


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 11 de Noviembre de 2015

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Jose Ignacio Barrero Perilla con C.C. No. 1'079.178.331 de Campoalegre - Huila

Adalber Eliecer Medina Alvis con C.C. No. 5.822.500 de Ibagué - Tolima





Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado **GUÍA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE REVENTONES PARA EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRE EN COLOMBIA**, Presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PRETRÓLEOS

Autorizo (amos) al **CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN** de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: JOSE I. BARRERO P.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Adalberto Eliecer Medina Alvarado

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					 	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: GUÍA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE REVENTONES PARA EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRE EN COLOMBIA.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Barrero Perilla	Jose Ignacio
Medina Alvis	Adalber Eliecer

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos





CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2015

NÚMERO DE PÁGINAS: 153

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general Grabados ___ Láminas ___
 Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o Cuadros

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO: Manual de Campo para inspección.

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):





PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Inspección	Inspection	6. Listas de chequeo	Check list
2. Pruebas	Test		
3. Mantenimiento	Maintenance		
4. Preventor de ariete	Ram preventer		
4. Preventor anular	Annular preventer		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Debido al poco acceso que hay a información existente sobre inspección de preventores de reventones, se decidió iniciar con este proyecto de conglomerar la mayor cantidad de información concerniente a este tema y que fuera aplicado a la realidad, escogiendo así las principales referencias utilizadas en Colombia. Estas referencias fueron seleccionadas luego de un estudio estadístico donde se contó con una muestra de 227 preventores encontrados en 88 pozos distribuidos a lo largo y ancho del país, los cuales no se mencionan a nombre propio, debido a reglas de confidencialidad empresarial. Luego de reconocer cuales eran las principales referencias utilizadas en el país se procedió realizar un análisis a fondo respecto a su inspección, mantenimiento, pruebas que se realizan, y fallas más frecuentes, obteniendo así herramientas de ayuda como listas de chequeo y un plan de mantenimiento preventivo.

Esta guía es el aporte inmediato a la industria de hidrocarburos, la cual busca una adecuada práctica en cuestión de seguridad y control, desarrollando un procedimiento que permite evaluar el estado de los diferentes componentes que conforman los preventores de reventones. Direccionado al personal que interactúa directamente con el equipo, esta guía se adhiere como capítulo al macro proyecto del grupo de Investigación en Perforación de la Universidad Surcolombiana (GISOPP), que involucra todos los sistemas del taladro utilizados en perforación terrestre.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

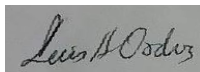
Due to limited access there to existing information on inspection of blowout preventers, we were decided to start with the homework , we had clustered much information about this topic them we applied to reality, then, we choosed the main references used in Colombia. These references were selected after a statistical study where we had found a sample of 227 preventers into 88 wells, they were distributed across the country, wells which are not mentioned their names due to business confidentiality and rules of industries. After we recognizing what were the main references used in the country, we proceeded to perform a thorough analysis regarding inspection, maintenance, tests and more frequent failures, then we had obtained support tools such as checklists and a maintenance plan preventative.

This guide is the immediate contribution to the hydrocarbon industry, which seeks good practice in topics of safety and control, it is developing a procedure to evaluate the status of the different components that make up the blowout preventers. Directed to the staff who interact directly with the tool, this guide adheres to the macro project as a chapter, this project is of Research Group Drilling Surcolombiana University (GISOPP), which involves all systems used in land drill hole.

APROBACION DE LA TESIS

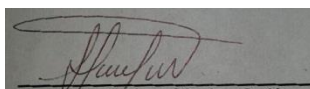
Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

Firma:



Nombre Jurado: Héctor Enrique Sánchez Gutiérrez

Firma:

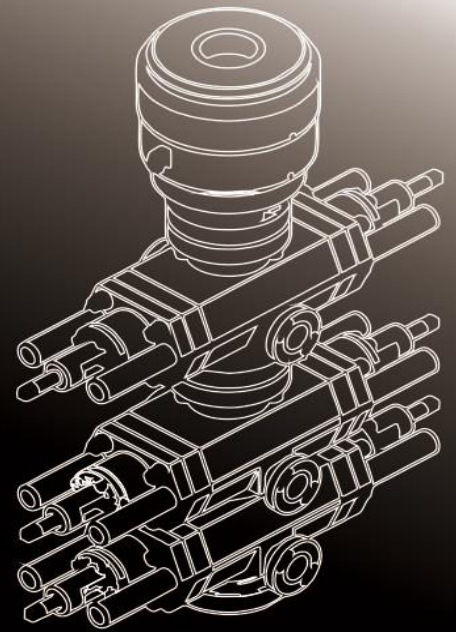


Ing. Héctor Enrique Sánchez Gutiérrez
Jurado del Proyecto

2015

BOP

Blow out
Preventer



Guía técnica

Inspección y Mantenimiento

de preventores de reventones para equipos
de perforación terrestre en Colombia



Universidad
Surcolombiana

**GUÍA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE
REVENTONES PARA EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRE EN
COLOMBIA**

**JOSE IGNACIO BARRERO PERILLA
ADALBER ELIECER MEDINA ALVIS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2015**

**GUÍA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE
REVENTONES PARA EQUIPOS DE PERFORACIÓN TERRESTRE EN
COLOMBIA**

JOSE IGNACIO BARRERO PERILLA
ADALBER ELIECER MEDINA ALVIS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero de
petróleos

Directora: CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
Ingeniera de Petróleos
Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2015**

Nota de aceptación

Directora: _____
Ing. Constanza Vargas.

Jurado: _____
Ing. Enrique Sánchez.

Jurado: _____
Ing. Luis Humberto Orduz.

Neiva, 26 de Octubre 2015

AGRADECIMIENTOS

Como en un gran evento de magnitud inmensurable la vida nos muestra un camino con diversos matices y desconocidos panoramas; la mano de Dios se aparece de maneras desconcertantes y a la vez oportuna, pero la meta siempre ha sido la misma, no cambia y aunque éste es uno de muchos escalones que el destino nos tiene entre sus renglones, su realización se debe al apoyo incondicional de mi familia sobretodo mi hermano Yoan Medina Alvis y mi madre Olga Alvis Ortegón, la confianza total de mis compañeros de carrera y la oportunidad y acompañamiento de la Universidad Surcolombiana mediante mis docentes, sobre todo la directora de este proyecto Constanza Vargas, quienes en conjunto sostienen la base de lo que soy como Ingeniero de Petróleo y como persona; no queda más por decir que gracias.

Adalber Eliecer Medina Alvis

En primer lugar agradezco a mi familia en especial a mis padres Marcos Barrero y Elizabeth Perilla por apoyarme y estar ahí conmigo siempre que lo necesitara, a mi gran compañero de tesis Adalber Eliecer Medina con quien a pesar de las dificultades logramos sacar este proyecto adelante, a mis compañeros de Universidad que no dejaron un momento de apoyarnos y ayudarnos a superar las dificultades.

Finalmente a todos mis maestros de la universidad Surcolombiana por su conocimiento impartido, especialmente a nuestra directora de tesis Constanza Vargas.

Jose Ignacio Barrero Perilla

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	19
GENERALIDADES (MARCO TEORICO Y METODOLOGIA)	19
1.1. FALLA	20
1.1.1. Clasificación de las fallas.	20
1.2. INSPECCIÓN	21
1.2.1. Categorías de la inspección	21
1.2.2. Frecuencia de la inspección	21
1.2.3. Pruebas no destructivas	22
1.2.4. Pruebas no destructivas aplicadas al bop	22
1.2.4.1. Pruebas no destructivas superficiales.....	22
1.2.4.2. Pruebas no destructivas de hermeticidad	25
1.3. MANTENIMIENTO	26
1.3.1. Tipos de mantenimiento	26
1.3.1.1. Mantenimiento Preventivo	26
1.3.1.2. Mantenimiento Predictivo	27
1.3.1.3. Mantenimiento Correctivo.....	27
1.3.1.4. Mantenimiento Cero Horas (Overhaul)	28
1.3.1.5. Mantenimiento En Uso	28
1.4. EL CONJUNTO DE PREVENTORES.....	28
1.4.1. Arreglos de preventores	29
1.4.2. Tipos de preventores	32
1.4.2.1. Preventor anular.....	32
1.4.2.1.1. Componentes del preventor anular	32
1.4.2.1.2. Principios operacionales	38
1.4.2.1.3. Preventores anulares más usados	39
1.4.2.1.3.1. Preventor anular Hydril tipo “GK”	39
1.4.2.1.3.2. Preventor anular Hydril tipo “GL”	41
1.4.2.1.3.3. Preventor anular Hydril tipo “MSP”	42
1.4.2.1.3.4. Preventor anular Shaffer tipo “NL o esférico”	44
1.4.2.1.3.5. Preventor anular Cameron tipo " D"	45
1.4.2.2. Preventor tipo ariete	47
1.4.2.2.1. Principales ventajas del preventor de ariete comparado con el preventor anular:	49
1.4.2.2.2. Componentes del preventor tipo ariete.....	49
1.4.2.2.2.1. Cuerpo	49
1.4.2.2.2.2. Sistema de cierre/apertura	49
1.4.2.2.2.3. Sistema asegurador de arietes	50
1.4.2.2.3. Unidades de empaque (arietes)	50
1.4.2.2.3.1. Componentes del empaque.....	51
1.4.2.3. Los arietes del preventor pueden ser:.....	51

1.4.2.3.1.	Ariete de tubería	51
1.4.2.3.2.	Ariete ciego.....	52
1.4.2.3.3.	Ariete de corte.....	53
1.4.2.3.4.	Ariete ciego/corte	54
1.4.2.4.	Sellado secundario	54
1.4.2.5.	Preventores tipo ariete más usados.....	54
1.4.2.5.1.	Preventor de ariete Cameron tipo "U"	54
1.4.2.5.2.	Preventor de ariete Shaffer LWS (Light Weight Stell)	56
1.4.2.5.3.	Preventor de ariete Hydril.....	58
1.5.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	60
1.5.1.	Materiales	60
1.5.2.	Metodología	60
CAPÍTULO II.....		61
RELACIÓN DE NORMAS ESTABLECIDAS PARA INSPECCIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE REVENTON.....		61
2.1.	API / ISO	62
2.1.1.	Procedimientos para la inspección, mantenimiento, reparación y re manufactura de equipos de perforación (API 7L).	62
2.1.2.	Practicas recomendadas para equipos del sistema de prevención de reventones para la perforación de pozos (API RP 53).....	62
2.1.3.	Equipos de perforación y producción de la industria del petróleo y gas natural - equipos de cabeza de pozo y árbol de navidad (API SPEC 6 A / ISO 10423).	63
2.1.4.	Recorrido a través del equipo (API SPEC 16 A / ISO 13533).....	63
2.1.5.	Especificación para el control de sistemas de perforación en equipos de control de pozo. (API SPEC 16D).	64
2.1.6.	Practica recomendada para el diseño de sistemas de control para equipos de perforación (API RP 16E).....	64
2.1.7.	Operaciones de control del pozo (API RP 59).....	65
2.1.8.	Clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras (API RP 500).	65
2.2.	IADC.....	66
2.2.1.	Capitulo B - Sección 4 numeral IV.....	66
2.2.2.	Capitulo K secciones 1, 2, 3 equipos y procedimientos de control de pozos, responsabilidades y créditos	66
2.2.2.1.	Sección K-1 Blowout Preventer Equipo Pila	66
2.2.2.2.	Sección K-2. Sistemas de control para evitar explosiones.....	66
2.2.2.3.	Sección K3. Procedimientos de Control de pozos	66
2.3.	ASME	67
2.3.1.	Códigos de identificación calderas y recipientes a presión (ASME BPVC-IX- 2013) 67	
2.4.	ASTM	67
2.4.1.	Práctica para caucho entre metal y nomenclatura (ASTM D -1418)	67

2.5.	NACE	67
2.5.1.	Materiales para uso en ambientes que contienen h ₂ s en la producción de petróleo y gas (NACE MR 01-75).....	67
CAPÍTULO III.....		69
ELECCIÓN DE LAS MARCAS DE PREVENTORES Y REFERENCIAS OBJETO DE ESTUDIO.....		69
3.1.	SELECCIÓN DE LOS PREVENTORES ANULARES	71
3.2.	SELECCIÓN DE LOS PREVENTORES DE ARIETE.....	72
3.3.	MARCAS Y REFERENCIAS ELEGIDAS SEGÚN EL ESTUDIO ESTADÍSTICO.....	72
CAPÍTULO IV		75
INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE LOS BOP'S OBJETO DE ESTUDIO.		75
4.1.	PREVENTORES ANULARES	76
4.1.1.	Preventor anular Hydril GK (cabeza roscada)	76
4.1.1.1.	Inspección	76
4.1.1.1.1.	Cabeza	76
4.1.1.1.2.	Empaque y pistón	77
4.1.1.1.3.	Cuerpo principal.....	78
4.1.1.2.	Reemplazo de la unidad de empaque	79
4.1.2.	Preventor anular Hydril GK (cabeza acoplada)	86
4.1.3.	Preventor anular Shaffer (Cabeza esférica)	89
4.2.	PREVENTORES TIPO ARIETE	99
4.2.1.	Preventor Cameron tipo	99
4.2.1.1.	Cuerpo	100
4.2.1.1.1.	Pernos de la brida y tuercas.....	100
4.2.1.1.2.	Contacto cuerpo – Cubierta del preventor.....	100
4.2.1.2.	Cavidades del preventor tipo ariete	100
4.2.1.3.	Cubierta del preventor	100
4.2.1.4.	Pernos.....	100
4.2.1.5.	Sellos	101
4.2.1.6.	Arietes	101
4.2.1.6.1.	Ariete de tubería	101
4.2.1.6.2.	Ariete de corte / ciego	102
4.2.1.7.	Pruebas.....	103
4.2.1.7.1.	Prueba de operación del sistema hidráulico.....	103
4.2.1.7.2.	Prueba del preventor tipo ariete	104
4.2.2.	Preventor Shaffer LWS	105
4.2.2.1.	Cuerpo	105
4.2.2.1.1.	Pernos de la brida y tuercas.....	105
4.2.2.1.2.	Contacto Cuerpo – Cubierta del preventor	106
4.2.2.2.	Cubierta del preventor	106
4.2.2.3.	Pernos.....	106

4.2.2.4.	Sellos	106
4.2.2.5.	Pruebas de presión	107
4.2.2.5.1.	Fluidos de pruebas	107
4.2.2.5.2.	Prueba de Presión (<i>ver ilustración 65</i>).	107
4.2.2.5.3.	Prueba de presión hidráulica.....	108
4.2.2.5.3.1.	Prueba de presión hidráulica de apertura	108
4.2.2.5.3.2.	Prueba de presión hidráulica de cierre	109
CAPÍTULO V		111
FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN LOS PREVENTORES DE REVENTONES.....		111
5.1.	TIPS DE ACCIÓN PARA EVITAR FALLAS EN PREVENTORES ANULARES	112
5.1.1.	Límite del valor de la presión similar en todas las herramientas:.....	112
5.1.2.	Diámetros adecuados:	112
5.1.3.	Tener claros los tiempos de cierre:	112
5.1.4.	Desconocimiento de los equipos:.....	112
5.1.5.	Exceder la presión en el sello:.....	113
5.1.6.	Uso y/o abuso de la herramienta:.....	113
5.1.7.	Remoción del bop:	113
5.2.	FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN PREVENTORES ANULARES.....	113
5.3.	TIPS DE ACCIÓN PARA EVITAR FALLAS EN PREVENTOR DE ARIETES ..	115
5.3.1.	Cilindro de operaciones aislado del pozo:	115
5.3.2.	Correcto sello de la cubierta del preventor:	115
5.3.3.	Verificar tamaños:	115
5.3.4.	Operaciones reguladas:	116
5.3.5.	Tipo de fluido:	116
5.3.6.	Ahorrar tiempo de acción:	116
5.3.7.	Regla del eslabón:	116
5.3.8.	Desgaste:.....	116
5.3.9.	Generalidades en la revisión:.....	116
5.4.	FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN PREVENTORES TIPO ARIETE.....	117
CAPÍTULO VI		121
PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....		121
6.1.	PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN SEGÚN EL PERIODO DE TIEMPO.	123
6.1.1.	Durante la fabricación:	123
6.1.2.	Inspecciones anuales.....	125
6.1.3.	Cada 5 años.....	126
6.1.4.	Inspecciones extraordinarias.....	126
6.2.	OPERACIONES RELEVANTES EN EL MANUAL DE MANTENIMIENTO.....	127
6.3.	FRECUENCIA DE PRUEBA.....	127
CAPÍTULO VII		129

LISTAS DE CHEQUEO	129
7.1. ESTADO, TIPO, CAPACIDAD Y RANGO DE BOP'S	130
7.2. INSPECCIONES, MANTENIMIENTO Y CERTIFICADOS API.....	130
7.3. BOP PARA POZOS CON H2S	130
7.4. ESLINGA PARA INSTALAR PREVENTORES (CERTIFICADA)	130
7.5. ORIFICIOS DE LAGRIMEO ABIERTOS (WEEP HOLE)	130
7.6. ARIETES DE TAMAÑO APROPIADO PARA LA OPERACIÓN	130
7.7. PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO Y DE PRESIÓN DE BOP (REGISTRO CON FECHA Y RESULTADOS)	131
7.8. DESPUÉS DE CERRAR TODO EL SISTEMA DE BOP'S LA PRESIÓN DE LAS BOTELLAS DEBE SER MAYOR DE 1200 PSI.	131
7.9. PROCEDIMIENTO DE CIERRE Y PRESIÓN LÍMITE DEL REVESTIMIENTO PUBLICADO	131
7.10. ILUMINACIÓN SUFICIENTE Y A PRUEBA DE EXPLOSIÓN	131
7.11. LISTAS DE CHEQUEO.....	132
7.11.1. Lista de chequeo para BOP Anular.....	135
7.11.2. Lista de chequeo para BOP Tipo Ariete.....	141
CONCLUSIONES	146
LIMITACIONES.....	147
RECOMENDACIONES	147
BIBLIOGRAFIA	148
GLOSARIO	151

LISTADO DE TABLAS

<i>Tabla 1 Clasificación de fallas Fuente: Norma API RP 7L</i>	20
<i>Tabla 2 Categorías de inspección Fuente: Norma API RP 7L</i>	21
<i>Tabla 3 Compuestos elastómeros más usados por Hydril y Shaffer.</i>	36
<i>Tabla 4 Datos técnicos preventor anular Hydril GK</i>	40
<i>Tabla 5 Datos técnicos preventor anular Hydril GL</i>	42
<i>Tabla 6 Datos técnicos preventor anular Hydril MSP</i>	43
<i>Tabla 7 Datos técnicos preventor anular Shaffer NL</i>	45
<i>Tabla 8 Datos técnicos preventor anular Cameron tipo D Fuente: Manual de herramientas - Saipem</i>	46
<i>Tabla 9 Datos técnicos preventor de ariete Cameron tipo U</i>	55
<i>Tabla 10 Datos técnicos preventor de ariete Shaffer LWS</i>	58
<i>Tabla 11 Datos técnicos preventor de ariete Hydril</i>	59
<i>Tabla 12 Marcas y Referencias del estudio</i>	70
<i>Tabla 13 Referencias seleccionadas</i>	73
<i>Tabla 14 Distancia de la carrera del pistón Hydril GK Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation</i>	83
<i>Tabla 15 Fallas frecuentes en preventores anulares</i>	115
<i>Tabla 16 Fallas más frecuentes en preventores tipo Ariete</i>	120
<i>Tabla 17 Prácticas y principios recomendados para el correcto funcionamiento del BOP</i>	122
<i>Tabla 18 Convenciones para calificación en lista de chequeo</i>	132
<i>Tabla 19 Condición a inspeccionar y norma que la soporta</i>	134
<i>Tabla 20 Detalles lista de chequeo BOP anular</i>	141
<i>Tabla 21 Detalles lista de chequeo BOP tipo Ariete</i>	145
<i>Tabla 22 Listado de definiciones</i>	151
<i>Tabla 23 Siglas, acrónimos y abreviaciones Fuente: Manual IADC y Norma API RP 53152</i>	

LISTADO DE GRAFICOS E ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Inspección visual directa</i>	23
<i>Ilustración 2 Boroscopio PCE</i>	24
<i>Ilustración 3A Arreglos API – 2.000 Psi.</i>	30
<i>Ilustración 4 Arreglos API 3.000 – 5.000 Psi.</i>	31
<i>Ilustración 5 Arreglos API 10.000 – 15.000 Psi.</i>	31
<i>Ilustración 6 Componentes del preventor anular.</i>	32
<i>Ilustración 7 Tipos de cabeza en preventores Anulares</i>	33
<i>Ilustración 8 Pistón del preventor anular</i>	34
<i>Ilustración 9 Unidad de empaque del preventor anular</i>	35
<i>Ilustración 10 Sellos presentes en el preventor anular.</i>	37
<i>Ilustración 11 Tipos de sello.</i>	37
<i>Ilustración 12 Preventor Anular Hydril GK y sus componentes</i>	39
<i>Ilustración 13 Preventor Anular Hydril GL y sus componentes.</i>	41
<i>Ilustración 14 Preventor Anular Hydril MSP y sus componentes.</i>	42
<i>Ilustración 15 Preventor anular Shaffer esférico y sus componentes.</i>	44
<i>Ilustración 16 Preventor anular Cameron tipo D.</i>	45
<i>Ilustración 17 Componentes del preventor anular Cameron tipo D.</i>	46
<i>Ilustración 18 Preventor de reventones tipo ariete</i>	47
<i>Ilustración 19 Preventor tipo ariete</i>	47
<i>Ilustración 20 Conexiones del preventor tipo ariete</i>	48
<i>Ilustración 21 Componente del preventor tipo ariete</i>	49
<i>Ilustración 22 Componentes de la unidad de empaque</i>	50
<i>Ilustración 23 Ariete de tubería de cuerpo fijo</i>	51
<i>Ilustración 24 Ariete de tubería de cuerpo variable</i>	52
<i>Ilustración 25 Ariete ciego</i>	52
<i>Ilustración 26 Ariete de corte</i>	53
<i>Ilustración 27 Sellado secundario</i>	54
<i>Ilustración 28 Preventor de ariete Cameron tipo U</i>	54
<i>Ilustración 29 Preventor de ariete Shaffer tipo LWS</i>	56
<i>Ilustración 30 Componentes del Preventor de ariete Shaffer tipo LWS</i>	57
<i>Ilustración 31 Preventor de ariete Hydril</i>	58
<i>Ilustración 32 Fotos de inspección de BOP</i>	60
<i>Ilustración 33 Porcentaje del tipo de preventores usados en Colombia</i>	70
<i>Ilustración 34 Preventores anulares usados en Colombia según su marca</i>	71
<i>Ilustración 35 Preventores tipo ariete usados en Colombia según su marca</i>	72
<i>Ilustración 36 Partes del preventor Hydril GK.</i>	76
<i>Ilustración 37 Cabeza del preventor Hydril GK</i>	77
<i>Ilustración 38 Unidad de empaque del preventor Hydril GK</i>	77
<i>Ilustración 39 Pistón del preventor Hydril GK</i>	78

<i>Ilustración 40 Cuerpo Principal del preventor Hydril GK Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 41 Reemplazo de unidad de empaque Hydril GK – Cabeza roscada.....</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 42 Corte de la unidad de empaque Hydril GK.....</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 43 Inserción de la unidad de empaque Hydril GK.....</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 44 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 45 Gráfico 1 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK.....</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 46 Gráfico 2 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK.....</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 47 Ubicación de los sellos Preventor Hydril GK – Cabeza roscada.</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 48 Partes del preventor Hydril GK – Cabeza acoplada</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 49 Reemplazo de unidad de empaque Hydril GK – Cabeza acoplada.....</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 50 Ubicación de los sellos del BOP Hydril GK – Cabeza acoplada.....</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 51 Partes del preventor Shaffer – Cabeza esférica.....</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 52 Cabeza del preventor Shaffer – Cabeza esférica.....</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 53 Unidad de empaque del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 54 Pistón del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 55 Cuerpo principal del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 56 Posición de los sellos del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 57 Sellos del anillo adaptador del BOP Shaffer – Cabeza esférica.....</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 58 Pistón externo del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 59 Pistón interno del preventor Shaffer – Cabeza esférica</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 60 Ubicación bandas de desgaste del BOP Shaffer – C. esférica.....</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 61 Ubicación Sellos del preventor Shaffer – Cabeza esférica.....</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 62 Preventor de ariete Cameron tipo U.....</i>	<i>99</i>
<i>Ilustración 63 Inspección preventor Cameron tipo U.....</i>	<i>101</i>
<i>Ilustración 64 Ariete de tubería preventor Cameron tipo U.....</i>	<i>102</i>
<i>Ilustración 65 Ariete de corte / ciego - preventor Cameron tipo U</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 66 Preventor Shaffer LWS.....</i>	<i>105</i>
<i>Ilustración 67 Pernos Preventor Shaffer LWS.....</i>	<i>105</i>
<i>Ilustración 68 Sello de la cubierta del preventor Shaffer LWS.....</i>	<i>106</i>
<i>Ilustración 69 Instalación de equipos de prueba presión de pozo recomendada.....</i>	<i>107</i>

RESUMEN

Tras la investigación pertinente y el análisis estadístico respectivo, se logra consolidar la información más relevante y se implementa una guía acorde a los requerimientos de la industria, soportado en Normas y proporcionando un modelo de fácil aplicación y entendimiento.

Esta guía es el aporte inmediato a la industria de hidrocarburos, la cual busca una adecuada práctica en cuestión de seguridad y control, desarrollando un procedimiento que permite evaluar el estado de los diferentes componentes que conforman las preventores de reventones.

Direccionado al personal que interactúa directamente con el equipo, esta guía se adhiere como capítulo al macro proyecto del grupo de Investigación en Perforación de la Universidad Surcolombiana, que involucra todos los sistemas del taladro utilizados en perforación terrestre.

PALABRAS CLAVE:

Preventor de reventones, preventor anular, preventor de ariete, reventón, inspección, mantenimiento, pruebas, listas de chequeo.

INTRODUCCION

La búsqueda de una operación exitosa, cero accidentes, tiempos cortos y metas alcanzadas acorde al plan de perforación son la constante en cualquier taladro, cuyo objetivo es el correcto funcionamiento del equipo en especial del preventor de reventones, el cual es parte esencial del control de pozos encargadas de contrarrestar un influjo de la formación y la tranquilidad de una operación sin inconvenientes.

Por norma es indispensable la realización de inspecciones y mantenimientos de manera periódica, para garantizar el estado óptimo del equipo preventor de reventones, prevenir fallas que puedan generar problemas durante el control de pozo, evitar daños asociados al medio ambiente y salvaguardar la integridad del personal operativo.

Surge entonces la necesidad de tener a mano información de manera práctica y fácil utilización, dando vida a la **“Guía técnica de inspección y mantenimiento de preventores de reventones para equipos de perforación terrestre en Colombia”** como herramienta de fácil acceso y garantía del uso adecuado de este equipo, previniendo problemas de operación y extendiendo su vida útil.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una guía técnica de inspección y mantenimiento de preventores de reventones de perforación terrestre que garantice la integridad mecánica y correcto funcionamiento de los equipos.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Identificar y caracterizar las partes que conforman las preventores de reventones.
- ✓ Elaborar un listado completo de preventores de reventones, para las marcas y respectivas referencias más utilizadas en operaciones en Colombia.
- ✓ Establecer parámetros de inspección y mantenimiento las preventores de reventones basado en los datos del fabricante.
- ✓ Proporcionar un listado de los daños más frecuentes que se presentan en las preventores de reventones y la solución de estos.
- ✓ Elaborar una guía que sea de fácil acceso a su usuario u operador, indicando el procedimiento ideal a seguir para una correcta inspección.
- ✓ Realizar un acercamiento a la industria del petróleo con fines de validar la información recolectada con la realidad.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES (MARCO TEORICO Y METODOLOGIA)

1. GENERALIDADES (MARCO TEORICO Y METODOLOGIA)

Los conceptos primordiales a conocer previo el desarrollo de esta guía, contienen un estudio amplio de las distintas áreas a implementarse en la inspección del preventor de reventones entre los cuales se tiene:

1.1. FALLA

Causa o evento que lleva a la finalización de la capacidad de un equipo para realizar su función adecuadamente o para dejar de realizarla en su totalidad.

1.1.1. Clasificación de las fallas.

Falla Parcial	Disminuye la capacidad de funcionamiento de una máquina “pero no la detiene”, también puede ser que no disminuya la capacidad de producción pero si disminuya la confiabilidad.
Falla Intermitente	Es una falla parcial que se presenta bajo determinadas condiciones de trabajo, sobre todo sobrecargas. Estas fallas persisten durante el tiempo que dure la situación irregular y desaparecen al desaparecer estas.
Falla Total	Son aquellas que interrumpen totalmente la función del equipo y lo obliga a una reparación, la cual se realiza en un tiempo razonablemente normal y el dinero requerido está dentro de los rangos de presupuestarios de la empresa.
Falla Catastrófica	Es aquella que interrumpe totalmente la capacidad de funcionamiento del equipo, puede tardarse mayor tiempo en corregirla que la falla total o el dinero necesario para ello está fuera del alcance presupuestario en un corto o mediano plazo para la empresa
Falla de Apariencia	Son aquellas que no tiene relación con el funcionamiento de los sistemas pero que si evalúan el aspecto exterior de los mismos.

Tabla 1 Clasificación de fallas

Fuente: Norma API RP 7L

1.2. INSPECCIÓN

Examinar una herramienta o equipo, con el fin de determinar ciertas características que puedan mostrar algún tipo de falla, además de evaluar su funcionamiento. La inspección puede estar apoyada en los sentidos, instrumentos de medición, patrones de comparación o en equipos de pruebas.

1.2.1. Categorías de la inspección

La norma API RP 7L define las siguientes categorías de inspección:

Categoría	Descripción
I	Observación del equipo durante su operación para detectar indicadores de funcionamiento inadecuado.
II	Incluye la categoría I, además de la inspección para detectar corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación adecuada, grietas exteriores visibles y el ajuste de las piezas.
III	Incluye la categoría II, además de continuar la inspección, que debe cubrir las pruebas no destructivas (PND) de áreas críticas expuestas y puede implicar el desmontaje de componentes específicos e identificar zonas donde el desgaste supere las tolerancias permisibles suministradas por el fabricante del componente.
IV	Incluye la categoría III, además de continuar la inspección en donde se desarma el equipo en la medida necesaria para llevar a cabo las PND de todos los componentes que soportan la carga primaria como los define el fabricante.

Tabla 2 Categorías de inspección

Fuente: Norma API RP 7L

1.2.2. Frecuencia de la inspección

El propietario y/o usuario del equipo deben desarrollar su propio programa de inspecciones basados en su experiencia, las recomendaciones del fabricante, y la consideración de uno o más de los siguientes factores: el medio ambiente, los ciclos de carga, los requisitos reglamentarios, tiempo de funcionamiento, pruebas, reparación y re fabricación.

1.2.3. Pruebas no destructivas

Son herramientas fundamentales para el control de calidad de materiales de ingeniería, procesos de manufactura, confiabilidad de productos en servicio y mantenimiento de sistemas, cuya falla prematura puede ser costosa o desastrosa.¹ Se definen como “El empleo de propiedades físicas y químicas a materiales, para la evaluación indirecta de estos sin dañar su utilidad futura”; se identifican con las siglas PND, y se consideran como sinónimos a: Ensayos no destructivos (END), inspecciones no destructivas y exámenes no destructivos.

Objetivos de las pruebas no destructivas².

- ✓ Detectar discontinuidades en materiales y estructuras sin destrucción de los mismos (**DETECCIÓN**).
- ✓ Determinar la ubicación, orientación, forma, tamaño y tipo de discontinuidades (**EVALUACIÓN**).
- ✓ Establecer la calidad del material, basándose en el estudio de los resultados y en la severidad de las discontinuidades y/o defectos de acuerdo a las normas de calidad y los objetivos del diseño (**CALIFICACIÓN**).

1.2.4. Pruebas no destructivas aplicadas al bop

1.2.4.1. Pruebas no destructivas superficiales

Estas sólo comprueban la integridad superficial de un material, por tal razón su aplicación es conveniente cuando es necesario detectar discontinuidades que están en la superficie, abiertas a ésta o a profundidades menores de 3 mm.

1.2.4.1.1. Inspección visual

Es el ensayo no destructivo por excelencia, ya que su agente físico, la luz, no produce daño alguno a la inmensa mayoría de los materiales, siendo el primer ensayo no destructivo aplicado en cualquier tipo de pieza o componente.¹

¹ Manual de inspección visual NP. 123-456-304

² Manual de introducción a los ensayos no destructivos

Este tipo de inspección requiere gran cantidad de información acerca de las características de la pieza a ser examinada para una poder ofrecer acertada interpretación de las irregularidades encontradas.²

Está ampliamente demostrado que cuando se aplica correctamente como inspección preventiva, detecta problemas que pudieran ser mayores en los pasos subsecuentes de producción o durante el servicio de la pieza.

La inspección visual se divide en:

1.2.4.1.1.1. Inspección Visual Directa.²

Se realiza a una distancia corta del objeto, aprovechando al máximo la capacidad visual natural del inspector. Se usan lentes de aumento, microscopios, lámparas o linternas, y con frecuencia se emplean instrumentos de medición como calibradores, micrómetros y galgas para medir y clasificar las condiciones encontradas.



Ilustración 1 Inspección visual directa

Fuente: Autores

1.2.4.1.1.2. Inspección Visual Remota.³

Se utiliza en aquellos casos en que no se tiene acceso directo a los componentes a inspeccionar, o en aquellos componentes en los cuales, por su diseño, es muy difícil ganar acceso a sus cavidades internas.

³ <http://www.isotec.com.co/portal2/index.php?id=50>

Este tipo de inspección es muy usada en la industria para verificar el estado interno de los motores recíprocos, las turbinas estacionarias, compresores, tuberías de calderas, intercambiadores de calor, soldaduras internas, tanques y válvulas entre otros.

Se utilizan boroscópios rígidos o flexibles, videoscópios y fibroscópios (fibra óptica), con los cuales, mediante una sonda adaptada a una cámara digital, se puede llegar a la mayoría de las cavidades internas y lugares inaccesibles para el inspector.



Ilustración 2 Boroscopio PCE

Fuente: Autores

Ventajas de la inspección visual ¹

- ✓ Casi todo puede ser inspeccionado, en cierto grado.
- ✓ Bajo costo.
- ✓ Se puede recurrir a equipo relativamente simple.
- ✓ Se requiere un mínimo de entrenamiento.
- ✓ Amplio alcance en usos y en beneficios.

Limitaciones de la inspección visual¹

- ✓ Solamente pueden ser evaluadas las condiciones superficiales.
- ✓ Se requiere una fuente efectiva de iluminación.
- ✓ Es necesario el acceso a la superficie que requiere ser inspeccionada.

1.2.4.2. Pruebas no destructivas de hermeticidad²

Proporcionan información del grado en que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmósfera o queden fuera de control.

1.2.4.2.1. Pruebas de fuga

Las pruebas de detección de fugas son un tipo de prueba no destructiva que se utiliza en sistemas o componentes presurizados o que trabajan en vacío, para la detección, localización de fugas y la medición del fluido que escapa por éstas. Las fugas son orificios que pueden presentarse en forma de grietas, fisuras, hendiduras, etc., donde puede recluirse o escaparse algún fluido, generalmente, las pruebas de detección de fugas se realizan para:

- ✓ Prevenir fugas de materiales que puedan interferir con la operación de algún sistema.
- ✓ Prevenir fuego, explosiones y contaminación ambiental, o daño al ser humano.
- ✓ Detectar componentes no confiables o aquellos en donde el volumen de fuga exceda los estándares de aceptación.

1.2.4.2.2. Pruebas por cambio de presión (neumática o hidrostática)

Es la aplicación de una presión o línea de tuberías fuera de operación, con el fin de verificar la hermeticidad de los accesorios brindados y la soldadura, utilizando como elemento principal el agua o en su defecto un fluido no corrosivo, o el aire comprimido. Todo equipo nuevo debe ser sometido a una prueba de presión ya sea hidrostática o neumática. Esta prueba permite:

- ✓ Determinar la calidad de la ejecución del trabajo de fabricación o reparación de la línea o equipo.
- ✓ Comprobar las condiciones de operación para garantizar la seguridad tanto de las personas como de las instalaciones.
- ✓ Detectar fugas.
- ✓ Verificar la resistencia mecánica.
- ✓ Probar la hermeticidad de los accesorios.

1.2.4.2.3. Razones para el uso de PND².

- ✓ La identificación o separación de materiales.
- ✓ La identificación de propiedades de materiales y la confiabilidad asociada con su existencia.
- ✓ Uniformidad en la producción.
- ✓ Ahorro en los costos de producción.
- ✓ Para eliminar materia prima defectuosa.
- ✓ Para realizar mejoras en los sistemas de producción.
- ✓ Busca asegurar la calidad en el funcionamiento de sistemas en servicio, en plantas o diversos tipos de instalaciones.
- ✓ Busca prevenir la falla prematura de materiales durante su servicio.
- ✓ Como herramientas de diagnóstico después de haberse presentado la falla, para determinar las razones de la misma.

1.2.4.2.4. Factores para la selección de las PND².

- ✓ Los tipos de discontinuidades a detectar.
- ✓ El tamaño, la orientación y la ubicación de las discontinuidades a detectar.
- ✓ El tamaño y la forma del objeto a inspeccionar.
- ✓ Las características del material que será inspeccionado.

1.3. MANTENIMIENTO

Son todas las acciones que tienen como objetivo mantener un artículo en condiciones óptimas o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función específica, incluyendo la combinación de las actividades técnicas y administrativas correspondientes a su uso.⁴

1.3.1. Tipos de mantenimiento⁵

1.3.1.1. Mantenimiento Preventivo

Tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema.

⁴ <https://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento>

⁵ <http://www.renovetec.com/590-mantenimiento-industrial/110-mantenimiento-industrial/305-tipos-de-mantenimiento>

Ventajas:

- ✓ Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- ✓ Disminución del tiempo muerto, tiempo de parada de equipos/máquinas.
- ✓ Mayor duración, de los equipos e instalaciones.
- ✓ Disminución de existencias en Almacén y, por lo tanto sus costos, puesto que se ajustan los repuestos de mayor y menor consumo.
- ✓ Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de Mantenimiento debido a una programación de actividades.
- ✓ Menor costo de las reparaciones.

1.3.1.2. Mantenimiento Predictivo

Tiene como objetivo conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de los equipos mediante el conocimiento de los valores de determinadas propiedades físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos; este tipo de mantenimiento es beneficioso por las siguientes razones:

- ✓ Reduce el número de paros imprevistos.
- ✓ Reduce las reparaciones repetitivas.
- ✓ Alarga el período de vida útil del equipo.
- ✓ Permite un refaccionamiento oportuno.
- ✓ Elimina el tiempo ocioso del personal de mantenimiento para aplicarlo en otra actividad.

1.3.1.3. Mantenimiento Correctivo

Son las tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos mientras opera, este tipo de mantenimiento cuenta con desventajas como:

- ✓ Es muy probable que se originen algunas fallas al momento de la ejecución, lo que ocasiona que este sea más tardado.
- ✓ El precio puede ser muy costoso, lo cual podría afectar a la hora de comprar los repuestos de recursos en el momento que se necesiten.

- ✓ No se asegurar el tiempo que tardara en repararse dichas fallas.

1.3.1.4. Mantenimiento Cero Horas (Overhaul)

Su objetivo es revisar los equipos a intervalos programados antes de que aparezca alguna falla, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a Cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo. En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano.

1.3.1.5. Mantenimiento En Uso

Es el mantenimiento básico de un equipo, realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tan sólo un entrenamiento breve.

1.4. EL CONJUNTO DE PREVENTORES

El Instituto americano de Petróleo (API Standard 6- E, Cuarta Edición, julio 1982) define el preventor como sigue: “El preventor de reventones es un dispositivo que se conecta a la tubería de revestimiento o a algún equipo del cabezal del pozo instalado en la revestidora. Tiene por objeto controlar las presiones en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y alguna sarta de tubería interna, durante operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo”. Consiste en un juego único de válvulas hidráulicas muy grandes con orificios de tamaño considerable, soporta niveles de presión altos y que además se accionan con rapidez.

Los preventores de reventones se ubican bajo la mesa rotaria y tiene un conjunto de equipos que sellan las tuberías a presión. El arreglo específico de cada preventor depende de los problemas potenciales que se anticipan en la locación.

1.4.1. Arreglos de preventores⁶

Para elegir el arreglo adecuado se debe considerar la magnitud de las presiones a que estarán expuestos los preventores, el grado de protección requerido y las condiciones del lugar; cuando los riesgos son pequeños y conocidos tales como presión de formación normales, áreas alejadas de grandes centros de población o desérticas, un arreglo sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

Por el contrario, el riesgo es mayor cuando se tienen presiones de formación anormales, yacimientos de alta productividad y presión, áreas densamente pobladas y grandes concentraciones de personas y equipos como lo es en barcos y plataformas marinas. En estas situaciones es donde se tendrá un arreglo más complejo y por consecuencia más costoso.

El conjunto de preventores puede armarse según distintas configuraciones. El boletín RP 53 del instituto americano del petróleo (API) contiene el código Api para describir las configuraciones del conjunto. Estas configuraciones son las adecuadas para operar con 2.000, 3.000, 5.000, 10.000 y 15.000 Psi de presión de trabajo.

Los códigos recomendados de los componentes para la disposición del conjunto BOP son las siguientes:

A = Preventor tipo anular

G = Preventor tipo Rotativo

R = Preventor de ariete sencillo con un juego de arietes ciegos o para tubería de acuerdo con la selección realizada por la operadora.

Rd = Preventor de ariete doble con dos juegos de arietes (ciegos y para tubería) posicionado de acuerdo con la selección hecha por la operadora.

Rt = Preventor de ariete triple. Tres juegos de arietes (uno ciego y dos para tubería) posicionados de acuerdo con la selección hecha por la operadora.

S = Espaciador con dos salidas laterales para las líneas de matar y estrangular el pozo.

M = 1000 Psi de presión de trabajo nominal.

Existen algunos arreglos API para rangos de presiones determinados los cuales se muestran a continuación.

⁶ Manual de equipo de control de pozo

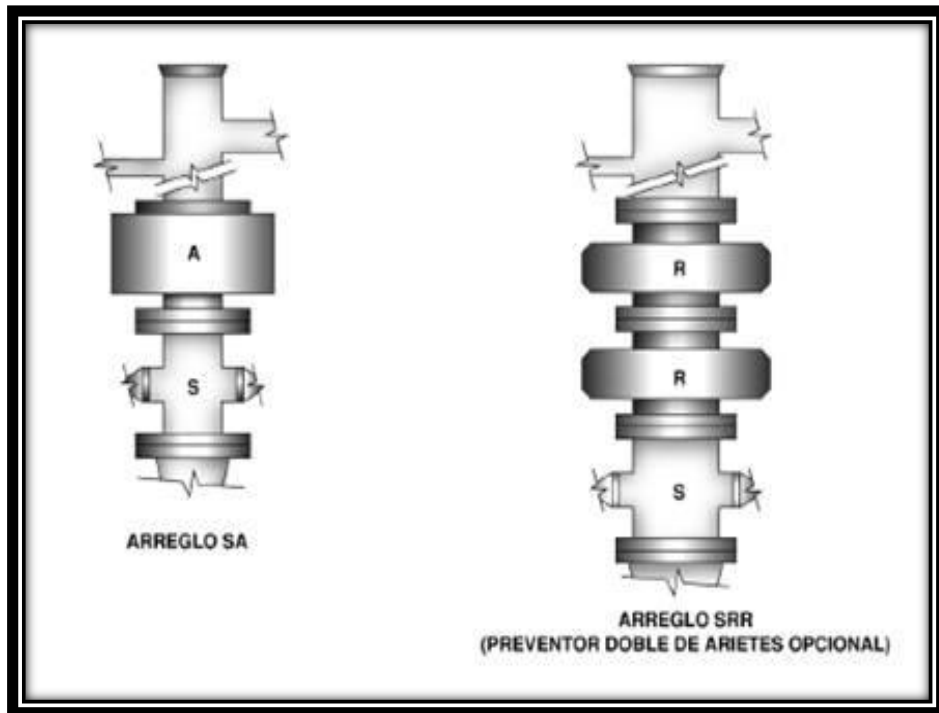


Ilustración 3A Arreglos API – 2.000 Psi.

Fuente: Norma API RP 53

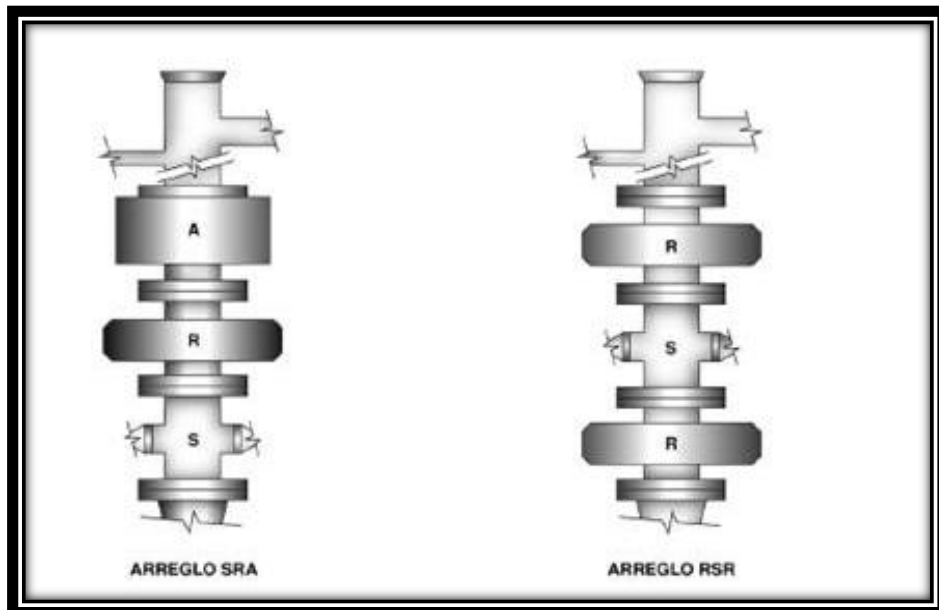


Ilustración 3B Arreglos API – 2.000 Psi.

Fuente: Norma API RP 53

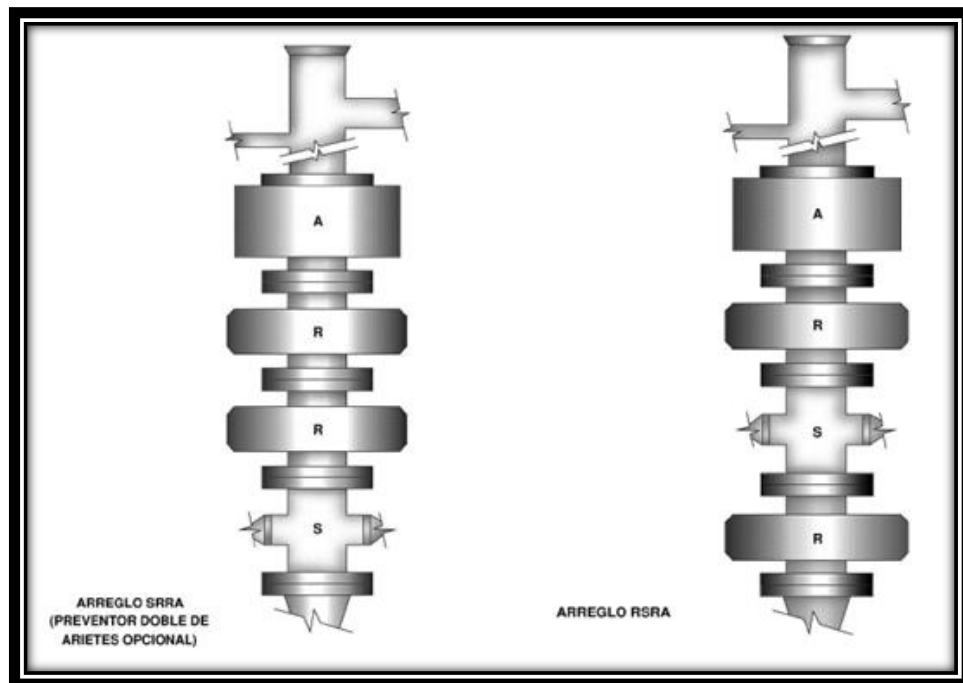


Ilustración 4 Arreglos API 3.000 – 5.000 Psi.

Fuente: Norma API RP 53

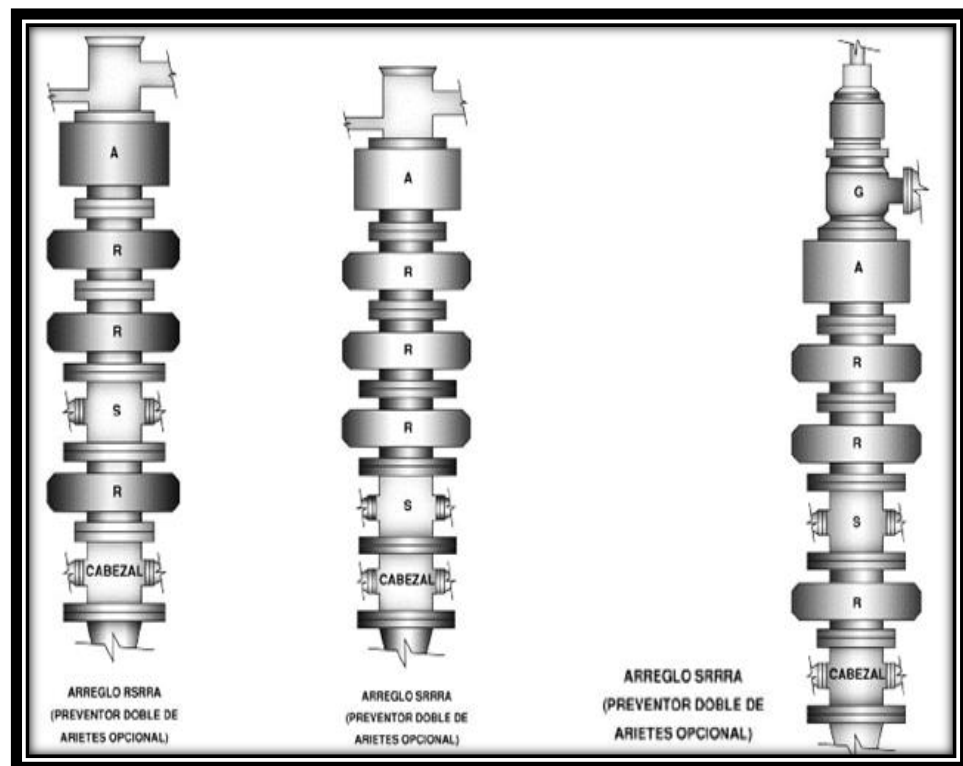


Ilustración 5 Arreglos API 10.000 – 15.000 Psi.

Fuente: Norma API RP 53

1.4.2. Tipos de preventores⁷

1.4.2.1. Preventor anular

Los preventores anulares, a veces denominados tipo “bolsa” o “esféricos”, son dispositivos para el control de la presión de cabeza de pozo más versátiles, diseñados para que un pistón forzado hidráulicamente empuje un elemento (empaquetamiento circular) hacia arriba o lateralmente, el cual debe cerrarse contra las herramientas que estén en el pozo sin importar su configuración: Kelly, botellas de perforación, tubería perforación, y en una emergencia puede cerrarse completamente hasta cerrar el hueco abierto.

Generalmente es el primer preventor que hay que cerrar cuando ocurre una patada de pozo; Se usa en operaciones de stripping porque es el único tipo de preventor que puede mantener el sellado durante el paso de las juntas de herramientas.

1.4.2.1.1. Componentes del preventor anular

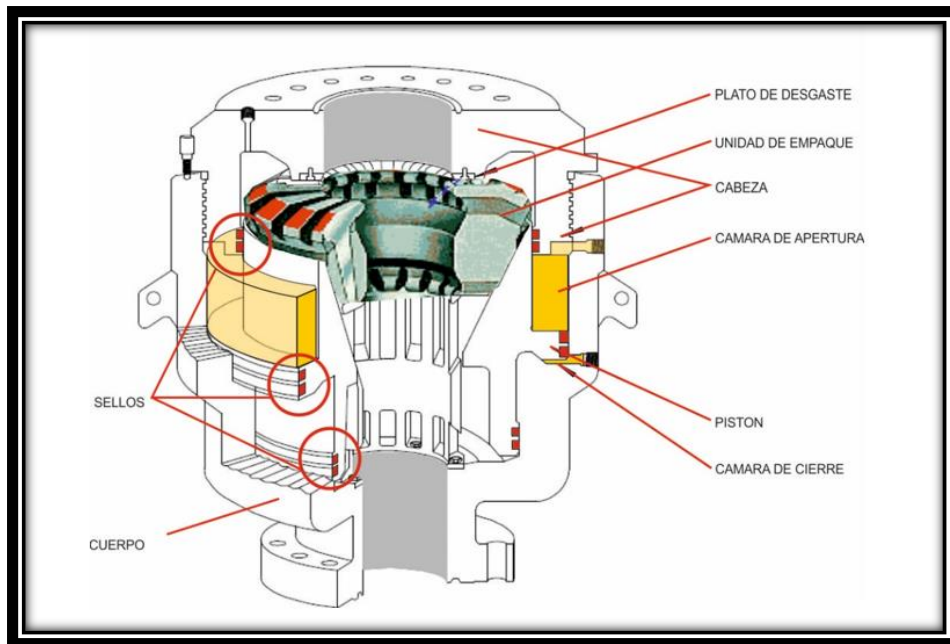


Ilustración 6 Componentes del preventor anular.

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

⁷ Manual de herramientas – Saipem – Centro de formación E. Gandolfi

1.4.2.1.1.1. Cuerpo

Está hecho de acero forjado y gracias a su diseño puede soportar altas presiones; 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 y la línea de cierre.

1.4.2.1.1.2. Cabeza

Esta da acceso a la unidad de empaque del preventor durante la inspección y operación de mantenimiento. Los preventores anulares pueden contar con tres diferentes tipos de cabeza, dependiendo del procedimiento de remoción.

✓ **Cabeza roscada** (*Ilustración 7 - a*)

Se conecta al cuerpo de la válvula a través de una sección de hilos cuadrados y se sella con un empaque. Una desventaja posible es que la operación de desenroscado puede resultar difícil.

✓ **Cabeza acoplada** (*Ilustración 7 - b*)

Se conecta al cuerpo a través de un conjunto de cerrojos que son controlados por apropiados tornillos de cierre. Se usa generalmente en caso de grandes diámetros y valores de alta presión.

✓ **Cabeza empernada** (*Ilustración 7 - c*)

Se conecta al cuerpo a través de tornillos de cierre. Se usa generalmente con valores de presión inferiores a 5.000 Psi.

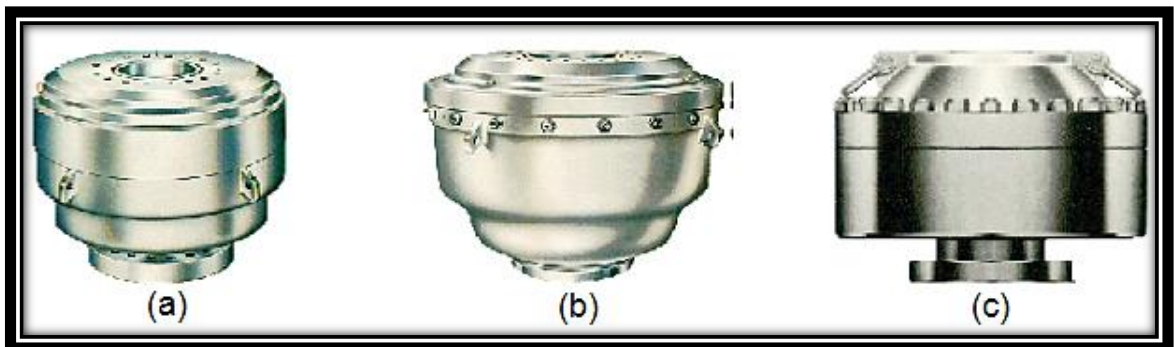


Ilustración 7 Tipos de cabeza en preventores Anulares

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

1.4.2.1.1.3. 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 empaque alrededor del tubo. El sellado hidráulico entre el pistón y el cuerpo es asegurado por los propios sellos.

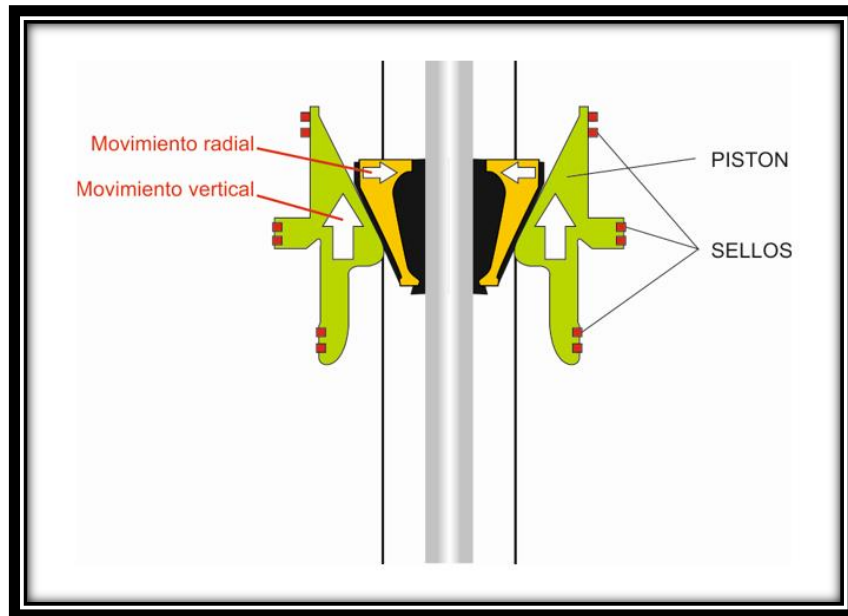


Ilustración 8 Pistón del preventor anular

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

1.4.2.1.1.4. Cámara de apertura y cierre

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

1.4.2.1.1.5. Unidad de empaque

La unidad de empaque es el componente que actúa en el sellado y es una estructura de caucho con reforzamiento de segmentos de acero. 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 preventor.

Este es el componente más crítico del preventor y tiene que ser chequeado periódicamente. Se deben adoptar procedimientos adecuados para limitar el desgaste.

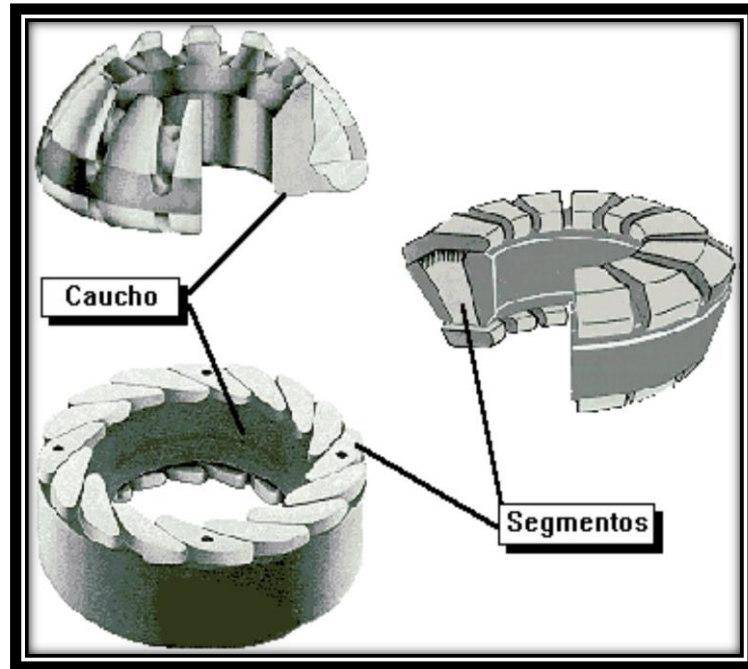


Ilustración 9 Unidad de empaque del preventor anular

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

Las unidades de empaque son diferentes dependiendo de:

- ✓ Tipo de caucho.
- ✓ Tipo de preventor donde deben instalarse.
- ✓ Diámetro nominal de la preventor.
- ✓ Presión de trabajo de la preventor.

Los elementos de empaque se identifican por un sistema de codificación que incluye información sobre la dureza, el compuesto genérico, la fecha de fabricación, el número de lote / Serie, el número de pieza del fabricante y el rango de temperatura de operación del componente.

Los componentes de caucho están marcados e identificados con zonas coloradas. En la siguiente tabla se puede identificar las características para cada coloración de los principales componentes que utilizan las compañías Hydril y Shaffer.

Tipo de caucho	Lodo	Temperatura	Dureza	Código ASTM	Color
Natural(Hydril)	Base de Agua	-35 – 107 °C	70 – 75	NR	Negro
Natural(Shaffer)		-35 – 107 °C	65 – 75		
Nitrilo(Hydril)	Base de Aceite	-7 – 88 °C	70 – 75	NBR	Rojo
Nitrilo(Shaffer)		-7 – 88 °C	70 – 82		
Neopreno(Hydril)		-35 – 77 °C	0 – 75	CR	Verde
Neopreno(Shaffer)		-35 – 77 °C	0 – 75		

Tabla 3 Compuestos elastómeros más usados por Hydril y Shaffer.

Fuente: Norma ASTM D – 1418

Se deben guardar sellos y empaques de repuesto para los preventores de reventones en una locación y guardarlos de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Los cauchos son principalmente afectados por la luz solar, luz ultravioleta y por la forma de almacenamiento.

1.4.2.1.1.6. Sellos

Generalmente se encuentran 6 sellos los cuales están ubicados entre:

- ✓ La cámara de apertura y la cabeza.
- ✓ La cámara de apertura y la cámara de cierre.
- ✓ La cámara de cierre y el pozo.

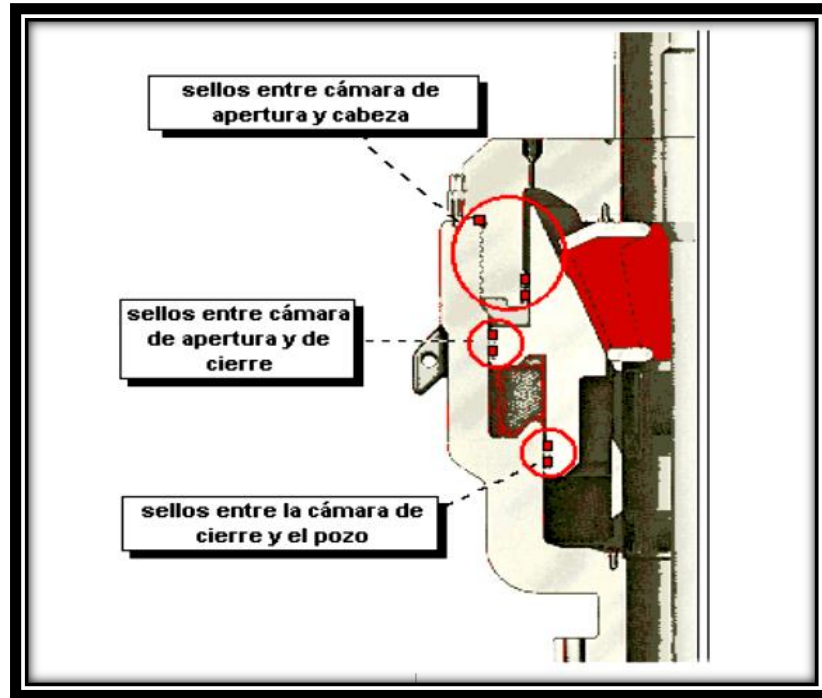


Ilustración 10 Sellos presentes en el preventor anular.

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

Los sellos son energizados directamente por la presión de cierre y pueden ser de dos tipos:

- ✓ Sellos "U" que se usan para preventores de mediana y baja presión (ver *Ilustración 11. a*).
- ✓ Sellos Doble "U" que se usan para preventores de alta presión (ver *Ilustración 11. b*).

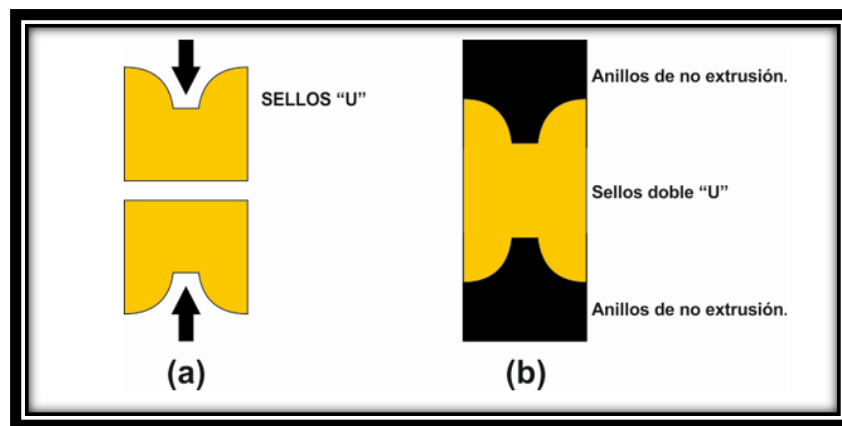


Ilustración 11 Tipos de sello.

Fuente: Manual de herramientas – Saipem

1.4.2.1.2. Principios operacionales

1.4.2.1.2.1. Cierre

Cuando el preventor empieza a cerrar, el fluido de trabajo entra en la cámara de cierre y empuja el pistón hacia arriba. En consecuencia la unidad de empaque aprieta más y más alrededor del centro del preventor, sellándolo.

1.4.2.1.2.2. Apertura

Durante la apertura, el fluido de trabajo entra en la cámara de apertura y empuja el pistón hacia abajo (la cámara de cierre debe estar descargada). La unidad de empaque regresa a su posición original abriendo el preventor.

1.4.2.1.2.3. Presión de cierre

Los preventores anulares se caracterizan por:

- ✓ **Presión de apertura/cierre:** Un adecuado valor de presión de apertura y cierre dentro de las cámaras le permite al pistón moverse y variar de acuerdo a la tipología del preventor.
- ✓ **Máxima Presión de Trabajo (WP):** La máxima presión de trabajo es la presión máxima del pozo que el preventor puede soportar y controlar en condiciones de trabajo.

El cierre de los preventores anulares puede ser:

- ✓ **Presión del pozo asistida:** Gracias a la estructura y la forma del pistón, la presión del pozo ejercida en las paredes del pistón produce una fuerza que se suma a la presión de cierre. Por lo tanto la presión de cierre debe ser reducida cuando el preventor se mantiene cerrado, para limitar el desgaste del caucho (siguiendo las instrucciones del fabricante). Por esta razón la presión de cierre puede ser mantenida al mínimo valor generalmente estimado para esta situación particular del pozo.
- ✓ **Presión en el pozo no asistida:** La presión del pozo no altera la presión de cierre del BOP que mantiene, por lo tanto, su valor de referencia durante las operaciones de cierre preventivas.

1.4.2.1.3. Preventores anulares más usados

En el mercado se pueden encontrar varios tipos de preventores de reventones, entre los más utilizados se pueden encontrar:

1.4.2.1.3.1. Preventor anular Hydril tipo “GK”

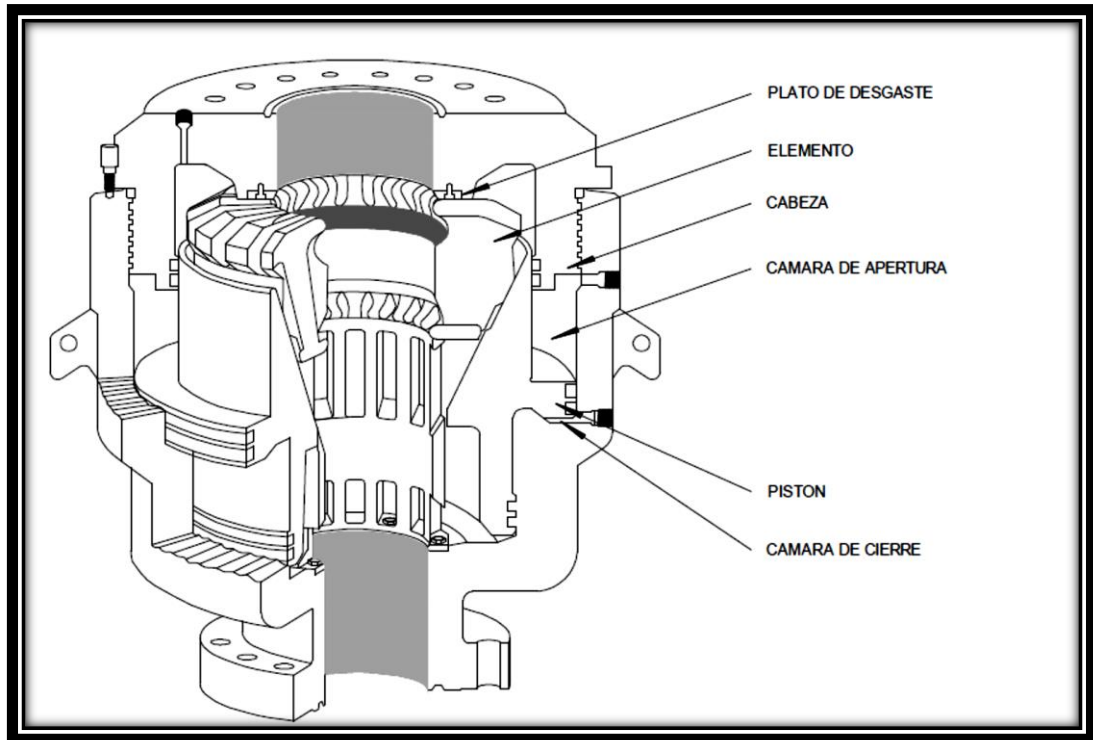


Ilustración 12 Preventor Anular Hydril GK y sus componentes

Fuente: Manual de operación BOP Hydril

Características

- ✓ Entre los preventores anulares Hydril, el modelo GK es el más común.
- ✓ Es usado principalmente en equipos terrestres pero se puede utilizar también en montajes submarinos.
- ✓ Se encuentra disponible en dos modelos: con cabeza roscada y cabeza acoplada.
- ✓ El cierre es con presión de pozo asistida.
- ✓ Los modelos más recientes cuentan con platos desgastadores.

- ✓ Su diseño facilita el mantenimiento y permite largos periodos de tiempo entre el reemplazo de los empaques y otros elementos.
- ✓ Está diseñado para sellar sobre cualquier tipo de herramienta que se encuentra en el pozo o inclusive sobre el pozo vacío, a la máxima presión de trabajo.

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores anulares Hydril Gk.

Tamaño (In)	Presión de Operación (Psi)	Tipo de Cabeza	prueba de presión de operación de la cámara	Volumen de operación de la cámara (Gal)		Carrera completa del pistón (In)
				Cierre	Apertura	
7 1/16	3.000	Roscada	3.000	2.85	2.24	4 1/8
7 1/16	20.000	Roscada	20.000	10.9	7.2	5 1/2
9	10.000	Roscada	10.000	15.90	11.95	6 3/4
11	5.000	Roscada	5.000	9.81	7.98	7 1/8
11	5.000	Acoplada	5.000	9.81	7.98	7 1/8
13 5/8	5.000	Roscada	10.000	17.98	14.16	8 1/2
13 5/8	5.000	Acoplada	10.000	17.98	14.16	8 1/2
16 3/4	5.000	Acoplada	10.000	28.70	19.93	10 1/2

Tabla 4 Datos técnicos preventor anular Hydril GK

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.4.2.1.3.2. Preventor anular Hydril tipo “GL”

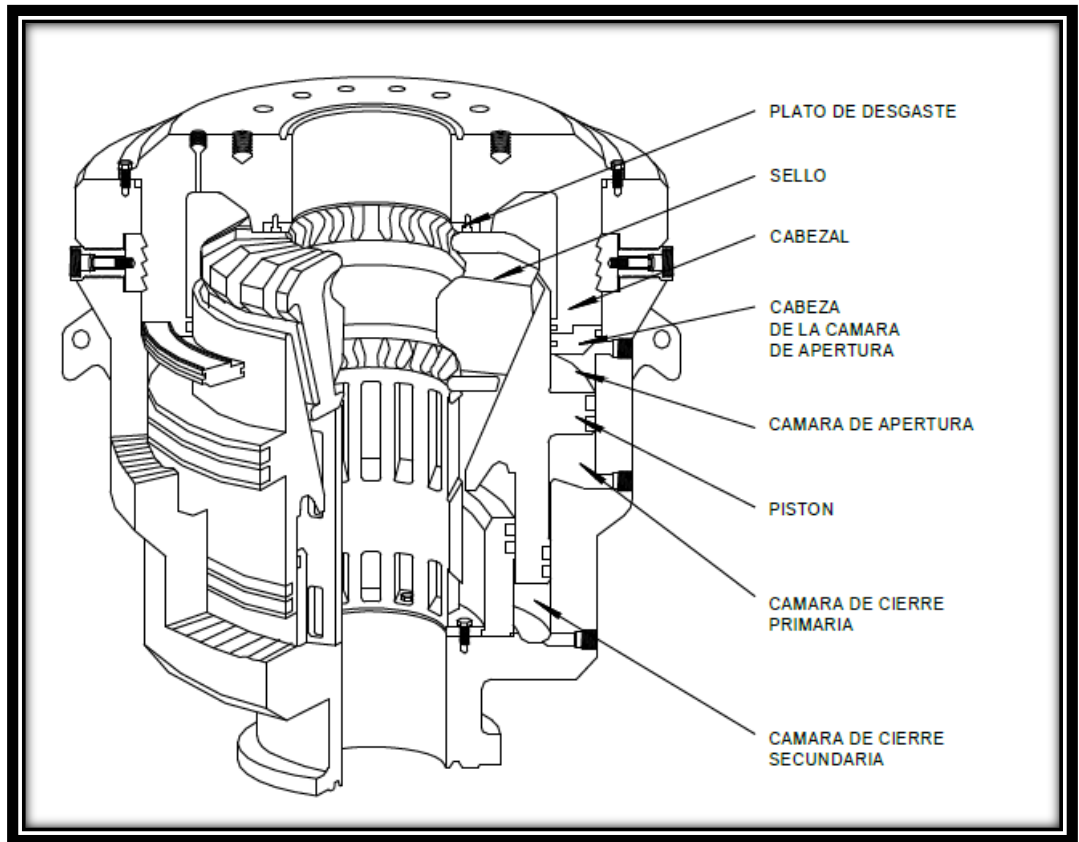


Ilustración 13 Preventor Anular Hydril GL y sus componentes.

Fuente: Manual de operación BOP Hydril

Características

- ✓ Sus características lo hacen particularmente adecuado para operaciones submarinas y perforaciones de pozos profundos que requieren sargas de perforación de diferentes diámetros.
- ✓ Está disponible sólo con cabeza acoplada, equipado con platos desgastadores.
- ✓ El cierre no tiene una presión asistida del pozo gracias a la tercera cámara que reduce la superficie del pistón que está sometido a la presión del pozo.
- ✓ Posee tres cámaras diferentes: cámara de apertura, cámara de cierre y cámara secundaria.
- ✓ La cámara de apertura tiene un plato protector (cabeza de la cámara de apertura) que previene la contaminación del sistema hidráulico mientras se reemplaza la unidad de empaque.

- ✓ La cámara secundaria actúa como una cámara de cierre de respaldo para reducir los costos de operación y aumentar los factores de seguridad en situaciones críticas, esto debido a que requiere el mínimo de fluido de control para el cierre, resultando así en el cierre más rápido

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores anulares Hydril GL.

Tamaño BOP	13" 3/4	16" 3/4	18" 3/4
Presión de Trabajo (Psi)	5.000	5.000	5.000
Presión de prueba (Psi)	10.000	10.000	10.000
Volumen de la cámara de cierre (gal)	19.76	33.8	44.0
Volumen de la cámara de apertura (gal)	19.76	33.8	44.0
Volumen de la cámara secundaria (gal)	8.24	17.13	20.0
Carrera del pistón (In)	8	9 3/4	10

Tabla 5 Datos técnicos preventor anular Hydril GL

Fuente: Manual de operación BOP Hydril

1.4.2.1.3.3. Preventor anular Hydril tipo "MSP"

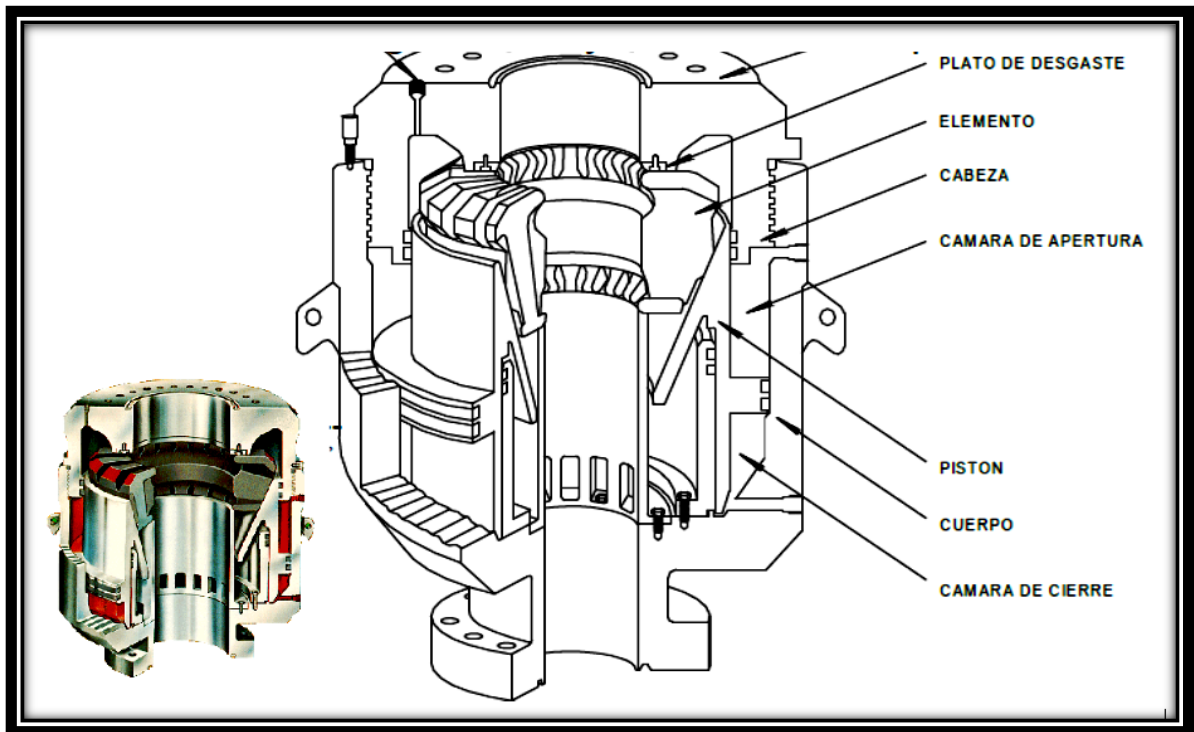


Ilustración 14 Preventor Anular Hydril MSP y sus componentes.

Fuente: Manual de operación BOP Hydril

Características

- ✓ Es adecuado para equipos de tierra y submarinos.
- ✓ Se usa con valores de presión de trabajo inferiores a 2000 psi y con diámetros mayores, en profundidades intermedias de perforación.
- ✓ Se encuentra disponible en dos modelos: con cabeza roscada y cabeza acoplada.
- ✓ Presión de cierre de pozo asistida.
- ✓ Provee un medio efectivo para controlar el gas a poca profundidad y baja presión.

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores anulares Hydril MSP.

Tamaño (In)	Presión de Operación (Psi)	Tipo de Cabeza	prueba de presión de operación de la cámara	Volumen de operación de la cámara (Gal)		Carrera completa del pistón (In)
				Cierre	Apertura	
7 1/16	2.000	Roscada	3.000	2.85	1.98	4 1/8
9	2.000	Roscada	3.000	4.57	2.95	5 3/4
11	2.000	Roscada	3.000	7.43	5.23	6 1/8
20 3/4	2.000	Roscada	3.000	31.05	18.93	11 1/4
20 3/4	2.000	Acoplada	3.000	31.05	18.93	11 1/4
21 1/4	2.000	Roscada	3.000	31.05	18.93	11 1/4
21 1/4	2.000	Acoplada	3.000	31.05	18.93	11 1/4

Tabla 6 Datos técnicos preventor anular Hydril MSP

Fuente: Manual de operación BOP Hydril

1.4.2.1.3.4. Preventor anular Shaffer tipo “NL o esférico”

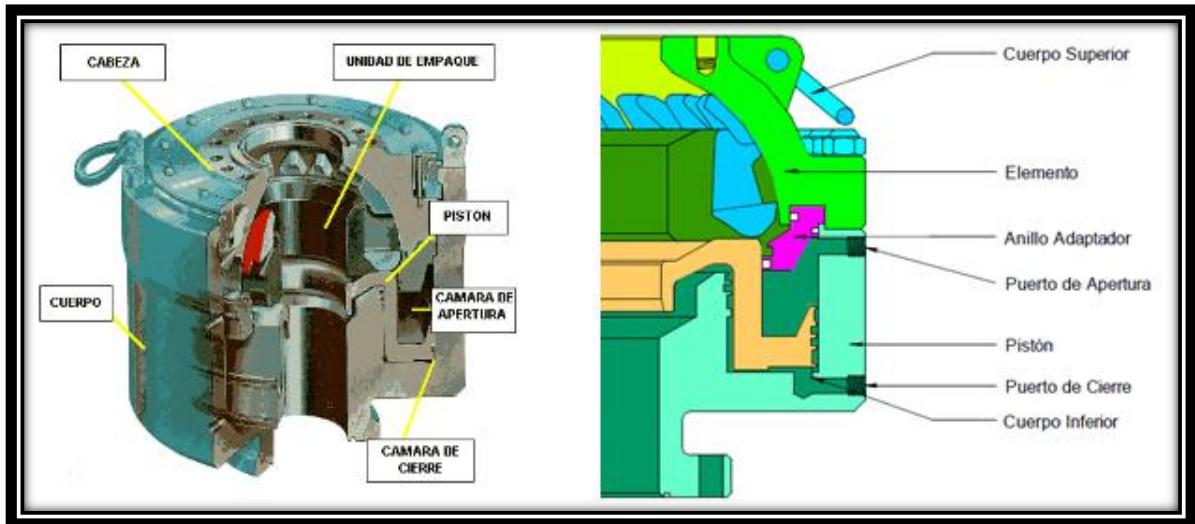


Ilustración 15 Preventor anular Shaffer esférico y sus componentes.

Fuente: Manual de control de presión Varco - Shaffer

Características

- ✓ Este modelo es particularmente adecuado en caso de cierres frecuentes y de operaciones de stripping.
- ✓ Se encuentra en dos versiones disponibles:
 1. Con cabeza empernada en modelos pequeños y con bajos valores de presión de trabajo.
 2. Con cabeza acoplada en modelos más grandes y con altos valores de presión de trabajo.
- ✓ Tiene un empaque de desgaste de nylon (banda de desgaste) para centrar el movimiento del pistón.
- ✓ El cierre es parcialmente asistido por la presión del pozo.

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores anulares Shaffer NL.

Tamaño del Hueco (In)	Presión de Trabajo (Psi)	Configuración de la Cubierta	prueba de presión (Psi)	Volumen de operación de la cámara (Gal)	
				Cierre	Apertura
7 1/16	3.000	Empernada	6.000	3.21	4.57
7 1/16	10.000	Empernada	15.000	13.95	17.11
9	5.000	Empernada	10.000	8.72	11.05
11	3.000	Empernada	6.000	6.78	11.00
11	10.000	Con Cuñas	15.000	24.67	30.58
13 5/8	3.000	Empernada	6.000	14.67	23.50
13 5/8	10.000	Con Cuñas	15.000	42.68	51.24
21 1/4	3.000	Empernada	3.000	16.92	32.59
21 1/4	10.000	Con Cuñas	10.000	46.76	61.37

Tabla 7 Datos técnicos preventor anular Shaffer NL

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.4.2.1.3.5. Preventor anular Cameron tipo " D".

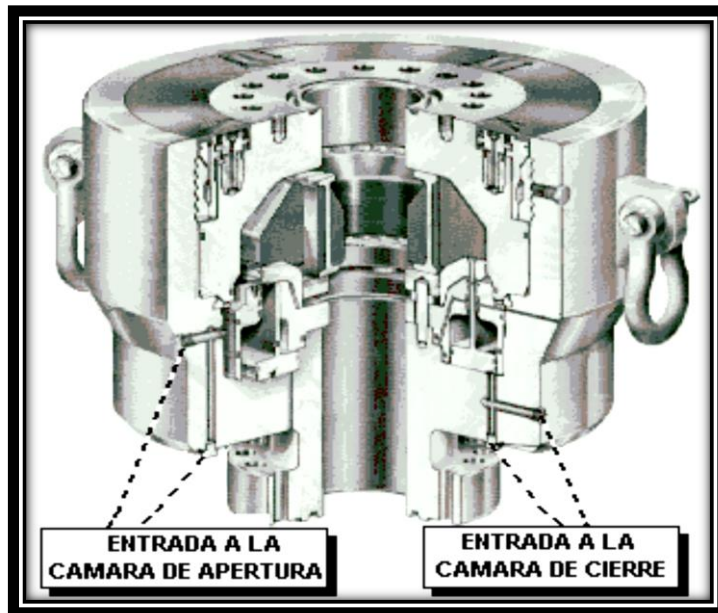


Ilustración 16 Preventor anular Cameron tipo D.

Fuente: Manual de herramientas Saipem

Características

- ✓ Está disponible en diferentes versiones con diámetros de 7" 1/16 a 21" 1/4 y presiones del pozo por encima de 20.000 psi.

- ✓ Cuenta con un tipo especial de unidad de empaque: al cerrar o abrir, los segmentos rotan como una cámara obturadora, reduciendo la fricción entre los segmentos y el caucho.

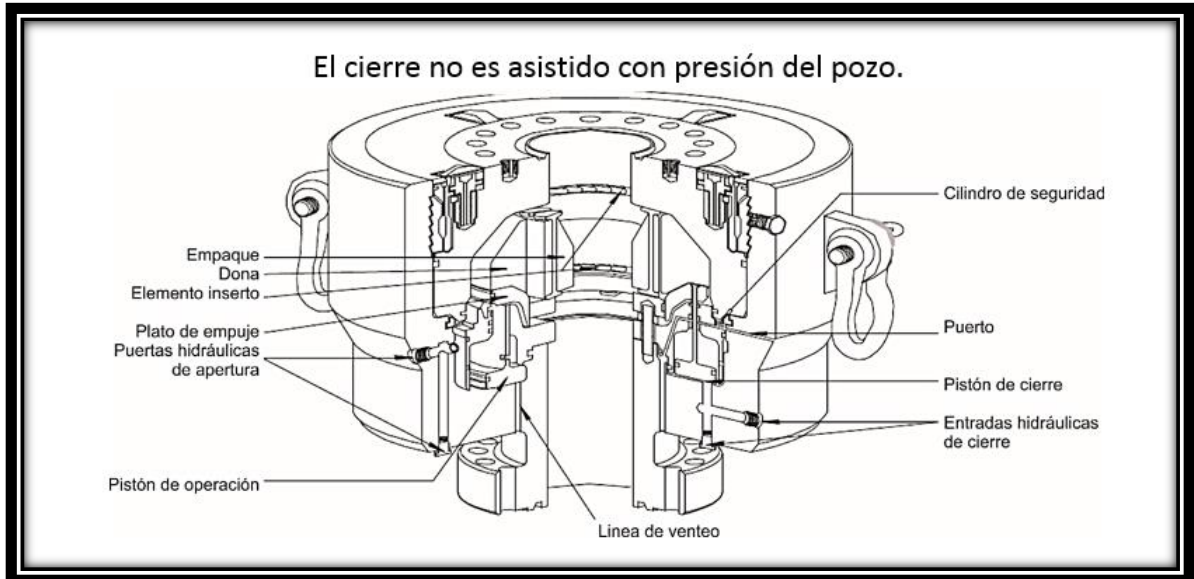


Ilustración 17 Componentes del preventor anular Cameron tipo D.

Fuente: Manual de herramientas Saipem

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores anulares Cameron tipo D.

Tamaño (In)	Presión de Operación (Psi)	Volumen de operación de la cámara (Gal)	
		Cierre	Apertura
7 1/16	3.000	1.69	1.30
7 1/16	20.000	8.38	7.56
11	3.000	5.65	4.69
11	15.000	23.50	21.30
13 5/8	3.000	12.12	10.34
13 5/8	10.000	18.10	16.15
16 3/4	5.000	22.32	19.00
18 3/4	10.000	51.00	45.10
20 3/4	3.000	40.50	28.40
21 1/4	2.000	40.50	28.40

Tabla 8 Datos técnicos preventor anular Cameron tipo D

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.4.2.2. Preventor tipo ariete⁷

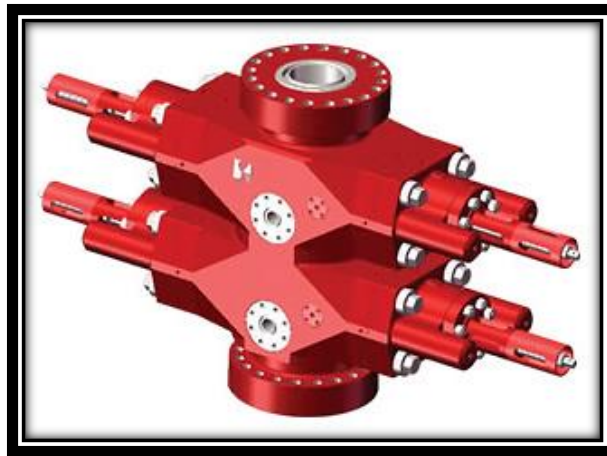


Ilustración 18 Preventor de reventones tipo ariete

Fuente: Autores

Es el preventor de reventones en el cual las funciones de control de presión se logran a través del funcionamiento de grupos de arietes operados hidráulicamente. Cada grupo de arietes está configurado como un par opuesto y, según la función, están diseñados para cerrarse dentro del agujero del preventor. Los preventores de ariete están disponibles comúnmente como configuraciones simples, dobles, triples y cuádruples.

El preventor de ariete de la mayoría de los sistemas de prevención se cierra a través de pistones hidráulicos. El vástago de pistón está aislado de la presión del pozo por medio de sellos. Muchos de estos también tienen un sello auxiliar plástico que puede energizarse para sellar sobre el vástago del pistón en caso de fallar el sello principal.

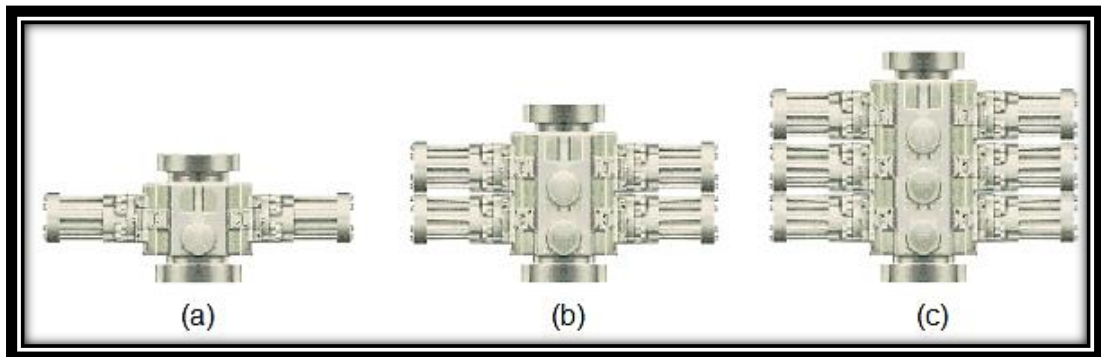


Ilustración 19 Preventor tipo ariete

Fuente: manual de herramientas Saipem

Generalidades

- ✓ Los arietes de los preventores pueden ser de tipo sencillo **(a)**, doble **(b)** o triple **(c)**, (véase la Ilustración 19), y debe contar ya sea con un mecanismo manual o con un ariete hidráulico para bloquear el sistema (reglamento API).
- ✓ Disponen de conexiones principales y laterales con bridas o empalmadas con abrazaderas.

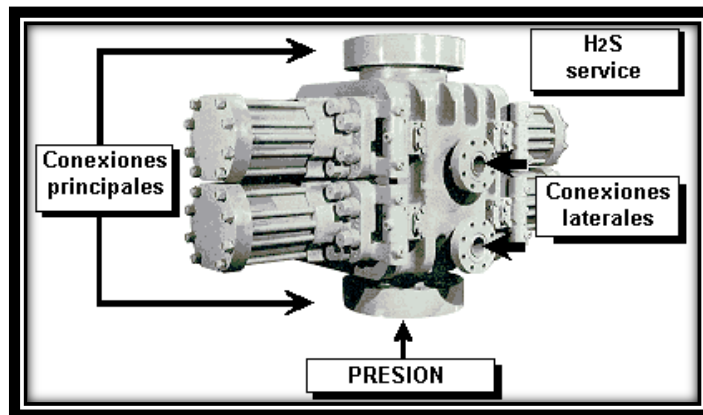


Ilustración 20 Conexiones del preventor tipo ariete

Fuente: manual de herramientas Saipem

- ✓ Son particularmente apropiados para las operaciones de stripping, pero no pueden utilizarse solos, durante estas operaciones o a altas presiones, deben combinarse con preventores anulares.
- ✓ Los arietes son apropiados para cualquier diámetro de tubo. Algunos modelos más recientes con cuerpos variables de ariete permiten el sellado de diferentes diámetros de tubería.
- ✓ Los arietes tienen que ser reemplazados siempre que el diámetro de la tubería cambie y antes de bajar el casing, en este último caso un juego de arietes tendrá que ser reemplazado con uno del mismo diámetro.
- ✓ Los arietes de los preventores tienen que ser cerrados siempre alrededor de la tubería con una medida fija. Excepto los arietes ciegos o blind rams, que permiten sellar sin tubería dentro del pozo.
- ✓ El cierre del ariete del preventor asegura ambos lados hacia arriba y hacia abajo sellando mecánicamente. El sellado mecánico hacia arriba previene la expulsión de la sarta de perforación en caso de altos valores de presión del pozo, o peso insuficiente de la tubería.

1.4.2.2.1. Principales ventajas del preventor de ariete comparado con el preventor anular:

- ✓ Presenta mejor resistencia para valores de alta presión
- ✓ Requiere menor volumen de fluido de control, lo que implica menor tiempo de cierre
- ✓ Pueden soportar el peso de la sarta de perforación (durante el hang-off)
- ✓ Permiten el stripping en caso de valores de presión muy altos.
- ✓ Una vez cerrados previenen la expulsión de la sarta de perforación.

1.4.2.2.2. Componentes del preventor tipo ariete

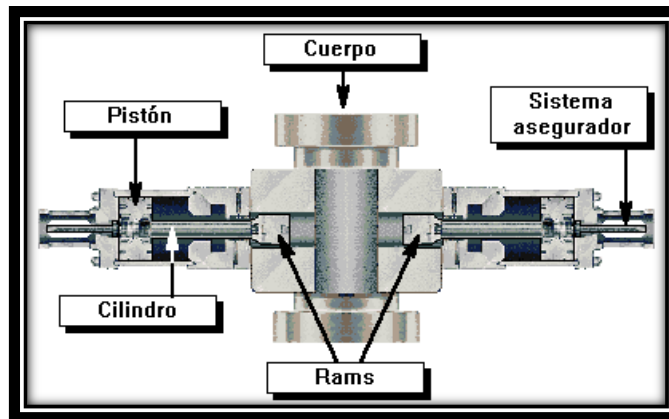


Ilustración 21 Componente del preventor tipo ariete

Fuente: Manual de herramientas Saipem

1.4.2.2.2.1. Cuerpo

Es diseñado con técnicas de elementos acabados para soportar altas presiones. Todos los modelos tienen un cuerpo reforzado.

1.4.2.2.2.2. Sistema de cierre/apertura

Compuesto por:

- ✓ Circuito hidráulico de cierre/apertura
- ✓ Mecanismo ariete de cierre/apertura (cilindro, pistón, vástago, arietes).

El sistema de cierre/apertura cuenta con dos pistones horizontales y se opera hidráulicamente a través de dos cámaras para activar los arietes para abrir y cerrar el pozo.

Para evitar errores durante la instalación, las conexiones de apertura y cierre están marcadas claramente.

1.4.2.2.3. Sistema asegurador de arietes

Se usa después de cerrar el preventor para evitar un fallo inesperado.

El sistema asegurador puede ser:

- a) **Manual:** Puede ser usado como un sistema de cierre en caso de que falle el circuito hidráulico, mientras que la apertura del ariete puede llevarse a cabo sólo hidráulicamente
- b) **Automático (poslock SHAFFER o HYDRIL):** Se efectúa siempre que se estén cerrando los arietes, garantizando el seguro del preventor aun cuando la presión es liberada. El seguro automático se lleva a cabo a través del mismo mecanismo que el de apertura/cierre de arietes (No hay sistemas hidráulicos adicionales) y es causado por el viaje del pistón.
- c) **Hidráulico (wedgelock CAMERON):** Se guardan los arietes en la posición de cierre con una varilla roscada, atornillada manualmente desde afuera, que trabaja en la parte posterior del pistón.

1.4.2.2.3. Unidades de empaque (arietes)

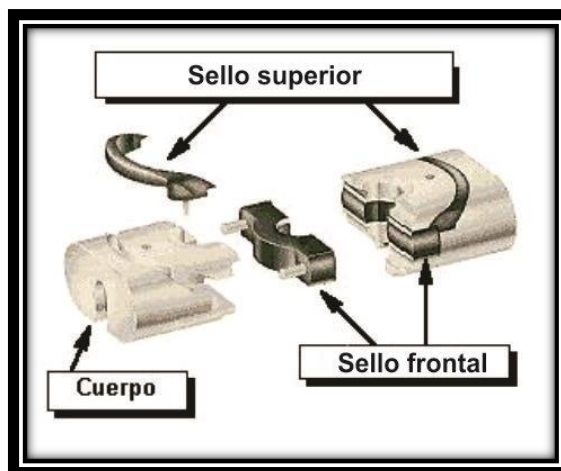


Ilustración 22 Componentes de la unidad de empaque

Fuente: Manual de herramientas Saipem

1.4.2.2.3.1. Componentes del empaque

- a) **Cuerpo:** Es fabricado en acero reforzado, se conecta al vástago a través de asientos verticales y horizontales. En la parte frontal cuenta con una guía para centrar tubos de diámetro pequeño en el pozo durante el cierre.
- b) **Empaque superior:** Caucho superior encargado de dar un sello total entre el ariete y el cuerpo del preventor,
- c) **Empaque frontal:** Caucho superior encargado de dar un sello total alrededor de la tubería. Estos empaques se estimulan a sí mismos para asegurar una mayor duración del sellado bajo presión y durante operaciones de stripping. El estímulo se obtiene con dos platinas de acero conectadas al empaque frontal. Durante el cierre, éstas son empujadas hacia atrás empujando así hacia adelante el caucho de reserva (almacenado en la parte superior).

1.4.2.3. Los arietes del preventor pueden ser:

1.4.2.3.1. Ariete de tubería

Estos arietes están diseñados para cerrar sólo cuando hay tubería el pozo, se pueden encontrar de dos tipos:

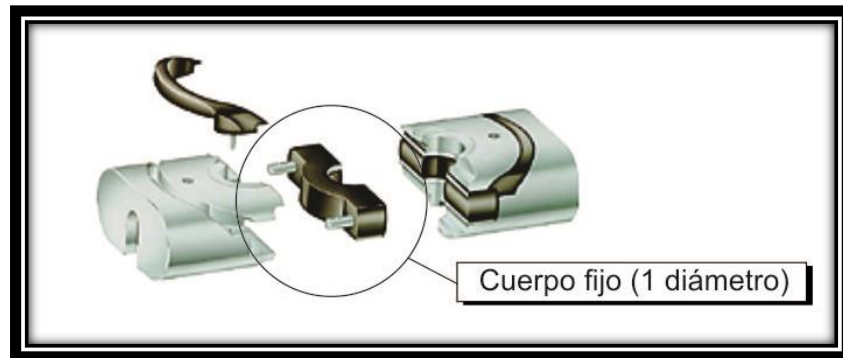


Ilustración 23 Ariete de tubería de cuerpo fijo

Fuente: Manual de operaciones en el pozo DATALOG

- ✓ **Ariete de cuerpo fijo (Ver Ilustración 23):** Se puede cerrar alrededor de una tubería de un solo diámetro. No deben de ser cerrados si la tubería dentro del pozo no coincide con el diámetro de los arietes ya que esto podría determinar extrusión de caucho, comprometiendo el sellado del preventor.

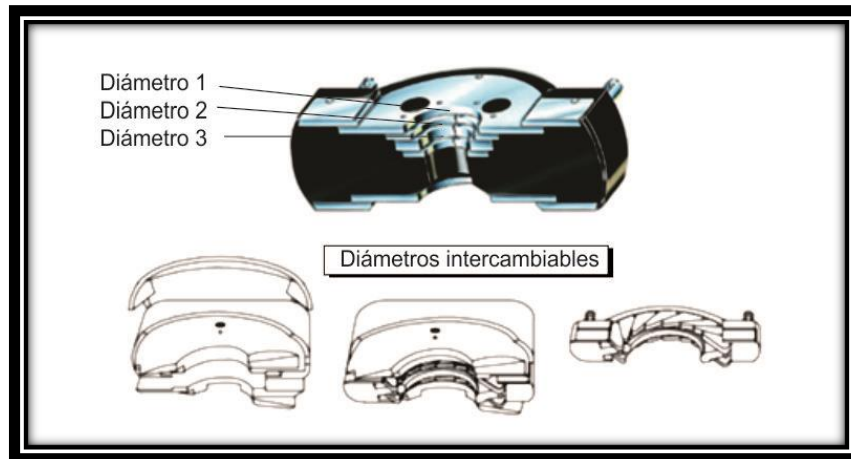


Ilustración 24 Ariete de tubería de cuerpo variable

Fuente: Manual de operaciones en el pozo DATALOG

- ✓ **Ariete de cuerpo variable** (Ver Ilustración 24): Sellan varios tamaños de tubería y, según el tipo de referencia que se use puede sellar un vástago Kelly hexagonal. Son particularmente adecuados para aplicaciones submarinas cuando se usan tubos de diferente diámetro o de aluminio (diámetro externo variable).
- ✓ La desventaja de estos es que pueden soportar menor peso que los arietes fijos.

1.4.2.3.2. Ariete ciego

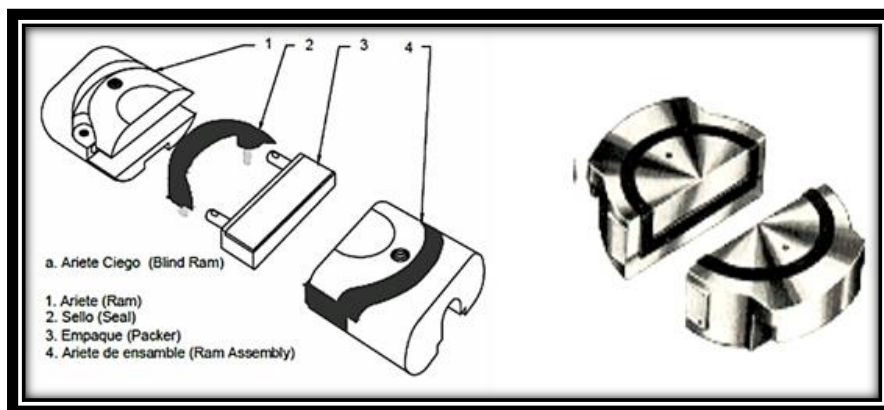


Ilustración 25 Ariete ciego

Fuente: manual de herramientas Saipem

Son un tipo especial de ariete, que están diseñadas para llegar desde lados opuestos para cerrar sobre el pozo abierto es decir sin tubería en el pozo, porque si hay alguna tubería, la aplastaran; durante el cambio de broca pueden cerrarse

para prevenir la caída de objetos dentro del pozo. Estos arietes son usados más generalmente en preventores ubicadas bajo la mesa del taladro.

1.4.2.3.3. Ariete de corte

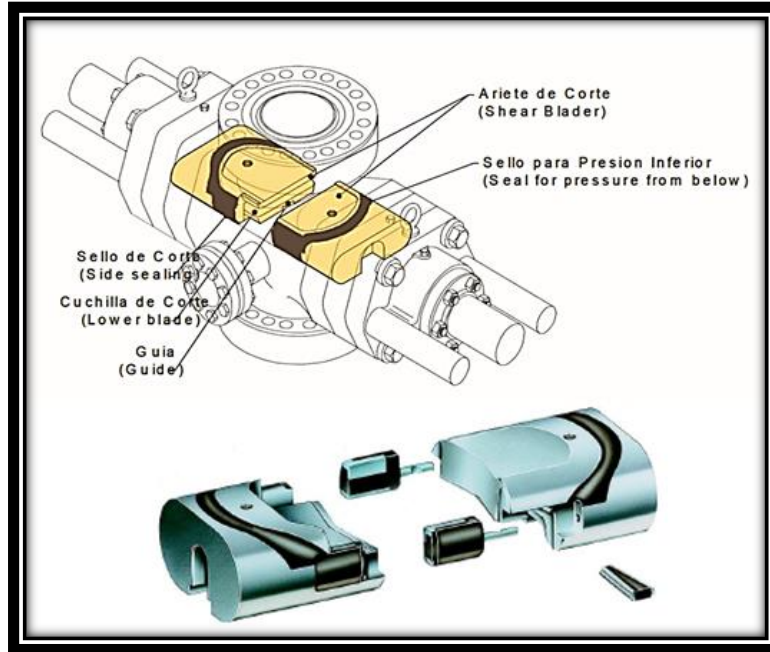


Ilustración 26 Ariete de corte

Fuente: Manual de operaciones en el pozo DATALOG

Poseen hojas especiales que permiten cortar tubulares (tubería, tubería de perforación, collares, portamechas, etc.). Se usan principalmente en instalaciones de offshore para permitir el abandono de emergencia y también en tierra cuando mediante los procedimientos estándar no se puede controlar la situación.

Los preventores tipo ariete de corte tienen tolerancias de cierre pequeñas, por lo tanto cuando se cierran para probar su funcionamiento, no se deben cerrar de golpe con alta presión, sino que hay que cerrarlas con una presión de operación reducida de aproximadamente 200 psi.

En el proceso de cierre, se corta la tubería y la parte inferior se dobla debajo de los arietes sellando totalmente el preventor. El corte mantiene los dos bordes separados para permitir restaurar la circulación a través de la tubería.

1.4.2.3.4. Ariete ciego/corte

Combinan las ventajas de los arietes ciegos o con los arietes de corte. Tienen la ventaja adicional de cortar la tubería para luego sellar la abertura del pozo, otra ventaja que se puede enumerar es el espacio que se gana al utilizar solo un juego de arietes, en lugar de dos.

1.4.2.4. Sellado secundario

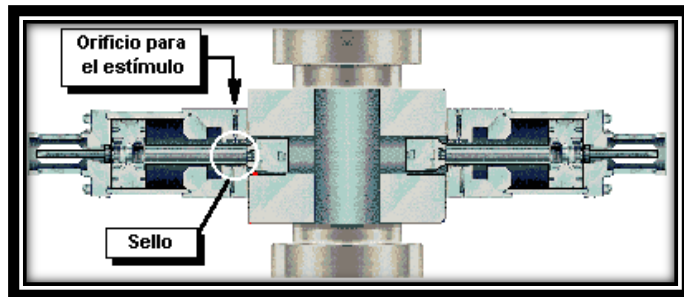


Ilustración 27 Sellado secundario

Fuente: Manual de herramientas Saipem

Todos los arietes de las preventores actuales cuentan con un sellado secundario, que se usa sólo en caso de que el sellado primario no funcione completamente. El sellado secundario se realiza con un sello inserto alrededor del vástago de los arietes, este ha sido diseñado para trabajar en condiciones estáticas; una vez actuado los arietes no podrán ser abiertos ni cerrados, para evitar daños en el eje del mismo.

1.4.2.5. Preventores tipo ariete más usados

1.4.2.5.1. Preventor de ariete Cameron tipo "U"

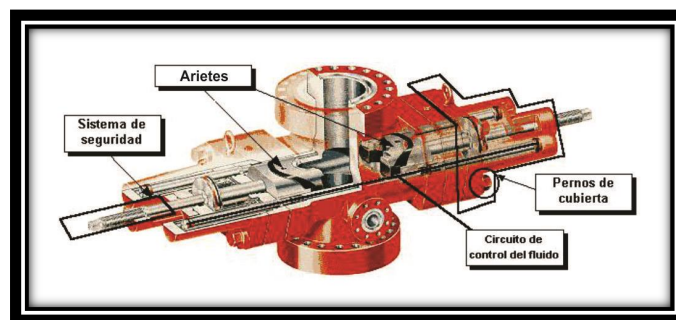


Ilustración 28 Preventor de ariete Cameron tipo U

Fuente: Manual de herramientas Saipem

Características

- ✓ El preventor Cameron tipo U, es el preventor tipo ariete más utilizado en tierra, plataformas y aplicaciones submarinas en todo el mundo.
- ✓ Se fabrica en unidades dobles o sencillas en una amplia gama de tamaños y presiones de trabajo.
- ✓ Las cubiertas del preventor se encuentran atornillados al cuerpo del preventor, por lo tanto las operaciones de reemplazo del ariete se facilitan con el circuito hidráulico que se usa para la apertura y cierre de las cubiertas.
- ✓ Puede contar con sistemas de cuñas hidráulicas aseguradoras para aplicaciones submarinas.

Diámetro	7 1/16"	11"	13 5/8"	16 3/4"	18 3/4"	21 1/4"	21 1/4"
Presión de trabajo (psi)	3.000	3.000	3.000	3.000	-	-	-
	5.000	5.000	5.000	5.000	-	5.000	-
	10.000	10.000	10.000	-	10.000	-	10.000
	15.000	-	15.000	-	-	-	-
Galones para cerrar	1.3	3.4	10.4	9.8	11.6	27.2	24.5
Galones para abrir	1.3	3.5	10.6	10.6	12.4	29.9	26.9
Relación de cierre	6.9	7.3	10.6	6.8	6.8	6.2	7.2
Relación de apertura	2.2	2.5	3.6	2.3	2.3	4.0	4.0
No. De vueltas para asegurar	18	27	45	38	45	54	51

Tabla 9 Datos técnicos preventor de ariete Cameron tipo U

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.4.2.5.2. Preventor de ariete Shaffer LWS (Light Weight Stell)

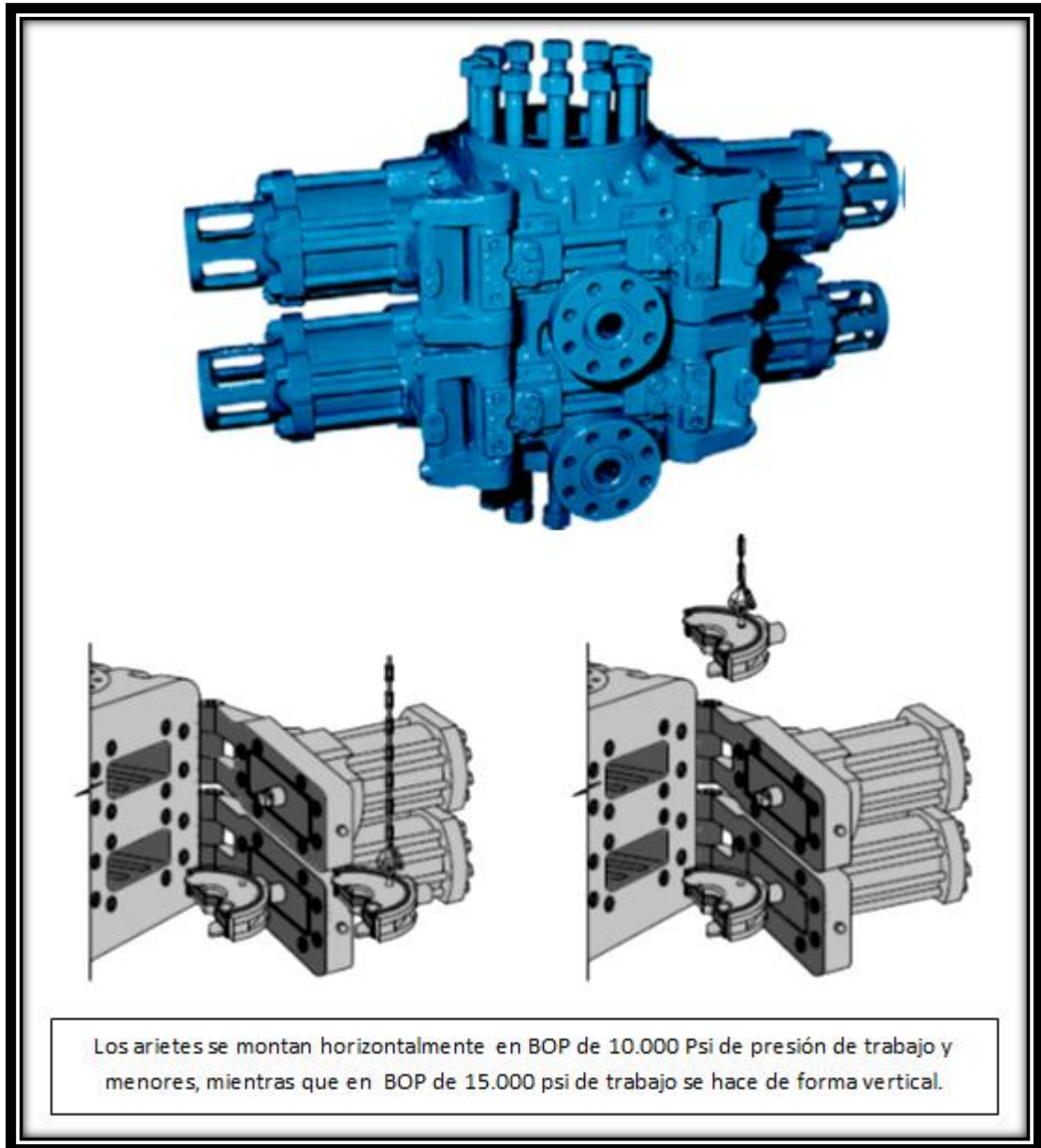


Ilustración 29 Preventor de ariete Shaffer tipo LWS

Fuente: Manual del usuario LWS Ariete BOP

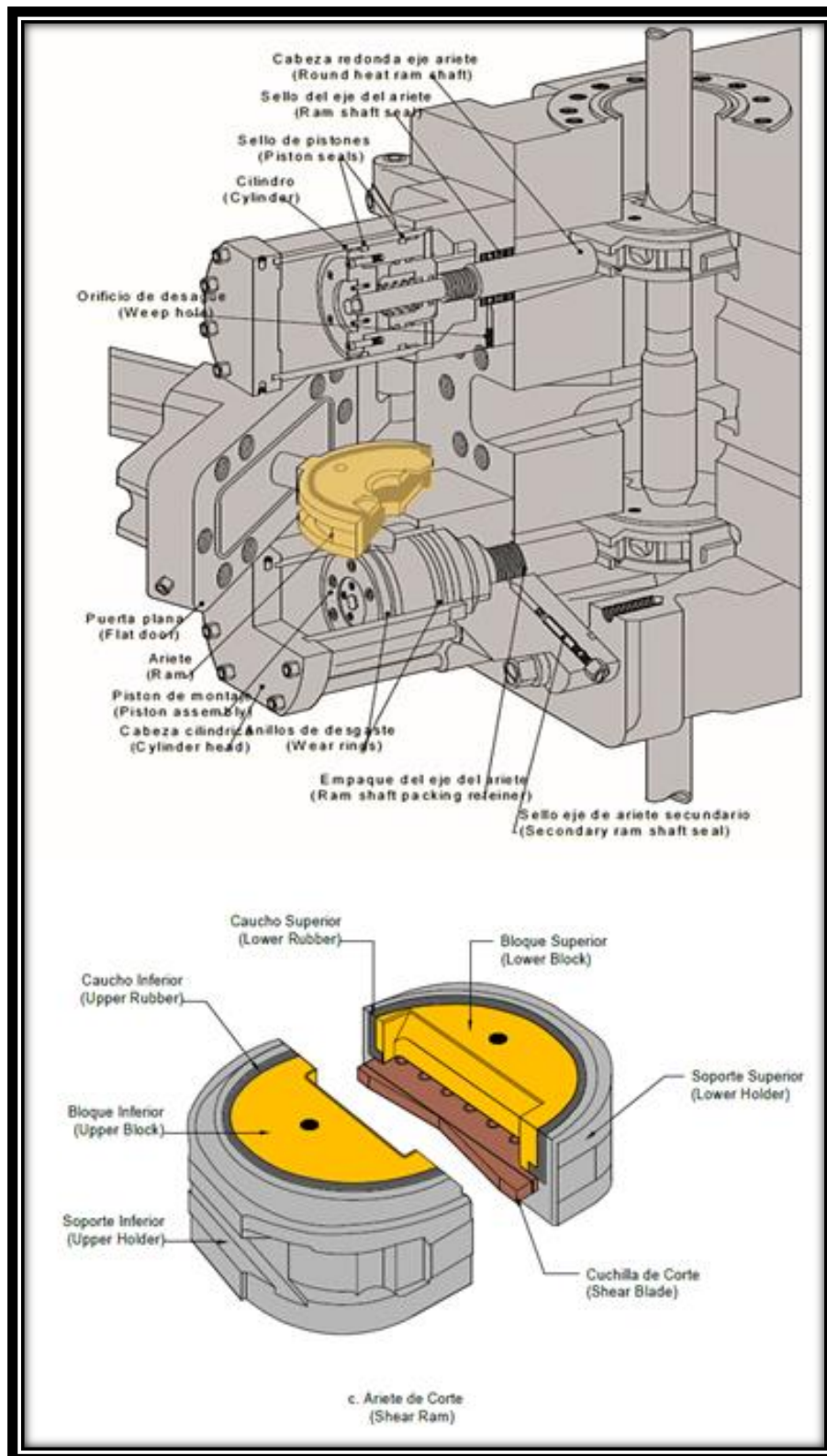


Ilustración 30 Componentes del Preventor de ariete Shaffer tipo LWS

Fuente: Manual del usuario LWS Ariete BOP

Características

- ✓ Es relativamente liviano y pequeño, se usa principalmente con valores bajos de presión y con anchos diámetros.
- ✓ La parte inferior del asiento del preventor está inclinada para prevenir que la caída de lodo y arena dentro del pozo pueda cerrar el preventor, mientras que los arietes se deslizan en carriles horizontales.
- ✓ Las cubiertas están montados con bisagras y líneas de control de fluido cruzan el cuerpo y alcanzan el sistema de apertura/cierre pasando a través de las bisagras. Los pines de las bisagras conducen el control del fluido a sus funciones de destino.

Presión de trabajo (Psi)	10.000	15.000
Diámetro	11"	11"
Galones para cerrar	8.23	9.4
Galones para abrir	7.0	8.1
Relación de cierre	7.11	7.11
Relación de apertura	3.44	2.8

Tabla 10 Datos técnicos preventor de ariete Shaffer LWS

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.4.2.5.3. Preventor de ariete Hydril

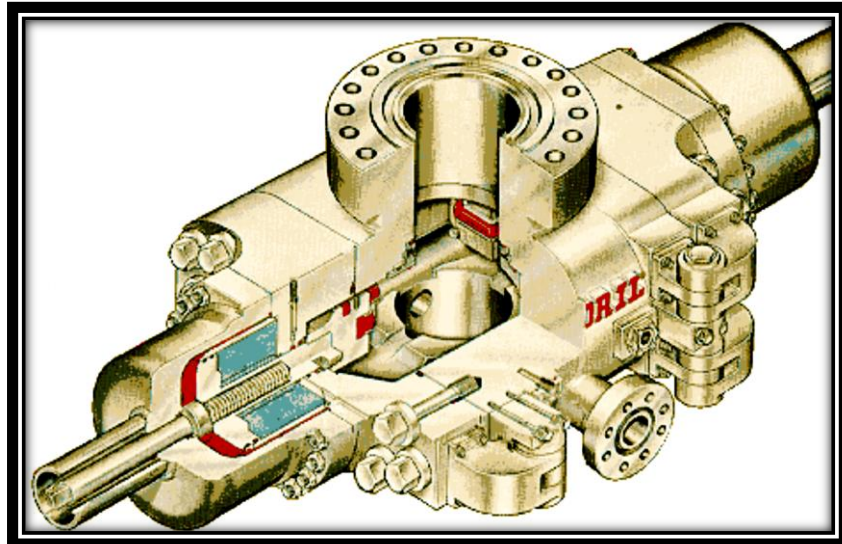


Ilustración 31 Preventor de ariete Hydril

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

Características

- ✓ La cubierta del preventor está montada con bisagras y la cavidad interna está inclinada respecto al pozo para permitir el drenaje de sedimentos. Se ha fijado un plato desgastador en la parte superior del preventor mediante un juego de tornillos y un anillo de bloqueo.
- ✓ El circuito hidráulico completo está acomodado dentro del cuerpo del BOP y las bisagras han sido insertadas entre los pines de las bisagras de la cubierta para distribuir el fluido de control.
- ✓ Las bisagras de la cubierta son completamente independientes del circuito hidráulico y cuentan con rodamientos auto-lubricantes para una apertura y un cierre de la cubierta más fáciles.

A continuación se presentan algunos datos técnicos para los diferentes tamaños de preventores de ariete Hydril.

Diámetro		13 5/8"	13 5/8"	13 5/8"
Presión de trabajo (Psi)		3.000	5.000	
Galones para cerrar	Ariete de tubería	5.4	5.4	12.4
	Ariete de corte	11.5	11.5	12.4
Galones para abrir	Ariete de tubería	4.9	4.9	11.7
	Ariete de corte	11.2	11.2	11.7
Relación de cierre	Ariete de tubería	4.75	4.75	10.14
	Ariete de corte	10.14	10.14	10.14
Relación de apertura	Ariete de tubería	2.52	2.52	3.77
	Ariete de corte	2.52	2.52	3.77
Presión de cierre	Ariete de tubería	700	1050	1050
	Ariete de corte	400	600	1050
Máxima presión de trabajo		3.000	3.000	3.000
No. Vueltas para cerrar		37 1/2	37 1/2	37 1/2
Torque de perno de cubierta		1.600	2.640	6.960

Tabla 11 Datos técnicos preventor de ariete Hydril

Fuente: Manual de herramientas - Saipem

1.5. MATERIALES Y MÉTODOS

1.5.1. Materiales

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se dispone de ayuda tecnológica, información adquirida de distintos manuales de operadoras reconocidas (OXY, Petrominerales, Pacific Energy) y el apoyo operacional en visitas a campo mediante la práctica estudiantil en campo Corcel Casanare.

1.5.2. Metodología

Investigativa: Mediante la orientación del estado del arte propia existente en el taladro observado, donde permite ver los procesos actuales y las falencias que se tienen en este tema.



Ilustración 32 Fotos de inspección de BOP

Fuente: Autores

Propositiva: Donde se propone un plan de mantenimiento e inspección de los diferentes tipos de preventores de reventones para un correcto funcionamiento del equipo.

CAPÍTULO II

RELACIÓN DE NORMAS ESTABLECIDAS PARA INSPECCIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE REVENTON

2. RELACIÓN DE NORMAS ESTABLECIDAS PARA INSPECCIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DE PREVENTORES DE REVENTON.

De forma organizada la industria del petróleo busca la realización de buenas prácticas mediante procesos estandarizados internacionalmente, a continuación se da a conocer las normas que se relacionan con el tema expuesto en la presente Guía de inspección y mantenimiento de BOP's.

2.1. API / ISO

2.1.1. Procedimientos para la inspección, mantenimiento, reparación y re manufactura de equipos de perforación (API 7L).

Consta de 26 páginas, vigente desde el 1 de abril de 1996. Suministra pautas para la inspección, el mantenimiento, la reparación, y los procedimientos de re manufactura que pueden ser utilizados para mantener actualizada la operatividad del equipo taladrando cubierto, esta práctica recomendada cubre entre otros, los equipos de prevención de reventones.

2.1.2. Practicas recomendadas para equipos del sistema de prevención de reventones para la perforación de pozos (API RP 53).

Publicada en marzo de 1997, representa una combinación de las prácticas empleadas por diversas empresas operadoras y de perforación en operaciones de perforación, planteada como guía para la instalación y procedimientos de prueba en sistemas de equipos de prevención de reventones en tierra y plataformas de perforación marina (para el caso del presente documento se relaciona sólo lo concerniente con operaciones en superficie), teniendo como referencia diversas prácticas empleadas algunas empresas que dieron resultados positivos

En la presente norma podemos encontrar contenidos como los que se mencionan a continuación.

- ✓ Well control, instalaciones de BOP, arreglos equipo, operaciones de baja temperatura, sistema de control de capacidad del acumulador en el campo.)
- ✓ Desviador en sistemas BOP.
- ✓ Arreglos BOP.
- ✓ Obturador de colectores y obturador de líneas-superficie BOP
- ✓ Líneas de matar en instalaciones BOP.

- ✓ Sistemas de control para pilas BOP.
- ✓ Equipos auxiliares en instalaciones BOP.
- ✓ Pruebas y mantenimiento de arreglos BOP y control de pozo.
- ✓ Componentes de sellado

2.1.3. Equipos de perforación y producción de la industria del petróleo y gas natural - equipos de cabeza de pozo y árbol de navidad (API SPEC 6 A / ISO 10423).

La API Spec 6 A es la adopción modificada de la norma ISO 10423: 2009, esta norma especifica los requisitos y da recomendaciones para el desempeño, la intercambiabilidad dimensional y funcional, diseño, materiales, pruebas, inspección, soldadura, marcado, manipulación, almacenamiento, transporte, compra, reparación y re fabricación de equipos de cabeza de pozo y equipos árbol de navidad para su uso en las industrias del petróleo y gas natural.

No se aplica al uso de campo, pruebas de campo o de reparación de campo de la cabeza del pozo y el equipo del árbol de navidad, y entre sus ítems contiene:

- ✓ En cabeza de pozo.
- ✓ Conectores y accesorios (Conectores de cruce, adaptadores de tubo en cabeza, dispositivos de muestreo de fluidos, acoplamiento y espaciadores).
- ✓ Válvulas y bobinas (válvulas individuales, múltiples, accionadores, preparadas para actuadores, de retención, estranguladores, de seguridad y de contrapresión).

Esta Norma Internacional define las condiciones de servicio, en términos de presión, temperatura y clase de material para los componentes así como calibre, y las condiciones de funcionamiento.

2.1.4. Recorrido a través del equipo (API SPEC 16 A / ISO 13533).

La API Spec 16 A es la adopción modificada de la norma ISO 13533. Proporciona requisitos de rendimiento, diseño, materiales, pruebas y las especificaciones de soldadura, marcado, manejo, almacenamiento y envío de los equipos de obtención de detalles utilizados para la extracción de petróleo y gas. También define las condiciones de servicio en términos de presión, la temperatura y los fluidos del pozo para el que se diseñó el equipo.

Esta norma es aplicable y establece requisitos para la siguiente especificación de equipos:

- ✓ Preventores de reventones tipo ariete
- ✓ Bloque de ariete, elementos de empaque y los sellos
- ✓ Preventores anulares
- ✓ Unidades de embalaje anulares
- ✓ Conectores hidráulicos
- ✓ Carretes de perforación
- ✓ Adaptadores
- ✓ Conexiones sueltas
- ✓ Abrazaderas.

NO se aplica al uso en el campo o las pruebas de campo de los equipos de obtención de detalles.

2.1.5. Especificación para el control de sistemas de perforación en equipos de control de pozo. (API SPEC 16D).

Vigente desde enero del 2005, establece normas de diseño para sistemas que se utilizan para controlar los preventores de reventones (BOP) y válvulas asociadas que controlan la presión del pozo durante las operaciones de perforación, no incluyen la selección de materiales y los detalles del proceso de fabricación, pero pueden servir como una ayuda para la compra.

Categorías del sistema de control:

- ✓ Sistema de control para montaje en superficie, arreglos BOP.
- ✓ Los sistemas de control para equipos de desviación.
- ✓ Sistemas de control de los equipos auxiliares e interfaces.
- ✓ Los sistemas de desconexión de emergencia secuenciado (EDS)

2.1.6. Practica recomendada para el diseño de sistemas de control para equipos de perforación (API RP 16E).

Esta norma sirve como guía para el diseño e instalación de sistemas de control, para equipos de control de pozos, bajo jurisdicción del Comité API de

Normalización de Sistemas de Control de perforación de pozos y fue aprobada por votación carta fecha 19 de agosto de 1989 y entre sus generalidades se tiene:

- ✓ Representan una combinación de prácticas empleadas por diversas empresas de explotación, perforación y fabricación de equipos.
- ✓ El objetivo es ayudar a la industria del petróleo y gas en la promoción de la seguridad personal, pública, la integridad de la plataforma y los equipos asociados, y la preservación del medio ambiente.
- ✓ Advierte a estas prácticas recomendadas que las operaciones y equipos deben cumplir con los requisitos federales, estatales, y / o en las leyes y reglamentos locales.

2.1.7. Operaciones de control del pozo (API RP 59)

Esta norma proporciona información que puede servir como una guía voluntaria de la industria para las operaciones de seguridad en control de pozo, está diseñada para servir de ayuda directa como fuente técnica para la enseñanza de los principios de control y establece operaciones para retener el control de presión del pozo en condiciones pre - reventón.

2.1.8. Clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras (API RP 500).

Proporciona directrices para la clasificación de los lugares Clase I, División 1 y Clase I, División 2 en las instalaciones de petróleo para la selección e instalación de equipo eléctrico, además de:

- ✓ Instalaciones eléctricas en zonas de producción de combustibles líquidos, gases o vapores inflamables o líquidos inflamables.
- ✓ Este documento se aplica a la clasificación de los lugares, tanto para el equipo eléctrico instalado temporalmente y de forma permanente.
- ✓ Está diseñado para ser aplicado en los que puede haber un riesgo de ignición debido a la presencia de gases inflamables, vapores de líquidos producidos inflamables, o vapores de líquidos producidos combustibles, mezclado con el aire, en condiciones atmosféricas normales (identificados en este documento como gases y vapores).

2.2. IADC

El 1991 comité de tecnología de Perforación de IADC, presidido por W.M. "Sonny" Rogers, autorizó los preparativos de la undécima edición de este manual, donde se recopiló por expertos la mayor cantidad de información, desde las características de las herramientas involucradas en la perforación, pruebas realizadas y procedimientos a seguir tanto operativos como de prevención y control.

2.2.1. Capítulo B - Sección 4 numeral IV.

Hace referencia a las pruebas recolectoras de información por colapso de tubería que se realiza con el BOP ubicado y preparado, donde un tubo de taladro es operado al vacío en el pozo y puesto en la formación siendo evaluado antes de que la válvula en la parte inferior sea abierta.

2.2.2. Capítulo K secciones 1, 2, 3 equipos y procedimientos de control de pozos, responsabilidades y créditos

Este capítulo contiene todo lo concerniente al BOP, desde la descripción de las herramientas, pruebas realizadas, funcionamiento y procedimientos de control, dando una idea por sección enfocado a este proyecto se tiene:

2.2.2.1. Sección K-1 Blowout Preventer Equipo Pila

- ✓ Preventor de reventones tipo anular
- ✓ Preventor de reventones tipo ariete
- ✓ Arreglos, pruebas y procedimientos típicos para el montaje de los arreglos del BOP.

2.2.2.2. Sección K-2. Sistemas de control para evitar explosiones

- ✓ Arreglo en superficie del BOP
- ✓ Operación de controles remotos
- ✓ Sistemas de control de desviación

2.2.2.3. Sección K3. Procedimientos de Control de pozos

- ✓ Principios Básicos

- ✓ Procedimientos previos para acabar con el reventón

2.3. ASME

2.3.1. Códigos de identificación calderas y recipientes a presión (ASME BPVC-IX-2013)

Hace referencia a la calificación de los soldadores, operadores de soldadura, braceras, y los procedimientos empleados en la soldadura de acuerdo con la ASME de Calderas y Presión

2.4. ASTM

2.4.1. Práctica para caucho entre metal y nomenclatura (ASTM D -1418)

Esta práctica trata sobre un sistema de clasificación general para los cauchos básicos tanto en formas secas como látex determinados a partir de la composición química de la cadena polimérica.

El propósito de esta práctica es proporcionar una estandarización de los términos para su uso en la industria, el comercio y el gobierno y no está destinado a entrar en conflicto, sino más bien a actuar como un suplemento a los nombres y marcas comerciales existentes.

2.5. NACE

2.5.1. Materiales para uso en ambientes que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas (NACE MR 01-75)

Esta norma en sus sesiones 1, 2 y 3 son la representación de la norma ISO 15156-1: 2009, 15156-2: 2009 y 15156-3: 2009 respectivamente, como se muestra a continuación:

- ✓ **Parte 1: Principios generales para la selección de craqueo a prueba de materiales.**

Esta parte de la norma describe los principios generales, los requisitos y la recomendaciones para la selección y calificación de los materiales metálicos para el servicio en los equipos utilizados en la producción de

petróleo y gas, y en el gas natural edulcorantes plantas en ambientes que contienen H₂S, donde el fracaso de tales equipos puede suponer un riesgo para la salud y seguridad del público y del personal o para el medio ambiente, se puede aplicar para ayudar a evitar daños a la corrosión costosa para el propio equipo y complementa, pero no sustituye, los requerimientos de materias que figuran en los apropiados códigos de diseño, normas o reglamentos.

✓ **Parte 2: Resistencia al agrietamiento en aceros al carbono y de baja aleación, y el uso de hierros fundidos**

Proporciona requisitos y recomendaciones para la selección y calificación de los aceros al carbono y de baja aleación para el servicio en el equipo utilizado en las plantas de producción de petróleo, gas natural y de tratamiento de gas natural en ambientes que contienen H₂S.

✓ **Parte 3: Resistencia al agrietamiento (aleaciones resistentes a la corrosión) y otras aleaciones**

Esta parte de la norma proporciona requisitos y recomendaciones para la selección y calificación (aleaciones resistentes a la corrosión) y otras aleaciones para el servicio en equipos utilizados en plantas de petróleo y producción de gas natural y de tratamiento de gas natural en ambientes que contienen H₂S.

CAPÍTULO III

ELECCIÓN DE LAS MARCAS DE PREVENTORES Y REFERENCIAS OBJETO DE ESTUDIO.

3. ELECCIÓN DE LAS MARCAS DE PREVENTORES Y REFERENCIAS OBJETO DE ESTUDIO.

Existe en el mercado una gran cantidad de fabricantes con diferentes y variados modelos con accesorios específicos e inspecciones particulares, por lo tanto se requirió de un estudio estadístico aplicado a los campos petroleros operando en Colombia para determinar cuáles son las marcas y referencias más utilizadas.

El estudio se llevó a cabo mediante datos suministrados por personal de empresas operadoras y de servicios (Equion, Pacific Energy, Pride de Colombia). Por motivos de confidencialidad empresarial no se proporciona a detalle esta información, por consiguiente se presenta el análisis estadístico con base en datos relevantes a el estudio concerniente únicamente a este trabajo de grado, teniendo una muestra representativa de 227 preventores en 88 pozos, lo cual fue corroborado por la directora de este proyecto; obteniendo así los siguientes datos:

	Preventor Anular	Preventor de Ariete
Hydril	72	1
Shaffer	11	8
Cameron	-	134
Guiberson	-	1
	83	144

Tabla 12 Marcas y Referencias del estudio

Fuente: Autores

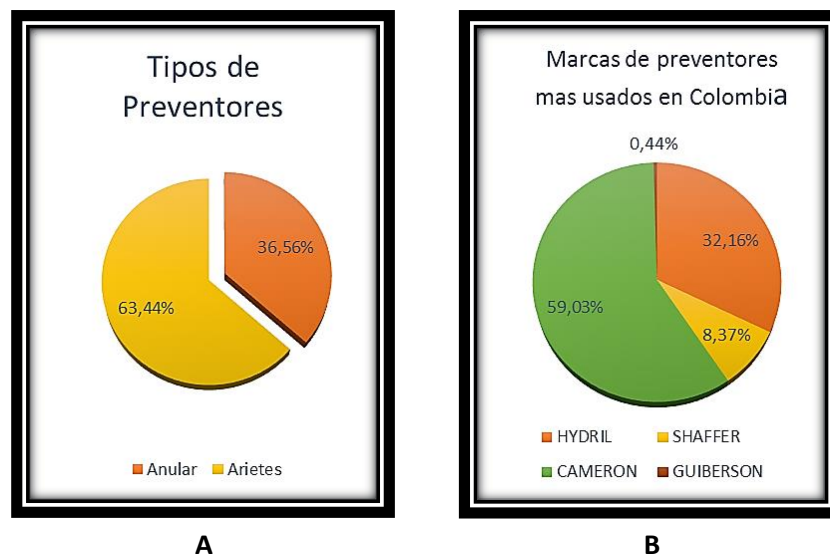


Ilustración 33 Porcentaje del tipo de preventores usados en Colombia

Fuente: Autores

La (Ilustración 33A) muestra la distribución según el tipo de preventor ya sea anular o de ariete (tipo ram) usado en Colombia, evidenciando así que el de mayor uso es el preventor de ariete debido a sus múltiples ventajas y usos en comparación al preventor Anular (ver numeral 1.4.2.2.1.). La (Ilustración 33B) representa gráficamente el dominio del mercado según la marca.

A lo largo del estudio se evidenció que los preventores se usan en montajes combinados, en promedio 2.6 preventores por pozo, por lo general un anular y uno o dos tipo Ariete.

3.1. SELECCIÓN DE LOS PREVENTORES ANULARES

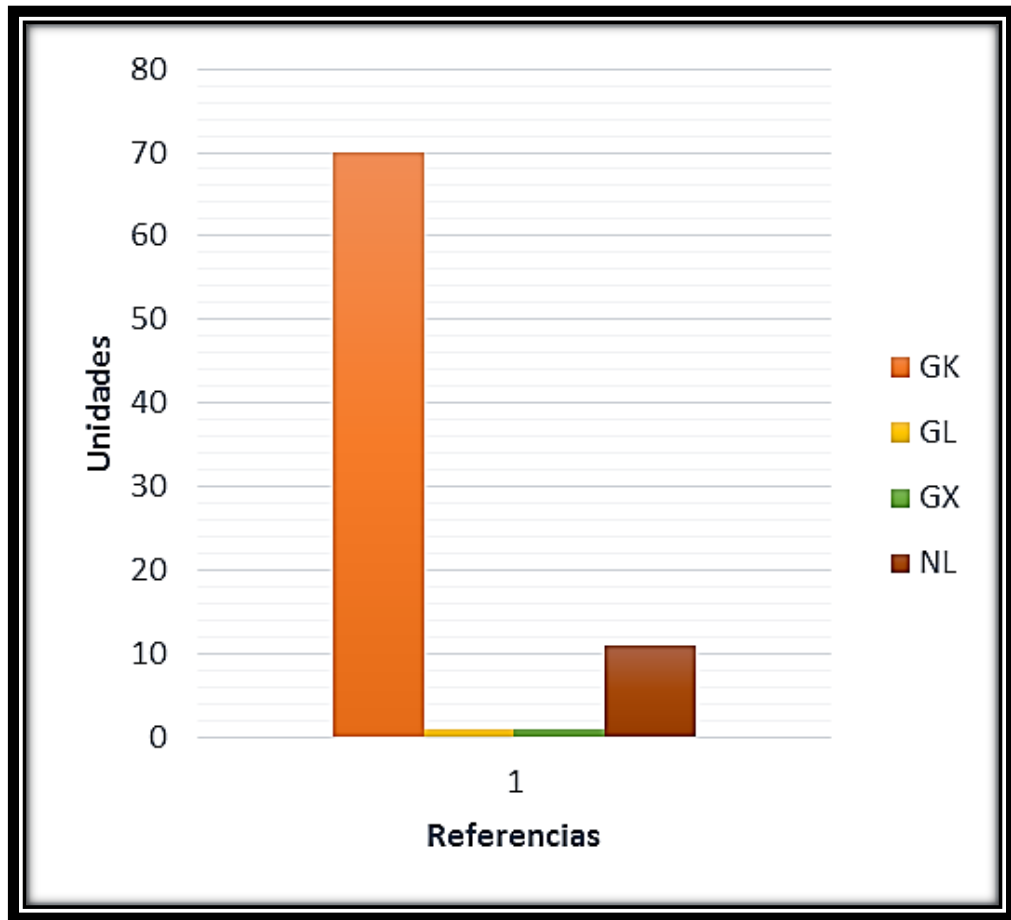


Ilustración 34 Preventores anulares usados en Colombia según su marca

Fuente: Autores

En la (Ilustración 34) se observa la cantidad de preventores anulares según la referencia. La moda es la referencia GK de 13 5/8” y 11” de la marca Hydril. Y en proporción la segunda más representativa es el preventor anular Shaffer NL.

3.2. SELECCIÓN DE LOS PREVENTORES DE ARIETE

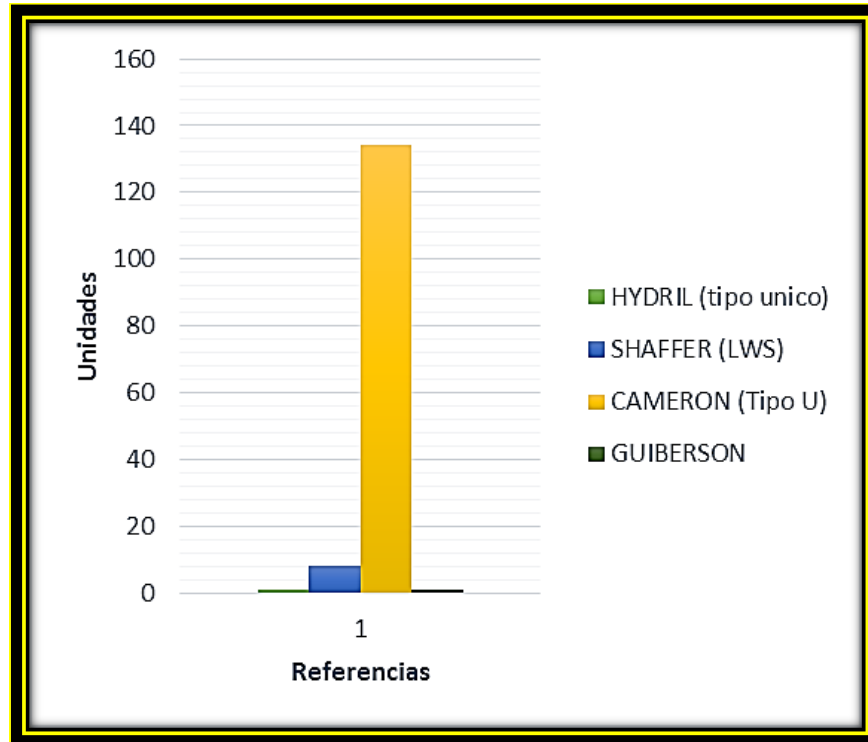


Ilustración 35 Preventores tipo ariete usados en Colombia según su marca

Fuente: Autores

La (Ilustración 35) muestra la tendencia a utilizar preventores de ariete Cameron tipo U, debido a sus grandes ventajas operativas, la referencia que le sigue en cuanto a porcentaje de utilización es LWS de Shaffer, el cual es utilizado principalmente en pozos con valores bajos de presión y anchos diámetros. Se puede observar representaciones mínimas de las marcas Hydril y Guiberson.

3.3. MARCAS Y REFERENCIAS ELEGIDAS SEGÚN EL ESTUDIO ESTADÍSTICO

Como conclusión se elige dos referencias de cada Preventor según su tipo (Anular y de Ariete), una vez entendida su parte operativa se da paso a elaborar de

manera didáctica características que ayuden a una apropiada inspección y mantenimiento en el conjunto de preventores.

Las marcas y referencias a examinar según el estudio estadístico son:

Para BOP Anular	
HYDRIL	Tipo GK
SHAFFER	Tipo esférico o NL
Para BOP tipo ARIETE	
SHAFFER	Tipo LWS
CAMERON	Tipo U

Tabla 13 Referencias seleccionadas

Fuente: Autores

CAPÍTULO IV

INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE LOS BOP'S OBJETO DE ESTUDIO.

4. INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE LOS BOP'S OBJETO DE ESTUDIO.

Cada marca distribidora de BOP's tiene su propia manera de incorporar los componentes a sus equipos, por lo tanto la inspección se debe hacer de manera particular, para el correcto funcionamiento y entendimiento de cada BOP, a continuación se describe por Marca la manera óptima de su análisis en mantenimiento inspección y pruebas de funcionamiento.

4.1. PREVENTORES ANULARES

4.1.1. Preventor anular Hydril GK (cabeza roscada)

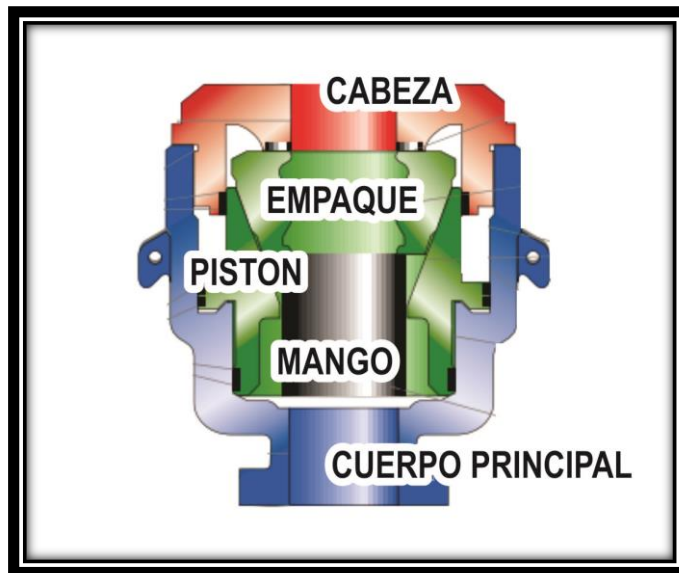


Ilustración 36 Partes del preventor Hydril GK.

Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.1. Inspección⁸

4.1.1.1.1. Cabeza

Paso 1: Desgaste del anillo: Con un cepillo metálico limpiar, inspeccionar y comprobar el desgaste de los dedos de inserto de acero del empaque principal. Si hay hendiduras visibles (menores de 1/32”), suavizar suavemente los bordes afilados. Si las hendiduras son de más de 1/16” de profundidad, en anillo de

⁸ Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

desgaste debe ser reemplazado. Re engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

Paso 2: Rosca Principal: Con un cepillo metálico limpiar e inspeccionar y donde sea necesario alisar los bordes afilados del perfil de la rosca. Rociar con Antiadherente en spray, luego Aplicar una capa de Antiadherente en barra.

Paso 3: Sellos: Limpiar e inspeccionar los sellos para detectar desgaste. Si el sello se encuentra en buenas condiciones entonces se procede a lubricarlo, si presenta desgaste entonces hay que reemplazarlo. Antes de reemplazar los sellos se deben lubricar con grasa siliconada.

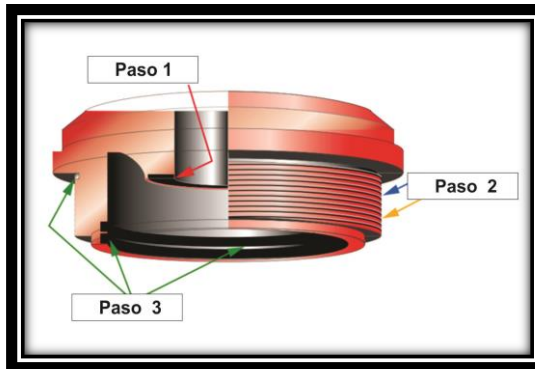


Ilustración 37 Cabeza del preventor Hydril GK

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.1.2. Empaque y pistón

Paso 1: Empaque Anular: Inspeccionar y registrar el número de serie y aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

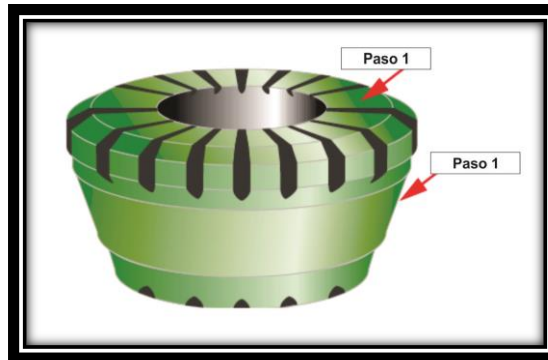


Ilustración 38 Unidad de empaque del preventor Hydril GK

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

Paso 2: Tazón: Inspeccionar el tazón para detectar daños en los dedos insertos de acero del empaque principal. Si hay algún área sobresaliente, suavizar ligeramente con un disco de esmerilar para eliminar los borde afilados. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante

Paso 3: Pistón: Inspeccionar el diámetro externo del pistón para detectar rayaduras. Si la raya es vertical, quitar el pistón y limar los bordes con un esmeril. Si la raya es de más de 0.020” de profundidad, quitarlo y ordenar cambiar el pistón inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse.

Paso 4: Sellos: Limpiar e inspeccionar los sellos para detectar desgaste. Si el sello se encuentra en buenas condiciones entonces se procede a lubricarlo, si están desgastados entonces hay que reemplazarlos. Antes de reemplazar los sellos hay que lubricarlos con grasa siliconada.

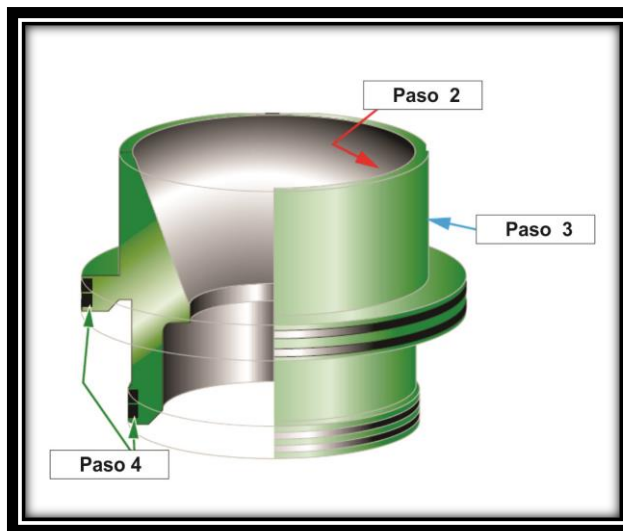


Ilustración 39 Pistón del preventor Hydril GK

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.1.3. Cuerpo principal

Paso 1: Área de movimiento del pistón: Inspeccionar el área de movimiento del pistón para detectar rayaduras. Si la raya es vertical, quitar el pistón y limar los bordes con un esmeril. Si la raya es de más de 0.020” de profundidad quitarlo y ordenar cambiar la unidad inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse.

Paso 2: Rosca Principal: Con un cepillo metálico limpiar e inspeccionar la rosca principal. Alisar los bordes afilados del perfil de la rosca.

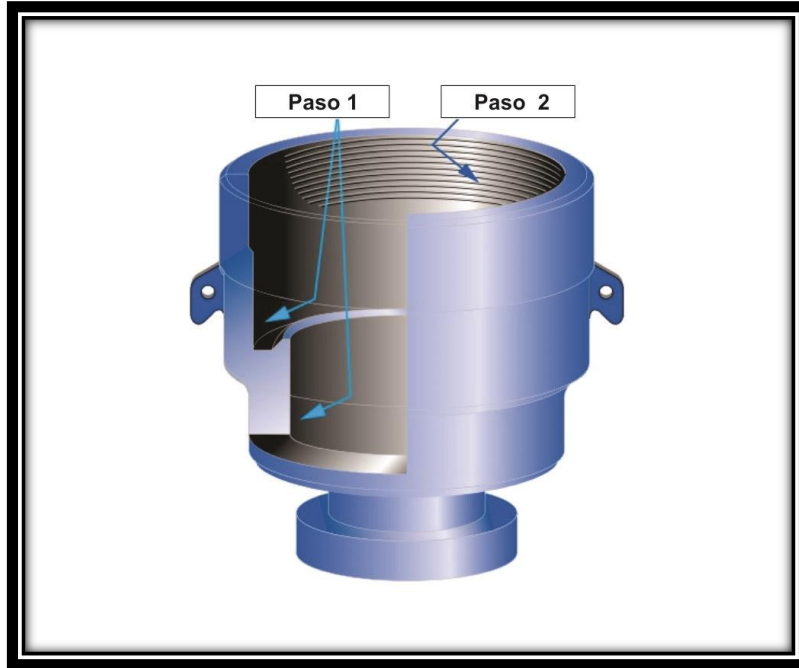


Ilustración 40 Cuerpo Principal del preventor HydriL GK

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.2. Reemplazo de la unidad de empaque⁹

- a) Retirar el tornillo de bloqueo de la cabeza.
- b) Desenroscar y sacar la cabeza del BOP (hacia la izquierda), manteniendo una suave tensión para no hacerla pesar sobre el hilo.
- c) Sacar la unidad de empaque.
- d) Lubricar el tazón del pistón y el nuevo empaque.
- e) Instalar la nueva unidad de empaque.
- f) Limpiar y lubricar la cabeza y las roscas del cuerpo con los lubricantes recomendado por el fabricante.
- g) Volver a colocar la cabeza y apretar para alinear el orificio para el tornillo de bloqueo.
- h) Instalar el tornillo de bloqueo de la cabeza.

⁹ Operator's Manual Gk 11" Annular Blowout Preventer

Nota: Si el desenroscado de la cabeza es dificultoso aplicar un alto nivel de torque aplicando (1500 Psi máximo) y liberando presión a la cámara de apertura, alternadamente. No intente aflojar la cabeza aplicando calor.

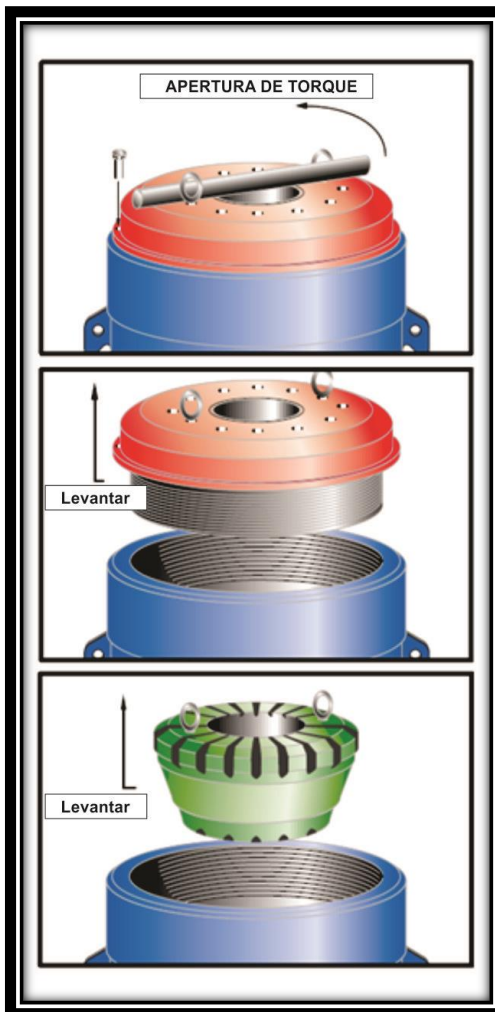


Ilustración 41 Reemplazo de unidad de empaque Hydril GK – Cabeza roscada.

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

Reemplazo de emergencia de la unidad de empaque

En condiciones de emergencia el caucho puede ser reemplazado con la tubería en el pozo. En tal caso obsérvese el siguiente procedimiento:

- a) Quitar la unidad de empaque usada

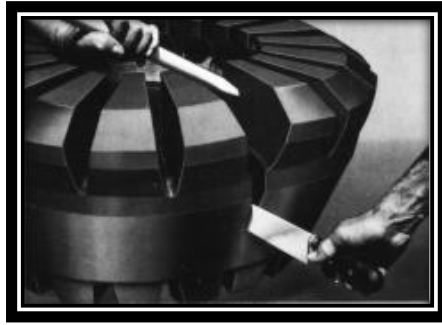


Ilustración 42 Corte de la unidad de empaque Hydril GK

Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

- b) Usar un cuchillo afilado para cortar la nueva unidad de empaque entre los dos segmentos de acero (con un ángulo de 90°), separar el segmento del resorte, con una palanca para poner el caucho en tensión para facilitar el corte.
- c) Insertar la nueva unidad de empaque alrededor de la tubería

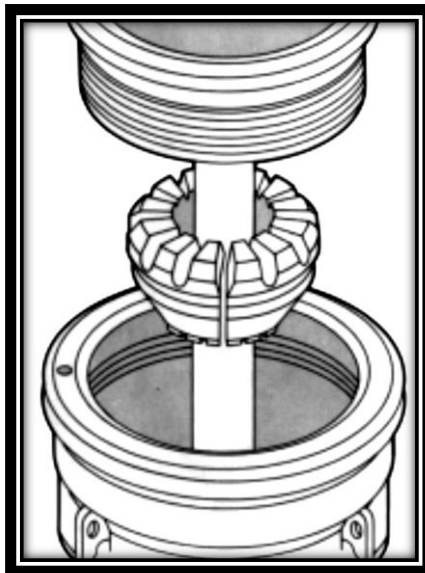


Ilustración 43 Inserción de la unidad de empaque Hydril GK

Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.3. Prueba de la unidad de empaque⁹

El procedimiento adecuado para la prueba de presión de cualquier preventor anular es asegurar un sello posterior y la máxima vida útil de la unidad de empaque. Las pruebas de presión de sello fiables son hechas por el cierre de la

unidad de empaque con presión de la cámara de cierre preestablecida con un tamaño de tubería recomendado y determinando el recorrido del pistón queda después de que se logra el sello.

La vida óptima de la unidad empaque se obtiene mediante pruebas a niveles bajos de estrés de goma. El estrés mínimo de la unidad de empaque se logra mediante el uso de la presión de la cámara de cierre mínima que iniciar y mantener un sello con el tamaño de tubería recomendado para la prueba.

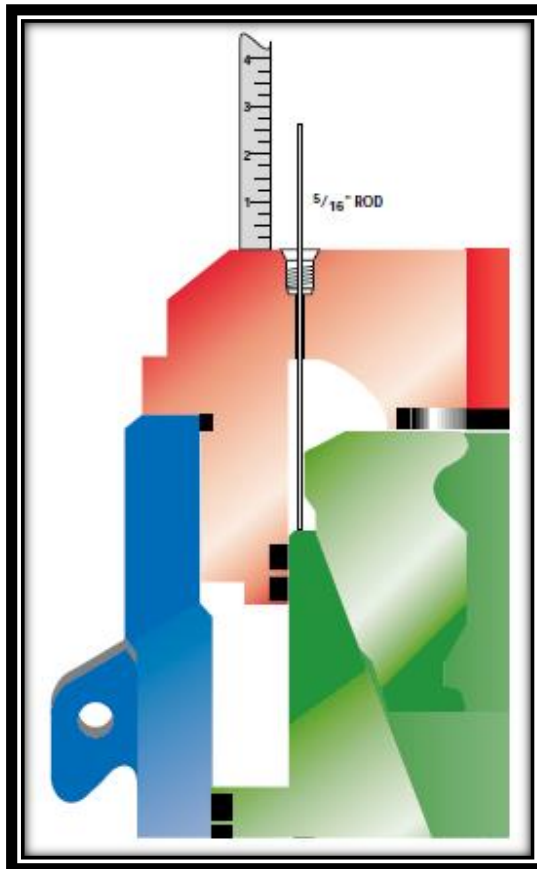


Ilustración 44 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK.

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

El sello inicial se efectúa aplicando presión a la cámara de cierre, incremento de presión de prueba o bajo presión de pozo asistida, entonces la fuerza de cierre en la unidad de empaque también se incrementa.

Como la presión del pozo excede el nivel requerido, la unidad de empaque se mantiene cerrada con el tubo solo por la presión del pozo. Durante las pruebas de rutina del BOP, una vez que se logra el sello inicial, la presión de cierre debe

reducirse proporcionalmente a medida que aumenta la presión del pozo (*véase la ilustración 44*).

La presión de cierre requerida para efectuar el sello inicial puede variar entre las unidades de empaque. La prueba debe comenzar con la presión de cierre inicial recomendada que se muestra en la (*ilustración 45*), dependiendo del estilo de la unidad de empaque instalada.

La Carrera del pistón puede ser medida en los preventores de reventones GK a través de un pasaje vertical en la parte superior de la cabeza del BOP. Las distancias máximas y mínimas de la parte superior de la cabeza a la parte superior del pistón se estampan en la cabeza BOP y también se enumeran en la siguiente tabla.

Distancia entre la parte superior de la cabeza y las parte superior del pistón	Cabeza Atornillada	Cabeza Enganchada
Máxima(Pistón en la posición inferior)	13 1/2"	13 7/8"
Mínima(Pistón a los máximos strokes)	5"	5 3/8"

Tabla 14 Distancia de la carrera del pistón Hydril GK

Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

La Carrera del pistón restante al sello es un indicador directo de la vida restante de la unidad empaque. Registre la carrera del pistón y el cierre y la presión de cierre al sello inicial para cada prueba. Comparar con los resultados previos y con la máxima carrera del pistón del BOP para asegurar los sellos posteriores. Una prueba válida en cualquier preventor anular sólo se logra cuando la carrera del pistón restante se mide en la prueba de sellado.

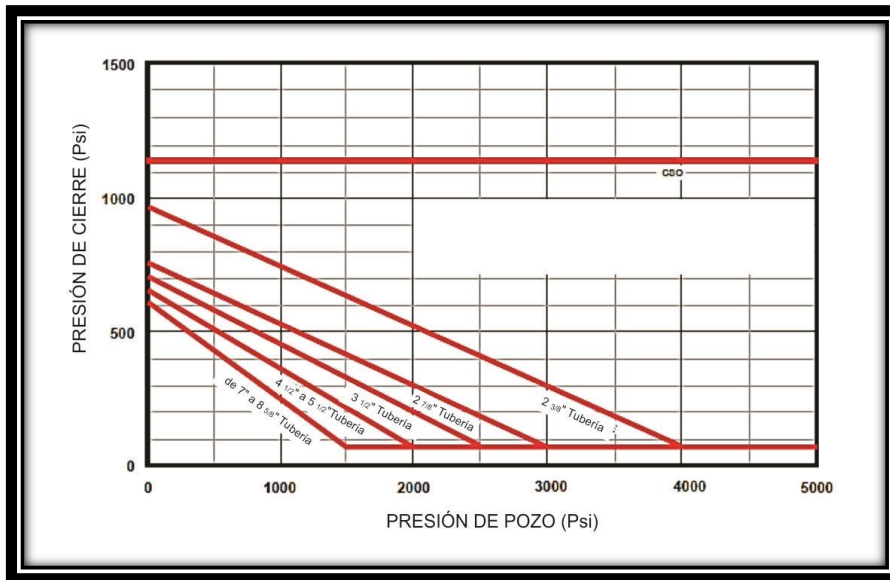


Ilustración 45 Gráfico 1 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK.

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

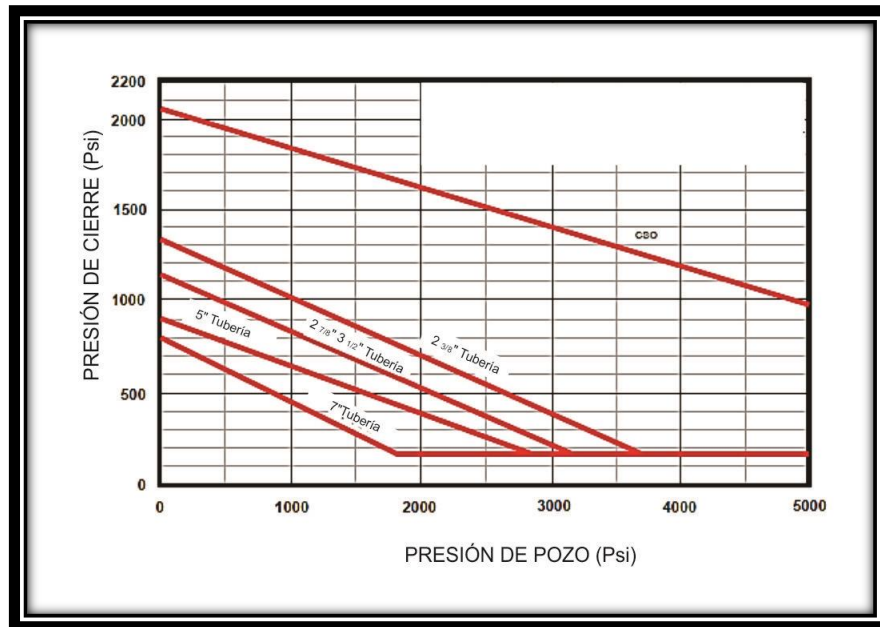


Ilustración 46 Gráfico 2 Prueba de la unidad de empaque Hydril GK.

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.1.4. Prueba de sello⁹

Cuando se sabe o se sospecha que un sello en el preventor GK presenta una fuga, se recomienda reemplazar todos los sellos. Sin embargo, sólo el sello en

cuestión puede ser reemplazado, para esto se debe primero determinar que sello es el que presenta fugas, lo cual se logra siguiendo el siguiente proceso:

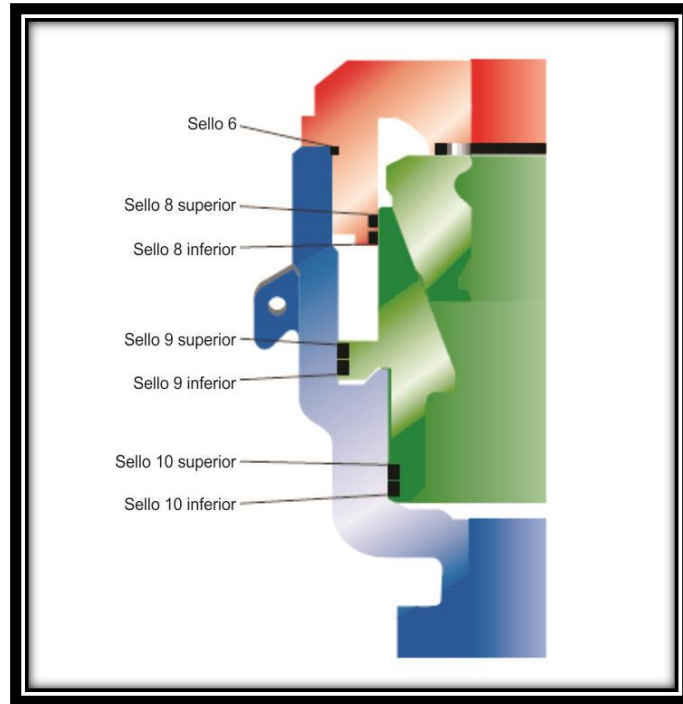


Ilustración 47 Ubicación de los sellos Preventor Hydril GK – Cabeza roscada.
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1. Prueba de sellos 9 (inferior) y 10 (superior).

- a) Presurizar la cámara de cierre. La presión de prueba para ser utilizada en la cámara de cierre debe ser la presión de cierre inicial requerida usando el mandril de prueba recomendado, si la unidad de empaque está instalada (1500 psi si no hay unidad de empaque instalada).
- b) Abrir la Cámara de apertura a la atmósfera. Si se ve líquido en la apertura de la cámara de cierre, el sello 9 (inferior) tiene una fuga. Si el manómetro de la cámara de cierre está cayendo y ningún líquido se ve en la apertura de la cámara, el sello 10 (superior) tiene una fuga.

2. Prueba de sellos 8 (inferior), 9 (superior) y 6.

- a) Presurizar la cámara de apertura (1.500 psi).
- b) Abrir la cámara de cierre a la atmósfera. Si el fluido se ve venir desde el área entre el cuerpo y la cabeza, el sello 6 tiene una fuga. Si el fluido se

ve venir entrando al hueco del pozo, el sello 8 (inferior) tiene una fuga. Si se ve líquido en cámara de cierre, el sello 9 (superior) tiene una fuga.

3. Prueba de sellos 9 (Superior) y 10 (Inferior).

- a) Abrir la cámara de cierre a la atmósfera.
- b) Abrir la cámara de apertura a la atmósfera.
- c) Regular la presión del pozo (5000 psi máximo). (Requiere plato ciego en la parte superior, porque la unidad de empaque está abierta). Si el fluido se ve venir desde la cámara de apertura, el sello 8 (superior) tiene una fuga. Si el fluido se ve venir desde la cámara de cierre, el sello 10 (inferior) tiene una fuga.

4.1.2. Preventor anular Hydril GK (cabeza acoplada)

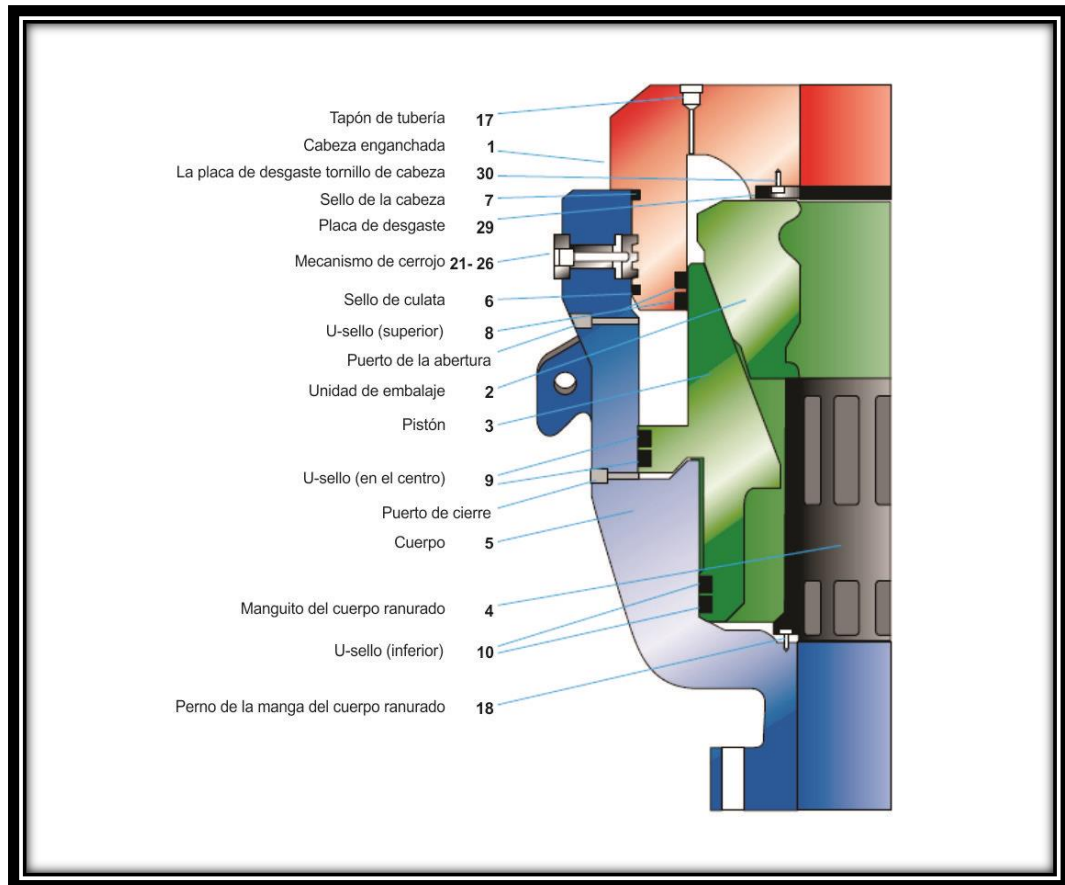


Ilustración 48 Partes del preventor Hydril GK – Cabeza acoplada

Fuente: Annular Maintance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.2.1. Inspección⁸

La inspección es básicamente la misma que el modelo de cabeza roscada, la diferencia radica en la forma de realización de la prueba del sello y el proceso de cambio de unidad de empaque.

4.1.2.2. Reemplazo de la unidad de empaque¹⁰

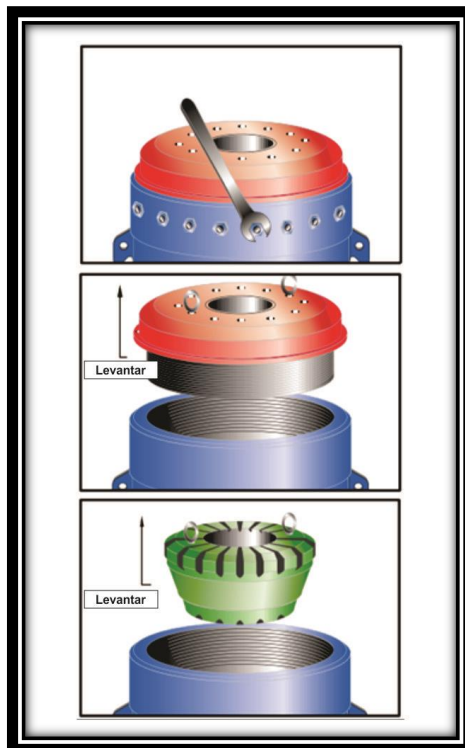


Ilustración 49 Reemplazo de unidad de empaque Hydril GK – Cabeza acoplada

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

- a) Retractor las mandíbulas desenroscando cuatro vueltas. Esto libera las mandíbulas de la cabeza
- b) Quitar los pernos del montaje insertados en el tope de la cabeza
- c) Levantar y retirar la cabeza del BOP
- d) Levantar y retirar la unidad de empaque
- e) Lubricar el tazón del pistón
- f) Instalar la nueva unidad de empaque
- g) Volver a instalar la cabeza
- h) Instalar los pernos del montaje en el tope de la cabeza

¹⁰ Operator Manual, GK 13 5/8" Anular Blowout Preventer

- i) Apretar las quijadas dándoles cuatro vueltas a los tornillos para bloquear las mandíbulas en la cabeza

Nota: Si durante las operaciones de montaje de la cabeza hubiera una incongruencia entre la cabeza del BOP y el cuerpo, usar los pernos insertados para centrar completamente la cabeza en su lugar.

4.1.2.3. Prueba del sello¹⁰

Cuando se sabe o se sospecha que un sello en el preventor GK tiene una fuga, se recomienda reemplazar todos los sellos. Sin embargo, sólo el sello en cuestión puede ser reemplazado, para esto se debe primero determinar que sello es el que presenta fugas, lo cual se logra siguiendo el siguiente proceso:

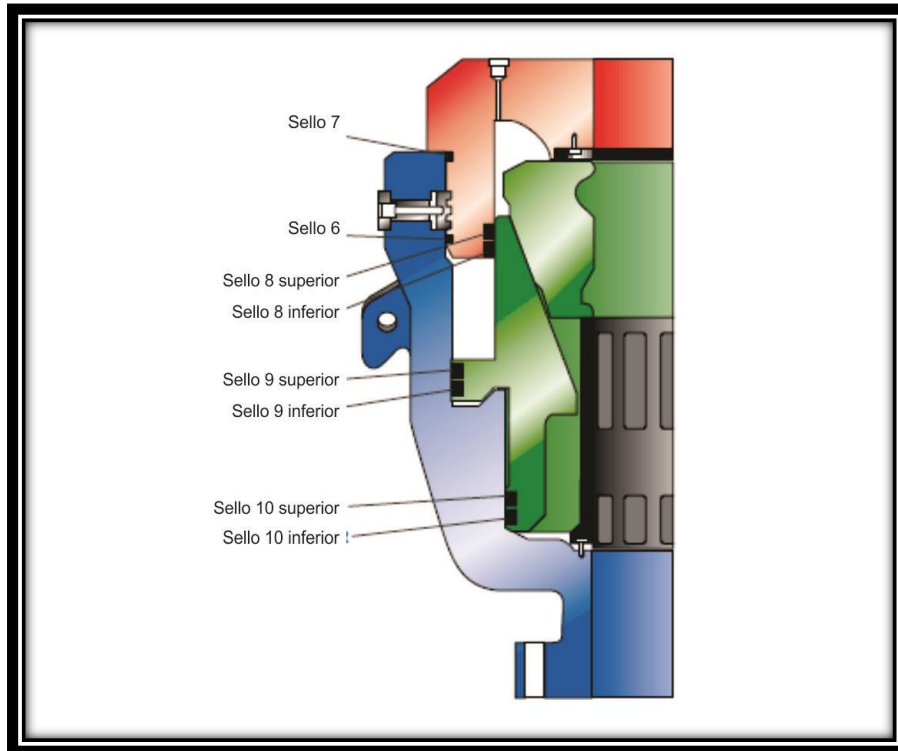


Ilustración 50 Ubicación de los sellos del BOP Hydril GK – Cabeza acoplada
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1. Prueba de sellos 9 (inferior) y 10 (superior).

- a) Presurizar la cámara de cierre. La presión de prueba para ser utilizado en la cámara de cierre debe ser la presión de cierre inicial requerida usando el

mandril de prueba recomendado, si la unidad de empaque está instalada (1500 psi si no hay unidad de empaque instalada).

- b) Abrir la Cámara de apertura a la atmósfera. Si se ve líquido en la apertura de la cámara de cierre, el sello 9 (inferior) tiene una fuga. Si el manómetro de la cámara de cierre está cayendo y ningún líquido se ve en la apertura de la cámara, el sello 10 (superior) tiene una fuga.

2. Prueba de sellos 8 (inferior), 9 (superior) y 6.

- a) Presurizar la cámara de apertura (1.500 psi).
- b) Abrir la cámara de cierre a la atmósfera.

SI: El fluido se ve venir desde el área entre el cuerpo y la cabeza, el sello 6 tiene una fuga. SI el fluido se ve venir en el hueco del pozo, el sello 8 (inferior) tiene una fuga. Si se ve líquido en cámara de cierre, el sello 9 (superior) tiene una fuga.

3. Prueba de sellos 9 (Superior) y 10 (Inferior).

- a) Abrir la cámara de cierre a la atmósfera.
- b) Abrir la cámara de apertura a la atmósfera.
- c) Regular la presión del pozo (5000 psi máximo). (Requiere plato ciego en la parte superior, porque la unidad de empaque está abierta). SI el fluido se ve venir desde la cámara de apertura, el sello 8 (superior) tiene una fuga. Si el fluido se ve venir desde la cámara de cierre, el sello 10 (inferior) tiene una fuga.

4.1.3. Preventor anular Shaffer (Cabeza esférica)⁷

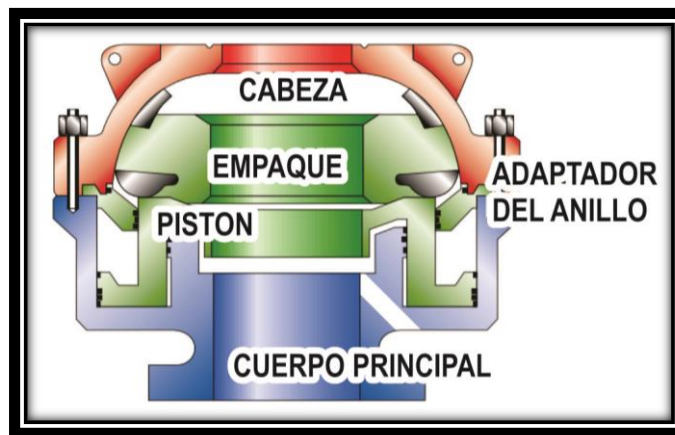


Ilustración 51 Partes del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.3.1. Inspección⁷

4.1.3.1.1. Cabeza

Paso 1: Perfil del tazón: Con un cepillo metálico limpiar el perfil interno del tazón esférico. Inspeccionar y comprobar el desgaste de los dedos de inserción de acero del empaque principal. Si los bordes son visibles (menos de 1/32”), suavizar suavemente los bordes afilados y la superficie total del tazón. Engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

Paso 2: Pernos de sujeción de la cabeza: Limpiar e inspeccionar si se presentan daños. Si hay daños sustituirlos siguiendo las instrucciones del fabricante. Aplicar una capa de antiadherente antes de volver a ensamblar

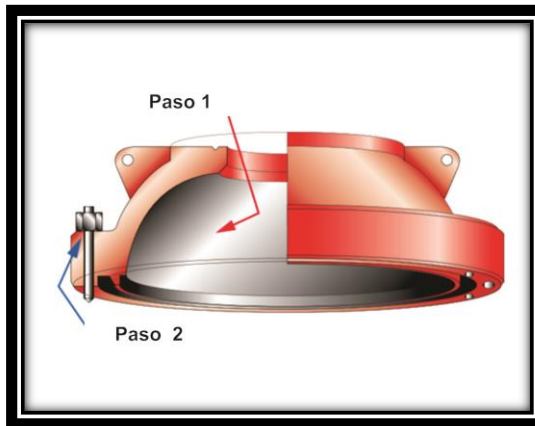


Ilustración 52 Cabeza del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.3.1.2. Unidad de empaque y Pistón

Paso 1: Empaque anular y pistón: Inspeccionar y registrar el número de serie. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

Paso 2: Anillo adaptador: Con un cepillo metálico limpiar el tazón e inspeccionar para detectar daños. Si hay áreas sobresalientes, alisar suavemente con papel de lija para eliminar los bordes afilados. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante

Paso 3: Pistón: Inspeccionar el diámetro externo del pistón para detectar rayaduras. Si la raya es vertical, quitar el pistón y limar los bordes con papel lija. Si

la raya es de más de 0.020" de profundidad quitarlo y ordenar cambiar el pistón inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante en el tazón y la parte superior del pistón.

Paso 4: Sellos: Limpiar e inspeccionar los sellos y las bandas para detectar desgaste. Si el sello se encuentra en buenas condiciones entonces se procede a lubricarlo, si están desgastados entonces hay que reemplazarlos. Antes de reemplazar los sellos deben lubricarse con grasa siliconada.

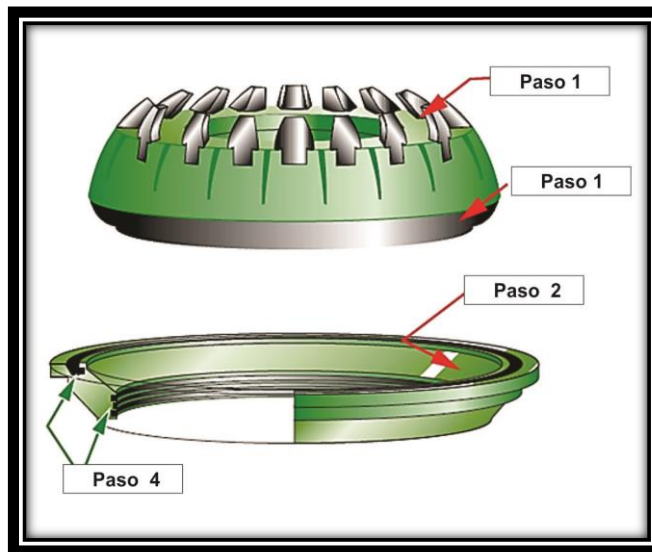


Ilustración 53 Unidad de empaque del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

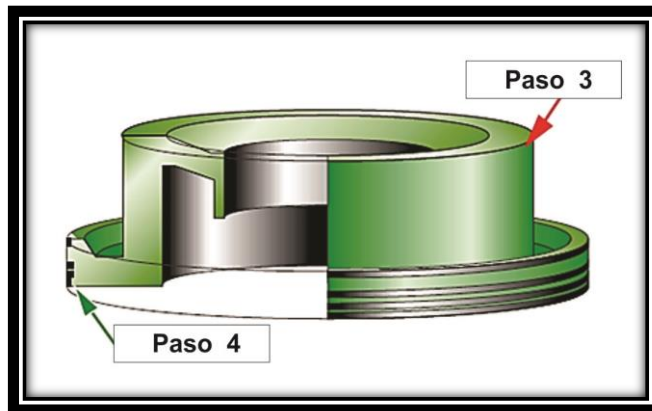


Ilustración 54 Pistón del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

4.1.3.1.3. Cuerpo principal

Paso 1: Área de movimiento del pistón: Inspeccionar el área de movimiento del pistón para detectar rayaduras. Si la raya es vertical, quitar la unidad y limar los bordes con un esmeril o papel de lija. Si la raya es de más de 0.020” de profundidad quitarla y ordenar cambiar la unidad inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse.

Paso 2: Sellos: Limpiar e inspeccionar los sellos y las bandas para detectar desgaste. Si el sello se encuentra en buenas condiciones entonces se procede a lubricarlo, si están desgastados entonces hay que reemplazarlos. Antes de reemplazar los sellos deben ser lubricados con grasa siliconada.

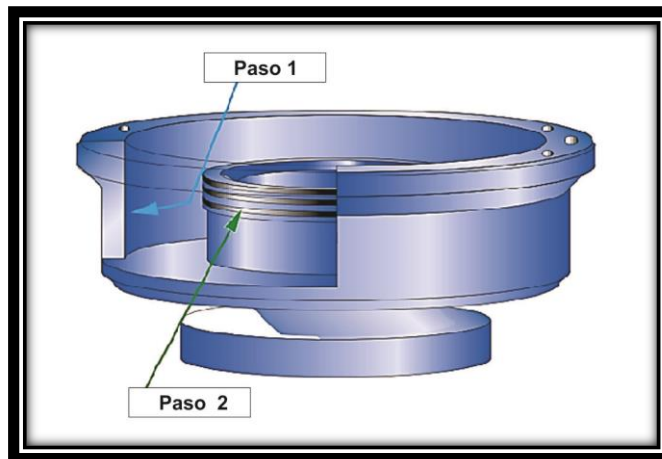


Ilustración 55 Cuerpo principal del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1.1.3.2. Reemplazo de los sellos

Todos los sellos y anillos de sello (O-ring) deben ser revisados y reemplazados cada vez que el preventor esférico es desarmado. Comprobar que las piezas de repuesto están disponibles. El número de elemento para cada parte se identifica entre paréntesis y (*ver ilustración 53*) donde se evidenciara su ubicación. Los procedimientos descritos a continuación deben utilizarse cuando reemplace anillos de sello.

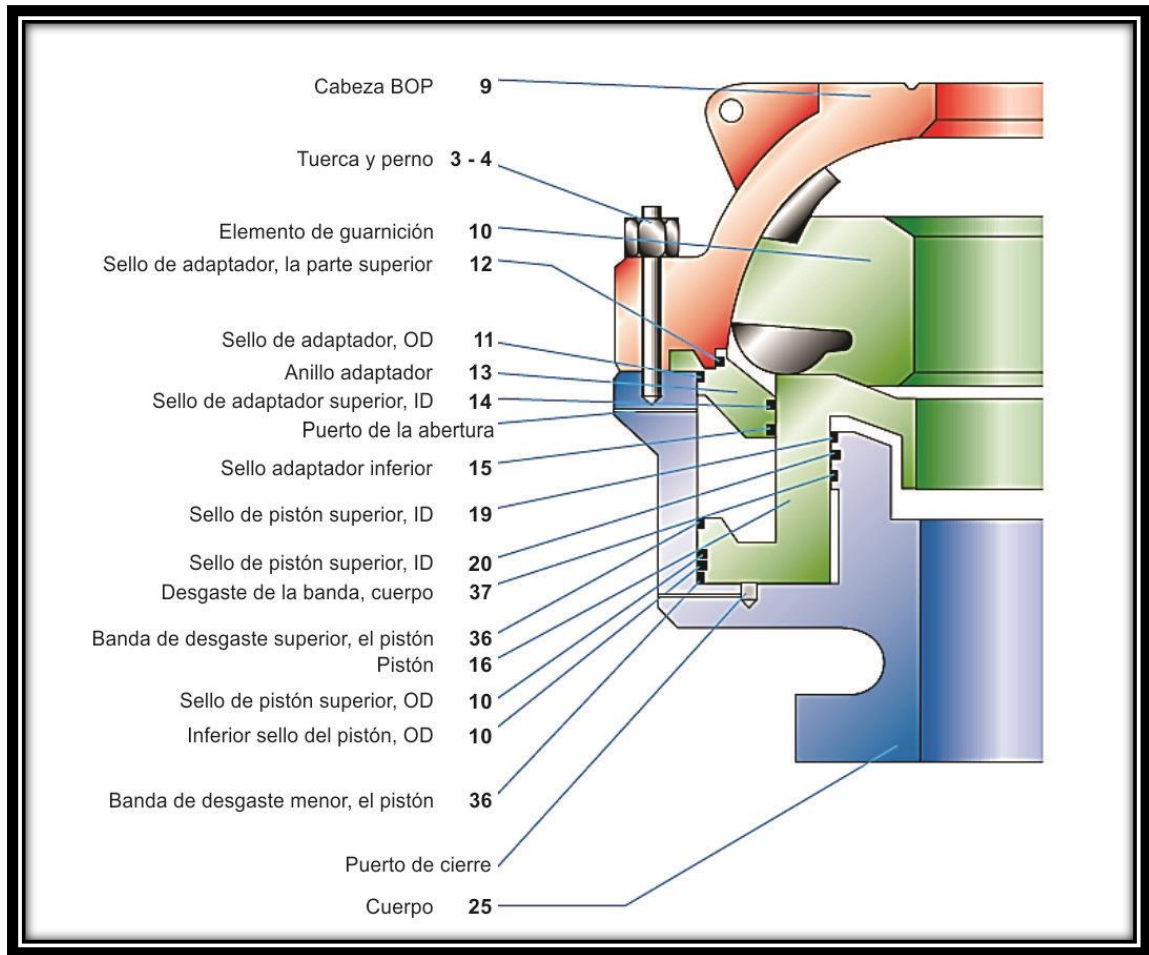


Ilustración 56 Posición de los sellos del preventor Shaffer – Cabeza esférica

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1.1.3.2.1. Sellos del Anillo adaptador

Retirar la cubierta superior y el elemento de sello de acuerdo con el manual del fabricante. Instalar los pernos de ojo y sacar el anillo adaptador.

NOTA: Ventilar la conexión de apertura hidráulica para evitar la succión, esto debido a que el anillo adaptador se levantó. Si el anillo adaptador es difícil de quitar, aplicar baja presión por el lado de apertura de la conexión hidráulica y el anillo adaptador suelto de la bomba. NO utilizar aire comprimido bajo ninguna circunstancia.

No golpear las áreas de sello externas e internas del anillo adaptador contra otras superficies.

- a) Retirar el sello superior C del anillo adaptador, el anillo adaptador externo (ver ilustración 57) # 5, y el sello del anillo adaptador superior Interno B y sello inferior interno # 4 con un objeto de punta plana, como un destornillador.
- b) Apalancar el sello suelto con el destornillador hasta que la junta salga de su ranura.
- c) Instalar los sellos de tal forma que los bordes de los sellos apunten hacia las fuentes de presión que están en contra de sellado.
- d) Reemplazar los sellos de anillo adaptador de forma cuidadosa, una vez los sellos estén puestos en las ranuras golpearlos con un mazo de goma para que entre en su totalidad. Esto se debe realizar cuidadosamente para evitar que se rompa el sello o dañar la ranura del mismo.
- e) Ensamblar la BOP esférica de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

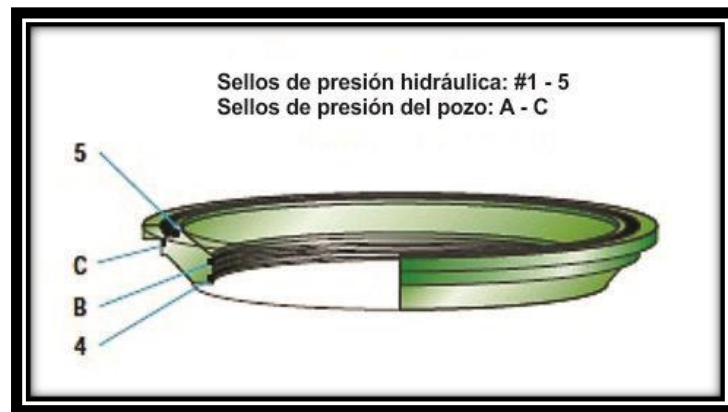


Ilustración 57 Sellos del anillo adaptador del BOP Shaffer – Cabeza esférica
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1.1.3.2.2. Sellos del pistón

Retirar la cubierta superior, elemento de sello, y el anillo adaptador de acuerdo con las instrucciones suministradas por el fabricante. Instalar los pernos de ojo en el pistón y extraerlo con cuidado.

NOTA: Ventilar la conexión de apertura hidráulica para evitar la succión, esto debido a que el anillo adaptador se levantó. Si el anillo adaptador es difícil de quitar, aplicar baja presión por el lado de apertura de la conexión hidráulica y el anillo adaptador suelto de la bomba. NO utilizar aire comprimido bajo ninguna

circunstancia. No golpear las áreas de sello externas e internas del anillo adaptador contra otras superficies.

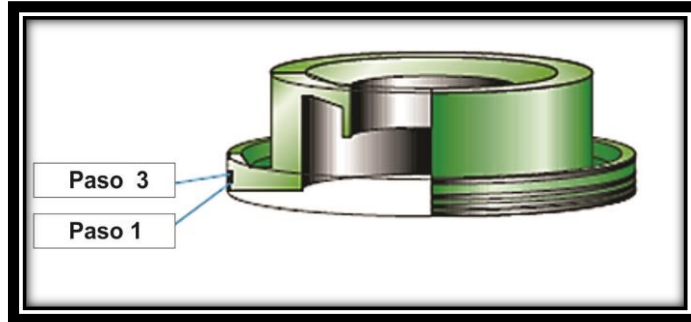


Ilustración 58 Pistón externo del preventor Shaffer – Cabeza esférica
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

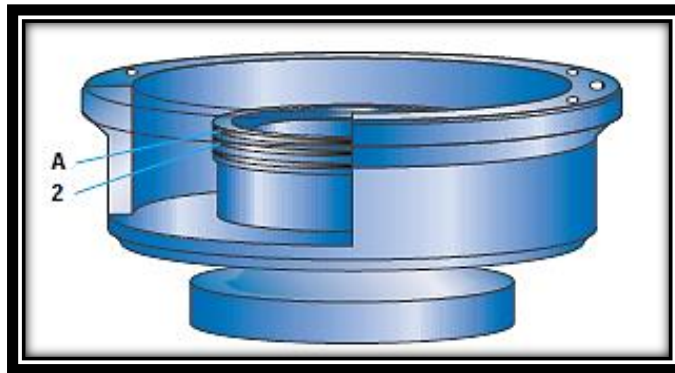


Ilustración 59 Pistón interno del preventor Shaffer – Cabeza esférica
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

- a) Retirar el sello superior interno A del pistón, el sello inferior (ver ilustración 56) # 2, y el sello del pistón superior externo (ver ilustración 55) # 3 y sello inferior # 1 con un objeto de punta plana, como un destornillador.
- b) Apalancar el sello suelto con el destornillador hasta que la junta salga de su ranura.
- c) Instalar los sellos de tal forma que los bordes de los sellos apunten hacia las fuentes de presión que están en contra de sellado.
- d) Reemplazar los sellos de anillo adaptador de forma cuidadosa, una vez los sellos estén puestos en las ranuras golpearlos con un mazo de goma para que entre en su totalidad. Esto se debe realizar cuidadosamente para evitar que se rompa el sello o dañe la ranura del mismo.
- e) Ensamblar la BOP esférica de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

1.1.3.3. Reemplazo de las bandas de desgaste

Shaffer proporciona bandas de desgaste flexibles hechas de material de nylon (Nylatron GSM) que son precortadas y pre dimensionadas para adaptarse a las ranuras de la banda de desgaste en los pistones del preventor esférico y cubiertas inferiores. El preventor esférico de tapa atornillada tiene una banda de desgaste adicional en el anillo adaptador.

La banda de desgaste está diseñada para sobresalir desde 0,003 hasta 0,008 pulgadas fuera de la matching machined surface. El desgaste de las bandas se extiende a lo largo del pistón y la vida útil del sello del pistón se ve reducida por el contacto metal contra metal entre el pistón y la cubierta inferior.

Cuando el representante Shaffer determina que el pistón y / o la cubierta inferior deben ser enviadas a un taller mecánico para su reacondicionamiento, las bandas de desgaste deben ser reemplazadas en ese momento.

4.1.3.1.4. Instalación

Golpear la nueva banda de desgaste ligeramente en la ranura, comenzando en un extremo. Existe una leve interferencia diseñado en la banda de desgaste para mantenerla en su lugar.

Asegurarse de que la banda de desgaste sobresale 0,003 a 0,008 pulgadas de la superficie. Mida la parte saliente usando una regla de precisión y un calibrador de espesores.

Instalar el pistón y ensamble los otros componentes de acuerdo con el Manual del Fabricante.

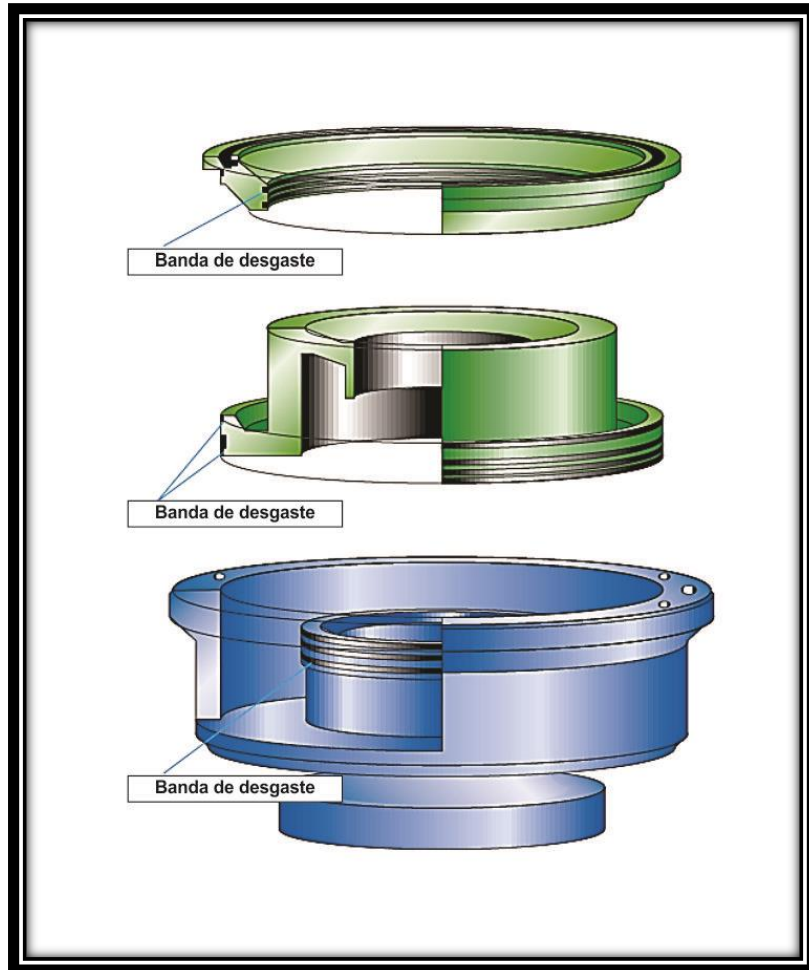


Ilustración 60 Ubicación bandas de desgaste del BOP Shaffer – C. esférica.

Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

1.1.3.4. Prueba de los sellos

Cuando se sabe o se sospecha que un sello en el BOP Shaffer tiene una fuga, se recomienda reemplazar todos los sellos. Sin embargo, si sólo el sello en cuestión va a ser reemplazado, primero se debe determinar cuál sello es el que tiene una fuga. El siguiente procedimiento se indica cual sello es el que presenta la fuga:

1. Prueba del sello A

- a) Presurizar lentamente y mantener la presión del pozo. (Unidad de empaquetado se cierra con la tubería de prueba) Si el pozo lleva fluido (agua limpia o agua teñida) que se ve alrededor de las conexiones de tubería de prueba o bridas - el sello A tiene fugas.

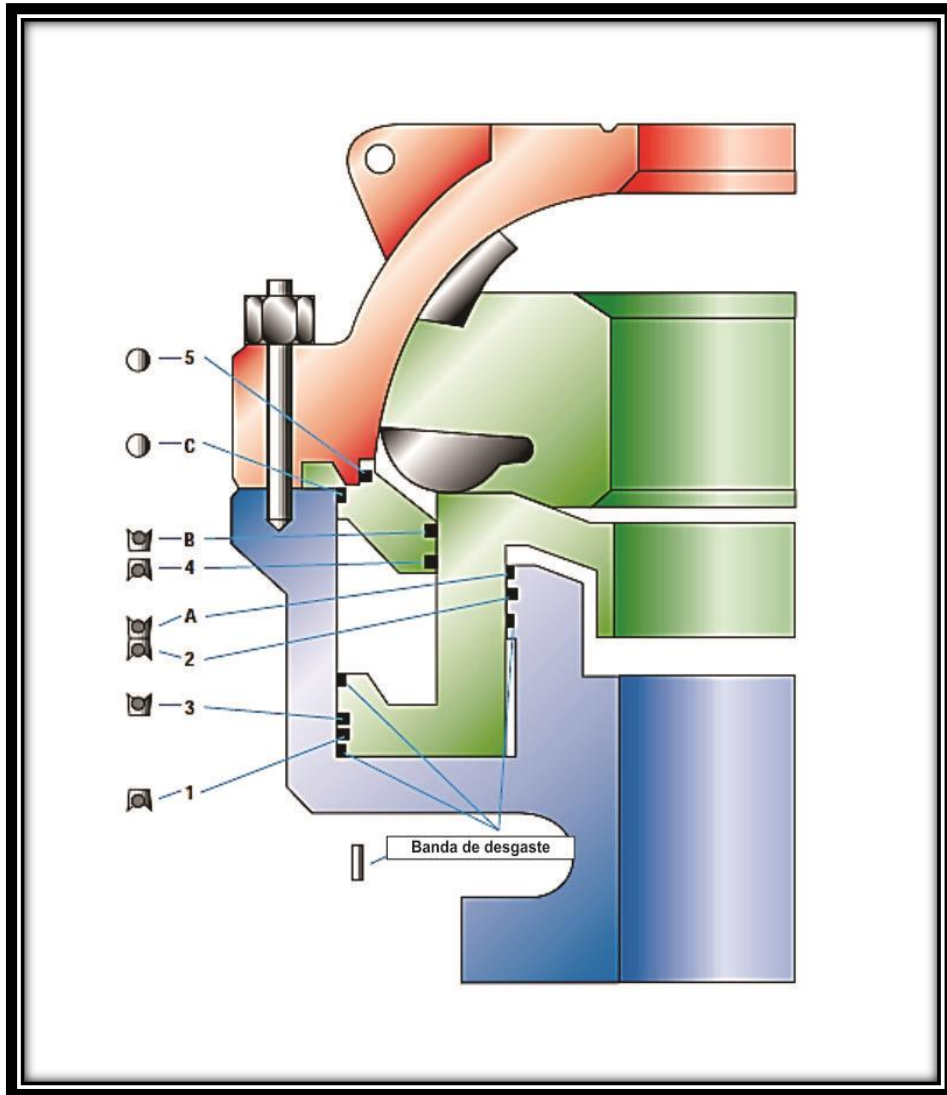


Ilustración 61 Ubicación Sellos del preventor Shaffer – Cabeza esférica
Fuente: Annular Maintenance Manual – Santa Fe International Corporation

2. Prueba del sello B y C

- El elemento de sello debe estar en la posición de apertura.
- Aplicar presión del pozo.
- Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente. Si el manómetro indica un aumento constante de la presión, el sello B tiene una fuga, O
- Mantener la presión del pozo. Si el fluido se ve externamente, el sello C tiene una fuga.

3. Prueba del sello 1 y 2

- a) Presurizar la cámara de cierre a 1500 psi.
- b) Dejar 2-3 minutos para que el elemento de sello se estabilice. Si la presión de cierre descende – Los sellos 1 y / o 2 presentan fugas.
- c) Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente. Si la presión aumenta en la cámara de apertura, el sello 1 presenta fugas. Si no se presenta aumento de presión en la cámara y el líquido se ve el hueco de la cubierta inferior – El sello 2 presenta fugas.

4. Prueba del sello 3, 4 y 5

- a) Presurizar la cámara de apertura a 1500 psi. Si la presión de apertura descende – Los sellos 3, 4 o 5 presentan fugas.
- b) Mantener la presión de apertura de la cámara. Si se ve fluido saliendo de los agujeros de desagüe – El sello 5 presenta fugas.
- c) Cierre la válvula en la línea de cierre. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente, si la presión de cierre aumenta, el sello 3 presenta fugas. Si no hay incremento de presión en la cámara de cierre y se ve se ve en la parte superior del pistón, el sello 4 presenta fugas.

4.2. PREVENTORES TIPO ARIETE

4.2.1. Preventor Cameron tipo

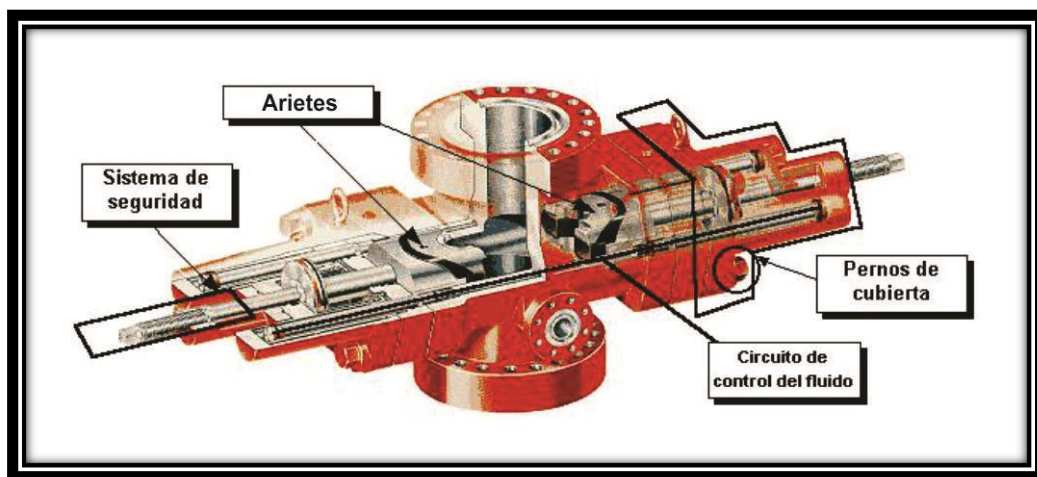


Ilustración 62 Preventor de ariete Cameron tipo U

Fuente: Manual de herramientas Saipem

4.2.1.1. Cuerpo⁷

4.2.1.1.1. Pernos de la brida y tuercas

Inspeccionar las cabezas de los pernos y tuercas para detectar daños. Reemplazar las tuercas y/o pernos si las roscas están dañadas o si las superficies hexagonales están redondeadas.

Limpiar las roscas de los pernos que están expuestos e inspeccionar las roscas para detectar grietas, excoiación, desgaste, y deformidad. Reemplazar los pernos según sea necesario. Si un perno requiere ser reemplazo, aplicar lubricante antiadherente a la rosca del nuevo perno antes de instalarlo.

4.2.1.1.2. Contacto cuerpo – Cubierta del preventor

Inspeccionar el área del cuerpo donde entra en contacto con el sello de la cubierta del preventor para detectar picaduras, rasguños, y corrosión. Los daños menores se pueden corregir en campo puliendo con papel liga de grano 240 o más fino. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera de soldadura o mecanizado debe ser reparado en un centro de reparación autorizado.

4.2.1.2. Cavidades del preventor tipo ariete: Lavar bien

4.2.1.3. Cubierta del preventor

Con la cubierta del preventor abierta, retirar los bloques del preventor y lavar bien las puertas de esta, la cara del cuerpo y las cavidades de este.

4.2.1.4. Pernos

Limpiar e inspeccionar las roscas de los pernos de la cubierta del preventor para detectar grietas, excoiación, desgaste, y deformidad. Reemplazar si es necesario, antes de reemplazar aplicar lubricante antiadherente a las roscas del nuevo perno antes de instalarlo. Limpiar e inspeccionar las roscas de los orificios de los pernos de la cubierta del preventor en el cuerpo preventor para detectar daños y desgaste. Si las roscas están dañadas o desgastadas, ponerse en contacto con un centro de reparación autorizado.

4.2.1.5. Sellos

Inspeccionar la parte delantera y trasera del sello de la cubierta para detectar grietas, cortes, dureza y deformidad. Reemplazar el sello si es necesario.

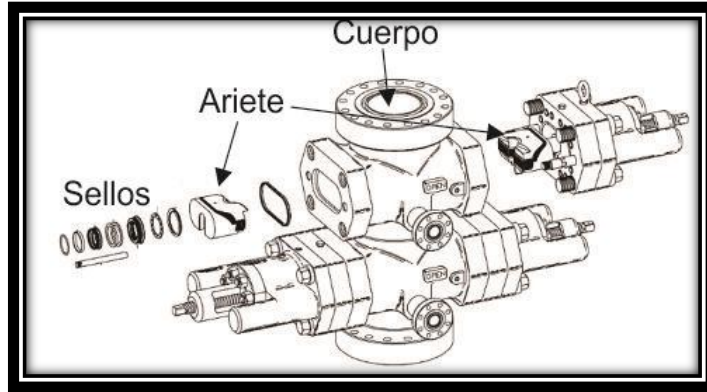


Ilustración 63 Inspección preventor Cameron tipo U

Fuente: Operation, Maintenance & Specifications U Blowout Preventers

4.2.1.6. Arietes

4.2.1.6.1. Ariete de tubería

- a) Inspeccionar el empaque frontal del montaje del preventor tipo ariete para detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque. Reemplazar si es necesario.
- b) Inspeccionar la ranura del sello superior y ranuras de empaque verticales para detectar deformaciones del metal. Quitar las deformaciones con papel de lijar de grano fino. Limpiar con un trapo mojado con aceite de maquinaria.
- c) Inspeccionar el sello superior del ariete de tubería para detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque. Reemplazar si es necesario.
- d) inspeccionar la superficie inferior del anular en el ariete de tubería para detectar desgaste y picaduras. Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.

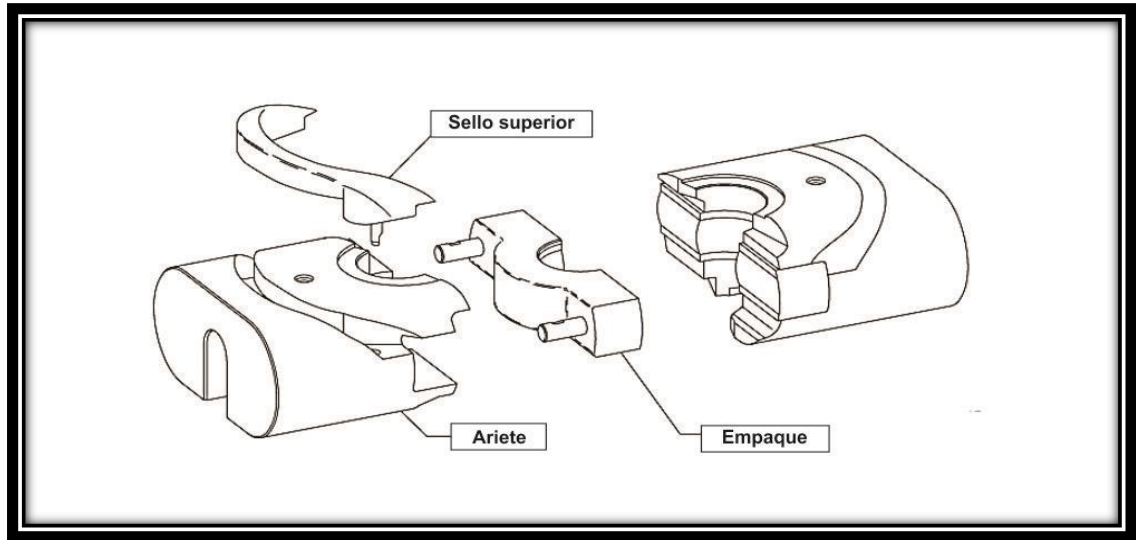


Ilustración 64 Ariete de tubería preventor Cameron tipo U

Fuente: Operation, Maintenance & Specifications U Blowout Preventers

4.2.1.6.2. Ariete de corte / ciego

- a) Inspeccionar las cuchillas de corte para detectar desgaste y/o daños. Reemplazar si es necesario.
- b) Inspeccionar el sello lateral para detectar desgaste, grietas, y dureza del sello. Reemplazar si es necesario.
- c) Inspeccionar el sello superior del ariete de corte para detectar desgaste, grietas, y dureza del sello. Reemplazar si es necesario.
- d) inspeccionar la superficie inferior del ariete de corte para detectar desgaste y picaduras. Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.
- e) inspeccionar la superficie de sellado del soporte inferior para detectar rayas y picaduras. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.

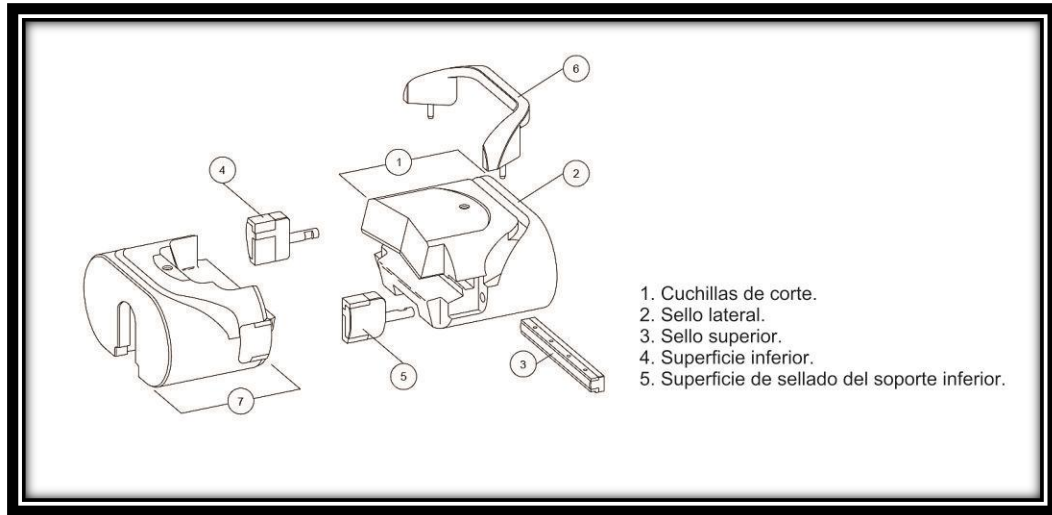


Ilustración 65 Ariete de corte / ciego - preventor Cameron tipo U

Fuente: Operation, Maintenance & Specifications U Blowout Preventers

4.2.1.7. Pruebas¹¹

4.2.1.7.1. Prueba de operación del sistema hidráulico

Probar el sistema de operación hidráulica antes de la instalación del BOP.

- a) Limpiar el sistema de operación hidráulico con fluido de operación limpio.
- b) Probar los strokes adecuados para el preventor tipo ariete y el sistema de operación.
 - 1- Aplicar una presión hidráulica máxima de 300 psi al puerto de apertura.
 - 2- Asegurarse que las esclusas abren.
 - 3- Reducir la presión hidráulica a 0 psi.
 - 4- Aplicar una presión hidráulica máxima de 300 psi al puerto de cierre.
 - 5- Asegurarse que los arietes cierran.
 - 6- Reducir la presión hidráulica a 0 psi.
- c) Prueba de fugas en el sistema de operación.

¹¹ U Blowout Preventers for surface Applications – Operation, Maintenance & Specifications- Cameron

- 1- Remover la presión hidráulica del puerto de apertura.
- 2- Aplicar una presión hidráulica de 300 psi al puerto de cierre, y observar el puerto de apertura para detectar fugas.
- 3- Incrementar la presión hasta 3.000 psi y observar el puerto de apertura para detectar fugas.
- 4- Inspeccionar entre la brida intermedia, la cubierta y el cuerpo del preventor para detectar fugas. Purgar toda la presión de la línea de cierre del BOP.
- 5- Reemplazar la línea hidráulica al puerto de apertura.
- 6- Remover la línea hidráulica del puerto de cierre.
- 7- Aplicar una presión hidráulica de 300 psi al puerto de apertura, y observar el puerto de cierre para detectar fugas.
- 8- Incrementar la presión hasta 3.000 psi y observar el puerto de cierre para detectar fugas.
- 9- Volver a colocar la línea hidráulica en el puerto de cierre.
- 10- Reemplazar los sellos si se presentan fugas y repetir la pruebas con los sellos nuevos.

4.2.1.7.2. Prueba del preventor tipo ariete

La prueba hidráulica de los empaques del ariete se realiza con agua, utilizando el siguiente procedimiento:

- a) Instalar el BOP en un banco de prueba preparado o instalar un conector de prueba debajo del BOP a la cabeza de pozo.
- b) Inspeccionar el empaque del ariete para detectar fugas a baja presión mediante el cierre de estos en un adecuado diámetro de mandril de prueba (No deben utilizarse arietes de cortes o ciegas) con una presión de operación de 1.500 psi, y aplicar 200 psi de presión bajo los arietes. Retener la presión durante 3 minutos. La caída máxima de presión es de 10 psi en 3 minutos.
- c) Incrementar la presión lentamente a la presión de trabajo nominal del preventor. Mantener la presión durante 3 minutos. La máxima caída de presión debe ser de 100 psi en 3 minutos.
- d) Si los arietes presentan fugas a presión baja o a la presión de trabajo, revisar si los empaques están desgastados y reemplazar si es necesario.
- e) Repetir el procedimiento para cada conjunto de ariete.

4.2.2. Preventor Shaffer LWS¹²

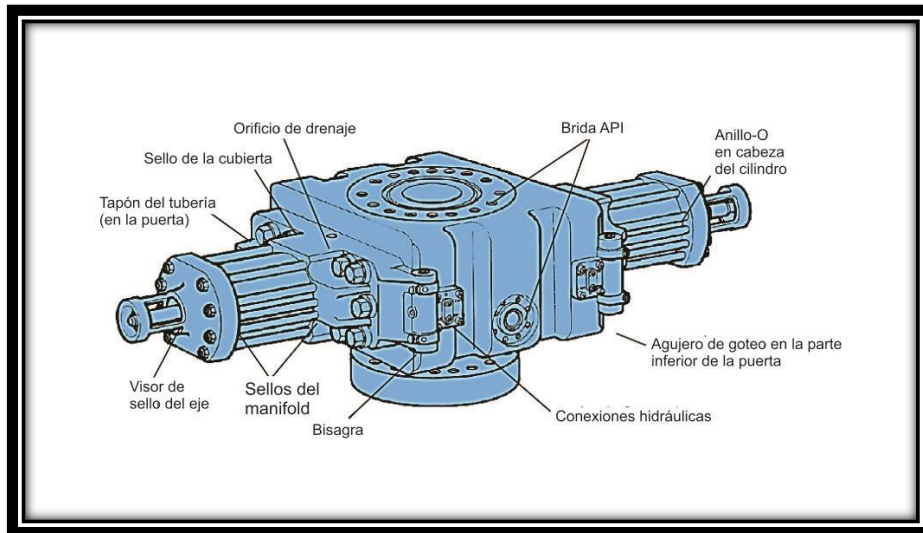


Ilustración 66 Preventor Shaffer LWS

Fuente: User's manual LWS Ram Blowout Preventer

4.2.2.1. Cuerpo

4.2.2.1.1. Pernos de la brida y tuercas

Inspeccionar las cabezas de los pernos y tuercas para detectar daños. Reemplazar las tuercas y/o pernos si las roscas están dañadas o si las superficies hexagonales están redondeadas.

Limpiar las roscas de los pernos que están expuestos e inspeccionar las roscas para detectar grietas, excoriación, desgaste, y deformidad. Reemplazar los pernos según sea necesario. Si un perno requiere ser reemplazo, aplique lubricante antiadherente a la rosca del nuevo perno antes de instalarlo.

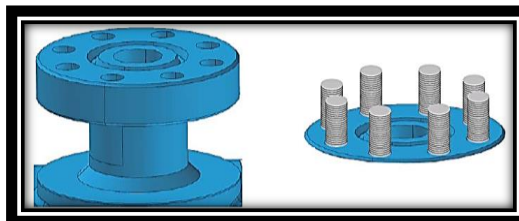


Ilustración 67 Pernos Preventor Shaffer LWS

Fuente: User's manual LWS Ram Blowout Preventer

¹² User's Manual LWS ram Blowout Preventer – National Oilwell Varco

4.2.2.1.2. Contacto Cuerpo – Cubierta del preventor

Inspeccionar el área del cuerpo donde entra en contacto con el sello del bonete para detectar picaduras, rasguños, y corrosión. Los daños menores se pueden corregir en campo puliendo con papel lija de grano fino. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera de soldadura o mecanizado debe ser reparado en un centro de reparación autorizado.

4.2.2.2. Cubierta del preventor

Con la cubierta abierta del preventor, retirar los bloques del preventor y lavar bien las puertas, la cara del cuerpo y las cavidades del ariete.

4.2.2.3. Pernos

Limpiar e inspeccionar las roscas de los pernos de la cubierta del preventor para detectar grietas, excoiación, desgaste, y deformidad. Reemplazar si es necesario, antes de reemplazar aplicar lubricante antiadherente a las roscas del nuevo perno antes de instalarlo.

Limpiar e inspeccionar las roscas de los orificios de los pernos de la cubierta en el cuerpo preventor para detectar daños y desgaste. Si las roscas están dañadas o desgastadas, póngase en contacto con un centro de reparación autorizado.

4.2.2.4. Sellos

Inspeccionar la parte delantera y trasera del sello de la cubierta del preventor para detectar grietas, cortes, dureza y deformidad. Reemplazar el sello si es necesario.

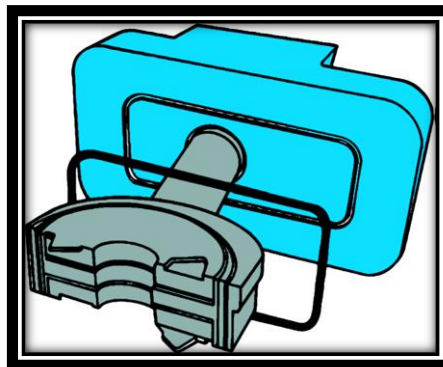


Ilustración 68 Sello de la cubierta del preventor Shaffer LWS

Fuente: User's manual LWS Ram Blowout Preventer

4.2.2.5. Pruebas de presión

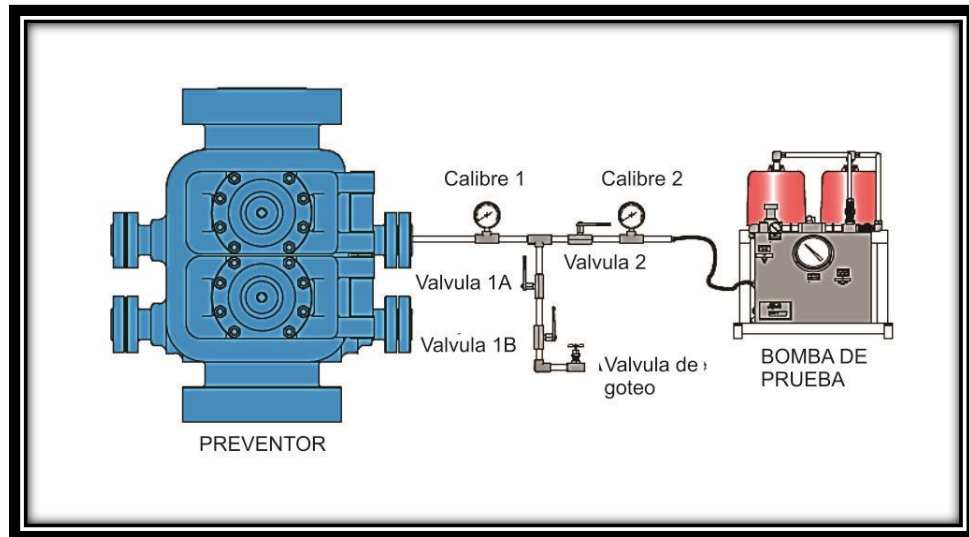


Ilustración 69 Instalación de equipos de prueba presión de pozo recomendada

Fuente: User's manual LWS Ram Blowout Preventer

4.2.2.5.1. Fluidos de pruebas

El fluido recomendado para la prueba de presión de pozo es agua fría, pero el fluido de perforación también puede ser utilizado.

- a) Llenar el BOP con agua o fluido de perforación.
- b) Cerrar el ariete de tubería con una apropiada herramienta de prueba usando una presión hidráulica de 1.500 psi (opcional de 3.000 psi).

4.2.2.5.2. Prueba de Presión (ver ilustración 65).

- a) Cerrar las válvulas #1A y #1B. abrir la válvula #2.
- b) Aplicar 200 – 300 psi de presión de pozo bajo los arietes. Cerrar la válvula #2. Retener la presión de prueba por 3 minutos como mínimo. Chequear si se presentan fugas a una presión baja. Monitorear el Manómetro 1.
- c) Abrir la válvula #2. Incrementar la presión de pozo a la presión de prueba determinada (ver ilustración 65).
- d) Cerrar la válvula #2.
- e) Retener la presión por 3 minutos como mínimo.

- f) Chequear para ver si se presentan fugas en el manómetro 1, las conexiones API exteriores del BOP, los sellos de las puertas, los agujeros de desagüe del eje del preventor, y en los arietes si son visibles.
- g) Purgar la presión de prueba a 0 psi.
 - a- Abrir completamente la válvula #2
 - b- Abrir la válvula #1A
 - c- Abrir la válvula #1B
- h) Repetir los pasos 1 – 7 para la segundo periodo de retención de presión.
- i) Si las esclusas presentan fugas a presión baja o a la presión de trabajo, revisar si los empaques están desgastados y reemplazar si es necesario.

4.2.2.5.3. Prueba de presión hidráulica

4.2.2.5.3.1. Prueba de presión hidráulica de apertura

La prueba de presión hidráulica de apertura es realizada de acuerdo a los pasos mencionados a continuación:

- a) Ventear la presión hidráulica de cierre a 0 psi.
- b) Aplicar presión de apertura 1.500 psi (2.250 psi opcional).
- c) Cerrar la válvula en la línea hidráulica de apertura (*ver ilustración 65*).
- d) Observar el manómetro entre la válvula y el BOP.

Si no hay caída de presión, la prueba finaliza. Si la presión cae seguir los pasos que se enumeran a continuación.

1. Comprobar si hay fugas externas en los siguientes lugares (*ver ilustración 62*).
 - Pasadores de bisagra. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Agujeros de drenaje, para buscar fugas en el sello del eje del preventor tipo ariete. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Sellado del cilindro. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Sellos de la puerta. Si hay fugas, reemplazar el sello.
2. Comprobar si hay fugas en el interior de los pistones de la siguiente manera
 - a) Desconectar la línea hidráulica de cierre. Una pequeña cantidad de líquido fluirá fuera del BOP inicialmente y luego se detendrá. Si el fluido continuo

fluyendo fuera del BOP, significa que el pistón tiene una fuga y se necesitan reparaciones.

- b) Reinstalar la línea hidráulica de cierre.
- c) Llamar a un representante de servicio de Shaffer para que repare la fuga.

4.2.2.5.3.2. Prueba de presión hidráulica de cierre

La prueba de presión hidráulica de cierre es realizada de acuerdo a los pasos mencionados a continuación:

- a) Ventear la presión hidráulica de apertura a 0 psi.
- b) Aplicar presión de cierre de 1.500 psi (2.250 psi opcional).
- c) Cerrar la válvula en la línea hidráulica de cierre (*ver ilustración 65*).
- d) Observar el manómetro entre la válvula y el BOP.

Si no hay caída de presión, la prueba finaliza. Si la presión cae seguir los pasos que se enumeran a continuación.

1. Comprobar si hay fugas externas en los siguientes lugares (*ver ilustración 62*).
 - Pasadores de bisagra. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Sellos de la cabeza del cilindro. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Sellos del eje de bloqueo. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
 - Sellos de la tubería del colector. Si hay fugas, llamar a un representante de servicio de Shaffer.
- c) Comprobar si hay fugas en el interior de los pistones de la siguiente manera
- d) Desconectar la línea hidráulica de cierre. Una pequeña cantidad de líquido fluirá fuera del BOP inicialmente y luego se detendrá. Si el fluido continúa fluyendo fuera del BOP, significa que el pistón tiene una fuga y se necesitan reparaciones.
- e) Reinstalar la línea hidráulica de apertura.
- f) Llamar a un representante de servicio de Shaffer para que repare la fuga.

CAPÍTULO V

FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN LOS PREVENTORES DE REVENTONES

5. FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN LOS PREVENTORES DE REVENTONES

La presencia de una falla en el conjunto de preventores es causante de suspensión de las operaciones, esta puede darse durante la perforación de formaciones con presiones anormales cuyos fluidos, fluyan hacia la superficie y estos aprovechen dicha falla del equipo, resultando así en la pérdida del pozo y/o del equipo de perforación, por lo tanto es importante tener unos tips.

5.1. TIPS DE ACCIÓN PARA EVITAR FALLAS EN PREVENTORES ANULARES¹³

5.1.1. Límite del valor de la presión similar en todas las herramientas:

Si la presión del pozo sobrepasa la presión del manifold y un sello falla, la presión del pozo puede descargarse por el regulador de la línea de cierre de vuelta acumulador de fluido.

5.1.2. Diámetros adecuados:

Mientras más grande sea el tamaño del pozo y más pequeña sea la tubería, mayor es la presión de cierre que se requiere para asegurar el sello, aunque ciertos modelos tienen requerimientos muy específicos en cuanto a la presión de cierre.

5.1.3. Tener claros los tiempos de cierre:

Se requiere más fluido hidráulico para cerrar un preventor anular que un ariete de tubería, entonces tomará más tiempo cerrar un preventor anular que uno tipo ariete. Las presiones de cierre elevadas no mejorarán el tiempo de cierre igual que las líneas de operación con mayores diámetros, y los accesorios y reguladores más grandes.

5.1.4. Desconocimiento de los equipos:

El mayor problema con el uso en el campo de varios modelos y marcas parece ser la falta de conocimiento que tiene el usuario sobre ese modelo en particular. Es una buena práctica verificar el manual del fabricante para encontrar las

¹³ *Operation & Maintenance Manual T3 Model 6012 Ram BOP*

características correctas de la presión de operación para los distintos preventores y cuál es la presión de cierre recomendada, dada la presión del pozo y el tamaño de la tubería que se está usando.

5.1.5. Exceder la presión en el sello:

El empaque debe ejercer suficiente presión contra la tubería para asegurar que haya un buen sello, cada vez que esto ocurre este se contrae de manera flexible y acorde a la necesidad, pero la presión no debería ser tan alta para evitar que el elemento de empaque se deteriore por aplastamiento, al no ser usada la presión correcta, podría llevar a una falla temprana y la subsiguiente reposición, los cuales son costosos y llevan tiempo. En algunos casos, estas fallas pueden tener efectos desastrosos.

5.1.6. Uso y/o abuso de la herramienta:

Por lo general, la presión regulada para un preventor anular debería ser de aproximadamente 500 a 800 psi (de 34.47 a 55.16 bar) cuando se está moviendo la tubería. El empaque de goma en el preventor anular que permite esta flexibilidad es la parte crítica del preventor y se puede destruir por medio del mal uso o el abuso. El uso de una presión de operación inapropiada (acumulador) en el preventor anular es una de las fuentes principales de abuso que causa la falla del empaque de preventor anular. Aunque el anular se cierra en múltiples tipos y formas de tuberías, se debería probar utilizando el cuerpo de la tubería de la sarta (columna) que se está usando.

5.1.7. Remoción del bop:

No se deberá remover la BOP hasta que el pozo esté obturado y resguardado.

5.2. FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN PREVENTORES ANULARES¹⁴

Tipo de falla	Posible causa	Acción correctiva
No concuerda la presión de prueba de	1. Elemento que NO cierra. 2. Al activar el cierre en	1. Verificar la presión sellando el elemento por encima. Reemplace el elemento de empaque si

¹⁴ ANNULAR MAINTENANCE (MANUAL T3 energy)

<p>Pozo</p>	<p>tubería esta se sale de su lugar (incluyendo empaquetadura de anillo)</p> <p>3. El sello de presión de Pozo se sale de su lugar</p>	<p>es necesario.</p> <p>2. Examine accesorios y/o válvulas en busca de la fuga.</p> <p>3. Verifique el sello de presión de Pozo. Reemplace precintos si se ha dañado.</p> <p>4. Reparar o reemplazar la bomba.</p>
<p>No concuerda la presión hidráulica</p>	<p>1. Filtrado en mangueras hidráulicas.</p> <p>2. Precintos hidráulicos que se abren o dañan</p>	<p>1. Reemplazar las mangueras o conexiones</p> <p>2. Verifique precintos hidráulicos. Reemplazar si se han dañado.</p>
<p>Nuevo elemento de empaque que NO cierra</p>	<p>1. La presión hidráulica requerida es inadecuada.</p> <p>2. Fuga en el sistema hidráulico.</p>	<p>1. Aplique la presión operativa recomendada para tubo estacionario.</p> <p>2. Verifique precintos hidráulicos.</p>
<p>No se alcanza a cerrar el anular a tiempo ante el reventón</p>	<p>1. Se requiere más fluido hidráulico para cerrar un preventor anular</p> <p>2. Presión elevada en tubería</p> <p>3. Las líneas de operación con mayores diámetros, y los accesorios y reguladores más grandes.</p>	<p>1. Nunca use más presión de la necesaria en la unidad de cierre, especialmente si está moviendo tubería.</p> <p>2. Probar el empaque cuando se coloca en el preventor, según lo requieran las operaciones, los reglamentos estatales, o las prácticas de la industria.</p> <p>3. Verificar con el manual del fabricante para los datos operativos de los distintos modelos. Puede haber diferencias considerables en los datos operativos para los distintos preventores.</p>
<p>Desgaste y pronta falla del elemento de empaque</p>	<p>4. Si se mueve la tubería por el preventor a presiones de cierre.</p> <p>5. Mal almacenamiento.</p>	<p>1. Almacenar los empaques en áreas frescas, secas y oscuras, lejos de los motores eléctricos.</p> <p>2. Consultar con el manual del fabricante o hablar con un representante de servicio por las presiones de control apropiadas, los compuestos de la goma, los procedimientos</p>

		adicionales para mover bajo presión (stripping), las limitaciones de los equipos, las pruebas acerca de su modelo en particular.
Daño temprano en los empaques y sellos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Demasiada presión de cierre 2. La falta de conocimiento sobre ese modelo en particular 3. mal almacenamiento 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Capacitación del personal 2. Verificar el manual del fabricante para encontrar las características correctas de la presión de operación para los distintos preventores 3. Reposición

Tabla 15 Fallas frecuentes en preventores anulares
Fuente: ANNULAR MAINTENANCE (MANUAL T3 energy)

5.3. TIPS DE ACCIÓN PARA EVITAR FALLAS EN PREVENTOR DE ARIETES¹⁵

5.3.1. Cilindro de operaciones aislado del pozo:

Si la presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, podría forzar el ariete y abrirlo.

5.3.2. Correcto sello de la cubierta del preventor:

Cuando se cambian los empaques en el preventor tipo ariete, la mayoría de los problemas surgen porque no se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de este, la falla es inminente.

5.3.3. Verificar tamaños:

No se debe probar el funcionamiento del ariete de tubería sin tener la tubería del tamaño apropiado en los preventores, para así evitar daños. No se deberían cerrar en un pozo abierto (sin columna), dado que podrían causar daños y estiramiento del elemento de empaque.

¹⁵ Operation & Maintenance Manual T3 Model 6012 Ram BOP

5.3.4. Operaciones reguladas:

No se deben cerrar de golpe con alta presión, sino que hay que cerrarlas con una presión de operación reducida de aproximadamente 200 psi (13.79 bar).

5.3.5. Tipo de fluido:

No es deseable circular fluidos abrasivos por las aberturas de circulación de los preventores tipo ariete, ya que se arriesga a daños al cuerpo del preventor, el Drillig Spool de perforación o circulación provee salidas y cuesta menos reemplazar, esto agregará una altura adicional a la columna e incrementará la cantidad de puntos de conexión por los cuales se podría presentar una fuga.

5.3.6. Ahorrar tiempo de acción:

En el inventario de los repuestos se debería incluir un conjunto de empaquetaduras anulares para encajar en las conexiones a bridas.

5.3.7. Regla del eslabón:

Los puntos de conexión son un punto débil en cualquier sistema de prevención de reventones, las bridas y los anillos de empaque para sellar están sujetos al abuso durante el armado, lo cual puede llevar a una falla en las pruebas de presión.

5.3.8. Desgaste:

El efecto del desgaste no es inmediato, porque los arietes y el preventor anular pueden cerrarse y ser probados. Pero los daños a largo plazo son severos. Pueden resultar en un desgaste excéntrico en el diámetro del conjunto, o en las caras de los arietes y el anular. También puede haber desgaste y daños en la tubería de revestimiento y en el cabezal del pozo, su arreglo sólo lo puede llevar a cabo la empresa fabricante sin olvidar que esta operación es demorada y costosa

5.3.9. Generalidades en la revisión:

- a. Sellos malos no pasarán una prueba de presión
- b. Siempre se deben limpiar y secar las ranuras anulares antes de instalarlos. (ver manual del fabricante)
- c. Hay que inspeccionar los anillos a fondo.

- d. Verificar tuercas ajustadas y a nivel en conjunto.
- e. Verificar la centralización del conjunto BOP

5.4. FALLAS QUE OCURREN CON MAYOR FRECUENCIA EN PREVENTORES TIPO ARIETE¹⁶

Tipo de falla	Posible causa	Acción correctiva
El pozo tiene fugas de fluido en la salida superior o inferior.	Los pernos de la brida del conector no están lo suficientemente apretados.	Apretar los tornillos con el acople adecuado, y los hilos a la misma altura.
	La ranura del empaque y / o la cara de la brida no están selladas.	Retirar el BOP de la pila. Retirar las juntas de anillo. Limpiar la superficie de la brida y la ranura del anillo. Sustituir las juntas y volver a instalar el BOP.
	El empaque de anillo necesita ser reemplazado.	Retirar el BOP de la pila. Retirar empaque de anillo. Limpiar la superficie de la brida y la ranura del anillo. Volver a colocar el empaque viejo con el nuevo empaque de anillo. Volver a instalar el BOP.
El pozo tiene fugas de fluidos a través de los empaques del ariete cuando estos están cerrados.	La presión de operación del sistema no es la requerida para cerrar correctamente los arietes.	Aumentar la presión del sistema hasta que los arietes se cierren adecuadamente, sin exceder la presión de cierre.
	Empaques de los arietes necesitan ser reemplazados	Cambiar el empaque con el correspondiente proceso.
Hay fugas de fluidos hidráulicos fuera del agujero de drenaje en la parte inferior de la brida	La conexión de la biela o el anillo de sello necesitan ser reemplazado.	Aflojar los pernos de la cubierta totalmente. Aplicar el cierre de presión para el sistema operativo del BOP hasta que la cubierta este completamente abierta. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio en el ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de la brida intermedia utilizando las herramientas adecuadas para eliminar la

¹⁶ ANNULAR MAINTENANCE (MANUAL T3 energy)

intermedia.		brida intermedia de la cubierta. Instalar un nuevo juego de sellos.
El pozo tiene fugas de fluido fuera del agujero de drenaje en la parte inferior de la brida intermedia.	Conexión del sello del anillo de la varilla necesita ser reemplazado.	Solicitar el cambio del respectivo sello con el procedimiento correspondiente.
El pozo tiene líquido entre la brida intermedia y el cuerpo de la BOP.	Los pernos de la cubierta no están lo suficientemente apretados.	Apretar los tornillos con el par adecuado.
	El sello de la cubierta está contaminado por sustancias extrañas.	Este sello puede ser reemplazado cuando el émbolo este retraído, extendido o sea retirado el pistón. Retirar el empaque mediante la inserción de un pequeño destornillador o herramienta de similar espesor existente entre el empaque y la brida intermedia. Retirar el empaque cuidadosamente con la precaución de no dañar la brida intermedia con la herramienta. Limpie la ranura y aplique una ligera capa de grasa. Volver a instalar el usado.
	El sello de la cubierta necesita ser reemplazada.	Se realiza el mismo procedimiento anterior, con la salvedad de instalar un nuevo empaque. No doblar o dañar la parte metálica de la junta durante la instalación
Hay fugas de líquido hidráulico entre la brida intermedia y la cubierta del preventor.	Los sellos del cilindro están desgastados ya sea por uso, o por cambio de ariete y necesitan ser reemplazados.	Aflojar los pernos de la cubierta hasta que sus hilos hayan dejado de ejercer acción en el cuerpo. Aplicar el cierre de presión para el sistema operativo del BOP hasta que la cubierta este completamente abierto. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio de ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de la

		brida intermedia de la cubierta. Cambiar los empaques o instalar un kit de sellado completo.
Hay fugas de líquido hidráulico alrededor de la carcasa del tornillo de bloqueo.	El sello o anillo necesitan ser reemplazados.	Aflojar los pernos de la cubierta. Aplicar el cierre de presión para el sistema operativo BOP. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio de ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de compresión de la brida intermedia. Retirar el pistón de operación. Sustituir el empaque y sellar o instalar kit sellado completo.
Hay fugas de líquido alrededor de cualquier tapón de la tubería	La conexión en la tubería no está apretada	Apretar el tapón del tubo con el torque adecuado sin la presión del sistema en el BOP.
	El sello necesita ser reemplazando	Reducir toda la presión de operación hasta un valor de 0 PSI. Retirar el tapón del tubo. Limpiar las roscas del tapón y en el grifo de la tubería.
La presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, forzó el ariete y lo abre.	La presión del pozo no está debidamente aislada mediante el sello del cilindro de operación.	Para evitar esto, se provee una serie de sellos secundarios y un método de detección, incluyendo anillos de sello de apoyo, un sello de inyección de empaque de plástico y un venteo a la atmósfera. Si se nota algún fluido drenando del preventor, se deberá energizar el sello secundario o el plástico auxiliar para sellar contra el vástago de pistón.
Fallas en los sellos generalmente después de instalación	No se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de compuerta.	Es una buena práctica inspeccionar y reponer estos sellos según sea necesario cada vez que se cambian los arietes o se abre la cubierta. Mantener en la locación un juego de ariete para tubería y elementos para el sellado de las esclusas para cada uno de los tamaños de tubería que usan, así como también, juegos completos de sellos de las cubiertas o de compuertas para cada tamaño

		y tipo de preventor de reventones tipo ariete que usan. También se debería tener a mano el empaque de plástico para los sellos secundarios.
El Interior de la herramienta está deteriorada y empaques gastados irregularmente	Se circulan fluidos abrasivos, por las aberturas.	Preventivamente circular por el drilling spool, provee salidas y cuesta menos reemplazar. Esto agregará una altura adicional a la columna e incrementará la cantidad de puntos de conexión por los cuales se podría desarrollar una fuga.
Hay fugas en las conexiones de las líneas de alta presión	Uso de niples demasiados livianos, anillos de sello sucios, superficies dañadas en las planchas de apoyo, tuercas flojas y niples o tuberías largos sin soporte.	Son puntos débiles que hay que verificar y volver a verificar. Corregir dentro del marco del sentido común.
El BOP no contiene la presión de cierre adecuadamente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desgaste excéntrico en el diámetro del conjunto, o en las caras de los arietes y el anular. 2. Fricción y desgaste de metal sobre metal entre la tubería y el BOP. 3. La torre no está perpendicular en la base, la punta podría estar descentrada del pozo por varios pies descentrado 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar que tubería descuelgue por el centro de la columna del preventor de reventones y no entrar en contacto con ella. 2. Los daños menores podrían sellar en una prueba, pero existe la posibilidad de que habrán más daños y que la columna no sellará durante una reventón. 3. La reparación del interior de la columna es una tarea para la planta de la fábrica, es larga y costosa. 4. Los platos de desgaste o bujes minimizarán el desgaste y los daños interiores.

Tabla 16 Fallas más frecuentes en preventores tipo Ariete

Fuente: ANNULAR MAINTENANCE (MANUAL T3 energy)

CAPÍTULO VI

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

6. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO¹⁷

Entre las prácticas y principios que deben ser considerados para el mantenimiento de los preventores de reventones se tiene:

Limpieza	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Todas las ranuras de los anillos se deben limpiar de grasa pesada. ✓ Una película de aceite sólo debe aplicarse a ranuras de los anillos. ✓ Un anillo no sellará correctamente si la ranura del anillo está lleno de grasa o aceite "charcos". ✓ Evite el uso de un cepillo de alambre que dañan las superficies de sellado.
Apretado correcto	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Para lograr un ajuste adecuado sobre la brida, abrazadera o base de la pirámide, una llave de torsión eléctrica es útil. ✓ Apretar el perno de la cubierta, si no se aprieta correctamente, podría vibrar y soltarse durante la perforación. ✓ Tablas de torque para apretar están disponibles según el manual de los fabricantes del BOP.
Despeje del área y verificación de conexiones	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No deben cruzarse indebidamente líneas alrededor del BOP en uso para evitar la pérdida accidental de fluido desde el acumulador. ✓ Verificar la correcta conexión de las líneas de flujo.
Presiones adecuadas.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Todas las conexiones de estrangulador, líneas de matar y líneas de ayuda, y el colector de estrangulamiento, deben tener una capacidad de presión al menos igual a la calificación de la pila de BOP's.
Amarre al piso o soporte anti vibración	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Todo el arreglo de BOP hacia el Choke, líneas de matar y las válvulas de mariposa son sometidos a tensiones mecánicas y vibraciones severas durante la perforación de operaciones y al manipular o controlar una "patada", es totalmente practico tener estas herramientas correctamente apoyadas ✓ Al operar la herramienta cuando se tiene presión, se debe verificar el manual de procedimiento del fabricante para evitar la descompresión explosiva del elastómero.

Tabla 17 Prácticas y principios recomendados para el correcto funcionamiento del BOP

Fuente: BLOWOUT PREVENTION In California Equipment Selection and Testing

¹⁷ PAPER: Inspection Manual, Directive 037: Service Rig, February 2006, the Energy Resources Conservation Board

6.1. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN SEGÚN EL PERIODO DE TIEMPO.¹⁸

La siguiente información fue asociada de “Guideline for the Certification of Blow-Out Preventers, Rules for Classification and Construction, Industrial Services” de Germanischer Lloyd SE, GL Noble Denton. Para uso didáctico.

6.1.1. Durante la fabricación:

Se debe tener control de las inspecciones durante la fabricación y montaje del BOP acorde a los siguientes documentos, con el fin de que esta reúna los requisitos de diseño aprobados:

6.1.1.1. Plan de control de Calidad (QCP)

Proporciona el control de calidad, debe describir todas las actividades de control de calidad que se implementarán en el proceso de diseño y fabricación de la BOP y sus componentes asociados.

6.1.1.2. Plan de Inspección y Prueba (ITP).

Se discrimina las actividades concernientes a este ítem así:

- ✓ Las inspecciones y pruebas que se llevan a cabo durante la fabricación y el montaje se enumerarán en un Plan de Inspección y Prueba.
- ✓ Deberá incluir y definir todas las pruebas e inspecciones específicas que tienen que ser realizadas durante la fabricación y montaje con referencia a probar los procedimientos, normas, especificaciones y criterios de aceptación.
- ✓ Cada paso de la prueba deberá proporcionar información sobre los requisitos para la revisión de la documentación de las pruebas y la vigilancia específica.

¹⁸ BLOWOUT PREVENTION In California Equipment Selection and Testing; Guideline for the Certification of Blow-Out Preventers, Rules for Classification and Construction, Industrial Services” de Germanischer Lloyd SE, GL Noble Denton

6.1.1.3. Pruebas No Destructivas (PND)

Todas las pruebas no destructivas (PND) los informes y las inspecciones posteriores serán firmados y fechados, y pueden proporcionar como parte del expediente BOP.

Los informes de Inspección informes deberán incluir:

- ✓ El nombre
- ✓ Calificaciones e información de contacto del personal que realizaron la prueba.
- ✓ El alcance de la PND será lo más detallada en el plan de inspección y ensayo (ITP).
- ✓ Todos los incidentes y condiciones fuera de especificación deberán documentarse junto con las medidas correctivas adoptadas para corregir la situación.
- ✓ El ITP deberá ser firmado y fechado por la parte ejecutante de la PND, y por el fabricante.
- ✓ En los puntos donde se requiere el testimonio de un inspector de GL, que firmará el ITP vez que la actividad se ha completado con éxito.
- ✓ Las calificaciones del personal que realiza ensayos no destructivos deberán estar incluidos en la documentación de la PND o deberá ser conforme a los registros equivalentes.

6.1.1.4. Prueba de Presión

Los informes de las pruebas de presión deben mostrar claramente los resultados de calibración, medio de prueba, tiempo de prueba a presión, de temperatura de ensayo, la presión de prueba mínima requerida, y la presión de prueba real alcanzado, esta prueba de presión se lleva a cabo en condiciones sin pintar.

6.1.1.5. Prueba de aceptación en fábrica (FAT)

- ✓ El BOP y todos sus equipos asociados, incluyendo los sistemas de control y sistemas de contingencia deberán ser sometidos a una prueba de aceptación en fábrica.
- ✓ Todas las funciones se les realizarán pruebas durante la FAT. Por lo general, este es excluido mientras que el grupo BOP está montado sobre un banco de prueba.

- ✓ El alcance de las pruebas, las condiciones de prueba, procedimientos y criterios de aceptación se basará en las condiciones de servicio y de operación y se someterá a la empresa para su revisión y aprobación con suficiente antelación.
- ✓ La FAT se llevará a cabo en presencia de un inspector de la empresa contratante.

6.1.1.6. Sitio de Pruebas de Integración (SIT)

- ✓ Un sitio de prueba de integración deberá ser ejecutado a la llegada del BOP en un lugar de perforación por primera vez después de la finalización de la FAT.
- ✓ El SIT tiene el objetivo de demostrar que estén todos los sistemas de control asociados al BOP, son completamente funcionales en la ubicación y son adecuados para el diseño, de acuerdo a las especificaciones y programa de perforación.
- ✓ El alcance de las pruebas, las condiciones de prueba, procedimientos y criterios de aceptación se basará en las condiciones de servicio y de operación y se someterá a la empresa contratante para su revisión y aprobación con suficiente antelación.
- ✓ El SIT se llevará a cabo en presencia de un inspector de la empresa contratante.

6.1.2. Inspecciones anuales

La Inspección anual de un BOP incluye al menos las siguientes pruebas y controles, presenciado por inspectores de la empresa contratante:

- ✓ El examen de los documentos relativos al BOP, incluyendo sus sistemas de control de la superficie y el escrutinio de la historia operativa con informes de pruebas del BOP y registros de mantenimiento de la misma.
- ✓ La inspección visual de todos los accesorios, cubre puntos de elevación, revestimientos, etc. por daños, grietas, deformaciones y ataques de corrosión e incrustaciones.
- ✓ Comprobación de las medidas de protección contra la corrosión (por ejemplo ánodos).
- ✓ Prueba de presión del BOP en su banco de pruebas.

- ✓ Todos los aparatos bajo sobrepresión, penetraciones, válvulas, accesorios externos o internos y equipos de seguridad pertinentes se someterán a la inspección externa.
- ✓ Compruebe que las medidas de aislamiento se han realizado en el material eléctrico.
- ✓ Revisión de los sistemas de control y de los puntos de ajuste de los sensores de alarma.
- ✓ La precisión de todas las lecturas esenciales del instrumento se va a comprobar.
- ✓ Los conjuntos de mangueras deberán ser verificados por los daños visibles.
- ✓ Las uniones se comprobarán por daños visibles, grietas, deformaciones y la corrosión.
- ✓ Al término de la inspección anual, se confirmará la validez del certificado.
- ✓ Cuando una inspección anual vence mientras que el BOP está en uso, la inspección podrá aplazarse hasta que el pozo se ha completado.

6.1.3. Cada 5 años

Las inspecciones de Re-certificación son cada cinco años, se debe realizar además de las inspecciones anuales, las siguientes pruebas y exámenes:

- ✓ A los aparatos a presión, que no pueden ser adecuadamente inspeccionados internamente o para los que su estado satisfactorio no puede ser plenamente verificado mediante inspección interna, otro método de prueba no destructivo se utiliza o se realizará una prueba de presión hidráulica.
- ✓ La comprobación se debe realizar a los accesorios, especialmente los conjuntos de mangueras y compensadores deben ser cambiado de acuerdo con el plan de mantenimiento.
- ✓ Sobre la terminación satisfactoria de la Inspección de Re-Certificación, la validez del certificado será extendido por otro período de cinco años.

6.1.4. Inspecciones extraordinarias

Estas ocurren después de la modificación, reparación o revisión importante, el alcance y la profundidad de la inspección deberán desarrollarse en estrecha cooperación con el titular del certificado y en caso de modificaciones será necesario llevar a cabo una revisión del diseño de los componentes y subsistemas afectados por las modificaciones.

- ✓ El alcance de las inspecciones y pruebas se derivan de las muestras originales durante la fabricación, las pruebas de aceptación en fábrica y las pruebas de integración del sistema, se estudiará la posibilidad de evitar la duplicación innecesaria de pruebas, donde los resultados de pruebas anteriores siguen siendo válidas.
- ✓ En caso de reparaciones, los repuestos utilizados deberán ser aceptables para el fabricante de equipos originales. Alternativamente, las partes no deberán ser sometidas a una revisión del diseño y de pruebas; y se definen en una inspección minuciosa y plan de pruebas que estarán sujetas a la aprobación de la empresa contratante.

6.2. OPERACIONES RELEVANTES EN EL MANUAL DE MANTENIMIENTO.

Para el correcto entendimiento del manual de mantenimiento se identifican el periodo o repetitividad de la operación y la operación en si a seguir, que en este caso consta de tres ítems:

- ✓ Mantenimiento Programado.
- ✓ Pruebas programadas.
- ✓ Inspección programada.

6.3. FRECUENCIA DE PRUEBA.

Los requisitos de pruebas de presión BOP y frecuencia varían entre los reguladores gubernamentales, operadores y contratistas, las siguientes son recomendaciones generales.

- a) Después de la instalación inicial.
- b) Después de cada operación de ajuste.
- c) Antes de taladrar en cualquier zona de alta presión conocidos o sospechosos.
- d) Prueba de rutina no menos de una vez cada siete días del funcionamiento.
- e) Después de un cambio de ariete, mantenimiento o reparación del BOP, probar el componente que haya sido efectuada.
- f) Antes de una prueba de producción.

CAPÍTULO VII

LISTAS DE CHEQUEO

7. LISTAS DE CHEQUEO¹⁹

Como medio de prevención en la inspección se plantea la lista de chequeo, de ayuda y registro del trabajo elaborado por el encargado de dicha labor, para llevar a cabo eficientemente esta tarea se debe tener en cuenta:

7.1. ESTADO, TIPO, CAPACIDAD Y RANGO DE BOP'S

La BOP debe tener una capacidad de presión de trabajo mayor a la presión esperada en el pozo.

7.2. INSPECCIONES, MANTENIMIENTO Y CERTIFICADOS API

Después de 3 años de servicio, se debe realizar inspección para verificar su estado. Se debe mantener el manual de instalación, operación, mantenimiento, recomendaciones y certificados del fabricante.

7.3. BOP PARA POZOS CON H₂S

Cuando exista la posibilidad de encontrar H₂S, se debe tener disponible este tipo de BOP y seguir la API RP 49.

7.4. ESLINGA PARA INSTALAR PREVENTORES (CERTIFICADA)

Verificar placa en extremos de la eslinga, con fecha de inspección. Verificar estado de la misma, sin hilos rotos.

7.5. ORIFICIOS DE LAGRIMEO ABIERTOS (WEEP HOLE)

Ayuda a determinar si hay fugas en la preventor Anular (Hydril), se debe destapar si esta obstruido.

7.6. ARIETES DE TAMAÑO APROPIADO PARA LA OPERACIÓN

Se debe verificar el uso adecuado de los elementos en la BOP para prevenir fugas o fallas en la operación por pérdida de presión por elementos fuera de calibre.

¹⁹ Lecciones aprendidas diferentes taladros en empresas operadoras.

7.7. PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO Y DE PRESIÓN DE BOP (REGISTRO CON FECHA Y RESULTADOS)

Evidenciar registro de las últimas pruebas y verificar prueba de acuerdo al procedimiento para Instalación y Prueba de Equipos para el control de pozo

7.8. DESPUÉS DE CERRAR TODO EL SISTEMA DE BOP`S LA PRESIÓN DE LAS BOTELLAS DEBE SER MAYOR DE 1200 PSI.

Verificar en registro de prueba de presión y/o verificar después de la prueba de preventor.

7.9. PROCEDIMIENTO DE CIERRE Y PRESIÓN LÍMITE DEL REVESTIMIENTO PUBLICADO

Verificar la disponibilidad del procedimiento en caso de aplicarse.

7.10. ILUMINACIÓN SUFICIENTE Y A PRUEBA DE EXPLOSIÓN

Debe cumplir la clasificación y división del área de acuerdo a la API RP 500, debe iniciar con los datos que identifican el proceso de inspección, como lo son:

- CONTRATISTA
- COMPANY MAN:
- POZO
- TOOL PUSHER:
- RIG No.
- FECHA:
- INSPECCIONADOR POR

Además la sección de identificación y convenciones y las normas que aplica para la industria, como lo son:

- API RP (2D, 4G, 7L, 8B, 9B, 52, 53, 54, 74),
- API Spec (4F, 7K, 8A, 9A, 16A, 16C, 16D)
- OSHA 1910
- IADC HSE Guidelines
- OHSAS 18001 y a los Estándares de HSE de PCL.

CONVENCIONES	
(A)	Estado adecuado, existente o funcional
(I)	Estado Inadecuado, no existente o no funcional , al marcarse este ítem deberá especificarse el motivo, explicarse y proponer solución
(N/A)	Estado No aplica , cuando se inspecciona una sección diferente
(*)	Las que lleven este ítem, serán de obligatorio cumplimiento antes de continuar operación
Estándar	Norma en la que se basa

Tabla 18 Convenciones para calificación en lista de chequeo

Fuente: Autores

7.11. LISTAS DE CHEQUEO

Documentación Requerida Actualizada		
N°	Condición	Estándar
1	Programa de Competencias	IADC HSE Directriz: 2.2.4
	- Inducción	API RP 54: 6.1.7 (b), IADC HSE Directriz: 2.2.4.5
	- Capacitación	API RP 76: 4.3
	- Charlas Técnicas	API RP 54: 6.1.7 (g), OSHA: 1910-38(c)(4)
	- Entrenamiento certificado (Primeros Auxilios, Control de pozos, Bloqueo eléctrico, Uso de Medidor de Gases)	API RP 54: 4.3.1, 6.1.3, 6.9.1(a); API RP 74: 6.3, API RP 76: 4.2; IADC HSE Directriz: 2.2.4.4
2	Gerenciamiento del Riesgo	IADC HSE Directriz: 4
	- Manejo del cambio	API RP 76: 7; IADC HSE Directriz: 2.3.2
	- Trabajos rutinarios – críticos	IADC HSE Directriz: 2.4.6; GTC-45
	- AST / JSA para cada actividad.	API RP 54: 6.17(c-d); API RP 76: 4.3.5
	- Identificación, Análisis y Evaluación de Peligros Mayores	IADC HSE Directriz: 4 y 4.6.3
3	Plan de Contingencia y Respuesta a Emergencias	Manual de HSE de PCL : 4.8
	- MEDEVAC (+ Listado de teléfonos de emergencia)	API RP 54: 4.2.1; API RP 74: 12.2.1; OSHA: 1910.1200 (a)(1 -3)
	- Alarmas y rutas de evacuación	API RP 76: 4.3.4; OSHA: 1910.38 (d); IADC HSE Directriz: 3.6 y 5.3.3
	- Simulacros	API RP 54: 6.1.13 y 6.4.6; API RP 76: 4.3.4


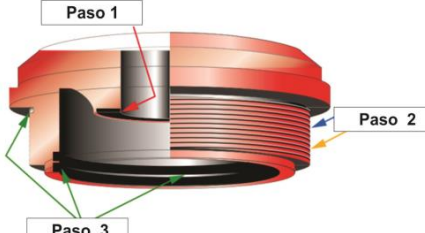
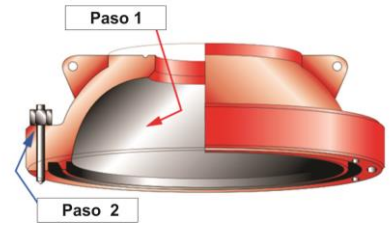
	- Hazmart (HMIIS y MSDS)	API RP 54: 6.13.2; API RP 55: 4.6; API RP 74: 4.2(c) y (d.4);
		OSHA: 1910.1200 (g) (1); IADC HSE Directriz: 2.3.7
4	Sistema de Reporte, Investigación y Análisis de Incidentes	Manual de HSE de PCL : 4.6-7; API RP 54: 4.1.1-3, 6.1.7 (b,c) y 6.1.8
	- Registros de Incidentes del último año	API RP 54: 4.1.1-2
	- Lecciones aprendidas de los últimos 3 años	OSHA: 1904.40 (a-b)
	- Certificación de la ARP de los últimos 3 años	OSHA: 1904.29 (a-b)
	09. Información Técnica del Equipo	IADC HSE Directriz: 3.1
	- Historial (Hojas de vida del equipos, Diagramas, Layout)	API RP 4G: 8.3; API RP 54: 6.3.1; IADC HSE Directriz: 3.1.4
	- Programa de Mantenimiento (Predictivo, Preventivo)	API RP 4G: 5; IADC HSE Directriz: 2.3.19
	- Programa de Integridad de Equipo Crítico	IADC HSE Directriz: 2.3.19
	- Programa de Inspecciones (Tipo I, II, III y IV)	API RP 8B: 5.3; API RP 54: 9.7.1 y 9.16.1; Inps. Taladros E.T.: pág. 11
	- Certificaciones	IADC HSE Directriz: 2.4.7, 3.1.2 y 6.5 –
Locación		
N°	Condición	Estándar
1	Iluminación adecuada	RP54 9.14.7
2	Las señales de advertencia VISIBLES a) Inflamable H2S .b) Elementos de protección .c) Espacio reducido Aut. Personal	1910.145(c)(2)(i) - RP54 7.1.2-3
3	Plataforma limpia y libre de basuras	API RP 54: 6.5.1; OSHA: 1910.22(a)(1)
4	Canales perimetrales libres de obstrucciones	FE-02: Acta de entrega de locación
5	Líneas presurizadas identificadas y demarcadas	OSHA: 1910.1200(f)(5-6)
	BOP Control de Líneas y válvulas identificados	RP54 6.4.11 - RP53 12.5.3f
	Líneas hidráulicas protegidas	RP53 12.5.2
	Tableros de trabajo Preventivos seguro	1910.28(a)(11)
6	Puntos de anclajes demarcados	API RP 4G: 14.5f
	Ruedas y tallos en su lugar, si el dispositivo automático no está disponible	
	BOP correctamente estabilizado	RP54 6.4.10
	Todos los conductos hidráulicos conectados	RP54 6.4.18
	Todas las líneas hidráulicas no utilizadas taparon y asegurados	RP54 6.4.18 - RP53 10.2.1i
	Medidores correctamente instalados y ubicados	RP53 8.2i

	Las inspecciones diarias de la BOP realizada	RP54 6.4.7
	Juego completo de piezas de repuesto y mantiene fácilmente disponible	RP53 6.4
7	Señales @ Plataforma:	---
	- Uso de EPP (casco, gafas, botas de seguridad)	API RP 54: 5.1; OSHA: 1910.145(c)(3),
	- Presencia y monitoreo de H ₂ S, entrada restringida	API RP 54: 7.1.2-3, API RP 55: 3.3; OSHA: 1910.145 (c)(2)(i) , OSHA: 1910.1000 (e) , OSHA: 1910.1200 (f)(5-6)
	- Salida de Emergencia.	API RP 55: 8.3
	- Punto de Reunión	OSHA: 1910.38 (c)
	- Área de Fumadores (Min @ 20 ft de gases comprimidos)	API RP 54: 7.1.3
Herramienta BOP		
N°	Condición	Estándar
1	Estado, Tipo, Capacidad y Rango de BOP'S	API RP 53: 6.2
2	Inspecciones , mantenimiento y Certificado API	API RP 53: 17.10.3, 17.11 y 17.13.2
3	BOP para pozos con H₂S	API RP 53: 20.1
4	Eslinga para instalar preventores (certificada)	API Spec 9A: 6.1
5	Orificios de lagrimeo abiertos (Weep hole)	API RP 53: 18.3.8
6	Arietes de tamaño apropiado para la operación	API RP 53: 6.4
7	Prueba de funcionamiento y de presión de BOP (registro con fecha y resultados)	API RP 53: 17.3.2; API RP 54: 6.4.1 y 6.4.13
8	Después de cerrar todo el sistema de BOP's la presión de las botellas debe ser mayor de 1200 psi.	API RP 53: 12.3.2 y 17.1.3 (g)
9	Procedimiento de cierre y presión límite del revestimiento publicados	API RP 53: 17.3.7(c)
10	Iluminación suficiente y a prueba de explosión	API RP 54: 9.14.7

Tabla 19 Condición a inspeccionar y norma que la soporta

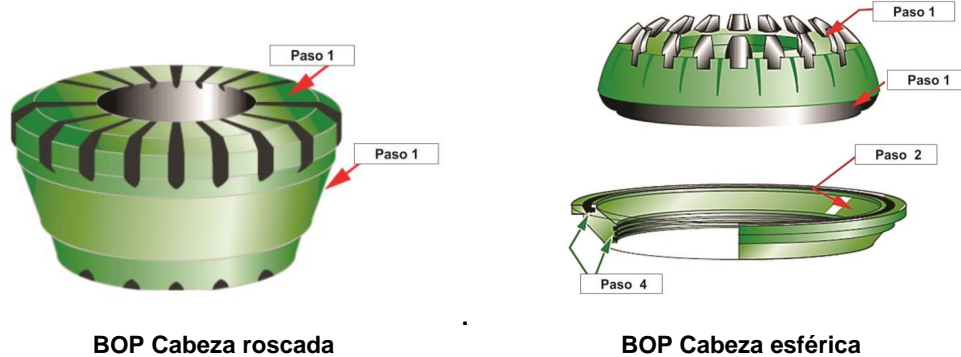
Fuente: Autores

7.11.1. Lista de chequeo para BOP Anular

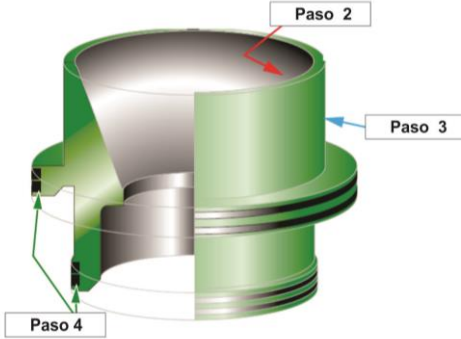
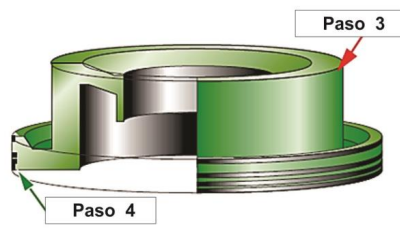
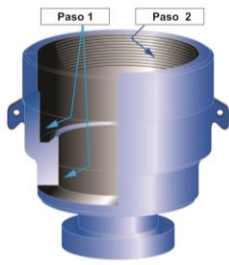
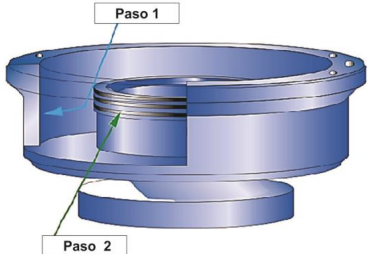
Tipos de Cabeza			
			
	(a)	(b)	(c)
	Roscada	Acoplada	Empernada
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Desgaste del anillo	Limpiar el área con un cepillo metálico.	Las aristas son visibles, y el desgaste es menor a 1/32".	Suavizar bordes afilados, Re engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
	Comprobar el desgaste de los dedos de inserto de acero del empaque principal.	El desgaste en las aristas es mayor a 1/16".	El anillo de desgaste debe ser reemplazado.
		Las aristas son visibles y no tiene desgaste.	Re engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Sellos	Limpiar con tela que no desprenda fibras.	El sello se encuentra en buenas condiciones.	Lubricarlo para su nueva utilización.
	Inspeccionar para detectar desgaste.	El sello se encuentra en malas condiciones.	Reemplazarlo. Antes de reemplazar los sellos se deben lubricar con grasa siliconada.
Cabeza roscada		Cabeza esférica	
			
Para cabeza roscada, Rosca Principal	Limpiar la rosca con un cepillo metálico. Comprobar el desgaste de los hilos y el correcto espiral.	Los hilos se encuentran correctamente alineados.	Donde sea necesario alisar los bordes afilados del perfil de la rosca. Rociar con Antiadherente en spray, luego Aplicar una capa de Antiadherente en barra.
Para cabeza Acoplada, Tornillos de seguridad	Limpiar las áreas de unión entre los tronillos y el cuerpo del BOP.	Los tornillos están a distancia correcta con sus respectivos pines y en buen estado.	De no serlo, cambiar el respectivo tornillo, y/o apretar los que no estén acorde, ubicar los pines de modo correcto.

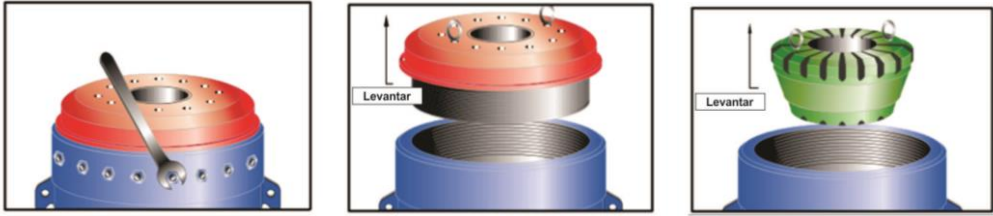
Para cabeza Empernada, Pernos	Limpiar las áreas de unión entre los tronillos y el cuerpo del BOP.	Verificar que los hilos coincidan en cada perno a la misma altura y que estos estén apretados con el torque correspondiente.	Apretar hasta quedar a la altura y torque correspondiente.
Perfil del tazón Para cabeza Esférica	Con un cepillo metálico limpiar el perfil interno, Inspeccionar y comprobar el desgaste de los dedos de inserción de acero del empaque principal.	las aristas son visibles (menos de 1/32").	Suavizar los bordes afilados y la superficie total del tazón. Engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Pernos de sujeción de la cabeza para cabeza Esférica	Limpiar e inspeccionar si se presentan daños.	Existe daño en los pernos de sujeción	Sustituirlos siguiendo las instrucciones del fabricante. Aplicar una capa de antiadherente antes de volver a ensamblar.

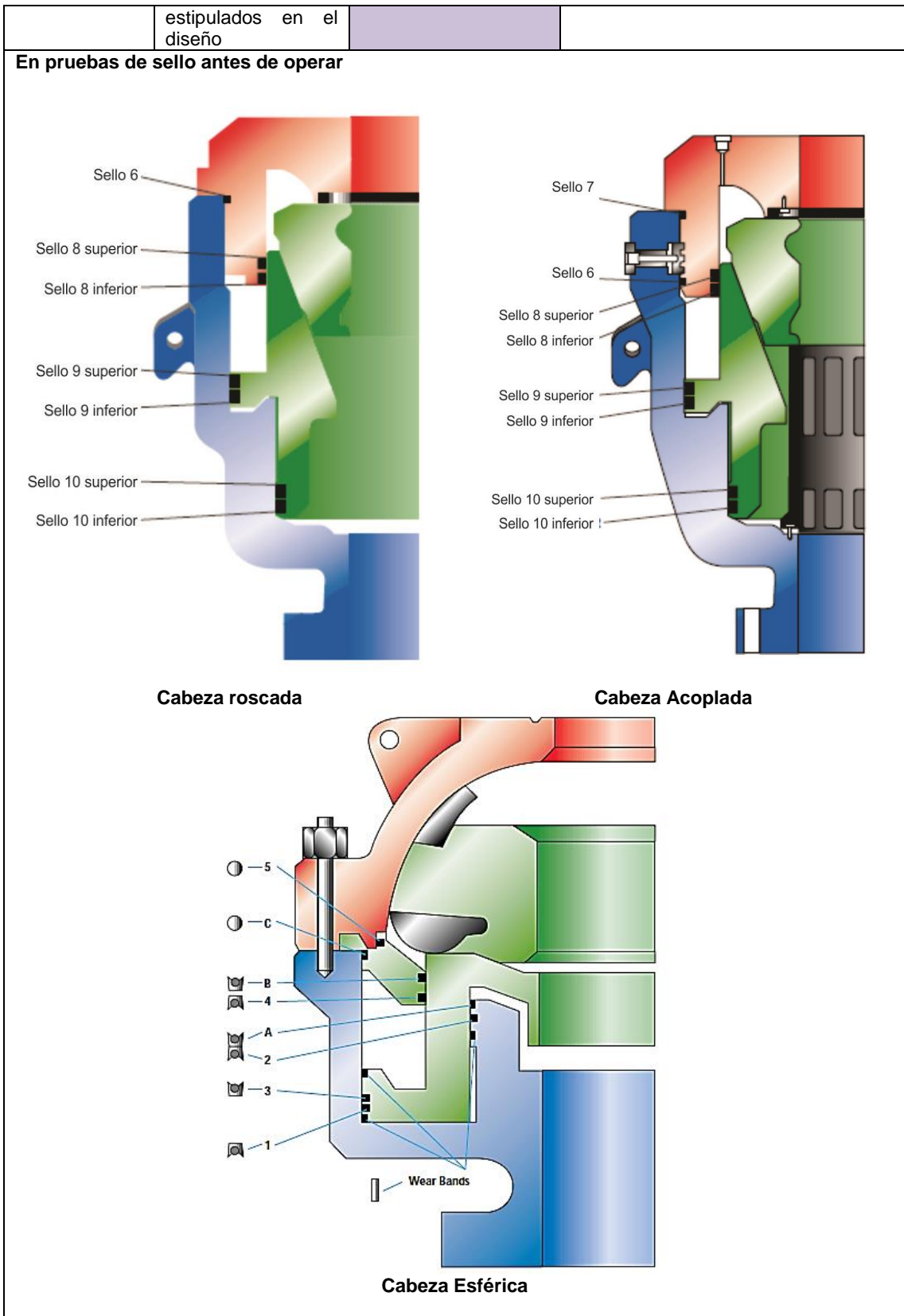
Empaques



Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Empaque Anular	Registrar número de serie. Verificar estructura, operatividad y constitución.	Divisiones del empaque en buen estado y elemento operativo.	Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante
		Divisiones desgastadas, o elemento no funcional en inspección preventiva.	Reemplazar la unidad de empaque según procedimiento normal
		Divisiones desgastadas, o elemento no funcional en inspección correctiva.	Reemplazar la unidad de empaque según procedimiento de emergencia donde el caucho puede ser reemplazado con la tubería en el pozo. Quitar la unidad de empaque usada Usar un cuchillo afilado para cortar la nueva unidad de empaque entre los dos segmentos de acero (con un ángulo de 90°), separar el segmento

			del resorte, con una palanca para poner el caucho en tensión para facilitar el corte. Insertar la nueva unidad de empaque alrededor de la tubería.
Tazón Anular cabeza acoplada o Roscada	Inspeccionar para detectar daños en los dedos insertos de acero del empaque principal.	Existen áreas sobresalientes en el Tazón del empaque.	Suavizar ligeramente con un disco limador para eliminar los borde afilados. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Pistón			
			
BOP Cabeza roscada		BOP Cabeza esférica	
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Pistón Anular cabeza acoplada o Roscada	Registrar número de serie.	El pistón NO tiene hendiduras o marcas.	Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
		El pistón NO tiene hendiduras o marcas.	Verificar si el daño puede o no proporcionar fugas, probar el preventor.
Sellos Anular cabeza acoplada o Roscada	Limpiar e inspeccionar los sellos para detectar desgaste.	Verificar estado del sello.	En buenas condiciones se procede a lubricarlo, si están desgastados entonces hay que reemplazarlos. Antes de reemplazar los sellos hay que lubricarlos con grasa siliconada.
Anillo adaptador para cabeza Esférica	Con un cepillo metálico limpiar el tazón e inspeccionar para detectar daños.	Hay áreas sobresalientes.	Alisar suavemente con papel de lija para eliminarlos.
		Bordes afilados.	Alisar suavemente con papel de lija para eliminarlos, aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Cuerpo principal			
			
BOP Cabeza roscada		BOP Cabeza esférica	

Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Área de movimiento del pistón	Inspeccionar para detectar rayaduras.	Tiene rayas verticales de menos de 0.020" en el cuerpo del pistón.	Quitar el pistón y limar los bordes con un esmeril.
		Tiene rayas verticales de más de 0.020" en el cuerpo del pistón	Quitar el pistón y ordenar cambiar la unidad inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse.
Rosca Principal	Con un cepillo metálico limpiar e inspeccionar la rosca principal.	Los hilos se encuentran correctamente alineados.	Alisar los bordes afilados del perfil de la rosca.
Generalidades e inspección inicial			
			
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Inspección exterior	Inspeccionar de manera visual externa.	Tiene tornillo de bloqueo en su sitio y en buenas condiciones.	Ubicar y colocar en su sitio un tornillo adecuado según especificaciones.
		Tiene lubricación adecuada.	Lubricar el tazón del pistón y el nuevo empaque y/o limpiar y lubricar la cabeza y las roscas del cuerpo con los lubricantes recomendado por el fabricante.
		Tiene la cabeza un fácil desenroscado (para cabeza roscada).	Si el desenroscado de la cabeza es dificultoso aplicar un alto nivel de torque aplicando (1500 Psi máximo) y liberando presión a la cámara de apertura, alternadamente. No intente aflojar la cabeza aplicando calor.
Autorización	Documentación.	Cuenta con los registros de pruebas y permisos correspondientes para operar.	Verificar referencias, presiones operativas, historial de pruebas realizadas, y permisos del fabricante.
	Capacitaciones.	El personal que opera la BOP es el adecuado.	Debe tener orden de trabajo, capacitaciones certificadas, y las firmas que lo soportan por el visto bueno del encargado del taladro y el Company de turno.
Límite del valor de la presión	Verificar que el valor de la presión sea similar en todas las herramientas.	La presión del pozo sobrepasa la presión del Manifold	El sello falla, la presión del pozo puede descargarse por el regulador de la línea de cierre de vuelta acumulador de fluido.
Diámetros adecuados	Medir los diámetros de forma física y compararlos con los	Concuerdan los diámetros según diseño.	Se debe ubicar una BOP acorde a las necesidades del pozo en operación y/o diseño propuesto.

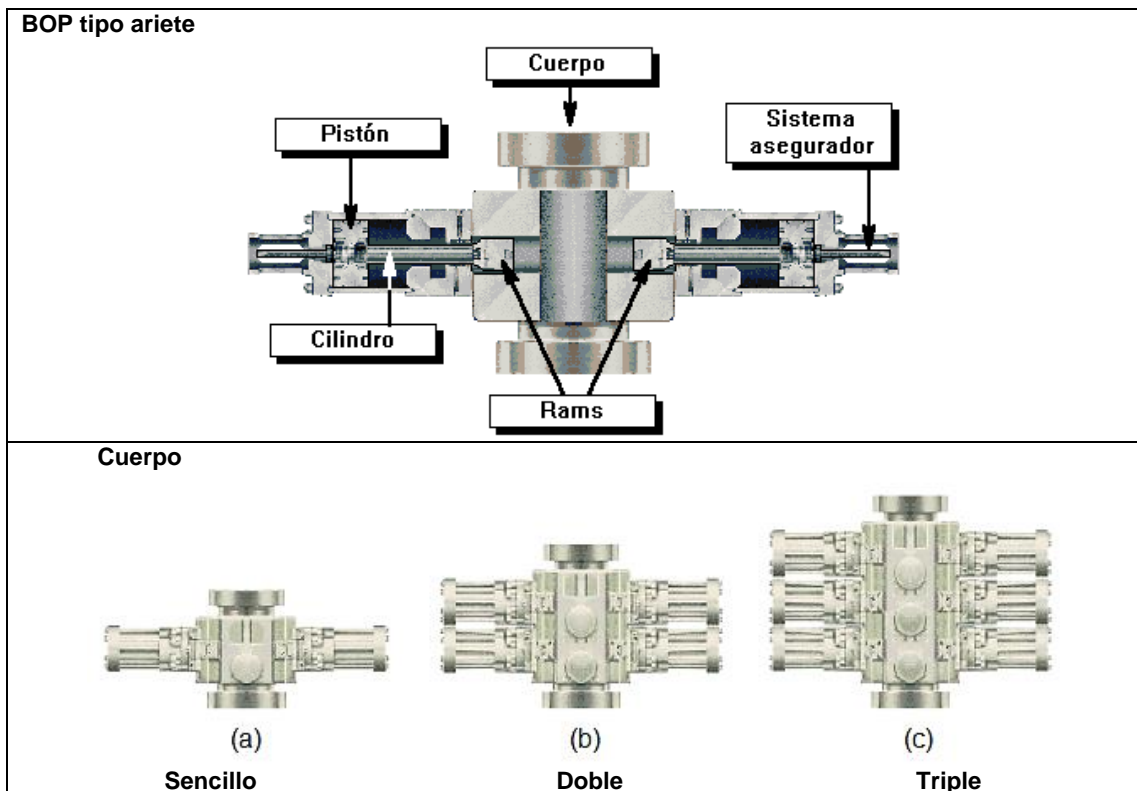


Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Prueba de sello Anular cabeza acoplada o Roscada	Presurizar la cámara de cierre usando el mandril de prueba a Presión de cierre, si la unidad de empaque está instalada (1500 psi si no hay unidad de empaque instalada). Abrir la Cámara de apertura a la atmósfera.	Se ve líquido en la apertura de la cámara de cierre.	El sello 9 (inferior) tiene una fuga.
	Presurizar la cámara de apertura (1.500 psi). Abrir la cámara de cierre a la atmósfera.	El manómetro de la cámara de cierre está cayendo y ningún líquido se ve en la apertura de la cámara	El sello 10 (superior) tiene una fuga.
		El fluido se ve venir desde el área entre el cuerpo y la cabeza	El sello 6 tiene una fuga.
		El fluido se ve venir entrando al hueco del pozo	El sello 8 (inferior) tiene una fuga
	Abrir la cámara de cierre a la atmósfera. Abrir la cámara de apertura a la atmósfera. Regular la presión del pozo (5000 psi máximo). (Requiere plato ciego en la parte superior, porque la unidad de empaque está abierta.)	Se ve líquido en cámara de cierre,	El sello 9 (superior) tiene una fuga.
		El fluido se ve venir desde la cámara de apertura	El sello 8 (superior) tiene una fuga.
Prueba de sello Anular cabeza esférica	Presurizar lentamente y mantener la presión del pozo. (Unidad de empaquetado se cierra con la tubería de prueba.)	El pozo lleva fluido (agua limpia o agua teñida) que se ve alrededor de las conexiones de tubería de prueba o bridas	El sello A tiene fugas
	El elemento de sello debe estar en la posición de apertura. Aplicar presión del pozo. Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente. Mantener la presión del pozo	El manómetro indica un aumento constante de la presión	El sello B tiene una fuga
		El fluido se ve externamente	El sello C tiene una fuga
	Presurizar la	La presión de cierre	Los sellos 1 y / o 2 presentan fugas

	cámara de cierre a 1500 psi. Dejar 2-3 minutos para que el elemento de sello se estabilice	desciende	
	Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente	La presión aumenta en la cámara de apertura No se presenta aumento de presión en la cámara y el líquido se ve el hueco de la cubierta inferior	El sello 1 presenta fugas El sello 2 presenta fugas
	Presurizar la cámara de apertura a 1500 psi	La presión de apertura descende	Los sellos 3, 4 o 5 presentan fugas
	Mantener la presión de apertura de la cámara	Se ve fluido saliendo de los agujeros de desagüe	El sello 5 presenta fugas
	Cerrar la válvula en la línea de cierre. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente	La presión de cierre aumenta No hay incremento de presión en la cámara de cierre y se ve se ve en la parte superior del pistón	El sello 3 presenta fugas El sello 4 presenta fugas

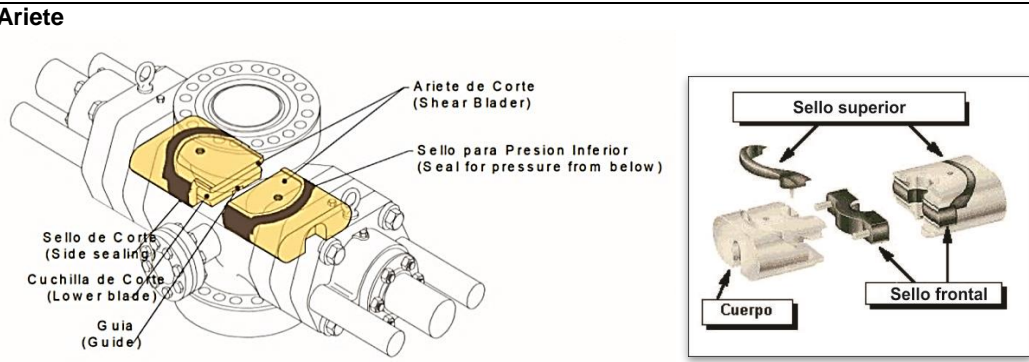
Tabla 20 Detalles lista de chequeo BOP anular

7.11.2. Lista de chequeo para BOP Tipo Ariete

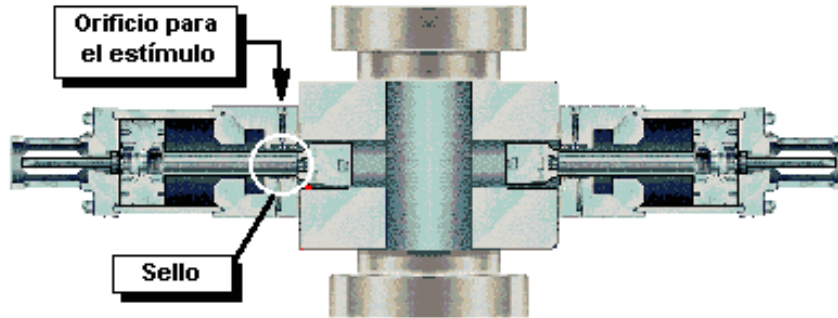


Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Pernos de la brida y tuercas	Inspeccionar las cabezas de los pernos y tuercas para detectar daños.	Condición hexagonal de las superficies guardan su geometría	Reemplazar las tuercas y/o pernos si las roscas están dañadas o si las superficies hexagonales están redondeadas.
	Limpiar las roscas de los pernos que están expuestos e inspeccionar	Las roscas presentan grietas, excoiación, desgaste, y/o deformidad.	Reemplazar los pernos según sea necesario. Si un perno requiere ser reemplazo, aplique lubricante antiadherente a la rosca del nuevo perno antes de instalarlo
Contacto Cuerpo – Cubierta del preventor	Inspeccionar el área del cuerpo donde entra en contacto con el sello del bonete	Presenta picaduras, rasguños, y/o corrosión	Los daños menores se pueden corregir en campo puliendo con papel liga de grano 240 o más fino. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera de soldadura o mecanizado debe ser reparado en un centro de reparación autorizado
Cubierta del preventor	Con las puertas abiertas de la cubierta, retirar los bloques del preventor y lavar bien las puertas de la cubierta, la cara del cuerpo y las cavidades de este	Se encuentra en correcta posición y debidamente instalado	Corregir posición, sello y verificar correcto acople
Pernos	Limpiar e inspeccionar las roscas de los pernos de la cubierta	Presenta grietas, excoiación, desgaste, y/o deformidad	Reemplazar si es necesario, antes de reemplazar aplicar lubricante antiadherente a las roscas del nuevo perno antes de instalarlo.
	Limpiar e inspeccionar las roscas de los orificios de los pernos de la cubierta en el cuerpo preventor	Presenta Daños y/o desgaste visible y mecánico	Si las roscas están dañadas o desgastadas, póngase en contacto con un centro de reparación autorizado
Sellos	Inspeccionar la parte delantera y trasera del sello de la cubierta	Presenta grietas, cortes, dureza y deformidad	Reemplace el sello si es necesario

Ariete			
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Empaque frontal	Inspeccionar el empaque frontal del montaje del preventor	Detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque	Reemplazar si es necesario.
Sello superior y ranuras de empaque	Inspeccionar la ranura del sello superior y ranuras de empaque verticales	Detectar deformaciones del metal	Quite las deformaciones con papel de lijar de grano fino. Limpiar con un trapo mojado con aceite de maquinaria.
Sello superior del ariete	Inspeccionar el sello superior del ariete de tubería	Detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque.	Reemplazar si es necesario.
Superficie inferior del anular en el ariete	Inspeccionar la superficie inferior del anular en el ariete de tubería	Detectar desgaste y picaduras.	Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.
cuchillas de corte Ariete de corte / ciego	Inspeccionar las cuchillas de corte	Detectar desgaste y/o daños.	Reemplazar si es necesario.
sello lateral Ariete de corte / ciego	Inspeccionar el sello lateral	Detectar desgaste, grietas, y dureza del sello.	Reemplazar si es necesario.
sello superior Ariete de corte / ciego	Inspeccionar el sello superior del ariete de corte	Detectar desgaste, grietas, y dureza del sello.	Reemplazare si es necesario
superficie inferior Ariete de corte / ciego	Inspeccionar la superficie inferior del ariete de corte	Detectar desgaste y picaduras.	Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.
superficie de sellado del soporte inferior	Inspeccionar la superficie de sellado del	Detectar Rayas y picaduras.	Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado



Ariete de corte / ciego	soporte inferior		debe ser realizado en un centro autorizado.
sistema de operación hidráulica	Inspeccionar en conjunto el sistema hidráulico, verificar pruebas realizadas	Fue probado el sistema de operación hidráulica antes de la instalación del BOP	Según procedimientos realizar: ✓ Probar los strokes ✓ Prueba de fugas en el sistema de operación ✓ La prueba hidráulica de los empaques del ariete se realiza con agua ✓ Prueba de presión hidráulica de apertura ✓ Prueba de presión hidráulica de cierre



Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Sello primario y estado de cilindro de operaciones	Revisar el sello primario, Si la presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, podría forzar el ariete y abrirlo	Se encuentra el sello primario en buenas condiciones y operativo.	Reemplazar de ser necesario según instrucciones de fabricante
		Verificar condiciones cilindro de operaciones	Reemplazar de ser necesario según instrucciones de fabricante
Correcto sello de la cubierta del preventor	Cuando se cambian los empaques en el preventor tipo ariete	Se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de esta	Corregir el correcto cierre y/o cambiar el sello
Verificar tamaños	Realizar medición y validación de diámetros y dimensiones	Tiene la tubería del tamaño apropiado, diámetros y longitudes según diseño en los preventores.	Realizar los respectivos cambios, no aprobar su utilización dado que podrían causar daños y estiramiento del elemento de empaque
Ahorrar tiempo de acción	Revisar en bodega elementos críticos que se requerirían en caso de emergencia	Existen los repuestos necesarios para contener un daño al momento de la operación	En el inventario de los repuestos se debería incluir un conjunto de empaquetaduras anulares para encajar en las conexiones a bridas además de elementos críticos

Generalidades en la revisión	Verificar el correcto estado de la BOP.	Tiene la BOP los anillos en buen estado	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Siempre se deben limpiar y secar las ranuras anulares antes de instalarlos. (ver manual del fabricante) ✓ Hay que inspeccionar los anillos a fondo.
		Las tuercas tienen el torque y altura en los hilos correctos	Verificar tuercas ajustadas y a nivel en conjunto
		Se encuentra debidamente nivelada y centralizada la BOP	Verificar la centralización del conjunto BOP

Tabla 21 Detalles lista de chequeo BOP tipo Ariete

CONCLUSIONES

- ✓ Al realizar esta guía técnica se logró la identificación y caracterización de las principales referencias de preventores de reventones utilizados en Colombia, debido a su utilización en los pozos del país, los cuales hacen parte de una muestra representativa de 227 preventores de reventones encontrados en 88 pozos.
- ✓ El presente trabajo permite establecer parámetros para una detallada inspección de cada preventor de reventones, reconocer los tipos de fallas más frecuentes en ellos y elaborar un plan de mantenimiento preventivo para obtener un aumento en la vida útil del equipo; además de esto se logra crear listas de chequeo para que de una manera sencilla el interesado pueda identificar los puntos a tener en cuenta a la hora de realizar la inspección.
- ✓ La implementación de un apropiado programa de mantenimiento preventivo es importante para el desarrollo óptimo de una empresa, debido a que trae como beneficios ahorro en tiempo y dinero al incrementar la operatividad y la vida útil del equipo.
- ✓ Tanto en las inspecciones como realización de pruebas y mantenimiento es importante tener a la mano documentos como manual de instalación, operación, mantenimiento, recomendaciones y certificados del fabricante, debido a que todos los equipos no cuentan con los mismos procedimientos a seguir y condiciones operativas.
- ✓ El conocimiento de los tipos de problemas más frecuentes que pueden presentar los preventores de reventones, permite una rápida reacción a la hora de solucionar la falla.
- ✓ Se logró identificar que los puntos más críticos en los preventores de reventones son los empaques y sellos, debido a su fácil deterioro durante su almacenaje, instalación y a ciertas condiciones de presión, lo cual causa fallas operacionales que producen pérdidas de fluido de trabajo y presión.

LIMITACIONES

- ✓ Se encuentra información generalizada sobre el tema tratado en este proyecto, la escasez de esta información hace que cada empresa genere procedimientos propios y clasificada para sus compradores, lo que hace difícil su obtención y por supuesto su utilización.
- ✓ La muestra de BOP utilizadas para el análisis estadístico fue obtenida de manera confidencial por los Autores en cuatro reconocidas empresas operadoras en Colombia, por tal motivo no se presenta el nombre de los pozos pero si la información relevante y datos de los preventores que realmente son de interés.

RECOMENDACIONES

- ✓ Socializar este proyecto de grado como práctica integral de aprendizaje con el fin de fomentar la cultura de la inspección y prevención entre los futuros ingenieros de petróleos y personal relacionado con el tema.
- ✓ Es conveniente ampliar el rango de acción en cuanto a la investigación y mejora de los procesos de inspección y control, enfocando a los futuros investigadores hacia la optimización de los equipos y metodologías fáciles de llevar a cabo, involucrando sectores tecnológicos y avances en cuanto a materiales de mejor calidad que aporten al fin conjunto de mejora en las practicas.
- ✓ Esta guía debe ser entendida como parte integral de un proceso macro llevado a cabo por el grupo de investigación en perforación de la Universidad Surcolombiana por lo tanto se insta al lector a complementar su aprendizaje con las demás tesis que apoyan dicho macro proyecto.

BIBLIOGRAFIA

Libros, paper y manuales:

PAPER: "SURVEY OF BLOWOUT PREVENTER (BOP) MAINTENANCE, INSPECTION, AND TEST (MIT) ACTIVITIES AND MIT MANAGEMENT SYSTEMS FOR THE BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT. The American Bureau of Shipping (ABS) and ABSG Consulting Inc. For the Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) under the terms of BSEE. Randal Montgomery - Philip Howard, PMP - Kamyar Nouri - Jame J Rooney, PMP - Darshan Lakhani

PAPER: Inspection Manual, Directive 037: Service Rig, February 2006, the Energy Resources Conservation Board

MANUAL DE HERRAMIENTAS. Centro de formación E. Gandolfi. Saipem 2008, pgs 5-57

BLOWOUT PREVENTION IN CALIFORNIA EQUIPMENT SELECTION AND TESTING, California Department of Conservation Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources. Publication No. M07. Peter R. Wygle 2005, pgs 18-39

MAINTENANCE STANDARDS: WELL CONTROL EQUIPMENT. ANNULAR MAINTENANCE MANUAL. B. Archibald & P. Daniel. Dallas

DIRECTIVE 037: SERVICE RIG INSPECTION MANUAL. Published by Energy Resources Conservation Board, 640 – 5 Avenue SW. Calgary, Alberta Febrero 2006, pgs 7-17

MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO. DATALOG, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002, pgs 46-54

GENERAL OPERATION & MAINTENANCE MANUAL. T3 Energy Services, Rev F 09 Oct 2009, pgs 2-30

GK 13 5/8" 5000 psi ANNULAR BLOWOUT PREVENTER. Hydrill, Houston, Texas pag 8-41

ANNULAR MAINTANCE MANUAL, SANTA FE INTERNATIONAL CORPORATION, pgs 10 - 41

Operation, Maintenance & Specifications U Blowout Preventers

Manual de control de presión Varco – Shaffer

Normas:

API 7L, American Petroleum Institute. Procedimientos para la inspección, mantenimiento, reparación y re manufactura de equipos de perforación, Norma internacional, publicada en abril de 1996

API RP 53, American Petroleum Institute. Prácticas recomendadas para equipos del sistema de prevención de reventones para la perforación de pozos, Norma internacional, publicada en marzo de 1997.

API SPEC 6A / ISO 10423, American Petroleum Institute. Equipos de perforación y producción de la industria del petróleo y gas natural - equipos de cabeza de pozo y árbol de navidad. Norma internacional, publicada 2009

API SPEC 16 A / ISO 13533, American Petroleum Institute. Recorrido a través del equipo. Norma internacional, publicada 2009

API SPEC 16D, American Petroleum Institute. Especificación para el control de sistemas de perforación en equipos de control de pozo. Norma internacional, publicada en enero del 2005.

API RP 16E, American Petroleum Institute. Practica recomendada para el diseño de sistemas de control para equipos de perforación. Norma internacional, publicada en agosto de 1989.

API RP 59, American Petroleum Institute. Operaciones de control del pozo. Norma internacional.

API RP 500, Clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras. Norma internacional.

IADC, International Association of Drilling Contractors. Capitulo B Sección 4 numeral IV, Capitulo K Secciones 1, 2, 3 equipos y procedimientos de control de pozos, responsabilidades y créditos. Norma internacional, publicada en agosto de 1991.

ASME BPVC-IX, American Society of Mechanical Engineers. Códigos de identificación calderas y recipientes a presión. Norma internacional, 2013.

ASTM D -1418, American Society for Testing and Materials. Práctica para caucho entre metal y nomenclatura. Norma internacional.

Fuentes electrónicas (Sitios web, videos, etc):

<http://wenku.baidu.com/view/706ebdc208a1284ac85043bb.html>

http://provensid.com.ar/SACIF/index.php?option=com_k2&view=item&id=3:bop-y-repuestos&Itemid=124

https://en.wikipedia.org/wiki/Cameron_ram-type_blowout_preventer

http://www.scribd.com/embeds/113096849/content?start_page=1&view_mode=scroll&access_key=key-250sb6c0bufnxhcw9oad#

<https://www.c-a-m.com/products-and-services/drilling/drilling-pressure-control-equipment/u-ram-type-bop>

Otros:

PRÁCTICA ESTUDIANTIL, VISITA A CAMPO. Adalber Medina. Pacific Energy, asesorías profesionales. Casanare Junio 2015

GLOSARIO

En el transcurso de la investigación y propuesto el manual de forma técnica, se hace necesario un glosario de términos que aclaran y explican las definiciones necesarias para contextualizar el proyecto.

DEFINICIONES	
Closing ratio (Relación de cierre):	La relación entre la presión de boca de pozo a la presión requerida para cerrar el BOP.
Kick:	Intrusión de gas en el pozo debido a una condición desequilibrada donde la presión hidrostática en el pozo es insuficiente para impedir la entrada de la presión más alta.
Leak Off Test (Prueba de fugas)	Una prueba de presión para determinar la integridad de la carcasa, cemento o zapato. Establece la presión máxima permitida antes de la migración de los fluidos de perforación en la formación.
Opening ratio (relación de apertura):	La relación de la presión del pozo a la presión requerida para abrir el BOP
Pipe rams (Ariete de tubería):	Arietes cuyos extremos están contorneadas para sellar alrededor de la tubería cerrando así el espacio anular.
Stripping (Excluyendo)	El proceso de ejecución de la cadena de perforación dentro o fuera del pozo en condiciones "Kick" (ver Kick). Normalmente a través de un BOP anular cerrada pero se puede ejecutar RAM a RAM con cuidado el cierre, sangrado fuera de la presión y la apertura de carneros para pasar las articulaciones y los collares de herramientas.
Vent line (línea de ventilación):	El conducto que dirige el flujo de los fluidos del pozo desviados lejos del piso de perforación hacia la atmósfera.

Tabla 22 Listado de definiciones

Fuente: Manual IADC y Norma API RP 53

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES	
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
BHA:	Bottom Hole Assembly
BHP	Bottom Hole Pressure (Presión de Fondo del Pozo)
BOP	Blowout Preventer
BOPE	Blow Out Preventer Equipment (Equipo de Preventores de Arremetidas)
CP	Casing Pressure (Presión en el Revestidor)
DPP	Drill Pipe Pressure (Presión en la Tubería)
HS	Hydrogen Sulfide
IADC	International Association of Drilling Contractors
IBOP	Inside Blow Out Preventer (Interior de la Preventor de Arremetida)
ICP	Initial Circulating Pressure (Presión de Circulación Inicial)
ID	Inside Diameter
IOM	Installation, Operation, and Maintenance
LOT	Leak Off Test (Prueba de Integridad)
PSI	Libras por pulgada cuadrada. Pressure. Presión

Tabla 23 Siglas, acrónimos y abreviaciones

Fuente: Manual IADC y Norma API RP 53

Guía técnica Inspección y Mantenimiento

de preventores de reventones para equipos
de perforación terrestre en Colombia



**Universidad
Surcolombiana**

Elaborado por :

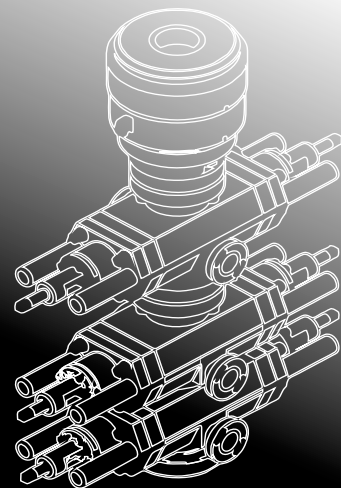
**JOSE IGNACIO BARRERO PERILLA
ADALBER ELIECER MEDINA ALVIS**

2015

B

OP

Blow out
Preventer



Guía técnica



Universidad
Surcolombiana

Inspección y Mantenimiento

de preventores de reventones para equipos
de perforación terrestre en Colombia

**GUÍA TÉCNICA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO
DE PREVENTORES DE REVENTONES PARA EQUIPOS
DE PERFORACIÓN TERRESTRE EN COLOMBIA**

**JOSE IGNACIO BARRERO PERILLA
ADALBER ELIECER MEDINA ALVIS**

Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de ingeniero de petróleos

Directora: **CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS**
Ingeniera de Petróleos
Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2015**

Tras la investigación pertinente y el análisis estadístico respectivo, se logra consolidar la información más relevante y se implementa una guía acorde a los requerimientos de la industria, soportado en Normas y proporcionando un modelo de fácil aplicación y entendimiento.

Esta guía es el aporte inmediato a la industria de hidrocarburos, la cual busca una adecuada práctica en cuestión de seguridad y control, desarrollando un procedimiento que permite evaluar el estado de los diferentes componentes que conforman las preventores de reventones.

Direccionado al personal que interactúa directamente con el equipo, esta guía se adhiere como capítulo al macro proyecto del grupo de Investigación en Perforación de la Universidad Surcolombiana, que involucra todos los sistemas del taladro utilizados en perforación terrestre.

Contenido

1. Tips de acción para evitar fallas.....	1
a. EN PREVENTORES ANULARES.....	1
b. EN PREVENTOR DE ARIETES.....	2
2. Especificaciones para identificar anomalías en preventor anular	3
3. Especificaciones para identificar anomalías en preventores tipo ariete	11
4. Listas de Chequeo	17
a. Listas de Chequeo preventor Anular	17
b. Listas de Chequeo preventor tipo Ariete o RAM.....	20
5. Manual de mantenimiento de preventores de reventones.....	23
6. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en los preventores de reventones	37
a. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en preventores anulares	37
b. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en preventores tipo ariete	38

1. *Tips de acción para evitar fallas*

a. *EN PREVENTORES ANULARES*

Límite del valor de la presión similar en todas las herramientas: Si la presión del pozo sobrepasa la presión del manifold y un sello falla, la presión del pozo puede descargarse por el regulador de la línea de cierre de vuelta acumulador de fluido.

Diámetros adecuados: Mientras más grande sea el tamaño del pozo y más pequeña sea la tubería, mayor es la presión de cierre que se requiere para asegurar el sello, aunque ciertos modelos tienen requerimientos muy específicos en cuanto a la presión de cierre.

Tener claros los tiempos de cierre: Se requiere más fluido hidráulico para cerrar un preventor anular que un ariete de tubería, entonces tomará más tiempo cerrar un preventor anular que uno tipo ariete. Las presiones de cierre elevadas no mejorarán el tiempo de cierre igual que las líneas de operación con mayores diámetros, y los accesorios y reguladores más grandes.

Desconocimiento de los equipos: El mayor problema con el uso en el campo de varios modelos y marcas parece ser la falta de conocimiento que tiene el usuario sobre ese modelo en particular. Es una buena práctica verificar el manual del fabricante para encontrar las características correctas de la presión de operación para los distintos preventores y cuál es la presión de cierre recomendada, dada la presión del pozo y el tamaño de la tubería que se está usando.

Exceder la presión en el sello: El empaque debe ejercer suficiente presión contra la tubería para asegurar que haya un buen sello, cada vez que esto ocurre este se contrae de manera flexible y acorde a la necesidad, pero la presión no debería ser tan alta para evitar que el elemento de empaque se deteriore por aplastamiento, al no ser usada la presión correcta, podría llevar a una falla temprana y la subsiguiente reposición, los cuales son costosos y llevan tiempo. En algunos casos, estas fallas pueden tener efectos desastrosos.

Uso y/o abuso de la herramienta: Por lo general, la presión regulada para un preventor anular debería ser de aproximadamente 500 a 800 psi (de 34.47 a 55.16 bar) cuando se está moviendo la tubería. El empaque de goma en el preventor anular que permite esta flexibilidad es la parte crítica del preventor y se puede destruir por medio del mal uso o el abuso. El uso de una presión de operación inapropiada (acumulador) en el preventor anular es una de las fuentes principales de abuso que causa la falla del empaque de preventor anular. Aunque el anular se cierra en múltiples tipos y formas de tuberías, se debería probar utilizando el cuerpo de la tubería de la sarta (columna) que se está usando.

Remoción del bop: No se deberá remover la BOP hasta que el pozo esté obturado y resguardado.

b. EN PREVENTOR DE ARIETES

Cilindro de operaciones aislado del pozo: Si la presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, podría forzar el ariete y abrirlo.

Correcto sello de la cubierta del preventor: Cuando se cambian los empaques en el preventor tipo ariete, la mayoría de los problemas surgen porque no se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de este, la falla es inminente.

Verificar tamaños: No se debe probar el funcionamiento del ariete de tubería sin tener la tubería del tamaño apropiado en los preventores, para así evitar daños. No se deberían cerrar en un pozo abierto (sin columna), dado que podrían causar daños y estiramiento del elemento de empaque.

Operaciones reguladas: No se deben cerrar de golpe con alta presión, sino que hay que cerrarlas con una presión de operación reducida de aproximadamente 200 psi (13.79 bar).

Tipo de fluido: No es deseable circular fluidos abrasivos por las aberturas de circulación de los preventores tipo ariete, ya que se arriesga a daños al cuerpo del preventor, el Drillig Spool de perforación o circulación provee salidas y cuesta menos reemplazar, esto agregará una altura adicional a la columna e incrementará la cantidad de puntos de conexión por los cuales se podría presentar una fuga.

Ahorrar tiempo de acción: En el inventario de los repuestos se debería incluir un conjunto de empaquetaduras anulares para encajar en las conexiones a bridas.




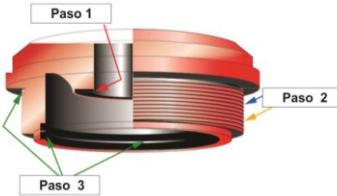
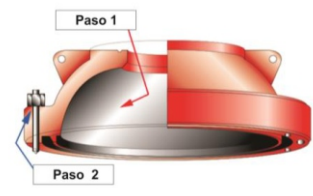
Regla del eslabón: Los puntos de conexión son un punto débil en cualquier sistema de prevención de reventones, las bridas y los anillos de empaque para sellar están sujetos al abuso durante el armado, lo cual puede llevar a una falla en las pruebas de presión.

Desgaste: El efecto del desgaste no es inmediato, porque los arietes y el preventor anular pueden cerrarse y ser probados. Pero los daños a largo plazo son severos. Pueden resultar en un desgaste excéntrico en el diámetro del conjunto, o en las caras de los arietes y el anular. También puede haber desgaste y daños en la tubería de revestimiento y en el cabezal del pozo, su arreglo sólo lo puede llevar a cabo la empresa fabricante sin olvidar que esta operación es demorada y costosa

Generalidades en la revisión:

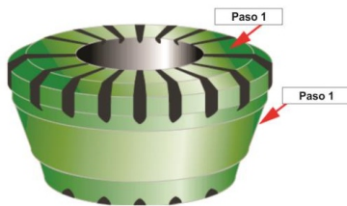
- ✓ Sellos malos no pasarán una prueba de presión
- ✓ Siempre se deben limpiar y secar las ranuras anulares antes de instalarlos. (ver manual del fabricante)
- ✓ Hay que inspeccionar los anillos a fondo.
- ✓ Verificar tuercas ajustadas y a nivel en conjunto.
- ✓ Verificar la centralización del conjunto BOP

2. Especificaciones para identificar anomalías en preventor anular

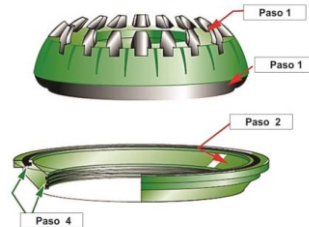
Tipos de Cabeza			
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>(a) Roscada</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>(b) Acoplada</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>(c) Empernada</p> </div> </div>			
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Desgaste del anillo	Limpiar el área con un cepillo metálico.	Las aristas son visibles, y el desgaste es menor a 1/32".	Suavizar bordes afilados, Re engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
	Comprobar el desgaste de los dedos de inserto de acero del empaque principal.	El desgaste en las aristas es mayor a 1/16".	El anillo de desgaste debe ser reemplazado.
		Las aristas son visibles y no tiene desgaste.	Re engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Sellos	Limpiar con tela que no desprenda fibras.	El sello se encuentra en buenas condiciones.	Lubricarlo para su nueva utilización.
	Inspeccionar para detectar desgaste.	El sello se encuentra en malas condiciones.	Reemplazarlo. Antes de reemplazar los sellos se deben lubricar con grasa siliconada.
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Cabeza roscada</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>Cabeza esférica</p>  </div> </div>			
Para cabeza roscada, Rosca Principal	Limpiar la rosca con un cepillo metálico. Comprobar el desgaste de los hilos y el correcto espiral.	Los hilos se encuentran correctamente alineados.	Donde sea necesario alisar los bordes afilados del perfil de la rosca. Rociar con Antiadherente en spray, luego Aplicar una capa de Antiadherente en barra.

Para cabeza Acoplada, Tornillos de seguridad	Limpiar las áreas de unión entre los tronillos y el cuerpo del BOP.	Los tornillos están a distancia correcta con sus respectivos pines y en buen estado.	De no serlo, cambiar el respectivo tornillo, y/o apretar los que no estén acorde, ubicar los pines de modo correcto.
Para cabeza Empernada, Pernos	Limpiar las áreas de unión entre los tronillos y el cuerpo del BOP.	Verificar que los hilos coincidan en cada perno a la misma altura y que estos estén apretados con el torque correspondiente.	Apretar hasta quedar a la altura y torque correspondiente.
Perfil del tazón Para cabeza Esférica	Con un cepillo metálico limpiar el perfil interno, Inspeccionar y comprobar el desgaste de los dedos de inserción de acero del empaque principal.	Las aristas son visibles (menos de 1/32”).	Suavizar los bordes afilados y la superficie total del tazón. Engrasar con lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
Pernos de sujeción de la cabeza para cabeza Esférica	Limpiar e inspeccionar si se presentan daños.	Existe daño en los pernos de sujeción	Sustituirlos siguiendo las instrucciones del fabricante. Aplicar una capa de antiadherente antes de volver a ensamblar.

Empaques



BOP Cabeza roscada

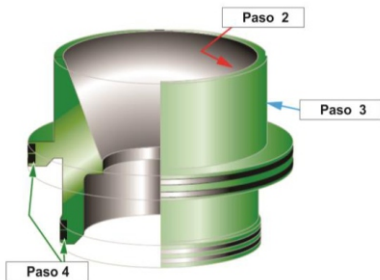


BOP Cabeza esférica

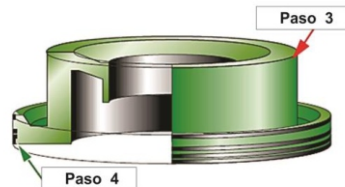
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Empaque Anular	Registrar número de serie.	Divisiones del empaque en buen estado y elemento operativo.	Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante

	Verificar estructura, operatividad y constitución.	Divisiones desgastadas, o elemento no funcional en inspección preventiva.	Reemplazar la unidad de empaque según procedimiento normal
		Divisiones desgastadas, o elemento no funcional en inspección correctiva.	Reemplazar la unidad de empaque según procedimiento de emergencia donde el caucho puede ser reemplazado con la tubería en el pozo. Quitar la unidad de empaque usada Usar un cuchillo afilado para cortar la nueva unidad de empaque entre los dos segmentos de acero (con un ángulo de 90°), separar el segmento del resorte, con una palanca para poner el caucho en tensión para facilitar el corte. Insertar la nueva unidad de empaque alrededor de la tubería.
Tazón Anular cabeza acoplada o Roscada	Inspeccionar para detectar daños en los dedos insertos de acero del empaque principal.	Existen áreas sobresalientes en el Tazón del empaque.	Suavizar ligeramente con un disco limador para eliminar los borde afilados. Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

Pistón



BOP Cabeza roscada

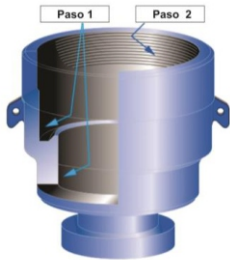


BOP Cabeza esférica

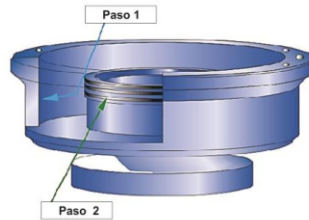
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Pistón Anular cabeza acoplada o Roscada	Registrar número de serie.	El pistón NO tiene hendiduras o marcas.	Aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.
		El pistón NO tiene hendiduras o marcas.	Verificar si el daño puede o no proporcionar fugas, probar el preventor.
Sellos Anular cabeza	Limpiar e inspeccionar los	Verificar estado del sello.	En buenas condiciones se procede a lubricarlo, si están desgastados

acoplada o Roscada	sellos para detectar desgaste.		entonces hay que reemplazarlos. Antes de reemplazar los sellos hay que lubricarlos con grasa siliconada.
Anillo adaptador para cabeza Esférica	Con un cepillo metálico limpiar el tazón e inspeccionar para detectar daños.	Hay áreas sobresalientes.	Alisar suavemente con papel de lija para eliminarlos.
		Bordes afilados.	Alisar suavemente con papel de lija para eliminarlos, aplicar una capa lubricante a prueba de agua recomendado por el fabricante.

Cuerpo principal



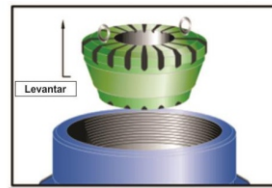
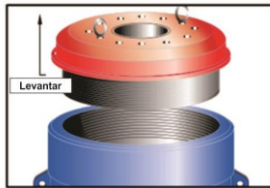
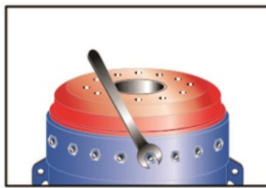
BOP Cabeza roscada



BOP Cabeza esférica

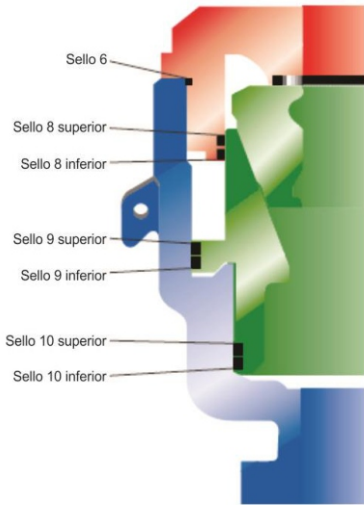
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Área de movimiento del pistón	Inspeccionar para detectar rayaduras.	Tiene rayas verticales de menos de 0.020" en el cuerpo del pistón.	Quitar el pistón y limar los bordes con un esmeril.
		Tiene rayas verticales de más de 0.020" en el cuerpo del pistón	Quitar el pistón y ordenar cambiar la unidad inmediatamente o arreglarlo para que pueda volver a usarse.
Rosca Principal	Con un cepillo metálico limpiar e inspeccionar la rosca principal.	Los hilos se encuentran correctamente alineados.	Alisar los bordes afilados del perfil de la rosca.

Generalidades e inspección inicial

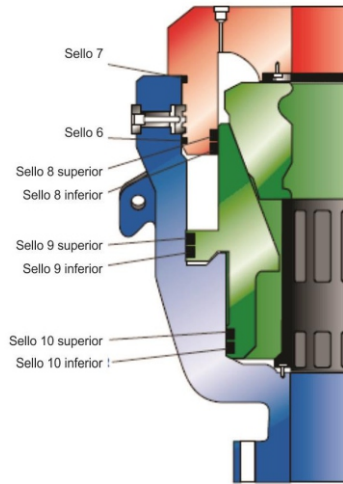


Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Inspección exterior	Inspeccionar de manera visual externa.	Tiene tornillo de bloqueo en su sitio y en buenas condiciones.	Ubicar y colocar en su sitio un tornillo adecuado según especificaciones.
		Tiene lubricación adecuada.	Lubricar el tazón del pistón y el nuevo empaque y/o limpiar y lubricar la cabeza y las roscas del cuerpo con los lubricantes recomendado por el fabricante.
		Tiene la cabeza un fácil desenroscado (para cabeza roscada).	Si el desenroscado de la cabeza es dificultoso aplicar un alto nivel de torque aplicando (1500 Psi máximo) y liberando presión a la cámara de apertura, alternadamente. No intente aflojar la cabeza aplicando calor.
Autorización	Documentación.	Cuenta con los registros de pruebas y permisos correspondientes para operar.	Verificar referencias, presiones operativas, historial de pruebas realizadas, y permisos del fabricante.
	Capacitaciones.	El personal que opera la BOP es el adecuado.	Debe tener orden de trabajo, capacitaciones certificadas, y las firmas que lo soportan por el visto bueno del encargado del taladro y el Company de turno.
Límite del valor de la presión	Verificar que el valor de la presión sea similar en todas las herramientas.	La presión del pozo sobrepasa la presión del Manifold	El sello falla, la presión del pozo puede descargarse por el regulador de la línea de cierre de vuelta acumulador de fluido.
Diámetros adecuados	Medir los diámetros de forma física y compararlos con los estipulados en el diseño	Concuerdan los diámetros según diseño.	Se debe ubicar una BOP acorde a las necesidades del pozo en operación y/o diseño propuesto.

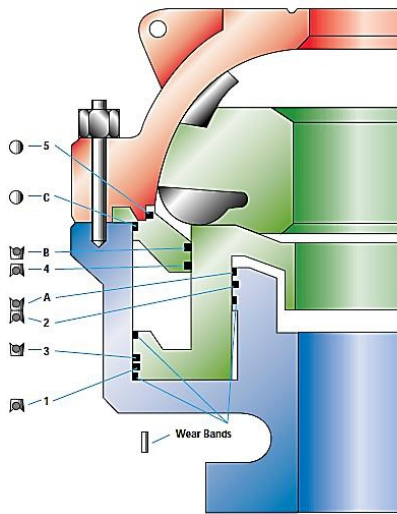
En pruebas de sello antes de operar



Cabeza roscada



Cabeza Acoplada



Cabeza Esférica

Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Prueba de sello Anular cabeza acoplada o Roscada	Presurizar la cámara de cierre usando el mandril de prueba a Presión de cierre, si la unidad de empaque está instalada (1500 psi si no hay unidad de empaque instalada). Abrir la Cámara de apertura a la atmósfera.	Se ve líquido en la apertura de la cámara de cierre.	El sello 9 (inferior) tiene una fuga.
		El manómetro de la cámara de cierre está cayendo y ningún líquido se ve en la apertura de la cámara	El sello 10 (superior) tiene una fuga.
	Presurizar la cámara de apertura (1.500 psi). Abrir la cámara de cierre a la atmósfera.	El fluido se ve venir desde el área entre el cuerpo y la cabeza	El sello 6 tiene una fuga.
		El fluido se ve venir entrando al hueco del pozo	El sello 8 (inferior) tiene una fuga
		Se ve líquido en cámara de cierre,	El sello 9 (superior) tiene una fuga.
	Abrir la cámara de cierre a la atmósfera. Abrir la cámara de apertura a la atmósfera. Regular la presión del pozo (5000 psi máximo). (Requiere plato ciego en la parte superior, porque la unidad de empaque está abierta.)	El fluido se ve venir desde la cámara de apertura	El sello 8 (superior) tiene una fuga.
El fluido se ve venir desde la cámara de cierre,		El sello 10 (inferior) tiene una fuga	
Prueba de sello Anular cabeza esférica	Presurizar lentamente y mantener la presión del pozo. (Unidad de empaquetado se cierra con la tubería de prueba.)	El pozo lleva fluido (agua limpia o agua teñida) que se ve alrededor de las conexiones de tubería de prueba o bridas	El sello A tiene fugas

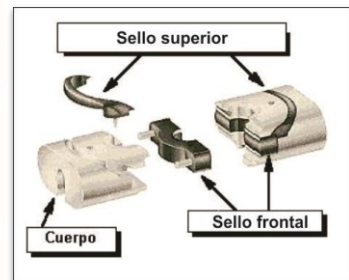
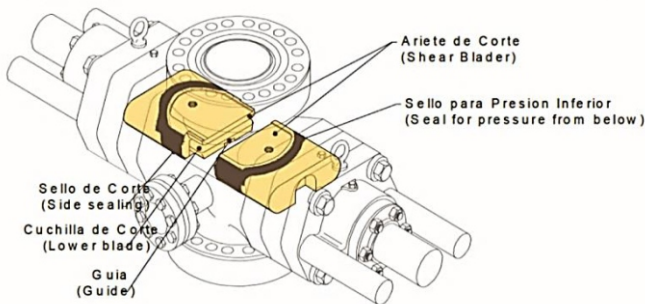
El elemento de sello debe estar en la posición de apertura. Aplicar presión del pozo. Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente. Mantener la presión del pozo	El manómetro indica un aumento constante de la presión	El sello B tiene una fuga
	El fluido se ve externamente	El sello C tiene una fuga
Presurizar la cámara de cierre a 1500 psi. Dejar 2-3 minutos para que el elemento de sello se estabilice	La presión de cierre descende	Los sellos 1 y / o 2 presentan fugas
Cerrar la válvula en la línea de apertura. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente	La presión aumenta en la cámara de apertura	El sello 1 presenta fugas
	No se presenta aumento de presión en la cámara y el líquido se ve el hueco de la cubierta inferior	El sello 2 presenta fugas
Presurizar la cámara de apertura a 1500 psi	La presión de apertura descende	Los sellos 3, 4 o 5 presentan fugas
Mantener la presión de apertura de la cámara	Se ve fluido saliendo de los agujeros de desagüe	El sello 5 presenta fugas
Cerrar la válvula en la línea de cierre. El manómetro debe leer 0 psi inicialmente	La presión de cierre aumenta	El sello 3 presenta fugas
	No hay incremento de presión en la cámara de cierre y se ve se ve en la parte superior del pistón	El sello 4 presenta fugas

3. Especificaciones para identificar anomalías en preventores tipo ariete

BOP tipo ariete			
Cuerpo			
(a) Sencillo (b) Doble (c) Triple			
Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Pernos de la brida y tuercas	Inspeccionar las cabezas de los pernos y tuercas para detectar daños.	Condición hexagonal de las superficies guardan su geometría	Reemplazar las tuercas y/o pernos si las roscas están dañadas o si las superficies hexagonales están redondeadas.
	Limpiar las roscas de los pernos que están expuestos e inspeccionar	Las roscas presentan grietas, excoriación, desgaste, y/o deformidad.	Reemplazar los pernos según sea necesario. Si un perno requiere ser reemplazo, aplique lubricante antiadherente a la rosca del nuevo perno antes de instalarlo
Contacto Cuerpo – Cubierta del preventor	Inspeccionar el área del cuerpo donde entra en contacto con el sello del bonete	Presenta picaduras, rasguños, y/o corrosión	Los daños menores se pueden corregir en campo puliendo con papel liga de grano 240 o más fino. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera de soldadura o mecanizado debe ser reparado en un centro de reparación autorizado

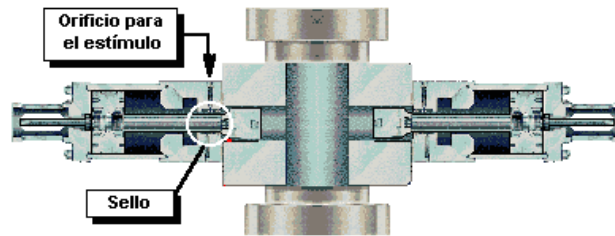
<p>Cubierta del preventor</p>	<p>Con las puertas abiertas de la cubierta, retirar los bloques del preventor y lavar bien las puertas de la cubierta, la cara del cuerpo y las cavidades de este</p>	<p>Se encuentra en correcta posición y debidamente instalado</p>	<p>Corregir posición, sello y verificar correcto acople</p>
<p>Pernos</p>	<p>Limpiar e inspeccionar las roscas de los pernos de la cubierta</p>	<p>Presenta grietas, excoriación, desgaste, y/o deformidad</p>	<p>Reemplazar si es necesario, antes de reemplazar aplicar lubricante antiadherente a las roscas del nuevo perno antes de instalarlo.</p>
	<p>Limpiar e inspeccionar las roscas de los orificios de los pernos de la cubierta en el cuerpo preventor</p>	<p>Presenta Daños y/o desgaste visible y mecánico</p>	<p>Si las roscas están dañadas o desgastadas, póngase en contacto con un centro de reparación autorizado</p>
<p>Sellos</p>	<p>Inspeccionar la parte delantera y trasera del sello de la cubierta</p>	<p>Presenta grietas, cortes, dureza y deformidad</p>	<p>Reemplace el sello si es necesario</p>

Ariete



Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Empaque frontal	Inspeccionar el empaque frontal del montaje del preventor	Detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque	Reemplazar si es necesario.
Sello superior y ranuras de empaque	Inspeccionar la ranura del sello superior y ranuras de empaque verticales	Detectar deformaciones del metal	Quite las deformaciones con papel de lijar de grano fino. Limpiar con un trapo mojado con aceite de maquinaria.
Sello superior del ariete	Inspeccionar el sello superior del ariete de tubería	Detectar desgaste, grietas, y dureza del empaque.	Reemplazar si es necesario.
Superficie inferior del anular en el ariete	Inspeccionar la superficie inferior del anular en el ariete de tubería	Detectar desgaste y picaduras.	Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.
cuchillas de corte Ariete de corte / ciego	Inspeccionar las cuchillas de corte	Detectar desgaste y/o daños.	Reemplazar si es necesario.
sello lateral Ariete de corte / ciego	Inspeccionar el sello lateral	Detectar desgaste, grietas, y dureza del sello.	Reemplazar si es necesario.
sello superior Ariete de corte / ciego	Inspeccionar el sello superior del ariete de corte	Detectar desgaste, grietas, y dureza del sello.	Reemplazare si es necesario
superficie inferior Ariete de corte / ciego	Inspeccionar la superficie inferior del ariete de corte	Detectar desgaste y picaduras.	Los daños menores pueden ser solucionados puliendo con papel de lijar. Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.
superficie de sellado del soporte inferior	Inspeccionar la superficie de sellado del soporte inferior	Detectar Rayaduras y picaduras.	Después de pulir, limpiar las superficies con aceite de maquinaria. Cualquier daño que requiera soldadura o mecanizado debe ser realizado en un centro autorizado.

Ariete de corte / ciego			
sistema de operación hidráulica	Inspeccionar en conjunto el sistema hidráulico, verificar pruebas realizadas	Fue probado el sistema de operación hidráulica antes de la instalación del BOP	Según procedimientos realizar: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Probar los strokes ✓ Prueba de fugas en el sistema de operación ✓ La prueba hidráulica de los empaques del ariete se realiza con agua ✓ Prueba de presión hidráulica de apertura ✓ Prueba de presión hidráulica de cierre



Elemento	Acción Previa	Límites de la inspección	Solución propuesta
Sello primario y estado de cilindro de operaciones	Revisar el sello primario, Si la presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, podría forzar el ariete y abrirlo	Se encuentra el sello primario en buenas condiciones y operativo.	Reemplazar de ser necesario según instrucciones de fabricante
		Verificar condiciones cilindro de operaciones	Reemplazar de ser necesario según instrucciones de fabricante
Correcto sello de la cubierta del preventor	Cuando se cambian los empaques en el preventor tipo ariete	Se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de esta	Corregir el correcto cierre y/o cambiar el sello
Verificar tamaños	Realizar medición y validación de	Tiene la tubería del tamaño apropiado, diámetros y longitudes según	Realizar los respectivos cambios, no aprobar su utilización dado que podrían causar daños y estiramiento del elemento de empaque

	diámetros y dimensiones	diseño en los preventores.	
Ahorrar tiempo de acción	Revisar en bodega elementos críticos que se requerirían en caso de emergencia	Existen los repuestos necesarios para contener un daño al momento de la operación	En el inventario de los repuestos se debería incluir un conjunto de empaquetaduras anulares para encajar en las conexiones a bridas además de elementos críticos
Generalidades en la revisión	Verificar el correcto estado de la BOP.	Tiene la BOP los anillos en buen estado	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Siempre se deben limpiar y secar las ranuras anulares antes de instalarlos. (ver manual del fabricante) ✓ Hay que inspeccionar los anillos a fondo.
		Las tuercas tienen el torque y altura en los hilos correctos	Verificar tuercas ajustadas y a nivel en conjunto
		Se encuentra debidamente nivelada y centralizada la BOP	Verificar la centralización del conjunto BOP

4. Listas de Chequeo

CONVENCIONES	
(A)	Estado adecuado, existente o funcional
(I)	Estado Inadecuado, no existente o no funcional , al marcarse este ítem deberá especificarse el motivo, explicarse y proponer solución
(N/A)	Estado No aplica , cuando se inspecciona una sección diferente
(*)	Las que lleven este ítem, serán de obligatorio cumplimiento antes de continuar operación.
Estándar	Norma en la que se basa

** La descripción debe contener tipo de falla, tipo de mantenimiento a llevar a cabo

** La inspección debe proporcionar posibles acciones correctivas a irregularidades encontradas.

a. Listas de Chequeo preventor Anular

Preventor Anular								
AREA	N°	Condición	A	I	NA	*	Estado	Descripción
Generalidades en la revisión	Permisos	1	¿Cuenta con los registros de pruebas y permisos correspondientes para operar?					
	Instalación	2	¿BOP correctamente instalado?					
	Esquema de prueba	3	¿Hay disponible un esquema que muestren paso a paso como probar toda el preventor?					
	Prueba de entrada	4	¿BOP debidamente probado, Fecha de entrada y resultados en portada					
	Presión de cierre	5	¿Son conocidas y usadas las presiones recomendadas de cierre del preventor anular?					
	Presión de Trabajo	6	¿Los preventores y el equipo de control de pozo tienen la misma presión de trabajo?					

	Ultima Inspección	7	¿Los preventores han sido desarmados e inspeccionados el último año? ¿Cuál fue la fecha?						
	Lubricación	8	¿Tiene lubricación adecuada?						
Pruebas	Prueba de sello	9	¿Se presentaron fugas durante la prueba del sello?						
Cabeza	Desgaste del anillo	10	¿Hay hendiduras visibles menores a 1/32"?						
		11	¿Hay hendiduras de más de 1/16"?						
	Rosca Principal	12	¿Los hilos se encuentran correctamente alineados? ¿Los bordes están lisos?						
	Sellos	13	¿Los sellos están desgastado?						
	Perfil del tazón (C. Esférica)	14	¿Hay hendiduras visibles menores a 1/32"?						
	Pernos de sujeción de la cabeza	15	¿Están en buenas condiciones?, ¿Están apretados con el torque correspondiente?						
	Tornillos de seguridad (C. Acoplada)	16	¿Los tornillos están a distancia correcta? ¿Cuentan con sus respectivos pines y en buen estado?						
Empaque y pistón	Empaque Anular	17	¿Divisiones del empaque en buen estado? ¿El elemento está operativo?						
	Tazón Anular (C. Acoplada o Roscada)	18	¿Existen áreas sobresalientes en el tazón del empaque?						
	Pistón	19	¿El pistón presenta rayas? ¿La raya es de más de 0.02" de profundidad?						
	Sellos	20	¿Los sellos están desgastados?						
	Anillo adaptador	21	¿Hay bordes sobresalientes en el anillo?						

Cuerpo Principal	Área de movimiento del pistón	22	¿Presenta rayas? ¿La raya es de más de 0.02" de profundidad?					
	Rosca Principal	23	¿Los hilos se encuentran correctamente alineados? ¿Los bordes están lisos?					
	Sellos	24	¿Los sellos están desgastados?					

b. Listas de Chequeo preventor tipo Ariete o RAM

AREA		TIPO RAM						Descripción
		N°	Condición	A	I	NA	* Estado	
Generalidades en la revisión	Instalación	1	¿BOP correctamente instalado?					
	Presión de Trabajo	2	¿Los preventores y el equipo de control de pozo tienen la misma presión de trabajo?					
	Pruebas	3	¿BOP debidamente probado, Fecha de entrada y resultados en portada					
	Bloqueo	4	¿Los preventores tienen bloqueo hidráulico o manual?					
	sistema de operación hidráulica	5	¿Fue probado el sistema de operación hidráulico antes de la instalación del BOP?					
	Control del ariete ciego	6	¿El control de ariete ciego tiene tapa para prevenir su accionamiento accidental?					
	Correcto sello de la cubierta	7	¿Se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de este?					
	Verificar tamaños	8	¿Tiene la tubería del tamaño apropiado, diámetros y longitudes según diseño en los preventores?					
	Sello primario y estado de cilindro de operaciones	9	Verificar condiciones cilindro de operaciones					
	Ahorrar tiempo de acción	10	¿Existen los repuestos necesarios para reparar un daño al momento de la operación?					

	Ultima Inspección	11	¿Los preventores han sido desarmados e inspeccionados el último año? ¿Cuál fue la fecha?					
Cuerpo	Pernos de la brida y tuercas	12	¿La cabeza Hexagonal esta redondeada?					
		13	¿Las roscas presentan grietas, excoiación, desgaste, y/o deformidad?					
	Contacto cuerpo – Cubierta del preventor	14	¿El área del cuerpo presenta picaduras, rasguños, y/o corrosión?					
	Cubierta del preventor	15	¿Se encuentra en correcta posición y debidamente instalada?					
	Sellos	16	¿Presenta grietas, cortes, dureza y deformidad?					
Arietes	Empaque frontal	17	¿Presenta desgaste, grietas, y dureza del empaque?					
	Ranuras sello superior y ranuras de empaque	18	¿Presenta deformaciones del metal?					
	Sello superior	19	¿Presenta desgaste, grietas, y dureza del empaque?					
	cuchillas de corte Ariete de corte / ciego	20	¿Presenta desgaste y/o daños?					
	sello lateral Ariete de corte / ciego	21	¿Presenta desgaste, grietas, y dureza del sello?					
	sello superior Ariete de corte / ciego	22						
	superficie inferior Ariete de corte / ciego	23	¿Presenta desgaste y picaduras?					

	superficie de sellado del soporte inferior Ariete de corte / ciego	24							
--	---	----	--	--	--	--	--	--	--

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per		
				Realizado		
				1	7	
1	Todas las RAM	Operatividad de todas los arietes	Programar prueba	x		
2		Busqueda de fugas Hidráulicas	Programar inspección	x		
3	General	Prueba de función a todas los arietes, Anular, Desviador de flujo, Colector de estrangulacion, Líneas de matar y válvulas de seguridad en conjunto.	Programar pruebas		x	
4		Registrar y analizar volúmenes y tiempos para abrir y cerrar cada herramienta con el fin de asegurar que la operación de trabajo se mantenga. Comparar con los resultados descritos dentro de la norma RP de API 53	Programar pruebas		x	
5		Prueba de Presión de todo el BOP y equipos relacionados como lo requiere la norma API RP 53 (Prueba de presión a los preventores anulares, componentes del pozo y sus conexiones y control de los BOP / sistema operando.	Programar prueba			
6		Evaluar el funcionamiento de todos los componentes mediante los paneles de control remoto.	Programar prueba			
7		Prueba de función de todas las válvulas. Examinar todas conexiones hidráulicas en circuito de operación en busca de fugas.	Programar prueba			
8		Prueba final de superficie y verificación antes de accionar la pila: - Asegurarse de que los sensores de presión, temperatura, los sensores de ERA (Grado de ángulo electrónico) estén funcionando correctamente. - Llevar a cabo la prueba de presión a la herramienta del regulador máximo, no superar la presión de evaluación, y visualmente revisar posibles fugas. - Asegurarse de que la presión de pre-carga en los acumuladores no ha goteado debajo desde que el paso uno fuera llevado a cabo. - Asegurarse de que todos inclinómetros estén funcionando correctamente. - Asegurarse de que todos giroscopios estén funcionando correctamente.	Programar prueba			
9		Anular	Anular superior - Realizar prueba de presión del pozo	Programar prueba	x	
10			Anular inferior - Realizar prueba de pozo	Programar prueba		
11		Todas las RAM	Prueba de función de dispositivos de bloqueo de los arietes	Programar prueba		
12			Realizar un registro a baja presión en cada operador. Comparar las presiones mínimas de cierre y apertura queridas, a las presiones de prueba anteriores.	Programar prueba		
13	Prueba de Presión en el operador hidráulico del ariete a presión máxima de operación .		Programar prueba			
14	Presión de prueba a todos los arietes a baja presión y la presión máxima de trabajo.		Programar prueba			
15		Realizar una prueba de presión en campo a los pozos, una prueba de presión hidráulica interna, y una prueba de presión hidráulica de bloqueo.	Programar prueba			
16	Tuberías y prueba RAM	Arietes - prueba de fuga hidráulica (Activar todos los Arietes y revisar si hay fugas externas)	Programar prueba	x		
17		BOP Ariete - Realizar la prueba de presión del pozo en campo. Comprobar si hay fugas	Programar prueba			

Instalación		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos			Reparación General		Misceláneos			
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
		X									
	x	X									
		x			x						
		x			x						
x (No exceder los 21 días)		x		x	x			2 y 5 años	1. Antes de operar la pila montada y/o cuando cualquier cambio o reparación de componente es hecho. 2. Cuando el BOP está corriendo asegurado a la cabeza de pozo. 3. Antes de taladrar en una zona que se sospecha de alta presión. 4. Antes de la apertura inicial de taladro debe tenerse una prueba de herramientas.		
					x						
					x						
					x						
	x	x					x			x	
	x	x				x		x			
					x						
		x					x				
		x					x				
		x					x				
		x					x	3 años			
		x								Mantenga engrasado adecuadamente	
	x	x					x				

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per	
				Realizado	
				1	7
18	Tuberías y prueba RAM	Realizar una prueba de campo de pozo, una prueba de presión hidráulica interna, y una prueba de presión hidráulica de bloqueo.	Programar prueba		
19	RAMS de corte	Prueba de presión a arietes ciegos / Corte	Programar prueba		
20	Estrangulador y líneas de matar	Prueba de funcionamiento toda pila montada estrangulador , líneas de matar y válvulas.	Programar prueba		X
21		Mientras se ejecuta el preventor y el elevador, cebador / Líneas de matar se van a probar a la presión de trabajo del preventor de ariete. (API RP 53 18.3.2.2)	Programar prueba		
22	Conectores	Después de asentar el preventor, estrangulador de prueba / líneas de matar a la presión de trabajo del preventor de ariete. (API RP 53 18.3.2.2)	Programar prueba		
23		Presión de prueba del circuito de retención en el empaque del anillo, llevar registro gráfico de las pruebas.	Programar prueba		
24		Realizar la prueba de desbloqueo de baja presión, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes.	Programar prueba		
25		En el cilindro de prueba, medir y registrar el desenganche para asentar el indicador de recorrido de la varilla.	Programar prueba		
26		Presión de prueba a las cámaras de operación hidráulica (bloqueo primario, bloqueo secundario) de desbloqueo a la presión de funcionamiento máxima. Todas las pruebas son registradas en la carta. (API RP 53 18.3.2.4).	Programar prueba		
27	Mangueras y conectores hidráulicos	Prueba de presión de todo componente BOP operar líneas a presión nominal de trabajo completo. Referencia API RP 53, sección 12.5.1 y 17.3.8 artículo 8.	Programar prueba		
28	Emergencia y controles secundarios (Sistema de auto engranaje)	Pruebe el Sistema de corte en superficie (si está equipado)	Programar prueba		
29	Emergencia y controles secundarios (Sistema de hombre muerto)	Pruebe el Sistema de hombre muerto en superficie	Programar prueba		
30	Emergencia y controles secundarios (EDS (Emergency Disconnect System))		Programar prueba		
31	Emergencia y controles secundarios (Función de emergencia)	Pruebe todas las funciones y secuencias de la EDS, corte y hombre muerto	Programar prueba		
32	Emergencia y controles secundarios (Acústica)	Probar todas las funciones acústicas	Programar prueba		

Perforación		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos			Reparación General		Misceláneos			
Realizado en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
		X		X							
		X							En la perforación , se ha establecido antes de sacar la sarta de revestimiento . SIN EXCEDER 42 días		
		X									
		X				X					
		X									
		X			X						
		X			X						
		X			X						
		X				X					
		X			X						
						X					
						X					
						X					
						X		5 años	En la puesta en marcha, Cuando se realiza algún cambio, Durante el BOP de certificación del sistema de control		
						X			En la puesta en marcha, cuando se realiza algún cambio, durante la recertificación del sistema de control de la BOP, 1 función acústica cada 21 días		

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per		
				Realizado		
				1	7	
33	Sistema BOP en general	Probar de todas las funciones del ROV (Vehículo de Operación remoto)	Programar prueba			
34		Prueba de todas las funciones críticas del ROV, según la definición de la función API	Programar prueba			
35		Realizar la prueba de pozo	Programar prueba			
36		Realizar la prueba hidráulica	Programar prueba			
37	Conjunto BOP	Asegurarse de que el número correcto y el tipo de ánodos se están utilizando en la LMRP y la pila por los dibujos del equipo de perforación.	Programar Inspección			
38		Comprobar el estado de los ánodos de sacrificio.	Programar Inspección			
39		Verificar la resistencia cero entre ánodos y material a ser protegido. Eliminar la resistencia, si se encuentra.	Programar prueba			
40		Limpia e inspeccionar los componentes del preventor.	Programar Inspección			
41		Reparar o reemplazar piezas requieren de llevar un equipo a las especificaciones originales.	Planear Mantenimiento			
42		En general a la pila BOP - Inspeccionar los pernos y tuercas. Limpiar todas las superficies exteriores.	Programar Inspección			
43		Uniones Flexibles - Inspeccionar todas las partes metálicas limpias, flexibilidad del elastómero, anillos de desgaste y mangas, las superficies de contacto, y la brida trasera.	Programar Inspección			
44		Uniones de los Anillo - Inspeccionar, reemplazar si es necesario.	Planear Mantenimiento			
45		Soporte Guía - Inspeccionar y limpiar.	Programar Inspección			
46		Grilletes - Limpiar / Engrasar. Reemplazar si es necesario.	Planear Mantenimiento			
47		Anular	Anular superior - Inspeccionar los elementos en busca de desgaste o daño grave.	Programar Inspección	X	
48			Anular inferior - Inspeccionar cada elemento de desgaste graves o daños.	Programar Inspección		
49			<ul style="list-style-type: none"> Retirar la tapa superior del preventor anular, Abrir la camara superior, pistón y los componentes internos. Retirar y desechar todos los sellos. Visualmente y dimensionalmente inspeccionar el pistón y el sellado de las zonas del cuerpo.; la cabeza anular; la placa de desgaste y reemplazar según sea necesario; la cabeza de asentamiento anular, perfil para daños mecánicos o corrosión. Retirar e inspeccionar las mandíbulas y los tornillos de funcionamiento de este, reemplazar todos los sellos e inspeccionar visual y dimensionalmente las roscas de receso de la mandíbula y los tornillos de funcionamiento en el cuerpo. Volver a montar el anular con todos los nuevos sellos. Al término de la reconstrucción, la prueba de presión de apertura y cierre cámaras a la máxima presión de trabajo 	Planear Mantenimiento		

Foración		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos			Reparación General		Misceláneos			
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
					X						
		X		1 función crítica cada 90 días					En la puesta en marcha, cuando los cambios se hacen durante la certificación del sistema de control de del BOP		
					X						
					X						
		X			X						
		X		X							
					X						
					X						
		X						3 años			
		X				X				X	
		X				X	X				
		X					X				
		X					X				
	X	X						X		X	
	X	X					X				
		X							2 Años		

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per	
				Realizado	
				1	7
50	Anular	<ul style="list-style-type: none"> Retirar la tapa anular, el pistón y los componentes internos. Retirar y desechar todos los sellos. Visualmente y dimensionalmente Inspeccionar el pistón y las áreas de sellado del cuerpo y la parte superior anular, prestando especial atención las áreas de sellado. Reconstruir el anular con todos los nuevos sellos. Al término de la reconstrucción, la prueba de presión de apertura y cierre cámaras a la presión máxima de operación o según las recomendaciones OEM Prueba de presión del pozo a baja presión y al 70% de la presión máxima de trabajo de acuerdo con el procedimiento de la prueba específica BOP plataforma 	Planear Mantenimiento		
		<ul style="list-style-type: none"> Remover completamente del anular sus partes y componentes. Inspeccionar las áreas descritas a continuación y comparar los valores reales que se encuentran, a las especificaciones OEM (Original Equipment Manufacturer). Visualizar, dimensionar e inspeccionar mediante NDT las conexiones anulares superior e inferior del cubo o brida y soldadura; el cuerpo y pernos del anular; las ranuras de los anillos de conexión final; todos los agujeros de tornillo / espárrago roscado; todos los sujetadores roscados; el anillo de pistón y el desgaste; y la OCH (RP53 API 18.10.3). Realizar pruebas de dureza (RP53 API 18.10.3) Volver a montar el anular con todos los nuevos sellos. Al finalizar el montaje, la presión de prueba de la apertura y cierre de las cámaras a la presión máxima de trabajo, antes de instalar el elemento. Registro gráfico de las pruebas. (RP53 API 18.13.4) Presión de prueba del pozo a la baja presión y la presión máxima de trabajo. Sellar todos los puertos y proteger todas las áreas de sellado y la pintura del equipo con la especificación. Preservar para el almacenamiento a largo plazo y proteger para el envío. (API RP53 18.11.5) 	Planear Mantenimiento		
	Anular (Cubierta de la cuña)	Verificar la torsion de los pernos en las conexiones, inspeccionar y limpiar la superficie de sellado de las uniones en los anillos, inspeccionar y limpiar todos los pernos y tuercas, inspeccionar separacion en las uniones o-rings , limpiar e Inspeccione por daños y lubrique BOP.	Programar Inspección y planear mantenimiento		
		Retirar e inspeccione la carcasa superior y el elemento de sellado, reparar según sea necesario. Realizar la prueba de presión hidráulica y perforación también.	Programar Inspección y planear mantenimiento		
		Desmontar la cuña de cubierta, reparar o reemplazar todas las piezas necesarias para que el equipo de nuevo a las especificaciones OEM, reemplazar todos los sellos, y realizar la prueba de presión del pozo en campo, prueba de presión hidráulica interna y prueba de presión hidráulica para bloqueo.	Programar Inspección y planear mantenimiento		
	Todas las RAM (Seguros de las RAM)	Realizar una prueba de viaje de regreso y una prueba de presión mínima de desbloqueo. Registrar la información en las notas de la orden de trabajo.	Programar prueba		
Todas las RAM	Inspeccionar el sistema de bloqueo	Programar Inspección			

Perforación		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos			Reparación General		Misceláneos			
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
		X						2,5 Años			
		X						5 Años			
					X						
		X					X	3 Años			
		X						3 Años			
		X								Al mover el equipo de perforacion	
		X					X				

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per	
				Realizado	
				1	7
57	Todas las RAM	<ul style="list-style-type: none"> Retire los cobertores de los arietes y sellos superiores, Realizar comprobaciones dimensionales en todos los bloques de recorridos de los arietes Medir la altura vertical de la cavidad de las mordazas en la zona de sellado del asiento del sello superior utilizando un micrómetro interior. Medir la altura vertical del bloque del ariete usando un micrómetro exterior. N.D.T. 10% de los pernos del bonete. Si se encuentran problemas NDT todos los pernos del bonete Comprobar que el orificio de drenaje en la brida intermedia es clara. Si se instala una válvula de retención asegurarse de que esté instalado correctamente y despejada. Retirar los portadores del sello de cubierta y realizar una inspección visual para detectar picaduras u otros daños. Reemplazar los dos cojinetes de tuerca reacondicionamiento y los muelles de embrague. Asegurarse de que todos los dispositivos de bloqueo están correctamente montados y todas las piezas necesarias están instaladas. 	Planear Mantenimiento		
58		Si una prueba de presión falla, una prueba de bloqueo debe llevarse a cabo para verificar la condición de embrague MPL.	Planear Mantenimiento		
59	Conjunto BOP	Desmontar Completamente	Programar prueba		
60		Reemplazar todas las uniones, incluyendo la válvula de flujo secundario	Planear Mantenimiento		
61	Conjunto BOP	<p>a. Fixed-Bore Pipe Rams o Ciegos / Shear Rams:</p> <p>1) Si se pierde presión, la integridad de los empacadores de los arietes y sellos se verifica a baja presión y el correcto funcionamiento de las cerraduras de MPL, se confirma.</p> <p>2) Si se pierde la presión, detener la prueba y ventilar la presión de la BOP. Hacer las reparaciones necesarias. Si las reparaciones requieren el desmontaje de la BOP, realizar la prueba de pozo nuevo, comenzando con el paso 2.</p>	Programar prueba		
62	Todas las RAM	<ul style="list-style-type: none"> Limpiar e inspeccionar bajo la conexión doble, final y prepare de la junta. Limpiar e inspeccionar el exterior del ariete para detectar condiciones de corrosión y recubrimiento. Limpiar, inspeccionar, engrasar para proteger las salidas laterales expuestas y preparaciones de la junta. 	Planear Mantenimiento		
63		Realizar Gráfico de prueba de baja presión y prueba de presión máxima de trabajo de los operadores. Si la prueba falla, hacer reparaciones cuando sea necesario y las pruebas de repetición.	Programar prueba		
64	Tubería y Pruebas de las RAM	Abrir las puertas e inspeccionar visualmente	Planear Mantenimiento		
65		Retirar e inspeccionar el conjuntos de arietes	Programar Inspección		
66		Engrasar las bisagras de la puerta	Programar Inspección		
67		Medir los arietes y verificar las cavidades.	Planear Mantenimiento		
68		Arietes (no intrusivos (puertas cerradas)) - Realizar prueba de presión del pozo para detectar fugas	Programar Inspección		

Perforación		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos				Reparación General		Misceláneos		
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
		X					X				
		X					X				
		X						3 años			
		X						3 Años			
		X							X		
		X								Al mover el equipo de perforacion	
		X								Al mover el equipo de perforacion	
		X	X								
		X	X				X				
		X			X						
		X			X						
		X					X				

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per	
				Realizado	
				1	7
69	Tubería y Pruebas de las RAM	Rams (intrusivas (puertas abiertas)) - Inspeccionar visualmente.	Programar prueba		
70		Arietes (intrusivos (puertas abiertas)) - Realizar (1) prueba de presión del pozo campo, (2) prueba de presión hidráulica interna, y (3) de bloqueo prueba de presión hidráulica	Programar Inspección		
71		Arietes (intrusivos (puertas abiertas)) - Medir los arietes y embestir cavidades	Programar prueba		
72		Arietes (intrusivos (puertas abiertas)) - Desmontar Completamente . Reparar o reemplazar todas las piezas necesarias para llevar a las especificaciones originales. Reemplazar todas las juntas, incluyendo el flujo secundario	Programar Inspección		
73		válvulas, puertas y pernos.	Planear Mantenimiento		
74		BOP -Ariete - puertas del ariete - Abrir e inspeccionar el montaje para el desgaste. Reemplazar los componentes según sea necesario. Lubrizar los pernos y superficies de sellado. Engrasar las bisagras.	Planear Mantenimiento		
75		<ul style="list-style-type: none"> • Abrir un capó e inspeccionar. Comprobar la superficie de sellado en el vástago del ariete para detectar desgaste, picaduras y daños. • Si están gastados los sellos de vástago del ariete, hay picaduras u otros daños cámbiarlo del modo siguiente; <ol style="list-style-type: none"> 1. Desmontar el BOP ram, 2. Inspeccionar la cubierta, el pistón, junta del vástago, anillo de desgaste, que conecta la junta del vástago, y la junta tórica del aireador para detectar desgaste y daños . Reemplazar si es necesario. 3. Volver a colocar la varilla del pistón del ariete con una nueva. 4. Montar el BOP, dejando a las cubiertas abiertas. Reemplazar los sellos según sea necesario. • Retirar el sello de la cubierta del anillo portador, del sello de la cubierta instalado en la cara del esta. Inspeccionar la ranura del sello para detectar desgaste, picaduras u otros daños. Retirar grietas menores y núcleos en la zona de la junta de la cubierta con papel de lijarl. Cubrir las superficies reparadas con grasa. Volver a colocar el conjunto portador del anillo del sello de la cubierta si la ranura del sello de esta es muy desgastados o dañados. Inspeccionar el sello de la cubierta para detectar desgaste, daños. Reemplazar si es necesario. Lubricar el sello de la cubierta con aceite de ricino e instalarlo en el anillo de soporte. • Inspeccionar la superficie de sellado donde los contactos del sello de la cubierta y el cuerpo BOP se tocan, esto para detectar desgaste, picaduras y otros daños. Retirar grietas menores y las puntuaciones en la zona de la junta de la cubierta con tela de esmeril. Cubrir las superficies reparadas con grasa. • Limpiar el compartimiento del ariete a fondo e inspeccionar para detectar desgaste, picaduras y daños. Retirar grietas menores y las puntuaciones en el campo con una tela de esmeril. • Medir la altura libre máxima entre los arietes y el asiento superior del sello en el compartimiento del ariete. • Instalar el conjunto del ariete en el vástago y retirar la argolla de elevación. Lubricar el martinete y el agujero del ariete con aceite de ricino. Replegar el martinete en la cubierta. • Lubricar las roscas y los hombros de las roscas de los pernos de la cubierta. • Cerrar la cubierta y apretar los pernos. 	Programar Inspección		
76		Verificar la forma de las tuercas según el procedimiento de acondicionamiento MPL.	Planear Mantenimiento		

Foración		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos				Reparación General		Misceláneos		
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
X		X			X						Despues del trabajo de cementacion
		X	X								
		X	X				X	3 Años			
		X					X				
		X						3 Años			
		X		X							
						X				X	
		X						X			

Sistema BOP	Subsistema	Actividad MIT	Tipo de Actividad MIT	Per	
				Realizado	
				1	7
77	Tubería y Pruebas de las RAM	Si el prevector está equipado con sellos de tubería fijos o sellos de tubería variables, inspeccionar el empacador frontal y sello superior para detectar desgaste, grietas, y la dureza excesiva en comparación con un nuevo sello de empacador / superior. Reemplazar si es necesario.	Planear Mantenimiento		
78	RAM de Corte	Inspeccionar los elementos en busca de desgaste o daño grave.	Programar Inspección		
79		Si está equipado con arietes ciegos y de corte, inspeccionar la junta (s) en el pistón de corte para detectar desgaste, grietas, y la dureza excesiva en comparación con la nueva junta (s). Volver a colocar la junta (s) si es necesario. Inspeccionar las cuchillas de corte para detectar desgaste y daños. Reemplazar si es necesario.	Planear Mantenimiento		
80		Finalización en bloques del ariete de corte, cuchillas y tornillos hoja de retención	Planear Mantenimiento		
81		Al cambiar el pistón de cizalla lateral sello 'T' llevar a cabo una inspección de los tornillos de la cuchilla superior de cabeza hueca de retención. Compruebe los tornillos de cabeza para estirar y grietas. Instalar nuevos tornillos de cabeza hueca si se encuentra algún defecto.	Programar Inspección		
82		Vástagos de prueba de presión	Programar prueba		
83	General	Limpiar el exterior de la pila con agua	Planear Mantenimiento		
84		Comprobar la seguridad de cierre para todas las bridas, juntas y otros elementos de sujeción en el LMRP y BOP Stack para el tipo correcto, tamaño, estado y el ajuste.	Programar Inspección		
85		Inspeccionar todo el marco de orientación del sistema componentes, conexiones y cierres para la seguridad y el estado.	Programar Inspección		
86		MPI todos los puntos de elevación en LMRP.	Programar Inspección		
87		MPI toda la carga que lleva soldaduras de marco de pila. Reparar cualquier soldaduras defectuosas.	Programar Inspección		
88	Flexión conjunta y Conectores	Calibrar todos los transductores de la BOP	Programar prueba		

Perforación		Al ensamblar	Pre despliegue y entre pozos				Reparación General		Misceláneos		
en días cada:			Realizado en días cada:			Entre pozos	Cada viaje	Anual	Pluri anual	Según se requiera	Según sea necesario
15	30		60	90	180						
					X				X		
	X	X					X				
					X				X	Al mover el equipo de perforacion	
		X					X			Si cualquier tubería ha sido esquilada	
		X								Al mover el equipo de perforacion	
		X					X				
					X				X		
		X	X				X				
		X	X								
					X			5 Años			
		X						5 Años			
		X						2 Años			

6. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en los preventores de reventones

La presencia de una falla en el conjunto de preventores es causante de suspensión de las operaciones, esta puede darse durante la perforación de formaciones con presiones anormales cuyos fluidos, fluyan hacia la superficie y estos aprovechen dicha falla del equipo, resultando así en la pérdida del pozo y/o del equipo de perforación, por lo tanto es importante tener unos tips.

a. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en preventores anulares

Tipo de falla	Posible causa	Acción correctiva
No concuerda la presión de prueba de wellbore	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elemento que NO cierra. 2. Al activar el cierre en tubería esta se sale de su lugar (incluyendo empaquetadura de anillo) 3. El sello de presión de Wellbore se sale de su lugar 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar la presión sellando el elemento por encima. Reemplace el elemento de empaque si es necesario. 2. Examine accesorios y/o válvulas en busca de la fuga. 3. Verifique el sello de presión de wellbore. Reemplace precintos si se ha dañado. 4. Reparar o reemplazar la bomba.
No concuerda la presión hidráulica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Filtrado en mangueras hidráulicas. 2. Precintos hidráulicos que se abren o dañan 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reemplazar las mangueras o conexiones 2. Verifique precintos hidráulicos. Reemplazar si se han dañado.
Nuevo elemento de empaque que NO cierra	<ol style="list-style-type: none"> 1. La presión hidráulica requerida es inadecuada. 2. Fuga en el sistema hidráulico. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplique la presión operativa recomendada para tubo estacionario. 2. Verifique precintos hidráulicos.
No se alcanza a cerrar el anular a tiempo ante el reventón	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se requiere más fluido hidráulico para cerrar un preventor anular 2. Presión elevada en tubería 3. Las líneas de operación con mayores diámetros, y los accesorios y reguladores más grandes. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Nunca use más presión de la necesaria en la unidad de cierre, especialmente si está moviendo tubería. 2. Probar el empaque cuando se coloca en el preventor, según lo requieran las operaciones, los reglamentos estatales, o las prácticas de la industria. 3. Verificar con el manual del fabricante para los datos operativos de los distintos modelos. Puede haber

		diferencias considerables en los datos operativos para los distintos preventores.
Desgaste y pronta falla del elemento de empaque	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si se mueve la tubería por el preventor a presiones de cierre. 2. Mal almacenamiento. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Almacenar los empaques en áreas frescas, secas y oscuras, lejos de los motores eléctricos. 2. Consultar con el manual del fabricante o hablar con un representante de servicio por las presiones de control apropiadas, los compuestos de la goma, los procedimientos adicionales para mover bajo presión (stripping), las limitaciones de los equipos, las pruebas acerca de su modelo en particular.
Daño temprano en los empaques y sellos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Demasiada presión de cierre 2. La falta de conocimiento sobre ese modelo en particular 3. mal almacenamiento 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Capacitación del personal 2. Verificar el manual del fabricante para encontrar las características correctas de la presión de operación para los distintos preventores 3. Reposición

b. Fallas que ocurren con mayor frecuencia en preventores tipo ariete

Tipo de falla	Posible causa	Acción correctiva
El pozo tiene fugas de fluido en la salida superior o inferior.	Los pernos de la brida del conector no están lo suficientemente apretados.	Apretar los tornillos con el acople adecuado, y los hilos a la misma altura.
	La ranura del empaque y / o la cara de la brida no están selladas.	Retirar el BOP de la pila. Retirar las juntas de anillo. Limpiar la superficie de la brida y la ranura del anillo. Sustituir las juntas y volver a instalar el BOP.
	El empaque de anillo necesita ser reemplazado.	Retirar el BOP de la pila. Retirar empaque de anillo. Limpiar la superficie de la brida y la ranura del anillo. Volver a colocar el empaque viejo con el nuevo empaque de anillo. Volver a instalar el BOP.
El pozo tiene fugas de fluidos a través de los empaques del ariete cuando	La presión de operación del sistema no es la requerida para cerrar correctamente los arietes.	Aumentar la presión del sistema hasta que los arietes se cierren adecuadamente, sin exceder la presión de cierre.
	Empaques de los arietes necesitan ser reemplazados	Cambiar el empaque con el correspondiente proceso.

estos están cerrados.		
Hay fugas de fluidos hidráulicos fuera del agujero de drenaje en la parte inferior de la brida intermedia.	La conexión de la biela o el anillo de sello necesitan ser reemplazado.	Aflojar los pernos de la cubierta totalmente. Aplicar el cierre de presión para el sistema operativo del BOP hasta que la cubierta este completamente abierta. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio en el ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de la brida intermedia utilizando las herramientas adecuadas para eliminar la brida intermedia de la cubierta. Instalar un nuevo juego de sellos.
El pozo tiene fugas de fluido fuera del agujero de drenaje en la parte inferior de la brida intermedia.	Conexión del sello del anillo de la varilla necesita ser reemplazado.	Solicitar el cambio del respectivo sello con el procedimiento correspondiente.
El pozo tiene líquido entre la brida intermedia y el cuerpo de la BOP.	Los pernos de la cubierta no están lo suficientemente apretados.	Apretar los tornillos con el par adecuado.
	El sello de la cubierta está contaminado por sustancias extrañas.	Este sello puede ser reemplazado cuando el émbolo este retraído, extendido o sea retirado el pistón. Retirar el empaque mediante la inserción de un pequeño destornillador o herramienta de similar espesor existente entre el empaque y la brida intermedia. Retirar el empaque cuidadosamente con la precaución de no dañar la brida intermedia con la herramienta. Limpie la ranura y aplique una ligera capa de grasa. Volver a instalar el usado.
	El sello de la cubierta necesita ser reemplazada.	Se realiza el mismo procedimiento anterior, con la salvedad de instalar un nuevo empaque. No doblar o dañar la parte metálica de la junta durante la instalación
Hay fugas de líquido hidráulico	Los sellos del cilindro están desgastados ya sea por uso, o por	Aflojar los pernos de la cubierta hasta que sus hilos hayan dejado de ejercer acción en el cuerpo. Aplicar

<p>entre la brida intermedia y la cubierta del preventor.</p>	<p>cambio de ariete y necesitan ser reemplazados.</p>	<p>el cierre de presión para el sistema operativo del BOP hasta que la cubierta este completamente abierto. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio de ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de la brida intermedia de la cubierta. Cambiar los empaques o instalar un kit de sellado completo.</p>
<p>Hay fugas de líquido hidráulico alrededor de la carcasa del tornillo de bloqueo.</p>	<p>El sello o anillo necesitan ser reemplazados.</p>	<p>Aflojar los pernos de la cubierta. Aplicar el cierre de presión para el sistema operativo BOP. Retirar la cubierta del cuerpo aflojando los pistones de cambio de ariete. Retirar la brida intermedia aflojando los tornillos de cabeza hueca. Retirar el anillo de retención de compresión de la brida intermedia. Retirar el pistón de operación. Sustituir el empaque y sellar o instalar kit sellado completo.</p>
<p>Hay fugas de líquido alrededor de cualquier tapón de la tubería</p>	<p>La conexión en la tubería no está apretada</p>	<p>Apretar el tapón del tubo con el torque adecuado sin la presión del sistema en el BOP.</p>
	<p>El sello necesita ser reemplazando</p>	<p>Reducir toda la presión de operación hasta un valor de 0 PSI. Retirar el tapón del tubo. Limpiar las roscas del tapón y en el grifo de la tubería.</p>
<p>La presión del pozo se desvía del sello primario y entra al cilindro de operaciones, forzó el ariete y lo abre.</p>	<p>La presión del pozo no está debidamente aislada mediante el sello del cilindro de operación.</p>	<p>Para evitar esto, se provee una serie de sellos secundarios y un método de detección, incluyendo anillos de sello de apoyo, un sello de inyección de empaque de plástico y un venteo a la atmósfera. Si se nota algún fluido drenando del preventor, se deberá energizar el sello secundario o el plástico auxiliar para sellar contra el vástago de pistón.</p>
<p>Fallas en los sellos generalmente después de instalación</p>	<p>No se cierra y se sella correctamente la cubierta o el sello de compuerta.</p>	<p>Es una buena práctica inspeccionar y reponer estos sellos según sea necesario cada vez que se cambian los arietes o se abre la cubierta. Mantener en la locación un juego de ariete para tubería y elementos para el sellado de las esclusas para cada uno de los tamaños de tubería que usan, así como también, juegos completos de sellos de las cubiertas o de compuertas para cada tamaño y tipo de preventor de reventones tipo ariete que usan. También se</p>

		debería tener a mano el empaque de plástico para los sellos secundarios.
El Interior de la herramienta está deteriorada y empaques gastados irregularmente	Se circulan fluidos abrasivos, por las aberturas.	Preventivamente circular por el drilling spool, provee salidas y cuesta menos reemplazar. Esto agregará una altura adicional a la columna e incrementará la cantidad de puntos de conexión por los cuales se podría desarrollar una fuga.
Hay fugas en las conexiones de las líneas de alta presión	Uso de niples demasiados livianos, anillos de sello sucios, superficies dañadas en las planchas de apoyo, tuercas flojas y niples o tuberías largos sin soporte.	Son puntos débiles que hay que verificar y volver a verificar. Corregir dentro del marco del sentido común.
El BOP no contiene la presión de cierre adecuadamente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desgaste excéntrico en el diámetro del conjunto, o en las caras de los arietes y el anular. 2. Fricción y desgaste de metal sobre metal entre la tubería y el BOP. 3. La torre no está perpendicular en la base, la punta podría estar descentrada del pozo por varios pies descentrado 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar que tubería descuelgue por el centro de la columna del preventor de reventones y no entrar en contacto con ella. 2. Los daños menores podrían sellar en una prueba, pero existe la posibilidad de que habrán más daños y que la columna no sellará durante una reventón. 3. La reparación del interior de la columna es una tarea para la planta de la fábrica, es larga y costosa. 4. Los platos de desgaste o bujes minimizarán el desgaste y los daños interiores.

Guía técnica

Inspección y Mantenimiento

de preventores de reventones para equipos
de perforación terrestre en Colombia



**Universidad
Surcolombiana**

Elaborado por :

JOSE IGNACIO BARRERO PERILLA

ADALBER ELIECER MEDINA ALVIS