

# INSTRUCTIVO DE INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL EQUIPO DE CONTROL DE POZO EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN

JORGE ANTONIO DAVID MONROY RINCÓN



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2015

**INSTRUCTIVO DE INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL EQUIPO DE CONTROL DE  
POZO EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN**

**JORGE ANTONIO DAVID MONROY RINCÓN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Tutor UIS:**

**WERNEY DE JESÚS MACHUCA BOADA**

**Ingeniero de Petróleos**

**Tutor IDS:**

**ALFONSO ACEVEDO DÍAZ**

**Administrador de Empresas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la energía, fuerza, entendimiento y ánimo para seguir adelante en este proceso, de comienzo a fin.*

*A mi familia a quienes debo todo lo que tengo.*

*Para mis padres, Lucy y Jorge por su apoyo, comprensión consejos, paciencia, ejemplo y dedicación durante toda mi vida, especialmente en mi carrera universitaria.*

*A mi hermano Felipe por ser esa energía y motivación para seguir adelante y luchar por mis sueños.*

*A mis amigos que con su paciencia y compañía hicieron de mi etapa universitaria una estancia cálida y feliz, llena de buenos momentos y de experiencias de aprendizaje.*

*A mis compañeros de trabajo de IDS quienes me recibieron como un más, compartiendo sus conocimientos de la manera más amable y paciente, y haciendo de mi práctica empresarial una etapa inolvidable.*

*A la Universidad Industrial de Santander quien me abrió sus puertas para poder formarme como profesional.*

*A todos mil gracias!!!*

*Jorge Antonio David Monroy Rincón*

## **AGRADECIMIENTOS**

Expreso mis agradecimientos a:

Al Ingeniero Werney de Jesús Machuca Boada, por su excelente dirección, por su comprensión y compromiso, gracias a sus recomendaciones y aportes se concluyó satisfactoriamente este proyecto.

Al Ingeniero Alfonso Acevedo, por la oportunidad de pertenecer a tan grandioso equipo de trabajo, por su valiosa orientación y paciencia durante las etapas desarrolladas en esta práctica empresarial.

A todo el grupo de trabajo de Integral Drilling Services IDS Inc. que de diferentes maneras e incondicionalmente contribuyeron con un granito de arena al desarrollo de este trabajo.

A nuestra alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos la oportunidad de crecer como personas y profesionalmente.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	14
1. FUNDAMENTOS Y PRINCIPIOS BASICOS DE CONTROL DE POZO	16
1.1 SISTEMA DE CONTROL DE POZO	16
2. EQUIPOS DE CONTROL Y SEGURIDAD	19
2.1 CONJUNTO DE PREVENTORES (BOP Stack)	20
2.1.1 Configuración y códigos de los componentes del arreglo de preventores	22
2.2 WELLHEAD (CABEZAL DE POZO)	24
2.2.1 Funciones	24
2.2.2 Requerimientos para la selección	25
2.2.3 Especificaciones del diseño	25
2.2.4 Componentes	26
2.2.4.1 Casing Head	28
Fuente: Wellhead systems for land Drilling. Petrowiki.org	29
2.2.4.2 Casing Spool	29
Fuente: Wellhead systems for land Drilling. Petrowiki.org	30
2.2.4.3 Casing Hanger	31
2.3 PREVENTOR ANULAR	34
2.3.1 Indicación de modelo	35
2.3.2 Partes	36
2.3.3 Principio de funcionamiento	38
2.3.4 Características de la estructura	39
2.3.5 Unidad de sello	40
2.3.6 Anillos de desgaste	40
2.3.7 Efecto embudo	40
2.3.8 Operación de stripping	40
2.3.9 Aplicación apropiada	41

2.3.10 Procedimiento de desmontaje	42
2.3.11 Procedimiento de re ensamblaje	42
2.3.12 Almacenamiento apropiado de los cauchos o gomas	43
2.3.13 Problemas	44
2.4 PREVENTORA DE ARIETES (RAM BOP)	45
2.4.1 Tipos de preventora RAM	46
2.4.2 Partes	48
2.4.3 Principio de funcionamiento	50
2.4.4 Características estructurales	51
2.4.5 Usos	52
2.4.6 Precauciones	53
2.4.8 Reemplazo de la RAM y de los elementos sellantes de goma	53
2.5 CHOKE Y KILL MANIFOLDS	54
2.5.1 Representación del modelo	55
2.5.2 Estructura	56
2.5.3 Mecanismo de estrangulamiento del Kill Manifold	57
2.5.4 Uso y operación	58
2.5.5 Mantenimiento	59
2.5.6 Manipulación y almacenamiento	60
2.6 ACUMULADORES	62
2.6.1 Fases	62
2.6.2 Cálculos	63
2.6.3 Componentes	68
3. INSTALACIÓN Y RECOMENDACIONES	73
3.1 STACK BOP	73
3.2 SISTEMA DE CONTROL BOP	79
3.3 CHOKE MANIFOLD	81
3.4 CHOKE LINES	83
3.5 KILL LINES	84
3.6 INSTALACIÓN KILL Y CHOKE LINES	85

3.7 ACUMULADOR	86
3.8 INSTALACIÓN ACUMULADOR	87
3.9 SISTEMAS DE BOMBEO	88
3.10 TRIP TANK	89
4. PRUEBAS E INSPECCIONES	91
4.1 PRUEBAS DE PRESIÓN	92
4.2 CONSIDERACIONES GENERALES DE LAS PRUEBAS	94
4.3 STACK BOP	95
4.3.1 Prueba BOP	97
4.4 CHOKE MANIFOLD	100
4.5 ACUMULADOR	101
4.5.1 Prueba acumulador	101
4.6 CHOKE Y KILL LINE	102
4.7 INSPECCIONES MAYORES	103
5. CONCLUSIONES	105
6. RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	107

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. BOP Stack	20
Figura 2. Preventoras	22
Figura 3. Componentes cabezal de pozo	26
Figura 4. Componentes casing head	28
Figura 5. Casing head	29
Figura 6. Casing Spool	30
Figura 7. Componentes casing spool	31
Figura 8. Casing hanger cuñas envolventes	32
Figura 9. Casing hanger cuñas envolventes con sello	32
Figura 10. Casing hanger mandrel	33
Figura 11. Preventora anular	34
Figura 12. Componentes preventora	38
Figura 13. Componentes Preventora Ram	45
Figura 14. Tipos de preventora Ram	46
Figura 15. Preventora Ram	46
Figura 16. Componentes preventora Ram	48
Figura 17. Pipe RAM (fijo o cuerpo variable)	49
Figura 18. Blind RAM	49
Figura 19. Shear RAM	50
Figura 20. Choke Manifold	54
Figura 21. Estructura Choke Manifold	56
Figura 22. Kill Line	57
Figura 23. Componentes Kill y choke line	61
Figura 24. Acumulador	62
Figura 25. Botellas Acumulador	65
Figura 26. Componentes Acumulador	68

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Unidades de empaque	37
Tabla 2. Instalación BOP	74
Tabla 3. Instalación Kill y Choke Lines	85
Tabla 4 Instalación Acumulador	87
Tabla 5. Prueba BOP	97
Tabla 6. Prueba acumulador	101

## RESUMEN

**TITULO:** INSTRUCTIVO DE INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL EQUIPO DE CONTROL DE POZO EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN\*

**AUTOR:** JORGE ANTONIO DAVID MONROY RINCÓN\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Equipo de control de pozo, Instructivo operacional, Perforación, Reventón.

**DESCRIPCIÓN:** El control de influjos es quizás uno de los mayores desafíos que se presentan durante la perforación en busca de yacimientos de petróleo. Si bien, la ocurrencia de los influjos confirma la presencia de hidrocarburos, es sumamente importante que durante la intervención en un pozo, cualquiera que sea su objetivo, se eviten estos eventos mediante la aplicación de sistemas de control de pozo.

Los problemas de control de pozo y los reventones no son situaciones particulares. Estas ocurren en las operaciones de las compañías más grandes así como en las más pequeñas. También ocurren en las operaciones más complejas, como en pozos de gas más profundos y de alta presión, así como en las operaciones más someras.

Es común que en las áreas donde las patadas de pozos no son frecuentes los contratistas y operarios tomen actitudes descomplicadas y con pobres diseños en sistemas auxiliares. Consecuente con esto, cuando los problemas ocurren, los sistemas de soporte no son adecuados, problemas mecánicos complementan la situación y el desastre comienza.

Las consecuencias de errar son severas. Incluso la más simple situación de reventón puede resultar de la pérdida de millones de dólares en equipos y valiosos recursos naturales. Estas situaciones también pueden resultar en la pérdida de algo mucho más valioso, vidas humanas.

Este proyecto se realizó con el fin de crear un paso a paso efectivo y específico que permita a los operarios de la empresa INTEGRAL DRILLING SERVICES IDS INC. realizar la instalación y prueba de los equipos de control de pozos de una forma efectiva, segura y apropiada, teniendo como apoyo normas y manuales específicos.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Tutor UIS: Werney de Jesus Machuca Boada; Tutor IDS: Alfonso Acevedo Díaz

## ABSTRACT

**TITLE:** OPERATIONAL INSTRUCTIVE OF INSTALATION AND TEST OF WELL CONTROL EQUIPMENT FOR DRILLING OPERATIONS\*.

**AUTHOR:** JORGE ANTONIO DAVID MONROY RINCÓN \*\*

**KEYWORDS:** Well control equipment, operational instructive, Drilling, Blowout.

**DESCRIPTION:** Control of inflows is perhaps one of the greatest challenges that arise during drilling for oil deposits. Although the occurrence of inflows confirms the presence of hydrocarbons, it is extremely important that whatever your goal, these events are avoided during surgery in a well, through the application of well control systems.

The problems of well control and blowout are no particular situations. These operations occur in larger as well as smaller companies. Curren also in more complex operations, such as deepest gas wells and high pressure, and in the shallower operations.

It is common in areas where wells kicks are rare that contractors and operators take relaxed attitudes and poor designs in auxiliary systems. Consistent with this, when problems occur, support systems are inadequate, mechanical problems complement the situation and disaster begins.

The consequences of error are severe. Even the simplest situation of blowout may result in the loss of millions of dollars in equipment and valuable natural resource. These situations can also result in the loss of something far more valuable human lives.

This project was done in order to create an effective and specific step by step that allows the operators of the company INTEGRAL IDS DRILLING SERVICES INC. installing and testing the well control equipment of an effective, safe and appropriate manner, with the support specific standards and manuals.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Tutor UIS: Werney de Jesus Machuca Boada; Tutor IDS: Alfonso Acevedo Díaz

## INTRODUCCIÓN

El equipo de control de pozo es la tecnología concentrada en el mantenimiento de la presión en formaciones abiertas para prevenir o dirigir el flujo de formación de fluidos hacia la boca del pozo. Esta tecnología abarca la valoración de la formación de las presiones de fluido así como los procedimientos operacionales para que el pozo deje de fluir si ocurriera una afluencia de formación de fluido. Para efectuar procedimientos de control de pozo, se instalarán válvulas grandes en la parte alta del pozo para permitir al personal del emplazamiento del pozo, cerrarlo si fuera necesario.

El control del pozo incluye el manejo de los peligrosos efectos de altas presiones, inesperadas, en el equipo de superficie de los taladros de perforación que trabajan en busca de crudo o gas. El fracaso del manejo y control de estos efectos de la presión puede causar daños graves a los equipos, lesiones y muertes.

Este proyecto se realizó con el fin de crear un paso a paso efectivo y específico que permita a los operarios de la empresa INTEGRAL DRILLING SERVICES IDS INC. realizar la instalación y prueba de los equipos de control de pozos de una forma efectiva, segura y apropiada, teniendo como apoyo normas y manuales específicos.

Inicialmente se presenta las principales características de cada uno de los equipos que aportan en los procedimientos de control de pozo y su principio de funcionamiento; permitiendo así entender sobre su mecánica. Después de esto presento los instructivos operacionales de instalación de cada uno de los equipos involucrados junto con las recomendaciones específicas de uso de estos mismos.

Por último podrá encontrar los manuales de prueba del equipo junto con información específica sobre inspecciones necesarias que deben tenerse en cuenta como mínimo antes de iniciar operación de perforación.

# **1. FUNDAMENTOS Y PRINCIPIOS BASICOS DE CONTROL DE POZO**

## **1.1 SISTEMA DE CONTROL DE POZO**

Los problemas en el control de pozo son siempre interesantes. La fuerza bruta que es liberada por la naturaleza en forma de un reventón fuera de control es increíble.

Empezamos primero aclarando lo que se considera un reventón y la diferencia de una patada de pozo; la patada de pozo como tal es la entrada no deseada de fluidos de la formación al pozo, y se considera reventón a la arremetida de fluidos que no puede ser controlada en superficie debido a el desequilibrio de presiones. Habrá problemas de control y pozos problemáticos siempre que existan operaciones de perforación en el mundo.

En los pozos petroleros durante las etapas de perforación, terminación y mantenimiento de los mismos, existe la posibilidad de que se origine un reventón. Esta se origina debido al desbalance entre la presión de formación y presión hidrostática del fluido de control. Si estos problemas son detectados a tiempo, aplicando las medidas inmediatas y correctas para manejarlo en superficie no causa daños industriales, ecológicos o al personal. Pero en caso contrario, se incrementan los tiempos y costos de la intervención.

Si el influjo no es detectado a tiempo, y no se aplican las medidas correctas en superficie para manejarlo o no se tiene integridad en los sistemas superficiales de control; este puede manifestarse de forma violenta en superficie, con todo el potencial contenido en la formación productora y sin poder manejar los fluidos a

voluntad. En la industria petrolera, a esta condición se le conoce como “descontrol de pozo”.

En algunos de los casos un descontrol puede alcanzar la magnitud de siniestro causando la pérdida total del equipo, del mismo pozo y daños severos al personal, al entorno social y ecológico.

Si bien, la ocurrencia de los influjos confirma la presencia de hidrocarburos, es sumamente importante que durante la intervención en un pozo, cualquiera que sea su objetivo, se eviten estos eventos mediante la aplicación de sistemas de control de pozo.

Las consecuencias de errar son severas. Incluso la más simple situación de reventón puede resultar de la pérdida de millones de dólares en equipos y valiosos recursos naturales. Estas situaciones también pueden resultar en la pérdida de algo mucho más valioso, vidas humanas.

Los problemas de control de pozo y los reventones no son situaciones particulares. Estas ocurren en las operaciones de las compañías más grandes así como en las más pequeñas. También ocurren en las operaciones más complejas, como en pozos de gas más profundos y de alta presión, así como en las operaciones más someras. Los problemas potenciales en el control de pozo y los reventones siempre van a estar presentes.

Los problemas de control de pozo siempre están acompañados de problemas mecánicos. Con problemas mecánicos y por otro lado problemas en la rutina de control de pozo todo puede terminar en un desastroso reventón. Es común que en las áreas donde las patadas de pozos no son frecuentes los contratistas y operarios tomen actitudes descomplicadas y con pobres diseños en sistemas auxiliares. Consecuente con esto, cuando los problemas ocurren, los sistemas de

soporte no son adecuados, problemas mecánicos complementan la situación y el desastre comienza.

## 2. EQUIPOS DE CONTROL Y SEGURIDAD

Al manifestarse la presencia de un influjo durante el proceso de perforación de un pozo, el sistema de control en la superficie debe tener la capacidad de sustentar el modo adecuado para cerrar el pozo y circular dicho influjo de fluido invasor fuera del mismo.

La función del equipo para el control de reventones (BOP) es el de cerrar el pozo y parar su flujo en el caso de pérdidas del control primario y mantener la presión de fondo igual que la presión de formación mientras dicho control primario es restaurado.

Cuando se selecciona un equipo de control de pozo se debe considerar lo siguiente:

- El equipo debe seleccionarse para sostener la máxima presión anticipada en superficie
- El conjunto de preventor de reventones debe constar de un equipo de control remoto capaz de cerrar el pozo con o sin la tubería dentro.
- En algunas áreas puede ser necesario equipo para el control de pozo adecuado para el uso con ácidos; en tales casos el sistema de BOP debe estar construido completamente en material resistente a los esfuerzos de deformación de los ácidos.
- El tiempo de respuesta del BOP debe estar de acuerdo con lo especificado en el API RP 53.
- La distribución de los preventores y la posición de los arietes son críticas y se debe seguir la norma de la compañía operadora.
- No se deben usar conexiones roscadas en líneas de alta presión, todas las uniones deben ser flanchadas o soldadas. (Sólo se admite el uso de roscas

NPT para conexiones hasta de 2" de diámetro y 3000 psi de presión de trabajo. API RP 53).

## 2.1 CONJUNTO DE PREVENTORES (BOP Stack)

Figura 1. BOP Stack



La Configuración del BOP STACK depende de la etapa operacional y de consideraciones acerca de los procedimientos operacionales, factores de seguridad y lo crítico del reventón.

Una configuración típica posee las válvulas de control ram en el extremo inferior y la BOP anular en el extremo superior.

Esta configuración del conjunto de preventoras se optimiza para proveer un grado máximo de integridad de presión, seguridad y flexibilidad, en caso de producirse un incidente de control de pozo. Por ejemplo, en una configuración de rams múltiples, un conjunto de esclusas puede adaptarse para cerrarse en una columna de perforación de 5 pulgadas de diámetro, otro conjunto puede configurarse para una columna de perforación de 4 1/2 pulgadas, un tercero proveerse de obturadores de cierre total para cerrar el agujero descubierto, y un cuarto equiparse con un preventor de cierre total que pueda cortar y dejar suspendida la columna de perforación como último recurso.

Es común tener una BOP anular o dos en el extremo superior del conjunto de preventoras ya que los anulares pueden cerrarse con una amplia gama de tamaños de tubulares y con el agujero descubierto, pero habitualmente no están diseñados para presiones tan altas como las válvulas de control ram.

El conjunto de preventores de reventón incluye además varias bridas dobles, adaptadores y salidas de tuberías para permitir la circulación de los fluidos del pozo bajo presión en caso de que se produzca un incidente de control del pozo.

Todas las preventoras deben estar equipadas con un sistema hidráulico de manejo, con capacidad de suministrar una y media (1.5) veces el volumen necesario para cerrar todas las unidades con una presión mínima de 200lpc por encima de la presión de precarga. Un sistema de apoyo, independiente del sistema de energía primario con capacidad suficiente para cerrar todas las preventoras y mantenerlas cerradas.

Curiosamente, la industria no experimenta muchas fallas en el conjunto de prevención de reventones como tal. Una vez hubo un problema en Wyoming donde una preventora fallo debido a un problema de fundición. En otro caso, la preventora de 5000 psi fallo a 7800 psi. En general el conjunto de componentes

son muy buenos y muy confiables ya que las fallas la mayoría de las veces no están asociadas a fallas en estos mismos.

Un problema que ocurre comúnmente es que el equipo no funciona cuando se necesita. Los operadores deben probar y operar los componentes de este conjunto preventor para estar seguros de que están funcionando apropiadamente.

Los arreglos para el conjunto de preventores dependerán de la presión de diseño o máxima presión esperada; con el propósito de prevenir el flujo incontrolado de los fluidos desde el pozo. El término arreglo se refiere a la combinación del equipo instalado en el tope del último casing, desde el casing head hasta el preventor en la parte más superior. La clasificación típica de API para conjunto de preventores API RP 53 (3ra edición marzo, 1999), es la adecuada para operar con 2000, 3000, 5000, 10000 y 15000 lb / plg<sup>2</sup> (141, 211, 352, 703 kg / cm<sup>2</sup>)

### **2.1.1 Configuración y códigos de los componentes del arreglo de preventores**

**Figura 2. Preventoras**



En cualquier tipo de proceso que implique instalación de equipo de control de pozo es necesario codificar y nombrar la configuración usada en el BOP Stack para que nos permita tener conocimiento de la presión de trabajo, componentes usados y tamaño del orificio, de la siguiente manera:

Ejemplo:

**(1) (2) (3)**  
**3K - 11 - SRRA**

**(1) Equivale a la presión de trabajo.**

2K – 2000psi

3K – 3000psi

5K – 5000psi

**(2) Equivale al tamaño del orificio interno.**

**(3) Equivale al orden de componentes usados en el stack de BOP de abajo hacia arriba, haciendo caso a los siguientes códigos:**

A: BOP Anular.

R: BOP Ram Sencilla.

Rd: BOP Ram Doble.

Rt: BOP Ram Triple.

S: Spool (Carrete) con conexiones para choke y kill lines.

Para definir los rangos de presión de trabajo del conjunto de preventores se considerará lo siguiente:

- Resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento que soporta al conjunto de preventores.
- Gradiente de fractura de las formaciones próximas a la zapata de la última tubería de revestimiento.

- Presión superficial máxima que se espera manejar. Se considera que la condición más crítica se presenta cuando en un influjo, el lodo del pozo es expulsado totalmente por el fluido invasor.

## **2.2 WELLHEAD (CABEZAL DE POZO)**

El Wellhead es el componente de superficie de un pozo de aceite o gas, que provee la interfaz entre el equipo de perforación y el de producción. En mejores términos es la base para construcción mecánica del pozo.

Conformado por válvulas, colgadores, conexiones y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo.

**2.2.1 Funciones** Un cabezal de pozo tiene gran cantidad de funciones, algunas de esas son:

- Proporciona un medio para la suspensión del casing.
- Proporciona un medio para la suspensión del tubing.
- Proporciona un medio de sellado de presión y el aislamiento entre el casing en la superficie cuando se utilizan muchas sartas de revestimiento.
- Proporciona un medio de monitoreo de presión y acceso de bombeo entre las diferentes sartas.
- Proporciona el medio para unir las BOP durante la perforación.
- Proporciona el medio para unir el árbol de navidad durante las operaciones de producción.
- Proporciona un medio fiable de acceso al pozo.
- Proporciona el medio para unir las bombas del pozo.

### 2.2.2 Requerimientos para la selección

- Tipo de pozo (inyector, productor, exploratorio, etc.)
- Programa de tubería (Casing Program).
- Diseño y geometría del pozo.
- Tipo de producción (Petróleo o gas).
- Composición química del crudo o del gas (Pueden ser corrosivas).
- Presiones de trabajo.
- Tiempos de perforación y tipo de perforación.

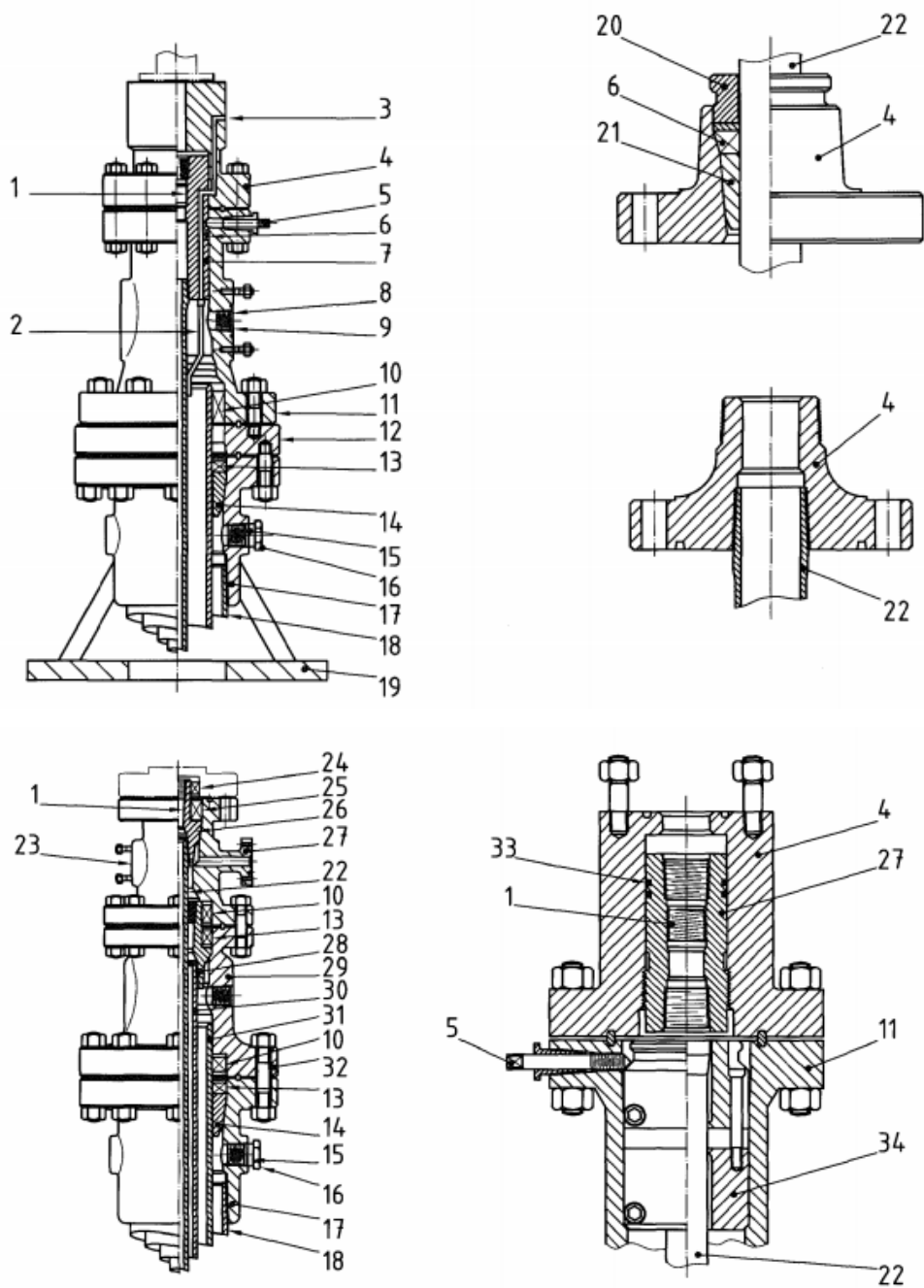
**2.2.3 Especificaciones del diseño** Las especificaciones de la industria petrolera para los sistemas de cabezales de pozo son:

- **API 6A** Specifications for wellhead and christmas tree equipment
- **ISO 10423** Wellhead and christmas tree equipment

Usualmente tienen una capacidad nominal de 2000, 3000, 5000 y 10000 psi de presión de trabajo. Estos tienen una presión operativa de entre -50 y +250 °F. Estos se usan con anillos tipo empaque sellador

## 2.2.4 Componentes

Figura 3. Componentes cabezal de pozo



Fuente: API Spec 6A / ISO 10423

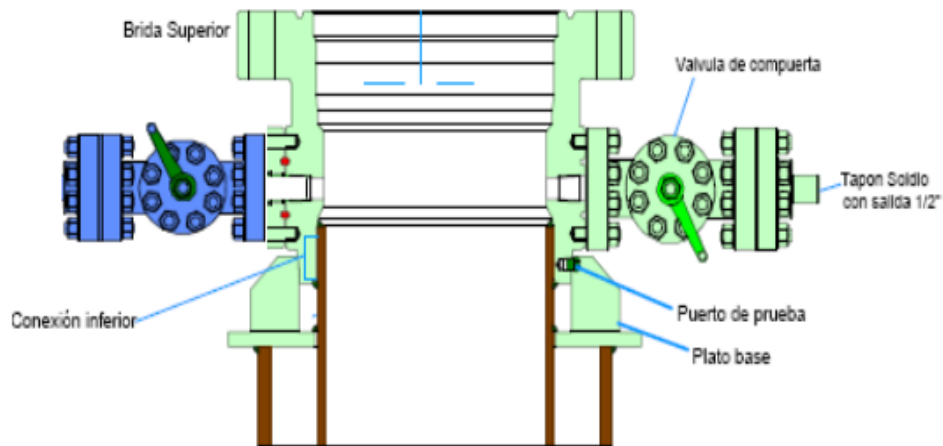
1. Válvula de contrapresión.
2. Línea de control de la válvula de seguridad de fondo.
3. Línea de salida de control de la válvula de seguridad de fondo.
4. Adaptador del tubing head.
5. Tornillo de bloqueo.
6. Sello del tubing hanger.
7. Cuello extendido del tubing hanger con línea de válvula de control de seguridad.
8. Salida lateral pernada.
9. Desmontaje de la válvula.
10. Sello del fondo del casing
11. Tubing head Spool
12. Adaptador doble pernado.
13. Sello del casing anular.
14. Casing hanger.
15. Conexión de salida roscada.
16. Tapón ciego.
17. Carcasa del casing head.
18. Casing de superficie.
19. Plato de soporte del cabezal.
20. Sello retenedor del tubing.
21. Tubing hanger.
22. Tubing.
23. Conexión exterior de salida pernada.
24. Cuello extendido del sello del tubing hanger.
25. Sello anular del tubing hanger
26. Tubing hanger mandrel.
27. Conexión exterior bridada.
28. Casing hanger mandrel.
29. Casing head Spool.

- 30. Casing interno.
- 31. Casing intermedio.
- 32. Conexión final bridada.
- 33. Sellos del tubing hanger mandrel.
- 34. Sello envolvente tubing hanger.

En este caso al realizarse un trabajo de perforación incluye generalmente el casing head, casing spool y casing hanger, incluyendo los sellos de aislamiento, cuando los anteriores elementos lo requieren. Estos componentes están asociados con todas las sartas de revestimiento anteriores al revestimiento de producción.

#### 2.2.4.1 Casing Head

**Figura 4. Componentes casing head**



Fuente: Manual de entrenamiento. Vetco Gray

Es la primera parte de el cabezal de pozo y está unido a el casing superficial, puede ser soldado o roscado a este. La parte superior del Casing Head tiene una brida para acoplarse con la parte inferior del BOP. La brida debe cumplir con los requisitos de tamaño y presión. Este casing head debe tener un perfil situado en

su diámetro interior (ID) que reciba un conjunto deslizante y sellante a tierra que permita apoyar la siguiente secuencia de casing.

**Figura 5. Casing head**



Fuente: Wellhead systems for land Drilling. Petrowiki.org

El casing head puede llegar a usarse con un plato base en caso de que los esfuerzos aplicados en el sean demasiado grandes debido al tamaño y longitud de la tubería de revestimiento. El objetivo de este plato es lograr una distribución más adecuada del peso.

Poseen una conexión superior bridada que sirve como punto de acople a las BOP durante la operación de perforación, así como para los casing y tubing siguientes. También debe tener dos salidas laterales perñadas, bridadas o roscadas que provean acceso a la parte interna del cabezal. Estas salidas poseen una o dos válvulas.

**2.2.4.2 Casing Spool** El casing Spool es típicamente un recipiente a presión bridado con salidas para acceso anular. Este se instala cada vez que una secuencia de revestimiento adicional es ejecutada, cementada y establecida.

Su instalación permite aislar el anular del casing previamente ensamblado en el cabezal anterior de cambios de presión durante la perforación.

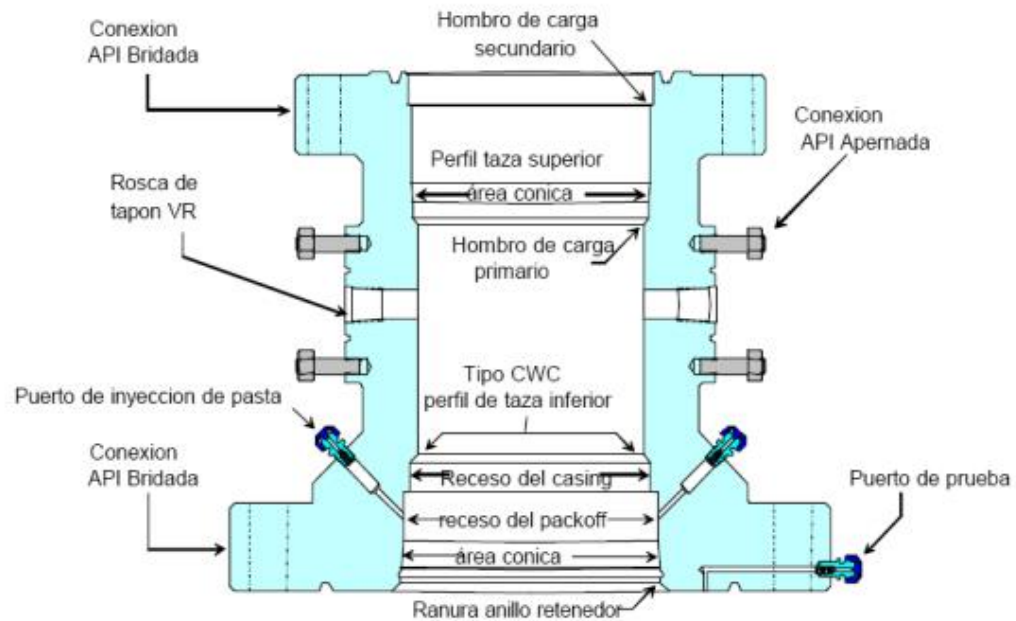
**Figura 6. Casing Spool**



Fuente: Wellhead systems for land Drilling. Petrowiki.org

Se deben tener en cuenta ciertos aspectos en el momento de determinar el tipo de casing Spool tales como tamaño nominal, tipo o modelo, máxima presión de trabajo y el tamaño y rango de presión de las salidas laterales.

**Figura 7. Componentes casing spool**



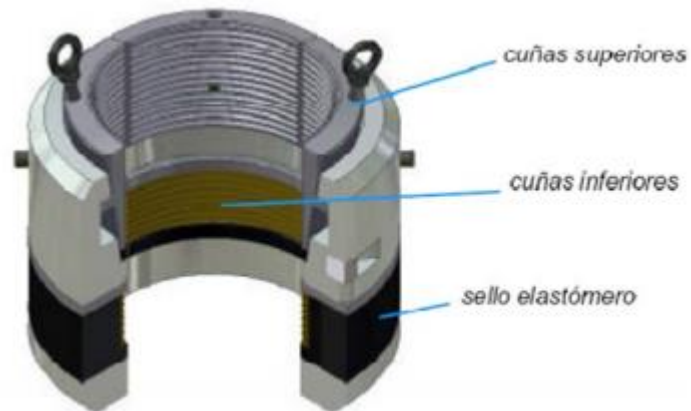
Fuente: Manual de entrenamiento. Vetco Gray

**2.2.4.3 Casing Hanger** Son mecanismos retenedores con empaques que permiten soportar, centrar y usualmente sellar el anular entre el revestimiento y el tazón interno del casing head.

Básicamente se divide en tres tipos principales:

- **Casing Hanger tipo cuñas envolventes:** las cuñas se activan ocasionando que estas muerdan las paredes del tubo y soporten todo el peso de la tubería, no provee sello en el espacio anular.

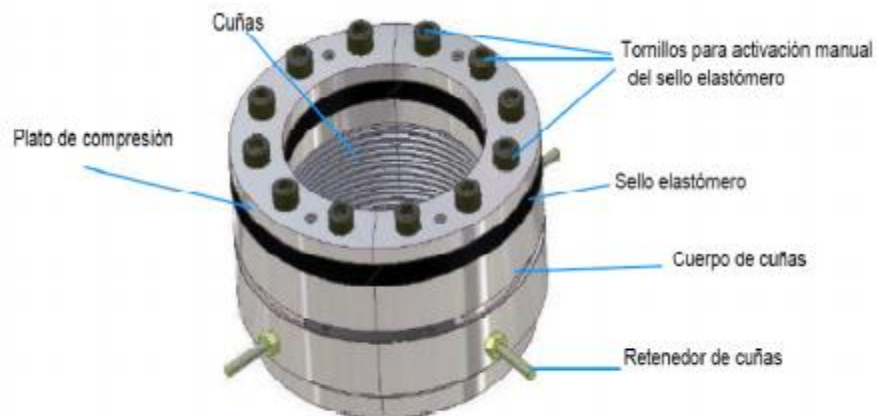
**Figura 8. Casing hanger cuñas envolventes**



Fuente: Manual de entrenamiento. Vetco Gray

- **Casing Hanger tipo cuñas envolventes con sello:** Este tiene la misma funcionalidad del tipo de cuñas envolventes pero además posee un mecanismo de selo automático del espacio anular entre la sarta de tubería y la sarta de tubería instalada inmediatamente anterior.

**Figura 9. Casing hanger cuñas envolventes con sello**

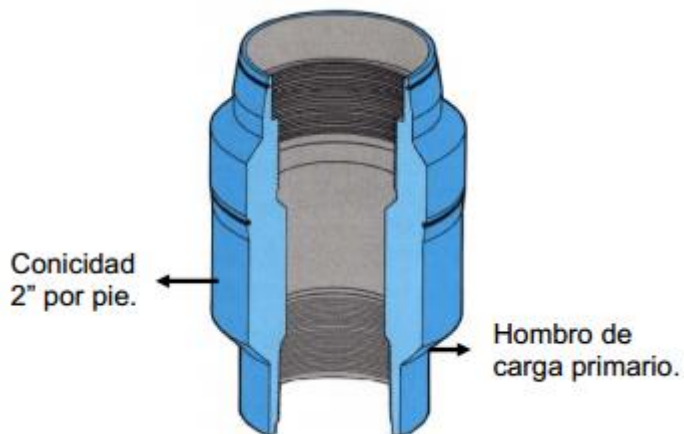


Fuente: Manual de entrenamiento. Vetco Gray

- **Casing Hanger tipo mandrel:** Este tiene una característica especial en la instalación, la cual se hace mediante roscado de esta herramienta en el último

tubo de la tubería; esto permite el soporte del peso de la sarta y la activación del mecanismo de sello con el anular. La capacidad de carga de estos está dada por la capacidad máxima del hombro de carga del colgador, capacidad máxima de la taza del cabezal y la capacidad máxima de la rosca del casing.

**Figura 10. Casing hanger mandrel**



Fuente: Manual de entrenamiento. Vetco Gray

Se incluyen también los sellos de aislamiento en los casos que se requiera.

- **Protector de prueba. (Test protector)**

Posee doble función de acuerdo con el diseño del colgador seleccionado:

- Como Packoff primario para sellar el anular entre el tazón de casing head y la sarta de revestimiento.
- Como protector de prueba cuando el colgador posee mecanismo de sello y su función es aislar el área de carga de las cuñas que soportan la sarta evitando una sobrepresión hidráulica.

- **Sellos de aislamiento. (isolated seals)**

Bajo este término se incluye cualquier tipo de mecanismo que selle el diámetro externo del final de la sarta de revestimiento contra el tazón inferior que por

diseño posee el Tubing head o el casing spool que se instala enseguida y constituye la siguiente sección.

- **Sellos de conexión. (ring gasket)**

También conocidos como anillos de compresión, suministran un sello hermético entre dos secciones o elementos ensamblados.

- **Bridas adaptadoras. (adapter flange or Tubing bonnets)**

Permiten conectar la última sección del cabezal al ensamble de válvulas que se conoce como árbol de navidad.

## 2.3 PREVENTOR ANULAR

**Figura 11. Preventora anular**



Forma parte del conjunto de preventoras y su característica primaria hacer el cierre hermético a presión sobre cualquier forma o diámetro que pueda estar dentro del pozo, así se podrá cerrar el pozo con cualquier tipo de forma o tamaño de kelly, drill pipe tool joints, drill collars, casing o wirline. Así como también sellar un hueco con nada por dentro.

También permite el movimiento vertical y la rotación de la sarta de perforación manteniendo el espacio anular cerrado. Esto nos permite mantener controlado el pozo mientras se desliza tubería hacia dentro o hacia fuera.

### **2.3.1 Indicación de modelo**

**(1) XX (2) XX**

(1) Tamaño del hueco

(2) Clasificación de presión de trabajo

La BOP anular debe ser usada con un sistema de control hidráulico. Usualmente es instalada con BOP tipo Ram, aunque también se pueden usar independientemente.

Las BOP anulares tiene varias ventajas:

- Sellado confiable.
- Trabajo a altas presiones
- Fácil de operar y mantenimiento sencillo
- Rápido para abrir y cerrar

Sus principales componentes son:

- Cuerpo
- Cabeza
- Pistón
- Cámara de cierre y apertura
- Unidad de empaque
- Sellos

### **2.3.2 Partes**

- **Cuerpo**

Ha sido diseñado para soportar altas presiones y está hecho de acero forjado. Es sometido a pruebas acústicas para chequear la homogeneidad del acero y luego a pruebas hidráulicas.

Dentro del cuerpo están las cámaras de apertura y cierre y los orificios roscados tipo API para la conexión de la línea de apertura (top), y las líneas de cierre (bottom).

- **cabeza**

Da acceso a la unidad de empaque BOP durante la inspección y operación de mantenimiento. Los BOP anulares pueden contar con tres tipos diferentes de cabeza dependiendo de los procedimientos de remoción.

- **pistón**

Gracias a su inclinación el pistón vuelve el movimiento vertical en movimiento radial.

Durante las operaciones de cierre su movimiento ascendente determina el cierre del packer alrededor del tubo.

El sellado hidráulico entre el pistón y el cuerpo es asegurado por apropiados sellos.

- **Cámara de apertura y cierre**

Los BOP anulares tienen dos cámaras donde circula el fluido que trabaja, este controla el movimiento del pistón y por lo tanto la apertura y el cierre del BOP. Algunos modelos tienen una tercera cámara para reducir el efecto de la presión del pozo en el pistón del BOP.

- **Unidad de empaque**

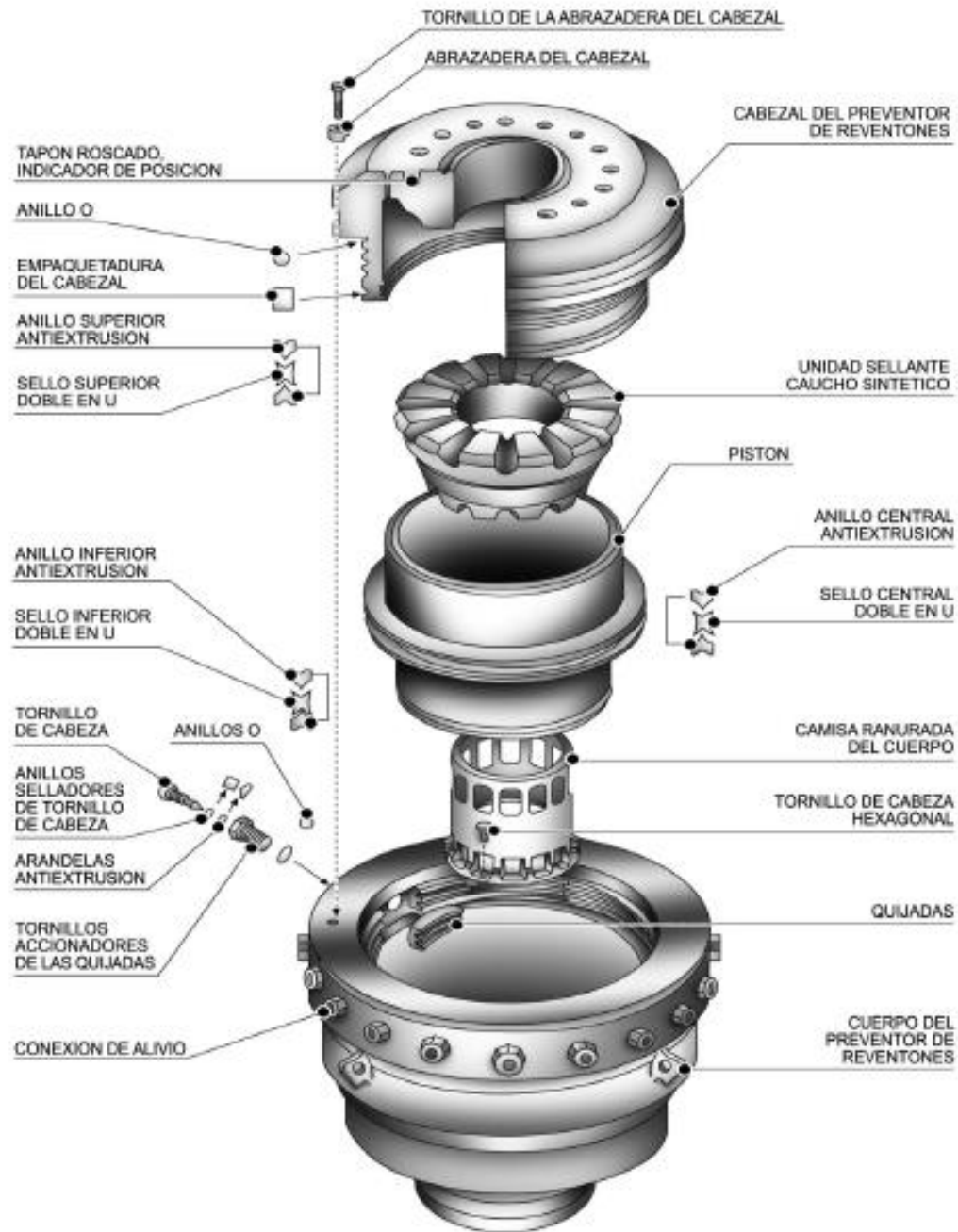
Constituye el componente que actúa el sellado y es una estructura de caucho con reforzamiento de acero (segmentos). La parte de caucho es deformable para llevar a cabo el sellado, mientras los segmentos de acero aseguran solidez, previniendo así la extrusión de los cauchos y reduciendo la fricción con la cabeza del BOP.

**Tabla 1. Unidades de empaque**

Tipo de Caucho	Lodo	Temperatura	Dureza	Código ASTM	Color
Natural (Hydrill)	Base	-35 +107 °C	70 + 75	NR	NEGRO
Natural (shaffer)	Agua		65 + 75		
Nitrile (Hydrill)	Base	-7 + 88 °C	70 + 75	NBR	ROJO
Nitrile (Shaffer)			70 + 82		
Neopreno (Hydrill)	Aceite	-35 + 107 °C	0 + 75	CR	VERDE
Neopreno (Shaffer)					

Fuente: GANDOLFI, e. Manual de Well Control 2009

Figura 12. Componentes preventora



Fuente: Hydrill Company, Manual de control de influjos2008

**2.3.3 Principio de funcionamiento** La acción de cierre comienza cuando el fluido hidráulico es bombeado dentro de la cámara de cierre de la BOP bajo el pistón.

Cuando el pistón sube, presiona hacia arriba al elemento y la forma esférica del elemento causa el cierre; mientras el pistón este arriba el elemento continúa sellando.

Los segmentos metálicos en el elemento sellador se mueven hacia el centro para dar soporte al caucho para soportar la presión de abajo.

La acción para abrir comienza cuando el fluido hidráulico es bombeado dentro de la cámara que se encuentra encima del pistón.

Cuando el pistón baja el elemento sellador vuelve a su posición original gracias a su elasticidad.

Los siguientes sistemas son necesarios para usar una BOP anular:

- Sistema de control hidráulico
- Una línea de control al puerto para cerrar
- Una línea de control al puerto para abrir
- Para la extracción, un acumulador es necesario. Esta botella debe ser cargada previamente con nitrógeno a una presión especial.
- Un regulador hidráulico que permita el ajuste de la presión de operación para conocer cualquier situación que se presente.

**2.3.4 Características de la estructura** La BOP anular consiste en cinco partes principales: La carcasa Inferior, la carcasa superior, el pistón, el anillo adaptador y el elemento sellante. Este diseño simple nos asegura un sello confiable y un servicio en campo rápido y fácil.

Solo tiene dos conexiones hacia tubos, para subir y bajar el pistón. Algunos tipos de BOP tienen protectores en estas conexiones que prolongan la vida útil de la preventora.

**2.3.5 Unidad de sello** Este tipo de cauchos tiene la forma de media esfera. Está hecho de partes radiales que dan soporte (segmento metálico) y el caucho.

Cuando un pozo es cerrado, la presión del hueco empuja al caucho a regresar a su forma original, pero la parte metálica soporta esta fuerza, causando que el caucho este en un estado seguro, de tal manera que este puede estar a gran presión sin llegar a sufrir grandes daños.

**2.3.6 Anillos de desgaste** Hay entre el pistón y la carcasa inferior, y entre la carcasa inferior y el anillo de soporte. Estos anillos de desgaste eliminan el contacto meta-metal entre la carcasa inferior y el pistón.

**2.3.7 Efecto embudo** Durante la sacada de tubería, la presión del pozo y el movimiento del tubo van en la misma dirección. El caucho es comprimido firmemente contra el segmento metálico en la parte de arriba del elemento sellante, pero en la parte de abajo solo se comprime ligeramente. Esto crea un efecto embudo que facilita la conexión de un tool joint al elemento sellante. Cuando se introduce tubería, la presión del pozo y el movimiento del tubo son opuestos. La presión del pozo comprime el caucho contra el segmento metálico al mismo tiempo que el tool joint se mueve dentro del elemento sellante. Esto prolonga la vida del caucho.

**2.3.8 Operación de stripping** Las operaciones de stripping son indudablemente la aplicación más seria de cualquier preventora debido al desgaste del elemento de sellado por la exposición a la sarta de perforación y estar a tan alta presión.

Para alargar la vida útil del caucho, es importante usar los procedimientos operacionales apropiados en el proceso de stripping. El procedimiento recomendado es el siguiente:

1. Cerrar la preventora
2. Justo antes de empezar las operaciones de stripping reduzca la presión de cierre a un valor suficiente que permita una pequeña fuga. Esta pequeña fuga nos puede dar cierta lubricación y prevenir el aumento de temperatura en el elemento sellante. Mientras el elemento sellante se desgasta, la presión debe ser incrementada gradualmente para prevenir las fugas.
3. Si las condiciones no permitirán una fuga durante la operación de stripping, la presión de cierre debe ser ajustada a un valor suficiente que mantenga el sello.
4. Cuando las presiones de cierre se aproximan a la presión de cierre y existe aún fugas excesivas, significa que el caucho ha sido dañado seriamente. Este debe ser reemplazado antes de completar las operaciones de stripping.

### **2.3.9 Aplicación apropiada**

1. De la instalación en el pozo, las BOP deben ser probadas a presión de acuerdo a las ratas estándar.
2. Después de alcanzar la zona objetivo, la BOP debe ser probada, abriendo y cerrando cada 2 stripping. En presencia de cualquier anomalía debe ser analizada y solucionada.
3. Cuando un reventón ocurre con tubería en el pozo, la BOP anular puede ser usada para controlar la presión del pozo, pero no puede ser usada por mucho tiempo. Primero esto puede reducir la vida del caucho, Segundo este tipo de BOP no tienen sistema de bloqueo.
4. Cuando la BOP está en posición de cierre está permitido mover las herramientas de perforación hacia arriba o hacia abajo pero no cerrarla.
5. No liberar la presión del pozo abriendo la BOP anular.
6. Cada vez que la BOP es abierta, debe revisarse que esté totalmente abierta para evitar daños en el caucho.
7. Aceite hidráulico debe ser usado para abrir y cerrar la BOP y mantenerla limpia.

### **2.3.10 Procedimiento de desmontaje**

- **Cambio del elemento sellador**

1. Remover las tuercas de los espárragos que retienen la casa superior.
2. Retirar la carcasa superior.
3. Colocar los tornillos de levantamiento en el elemento sellador y levantarlo. Si hay herramienta de perforación dentro, el nuevo elemento debe ser primero cortado. La superficie de corte debe ser lisa. El elemento viejo debe ser cortado también y cambiado con el nuevo.

- **Desmontaje del anillo adaptador y el pistón**

1. Remover los tapones de tubería de entrada y salida del aceite hidráulico. Remover la carcasa superior y el elemento sellante. Luego atornillar las argollas en el anillo adaptador y levantarlo.
2. Colocar los tornillos de levantamiento en el pistón y levantarlo sostenidamente.

### **2.3.11 Procedimiento de re ensablaje**

1. Revisar el anillo adaptador, el pistón y el anillo de desgaste en la carcasa inferior. Si están dañados o con desgaste serio, deben ser reparados.
2. Revisar los anillos de sello del anillo adaptador, pistón y casing. Si tienen algún daño o vencimiento, deben ser cambiados.
3. Aceitar la superficie interna del casing, pistón y anillo adaptador.
4. Instalar el pistón en la carcasa inferior.
5. Instalar el anillo adaptador en la carcasa inferior.
6. Lubricar la superficie interna de la carcasa superior y la superficie de soporte del pistón.
7. Recubrir los pernos de conexión con aceite.

8. Instalar la carcasa superior.
9. Atornillar las tuercas de los espárragos que retienen la carcasa superior.
10. Colocar los tubos de entrada y salida de aceite hidráulico.

**2.3.12 Almacenamiento apropiado de los cauchos o gomas** Toda parte de caucho debe ser almacenada de la siguiente forma:

1. Siempre use la goma con más antigüedad primero. Las partes nuevas deben ser colocadas al final del compartimiento, de esta forma las partes viejas serán usadas primero.
2. Definitivamente no almacene las partes de goma expuestas al sol. Manténgalas dentro de almacenes lejos de ventanas que eviten cualquier contacto con la luz del sol.
3. Mantenga el área de almacenamiento lo más fría posible. Nunca almacene estas partes cerca a calentadores, radiadores u otro tipo de equipo que irradie calor.
4. Almacene estos ítems lejos de equipos de alto voltaje. Estos equipos de alto voltaje frecuentemente producen ozono que ataca la goma.
5. Almacene las partes de goma en una posición relajada, es decir, no doble la goma ni la fuerce a entrar en una caja pequeña. Esto acelera el envejecimiento de la pieza.
6. Mantenga el almacén tan seco como le sea posible y libre de cualquier tipo de aceite, grasa o líquidos que accidentalmente puedan tener contacto con la goma.

### 2.3.13 Problemas

- **La goma no puede sellar la sarta de perforación**

1. Si el elemento sellante no cierra correctamente, este se puede cerrar y abrir varias veces esperando resultados. Pero si definitivamente no se puede cerrar, obligatoriamente se debe cambiar el caucho.
2. Si el caucho está dañado o muy desgastado debe ser cambiado inmediatamente
3. Si la BOP ha estado abierta por mucho tiempo, algún material extraño pudo haberse depositado en el caucho. En esta situación el caucho debe ser limpiado.

- **La BOP no puede ser abierta después de sellar**

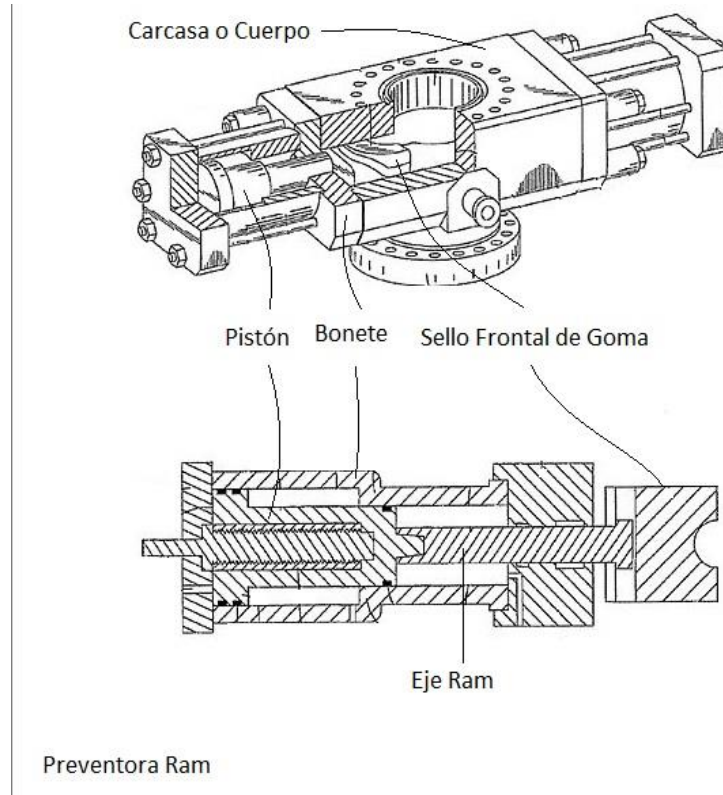
Esto se debe a que la BOP ha estado cerrada por mucho tiempo y gracias a esto la goma se deforma permanentemente, o puede haber cemento bajo el caucho. En esta situación el caucho debe ser limpiado o cambiado.

- **La BOP no puede ser abierta o cerrada flexiblemente**

1. Todas las conexiones y tubos deben ser limpiados con aire antes de ser conectados.
2. Hay una fuga en los tubos de aceite. La BOP no ha sido operada por un largo tiempo o ha sido conectada a algún elemento extraño.

## 2.4 PREVENTORA DE ARIETES (RAM BOP)

Figura 13. Componentes Preventora Ram

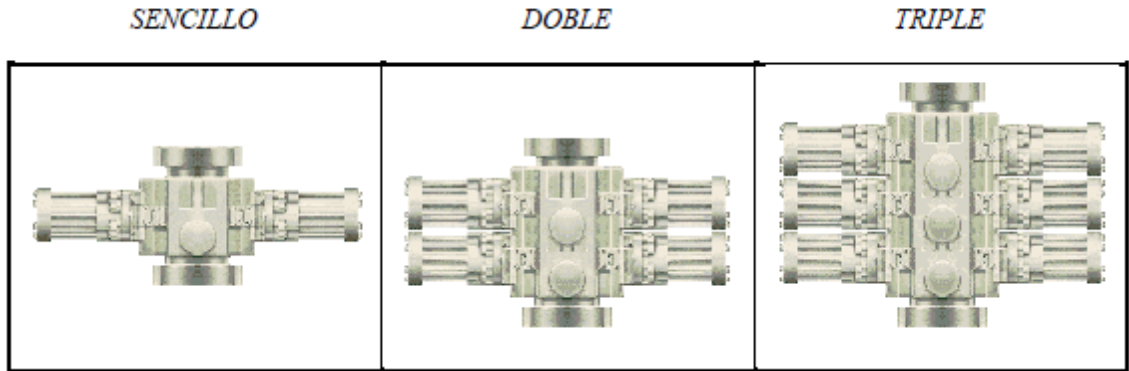


Fuente: Modificado de MELVYN F. Whitby and MANGAN John T.; Cameron International Corporation's EVO Blowout Preventer, U.S. Patent 7,300,033 2007.

Este preventor tiene como característica principal poder utilizar diferentes tipos y medidas de arietes de acuerdo a los arreglos de preventores elegidos. Los preventores de ariete de los BOP pueden ser de tipo sencillo, doble o triple y tiene que contar sea con un mecanismo manual o con un ram hidráulico para bloquear el sistema.

## 2.4.1 Tipos de preventora RAM

Figura 14. Tipos de preventora Ram



Fuente: GALDOLFI, E., Manual de well control 2009

Cuentan con conexiones principales y laterales con bridas o empalmadas con abrazaderas y son todos, salvo pocas excepciones, para servicio de H<sub>2</sub>S

Son particularmente apropiados para las operaciones de stripping, pero no pueden utilizarse solos.

Figura 15. Preventora Ram



Los rams son apropiados para cualquier diámetro de tubo. Algunos modelos más recientes con variables cuerpos de ram permiten el sellado de diferentes diámetros de tubería.

Los rams tienen que ser reemplazados siempre que el diámetro de la tubería cambie y antes de bajar el casing. Antes de bajar el casing un juego de rams tendrá que ser reemplazado con uno del mismo diámetro.

Los rams de los BOP tienen que ser cerrados siempre alrededor de la tubería con una medida fija. Excepto los blind rams, que permite sellar sin tubería dentro del pozo.

El cierre de los rams asegura hacia arriba sólo sellando hidráulicamente. Durante el montaje asegurarse de que están siendo instalados en la dirección correcta para obtener el sellado correcto.

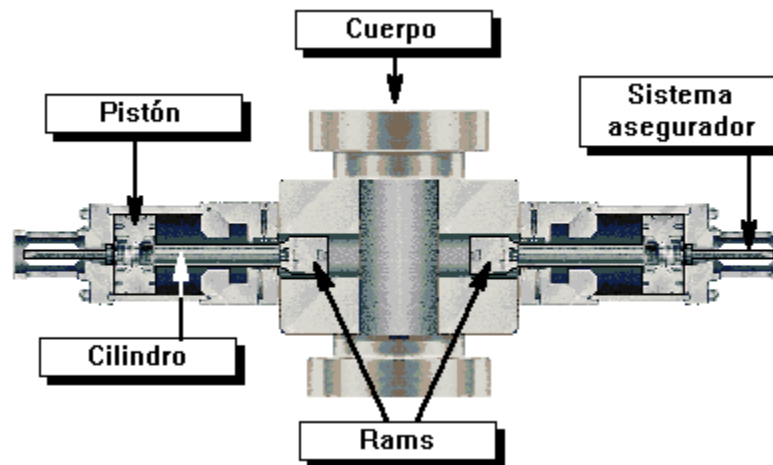
El cierre del ram del BOP asegura ambos lados hacia arriba y hacia abajo sellando mecánicamente. El sellado mecánico hacia arriba previene la expulsión del drill string en caso de valores de presión en pozos altos, o peso insuficiente de la tubería.

Los preventores de tipo ariete están compuestos por:

- Cuerpo
- Sistema de cierre / apertura
- Sistema asegurador de rams
- Cilindro / pistón

## 2.4.2 Partes

Figura 16. Componentes preventora Ram



Fuente: GALDOLFI, E., Manual de well control 2009

- **CUERPO**

Diseñado con técnicas de elementos acabados para soportar altas presiones. Todos los modelos tienen cuerpos reforzados.

- **SISTEMA DE CIERRE / APERTURA**

Sirve para evitar errores durante la instalación, las conexiones de apertura y cierre están marcadas claramente. Está compuesto de:

- Circuito hidráulico de cierre / apertura
- Mecanismo ram de cierre / apertura (cilindro, pistón, vástago, rams)

- **SISTEMA ASEGURADOR DE RAMS**

Se usa después de cerrar el BOP para evitar un imprevisto cierre de ram. El sistema asegurador puede ser:

- Manual
- Automático (Poslock, Shafer, MPL Hydrill)
- Hidráulico (Wedglock, Cameron)

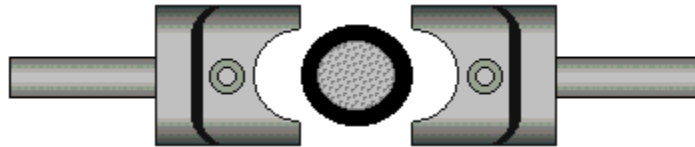
- **UNIDAD DE EMPAQUE.**

El BOP ram puede ser:

- **PIPE RAM (FIJO O CUERPO VARIABLE)**

Permiten cerrar alrededor del diámetro del tubo (pipe rams fijos), o alrededor de las secciones con pipes de diferentes tamaños (rams de cuerpo variable).

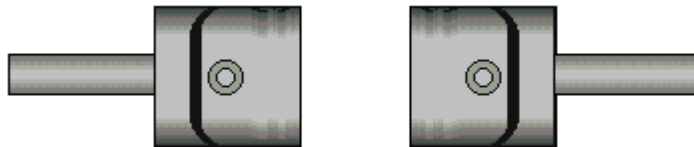
**Figura 17. Pipe RAM (fijo o cuerpo variable)**



- **BLIND RAM**

Pueden ser cerrados sin tubería en el pozo.

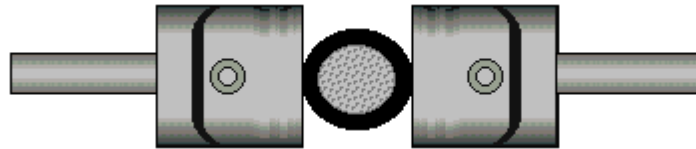
**Figura 18. Blind RAM**



## ➤ SHEAR RAM

Permiten cortar los tubos y aseguran un sellado hidráulico. Se usan principalmente en instalaciones de off shore para permitir el abandono de emergencia.

**Figura 19. Shear RAM**



**2.4.3 Principio de funcionamiento** Cuando la presión del aceite bombeado por el sistema hidráulico llega a la cavidad de cierre del cilindro derecho e izquierdo, este presiona el pistón con el eje ram y el montaje ram y se mueven hacia el centro a lo largo de la órbita limitada por la cámara del cuerpo de la ram, realizando el sello. El interruptor de la ram es controlado por la válvula de conversión del sistema de presión hidráulica. Normalmente los procedimientos para abrir y cerrar la ram tardan entre 10 y 30 segundos. Cuando la ram debe ser cerrada inmediatamente es mejor usar el control manual. El sistema de bloqueo manual cierra la ram con la rueda manual. Esta aplicación nos sirve para sellar el pozo por un largo periodo de tiempo, bloquea las rams en la posición de cierre después de haberlas cerrado con el sistema hidráulico; en este momento la presión hidráulica puede ser liberada.

Una preventora ram solo puede matar efectivamente un pozo cuando los 4 sellos han hecho efecto. Estos 4 sellos incluyen el sello entre el sello ram superior y el cuerpo, el sello entre el sello ram frontal y el tubo, el cuerpo y el sello frontal, el sello entre el cuerpo y el capó, y el sello entre el eje ram y la campana.

El proceso de sello está dividido en dos pasos. En el primer paso el aceite hidráulico fuerza el eje ram para empujar el empaque frontal de goma y así deformarlo y sellar la parte frontal, también deja que el sello superior de goma interfiera y se comprima para llenar la brecha entre el elemento sellador superior y el cuerpo y así sellar la parte superior.

En el segundo paso, con la ayuda de la presión dentro del pozo la ram es impulsada desde atrás para permitir la mayor deformación en el empaque frontal, y la ram también es impulsada desde el fondo para permitir al cuerpo adherirse herméticamente al elemento sellante superior y así estos alcanzan un sello confiable del pozo. Esto se llama el efecto de sello asistido por presión de pozo.

#### **2.4.4 Características estructurales**

- Debido a la presión que deben soportar el cuerpo, el capó y el bloque ram son hechos de aleaciones de hierro de gran dureza y alta maleabilidad y tratado térmicamente de la forma más apropiada. Se realiza una prueba de presión con agua antes de ser usada para estar seguros de que puede ser usada de forma segura bajo la presión de trabajo.
- Al fondo de la cámara del cuerpo y la ram existen abrazaderas de varilla y un filtro hacia el pozo. Así que las arenas pueden ser removidas automáticamente cuando la ram es abierta o cerrada. Esto reduce la resistencia de fricción cinética de la ram y también ayuda al efecto de sello asistido de presión de pozo.
- Un tipo de sello ram flotante es adoptado para reducir la resistencia al abrir y cerrar la ram, minimizando el desgaste de los elementos de goma y alargando la vida útil de la ram. Esto también previene que el cuerpo y la ram se oxiden juntos.

- Las partes dentro de la casa de la unidad de aceite hidráulico son incrustadas par aprevenir daños al circuito de aceite durante la instalación, el transporte y la operación de la unidad.
- El sello superior de la cámara interna del cuerpo esta químicamente tratada con anticorrosivos. Las ranuras circulares para las juntas en las bridas y el disco sellante del eje ram del capó son soldadas con acero inoxidable y sus retenedores están hechos de un tipo de acero inoxidable, el cual está hecho a prueba total de corrosión.
- Las partes internas y las superficies de la BOP que están en contacto con líquidos son resistentes a la tensión corrosiva del sulfuro de hidrogeno.
- Las dimensiones de las conexiones externas están conforme a la norma API 6A.

**2.4.5 Usos** Una persona dedicada debe ser nombrada para ser responsable por las preventoras y las responsabilidades deben estar claramente definidas. El operador debe tener los conocimientos sobre los principios y procesos del trabajo, y debe ser capaz de operar, mantener y depurar las preventoras también.

Cuando se esté probando el cierre de la pipe ram, si no hay ninguna tubería en el pozo la presión del sistema de control hidráulico no debe exceder 3MPa para evitar dañar los elementos de goma. Cuando hay tubería en el pozo está estrictamente prohibido cerrar la blind ram.

Cuando es necesario matar un pozo por un largo periodo de tiempo la ram debe ser cerrada con el dispositivo de control manual y una tarjeta debe ser puesta en la consola de control indicando la situación actual para evitar cualquier operación incorrecta.

Después de poner la tarjeta, la ram debe abrirse y cerrarse una vez por día para revisar si puede abrirse o cerrarse suavemente y si el dispositivo de bloqueo manual está en buen estado.

#### **2.4.6 Precauciones**

- No está permitido liberar la presión abriendo la Ram para evitar daños en los elementos de goma. Comprobar si el dispositivo de bloqueo manual ha sido desbloqueado después de cada vez que se ha abierto la Ram. Después de abrir la Ram revise que haya sido totalmente abierta para evitar daños en la Ram por las herramientas de perforación.
- No está permitido rotar las herramientas de perforación cuando la Ram está cerrada.
- Poner especial atención de mantener el aceite hidráulico limpio.
- Después de usar o probar la preventora, el agua que este dentro debe ser totalmente drenada. La Ram debe mantenerse en la posición de abierto total y con las medidas adecuadas contra el óxido.

**2.4.7 Mantenimiento y reparación** La Preventora debe ser exhaustivamente limpiada e inspeccionada después de servir en cada pozo. Las partes dañadas deben ser reemplazadas a tiempo, la cámara entre el cuerpo y la Ram debe ser cubierta con aceite como medida en contra del óxido, Así como las conexiones con rosca deben ser lubricas también.

**2.4.8 Reemplazo de la RAM y de los elementos sellantes de goma** Los elementos sellantes de goma de la ram son componentes clave para matar el pozo satisfactoriamente. Es imposible para una preventora matar un pozo cuando está dañada, así que debe mantenerse intacta sin ningún desperfecto; una vez el defecto es encontrado, debe ser reparado inmediatamente.

Los procedimientos para la reparación y el mantenimiento de la Ram son los siguientes: (Asegúrese que el dispositivo de bloqueo manual esta desbloqueado)

- Abra la Ram hasta su posición máxima mediante el aceite hidráulico.
- Retire el conjunto Ram desde el parte final del eje Ram. Ponga especial atención en proteger la superficie de sello y el eje Ram de ser golpeados o rayados.
- Cuando reemplace el elemento de goma de la Ram, primero desmonte los tornillos de la Ram, baje el soporte de la Ram, apalancar la parte trasera del sello superior del elemento de goma hacia arriba, luego desmonte el elemento de goma retirándolo hacia adelante y reemplazándolo con uno nuevo. Repita los anteriores procedimientos al revés para montar el equipo nuevamente.

## 2.5 CHOKE Y KILL MANIFOLDS

**Figura 20. Choke Manifold**



Choke y Kill Manifold son de los dispositivos más importantes en las facilidades de control de pozo; este es un equipo necesario para asegurar el control exitoso de los reventones.

En el proceso de perforación de pozos, cuando una patada o un reventón ocurren y es requerido retirar fluido o bombear lodo para matar el pozo y reconstruir la relación de equilibrio, en la condición de que las preventoras estén cerradas, son usadas las funciones del choke y kill manifold, controlando ciertas presiones del casing y dando estabilidad a la presión de fondo. Adicionalmente este equipo puede ser usado para el lavado del pozo y otras funciones.

Cuando el pozo presenta un reventón, el operador puede incluso inyectar agua al pozo a través del kill manifold. En caso de fuego en tiempo de completamiento se usa el kill manifold para inyectar agentes extintores de fuego.

### **2.5.1 Representación del modelo**

#### **(1) JG (2) XX (3)XXX**

(1) Código del choke manifold

(2) La forma de controlar la válvula de choque

A. control manual es S

B. control hidráulico es Y

C. control neumático es Q

(3): Máxima presión de trabajo en MPa y si el manifold es vertical agregar L

#### **(3) YG (5) XX**

(4): Código del kill manifold

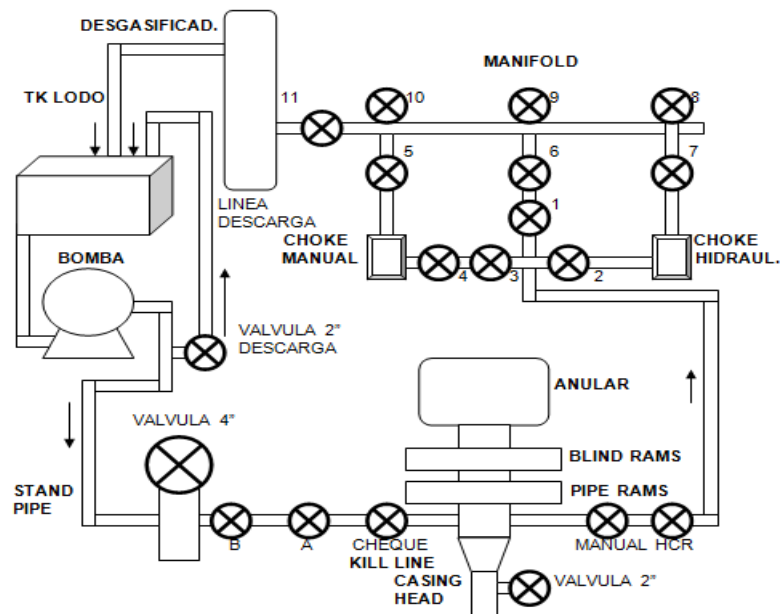
(5): Máxima presión de trabajo en MPa

Si el manifold es vertical agregar L

**2.5.2 Estructura** El choke Manifold contiene una línea principal de purga en un sentido, con 2 líneas de choke (derecha e izquierda). La línea de purga del medio contiene dos válvulas de compuerta, la purga está conectada al tanque de lodo. Por un lado se conecta el tubo búfer al separador de fluidos de perforación mientras el otro lado está conectado al tanque de lodo.

Durante la perforación del pozo puede regularse el tamaño de la abertura de las válvulas de choke manuales o hidráulicas para controlar la presión de fondo de pozo. El control de la válvula de choke hidráulica y el tamaño de la abertura son controlados por la caja de control del manifold. Abrir la válvula de compuerta encima de las 5 entradas puede hacer que el manómetro muestre la presión actual de trabajo.

**Figura 21. Estructura Choke Manifold**



La configuración de la caja de control de la válvula hidráulica está dada por la presión de trabajo del manifold, la estructura de la válvula de choke y el número de

válvulas de control de choke. El panel de control de la caja puede mostrar la presión de la tubería de elevación, la presión del casing y el tamaño del orificio.

El dispositivo kill manifold generalmente contiene los componentes de las principales choke lines y kill lines. La kill line consiste en una sola válvula de flujo y una válvula de compuerta. Solo es permitido matar el flujo de fluido desde la bomba de lodo al casing.

**Figura 22. Kill Line**



La configuración y las formas del dispositivo choke y kill manifold puede ser diseñada de acuerdo a los requerimientos y necesidades del comprador, este puede ser diseñado con una configuración horizontal o una vertical.

### **2.5.3 Mecanismo de estrangulamiento del Kill Manifold**

- El grado de abertura de la válvula de choke manual está controlado por el volante rotativo, el grado de abertura de la válvula de choke hidráulica y la variación de cierre de presión del casing, son controlados por la caja de control hidráulica. Cuando una válvula choke falla necesita inmediata inspección, puede cerrar las válvulas de entrada y salida, abrir la válvula de salida de la otra válvula de estrangulamiento y hacerla funcionar. Cuando se necesita

spraying, puede rápidamente abrir la válvula de choke, cerrar la válvula de entrada del separador de líquido y gas de perforación.

- EL choke manifold hace el trabajo de matar pozos a través del efecto de estrangulamiento de la válvula de choke, que puede reemplazar el fluido contaminado de los pozos. Al mismo tiempo este puede controlar la presión del casing del cabezal y la presión de la tubería vertical. Detener el sobre flujo. También puede disminuir la presión del cabeza de pozo a través de la válvula de alivio o de choke. La implementación de Hose Well hace posible que el fluido pase a través de la válvula de choke, el cual puede reducir la presión del casing y proteger las BOP.
- Cuando la circulación del fluido de perforación no es normal, use el choke manifold para introducir fluido en el pozo, conectando la bomba de alta presión al choke manifold.
- Selle el pozo con una ram de sello total, y haga operaciones de matar a través del choke manifold.

**2.5.4 Uso y operación** Bajo circunstancias normales, la implementación de la válvula de compuerta y el interrumpir de estrangulamiento deben seguir las “Normas de Gestión de Control de pozo”. El kill manifold no puede ser usado como un irrigador de lodo diario. Por otra parte, esto puede causar erosión seria a la tubería o la válvula de compuerta, la cual afectara el rendimiento en caso de emergencia.

- Primero, el operador debe estar familiarizado con el uso apropiado y los métodos de mantenimiento de los diversos componentes del manifold.
- Mira el intervalo de presión de trabajo en la etiqueta y la dirección actual de la válvula de control hidráulica cuando se use el manifold de alta presión para prevenir el mal uso.
- La máxima temperatura del manifold de alta presión no debe exceder los 121°C y la mínima temperatura no debe estar por debajo de -29°C durante el

proceso. Si la temperatura ambiente está por debajo de 0°C, la mezcla del fluido de perforación, el aceite y el gas dentro de la cavidad de la válvula se congelará cuando el manifold no esté en funcionamiento. Esto hará que la válvula no se pueda abrir. En este caso, abrirla por la fuerza dañaría la válvula, por favor bañar el manifold con agua caliente, y luego abra la válvula cuando el hielo se haya derretido.

- Los operadores deben estar familiarizados con la estructura y principio de funcionamiento de la caja de control del choke hidráulico. La caja de control del acumulador debe mantener la presión adecuada para accionar el pistón del cilindro del choke hidráulico en cualquier momento mientras se perfora.
- Cuando la patada o el reventón ocurren, antes de matar el pozo, abra la válvula de compuerta entre el choke manifold y el separador de fluido de perforación primero, para que permita al fluido entrar al separador. En procesos con reciclo debe observar el manómetro que muestra la presión del separador de fluido de perforación en todo momento.

### **2.5.5 Mantenimiento**

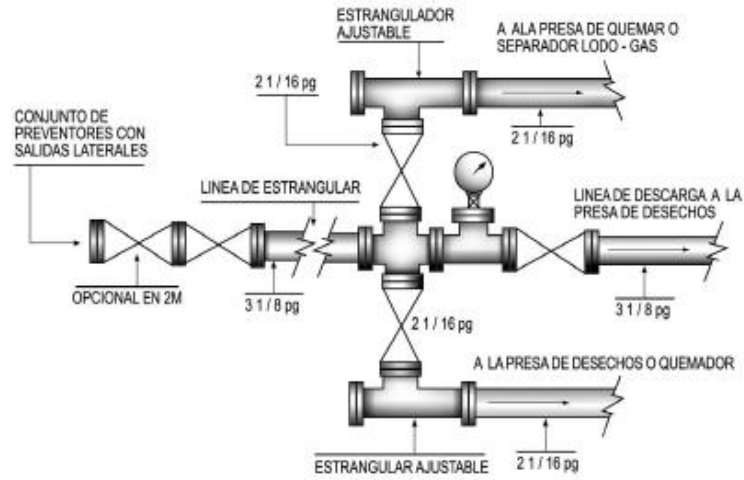
- En orden de prevenir el desgaste y el daño, las roscas expuestas del manifold deben ser cubiertas con aceite antioxidante y las tuercas debidamente protegidas.
- Mantenga la válvula del manifold de acuerdo a los requerimientos del manual de regularidad. Pinte nuevamente si la pintura de la superficie se desprende.
- El manifold debe ser examinado exhaustivamente y sistemáticamente con frecuencia.
  - Revise el manómetro regularmente.
  - Revise rigidez y condiciones de la unión de los tornillos y buscar posibles fugas alrededor de este
  - Revisar la salida de la tubería principal del manifold en busca de algún fenómeno anormal.

- De acuerdo a estos procedimientos, revisar regularmente si hay alguna fuga en las válvulas y el comportamiento de los interruptores de cada válvula.
- Revisar periódicamente los cambios de presión a la salida del choke, siempre mantenerse al corriente de la información sobre el choke.
- Revisar con frecuencia las condiciones de erosión de la parte interna de la válvula de choke, y reemplace si la erosión es seria.

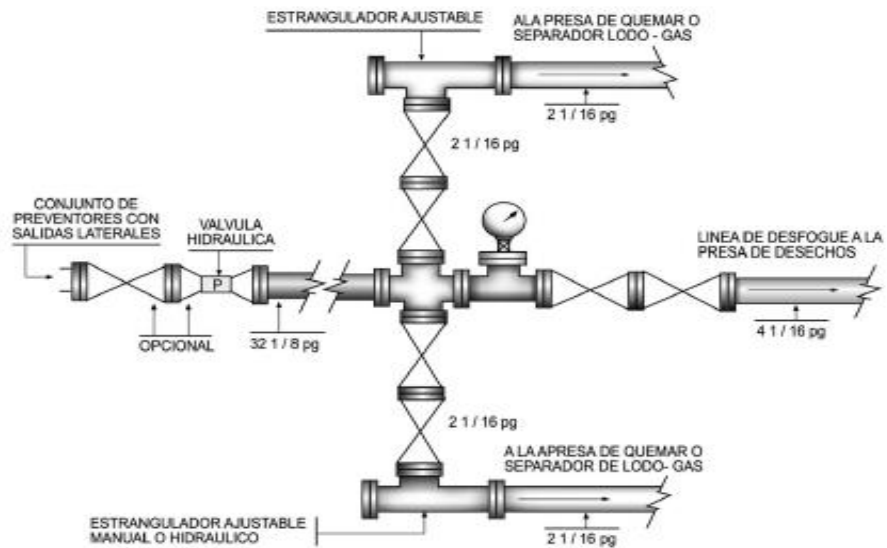
### **2.5.6 Manipulación y almacenamiento**

- Todas las válvulas de compuerta deben ser descargadas y limpiadas con agua y luego aceitadas y puestas a prueba de óxido después de cada prueba y antes de almacenar.
- Antes del transporte o almacenamiento, la superficie metálica expuesta debe ser cubierta con un agente antioxidante.
- Superficies sellantes expuestas deben ser protegidas, para evitar daños mecánicos durante el transporte.
- Choke y kill manifold deben ser transportados sin traje protector, use cuerda de alambre para izar uniformemente y manténgalo nivelado al alzarlo para evitar colisiones con objetos sólidos.

Figura 23. Componentes Kill y choke line



PRESIONES DE TRABAJO 2000 Y 3000 psi



PRESIÓN DE TRABAJO 5000 psi

Fuente: HYDRILL COMPANY, Manual de well control2009

## 2.6 ACUMULADORES

Figura 24. Acumulador



Producen y almacenan energía hidráulica para usarla cuando hay que cerrar rápidamente el BOP por condiciones de emergencia. Cuenta con los controles necesarios para activar los BOP y las válvulas hidráulicas durante la perforación y en caso de blow out. Se compone de:

- Un tanque, que contiene fluido hidráulico (aceite) a presión atmosférica.
- Una o más unidades de bombeo de alta presión para presurizar fluidos.
- Botellas precargadas de nitrógeno para almacenar fluido presurizado

El fluido de control de alta presión es conducido a un manifold y enviado hacia mecanismos de cierre a través de válvulas de control previstas.

**2.6.1 Fases** El funcionamiento del acumulador de presión se caracteriza por las siguientes fases

- Precarga: se llenan las botellas del acumulador con nitrógeno a la presión de precarga estimada;
- Carga: las bombas bombean el fluido de control desde el tanque, presurizado y enviado a la línea de carga de la botella. El proceso de carga termina tan pronto como la presión del acumulador alcanza el valor deseado.
- Descarga: cuando se activan las válvulas de control, se envía el fluido de control presurizado almacenado en las botellas, a las líneas de trabajo para preparar los mecanismos conectados ya sea a la apertura que al cierre. Las operaciones de descarga causan una disminución en la presión del acumulador y se pueden activar las bombas si los valores de presión bajan más del límite definido;
- Control de la bomba: adecuados interruptores automáticos de presión (hidro-eléctricos e hidro-neumáticos) permiten controlar el funcionamiento de la bomba y activarla cuando la presión del acumulador disminuye por debajo del valor mínimo, o pararla cuando alcanza el valor máximo permitido (presión de carga);
- Regulación: se puede regular la presión del fluido de control mediante válvulas adecuadas que permiten reducir la presión, y controlarla por medio de dos reguladores:
  - la válvula reguladora de presión del manifold controla la presión de apertura/cierre de las válvulas hidráulicas y del ram BOP;
  - la válvula reguladora de presión del BOP anular controla la presión de apertura/cierre del BOP anular.

**2.6.2 Cálculos** Antes de comenzar con los cálculos se deben tener claros varios términos:

- Fluido hidráulico almacenado: El volumen de fluido recuperable del sistema del acumulador entre la máxima presión de operación diseñada del acumulador y la presión de precarga.

- Fluido hidráulico usable: El volumen recuperable del sistema del acumulador entre la presión máxima de operación del acumulador y 200 psi por encima de la presión de precarga.
- Presión mínima de operación calculada: La mínima presión calculada para cerrar y sellar efectivamente una BOP Ram contra una presión de pozo igual a la máxima presión de trabajo de la BOP dividida por el radio de cierre específico de esa BOP.
- Componente de presión mínima recomendada por el fabricante: la mínima presión efectiva para sellar y cerrar una BOP tipo Ram o Anular bajo presiones normales de operación, según lo prescrito por el fabricante.
- Tiempo de respuesta del acumulador: el tiempo de respuesta entre la activación y la operación completa de una función está basado en el cierre y sello de una BOP o una válvula.
- Presión de operación: ninguna botella del acumulador debe ser operada a una presión mayor a la presión mayor de trabajo indicada.
- Precarga del acumulador: la precarga de presión de cada botella del acumulador debe ser de 1000 psi. La presión mínima de precarga para una presión de trabajo de 5000psi debe ser de 1500 psi.

Se pueden llevar a cabo los cálculos para determinar la capacidad volumétrica en tres pasos:

- a. calcular el volumen de fluido utilizable para cada botella
- b. determinar el volumen de fluido necesario para efectuar todas las operaciones requeridas
- c. calcular el número de las botellas requeridas

**Figura 25. Botellas Acumulador**



**1. Cálculo del volumen de fluido utilizable por botella**

Aplicando la ley de los gases en los siguientes casos:

- a. Presión precargada: se calcula el factor constante

$$\text{Presión de precarga} * \text{volumen de la botella} = \text{constante}$$

- b. Presión de trabajo: después de cargar con fluido de control, calcular el volumen de gas reducido:

$$\text{Presión de trabajo} * \text{volumen de gas 1} = \text{constante}$$

- c. Presión mínima de trabajo: una vez que la botella haya alcanzado la presión mínima de trabajo calcular:

$$\begin{aligned} &\text{Presión mínima de trabajo} * \text{volumen de gas} = \text{constante} \\ &\text{Constante} / \text{presión mínima de trabajo} = \text{volumen del gas 2} \end{aligned}$$

- d. El volumen del fluido utilizable es dado por la diferencia entre los dos volúmenes de gas.

$$\text{Volumen del gas 1} - \text{Volumen del gas 2} = \text{Volumen del fluido utilizable}$$

## 2. Cálculo del volumen necesario para efectuar las funciones requeridas

El volumen total del fluido de control se calcula considerando las diferentes capacidades del BOP y de las válvulas hidráulicas, ya sea durante el cierre que la apertura, y multiplicando cada valor por el número de operaciones de apertura y cierre que hay que efectuar.

Basándose en el volumen necesario para llevar a cabo operaciones, puede determinarse el volumen total de fluido que hay que almacenar como un función de un "factor de seguridad".

$$\text{Volumen total} = \text{Capacidad volumétrica} \times \text{Factor de seguridad}$$

## 3. Cálculo del número de botellas

Basándose en el volumen de fluido utilizable por botella y del volumen total de fluido necesario, puede determinarse el número de botellas que hay que almacenar para tal volumen de fluido.

$$\text{Número de botellas} = \frac{\text{volumen total}}{\text{volumen de fluido utilizable}}$$

#### 4. Factor de capacidad

Con base en el fluido utilizable, puede definirse un "factor de capacidad" de un acumulador: representa la fracción del volumen de botella que puede ser realmente usado.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{volumen total de botella}}{\text{volumen de fluido utilizable}}$$

Por regla general, se puede determinar el volumen de fluido utilizable con la siguiente expresión:

$$V_u = \frac{P_P * V * (P_M - P_R)}{P_M * P_R}$$

**Donde:**

**V<sub>u</sub>** = Volumen de fluido utilizable

**V** = Volumen por cada botella

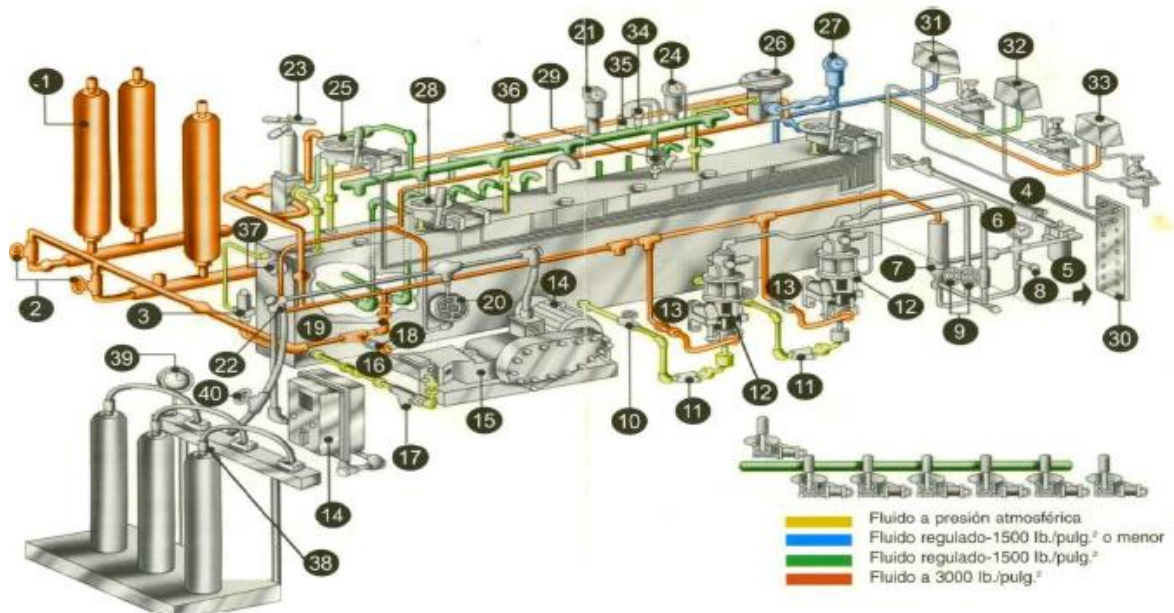
**PP** = Presión de precarga de nitrógeno

**PM** = Presión de trabajo

**PR** = Presión mínima de trabajo

## 2.6.3 Componentes

Figura 26. Componentes Acumulador



- 1. Acumuladores.** Su presión de trabajo es de 3,000 lb/pg<sup>2</sup> y la presión de precarga con nitrógeno de 1,000 a 1,100 lb/pg<sup>2</sup> se tiene que verificar la presión de precarga en cada botella cada 30 días, las botellas deben contener solamente nitrógeno, ya que el aire y otros gases pueden causar fuego o explosión.
- 2. Válvulas aisladoras del banco acumulador.** Normalmente deben estar abiertas y cerradas cuando se desee aplicar una presión mayor de 3,000 Lb/pg<sup>2</sup> o cuándo realice pruebas de efectividad de tiempo de respuesta del sistema.
- 3. Válvula de seguridad del banco acumulador.** Está calibrada para abrir a 3,500 lb/pg<sup>2</sup>
- 4. Filtro de la línea suministro de aire.** Debe limpiarlo cada 30 días

5. **Lubricador de aire.** Debe usar lubricante SAE -10 o equivalente y ajustarlo para que provea seis gotas de aceite por minuto, además de revisarlo Semanalmente.
6. **Manómetro indicador de la presión de la línea de suministro del aire.** Rango de presión de 0 - 300 lb/pg2
7. **Interruptor de presión automática hidroneumático.** Normalmente está regulado para cortar a 2,900 lb/pg2 en unidades que cuentan con bombas de aire y bomba eléctrica. Cuando la presión en el Sistema desciende a 2,700 lb/pg2 automáticamente permite que el aire fluya y arranque la bomba. Para incrementar la presión de corte, gire la tuerca que ajusta el resorte de izquierda a derecha y de derecha a izquierda para disminuirla.
8. **Válvula para aislar el interruptor de presión automático hidroneumático.** Normalmente ésta válvula debe encontrarse cerrada. Cuando se requieran presiones mayores de 3,000 lb/pg2, primero cierre la válvula que aísla la bomba eléctrica (19) gire la válvula (25) hacia la derecha (alta presión) y finalmente abra esta válvula, lo que permitirá manejar presiones hasta de 5,500 lb/pg2.
9. **Válvulas para suministrar aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire.** Normalmente deben estar abiertas.
10. **Válvulas de cierre de succión.** Siempre permanecerán abiertas
11. **Filtros de succión.** La limpieza se realizará cada 30 días.
12. **Bombas Hidráulicas impulsadas por aire.** Este tipo de bombas operan Con 125 lb/pg2 de presión de aire. Cada Lb/pg2 de presión de aire produce 60 Lb/pg2 de presión hidráulica.
13. **Válvulas de contrapresión (check).** Su función es permitir reparar o cambiar las bombas hidroneumáticas sin perder presión en el banco acumulador.
14. **Motor eléctrico y arrancador.** El motor eléctrico opera con tensión eléctrica de 220 a 440 voltios, 60 ciclos, tres fases; la corriente requerida depende de la potencia del motor. El arrancador acciona y para automáticamente el motor eléctrico que controla la bomba triplex o dúplex; trabaja conjuntamente con el

interruptor manual de sobre control para accionar o parar. El interruptor de control debe estar en la posición "auto".

- 15. Bomba triplex (o dúplex) accionada por motor eléctrico.** Cada 30 días se debe revisar el nivel (SAE-30W). Además se tiene que revisar el nivel de aceite en la coraza de la cadena (30 o 40W), el cual debe llegar hasta el tapón de llenado.
- 16. Válvula de cierre de succión.** Normalmente debe estar abierta
- 17. Filtro de succión.** Efectúe su limpieza cada 30 días
- 18. Válvula de contrapresión (check).** Su función es permitir reparar el extremo hidráulico de la bomba sin perder presión en el Sistema.
- 19. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica.** Debe estar abierta normalmente y sólo tiene que cerrarla cuando vaya a generar presiones mayores de 3,000 lb/pg<sup>2</sup> con las bombas hidroneumáticas.
- 20. Interruptor de presión automático hidroeléctrico.** El motor de la bomba hidroeléctrica arranca automáticamente cuando la presión en el banco acumulador desciende a 2700 lb/pg<sup>2</sup> y para cuando la presión llega a 3,000 lb/pg<sup>2</sup>. Al ajustar la presión de paro del motor eléctrico, quite el protector del tomillo regulador y gírelo en sentido contrario a las manecillas del reloj para disminuir la presión o en el sentido de las mismas manecillas para incrementar la presión. Para ajustar la presión de arranque del motor eléctrico quite la tapa a prueba de explosión, purgue la presión del sistema a la presión de arranque deseada y mueva la rueda de ajuste hacia arriba, hasta que el motor arranque.
- 21. Manómetro indicador de la presión en el sistema acumulador.** Rango de presión de 0- 6,000 lb/pg<sup>2</sup>
- 22. Filtro para fluido en el sistema acumulador.** Revisarlo cada 30 días.
- 23. Válvula reguladora y reductora de presión.** Reduce la presión del Sistema a 1,500 lb/pg<sup>2</sup> para operar los Preventores de arietes y las válvulas con operador hidráulico.
- 24. Manómetro indicador de presión en el múltiple de distribución de fluido.** Para ajustar esta válvula, primero afloje la tuerca candado de la manija y gírela

hacia la derecha para incrementar la presión y hacia la izquierda para reducirla, observando siempre el manómetro al fijar la presión en el regulador del múltiple de distribución; finalmente, apriete la tuerca candado de la manija.

- 25. Válvula para aislar la válvula reductora de presión.** Rango de presión de 0 - 10,000lb/pg<sup>2</sup>
- 26. Válvula reguladora y reductora de presión impulsada por aire.** Debe estar en posición abierta, y cuando se necesiten aplicar presiones mayores de 1,500 lb/pg<sup>2</sup> a los preventores de arietes, gírela a la posición de cerrada, así se aísla la válvula.
- 27. Manómetro indicador de presión del preventor anular.** Rango de presión de 0 -3,000 lb/pg<sup>2</sup>.
- 28. Válvulas de cuatro vías.** Permiten cerrar o abrir los preventores y las válvulas hidráulicas instaladas.
- 29. Válvula de purga.** Normalmente debe estar cerrada. Esta válvula debe mantenerse abierta cuando se precarga las botellas del acumulador.
- 30. Caja de empalme de aire.** Se usa para conectar las líneas de aire en el Sistema a las líneas de aire que vienen del tablero de control remoto.
- 31. Transmisión de presión neumática para la presión del preventor anular.** Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que la presión del manómetro del preventor anular en el tablero remoto sea igual a la del manómetro del Sistema.
- 32. Transmisor de presión neumática para la presión del múltiple de fluido.** Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro de los preventores de arietes en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro del Sistema.
- 33. Transmisor de presión neumática para la presión del sistema acumulador.** Ajuste el regulador de presión del transmisor, para que el manómetro que indica la presión del acumulador en el tablero remoto registre la misma presión que el manómetro del Sistema.

- 34. Válvula neumática reguladora de la válvula.** Se utiliza para regular la presión de operación del Preventor anular. El giro a la izquierda disminuye presión y a la derecha la incrementa. Vigile siempre el manómetro cuando ajuste la presión.
- 35. Selector de regulador de presión del preventor anular.** Se usa para seleccionar el tablero (unidad o control remoto) desde donde se desea controlar la válvula reguladora.
- 36. Válvula de seguridad del múltiple distribuidor de fluido.** Está regulada para que abra a 5,500 lb/pg2.
- 37. Tapones del tanque de almacenamiento.** Con dos de 4" y se utilizan para cargar y descargar el fluido de operación. Y observar fugas en las válvulas de 4 pasos RAM-LOCK
- 38. Cilindros con nitrógeno.** Son la fuente de energía independiente que podrá utilizarse como último recurso para cerrar el pozo cuando se presente una emergencia.
- 39. Manómetro del banco de energía adicional.** Este manómetro deberá tener como mínimo 80 kg/cm<sup>2</sup> de N<sub>2</sub>,
- 40. Válvula maestra del banco de energía adicional.** Válvula general de N<sub>2</sub> que al abrirla acciona el cierre del conjunto de preventores.

### 3. INSTALACIÓN Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 STACK BOP

- Cada BOP instalada debe tener, como mínimo, una presión de trabajo igual a la presión máxima que se prevé encontrar en superficie.
- Las BOP tipo Ram deben estar equipadas con válvulas de bloqueo operadas manualmente o hidráulicamente.
- Los Drilling Spools deben tener como mínimo las siguientes especificaciones:
  - Arreglos de 3K y 5K deben tener dos salidas laterales no menores a 2 pulgadas de diámetro nominal y ser asegurado con bridas o espárragos.
  - Arreglos de 10K, 15K y 20K deben tener dos salidas laterales, una de 3 pulgadas y otra de 2 pulgadas de diámetro nominal mínimo y estar aseguradas con bridas o espárragos.
  - Tener un diámetro de hueco vertical internamente igual a las BOPs acopladas e igual al diámetro interno del cabezal.
  - Tener una presión de trabajo igual a la presión de trabajo de las BOP Ram instaladas.
- Para operaciones de perforación, las salidas del cabezal de pozo no deben ser usadas para las líneas choke y kill

### 3.1.1 Instalación BOP

**Tabla 2. Instalación BOP**

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
1	Realizar charla preoperacional y de seguridad.	Jefe de Equipo y Supervisor HSEQ	<p>Dar las recomendaciones de seguridad necesarias para la operación</p> <p>Verificar que todo el personal esté usando los elementos de protección personal</p>
2	Alistar la herramienta adecuada y necesaria que se va a emplear en la operación.	Supervisor y Cuadrilla	<p>Ring Gasket deben ser nuevos y adecuados a las características de los flanges</p> <p>Tornillería y Tuercas adecuadas al diámetro y la capacidad de las preventoras</p> <p>Elementos del Stack como preventora anular, preventora doble, drilling spool con sus componentes, mangueras, choke manifold, campana, flow line, acumulador y sus líneas, etc.</p>
3	Preparar el área del Contrapozo.	Supervisor y Cuadrilla	Asegurarse que el nivel de fluido en el contrapozo sea mínimo.
4	Acercar el conjunto de Preventoras al Contrapozo	Operador de Cargador, Supervisor y Cuadrilla	<p>Utilizar cargador o en última instancia el carromacho.</p> <p>Ubicar el conjunto de preventoras según el orden de instalación.</p>
5	Limpiar ranuras para los anillos, alistar tornillería, anillos(Ring Gasket) y Herramientas( llaves de golpe)	Supervisor y Cuadrilla	Las ranuras deben estar perfectamente limpias (sin grasa ni agua).
6	Proteger la Cabeza del Pozo	Supervisor y Cuadrilla	<p>Tapar el cabezal para evitar caída de objetos al pozo.</p> <p>Tener cuidado para no golpear el cabezal.</p>

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
7	Instalar eslingas con sus grilletes en el bloque viajero y bajarlos por el hueco de la rotaria	Supervisor HSEQ, Supervisor y Cuadrilla	Realizar inspección previa del estado de eslingas y grilletes, y verificar su capacidad.
8	Instalar Ring Gasket en el Casing Head	Supervisor y Cuadrilla	El anillo debe ser nuevo y corresponder al diámetro y presión de trabajo del casing head.
9	Con la ayuda del winche levantar y ubicar el Drilling Spool	Supervisor y Cuadrilla	Tener cuidado de mantener la pieza lo más nivelada posible. En equipos con estructuras de mayor tamaño, el cargador puede acercar el spool al contrapozo. Asegurarse de la alineación de los huecos de los flanges para evitar inconvenientes.
10	Soltar la cadena del winche	Supervisor y Cuadrilla	
11	Introducir los espárragos pasantes, enroscando la tuercas superiores	Supervisor y Cuadrilla	
12	Enroscar tuercas inferiores de los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	Se debe dejar el mismo espacio de esparrago sobrante tanto con las tuercas superiores como inferiores
13	Apretar los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	<p>Para apretar los espárragos es necesaria la intervención de 3 cuñeros.</p> <p>Un cuñero utiliza la llave de golpe para sostener hacia la izquierda la tuerca ubicada en la parte inferior del esparrago, esto con el fin de que la tuerca no gire.</p> <p>Otro cuñero sostiene una manila de aproximadamente 1m. De longitud atada a otra llave de golpe, la cual sostiene la tuerca ubicada en la parte superior del esparrago, esto es</p>

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
			<p>con el fin de evitar lesiones a las personas involucradas en la actividad.</p> <p>Otro cuñero golpea hacia la derecha con una maceta la llave de golpe ubicada en la parte superior.</p> <p>Esta actividad se lleva a cabo con cada esparrago.</p> <p>Apretar en forma de cruz y continuar apretando en el sentido de las manecillas del reloj.</p>
14	Instalar el Ring Gasket en el Drilling Spool	Supervisor y Cuadrilla	El anillo debe ser nuevo y corresponder al diámetro y características del flange.
15	Correr el preventor doble hasta la vertical del pozo	Operador de Cargador y Supervisor	
16	Instalar eslingas con sus grilletes en el bloque viajero y bajarlos por el hueco de la rotaria y agarrar la preventora doble por el modulo superior	Supervisor HSEQ, Supervisor y Cuadrilla	<p>Realizar inspección previa del estado de eslingas y grilletes, y verificar su capacidad.</p> <p>Se puede ayudar a controlar el movimiento de la preventora con ayuda del cargador mientras el bloque lo levanta.</p>
17	Tensionar los cables levantando el bloque y liberar el cargador. Introducir los espárragos pasantes enroscando las tuercas superiores	Supervisor y Cuadrilla	<p>Esta operación se realiza mientras la preventora se encuentra suspendida.</p> <p>Bajar lentamente la BOP teniendo cuidado de no golpear el anillo.</p> <p>Asegurarse de la alineación de los huecos de los flanges para evitar inconvenientes.</p>
18	Enroscar tuercas inferiores de los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	Se debe dejar el mismo espacio de esparrago sobrante tanto con las tuercas superiores como inferiores
19	Apretar los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	Para apretar los espárragos es necesaria la intervención de 3

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
			<p>cuñeros.</p> <p>Un cuñero utiliza la llave de golpe para sostener hacia la izquierda la tuerca ubicada en la parte inferior del esparrago, esto con el fin de que la tuerca no gire.</p> <p>Otro cuñero sostiene una manila de aproximadamente 1m. De longitud atada a otra llave de golpe, la cual sostiene la tuerca ubicada en la parte superior del esparrago, esto es con el fin de evitar lesiones a las personas involucradas en la actividad.</p> <p>Otro cuñero golpea hacia la derecha con una maceta la llave de golpe ubicada en la parte superior.</p> <p>Esta actividad se lleva a cabo con cada esparrago.</p> <p>Apretar en forma de cruz y continuar apretando en el sentido de las manecillas del reloj.</p>
20	Instalar el Ring Gasket en el flange superior de la preventora doble.	Supervisor y Cuadrilla	El anillo debe ser nuevo y corresponder al diámetro y características del flange.
21	Correr el preventor anular hasta la vertical del pozo.	Operador de Cargador y Supervisor	
22	Bajar las eslingas por el hueco de la rotaria y asegurar los grilletes a dos de las orejas de la preventora anular	Supervisor HSEQ, Supervisor y Cuadrilla	<p>Realizar inspección previa del estado de eslingas y grilletes, y verificar su capacidad.</p> <p>Mantener lo más nivelada posible la preventora.</p>
23	Introducir los espárragos pasantes, enroscando las tuercas superiores	Supervisor y Cuadrilla	<p>Esta operación se realiza mientras la preventora se encuentra suspendida.</p> <p>Bajar lentamente la BOP</p>

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
			<p>teniendo cuidado de no golpear el anillo.</p> <p>Asegurarse de la alineación de los huecos de los flanges para evitar inconvenientes.</p>
24	Enroscar tuercas inferiores de los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	Se debe dejar el mismo espacio de esparrago sobrante tanto con las tuercas superiores como inferiores
25	Apretar los espárragos	Supervisor y Cuadrilla	<p>Para apretar los espárragos es necesaria la intervención de 3 cuñeros.</p> <p>Un cuñero utiliza la llave de golpe para sostener hacia la izquierda la tuerca ubicada en la parte inferior del esparrago, esto con el fin de que la tuerca no gire.</p> <p>Otro cuñero sostiene una manila de aproximadamente 1m. De longitud atada a otra llave de golpe, la cual sostiene la tuerca ubicada en la parte superior del esparrago, esto es con el fin de evitar lesiones a las personas involucradas en la actividad.</p> <p>Otro cuñero golpea hacia la derecha con una maceta la llave de golpe ubicada en la parte superior.</p> <p>Esta actividad se lleva a cabo con cada esparrago.</p> <p>Apretar en forma de cruz y continuar apretando en el sentido de las manecillas del reloj.</p>
26	Verificar que la posición final del conjunto de	Supervisor y Cuadrilla	

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	preventoras permita la apertura de los módulos para realizar los cambios de Ram.		
27	Asegurar el conjunto de preventoras con los templetos	Supervisor y Cuadrilla	
28	Verificar que el conjunto de preventoras quede perfectamente centrado con relación al pozo	Supervisor y Cuadrilla	
29	Instalar campana y Flow line	Supervisor y Cuadrilla	
30	Seguir con la Instalación de Kill Line y Choke Line	Supervisor y Cuadrilla	

### 3.2 SISTEMA DE CONTROL BOP

- Todas las válvulas, empalmes y otros componentes como interruptores de presión, transductores, transmisores, etc., deben tener una presión de trabajo por lo menos igual a la presión de trabajo del sistema de control. La presión de trabajo del sistema de control de BOP es usualmente de 3000psi.
- Si son usados acoples soldados, el soldador debe estar certificado para el procedimiento requerido.
- Todas las líneas rígidas o flexibles entre el sistema de control y el stack BOP deben ser retardantes de llama, incluidas las conexiones finales, y deben tener una presión de trabajo igual a la presión de trabajo del sistema de control BOP.
- Todas las tuberías de interconexión del sistema de control, tubos, mangueras, conexiones, etc., deben estar protegidos contra daños durante las operaciones de perforación, o el movimiento de equipos diarios.
- El Manifold debe estar equipado con una válvula de paso completo a la que puede ser conectada fácilmente una bomba de fluido independiente.

- El sistema de control debe estar equipado para permitir el aislamiento tanto de las bombas y los acumuladores de los circuitos de control del manifold y el anular, permitiendo así su mantenimiento y reparación.
- El sistema de control debe estar equipado con medidores de presión precisos que indiquen:
  - Presión del acumulador
  - Presión del Manifold
  - Presión anular
  - Presión de suministro de aire
- El sistema de control debe estar equipado con una válvula de regulación de presión para permitir el control manual de la presión de operación de la preventora anular.
- El sistema de control debe estar equipado con una válvula de regulación para controlar la presión de funcionamiento en los BOP Ram. La unidad de control debe estar equipada con una línea de derivación y una válvula para permitir que la presión completa del acumulador sea aplicada en el manifold, si se desea.
- Las válvulas de control deben estar claramente marcados para indicar:
  - Que preventora o válvula de la línea de estrangulamiento operada cada válvula de control.
  - la posición de las válvulas (es decir, abiertos, cerrados, neutro). Cada válvula de control de BOP debe estar en la posición abierta (no la posición neutral) durante las operaciones de perforación.
- La choke line de la válvula hidráulica debe estar en la posición cerrada durante las operaciones normales. La manija de la válvula de control que opera los Blind Rams debe protegerse para evitar el funcionamiento no intencionado, pero permitir a pleno funcionamiento desde el panel de control remoto sin interferencias.
- Todos los indicadores de presión en el sistema de control de las BOP debe estar calibrados con una precisión de 1 por al menos cada 3 años.

- El uso de aceite diesel, queroseno, aceite de motor, aceite de la cadena, o cualquier otro fluido similar no se recomienda debido a la posibilidad de explosiones o daños al sello elástico.
- Cada unidad de cierre debe tener una reserva de fluido con una capacidad igual a al menos el doble de la capacidad de fluido utilizable del sistema de acumulador.
- Salidas de respiradero de aire, de tamaño suficiente, deben ser instalados para evitar la presurización del tanque durante las transferencias hidráulicas o transferencias de nitrógeno si un sistema de respaldo de nitrógeno está instalado.
- La unidad de control hidráulico debe estar ubicado en un lugar seguro que sea de fácil acceso para el personal del equipo en caso de emergencia.
- La unidad de control hidráulico también debe estar ubicado para prevenir el desgaste excesivo o regreso de fluido de las líneas que operan en el depósito. Los bancos de acumuladores se ubicarán a una distancia considerable de o por debajo del Stack BOP, volumen del depósito adicional o medios alternativos deben ser proporcionados para compensar el regreso de fluido en las líneas finales.
- La instalación debe estar equipada con un panel de control remoto de tal manera que el funcionamiento de cada BOP o válvula de control pueda ser controlada desde una posición fácilmente accesible para el perforador. Se debe considerar la necesidad de una estación de control adicional a una distancia segura del taladro.

### **3.3 CHOKE MANIFOLD**

- El equipo Manifold que este sujeto a la presión del pozo o las bombas debe tener una presión de trabajo igual o mayor que la presión de trabajo de las

BOP Ram utilizadas. Este equipo debe ser puesto a prueba al momento de su instalación.

- El choke manifold debe ser colocado en una locación de fácil acceso, preferiblemente fuera de la subestructura del taladro.
- Todas las válvulas del Manifold deben estar abiertas completamente. Se recomienda 2 válvulas entre el BOP Stack y el Choke Manifold para instalaciones con presiones de trabajo de 5K o menos. Una de estas válvulas debe ser controlada remotamente. Durante las operaciones, todas las válvulas deben estar o totalmente cerradas o totalmente abiertas, nunca en puntos intermedios.
- Como mínimo debe ser instalado un choke operado remotamente para manifolds de presión de trabajo de 10K, 15K y 20K psi.
- Las configuraciones del Choke Manifold debe permitir el re direccionamiento del flujo, en caso de erosión, desconexión o mal funcionamiento de alguna parte, sin que se pierda la continuidad del flujo.
- Se debe tener especial atención al comportamiento de las propiedades de los materiales del manifold al ser expuestos a inusuales bajas temperaturas, este debe ser protegido del congelamiento.
- Manómetros apropiados para las presiones de operación y el fluido de perforación deben ser instalados para que las presiones anulares y de la tubería de perforación puedan ser monitoreadas minuciosamente donde las operaciones de control de pozo van a ser monitoreadas.
- La estación de control del choke, debe incluir todos los monitores necesarios para suministrar una visión general de la situación de control de pozo. La habilidad para monitorear y controlar desde el mismo lugar características como presión de la tubería, presión del casing, strokes de la bomba, etc., incrementa positivamente la eficiencia del control de pozo.
- Los sistemas de aire del taladro deben ser revisados para asegurarse de que estén entregando la presión necesaria y los requerimientos de volumen para los controles y los choques. El choke operado a control remoto debe ser

equipado con un sistema de respaldo de emergencia como una bomba manual o nitrógeno en el caso de que el aire sea inasequible.

### 3.4 CHOKE LINES

- Las líneas de choke deben estar lo más rectas posible, debido a la probabilidad de erosión en las curvas durante las operaciones.
- En general, las curvas de radio pequeño ( $R/d < 10$ ) deben ser dirigidas hacia donde se espere vaya el flujo. Para curvas de radio grande, los direccionadores son generalmente innecesarios. Las curvas usualmente tienen un espesor de pared mayor que la tubería recta en el sistema de choke para compensar aún más el efecto de la erosión. ( $R$ =radio,  $d$ =diámetro nominal)
- En líneas flexibles, consulte la guía del fabricante en busca del radio mínimo de curvatura funcional para asegurarse de la determinación de la longitud apropiada y las configuraciones de trabajo seguro.
- Para montajes de líneas articuladas, consulte con los especificadores del fabricante para determinar el grado de movimiento relativo permitido entre puntos de acople.
- Las líneas Choke y las líneas descendentes del choke deben estar firmemente ancladas para prevenir vibración excesiva.
- Las líneas Choke y las líneas descendentes del choke deben tener un tamaño de hueco lo suficientemente grande para prevenir la erosión excesiva o fricción del fluido.
- El tamaño mínimo recomendado para las líneas choke es de 2 pulgadas de diámetro nominal para configuraciones de 3K y 5K, y 3 pulgadas de diámetro nominal para configuraciones de 10K, 15K y 20K.
- La línea de purga (la línea que hace bypass al choke) debe tener por lo menos el mismo diámetro de la línea Choke. Esta línea permite la circulación del pozo con las preventoras cerradas mientras se mantiene una mínima contrapresión.

Esta también permite altos volúmenes de purga de fluidos del pozo para aliviar la presión del casing con las preventoras cerradas.

### **3.5 KILL LINES**

- Todas las líneas, válvulas, válvulas de retención y conexiones de flujo deben tener una presión de trabajo por lo menos igual a la presión de trabajo de las Ram BOP en uso. Este equipo debe ser puesto a prueba cuando es instalado de acuerdo con las disposiciones de la sección 17 de la norma API RP 53.
- Para presiones de trabajo de 3K psi y menores, deben ser empleados los cierres entre conexiones de acuerdo las especificaciones de la norma API SPE 6ª.
- Los componentes deben tener el diámetro suficiente para permitir tasas razonables de bombeo evitando fricción excesiva. El tamaño mínimo recomendado es de 2 pulgadas de diámetro nominal.
- Dos válvulas manuales de paso total más una válvula de retención, o dos válvulas de paso total (una de las cuales es operada remotamente) entre la salida del stack y la kill line se recomienda para instalaciones con presiones de trabajo de 5K psi o más.
- Operaciones periódicas de inspección, prueba y mantenimiento deben ser realizadas en la misma programación que las BOPs.
- Todos los componentes del sistema kill line deben ser protegidos del congelamiento. Debe tenerse en cuenta las propiedades de los materiales expuestos a bajas temperaturas.
- Las líneas deben estar lo más rectas posible. Cuando se requieren curvas para adaptarse a cualquier variación en la secuencia de perforación o para facilitar el enganche de las BOPs, debe ser proporcionado el radio mayor de curvatura permitido.

- Para tubería rígida el radio de curvatura debe ser maximizado, debido a la posible erosión en las curvas durante las operaciones. Se debe considerar el uso de direccionadores de caudal en las curvas, en las tés y eles. El grado en que las curvas de la tubería son susceptibles a la erosión depende del radio de curvatura, la tasa de flujo, el grosor de la pared de la tubería y el material. En general, para radios de curvatura pequeños ( $R/d < 10$ ) se debe orientar en la dirección que se espera el flujo. Para radios de curvatura grandes ( $R/d > 10$ ) direccionar es innecesario. Las curvas tienen un espesor de pared más grande que el grosor de la tubería recta para compensar por el efecto de la erosión. ( $R$ =radio,  $d$ =diámetro nominal).
- Para líneas flexibles, consulte la guía del fabricante respecto al mínimo radio de curvatura de trabajo para garantizar la determinación de la longitud adecuada y la configuración de trabajo seguro.
- Para montajes de líneas articuladas, consulte con las especificadores del fabricante para determinar el grado de movimiento relativo permitido entre puntos de acople.
- Las líneas deben estar firmemente ancladas para prevenir vibración excesiva
- La Kill Line no debe ser usada como una línea de llenado durante las operaciones normales de perforación.

### 3.6 INSTALACIÓN KILL Y CHOKE LINES

**Tabla 3. Instalación Kill y Choke Lines**

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
1	Utilizar el winche hidráulico ubicándolo lo más verticalmente posible	Supervisor y Cuadrilla	
2	Asegurar la línea a	Supervisor y	

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	instalar con la cadena del winche y ubicarlo frente al flange	Cuadrilla	
3	Instalar 2 o 3 esparragos dejando tolerancia para instalar el Ring Gasket sin golpearlo	Supervisor y Cuadrilla	
4	insertar anillo, instalar todos los esparragos y apretar dando el torque recomendado	Supervisor y Cuadrilla	El arme de estas líneas puede hacerse previo a la instalación del drilling spool con ayuda del cargador.

### 3.7 ACUMULADOR

- Los sistemas BOP deben tener suficiente volumen de fluido hidráulico usable para cerrar una preventora de tipo anular, todas las preventoras tipo Ram desde una posición totalmente abierta, y abrir una válvula HCR contra una presión de pozo de cero. Después de cerrar una preventora anular, todas las Ram y abrir una válvula HCR, la presión restante deben ser de 200psi o más sobre la presión mínima de precarga recomendada.
- Para instalaciones en superficie, el sistema de control de las BOP debe ser capaz de cerrar cada Ram en 30 segundos o menos. El tiempo de cierre no debe exceder los 30 segundos para BOP anulares más pequeñas que 18 ¾ pulgadas de diámetro nominal y 45 segundos para una preventora anular de 18 ¾ de diámetro nominal y más grandes. El tiempo de respuesta para válvulas choke y kill no debe exceder el tiempo mínimo de respuesta observado en la Ram.
- Solo debe usarse nitrógeno para la precarga del acumulador. La presión de precarga debe ser revisada y ajustada con un margen de 100 psi de la presión de precarga seleccionada al comienzo de la perforación de cada pozo.

- Los bancos de acumulador multibotella deben tener válvulas para el aislamiento de los bancos.
- Una válvula de aislamiento debe tener a presión de trabajo al menos equivalente a la presión de trabajo designada para el sistema al cual este está conectado y debe estar en la posición de apertura excepto cuando los acumuladores esta aislados para mantenimiento, prueba o transporte.
- Un manómetro para medir la presión de precarga debe estar listo y preparado para su instalación en cualquier momento. Los manómetros deben ser calibrados con margen de error del 1% por lo menos cada 3 años.

### 3.8 INSTALACIÓN ACUMULADOR

**Tabla 4 Instalación Acumulador**

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
1	Realizar charla preoperacional y de seguridad.	Jefe de Equipo / Supervisor HSEQ	Dar las recomendaciones de seguridad necesarias para la operación Verificar que todo el personal esté usando los elementos de protección personal
2	Verificar el estado mecánico nulo (EMN) del Acumulador.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	
3	Determinar el lugar en donde se va a instalar el Acumulador de acuerdo al LayOut.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	
4	Ubicar el Acumulador en el lugar seleccionado.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	
5	Extender las mangueras y conectarlas al	Aceitero, Mecánico y	

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	Acumulador según correspondan.	Supervisor	
6	Instalar conectores del conjunto de Preventoras e instalar las mangueras.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	
7	Cargar el Acumulador.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	
8	Instalar el control remoto de las Preventoras y el control remoto del Choke Manifold.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	Verifique el correcto funcionamiento de todos los controles e indicadores de presión.
9	Realizar prueba de apertura y cierre de las Preventoras y el HCR.	Aceitero, Mecánico y Supervisor	

### 3.9 SISTEMAS DE BOMBEO

- Un sistema de bombeo consiste en una o más bombas. Cada sistema de bombas debe tener fuentes de energía diferentes.
- Con el acumulador aislado de servicio, el sistema de bombeo debe ser capaz de cerrar la BOP anular en el tamaño mínimo de tubería que se usara, abrir las válvulas operadas hidráulicamente del choke, y proveer el nivel de presión de trabajo recomendada por el fabricante para que la BOP anular selle efectivamente el anular dentro de 2 minutos.
- Cada sistema de bombeo debe proveer una presión de descarga al menos equivalente a la presión de trabajo del sistema de control de las BOP. Las bombas de aire deben ser capaces de cargar los acumuladores a la presión de trabajo del sistema con 75 psi de presión de aire mínimo de suministro.

- Cada sistema de bombeo debe ser protegido de exceso de presión por un mínimo de dos dispositivos para limitar la presión de descarga de la bomba. Un equipo, normalmente un interruptor limitante de presión, debe limitar la presión de descarga de la bomba para que no exceda la presión de trabajo del el sistema de control de las BOP. El segundo equipo, normalmente una válvula de alivio, debe estar ajustada para liberar a una tasa de flujo igual a la tasa designada de los sistemas de bombeo y debe ser colocada para aliviar no más del 10% sobre la presión de la unidad de control.
- Los equipos usados para prevenir la sobrepresurización deben instalarse directamente en la línea que supe el sistema de control a los acumuladores y no debe tener válvulas de aislamiento o ningún otro dispositivo que pueda interrumpir o impedir su propósito.
- El suministro eléctrico y neumático de las bombas debe estar disponible en todo momento de tal forma que las bombas se encenderán automáticamente cuando la presión del sistema haya disminuido el 90% de la presión de trabajo del sistema y automáticamente empezar cuando la presión del sistema ha disminuido hasta aproximadamente un 90% de la presión de trabajo y automáticamente parar dentro de 0 y -100psi de presión de trabajo.

### **3.10 TRIP TANK**

Un Trip Tank es un tanque calibrado de volumen pequeño que pueden ser aislados del resto del sistema de fluido de perforación de superficie y se utilizan para controlar con precisión la cantidad de fluido que entra o sale del pozo. Un cambio de volumen en el tanque puede ser fácilmente detectado.

- El tamaño y la configuración del tanque deben ser tales que los cambios de volumen en el orden de un barril y medio pueda ser fácilmente detectados por la disposición de lectura.

- Se prefieren los tanques que contienen dos compartimentos con mecanismos de seguimiento en cada compartimiento, ya que esto facilita la eliminación o adición de fluido de perforación sin interrumpir las operaciones del taladro.
- Otros usos del Trip Tank incluyen la medición de fluido de perforación o el volumen de agua en el espacio anular cuando los retornos se pierden, el monitoreo del pozo durante o después de un trabajo de cementación, calibración de bombas de fluido de perforación, etc.
- El Trip Tank es también usado para medir el volumen de fluido de perforación de purga o el volumen bombeado al pozo mientras se retira tubería.

#### 4. PRUEBAS E INSPECCIONES

- Los efectos para varios programas de pruebas de campo sobre los equipos de control de pozos de perforación son para verificar:
  - Que las funciones específicas son operacionalmente accesibles.
  - La integridad de la presión de los equipos instalados.
  - EL sistema de control y la compatibilidad de BOP.
- Los programas de prueba incorporan inspecciones visuales, operaciones funcionales, pruebas de presión, prácticas de mantenimiento, y simulacros.
- Prueba de inspección: El término colectivo común utiliza para indicar los diferentes exámenes procesales de fallas que pueden influir en el rendimiento del equipo. Estas pruebas de inspección pueden incluir, pero no se limitan a visual, dimensional, audible, dureza, funcional y pruebas de presión.
- Prueba de funcionamiento: El funcionamiento de una pieza de equipo o un sistema para verificar su funcionamiento previsto. Pruebas de funcionamiento normalmente no incluyen pruebas de presión. Prueba de actuación y prueba de preparación son otros términos utilizados como sinónimos para la prueba de funcionamiento.
- Prueba de presión: La aplicación periódica de la presión a una pieza de equipo o un sistema para verificar la capacidad de contención de presión. "Prueba del pozo" es otro término descriptivo utilizado con frecuencia como sinónimo de prueba de presión.
- Prueba de operación hidráulica: La aplicación de una prueba de presión hidráulica operada a cualquier componente del equipo hidráulico accionado. Normalmente son especificadas por el fabricante para los artículos tales como: actuadores de válvulas hidráulicas, conexiones hidráulicas, etc. Prueba de cámara de funcionamiento se utiliza con frecuencia como sinónimo de prueba de operación hidráulica.

- Aplicaciones en sitios específicos de los diferentes tipos de pruebas en equipos de control deben incorporarse durante las pruebas de aceptación, las pruebas iniciales de perforación, pruebas de funcionamiento periódicas, las prácticas de mantenimiento y operaciones de perforación.

#### **4.1 PRUEBAS DE PRESIÓN**

- Todos los componentes de prevención de reventones que pueden estar expuestos a la presión de pozo deben ser puestos a prueba primero a una presión baja de 200 a 300 psi y luego a una alta presión.
- Al realizar la prueba de baja presión, no se debe aplicar una presión más alta ya que podría iniciar un sello que podría continuar después de que se disminuye la presión ocasionando una condición de baja presión.
- Una presión estable de prueba debe mantenerse durante al menos 5 minutos.
- La prueba de alta presión inicial de los componentes que podrían estar expuestos a la presión del pozo debe ser a la presión de trabajo de las BOP Ram o del cabezal de pozo donde está instalado, se escoge la que sea menor.
- Las pruebas de presión iniciales se definen como aquellas pruebas que se deben realizar en el lugar antes de que el pozo inicie la perforación o antes de que el equipo se ponga en servicio operacional.
- Sistemas Diverter son típicamente probados a presiones bajas.
- BOP anulares con un conjunto de tubería de perforación instalado, debe ser probado a la presión de prueba de las Ram BOP o mínimo a un 70 por ciento de la presión de trabajo de la preventora anular, se escoge la que sea menor.
- Las válvulas inferiores de la kelly, kelly, kelly cock, válvulas de seguridad de tuberías de perforación, BOP interiores y válvulas de seguridad del top drive, deben probarse con agua a presión aplicada a una presión de 200 a 300 psi, luego a la presión de trabajo especificada.

- Las pruebas de presión realizadas en las cámaras hidráulicas de la BOP anular debe ser de al menos 1500 psi.
- Las pruebas de presión iniciales en las cámaras hidráulicas de las Ram BOP y válvulas accionadas hidráulicamente deben estar a la presión máxima de trabajo recomendada por el fabricante.
- La prueba debe ejecutarse tanto en la apertura y cierre de las cámaras.
- La presión debe ser estabilizada por al menos 5 minutos.
- Pruebas de alta presión posteriores deben hacerse sobre los componentes de control, a una presión mayor que la presión máxima prevista de superficie, pero que no exceda la presión de trabajo de las BOP Ram. La presión máxima prevista en superficie debe ser determinada por el operador basándose en las condiciones específicas esperadas.
- La prueba de presión inicial en las válvulas de cierre, manifolds, manómetros y líneas de control hidráulicas debe ser bajo la presión de trabajo de la unidad de control.
- Pruebas de presión posteriores de sistemas de cierre se realizan normalmente después de la desconexión o reparación de cualquier sello de contención de presión en el sistema.
- Las pruebas de presión en el equipo de control deben llevarse a cabo por lo menos:
  - Antes de iniciar la perforación o sobre la instalación.
  - Después de la desconexión o reparación de cualquier sello contenedor de presión en el Stack BOP, Choke Lines, o Choke Manifold.
  - No exceder 21 días.
- El equipo de control de pozo debe ser probado con agua a presión. El aire debe ser removido del sistema antes de aplicar presión de prueba. Sistemas de control y cámaras hidráulicas deben ser probadas usando fluidos de control limpios con lubricante y aditivos de corrosión para el servicio previsto y las temperaturas de operación.

- Manómetros y registradores gráficos deben ser utilizados y todos los resultados de las pruebas guardados. Las mediciones de presión deben hacerse a no menos del 25 por ciento y no más del 75 por ciento de la presión permitida por el manómetro.
- Los resultados de las pruebas de presión y funcionamiento de equipos BOP deberán ser documentados y deben incluir, como mínimo, la secuencia de las pruebas, las presiones de prueba altas y bajas, la duración de cada prueba y el resultado de los componentes respectivos.
- Las pruebas de presión se realizarán con un registrador de presión gráfico o un sistema de adquisición de datos equivalente aprobado por el operador de la bomba, tool pusher y representante de la operadora.
- Los problemas observados durante las pruebas y cualquier acción tomada para remediar los problemas deben ser documentados.
- Los fabricantes deben ser informados del equipo de control que falla en las pruebas de campo.

#### **4.2 CONSIDERACIONES GENERALES DE LAS PRUEBAS**

- La cuadrilla debe ser informada cuando las pruebas de presión se van a llevar a cabo y cuando están sobre la marcha. Solo el personal necesario debe estar en el área de prueba.
- Solo el personal autorizado por el supervisor debe entrar en el área de prueba para detectar fugas cuando los equipos involucrados estén bajo presión.
- El apriete, reparación o cualquier otro trabajo, solo se puede realizar después de que la presión se haya liberado y todas las partes han acordado que no hay posibilidad de encontrar presiones atrapadas.
- La presión solo debe ser liberada a través de líneas de liberación de presión.

- Todas las líneas y las conexiones que se utilizan en los procedimientos de prueba deben ser asegurados adecuadamente.
- Todos los accesorios, conexiones y tuberías usadas en las pruebas de presión tendrán rangos de presión mayor que la presión de prueba máxima anticipada.
- Verificar el tipo, la capacidad de presión, tamaño y conexiones finales para cada pieza del equipo que será probado, según lo documentado por las marcas que posee el equipo o por registros propios de este.
- Cuando un Stack BOP se prueba en la boca del pozo, un procedimiento debe estar disponible para controlar la presión en el casing.
- Si el circuito regulador del sistema de control está equipado con reguladores hidroneumáticos se recomienda suministro de reserva para manejar los reguladores en caso de que se acabe el suministro de aire.
- Las pruebas del sistema de control deben incluir una pérdida simulada de alimentación a la unidad de control y el panel de control.

### **4.3 STACK BOP**

A menos de que sea restringido por la altura, todo el Stack BOP debe ponerse a prueba de presión como una unidad.

- Las BOP anulares deben ser probadas con la tubería de menor diámetro exterior que se utilizará.
- Las Pipe Rams deben ser probadas únicamente con la tubería de diámetro exterior correspondiente con las Rams instaladas.
- Rams de Hueco variable deben ser inicialmente probadas en los diámetros más grandes y en los más pequeños que se van a usar en la operación.
- Blind Rams y Shear Rams no deben ser probados con tubería en el Stack.
- La capacidad de la Shear Ram debe ser verificada con el fabricante para la tubería planeada.

- El diseño de la Shear Ram o diferencias metalúrgicas entre los fabricantes de tubería puede requerir altas presiones de cierre para operaciones de corte.
- Antes de probar cada Ram BOP el sello secundario debe ser evaluado para verificar que el sello no este activado.
- En caso de que el eje de la Ram presente fugas durante la prueba, el eje debe ser reparado en vez de activar el empaque secundario.
- Ram BOPs equipadas con bloqueos Ram deben ser probados con los Bloqueos Ram en la posición de cierre y presión de cierre de purga igual a cero.
- Las llaves manuales deben estar en su lugar y las roscas en el Eje de bloqueo de la Ram deben estar en condición que permita operar fácilmente los bloqueos.
- Los elementos elastómeros de la BOP que pueden estar expuestos a los fluidos de pozo deben ser verificados por el fabricante según sea apropiado para los fluidos de perforación a utilizar y las temperaturas previstas a las que se va a exponer.
- Se debe considerar la temperatura y las condiciones del fluido durante pruebas de pozo y operaciones de completamiento.
- Las marcas de los fabricantes de componentes elastoméricos de las BOP deben incluir la dureza, tipo genérico de compuesto, fecha de fabricación, número de piezas y el rango de temperatura de funcionamiento del componente.
- Considere reemplazar los componentes elastoméricos críticos de la BOP en el equipo de control que han estado por fuera de servicio durante seis meses o más.

### 4.3.1 Prueba BOP

**Tabla 5. Prueba BOP**

<b>Paso</b>	<b>Actividad</b>	<b>Responsables</b>	<b>Observaciones y Recomendaciones</b>
1	Alistar las Herramientas de Mano y el equipo necesario para la prueba.	Supervisor y Cuadrilla	
2	Verificar la máxima presión de trabajo de las camisas de las bombas y la calibración de la válvula de seguridad.	Supervisor y Cuadrilla	En caso de que las pruebas se vayan a realizar con las bombas del equipo.
3	Aislar la zona de influencia de las presiones.	Supervisor y Cuadrilla	
4	Armar el tapón de prueba con un tubo por debajo y uno por encima	Supervisor y Cuadrilla	El tubo por debajo puede ser una Heavy Weight.
5	Bajar y asentar el tapón de prueba (Test Plug) en el Casing Head.	Supervisor y Cuadrilla	
6	Verificar que el tapón se encuentre en correcta posición.	Supervisor y Cuadrilla	Medir la distancia entre la rotaria y el Casing Head
7	Abrir la válvula lateral del cabezal.	Supervisor y Cuadrilla	
8	Armar líneas para prueba conectándose por una de las salidas laterales del preventor doble o sencillo (Según sea el caso).	Supervisor y Cuadrilla	En caso que se vaya a probar con las bombas del equipo se deberá hacer la conexión a la misma salida lateral de la bomba; En caso de que la prueba sea con test pump, conectarse al punto de pruebas.
9	Lavar con agua todas las líneas del circuito de	Supervisor y Cuadrilla	Instalar test pump armando líneas. Verificar que el reloj este

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	pruebas: Preventoras, Línea del Choque, Línea de Matar, y el Choke Manifold		encendido.
10	Cerrar los pipe rams. Probar contra la válvula manual del choke line contra la primera válvula manual del kill line.	Supervisor y Cuadrilla	<p>Aplicar 300 PSI x 10 minutos y después máximo al 70% de la presión de trabajo de la preventora x 10 minutos. Descargar presión.</p> <p>La válvula HCR debe encontrarse abierta al igual que la segunda válvula manual del kill line y todo el choke manifold.</p> <p>Durante la prueba estar pendientes de cualquier fuga.</p>
11	Probar pipe rams contra HCR y segunda válvula manual del kill line. Con los pipe rams cerrados, abrir la válvula manual del choke y cerrar la HCR. Abrir la primera válvula manual del kill line y cerrar la segunda válvula manual del kill line.	Supervisor y Cuadrilla	<p>Aplicar 300 PSI x 10 minutos y después máximo al 70% de la presión de trabajo de la preventora x 10 minutos. Descargar presión.</p> <p>Presión de trabajo de la preventora x 10 minutos. Descargar presión.</p>
12	Probar BOP anular contra HCR y segunda válvula manual del kill line. Abrir pipe rams y cerrar BOP anular.	Supervisor y Cuadrilla	<p>Aplicar 300 PSI x 10 minutos y después 1500 PSI x 10 minutos. Descargar presión.</p> <p>Durante la prueba estar pendientes de cualquier fuga.</p>
13	Probar las válvulas del choke manifold contra los pipe rams y la segunda válvula manual del kill line. Abrir BOP	Supervisor y Cuadrilla	Aplicar 300 PSI x 10 minutos y después máximo al 70% de la presión de trabajo de la preventora x 10 minutos. Descargar presión.

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	anular, cerrar los pipe rams y probar las válvulas de adentro hacia afuera o según lo establezca el operador.		Durante la prueba estar pendientes de cualquier fuga.
14	Abrir los pipe rams y cerrar la válvula HCR	Supervisor y Cuadrilla	
15	Levantar la junta de Drill pipe y aflojar el test plug.	Supervisor y Cuadrilla	
16	Bajar y sentar el test plug, desconectar la junta de Drill pipe y sacar el tubo.	Supervisor y Cuadrilla	
17	Cerrar los arietes ciegos.	Supervisor y Cuadrilla	
18	Probar los ciegos contra la HCR y la segunda válvula manual del kill line.	Supervisor y Cuadrilla	Aplicar 300 PSI x 10 minutos y después máximo al 70% de la presión de trabajo de la preventora x 10 minutos. Descargar presión Durante la prueba estar pendientes de cualquier fuga.
19	Descargar la presión a través de la línea de choque, si todo está bien abrir los arietes ciegos.	Supervisor y Cuadrilla	
20	Recuperar el tapón de prueba y cerrar la válvula de cabezal.	Supervisor y Cuadrilla	Instalar el wear bushing. Quebrar el sencillo de Drill pipe, la junta de Heavy Weight y bajar el test plug.
21	Alinear el choke manifold.	Supervisor y Cuadrilla	
22	Dejar cerradas las dos válvulas manuales del kill line y cerrar la válvula HCR	Supervisor y Cuadrilla	

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
23	Registrar todas las pruebas en el informe de pruebas de las preventoras.	Supervisor y Cuadrilla	
24	Desarmar líneas de la test pump o de la bomba de lodos.	Supervisor y Cuadrilla	
25	Continuar operaciones	Supervisor y Cuadrilla	

#### 4.4 CHOKE MANIFOLD

- Hacia arriba del choke e incluyendo las válvulas de pérdida de la presión deben ser probados con la misma presión de las Ram BOP.
- La configuración de tuberías y válvulas hacia debajo de la última válvula de alta presión varía de una instalación a otra. Cada configuración debe ser verificada por integridad mecánica.
- Las válvulas y los chokes ajustables deben ser operados para verificar su buen funcionamiento.
- Los chokes ajustables no están obligados a ser dispositivos de sellado completo. No se requiere una prueba de presión en un choke cerrado.
- El mantenimiento de equipo de perforación y plan de inspecciones deberían prever un examen no destructivo periódico del separador gas/lodo para verificar la integridad de la presión. Esta examinación se puede realizar por hidrostática, ultrasonidos u otros métodos de examen.

La prueba del Choke como tal es realizada en conjunto con la prueba de las preventoras debido a que cada válvula y cada tramo es puesto a prueba junto con estas.

## 4.5 ACUMULADOR

- Prueba de cierre del acumulador: el propósito de esta prueba es verificar que el sistema del acumulador este dimensionado adecuadamente para soportar los requerimientos de volumen y presión de flujo de los BOP en la plataforma mediante el siguiente procedimiento.
- Después de cada pozo, el equipo de control de pozo será limpiado, inspeccionado visualmente, con mantenimiento preventivo y la presión
- Los procedimientos de prueba del fabricante, según lo prescrito para su instalación, operación y mantenimiento se debe seguir textualmente.
- Todas las fugas y mal funcionamiento deben ser corregidas antes de colocar el equipo en servicio.

### 4.5.1 Prueba acumulador

Tabla 6. Prueba acumulador

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
1	Chequear la presión del fluido en el acumulador.	Tool Pusher y Supervisor	
2	Chequear el nivel del fluido del tanque.	Tool Pusher	
3	Apagar las bombas del acumulador.	Tool Pusher	
4	Cerrar y abrir todas las bombas del acumulador.	Tool Pusher y Supervisor	Debe quedar la suficiente presión y el volumen necesario para cerrar el preventor anular y un ariete de tubería (Pipe Ram) o ariete ciego (Blind Ram).
5	Registrar los tiempos de cierre.	Tool Pusher y Supervisor	
6	Arrancar todas las	Tool Pusher y	

Paso	Actividad	Responsables	Observaciones y Recomendaciones
	bombas del acumulador.	Supervisor	
7	Registrar el tiempo de recarga del acumulador	Tool Pusher y Supervisor	
8	Comparar el tiempo de cierre de las preventoras y el tiempo de recarga del acumulador con los datos suministrados por el fabricante para el sistema en uso.	Tool Pusher y Supervisor	

#### 4.6 CHOKE Y KILL LINE

- Una inspección visual al choke flexible y a las líneas kill a través de toda su longitud debe incluir:
  - Camisa exterior: inspeccionar visualmente para asegurarse de que la camisa exterior este intacta para proteger el revestimiento polimérico de goteos o punciones.
  - Verificar que la camisa exterior esté conectada correctamente en ambos extremos.
  - Compruebe que toda la superficie de la funda polimérica está protegida.
  - Si algún daño se nota en la cubierta exterior, verificar que no va a ser perjudicial para el revestimiento polimérico.
- Terminación: Registre cualquier daño al recubrimiento en los extremos y vigile el progreso del daño. Ordene reparación si es necesario.
- Conexión: Inspeccionar particularmente el área de sello de las conexiones reportando cualquier daño y controlar el progreso del daño.

#### 4.7 INSPECCIONES MAYORES

- Después de 3-5 años de servicio, el Stack BOP, Choke Manifold y sus componentes deben ser desarmados e inspeccionados de acuerdo a la guía del fabricante.
- Los componentes elastómeros deben ser cambiados y las superficies finales deben ser examinadas en busca de corrosión y desgaste. Superficies críticas deben ser comparadas con los límites de desgaste permitidos por el fabricante. Los componentes individuales pueden ser inspeccionados en horarios escalonados.
- Los manuales de instalación, operación y mantenimiento de los todos los equipos instalados deben estar disponibles en la plataforma del taladro.
- Espárragos y tuercas deben ser revisados por tamaño y grado apropiado. Utilizando el lubricante apropiado, el torque se debe aplicar de manera cruzada hasta los espárragos de la brida. A hacer las conexiones, la fuerza excesiva no es requerida para la alineación de las conexiones.
- Ring gaskets revestidos con un material elástico tal como caucho o polyetrafluorethileno no deben ser usados. Debido a la limitada cantidad de deformación que puede hacer una ranura en un anillo ya que se comprime durante la instalación, no se recomienda volver a utilizar juntas anulares.
- Piezas de repuesto deben ser diseñadas para el uso previsto. después de la instalación de piezas de repuesto, el equipo afectado se someterá a prueba de presión. Los componentes elastoméricos se almacenarán de manera recomendada por el fabricante del equipo.
- El fabricante original debe ser consultado con respecto a las piezas de recambio. Si las piezas de repuesto se adquieren de un fabricante de equipo no original, las partes deberán ser equivalentes o superior a la del equipo original y totalmente probado, verificado y apoyado por documentación confiable.

- Un sistema de mantenimiento planificado, con el equipo identificado, tareas específicas, y los intervalos de tiempo entre las tareas indicadas, se debe emplear en cada plataforma. Los registros de mantenimientos realizados y reparaciones deben ser archivados en el sitio o plataforma de fácil acceso para el equipo BOP aplicable.
- Un plano que muestre la configuración del Stack BOP y un plano del choke manifold que muestra la capacidad de presión de los componentes, debe estar en el equipo de perforación y mantenerse actualizado.
- Una lista de materiales debe acompañar los planos del equipo para identificar correctamente el equipo y permitir la adquisición de piezas de repuesto correctas.
- Los cambios en el sistema de control BOP se deben documentar. Un método debe ser establecida para controlar los planos, asegurando que se mantiene la documentación actualizada.
- Los registros del equipo, tales como documentación de API de fabricación, certificación NACE, e informes de prueba deben conservarse. Cuando sea necesario, ejemplares del libro de datos del equipo del fabricante y la certificación de terceros deben estar disponibles para su revisión.
- Un archivo histórico de mantenimiento y reparación debe ser mantenida por el número de serie de cada pieza importante del equipo. Este archivo debe seguir el equipo cuando se transfiere.

## 5. CONCLUSIONES

- El correcto y oportuno mantenimiento del equipo de control es el factor determinante en la efectividad de los procedimientos de control de pozo en caso de que se produzca cualquier influjo y situación de peligro. Adicionalmente su selección, instalación y prueba determinan que tan apropiado y seguro es el equipo, y que tan preparado está para responder ante cualquier problema de control de fluidos.
- Una vez que un brote ha sido detectado, es importante cumplir en estricto rigor los procedimientos de cierre del pozo, el manejo del equipo de control, (BOP), el cierre de preventores anulares o de arietes, así como la operación del sistema de válvulas del manifold de choke, debe ser realizado con alto criterio técnico por parte del operador, para evitar atascos de tubería, pérdidas de circulación, daños en el equipo, daños al pozo.
- Un ineficiente control de operaciones como: lodo con densidad insuficiente, llenado de tubería insuficiente durante los viajes, pérdidas de circulación y contaminación del lodo, tendrán como consecuencia el descontrol del pozo y por ende el riesgo inminente por el que los equipos, así como, la seguridad del personal de operación atravesarán.

## 6. RECOMENDACIONES

- El conocimiento operativo y de selección de los equipos de superficie: Conjunto de preventores BOP, preventores anulares, preventores de arietes, múltiples de estrangulación, líneas de matado y acumuladores es de extrema importancia para que en el momento en que un brote sea detectado se pueda seguir los pasos y lineamientos adecuados en forma que el control del pozo sea llevado a cabo en la forma más efectiva posible.
- En el equipo de superficie de control del pozo BOP, es recomendable realizar siempre las pruebas de acumuladores, preventores de arietes y anulares cumpliendo el esquema mínimo para cada uno de ellos.
- En el desarrollo de los cálculos es imperante que sean realizados dentro del esquema de unidades equivalentes, ó rigiéndose a la especificación de la fórmula en las unidades especificadas por la misma, pues las constantes que pertenecen a la fórmula suelen ser el valor de equiparación de dichas unidades.
- El perforador debe tener siempre un registro de las presiones de operación, así como, de los volúmenes de tuberías desplazados, para evitar que la Presión Hidrostática varíe respecto a la Presión de Formación, produciendo el descontrol el pozo, que desembocaría en pérdidas innecesarias.

## BIBLIOGRAFÍA

BOURGOYNE A., MILLHEIM K., CHENEVERT M., YOUNG F.S., Applied Drilling Engineering.

GANDOLFI, E. *Manual de well control*. México: Ediciones Saipem. 2009

GRACE R., *Advanced Blowout and Well Control*.

HYDRILL COMPANY. *Manual de control de influjos*. Huston: Hydrill Co. Editor

INSTITUTO DE CAPACITACIÓN PETROLERA. *Control de influjos*. Huston: Universidad de Victoria Ed.

PEMEX. *Manual de Mantenimiento a Equipos*. México: Pemex Editor.

PETREX. *Manual de Well Control*. México: Ediciones Saipem.

RABIA H., *Well Engineering and Construction*.

WELL CONTROL SCHOOL. *Principios de Control de Pozo*. Argentina: WCI. Institucional