presión del fluido usado para suministrar la potencia hidráulica para operar los preventores BOP's, Trampa de Herramienta, Atrapador de Cabeza.

La bomba manual hidráulica de respaldo se puede usar para operar la mayoría de los componentes del equipo cuando se tiene una baja de presión de aire o no hay. Asegúrese que la válvula de drenar localizada abajo de la bomba manual este cerrada y que la válvula para operar un componente en particular este en la posición deseada.

La bomba manual hidráulica de alta presión es usada para operar el prensa-estopa (Pack-off) o limpia cable (Line wiper) que se localizan arriba del cabezal de control de grasa. Asegúrese que la válvula de desfogue localizada en la parte inferior de la bomba este cerrada, que la válvula de descarga localizada sobre el panel de control este cerrada, y que la válvula para operar el componente en particular este girada a la posición deseada.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

2.2.3. Mangueras Hidráulicas.

Las mangueras utilizadas para fluidos hidráulicos y aire utilizan la construcción de Hule / acero y tiene una variedad de adaptadores en el extremo. Estas vienen con diámetros internos desde 1/4" hasta 1" y especificaciones de 1000, 3000, 5000, o 10000 psi.

2.2.4. Carretes de Mangueras.

Todos los carretes de mangueras son del tipo de re-embobinado manual, y utiliza un mecanismo de engranes para devanar la manguera dentro de los carretes. Los carretes no están diseñados para girar con presión sobre el carrete. No se debe intentar devanar o sacar una manguera de cualquier carrete hasta que la presión haya sido desfogada de la respectiva manguera y/o carrete.

2.3. Prueba de Presión

Una prueba de presión del equipo es obligatoria antes de cada serie de operaciones. Las últimas políticas de presión requieren que el equipo WHE completo sea probado a 1.2 veces la máxima presión esperada en el cabezal del pozo. Si no se desea someter el equipo a esta presión, entonces la prueba de presión deberá igualar la presión esperada del pozo, cualquiera que sea mayor.

La prueba de presión deberá ser llevada con agua. Si las bombas del equipo de perforación o bombas de otra compañía de servicio están disponibles, ellas pueden ser usadas para la prueba de presión, el ingeniero tendrá control total de la situación. Se debe tener la herramienta arriba de los lubricadores (riesgo de

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

efecto pistón si el fluido es bombeado dentro de los lubricadores demasiado rápido).

La prueba es llevada primero llenando los lubricadores con agua, y entonces usando un impulsor de grasa con una bomba de grasa o mejor una bomba de prueba especial para incrementar la presión del sistema a la presión de prueba.

Se recomienda llevar la prueba con el estopero cerrado y sin grasa en los tubos de flujo para que la línea de flujo y la válvula check en la línea de inyección sean probadas.

Si no hay grasa en los tubos de flujo es relativamente fácil llenar los lubricadores con agua. Sin embargo si queda algo de grasa añeja el aire de arriba de los lubricadores puede ser atrapado y comprimido y lentamente liberado durante una prueba llevando a la falsa conclusión de una fuga. El aire puede ser normalmente liberado moviendo el cable hacia arriba y hacia abajo hasta que se observe que el agua salga de la línea de flujo. Se recomienda mantener la prueba de presión por 3 minutos.

Es aconsejable también verificar que el sistema de suministro de grasa este totalmente operando por ejemplo que no haya fugas u obstáculos en la línea de inyección y que en la válvula de un solo camino pase la grasa. Esto puede ser verificado al final de la prueba de presión bombeando grasa dentro de los tubos de grasa, abriendo el estopero y la válvula de la línea de flujo, y observe que no haya pérdida de presión en el WHE.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

La prueba de presión demuestra que el equipo es capaz de soportar la presión esperada. Si una fuga ocurre, ella debe ser corregida y el equipo es probado satisfactoriamente antes de entrar en pozo. El problema mayor es bastante simple, por ejemplo un sello o-ring dañado. Sin embargo el fragmento de una carta de seguridad, mostrada abajo, muestra que la falla al realizar una prueba de presión puede llevar a algunos resultados bastante drásticos.

“El armado con un mástil y una unida Mathey en una plataforma costa afuera de producción, solo esperaba para que la cía. "X" abriera la válvula de seguridad de bola. La cía. "x" incluía el armado de lubricadores y estopero para su cableado. La presión en el cabezal del pozo era de aproximadamente 1,000 psi.

El lubricador acoplado al cabezal fue enroscado únicamente con una o dos vueltas y sin apretar. Cuando la válvula maestra se abrió, el lubricador se movió hacia arriba rápidamente con el incremento de la presión y el cople recortado de las cuerdas. Cuando el lubricador retorno a la plataforma causo bastante daño a la estructura y al cabezal del pozo"

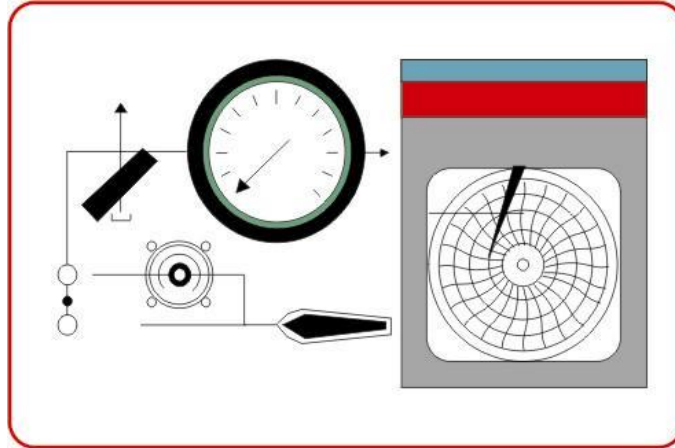


Fig.2. 20 Ejemplo de Graficador de Presión.



Fig.2. 21 Patín para Prueba de Presión.

Capítulo 3 - Clasificación de los Equipos.

3.1. Presión de Trabajo, Presión de Prueba y Tipo de Servicio.

La gran mayoría del equipo usado en la Industria Petrolera se fabrica bajo normas y especificaciones del *Instituto Americano del Petróleo* (API). Estas especificaciones cubren cualquier aspecto de diseño manufactura y prueba.

El rango de presión de cualquier componente se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi) y se identifica por dos números:

- Presión de Prueba (TP)
- Presión de Trabajo (WP)

La presión de trabajo (WP) representa la máxima presión a la que puede ser sometido el equipo en condiciones reales de operación.

La presión de prueba (TP) es la presión a la que debe probarse el equipo en el cuarto de prueba.

A continuación se presenta la clasificación del Equipo de Control de Presión:

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Tabla 3. 1 Equipo de control de presión.

WHE Tipo	Tipo de Servicio	WP	TP	BOP- Válvula para Cable	Tipo de Unión
WHE-A ID:2.5"	Estándar	5,000	10,000	BOP-Q/R	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-B ID:2.5"	Estándar	10,000	15,000	BOP-A/B/X	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-C ID:2.5"	Estándar	15,000	22,500	BOP-D/C	6.312-4 ACME SD: 4.375" Tipo B
WHE-G ID:2.5"	H2S	5,000	10,000	BOP-G	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-D/DB ID:2.5"	H2S	10,000	15,000	BOP-F/E/X	6.312-2x4 ACME SD:4.375"
WHE-K ID:4.0"	H2S	10,000	15,000	BOP-N/P	8.250-2x4 ACME SD:6" Tipo B
WHE-H ID:2.5"	H2S	15,000	22,500	BOP-J/H/HE	6.250-4 ACME SD:4" Tipo O
WHE-X ID:2.5"	H2S	20,000	30,000	BOP-HF	7.500-4 ACME SD:4.5" Tipo O

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Usando esta información, el ingeniero puede seleccionar el tipo correcto de equipo para control de presión (WHE).

Después de haber seleccionado el equipo adecuado para el tipo de trabajo (estándar o H2S), es necesario verificar que todas las partes que integra el equipo de control de presión estén disponibles y en buen estado, tal como se indica a continuación:

- Verifique que haya suficientes risers para alojar la herramienta. Calcule la longitud total de la herramienta incluyendo pesos, centradores, adaptadores, cabeza, etc., y añada 1 metro. Este sería la longitud mínima de risers a ser usada.
- RE-verifique que esté disponible el adaptador correcto para el buen trabajo.
- Asegúrese que el tipo de BOP's y su número correcto esté disponible para el trabajo.
- Verifique que el sistema de suministro de grasa tenga un rango de bomba correcto y grasa suficiente para su buen funcionamiento.
- Cheque que todas las válvulas y conectores estén completos. Verifique que haya un adecuado número de mangueras y bombas hidráulicas.
- Verifique una adecuada existencia de partes de repuesto y que herramientas de mano estén disponibles para reparar el equipo dañado durante el transporte o cuando se está armando el pozo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- Re-verifique que la longitud del cable, rango de temperatura y resistencia al H₂S es el apropiado para el trabajo.
- Verifique el equipo auxiliar (peso teórico). Calcule el peso teórico requerido para la presión y añadir 20%. La fuerza hacia arriba puede ser muy grande y pesos adicionales serán requeridos para balancearlo. Asegure que haya bastantes pesos disponibles para vencer la presión.

3.2. Calculo de peso teórico requerido.

El peso teórico es una “herramienta” utilizada para contrarrestar la presión del cabezal del pozo (WHP). Estos son en forma de barra de diferentes longitudes, asegurando así la disponibilidad del peso dentro del margen de longitud establecido.

Para calcular el peso requerido, se utiliza la siguiente formula:

$$F = WHP * A$$

Dónde:

F es la fuerza o peso teórico requerido.

WHP es la presión del cabezal del pozo.

A es el área del cable a utilizar.

Ejemplo 1

WHP (Well Head Pressure) = 2,700 psi;

Cable = 7/32 (1-222):

Área de la sección transversal del cable = πr^2

$$A = \pi(0.111)^2 = 0.03864 \text{ in}^2.$$

$$F = \text{WHP} \cdot A$$

$$F = 2,700 \text{ lb/in}^2 \times 0.03864 \text{ in}^2 = 104 \text{ lb (de la Fig. 3.1 = 130 lb)}.$$

Ejemplo 2

Si WHP (Well Head Pressure) = 2,700 psi;

Cable = 5/16 (1-322):

Área de sección transversal del cable = $\pi * r^2$

$$A = \pi * (0.161)^2 = 0.08136 \text{ in}^2$$

$$F = \text{WHP} * A$$

$$F = 2,700 \text{ lb/in}^2 \times 0.08136 \text{ in}^2 = 219 \text{ lb (de la Fig. 3.1 = 240 lb)}.$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Otra forma de calcular el peso de la herramienta (peso teórico requerido) en lb es a través de la siguiente gráfica (figura 3.1):

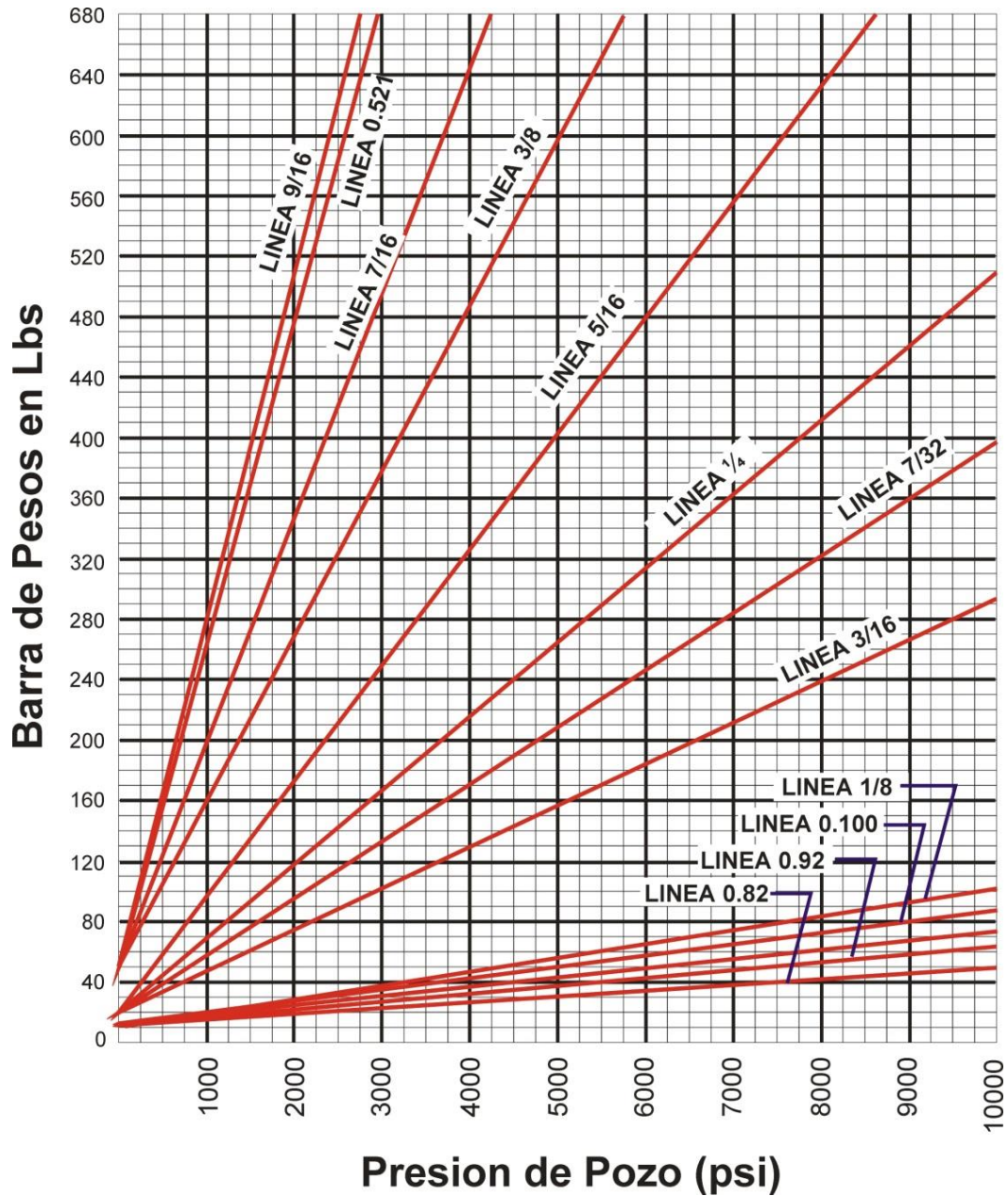


Fig.3. 1 Pesos de la Herramienta Requeridos para Contrarrestar la Presión en el Cabezal del Pozo.

Capítulo 4 - Precauciones para el Personal y con el Equipo.

4.1. Seguridad Básica.

- El equipo para control de presión es utilizado para efectuar operaciones con seguridad cuando existe presión, es probable que se desarrolle en el cabezal del pozo.
- Un trabajo rutinario de presión no existe. Los peligros potenciales a la seguridad existe siempre durante cualquier operación en la que esté incluida la presión.
- Un personal bien entrenado y un equipo con buen mantenimiento son indispensables para efectuar un trabajo de presión con seguridad.
- Todo el personal debe utilizar equipo de protección personal adecuado, por ejemplo: anteojos de seguridad, guantes, botas, casco y ropa de seguridad.
- Precauciones especiales son necesarias si puede estar presente H₂S en la locación del pozo.

4.2. Responsabilidad.

La seguridad es responsabilidad de todos. El trabajador es responsable por su propia seguridad y tiene el deber de cuidar al otro personal presente en el área de trabajo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- Nunca caliente o suelde cualquier parte de un equipo para control de presión.
- Nunca golpee un equipo que se encuentre sometido a presión.
- Nunca gire los carretes de las mangueras mientras exista presión aplicada a la manguera.
- Nunca reemplace los adaptadores de presión a no ser que esté seguro de las especificaciones del servicio, roscas y especificaciones de presión de las nuevas partes.
- Nunca utilice cualquier pieza que no tenga la especificación de presión de trabajo.

4.3. Antes de Partir para el Trabajo.

- Una planificación detallada, por adelantado, del trabajo es esencial para garantizar operaciones seguras.
- Para obtener mayores detalles de posibles peligros a la seguridad, se debe verificar, los siguientes puntos a discutir:
 - La presión y la temperatura del cabezal del pozo.
 - La producción: gas, aceite, hidratos, H₂S, CO₂, cloruros.
 - Los inhibidores: fluidos corrosivos, inyección de químicos.
 - El equipo instalado en el pozo: altura de preventores, adaptadores, bridas.
 - La tubería de producción, tubería de revestimiento, restricciones, desviación.
 - El adaptador de conexión al cabezal del pozo.
 - Equipo de levantamiento, elevadores, block del equipo de perforación, grúas.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- Seleccione el equipo adecuado dependiendo tanto de la presión como del tipo de servicio. Normalmente, el equipo se selecciona para que tenga una especificación de presión de trabajo 1.2 veces la máxima presión esperada del pozo. Verifique la especificación y compatibilidad de todas las conexiones.
- Asegúrese que haya disponible suficiente lubricador para cubrir la herramienta y permitir 3 pies (1 metro) de espacio. Esto aplica solo a las estructuras fijas.
- Efectúe una verificación total del sistema.
- Las especificaciones de presión de un sistema completo de control es igual a la especificación del objeto individual con el valor más bajo (el eslabón más débil de la cadena).
- Cheque la caja de partes de repuesto.

4.3.1. En el Sitio del Pozo.

- Revise todos los pasos operacionales, los posibles peligros a la seguridad, los procedimientos para abrir y cerrar el pozo.
- El piso del equipo de perforación es un sitio muy peligroso. Tome las precauciones necesarias y esté en constante alerta cuando trabaje en esa área.
- Tenga conocimiento de los procedimientos de emergencia del equipo de perforación, incluyendo el cierre, incendios, H₂S, evaluación, etc.
- Nunca llene el lubricador o efectúe pruebas de presión con combustible diésel. El aire en el lubricador puede ser comprimido y mezclado con el vapor del diésel, ocasionando una explosión.

4.3.2. Durante el Armado del Pozo.

- Conecte primero el adaptador del cabezal del pozo, la válvula para cable (preventor) y el retenedor de la herramienta.
- Asegure todas las líneas de flujo y de desfogue.
- Asegúrese que el piso del equipo de perforación esté constantemente libre de lodo y suciedad.
- Retire del área a todo el personal no necesario en esta operación.
- Verifique que el drene esté conectado a un sistema de drenaje cerrado o a un área segura para el medio ambiente.
- Nunca reapriete o afloje las conexiones cuando se encuentren bajo presión.
- Pruebe con presión el conjunto completo hasta 1.2 veces la presión esperada en el cabezal del pozo. Mantenga la presión por 10 minutos y regístrelo. Utilice agua o glicol para la prueba y nunca utilice diésel.
- El personal en operación controlará las válvulas de sondeo y maestra del cabezal del pozo. Y cualquier movimiento en las válvulas deberá ser reportado al ingeniero de registros.
- Cuente el número de vueltas y coloque una etiqueta a la válvula.
- Para ayudar a alinear el cabezal y los lubricadores del equipo para control de presión con cable utilice una cuerda, no las mangueras de presión.

4.3.3. Durante el Ensamble en el Pozo.

Asegúrese que no exista presión atrapada en el equipo aunque este ya haya sido desensamblado y aparentemente desfogado. Una señal segura de presión atrapada es una conexión inusualmente apretada o una manguera dura.

4.3.4. Después del Trabajo.

- La concentración del personal es generalmente menor después que el trabajo ha sido terminado y ello puede ocasionar accidentes. Recuerde que el equipo es pesado y que debe ser tratado con cuidado y atención.
- Efectúe el debido mantenimiento.

4.4. Equipo de Presión – Qué Hacer y Qué No Hacer.

- No soldar, limar o usar estampadores de metal sobre el equipo de control de presión. Esto puede iniciar una grieta.
- No intentar apretar o aflojar conexiones bajo presión.
- No efectúe modificaciones abriendo huecos, ampliando diámetros, rellenando, cortando, etc.
- Asegure los lubricadores cuando los transporte al pozo, pueden ser doblados o dañados.
- Cuando levante el equipo sujete todas las partes del equipo de control de presión (WHE). Especialmente el cabezal de inyección de grasa, para evitar que golpee contra la estructura del equipo.
- Efectúe las pruebas regulares requeridas de presión para certificación y las pruebas de presión en el sitio del pozo.

4.5. Panorama General del H₂S sobre el Personal.

H₂S = Ácido Sulfhídrico = Peligro

El ácido sulfhídrico es llamado “gas agrio”; tiene doble peligro:

- Afecta directamente a la salud humana por su grado de toxicidad, como riesgo.
- Por otra parte, existe otro riesgo indirecto por el ataque del H₂S a los metales, especialmente al acero utilizado en el equipo para control de presión. Este puede destruir literalmente la esencia del acero ocasionando que se fracture mientras se encuentre bajo presión, con resultados desastrosos.

El H₂S es un gas incoloro, inflamable, que tiene un olor ofensivo y con sabor dulce, altamente tóxico.

4.5.1. Síntomas:

- **Envenenamiento Sub-agudo.**

La exposición resulta en irritación, principalmente molestias en los ojos, apretamiento o dolor de pecho e irritación en la piel. La recuperación de esta exposición es normalmente completa.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- **Envenenamiento Agudo.**

En altas concentraciones de H₂S, los resultados son casi instantáneos, resultando en asfixia (o estrangulación) con una aparente parálisis del sistema respiratorio. Los síntomas son una respiración pesada, palidez, retorcimiento, parálisis de la pupila, pérdida del habla, y casi inmediata pérdida de la conciencia. La muerte puede seguir con una extrema rapidez, ocasionada por una parálisis respiratoria y cardíaca. La razón de la prontitud con la cual reacciona el H₂S es debida a que es absorbida muy rápido por la corriente sanguínea.

Una sola respiración con una concentración suficientemente alta de H₂S puede ocasionar un envenenamiento agudo.

Las víctimas de este gas mortal, deben ser retiradas inmediatamente al aire fresco por los rescatadores que a su vez deben estar protegidos con máscaras de gas.

La respiración artificial debe ser administrada solo si se ha detenido la respiración. Aunque la respiración esté paralizada, el corazón puede estar todavía palpitando por 10 minutos después del ataque. Si la respiración es lenta, entorpecida o con dificultad, se debe entonces de suministrar la respiración artificial por medio de la administración de oxígeno diluido. En todos los casos, las personas afectadas deben ser sometidas al cuidado de un médico tan pronto como sea posible.

4.6. Equipo de Protección Personal.

- Máscaras de gas tipo convencional: estas máscaras consisten de un contenedor, manguera flexible y máscara para la cara. Están diseñadas para ser utilizadas en áreas abiertas y para protección en concentraciones menores de 2%.
- Aparato Auto Abastecido para respiración: estas unidades consisten de un tanque de oxígeno diluido con una máscara con manguera integrada para la cara.

4.7. Concentraciones de H₂S y sus efectos.

Es realmente difícil el tener una idea de las pequeñas concentraciones o cantidades de las cuales se refiere el término Partes Por Millón (PPM). Pero supóngase que tenemos un cuarto o caja en forma de cubo, cien centímetros de cada lado. Cada centímetro cúbico individual en este volumen representaría una parte por millón.

$$1/1,000,000 = 1 \text{ PPM}$$

Por lo tanto:

$$2\% = 20,000 \text{ PPM}$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Tabla 4. 1 Concentraciones y Efectos del H₂S.

PPM Parte por Millón	0 a 2 Minutos	2 a 15 Minutos	15 a 30 Minutos	30 Minutos 1 Hora	1 a 4 Horas	4 a 8 Horas	8 a 48 Horas
20-100				Conjuntivitis suave Irritación del tracto respiratorio	Síntomas empeoran, Fatiga, dolor de cabeza	Síntomas empeoran	
100-150		Tos; irritación de los ojos; pérdida del sentido del olfato	Disturbios respiratorios; dolor de los ojos, sueño	Irritación de la garganta	Descarga fuerte de saliva y mucosa dolor en los ojos, tos	Incremento de Síntomas	Muerte
150-200		Irritación de los ojos	Irritación de los ojos	Irritación de la garganta y de los ojos	Visión difícil Borrosa ligera timidez	Muerte	
200-350	Irritación de los ojos, Pérdida del sentido del olfato	Irritación de los ojos	Secreción dolorosa de lágrimas, cansancio	Suave timidez, catarro nasal, dolor de los ojos, dificultad para respirar	Sofocamiento, Veneno en la sangre, Muerte		
350-450	Pérdida del sentido del olfato	Irritación de los ojos, mareos	Respiración difícil, tos, irritación de los ojos, dificultad para respirar	Muerte			
450-700	Disturbios respiratorios, irritación de los ojos, colapso, pérdida de conciencia	Tos, colapso, Pérdida de conciencia, Muerte	Palpitación del corazón, Muerte				
Más de 700	Colapso, pérdida de conciencia, muerte						

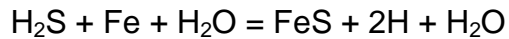
4.8. Efectos al Equipo ocasionados por Corrosión e Hidrocarburos

4.8.1. Efectos de H₂S Sobre el Equipo

El H₂S ataca el acero de tres formas básicas:

- a) Ataque Corrosivo
- b) Ataque de Carbono
- c) Agrietamiento por Hidrógeno

a) Ataque Corrosivo



Cuando el agua está presente con el H_2S , el Hierro en el acero reacciona con el azufre formando Sulfuro de Hierro (FeS) y libera Hidrogeno. También el Dióxido de Carbono CO_2 en el pozo combinado con el agua forma ácido carbónico CH_2CO_3 , el cual también ataca al acero. En cualquier caso el agua es necesaria para permitir que la reacción ocurra. El sulfuro de Hierro forma un hueco molecular sobre el metal uniforme, es pensar actualmente proteger al metal de una nueva reacción. Si la humedad no está presente, el H_2S no es corrosivo.

b) Ataque de Carburo

Una vez que es liberado por la acción corrosiva o suministrado de cualquier fuente, los átomos de hidrógeno se pueden unir con el carbono en el acero para formar gas metano, CH_4 . Esto deja huecos que hacen al acero esponjoso, debilitándolo de forma importante.

c) Fisuramiento por Hidrógeno.

El efecto más espectacular del hidrógeno sobre el acero, se conoce como estado figurado por hidrogeno. Esto ocurre cuando los átomos de hidrogeno libre invaden la estructura rejilla de acero a lo largo de los planos de tensión y una vez adentro, se combinan con otros átomos libres para formar el hidrógeno molecular H_2 . Al ser mayor el hidrógeno molecular que el hidrógeno atómico, el primero ejerce una

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

presión tremenda contra la estructura del acero, ocasionando su agrietamiento y finalmente su ruptura.

La ruptura puede ser bastante repentina y ocurrir a niveles de tensión bastante inferiores a la resistencia cedente normal del material. Hay varios factores que afectan el grado del estado de fragilidad.

La temperatura, la presión y la concentración del H_2S , afectan la velocidad con la cual el hidrogeno libre invade el acero. La resistencia a la tensión del acero y el nivel de tensión a la que se ve sujeto, determinan su susceptibilidad al ataque.

Por lo general, el acero con una dureza relativamente baja $Rc < 25$ y resistencia de punto de cedente $S_y \leq 75,000$ psi son lo suficientemente flexibles para resistir el baño permanente.

4.8.2. Protección del Equipo.

Tal como se comentó anteriormente, el H_2S no es corrosivo excepto ante la presencia de agua. Normalmente, habrá cierta cantidad de agua aún en los llamados pozos de gas seco. Por lo tanto, es aconsejable tomar medidas preventivas en todas las operaciones relacionadas con H_2S .

a) Una película formada de Inhibidor.

Una de las formas más efectivas para los efectos del H₂S es mediante el uso de una película formada de inhibidor. Estas sustancias forman una capa protectora sobre la superficie del acero para evitar el contacto por la solución de H₂S y en consecuencia retardar la acción corrosiva. De este modo, la fuente de hidrógeno atómico libre es casi impedida y el estado quebradizo no ocurre. En estos casos en donde la concentración de H₂S es debajo de 2%, el uso de un inhibidor es por lo general suficiente protección, considerando el que se requiere para una operación.

El aceite inhibidor soluble, tal como el Baroid Coat C-1815, puede ser mezclado con la grasa bombeada a través de los tubos de flujo. El Coat-111 de Baroid es una grasa selladora inhibidora para usarse en los tubos de flujo. Este deberá ser usado sin diluir para temperaturas cálidas. Este deberá ser diluido con Coat C-1815 de Baroid para hacerlo más bombeable en climas fríos.

El coat – 111 de Baroid es una grsa que mancha mucho. El Poly – S – TRA hecha por Chevron es una grasa que no mancha, y es preferida especialmente en climas cálidos debido a su alta viscosidad.

b) Aplicación.

Para revestir las partes del lubricador, se debe mezclar una parte de Inhibidor con cuatro partes de aceite y aplicarlo en todas las superficies internas de los tubos RISER, preventor BOP y adaptadores de Cabeza de pozo FLANGE y CROSSOVER antes de conectarlos sobre el pozo.

La mejor manera de tratar los tubos RISER es sumergiendo cada extremo, unión, en una cubeta llena con la mezcla inhibidor, aceite. El preventor BOP deberá ser tapado de abajo y llenado con la mezcla, después se drena. Asegúrese que los RAMS estén totalmente abiertos cuando esté tratando al preventor BOP.

Las superficies exteriores pueden limpiarse para facilitar su manejo. No limpie las superficies interiores porque esto removerá la película de Inhibidor. Cuando un equipo no H₂S es usado en pozos con H₂S, el Inhibidor debe ser usado sin importar su concentración.

c) Equipo Especial

Donde la concentración de H₂S excede el 2%. Un equipo especial para control de presión deberá ser usado. Los siguientes equipos están especialmente diseñados para servicios con H₂S. Debe ser notado que el limpiador de línea tipo campana no es para servicio de H₂S.

Capítulo 5 - Estimación de Cantidad de Pesos Requeridos.

Para calcular el Punto Débil desde el punto de vista de la carga a soportar, así como para seleccionar el diámetro de cable y poder calcular la cantidad de contrapeso para bajar las herramientas de registros es necesario considerar la presión en el cabezal del pozo.

Para una operación de disparos de producción, es necesario calcular la presión esperada después del disparo.

5.1. Calculo de la Presión Esperada en un Pozo.

Cuando se perfora un pozo, se utiliza lodo de perforación para, entre otras funciones, controlar la presión del yacimiento. El peso del lodo se calcula de tal manera que, la presión hidrostática que produce la columna de lodo sea ligeramente mayor que la presión de la formación, para evitar que los fluidos del pozo tiendan a salir a la superficie.

La presión hidrostática de la columna de lodo a la profundidad es:

$$\text{BHP1} = \text{Ph1} = 1.4228 * \text{Prof. Ver} * \rho_{\text{lodo}}$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

En donde:

BHP = Presión en el fondo del pozo

Ph1= Presión Hidrostática del lodo en lb/in²

Prof. Ver = Profundidad vertical del pozo en metros

ρ_{lodo} = densidad del lodo en gr/cm³

Los datos anteriores pueden ser obtenidos del reporte de operaciones durante la perforación, cuando se va a realizar el disparo se introduce al pozo un fluido limpio que produce así una presión hidrostática:

$$\mathbf{BHP2 = Phf = 1.4228 * Prof. Ver * \rho_{\text{fluido}}}$$

En donde:

Phf = presión hidrostática del fluido de terminación en lb/in²

ρ_{fluido} = densidad del fluido en el pozo antes de disparo

La presión esperada será la diferencia entre estas dos presiones:

$$\mathbf{Pesp = Ph1 - Phf}$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Otra manera de expresar esta ecuación será considerando la diferencia de densidades del lodo de perforación y del fluido de control durante la terminación:

$$P_{\text{esp}} = 1.4228 * \text{Prof. Ver} * (\rho_{\text{lodo}} - \rho_{\text{fluido terminal}})$$

Ejemplo 1

En un pozo se utilizó un lodo de perforación de 1.18 gr/cc cuando se perforó a 3750 m. Se va a disparar el intervalo de 3748 a 3720 m. El fluido de control es aceite crudo deshidratado de 0.88 gr/cc. Calcular la presión esperada.

$$P_{\text{esp}} = 1.4228 * 3748 \text{ m} * (1.18 \text{ gr/cc} - 0.88 \text{ gr/cc})$$

$$P_{\text{esp}} = 1600 \text{ psi.}$$

Para esta operación se podrá utilizar un equipo para control de presión de Presión de Trabajo de 3000 psi. Es recomendable utilizar un factor de seguridad de 20 % para realizar la selección de nuestro equipo para control de presión.

Tabla 5. 1 Presión esperada en el pozo (psi).

Presión Esperada en el Pozo (psi)	Rango de Presión de Trabajo del WHE (psi)
0 a 2,400	3,000
2,400 a 4,000	5,000
4,000 a 8,000	10,000
8,000 a 12,000	15,000

5.2. Peso Necesario para Bajar las Herramientas.

Para poder bajar las herramientas en un pozo con presión, es necesario contrarrestar la fuerza ejercida por esta presión en la sección transversal del cable.

El problema de determinar el peso necesario puede resolverse matemáticamente obteniendo el área de la sección transversal del cable y multiplicándola por la presión en la cabeza del pozo, determinando así la fuerza sobre el cable:

$$F = P * A_c$$

$$A_c = \pi/4 * D_c^2$$

En donde D_c = diámetro del cable.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

De la tabla 5.2 se pueden obtener las áreas para diferentes diámetros de cable:

Tabla 5. 2 Diámetros del cable.

Diámetro del cable	Diámetro nominal (in)	Área de la sección transversal (in²)
7 / 32"	0.22	0.03801
5 / 16"	0.32	0.08042
15 / 32"	0.46	0.16619

La fuerza ascendente generada por la presión del pozo sobre el área transversal del cable ($W \uparrow$) es:

$$W \uparrow = P_{cab} * A_c$$
$$W \uparrow = P_{cab} * (\pi/4 * D_c^2)$$

El peso de la herramienta deberá ser mayor que la fuerza ascendente de la presión.

La siguiente ecuación supone un peso mayor de 50 libras y es recomendable usarla para bajas presiones $WHP \leq 3,000$ psi.

$$W \downarrow = (\pi/4 * D_c^2) * WHP + 50lb$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

La siguiente ecuación aumenta el peso en un 20% más que la fuerza ascendente de la presión y deberá usarse para presiones altas (WHP > 3,000 psi).

$$W\downarrow = 1.2 * (\pi/4 * Dc^2) * WHP$$

Hasta este momento solo consideremos la fuerza ascendente a equilibrar en un pozo estático (sin flujo).

Para correr con buen éxito cualquier trabajo bajo presión, el ingeniero deber terminar antes el peso total requerido para todas las fases de la operación.

Se deben tener en cuenta los parámetros mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 5. 3 Condiciones del pozo.

Condición del Pozo	Fuerzas ascendentes a equilibrar
Estático (no flujo)	1. La Presión en el Cabezal del Pozo sobre el Área Transversal del Cable (asumiendo que no hay fricción).
Fluyendo y estabilizando	1. La presión en la cabeza del pozo sobre el Área de la Sección Transversal del Cable (asumiendo que no hay fricción). 2. La Acción del Flujo del Fluido sobre

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

	Centradores y Excentralizadores. 3. La Fuerza en la Superficie Transversal Inferior de la Herramienta. 4. La Fricción del Flujo en la Herramienta. 5. La Fricción del Flujo en el Cable. 6. El Efecto Pistón en la Herramienta.
Transitorio Cerrando o Abriendo	1. Las Ondas de Choque en la Restricciones del Aparejo de Producción

Ejemplo 2

Si la presión en el pozo es 5,000 psi y el cable que se está usando es de 5 / 16”.

$$F = 5,000 \text{ lb/in}^2 \times 0.08042 \text{ in}^2$$

$$F = 402 \text{ lb.}$$

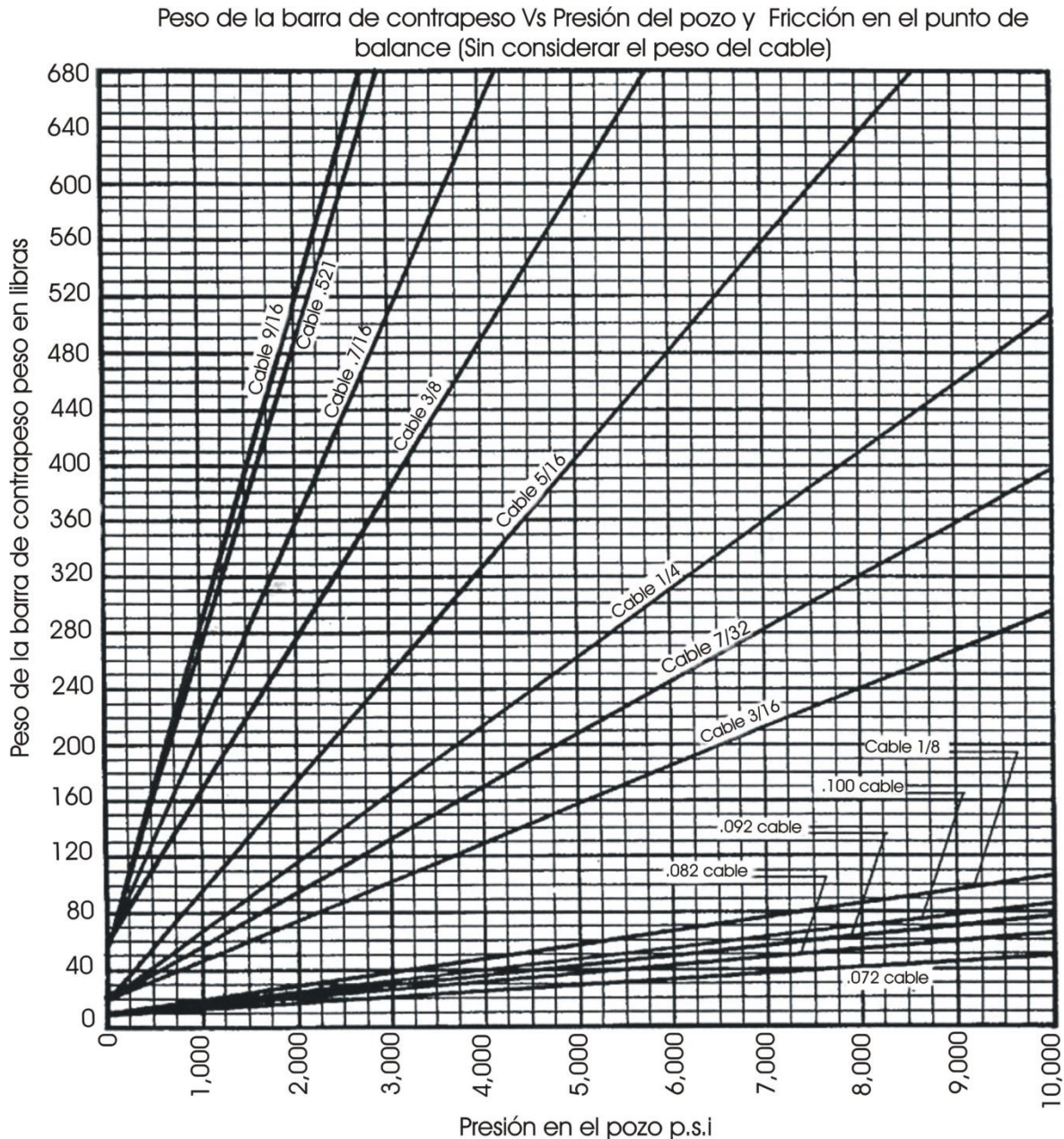
Con 402 lb de peso se balancea la fuerza ejercida por la presión del pozo por lo que es necesario agregar algo más de peso, normalmente un 20% por lo que el peso final será:

$$\text{Peso} = 1.20 * 402 \text{ lb} = 482 \text{ lb.}$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Utilizando el gráfico Presión – Barras de Peso Obtenemos $P = 405 \text{ lb}$. Agregando el 20% del Pozo para obtener movimiento descendente:

$$P = 1.2 \times 405 \text{ lb} = 486 \text{ lb.}$$



Nota: Peso de la barra de contrapeso esta dada en el punto de balance, agregue peso según desee para obtener el mas descendente

Fig.5. 1 Presión en el pozo vs Peso de la barra de contrapeso.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Después de que la cantidad de peso requerido ha sido determinada se puede seleccionar el tipo y cantidad de barras de peso necesario para bajar.

Es necesario incluir en este momento el concepto de flotación, cuando el cable o la herramienta están suspendidos dentro de un fluido, se hace más ligero debido a la fuerza de flotación. La manera más fácil de calcular la flotación es usando el principio de Arquímedes. Este principio establece que la fuerza de flotación es igual al peso del fluido desplazado.

En la práctica el sistema que se aplica a continuación deberá ser utilizado en un pozo vertical.

Para los pozos con GAS usar el peso de las herramientas y cable en el aire. Para otros fluidos multiplicar el desplazamiento de agua por la gravedad específica (SG) del fluido y restarlo de valor del peso en el aire (Figura 5.2).

$$\text{Peso Flotado} = \text{Peso h aire} - \text{Desplazamiento h agua} * \text{SG}$$

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

OIL, WATER AND MUD SPECIFIC GRAVITY WEIGHT AND PRESSURE TABLE							
DEGREES API	SPECIFIC GRAVITY	WEIGHT (DENSITY)			FLUID HEAD		BUOYANCY FACTOR *
		POUNDS/GAL	POUNDS/CU. FT.	POUNDS/BBL.	PRESSURE/FT. (PSI)	HEIGHT/POUND (FEET)	TOTALLY IMMERSED
60.	.739	6.16	46.1	259.	.320	3.13	.906
55.	.759	6.33	47.4	266.	.329	3.04	.903
50.	.780	6.51	48.7	273.	.338	2.96	.901
45.	.802	6.69	50.0	281.	.348	2.87	.898
40.	.825	6.88	51.5	289.	.357	2.80	.895
35.	.850	7.09	53.0	298.	.368	2.72	.892
30.	.876	7.31	54.7	307.	.380	2.63	.889
25.	.904	7.54	56.4	317.	.392	2.55	.885
20.	.934	7.79	58.3	327.	.405	2.47	.881
15.	.966	8.06	60.3	339.	.419	2.39	.877
10° A.P.I. OR PURE WATER	1.000	8.34	62.4	350.	.433	2.31	.873
	1.010	8.4	62.8	353.	.436	2.29	.872
	1.030	8.6	64.3	361.	.447	2.24	.869
	1.060	8.8	65.8	370.	.457	2.19	.866
	1.080	9.0	67.3	378.	.468	2.14	.862
	1.100	9.2	68.8	386.	.478	2.09	.860
	1.300	9.4	70.3	395.	.488	2.05	.856
SALT WATER	1.150	9.6	71.8	403.	.499	2.00	.853
	1.154	9.625	72.0	404.	.500	2.00	.853
	1.180	9.8	73.3	412.	.509	1.96	.850
	1.200	10.0	74.8	420.	.519	1.93	.847
	1.220	10.2	76.3	428.	.530	1.89	.844
	1.250	10.4	77.8	437.	.540	1.85	.841
	1.270	10.6	79.3	445.	.551	1.81	.838
	1.290	10.8	80.8	454.	.561	1.78	.835
	1.320	11.0	82.3	462.	.571	1.75	.832
	1.340	11.2	83.8	470.	.582	1.72	.829
	1.370	11.4	85.8	479.	.592	1.69	.826
	1.390	11.6	86.8	487.	.603	1.66	.823
	1.410	11.8	88.3	496.	.613	1.63	.820
	1.440	12.0	89.8	504.	.623	1.61	.817
	1.480	12.2	91.3	512.	.634	1.58	.814
	1.490	12.4	92.8	521.	.644	1.55	.810
	1.510	12.6	94.3	529.	.655	1.53	.808
	1.530	12.8	95.8	538.	.665	1.50	.804
	1.560	13.0	97.3	546.	.675	1.48	.801
	1.580	13.2	98.7	554.	.686	1.46	.798
	1.610	13.4	100.	563.	.696	1.44	.795
	1.630	13.6	102.	571.	.706	1.42	.792
	1.650	13.8	102.	580.	.717	1.39	.789
	1.680	14.0	105.	588.	.727	1.38	.785

* MULTIPLY TOTAL WEIGHT BY THE CORRECT LINE ON THIS COLUMN.

Fig.5. 2 Gravedad específica del aceite, agua y lodo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Factor de flotación: para convertir el peso del acero en el aire al peso en el lodo, para verificar el peso muerto sobre el gancho.

Aplicar únicamente a sartas de tubería las cuales estén completamente llenadas con lodo.

Peso Real = Longitud de la sarta * Peso por pie de la tubería * Factor de Flotación.

Ejemplo 3

Encuentre el peso de una barra de contrapeso (EQF – 46) en un fluido de 14 lb/gal.

De la tabla obtenemos los siguientes datos:

Peso en el aire del EQF – 46 = 104 lb

Desplazamiento de agua = 6.5 lb

ρ Fluido = 14 lb/gal tiene una gravedad específica SG = 1.680

Peso flotado = 104 lb – (6.5 lb * 1.680) = 104 lb – 10.92 lb

Peso flotado = 93 lb.

Ejemplo 4

Encontrar el peso de una barra de contrapeso (EQF – 46) en un fluido de pozo con aceite de 40° API.

Peso en el aire del EQF – 46 = 104 lb

Desplazamiento de agua = 6.5 lb

Aceite de 40° API tiene una gravedad específica de:

$$SG = 141.5 / (131.5 + °API)$$

$$SG = 141.5 / (131.5 + 40° API) = 141.5/171.5$$

$$SG = 0.825$$

$$\text{Peso flotado} = 104 \text{ lb} - (6.5 \text{ lb} * 0.825) = 104 - 5.36$$

Peso flotado = 98.64 lb.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Ejemplo 5

Calcular el peso de 1000 metros de cable 5/16" marca Camesa IN32PTZ suspendido de un fluido con una densidad de 1.2 gr/cc.

De la tabla de datos del Fabricante del cable:

Peso de cable en el Aire = 192 lb cada 1000ft.

Peso de cable en el agua = 162 lb cada 1000ft.

Peso flotado = Peso hta aire – Desplaza hta agua * SG

∴ 162 lb = 192 lb – Desplaza cable agua * 1.0

Desplaza cable agua = (192 lb – 162 lb) / 1 = 30 lb c/1000 ft

De la tabla obtenemos:

$\rho = 1.2 \text{ gr/cc} = 10.014 \text{ lb/gal}$

Gravedad Específica SG = 1.2

Peso del Cable en el Fluido = 192 lb – 30 lb * 1.2

Peso del Cable en el Fluido = 192 lb – 36 lb = 156 lb c/1000 ft.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Longitud del cable = 1,000 m

Longitud del cable = 1,000 x 3.281 ft = 3,281 ft

Peso de cable a 3,000 m = 3,281 ft * 156 lb / 1,000 ft

Peso de cable = 512 lb.

Ejemplo 6

Dado:

Presión en el cabezal del Pozos (WHP) = 2500 psi

Diámetro del aparejo 2 7/8" EUE 6.5 lb/ft

Herramienta de fondo: Cabeza de disparos (MH – 22) / Localizador de coples (CAL – QB) / Herramienta de registros (TDT – K)

Fluido en el Pozo: Hidrocarburo de 40° API

Cable Utilizado: 7/32"

Pozo Vertical

1.- ¿Cuántos Pesos se necesitan para bajar la herramienta?

2. ¿Cuánto lubricador se necesita?

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

1)

Peso para vencer la fuerza ascendente de la presión WHP:

$$W\downarrow = 1.2 * (\pi/4) * (0.222")^2 * 2500 \text{ psi}$$

$$W\downarrow = 116 \text{ lb.}$$

Ahora se verificara si la herramienta tiene ese peso o hay que agregar barras de peso. El valor de la gravedad específica para 40° API de la tabla, SG = 0.825

Tabla 5. 4 Tabla de Cálculos.

Herramienta	Peso en el Aire (lb)	Desplazamiento Agua	Desplazamiento de agua por segundo (lb)	Peso en el fluido del pozo (lb)	Longitud (ft)
MH-22	5.5	0.6	0.495	5.0	1.5
CAL-QB	6.0	1.5	1.24	4.76	1.5
TDT-K	124.0	26	21.45	102.55	26

Peso de la herramienta en fluido del pozo = 5 + 4.76 + 102.55

Peso de herramienta en fluido del pozo = 112 lb.

Observamos que no es necesario adicionar barra de pesos para poder bajar estas herramientas en un pozo estático.

2)

Longitud de la herramienta = $1.5 + 1.5 + 26 = 28$ ft

Longitud del lubricador = $28\text{ft} + 3\text{ ft} = 31$ ft

Peso de la herramienta en fluido del pozo = 120 lb

Desviación del Pozo = 40°

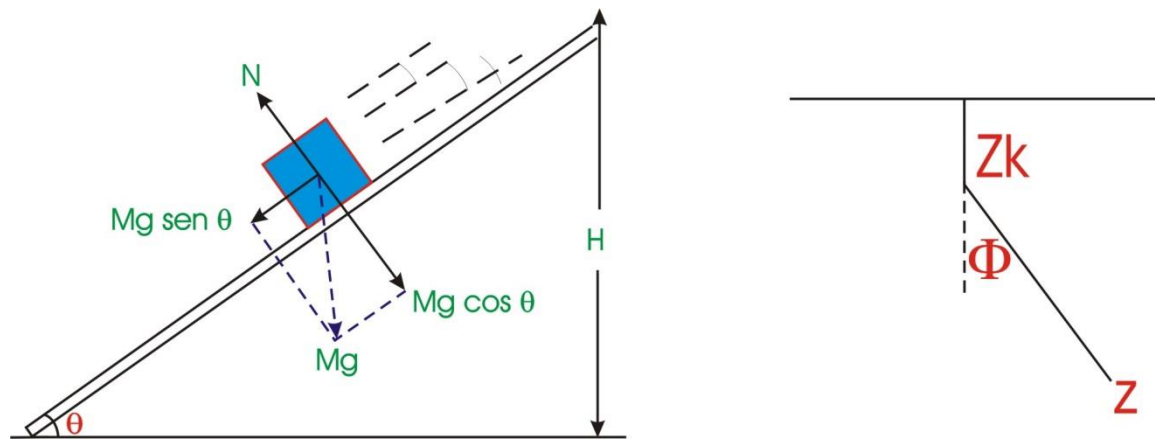


Fig.5. 3 Peso de la Herramienta en Fluido del Pozo.

$Z_k = 1,000$ m;

$Z = 4,500$ m;

$Z - Z_k = 4,500$ m - $1,000$ m

$Z - Z_k = 3,500$ m

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

$$\cos \phi = BC / Z - Z_k$$

$$BC = (Z - Z_k) * \cos \phi = 3,500 \text{ m} * \cos (40^\circ)$$

$$BC = 3,500 \text{ m} * 0.766 = 2,681 \text{ m}$$

De las figuras:

$$\text{Sen } \theta = 2681 \text{ m} / 3500 \text{ m} = 0.766$$

$$\text{Sen } \theta = \text{Cos } \theta$$

$$P_{\text{desv}} = \text{Peso} * \text{Sen } \theta = 120 \text{ lb} * 0.766$$

$$\mathbf{P_{\text{desv}} = 92\text{lb.}}$$

$$P_{\text{desv}} = \text{Peso} * \text{Cos } \theta = 120\text{lb} * 0.766$$

$$\mathbf{P_{\text{desv}} = 92\text{lb.}}$$

Capítulo 6 - Instrucciones para Operación.

6.1. Procedimientos de Instalación.

Deberán ser tomadas bastantes providencias dentro de la planeación del trabajo, el ingeniero llegará al sitio del pozo seguro en el conocimiento que la mayor parte de las contingencias han sido adecuadamente cubiertas y que el pozo está limpio, reparado y en condiciones de trabajo de primera clase.

La porción más crítica de la operación es el armado. El ingeniero deberá supervisar cuidadosamente a su cuadrilla (personal de trabajo), debe asegurarse de hacer un método para preparar el cabezal y que el método de prueba se lleve a cabo con seguridad y eficiencia. Debe inspeccionar el sitio del pozo para posibles riesgos y planear rutas de escape.

La preparación del cabezal es crítica, el cabezal de alta presión es costoso y la mala secuencia de operación de las válvulas puede causar pérdida de control del pozo y dañar las válvulas más allá de reparar. Debido a lo anterior, debemos conocer los procedimientos de la operación correcta.

- a) Cierre la válvula de sondeo. No toque la válvula maestra inferior.
- b) Cierre las válvulas laterales de más adentro.
- c) Si un medidor está montado en la cabeza del pozo, cierre la válvula del medidor, remueva el medidor y abra la válvula del medidor para desfogar la presión.
- d) Quite el capuchón del cabezal del pozo y tenga cuidado de la presión que se encuentre atrapada.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

- e) Coloque el adaptador al cabezal del pozo. Las cuerdas deben estar limpias y recubiertas con grasa para tubería.
- f) Coloque los BOP's sobre el adaptador después de verificar que los RAM's pueden ser abiertos y cerrados.

La próxima etapa de la operación es el armado del WHE, figura 6.1. En los equipos de perforación, el método más conveniente es normalmente el armado horizontal. El cable debe haber sido pasado a través del HGT y la cabeza unida. Recuerde que la tensión del punto débil dependerá del número de alambres de la armadura usados.

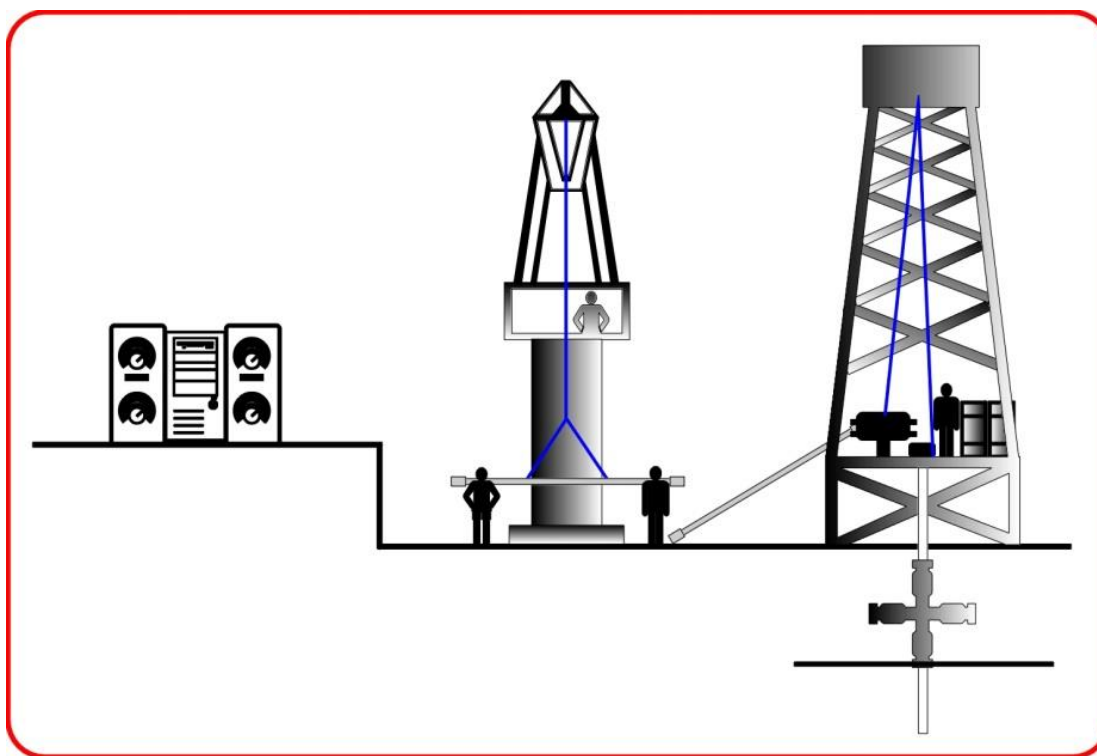


Fig.6. 1 Armado del Cabezal de Inyección de Grasa del WHE.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Enrosque todos los lubricadores juntos sobre la rampa del equipo. Levante los lubricadores con una línea (de una grúa de aire, “ronco”), asegurando el amarre justo debajo de la unión, todavía apoyado en la rampa del equipo. Conecte un peso a la cabeza y coloque el peso en el lubricador de más arriba, antes de conectar el HGT.

El peso jalará a la cabeza hacia abajo cuando los lubricadores sean levantados. Conecte las mangueras para la grasa e hidráulicas, después encinte o amarre con cordón todas las mangueras a cada conexión para evitar que caigan si llegan a desconectarse. Es una buena idea usar una carretilla en el extremo inferior de los lubricadores para ayudar en el armado. Si una carretilla no está disponible, entonces un tapón de bloqueo o un protector de cuerdas deberá ser usado evitando el peso de caída fuera del extremo de los lubricadores durante el armado.

Una vez que WHE está armado y colgado en la torre, la herramienta puede ser armada verticalmente y jalada dentro de los lubricadores. Levante los lubricadores a la torre con la herramienta dentro; normalmente esto no es considerado como una buena práctica, debido a la fuerza mencionada anteriormente. Ciertas herramientas de registros eléctricos podrían seguramente ser dañada si se arma de este modo.

Todo lo que debe hacer, una vez que el WHE ha sido conectado dentro del BOP en el cabezal del pozo, es conectar las líneas de grasa a la bomba de grasa, las líneas hidráulicas a las bombas hidráulicas y re-verificar que todas las conexiones sean seguras (figura 6.2), además, cheque el estado de todas las válvulas y múltiples.

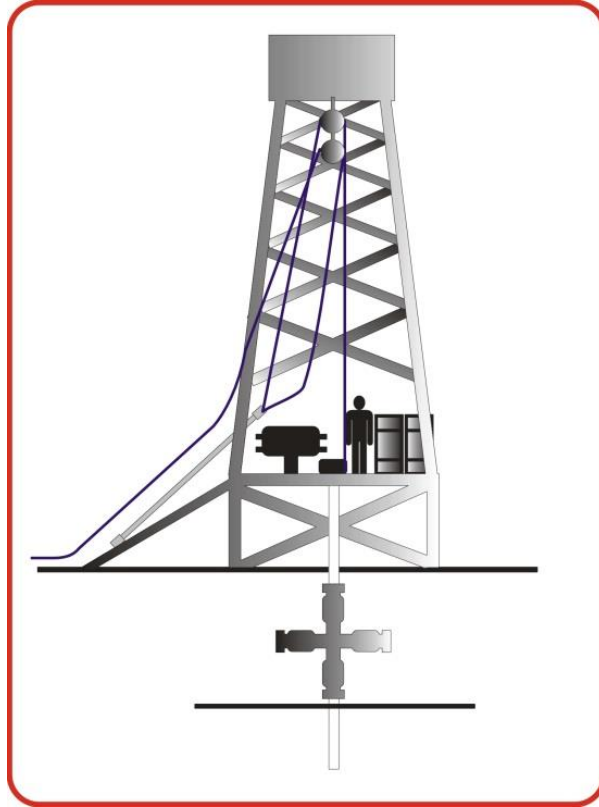


Fig.6. 2 Interconexión del Control Hidráulico/Grasa al WHE.

Recuerde atar una o preferentemente dos cuerdas largas al lubricador de más arriba. Estos ayudaran a maniobrar los lubricadores durante el armado y desarmado, y serán usados para minimizar el esfuerzo flexionante durante la operación.

6.2. Prueba de Presión.

Una prueba de presión del equipo es obligatoria antes de cada serie de operaciones. Las últimas políticas de presión requieren que el equipo WHE completo sea probado 1.2 veces la máxima presión esperada en el cabezal del pozo. Si no se desea someter el equipo a esta presión, entonces la prueba de presión deberá igualar la presión esperada del pozo o la máxima especificada por el supervisor, cualquiera que sea mayor.

La prueba de presión deberá ser llevada a cabo con agua y no con diésel (por algún riesgo de explosión). Si las bombas del equipo de perforación o bombas de otra compañía de servicio están disponibles, ellas pueden ser usadas para la prueba de presión, el ingeniero tendrá control total de la situación.

El manual recomienda llevar la prueba con el estopero cerrado y sin grasa en los tubos de flujo para que la línea de flujo y la válvula check en la línea de inyección sean probadas. También se recomienda mantener la prueba de presión por 3 minutos.

6.3. Ejecutando el Trabajo.

Únicamente después de la prueba hidrostática en el sitio del pozo, se prueba que el equipo es hermético a la presión y se podrá abrir el pozo. Únicamente queda bajar la herramienta de fondo, ejecutar el servicio de calibración, registros o disparos y recuperar la herramienta. Los procedimientos de operación tienen que estar bien documentados con anticipación. Sin embargo, los fracasos causados por errores humanos abundan, así que vale la pena repetir algunas sugerencias de operación.

Antes que nada, y por seguridad tanto del trabajador como de la empresa, asegúrese que todas las bombas manuales para el BOP, Atrapador de Herramienta, Trampa de herramienta, Estopero y Limpia cable estén conectadas, en fácil acceso y claramente etiquetadas. Las mangueras con código de colores evitan confusión.

6.3.1. Para Bajar en el Agujero.

Al terminar la prueba de presión, la presión en los lubricadores es desfogada y la inyección y la presión en la inyección de grasa fijada a 20% arriba de la presión del pozo. La bomba deberá bombear extremadamente lenta cuando el cable está estacionado. La bomba golpeará rápidamente si la manguera de la grasa y los tubos de flujo no están llenos de grasa. Si hay cero presiones en el pozo, el bombeo de la grasa deberá ser puesto a una mínima presión de bombeo. La grasa siempre deberá ser inyectada para lubricar el cable y reducir el desgaste en los tubos de flujo.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Se deberá mantener sujeta la herramienta de fondo mediante el Tool Trap para evitar que la herramienta o el cable sufra daños cuando se abra el pozo (válvulas de sonde y maestra).

La válvula maestra deberá ser abierta lentamente. Escuche el fluido del pozo entrando en los lubricadores. Pare la apertura de la válvula cuando sea escuchado el sonido del fluido entrando. Abra completamente la válvula una vez que el WHE esté totalmente presurizado. Cuente el número de vueltas necesarias para abrir completamente la válvula. Cuelgue una señal en la válvula indicando qué operaciones con cable están en proceso y el número de vueltas necesario para abrir la válvula.

Mantenga un preciso control de la profundidad. Coloque marcas magnéticas adicionales sobre el cable cuando la herramienta este a 30 m, o abajo del BOP. Marque la profundidad a la cual el cable deja la bobina en el extremo de cada capa (por ejemplo en cada borde, ver figura 6.4). Marque también la posición de la última vuelta del cable sobre la bobina antes de bajar al pozo. Esto asegura el control exacto de la profundidad en la salida del pozo, aún si el cable no tiene marcas magnéticas, o si las marcas han sido borradas debido a una tubería de aparejo magnetizado.

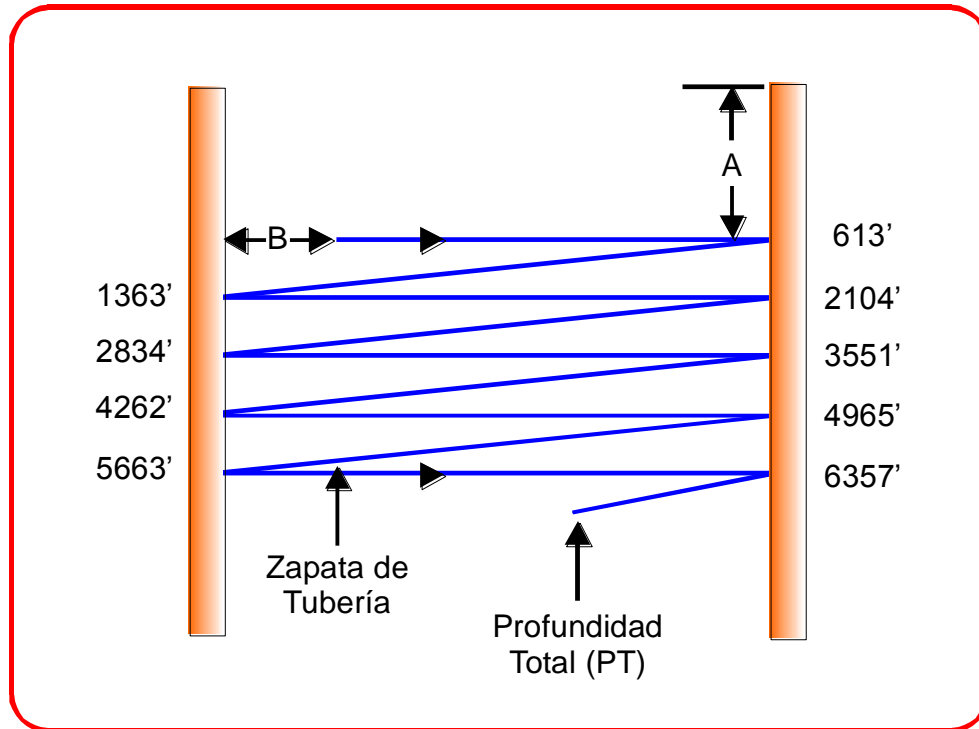


Fig.6. 3 Diagrama de Profundidad del Cable.

Sea extremadamente cuidadoso de cualquier restricción en el agujero, especialmente si el pozo está fluyendo. Las velocidades del fluido pueden ser extremadamente altas para la herramienta, a través de un nipple (restricción). Asegúrese que el malacatero tenga un buen esquema del pozo con las profundidades marcadas. Verifique que los coples aparezcan cuando los espera aproximadamente 10 m. para tubería de producción y 13 m. para tubería de revestimiento. Figura 6.5.

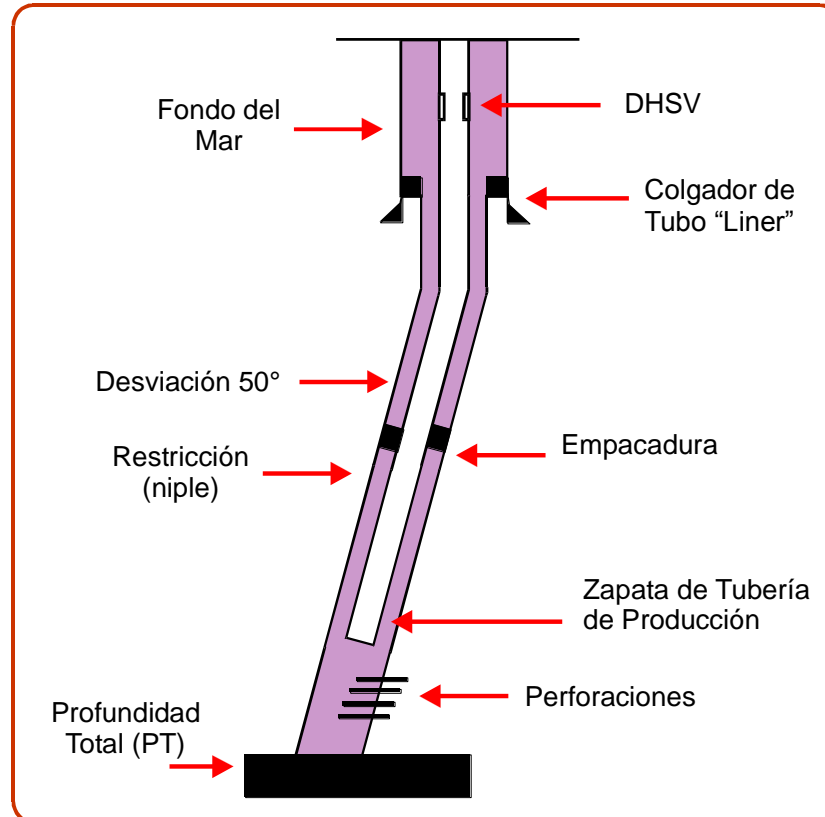


Fig.6. 4 Ejemplo de Tipo de Pozo.

6.4. Registrando.

Un malacatero bien entrenado será de gran ayuda. Una vez que se está bajando al pozo, el problema principal llega a ser si su herramienta se atrapa en una restricción o en el fondo, o sea retraída de la zapata del aparejo demasiado rápido. Si se ha tenido la profundidad correlacionada en todo el camino dentro del pozo no debería haber sorpresas. El croquis del malacatero en dos puntos extremos, dan asimismo un buen margen de seguridad. Si es posible verifique la tensión del cable seguro y recuerde a todos vigilar el medidor de tensión.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

En pozos inyectoros, si está entrando el aparejo, usted tiene un gran efecto pistón, tratando de romper su punto débil. En pozos productores, la herramienta puede ser metida junto con el cable, acuñando la herramienta y el cable en el aparejo, esto ocasionará que no se pueda romper el punto débil ya que el cable estará enredado sobre la herramienta.

Si es posible, se debe cerrar el pozo antes de entrar al aparejo. Asegúrese que la válvula correcta es cerrada, supervíselo usted mismo.

6.5. Saliendo del Pozo.

Cuando salga del pozo, la velocidad del cable está limitada por el volumen de grasa que la bomba pueda sacar, y el espacio entre el cable y los tubos de flujo. Mantenga la velocidad del cable a un máximo de 20,000 ft/h.

Después de registrar un pozo, algo puede cambiar. Los cañones expandidos después de ser disparados, los caliper y brazos de sondas FBS doblados o rotos, etc., esto está dentro de lo planeado.

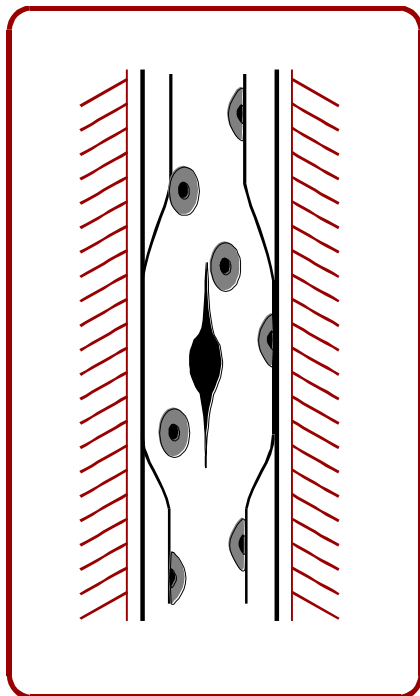


Fig.6. 5 Cañón Agrietado.

Dedique toda su atención y disminuya la velocidad (1800 ft/h) sacando cuando entre a la zapata y a través de cualquier restricción en el aparejo. Mantenga la velocidad del cable muy baja (900 ft/h) cerca de la superficie y vigile su tensión y su respuesta de CCL (localizador de coples). Asegúrese que la trampa de herramienta (tool crap) esté cerrada y el atrapador de herramienta (tool catcher) este activado. Si usted llega a atorarse, necesita ser capaz de determinar exactamente dónde y que parte de la herramienta está colgando arriba.

No jale inmediatamente al límite seguro de tensión porque se podría acñar la herramienta. Pare, baje e intente de nuevo. La tensión seguro sobre el cable es fijada cerca de la tensión normal de registro, y éste debe ser ajustado en todo el trayecto sacando del pozo.

Llegando fuera del pozo, nuevos problemas pueden surgir:

- Cable mal devanado.
- Cable retorcido.
- Contador de profundidad desfasándose, figura 6.7.

6.5.1. Cable Retorcido.

Es el más común de los problemas, pero con horribles resultados si no es detectado a tiempo. Es necesario estar vigilando el indicador de tensión de cualquier movimiento irregular o cambio inexplicable.

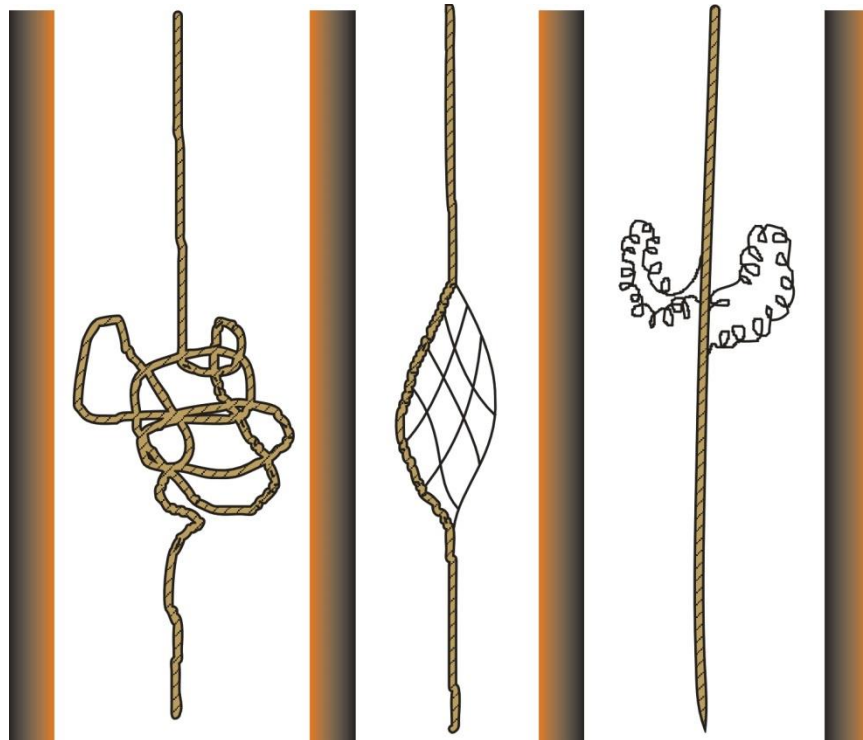


Fig.6. 6 Cables Dañados.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Siempre que el incremento de tensión es ajustado manualmente, debe avisarse el uno al otro del cambio. Si un alambre de la armadura del cable se hace hebra, el indicador de tensión iniciará a moverse y lentamente a incrementarse. Esto es señalado para que no se inicie un trabajo con un medidor de tensión que esté “bastante cualitativo”.

El contador de profundidad desfasándose será fácilmente detectado con el MDD. Si la campana no es constante, usted sabrá que algo está mal. Mientras que usted llegue cerca de la superficie, verifique su diagrama de cable para asegurarse que todo está normal. El diagrama también ayuda si usted ha tenido que cambiar la profundidad debido a que el equipo de reparación o el camión mástil tienen una referencia de profundidad diferente a los registros de correlación.

Asegúrese que el operario del malacate devane el cable cuidadosamente para evitar que el cable se doble y en el futuro falle el aislamiento.

Tenga cuidado de romper el punto débil por el jalón sobre el cable. Si su herramienta es atrapada en alguna parte cerca de la superficie, hay muy poca elongación en el cable. Con ambos extremos del cable fijos y un par de operadores empujando hacia abajo muy fuerte en medio del cable, el punto débil romperá.

El siguiente paso es colocar la herramienta abajo, sobre la trampa de herramienta cerrada. Esto confirma que está en el lubricador. Si la herramienta y el cable no llegan abajo, o si ellas no paran, algo va mal.

SISTEMAS DE CONTROL DE PRESIÓN EN POZOS PETROLEROS

Con una trampa de herramienta manual (de tipo H₂S) usted puede ver la manija de la trampa moverse cuando la herramienta entre al lubricador. Un operador deberá sostener la manija. El señalará cuando la cabeza entre en el lubricador y cuando el fondo de la herramienta pase por la trampa.

Una vez que se está seguro que la herramienta permanece en el lubricador, podrá cerrar lentamente la válvula maestra. Cuente el número de vueltas y, si cualquier resistencia se siente antes de que la válvula cierre completamente, pare y reverifique que la herramienta esté en el lubricador. Si la válvula lleva 16 vueltas para cerrar normalmente, y la válvula para después de 10 u 11 vueltas, la herramienta o el cable puede estar en la válvula. El cable fácilmente es dañado. Abra la válvula en la primera señal de resistencia.

Una vez que la válvula maestra es cerrada, la presión puede ser desfogada a través del múltiple del preventor BOP. Idealmente la válvula de desfogue deberá ser conectada a través de una manguera de grasa de alta presión o a la línea de flujo de prueba (testing).

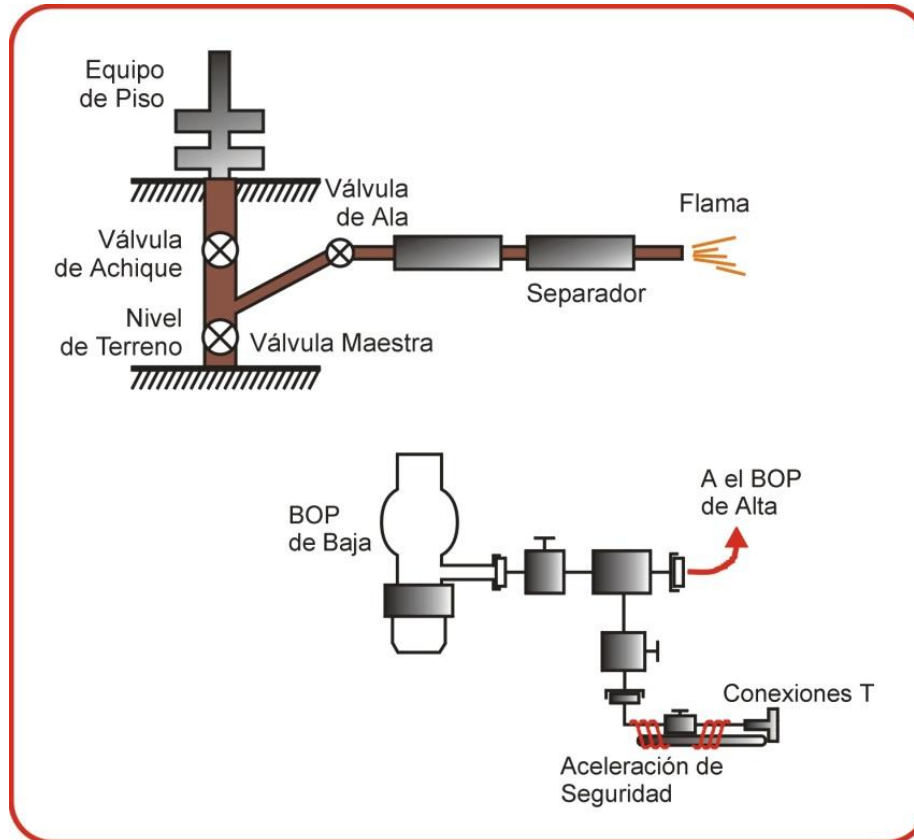


Fig.6. 7 Diagrama de Válvulas Conexiones.

Si esto no es posible, la manguera deberá drenar los fluidos a favor del viento y estar asegurada a una estructura fija. Tan pronto como la presión es desfogada, la bomba de grasa puede ser apagada y, el múltiple y medidores de presión deberán ser eliminados para evitar daños durante el desarmado y el manejo de las bombas, etc., procurando dejar área limpia de trabajo.

Recuerde que, después de desfogar la presión, es muy probable que aún quede fluido en el lubricador puesto que el sello de grasa en el estopero no permita entrada de aire al sistema. Tenga cuidado cuando los lubricadores sean levantados. El fluido se verterá una vez que los lubricadores sean desconectados. La herramienta puede levantarse de la trampa, limpiarse y desconectarse.

Conclusión

Los sistemas de control de presión en pozos petroleros son sistemas que requieren de una minuciosa selección y cuidado ya que, como se vio a lo largo de este trabajo, los peligros tanto para el personal como para el equipo utilizado están siempre presentes ante cualquier mínimo error.

El conocimiento de sus partes, así como el funcionamiento de las mismas, influye en gran medida a la seguridad del personal y el equipo. Sin estas, la seguridad y la eficiencia disminuyen, afectando gravemente la exploración y producción de los pozos petroleros.

Con lo anterior se concluye que esta monografía cumple con los objetivos establecidos al inicio, ya que se mostró de manera concreta el funcionamiento, la descripción y los cuidados del equipo de control de presión, además que describió paso a paso los cálculos para la selección y la operación adecuados del sistema de control de presión, así como los principios de seguridad para el personal.

Bibliografía

ELMAR. “Escuela de Control de Presión”.

ELMAR. “Equipos Para Control de Presión”.

Petróleos Mexicanos. “Curso Básico de Control de Presión”.

Specialty Rental Tools & Supply. “Manual de Curso Para Equipos de Control de Presión”.

Lee Specialties. Año 2012.

<http://www.leespecialties.com/pdf/2012Magazines/PressureControlMagazine2012-English-WEB.pdf>