

**MANUAL DIDÁCTICO E INTERACTIVO DE DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE  
EQUIPOS Y ACCESORIOS USADOS EN EL CONTROL DE POZOS**

**JASMINE VALDERRAMA CERON**

**JULIÁN DAVID VARGAS BUENAVENTURA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA**

**2009**

**MANUAL DIDÁCTICO INTERACTIVO DE DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE  
EQUIPOS Y ACCESORIOS USADOS EN EL CONTROL DE POZOS**

**JASMINE VALDERRAMA CERON**

**JULIÁN DAVID VARGAS BUENAVENTURA**

**Anteproyecto presentado al Comité de Proyectos de Grado del  
Programa de Ingeniería de Petróleos.**

**Director**

**LUIS HUMBERTO ORDUZ  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA**

**2009**

**2**

Nota de Aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del presidente del jurado**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo de Grado principalmente a Dios por haberme dado las fuerzas para no rendirme, guiadome por el camino apropiado para poder completar este cometido, a mi Mamá Rosita Vargas Buenaventura y a mi Papá Jesus Enerrique Cardenas, por haber estado a mi lado sin importar las dificultades apoyándome siempre y dando todo para que este sueño haya podido realizarse, a mi hermana Lina Andrea Cardenas quien en una manera muy particular siempre a estado pendiente de mi, en general a toda mi Familia por el simple hecho de darme un incondicional apoyo a lo largo de tantos años. A mis Amigos Gina Alejandra Palomino, Carolina Cuellar Conde, Jhanna Gomez, Dario Fernando Falla, Leonardo Sanchez y Frederich Diaz, por los tantos recuerdos de alegrías, tristezas y carcajadas que forjaron lo que conocemos como una verdadera amistad. A mi amiga y compañera de Tesis Jasmine Valderrama Ceron por haber sido mi apoyo en la materialización de este logro y por ultimo a todas esas personas que conoci a lo largo de estos años en la USCO quienes creyeron en mi; celebrando la culminación de cada una de mis metas, y siempre con una voz de concejo, a todos Ustedes por hacer de este trinfo no un final si no un perfecto inicio INFINITAS GRACIAS...*

*Julián David Vargas*

*Hoy que concluye una etapa de mi vida y me detengo a mirar a tras, me sorprende encontrar que mis huellas no están solas, hay muchas... unas que han llegado hasta el final de esta etapa y otras que se apartaron en algún lugar... unas que tal vez se recuerdan más que otras y que pido disculpas si no las nombro, pero le agradezco su compañía. Por lo tanto dedico este trabajo primero a Dios porque me dio la fuerza, la sabiduría y la perseverancia necesaria para cumplir esta meta, a mi querida madre Aminta Cerón Ávila quien siempre está presente en cada paso para realizar mis sueños, a mis hermanos Jhosmman Andrés Valderrama Cerón y Edgar Felipe Valderrama Ceron que siempre me acompañan y tienen una palabra de ánimo para mi, a mi hermosa hija Jennyfer Alejandra Cárdenas Valderrama que ha sido el motor de mi vida y la luz para aguantarlo todo y seguir adelante, a Alexander Cárdenas Perdomo quien me ha acompañado en todo este camino. A mis amigos a quienes nunca olvidare por qué han hecho parte de mi sueño, mis triunfos, mis alegrías, tristezas y yo de la de ellos, Juan Pablo Polo, Valeska Indira Cabrera, Wanda María salas, Geiner Julián Cortes, Jenifer Alejandra Arambulo, Marian Lissette Mahecha. A ellos porque con ellos compartí esta bella época. A mi compañero de tesis y amigo Julián David Vargas por su apoyo para forjar este logro... a la USCO porque en ella tuve la oportunidad de cumplir mis sueños y de conocer las personas que nunca olvidare, a mis profesores, compañeros y todos aquellos que hoy se alegran por mí y conmigo.*



*Jasmine Valderrama Ceron*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto dan sus agradecimientos a:

- ↳ La universidad Surcolombiana, por la formación impartida durante todos estos años
- ↳ A los profesores del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana, por la formación académica que nos brindaron en los años de estudio.
- ↳ Al ingeniero Luis Humberto Orduz, docente del área de completamiento y estimulación de la Universidad Surcolombiana, director del presente proyecto
- ↳ Al ingeniero Erwin Aranda, Docente del área de producción de la Universidad Surcolombiana y evaluador del presente proyecto
- ↳ Al ingeniero Hugo Ramos Ingeniero de Petróleos Egresado de la Universidad Surcolombiana
- ↳ Al Ingeniero Jose Orlando Mayorga, Coordinador del Comité de Proyectos de Grado por su valiosa colaboración.
- ↳ Al Ingeniero de Sistemas Oscar Ivan Ortiz por su colaboración en la elaboración de este proyecto.
- ↳ Al Esneider Rojas Supervisor de assembly weather ford base Dina, por su colaboración y apoyo durante la práctica de ambos autores en la misma empresa.
- ↳ A Weatherford Neiva, por permitirnos relacionarnos con el entorno de la industria petrolera y de alguna manera aprender sobre nuestro tema de proyecto de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	19
<b>1. RESUMEN</b>	20
<b>2. ABSTRACT</b>	21
<b>3. INTRODUCCION AL CONTROL DE PRESIONES</b>	22
3.1 PRINCIPISO DE LAS ARREMETIDAS (PATADA DE POZO)	24
3.1.1 Indicadores de Arremetidas	25
3.1.1.1 Indicadores de Arremetidas durante la Perforación	25
<b>4. CONTROL DE POZOS SECUNDARIO</b>	26
4.1 ORGANIZACIÓN DEL CONJUNTO BOP	27
4.2 PREVENTORES ANULARES	29
4.2.1 Mecanismo de Cierre de Impulsión del Pistón	32
4.2.2 Mecanismo de Cierre por Fuerza Hidráulica Directa	33
4.2.3 Mecanismo de Apertura	33
4.2.4 Sellado Ayudado por Presión del Pozo	34
4.2.5 Fabricantes y Modelos de Preventores Anulares	34

4.2.5.1	Preventor GL Hydril	35
4.2.5.2	Preventor GX Hydril	36
4.2.5.3	Preventor GK Hydril	37
4.2.5.4	Preventor Hydril MPS	38
4.2.5.5	Preventor Cameron D	39
4.2.5.6	Preventor Varco Shaffer Spherical	40
4.2.6	Elementos de Empaque	41
4.2.7	Selección del Preventor Anular	43
4.2.7.1	Presión Nominal	43
4.2.7.2	Diámetro Interno	43
4.2.7.3	Tipo de Conexión	43
4.2.7.4	Restricciones de Altura y Aplicación	43
4.2.8	Preventores Anulares Con Fines Específicos	43
4.2.9	Sistemas de Desvío	44
4.3	PREVENTORES TIPO ARIETE	45
4.3.1	Proceso de Sellado	49
4.3.2	Sellado Ayudado por Presión de Pozo	50
4.3.3	Tipos de Ariete	50
4.3.3.1	Arietes de Tubo	50
4.3.3.2	Arietes Ciegos	51
4.3.3.3	Arietes de Corte	52
4.3.3.4	Arietes de Diámetro Variable	52

4.3.4	Características de los Arietes	53
4.3.4.1	Empaque Elastómero de Autoalimentación	53
4.3.4.2	Sellos Secundarios del Eje del Ariete	54
4.3.5	Arietes Operados Manualmente	55
4.3.5.1	Mecanismo de Cierre	55
4.3.6	Arietes Operados Hidráulicamente	56
4.3.6.1	Mecanismo de Cierre y Apertura	56
4.3.6.2	Presiones y Volúmenes Hidráulicos	57
4.3.6.3	Seguros Manuales	58
4.3.6.4	Trabaduras Hidráulicas	58
4.3.7	Fabricantes y Modelos de Preventores de Ariete	59
4.3.7.1	Preventor Manual Shaffer Sentinel	59
4.3.7.2	Preventor Shaffer LWS	60
4.3.7.3	Preventor Hidráulico Shaffer LWP	60
4.3.7.4	Preventor Cameron U	61
4.3.8	Selección de Preventores de Tipo Ariete	62
4.3.8.1	Tipo de Operación del Preventor (Hidráulica – Manual)	62
4.3.8.2	Capacidades de Presión	63
4.3.8.3	Diámetros Internos del Preventor	63
4.3.8.4	Ensamblaje de Arietes	63
4.3.8.5	Configuración de los Arietes	64

4.3.8.6	Salidas Laterales	64
4.4	CONFIGURACIÓN DEL CONJUNTO BOP	64
4.4.1	Bridas	66
4.4.1.1	Bridas Gemelas	66
4.4.1.2	Bridas Adaptadoras	66
4.4.1.3	Bridas Ciegas	67
4.4.1.4	Bridas de Prueba	67
4.4.1.5	Adaptadores Empernados Sencillos y Empernados Dobles	67
4.4.2	Carretes	68
4.4.2.1	Carretes Espaciador	68
4.4.2.2	Carrete Adaptador	69
4.4.2.3	Carrete de Perforación	69
4.4.3	Juntas de Anillo	70
4.4.3.1	Juntas de Anillo API	72
4.4.3.2	Tipos de Juntas de Anillo	73
4.4.3.2.1	Empaquetadura Anular API tipo R	73
4.4.3.2.2	Empaquetadura Anular API tipo RX Energizada a Presión	73
4.4.3.2.3	Empaquetadura Anular API Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presión	74
4.4.3.2.4	Empaquetadura Anular Tipo BX Energizada a Presión.	74
4.4.3.2.5	Ranura Anular Cameron Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presión	75
4.4.3.2.6	Empaque Anular Cameron Tipo AX y Vetco Tipo VX Energizada a Presion	76

4.4.3.2.7	Empaque Anular Cameron Tipo CX Energizado a Presión	76
4.4.4	Cabezales Giratorios	77
4.4.5	Manifold del Estrangulador	79
4.4.6	Estranguladores	82
4.4.6.1	Estranguladores Positivos	83
4.4.6.2	Estranguladores Ajustables	83
4.4.6.2.1	Estranguladores Ajustables Manualmente	83
4.4.6.2.2	Estranguladores Ajustables Remotos	84
4.4.7	Válvulas	85
4.4.7.1	Válvula de Operación Hidráulica	85
4.4.7.2	Válvula Superior del Vástago	86
4.4.7.3	Válvula Inferior del Vástago	86
4.4.7.4	Válvula de Seguridad de Apertura Completa	87
4.4.7.5	Preventor de Reventones Internos	88
4.4.8	Equipos Para Manejar el Gas	89
4.4.8.1	Separadores de Gas y Lodo (Gas Busters)	89
4.4.8.2	Desgasificadores	91
4.5	SISTEMA HIDRAULICO DE CONTROL DE PREVENTORES	92
4.5.1	Componentes del Sistema Cierre / Acumulador	93
4.5.1.1	Fluido de Control Hidráulico	94
4.5.1.1.1	Composición del Fluido	94

4.5.1.2	Tanque de Deposito	94
4.5.1.3	Banco de Acumuladores	95
4.5.1.3.1	Determinación del Tamaño del Banco de Acumuladores	96
4.5.1.4	Sistema de Bombas	102
4.5.1.4.1	Selección de un Sistema de Bombas Apropriado	102
4.5.1.5	Múltiple de Control Hidráulico	103
4.5.1.5.1	Válvula de Cuatro Pasos	103
4.5.1.5.2	Reguladores de Presión	104
4.5.1.5.3	Manómetros y Válvulas	105
4.5.1.5.4	Tuberías de Líneas y Mangueras de Control	106
<b>5.</b>	<b>MANEJO DEL WHISMASTER</b>	107
5.1	¿QUE ES EL WISHMASTER?	107
5.1.1	Por que Whismaster?	108
5.1.2	Términos y Caracterización del Wishmaster	108
5.1.3	Requerimientos del Sistema	108
5.2	ACCESORIOS DEL WHISMASTER	109
5.2.1	Imágenes en Información en las Imágenes	109
5.2.2	Ayudantes del Wishmaster	109
5.2.3	Botones de Mando del Whismaster	111
5.2.4	Diagramas	112

5.3	CONTENIDO DEL WISHMASTER	112
5.3.1	Capitulo 1; Introducción al Control de Presiones	113
5.3.2	Capitulo 2; Control de Pozos Secundario	114
5.3.2.1	Subcapítulo 1; Organización del Conjunto BOP	114
5.3.2.2	Subcapítulo 2; Preventoras Anulares	115
5.3.2.3	Subcapítulo 3; Preventores de Tipo Ariete	115
5.3.2.4	Subcapítulo 4; Configuración del Conjunto BOP	116
5.3.2.5	Subcapítulo 5; Control Hidráulico de Preventores	116
5.4	EJEMPLOS Y EJERCICIOS DEL WISHMASTER	117
5.5	PROGRAMAS	117
5.6	ANEXOS DEL WISHMASTER	118
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>120</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>121</b>

## LISTADO DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 4.1 Materiales de elemento de Empaque, Hydril. Equipos para el Control de Pozos, Capitulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston Victoria.	41
Tabla 4.2 Materiales de elemento de Empaque, Shaffer. Equipos para el Control de Pozos, Capitulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston Victoria.	42
Tabla 4.3 Materiales de elemento de Empaque Cameron, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	42
Tabla 4.4 Pasos en el Proceso de Sellado, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003	49
Tabla 4.5 Características Tipos de Conexiones que Incorporan Juntas de Anillos, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	71
Tabla 4.6 Juntas de Anillo Aprobadas por el API, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	72
Tabla 4.7 Resumen de Métodos, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003	97
Tabla 4.8 Calculo de volumen requerido, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003	99
Tabla 4.9 Factor de Seguridad, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003	100
Tabla 4.10 Calculo de Volumen de los Acumuladores, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003	101

## LISTADO DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 3.1 Equipos de Control de Presión, Tecnología de Herramientas Arrendadas. Weatherford 2003	23
Figura 4.1 Configuración Típica para Equipos de Control Secundario, Tecnología de Herramientas Arrendadas. Weatherford 2003	26
Figura 4.2 Arreglos Típicos de Columnas de Preventores, API RP 53	28
Figura 4.3 Diagrama de cierre parcial o completo del elemento de empaque alrededor de la tubería de producción o la sarta de perforación. Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003	31
Figura 4.4 Contracción del Pistón	32
Figura 4.5 Mecanismo de Cierre del Pistón. Tecnología de Herramientas, Weatherford 2003	33
Figura 4.6 Preventor GL Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	35
Figura 4.7 Preventor GX Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	36
Figura 4.8 Preventor GL Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	37
Figura 4.9 Preventor Hydril MPS	38
Figura 4.10 Preventor Cameron Modelo D, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	39
Figura 4.11 Preventor Varco Shaffer Spherical Preventor, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	40
Figura 4.12 Elemento de Empaque y Acero para Hydril GX, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	41
Figura 4.13 Elemento de Empaque y Acero para Preventor Varco Shaffer Spherical, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	41

Figura 4.14 Elemento de Empaque y Rosquilla (Dount) para Preventor Preventor Cameron Modelo D, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	42
Figura 4.15 Sistemas de desvío	45
Figura 4.16 Preventor Tipo Ariete	46
Figura 4.17 Principio Básico de Operación, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	46
Figura 4.18 Preventor de Ariete Triple	47
Figura 4.19 Ensamble de Arietes Anulares de Shaffer, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Modulo 3 Control de Presión, Weatherford Derechos Reservados 2003.	48
Figura 4.20 Ariete LWS se Sahffer, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Modulo 3 Control de Presión, Weatherford Derechos Reservados 2003	50
Figura 4.21 Ariete de Tubería	51
Figura 4.22 Arietes Ciego, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	51
Figura 4.23 Cuerpos de Arietes Ciegos/Cortadores	52
Figura 4.24 Ariete de Diámetro Variable	53
Figura 4.25 Acción de autoalimentación de Elastómero. Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	54
Figura 4.26 Sellos secundarios del vástago del ariete. Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	54
Figura 4.27 Ariete Hydril con seguro manual, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	56
Figura 4.28 Ariete hidráulico en posición cerrada, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	57
Figura 4.29 Ariete Hidráulico Trabado Manualmente de Shaffer, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	58
Figura 4.30 Preventor Manual Sentinel Shaffer, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	59

Figura 4.31 Preventor Hidráulico Shaffer LWS, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	60
Figura 4.32 Preventor Hidráulico Shaffer LWP, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.	61
Figura 4.33 Preventor Cameron U	61
Figura 4.34 Conjunto BOP, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	65
Figura 4.35 Brida Gemela, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	66
Figura 4.36 Brida Adaptadora	67
Figura 4.37 Brida Ciega, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	67
Figura 4.38 Adaptador Empernado sencillo y Adaptador Empernado Doble, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	68
Figura 4.39 Carrete Espaciador, Tecnología De Herramientas Arrendadas, Control De Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	68
Figura 4.40 Carrete Adaptador, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	69
Figura 4.41 Carrete de Perforación, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	70
Figura 4.42 Instalacion de una Empaquetadura Anular, WCS – Well Control School 2003	71
Figura 4.43 Empaquetadura Anular Tipo R, WCS – Well Control School 2003	73
Figura 4.44 Empaquetadura Anular Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003	74
Figura 4.45 Empaquetadura Anular API Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003	74
Figura 4.46 Ranura Anular Cameron Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003	75

Figura 4.47 Empaquetadura Anular Tipo BX Energizada a Presión, WCS – Well Control School 2003	75
Figura 4.48 Empernado Anular Cameron Tipo AX y Vetco Tipo VX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003	76
Figura 4.49 Empernado Anular Cameron Tipo CX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003	77
Figura 4.50 Cabezal Giratorio, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	78
Figura 4.51 Configuración del Múltiple Estrangulador	81
Figura 4.52 Estrangulador de Producción	83
Figura 4.53 Estrangulador Manual	84
Figura 4.54 Estrangulador Ajustable Hidráulico Remoto	84
Figura 4.55 Válvula Hidráulica de Compuerta, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003	85
Figura 4.56 Válvula Superior del Kelly	86
Figura 4.57 Válvula Superior del Kelly, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 1, Weatherford 2003	87
Figura 4.58 Válvula de Apertura Completa	88
Figura 4.59 Preventor de Reventones Interior	89
Figura 4.60 Gas Buster, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	90
Figura 4.61 Desgasificador, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions	91
Figura 4.62 Unidad de acumulador	92
Figura 4.63 Acumulador Hidráulico, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003	93
Figura 4.64 Tipos de Botellas Acumuladoras, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003	95
Figura 4.65 Configuración típica de un Múltiple Hidráulico, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003	103

Figura 5.1 Ingresar al Wishmaster	107
Figura 5.2 Introducción al Wishmaster	108
Figura 5.3 Icono de Lupa Mostrando Activado.	109
Figura 5.4 Icono "Tips de Informacion"	110
Figura 5.5 Ayudante de Ejemplos y Ejercicios del Wishmaster	110
Figura 5.5 Ayudante del Whismaster	110
Figura 5.6 Botones de Mando	111
Figura 5.7 Acceso de Menú	111
Figura 5.8 Botones de Acceso	112
Figura 5.9 Diagramas	112
Figura 5.10 Contenido del Wishmaster	113
Figura 5.11 Capítulo 1 Introducción al Control de Presiones	113
Figura 5.12 Capítulo 2 Control de Pozos Secundario	114
Figura 5.13 Subcapítulo; Organización del Conjunto BOP	114
Figura 5.14 Subcapítulo; Preventoras Anulares	115
Figura 5.15 Subcapítulo; Preventores Tipo Ariete	115
Figura 5.16 Subcapítulo; Configuración del Conjunto	116
Figura 5.17 Subcapítulo; Sistema de Control Hidráulico de reventores BOP	116
Figura 5.18 Muestra de Ejemplo	117
Figura 5.19 Programa de Dimensionamiento del Tanque de Deposito	117
Figura 5.20 Programa de Dimensionamiento de Acumuladores	118
Figura 5.21 Anexos del Wishmaster	119

## INTRODUCCIÓN

Este manual se debe a la necesidad que tiene los estudiantes de la universidad Surcolombiana de documentarse apropiadamente en temas relacionados a los equipos utilizados en las diferentes áreas referidas a la industria del petróleo, por este motivo, este manual se realizó con el ánimo de colaborar con esta documentación tomando como punto de partida los equipos de control de pozos de perforación los cuales en muchos casos son desconocidos.

El control de pozo se refiere, a mantener o recuperar la condición estática del pozo, condición que es de gran importancia durante construcción (perforación), completamiento o rehabilitación del pozo. Tal propósito es posible con el conocimiento de los instrumentos que prevengan en primer lugar o en su defecto si no es posible, instrumentos que avisen o detecten a tiempo el posible problema.

El presente manual da a conocer todos los equipos y accesorios necesarios para controlar un pozo de perforación, donde no es suficiente la teoría de cómo hacerlo o como diseñarlo partiendo desde los perforados hasta la cabeza de pozo, para esto entonces se da una descripción de cada una de las herramientas involucradas en este tema. Ya que es de saber que el principal factor para tener control, es contar con un personal que sepa utilizar correctamente el equipo instalado y los accesorios que se han diseñado para operar con seguridad y eficiencia.

Algunos de los equipos que se encuentran en el recorrido mencionado son: las preventoras, los acumuladores, las líneas dentro del manifold a las BOP, y los accesorios adicionales (bridas, carretes, válvulas, juntas de anillos, entre otros). Además se incluyen conceptos básicos y necesarios para comprender lo que implica controlar un pozo.

## 1. RESUMEN

Si no se controlan las presiones de los fluidos en un pozo petrolero, las consecuencias pueden ser catastróficas. La propiedad podrá ser destruida, se puede dañar el medio ambiente de manera irreversible e incluso las personas podrían perder sus vidas. Los fluidos bajo presión en la formación alrededor del pozo puede invadir el hoyo, lo que causaría una arremetida o aumento repentino en la presión del pozo. Si la cuadrilla no está preparada o si, debido al mantenimiento o planificación inapropiada, sus equipos de control de pozo no son los suficientemente fuertes para manejar una arremetida, podría ocurrir un reventón de petróleo, gas o fluido de perforación, lo que crearía un riesgo ambiental además de poner en peligro las vidas de los integrantes de la cuadrilla.

Existen tres niveles de control de presión de pozos: primario, secundario y terciario. El control de pozos primarios es el uso de tubería de revestimiento y fluido de perforación para evitar que los fluidos de formación invadan el hoyo. El control de pozo secundario es el uso de equipos mecánicos para cerrar forzosamente la parte superior del pozo antes de que pueda ocurrir un reventón. El control de pozos terciario es la recuperación del control de un pozo después de haber contenido un reventón mediante un sistema secundario.

Los sistemas de tubería de revestimiento y cabezal de pozo trabajan conjuntamente con el restante del sistema de control primario y secundario para contener las presiones del pozo en caso de una arremetida. No importa la efectividad de los preventores si el cabezal de pozo es poco efectivo o la tubería de revestimiento superficial no está asentada a una profundidad suficiente para anclar el sistema durante una arremetida.

Como ya se dijo anteriormente el control de pozos secundario se refiere a los equipos utilizados para cerrar el pozo forzosamente entre los cuales se destacan las preventoras, tanto de tipo ariete como de tipo anular.

Los BOP'S tipo ariete pueden cerrarse alrededor de ciertos objetos en el pozo. Los elementos de goma en los BOP'S anulares generalmente no son tan duraderos como los BOP'S tipo ariete, pero pueden cerrar el hoyo sin importar qué se encuentra en el mismo, y pueden permitir que la sarta de perforación se mueva mientras que están cerrados. Los manifold de choque controlan la liberación de fluidos del pozo después de cerrar los BOP'S. Los múltiples de matar permiten que se bombee fluido de control hacia el pozo después de cerrar los BOP'S. Los sistemas de control hidráulico de BOP'S, o unidades de cierre, permiten a la cuadrilla controlar los equipos de preventores actuados hidráulicamente rápidamente y, en algunos casos, de manera remota.

## 2. ABSTRACT

If not controlled the pressure of fluids in an oil well, the consequences can be catastrophic. The property may be destroyed, it can damage the environment irreversibly and even people could lose their lives. The fluid under pressure in the formation around the well can invade the hole, causing a sudden onset or increase pressure in the well. If the crew is not ready or due to improper maintenance or planning, their well-control equipment are not strong enough to handle an attack, it might be a blowout of oil, gas and drilling fluid, creating a risk ambiental also endanger the lives of the members of the gang.

There are three levels of pressure control wells: primary, secondary and tertiary levels. The primary well control is the use of casing and drilling fluid to prevent formation fluids from invading the hole. The secondary well control is the use of mechanical equipment forcibly closing the top of the well before that can happen a blowout. The tertiary well control is regain control of a well after a blowout content through a secondary system.

Systems casing and wellhead work together with the rest of the system of primary and secondary control to contain the pressures of the well in case of an attack. No matter the effectiveness of preventers if the wellhead is not very effective or surface casing is not seated deep enough to anchor the system during an attack.

As mentioned previously the secondary well control refers to equipment used to close the hole necessarily including Preventer highlights both ram type as type void.

The ram type BOP's can be closed around certain objects in the well. The rubber elements in the annular BOP's are generally not as durable as the ram type BOP's, but can close the hole no matter what is in it, and may allow the drill string from moving while they are closed. Manifold throttle control the release of fluids from the well after closing the BOP's. The multiple killing allow control fluid is pumped into the well after closing the BOP's. The hydraulic control systems, BOP's, or close units, allowing the crew to control the hydraulically actuated preventer equipment rapidly and in some cases, remotely.

### 3. INTRODUCCIÓN AL CONTROL DE PRESIONES

En perforación un reventon o “patada de pozo” es el resultado de la intrusion de gas en la columna de lodo ocasionando que se descontrole el sistema de circulacion; y además generando una situacion peligrosa o de altisimo riesgo en la operación, razon por la cual se hace necesario un sistema de control.

El termino “control de pozos” se refiere al control de arremetidas e incluso reventones, en donde su objetivo principal del control de pozo es mantener el peso del lodo de perforación lo suficnete como para sobre balancear la presion del poro de formación. Para esto requiere conocer la magnitud de las presiones de poro.

Durante la planificación de la construcción de un pozo se debe pronosticar las presiones de formación con las que se encontraran durante el tiempo de perforación, para lo cual se debe considerar el gradiente de presión<sup>1</sup> de la formación así como las características de las formaciones que serán exploradas.

Para realizar el pronóstico de las presiones del reservorio se analizan la composición de los fluidos de formación, se calcula el gradiente de presión de formación, este se depende de la cantidad relativa de sólidos y gas disueltos en el fluido siendo mayor mientras más sólidos disueltos contenga y menor mientras mayor sea la concentración de gas, así mismo el gradiente aumenta con la profundidad debido al mayor peso del cuerpo suprayacente<sup>2</sup> que actúan hacia abajo en los fluidos y vetas solidas en la roca productora.

De otro lado cuando se examinan las formaciones a perforar se debe considerar factores como la permeabilidad y la porosidad las cuales al tener un valor numérico más alto se verán reflejados en una presión de formación más baja y viceversa, cuanto más bajas sean la permeabilidad y la porosidad de la roca mayor ser la presión del yacimiento, de igual manera se toman en cuenta la presencia de presiones anormales producidas por fallas, movimientos tectónicos, lechos o domos de sal y diferencias en la elevación de formaciones subterráneas.

Existen tres niveles de control de presión de pozos: primario, secundario y terciario<sup>3</sup>. El control de pozos primarios es el uso de tubería de revestimiento y fluido de perforación para evitar que los fluidos de formación invadan el hoyo. El control de pozo secundario es el uso de equipos mecánicos para cerrar forzosamente la parte superior del pozo antes de que pueda ocurrir un reventón.

---

<sup>1</sup> Los gradientes de presión varían entre 0.433 y 0.456 psi por pie de profundidad del pozo.

<sup>2</sup> Overburden

<sup>3</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Modulo 3 Control de Presión, Weatherford Derechos Reservados 2003.

El control de pozos terciario es la recuperación del control de un pozo después de haber contenido un reventón mediante un sistema secundario.

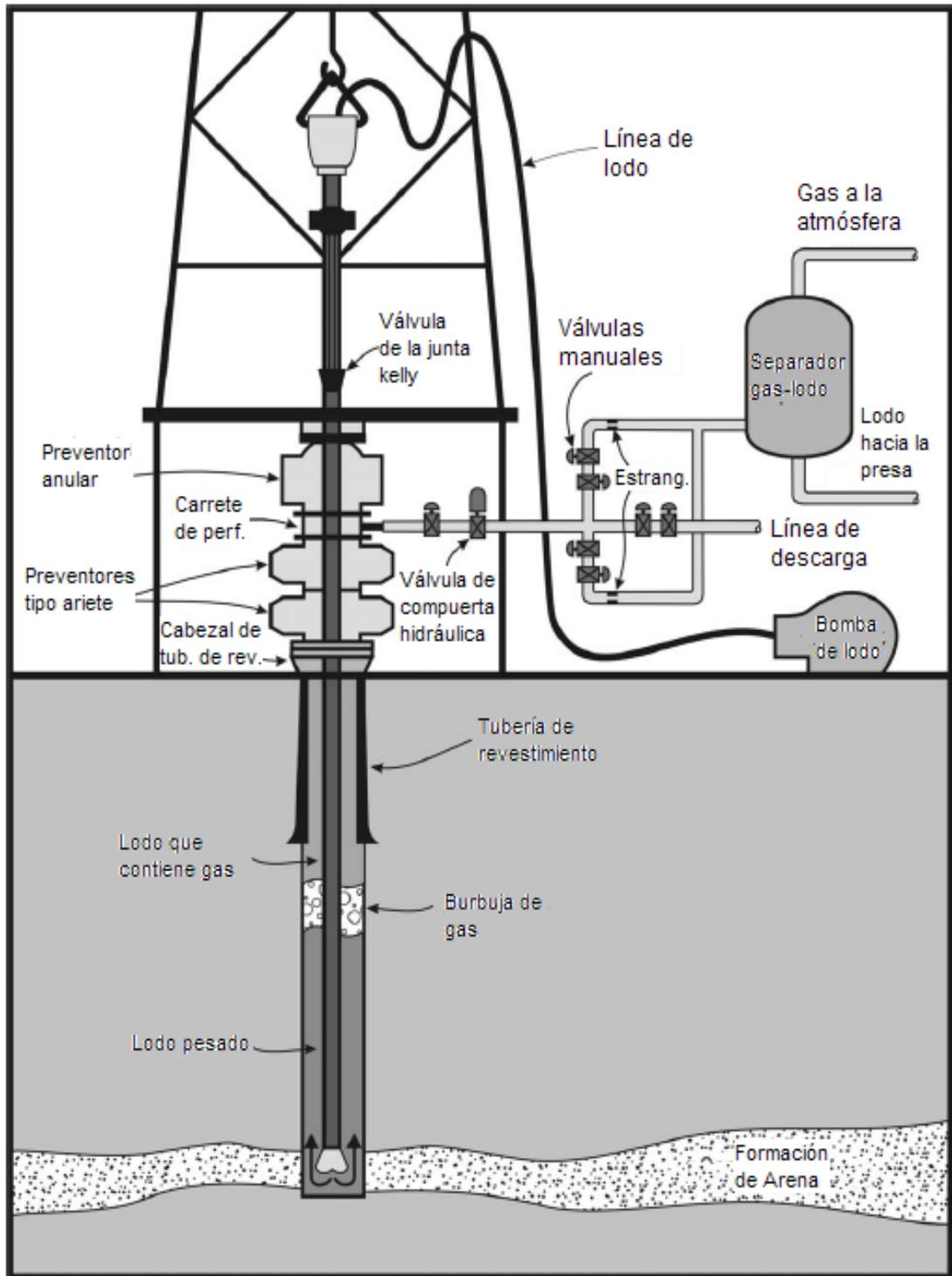


Figura 3.1 Equipos de Control de Presión, Tecnología de Herramientas Arrendadas. Weatherford 2003

En la figura 3.1 se puede ver como se articulan los tres niveles de control de pozos de perforación, a la par como se enumeran la mayoría de los equipos de control de pozos, así mismo en el presente trabajo se limitará exclusivamente al control de pozos secundario que más específicamente se trata tanto de los equipos de superficie y del control primario en lo relacionado a la tubería de revestimiento.

Un análisis del sistema de control de presión empieza con la tubería dentro del pozo, seguido del flujo a través de los estranguladores y terminando con el lodo que se regresa a los tanques de lodo. También es necesario desarrollar el concepto de una botella a presión alta. La tubería, los preventores de reventones, la línea de estrangulación y los estranguladores forman una botella de presión contenida, que mantiene bajo presión el fluido para la perforación y los fluidos de la formación. Al igual que cualquier botella, el punto más débil será el primero en presentar una fuga.

Entender la presión y las relaciones de la presión es importante si queremos comprender el control de del pozo, siendo estas el “pan de cada día” en la industria del petróleo en las que se incluyen las presiones de los fluidos, de formación y de la fricción mecánica de algunos equipos, cuando estas presiones se exceden pueden resultar consecuencias desastrosas.

### **3.1 PRINCIPIOS DE LAS ARREMETIDAS (PATADA DE POZO)**

Una arremetida es una entrada no deseada de los fluidos (gas) de la formación hacia el pozo. Para que se forme este fenómeno se necesitan de dos condiciones:

1. Que la presión de hidrostática del lodo de perforación y la consecuente presión en el fondo del pozo sean menores que la presión de la formación.
2. Que la permeabilidad<sup>4</sup> sea tal que permita la migración de fluido del pozo a la formación.

La permeabilidad de un pozo es una propiedad inherente de la misma formación. Para evitar las arremetidas, la presión hidrostática aplicada de la columna de lodo en el pozo por los fluidos de perforación es el factor determinante para controlar. Durante la perforación las principales causas de una arremetida o influjo son:

1. Formaciones con presiones anormales
2. Lodo de perforación con una densidad insuficiente
3. La pérdida de la circulación

---

<sup>4</sup> Capacidad de la roca de permitir el flujo de fluidos

### **3.1.1 INDICADORES DE SURGENICAS**

Existen varias indicaciones que advierten sobre la existencia de un influjo inminente. Puesto que la mayoría de los datos de las condiciones al fondo del pozo se infieren de lo que pase con el lodo de perforación, la mayoría de las señales de advertencia de un influjo están basadas en los cambios en el sistema de lodos.

#### **3.1.1.1 Indicadores de Arremetidas Durante la Perforación**

- ↳ Incremento en la velocidad de perforación
- ↳ Incremento en el flujo de retorno
- ↳ Incremento en el volumen de los tanques
- ↳ Flujo en el pozo (con las bombas paradas)
- ↳ Cambios de presión en las bombas
- ↳ Cuando la sarta sale desprevenida y pega en la torre

## 4. CONTROL DE POZOS SECUNDARIO

Cuando el lodo es lo suficientemente pesado para controlar una formación permeable, se pierde el control primario del pozo. El control secundario se trata del uso de preventores de reventones "BOP's"<sup>5</sup>, y los equipos necesarios para manibrarlas como los son las bridas, carretes, valvulas y el sistema de contro hidráulico de preventores para que los fluidos de la formación no se introduzcan al pozo.

Como se puede ver en la figura 4.1 en una configuración de un sistema BOP's Típico se coloca uno ó más BOP's de ariete, uno encima del otro, en la parte superior del cabezal de pozo con BOP anular en la parte superior. En una configuración de perforación, se conecta un múltiple de estrangulación y un múltiple de matar a las salidas laterales en el BOP de ariete en la parte inferior o a un carrete de perforación que se incluye en el conjunto para este propósito. Generalmente se coloca el sistema de control hidráulico cerca con líneas de control que se conectan a los componentes operados hidráulicamente del conjunto y cables conectados a un panel de control del perforador en el piso de perforación y un panel de control remoto que se encuentra a una distancia mínima de cincuenta pies.

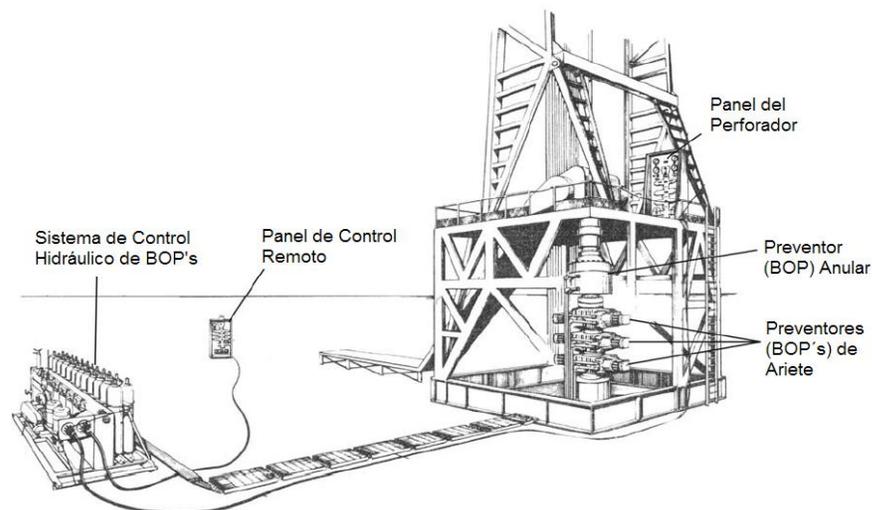


Figura 4.1 Configuración Típica para Equipos de Control Secundario, Tecnología de Herramientas Arrendadas. Weatherford 2003

<sup>5</sup> Blowout Preventer, Preventor de Reventones

Los preventores de reventones deben contener las presiones del pozo cuando sea insuficiente el peso del lodo. Las presiones de trabajo de los preventores de reventones deben tener la capacidad de aguantar las presiones previstas durante la perforación de un pozo. También deben tener la capacidad de cerrar el pozo sin o con tubería. Dicha tubería podrá ser tubos de perforación, collares de perforación, tubing o casing. Las columnas submarinas para la prevención de reventones deben tener la capacidad de cortar el tubo dentro de la columna preventora de reventón si se requiere una desconexión de emergencia. Además, debe existir un medio de desconectar el tubo ascendente del cabezal submarino del pozo.

El sistema de preventores de reventones es en realidad un arreglo singular de válvulas hidráulicas enormes, las cuales poseen diámetros grandes y se encuentran clasificados para alta presión y operaciones rápidas. Estas características hacen que el sistema incluya algunas limitaciones de las cuales la cuadrilla de operaciones debe estar consciente y observar con cuidado.

El sistema de control de presión debe desempeñar cuatro funciones indispensables:

1. Un medio para cerrar la boca del pozo completamente, o alrededor de la tubería o los collares de perforación.
2. Un medio controlar el desfogue de gases, fluidos cortados con gas, agua salina u otra posible combinación de fluidos que se puedan en un influjo.
3. Un medio de bombear dentro del pozo mientras se circula para eliminar el influjo del pozo.
4. Un medio de sacar o bajar tubería en un pozo.

#### **4.1 ORGANIZACIÓN DEL CONJUNTO BOP**

El sistema de BOP's se puede configurar de diferentes maneras, dependiendo de la presión de pozo esperada, las limitaciones de espacio y otras necesidades de la operación.

Se puede armar la columna de preventores con una variedad de configuraciones. El Código del API<sup>6</sup> para describir las configuraciones de la columna está incluido la norma API RP53.

---

<sup>6</sup> Instituto Americano del Petróleo

**A** = Preventor de reventones tipo anular

**G** = cabezal giratorio

**R** = Preventor tipo simple, con un solo juego de arietes<sup>7</sup>, ciego o de tubería, según prefiera el operador

**Rd** = Preventor del tipo doble, con doble juego de arietes, colocados como prefiera el operador

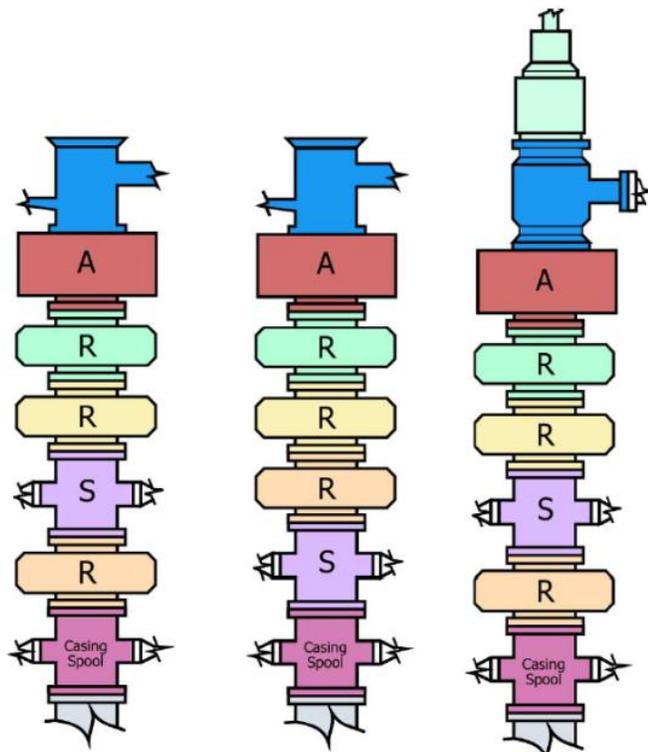
**Rt** = Preventor del tipo triple, con tres juegos de esclusas, colocados como prefiera el operador

**CH** = conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo o los preventores unos con otros.

**CL** = conector de baja presión a control remoto que conecta el riser con el conjunto de BOP.

**S** = carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control (ahogo)

**M** = clasificación de trabajo de 1000 psi (68.95bar).



<sup>7</sup> Esclusas

Figura 4.2 Arreglos Típicos de Columnas de Preventores, API RP 53

Desde el punto de vista del control del pozo, el propósito de la columna de Preventores de Reventones es el de cerrar el pozo cuando ocurre una arremetida<sup>8</sup> y dejar que todavía haya la mayor flexibilidad para las operaciones subsiguientes. Si esto se mantiene en mente, hay muchas posibles configuraciones de columna que son satisfactorias.

La primera de las columnas de preventores de la figura 4.2 (15M-7-1/6" (179.39 mm)-RSRRA) estaría clasificada para una presión de trabajo de 15000 psi (1034.2 bar), tendría un diámetro de 7-1/16 pulgadas (179.39 mm).

La figura 4.2, de "Sistemas de Equipos de Prevención de Reventones" del API RP53, muestra tres configuraciones, pero hay varias más que son posibles en un arreglo anular con tres arietes. La consideración más importante de cómo organizar la columna es cuál parece ser el mayor peligro que se podría encontrar. A este respecto, se podrían señalar varias cosas:

- ↳ Los requerimientos de la columna deberían estar basados de acuerdo a cada trabajo.
- ↳ Ninguno de los tres arreglos de la figura 4.2 que se muestran es adecuada para bajada bajo presión ariete a ariete según las reglas generales de stripping<sup>9</sup>. Para las bajadas esclusa a esclusa, la configuración mínima es RRSRA o RRRRA, si se usará la salida lateral del Preventor de Reventones para circular.
- ↳ Hay un sinnúmero de configuraciones deseables, pero con más arietes, la columna se hace más pesada, más grande y más cara. Con menos esclusas hay menos flexibilidad y se reduce la seguridad.
- ↳ El mejor arreglo para la columna es aquel que sea adecuado para la tarea y el área y que incluya cierto grado de seguridad.

Desde el punto de vista del control del pozo, el propósito de la columna de Preventores de Reventones es el de cerrar el pozo cuando ocurre una arremetida y dejar que todavía haya la mayor flexibilidad para las operaciones subsiguientes. Si esto se mantiene en mente, hay muchas posibles configuraciones de columna que son satisfactorias. Al diseñar u operar la columna, las preocupaciones Críticas de las operaciones del control de pozos son algunos de los límites inherentes tales como la presión, el calor, el espacio, la parte económica, etc.

---

<sup>8</sup> Ingreso no programado ni deseado de agua, gas, petróleo o cualquier otro fluido al interior del pozo, ocurre cuando la presión ejercida por la columna del fluido de perforación no es suficiente para superar la presión de los fluidos de la formación perforada

<sup>9</sup> Técnica empleada para movilizar la sarta de perforación a través de preventoras cuando el pozo esta cerrado bajo presión

## 4.2 PREVENTORAS ANULARES

Los preventores anulares<sup>10</sup>, probablemente sean los dispositivos más versátiles para controlar la presión en el cabezal del pozo. Los preventores anulares tienen un empaque elástico, en forma de rosquilla, con un alma<sup>11</sup> de acero. La extrusión del empaque en el hueco se logra mediante un movimiento ascendente del pistón activado hidráulicamente<sup>12</sup>. El elemento elastómero está diseñado para sellar una tubería de cualquier tamaño o forma e incluso sobre el hueco abierto.

El preventor consiste de un elemento de empaque circular hecho de goma, un pistón, un cuerpo y un cabezal (tapa). Cuando se bombea fluido hidráulico en la cámara de cierre, ocurre una secuencia en la cual el elemento de sellado es empujado hacia adentro (ver figura 4.3). Según el fabricante y el modelo, el funcionamiento interior del equipo puede variar en cuanto a cómo se obtiene ese sello, pero típicamente es por medio del movimiento vertical u horizontal del empaquetador, siendo este que al encontrarse adentro del anular el que provee el sello.

Todos los preventores anulares tienen:

- ↳ Un diámetro que pasa verticalmente a través de una cavidad del cuerpo central
- ↳ Una conexión empernada o acampanada en la parte superior
- ↳ Una conexión embridada, empernada o acampanada en la parte inferior
- ↳ Un elemento de empaque anular
- ↳ Un pistón de operación hidráulica que comprime el elemento de empaque contra el tubo o a través del pozo abierto
- ↳ Una tapa removible que se utiliza para el mantenimiento y reemplazo del elemento.

Como se puede apreciar en la figura 4.3, los cuatro componentes básicos del preventor anular son la cabeza, el cuerpo, el pistón y el elemento de empaque reforzado con acero. Cuando se accione el mecanismo de cierre del preventor, se aplica presión hidráulica en el pistón, haciendo que éste deslice hacia arriba. Esto empuja el elemento empaquetador dentro de la sarta de perforación o

---

<sup>10</sup> Llamados preventores de bolsa, esféricos o simplemente Hydril

<sup>11</sup> Refuerzo interno

<sup>12</sup> Principios Fundamentales del Control de Pozos, Randy Smith Training Solutions

alrededor de la sarta de tubería. El elemento elastomero del preventor se abre, aplicando presión hidráulica para deslizar el pistón hacia abajo. Esto restaura el empaque a su posición original.

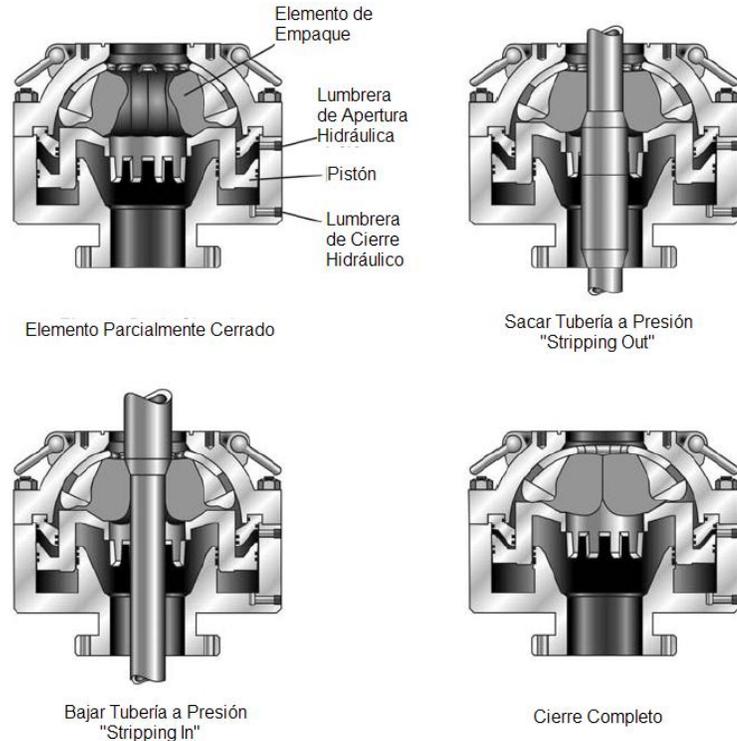


Figura 4.3 Diagrama de Cierre Parcial o Completo del Elemento de Empaque Alrededor de la Tubería de Producción o la Sarta de Perforación. Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003

Durante la perforación, el preventor anular se utiliza principalmente en situaciones de emergencia cuando hay tubería en el pozo, como por ejemplo una sarta de perforación o una junta Kelly, alrededor de las cuales los BOP tipo ariete no pueden sellarse, siendo su principal ventaja la facilidad de adaptarse al cerrarse a cualquier herramienta sin importar su forma o tamaño.

Los preventores anulares son útiles en operaciones de stripping y de snubbing<sup>13</sup> debido a que puede mantener un sello mientras que pasan las roscas de unión. Esta es una operación compleja debido a que se debe forzar la sarta de perforación en el pozo hasta que haya suficiente peso de tubería para contrarrestar la presión del pozo.

Todos los preventores anulares operan con presión hidráulica, estos requieren una presión del fluido hidráulico para operar de al menos 1500psi. Si se aplica una cantidad superior a la requerida, el elemento de empaque agarrará el tubo con demasiada fuerza y se desgastará prematuramente, debido a esto la mayoría de

<sup>13</sup> Inserción de tubería contra presión

los sistemas de control hidráulico incluyen un regulador de presión en la línea que suministra el fluido al preventor anular para asegurar que se mantenga la presión de cierre apropiada.

Los preventores anulares se mantienen a través de un nivel persistente de presión hidráulica aplicada a la lumbrera<sup>14</sup> de cierre. Algunos modelos están diseñados para ser ayudados por la presión del pozo una vez estén cerrados.

#### 4.2.1 Mecanismos de Cierre de Impulsión de Pistón

La mayoría de los preventores anulares funcionan forzando un elemento de empaque flexible reforzado con acero hacia arriba y hacia adentro utilizando un pistón, o cilindro de operación, que esta ahusado en la parte inferior, como un tazón, este se asienta en e tazón del pistón.

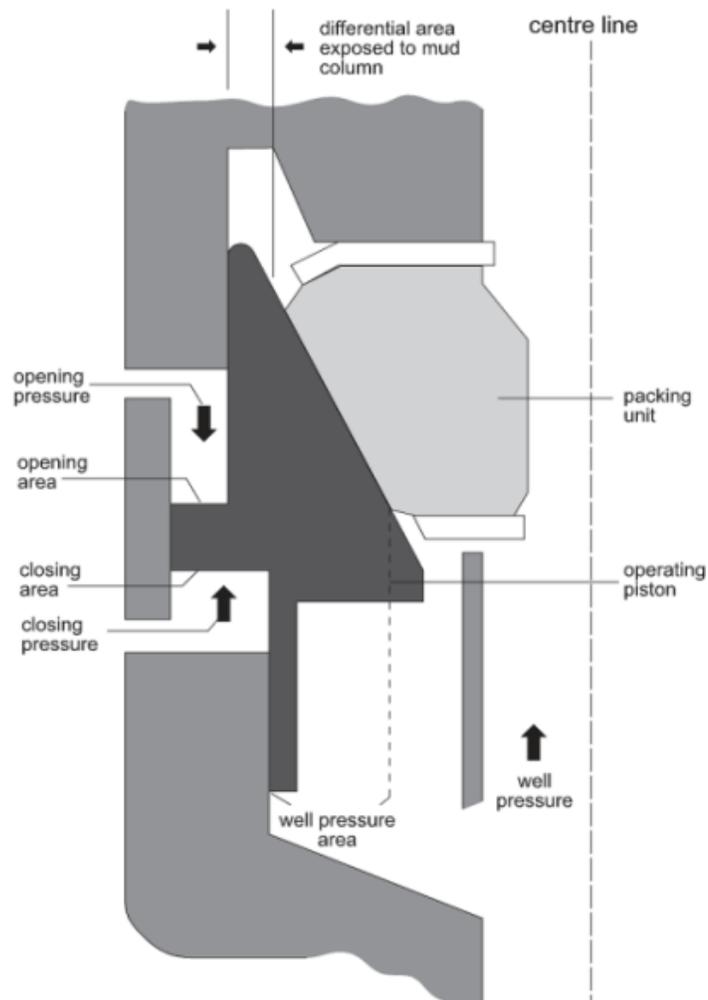


Figura 4.4 Contracción del Pistón

<sup>14</sup> Abertura para paso de fluido

En la figura 4.4 vemos un diagrama del mecanismo al que se somete un preventor anular para cerrarse, en donde se envía fluido hidráulico a través de una lumbrera de cierre en un espacio por debajo del pistón. La presión del fluido hidráulico proporciona una fuerza de levantamiento que empuja el elemento hacia arriba contra la pared superior de la cavidad del cuerpo del preventor. Cuando ya no pueda moverse hacia arriba, el elemento de empaque es forzado hacia adentro por el ahusado del pistón.

La compresión del elemento contra la parte superior de la cavidad y el tubo crea un sello, lo que cierra el pozo, por otra parte si el preventor anular se utiliza para sellar el pozo abierto, el elemento de empaque será empujado hacia arriba y adentro para cerrar un sello con sí mismo.

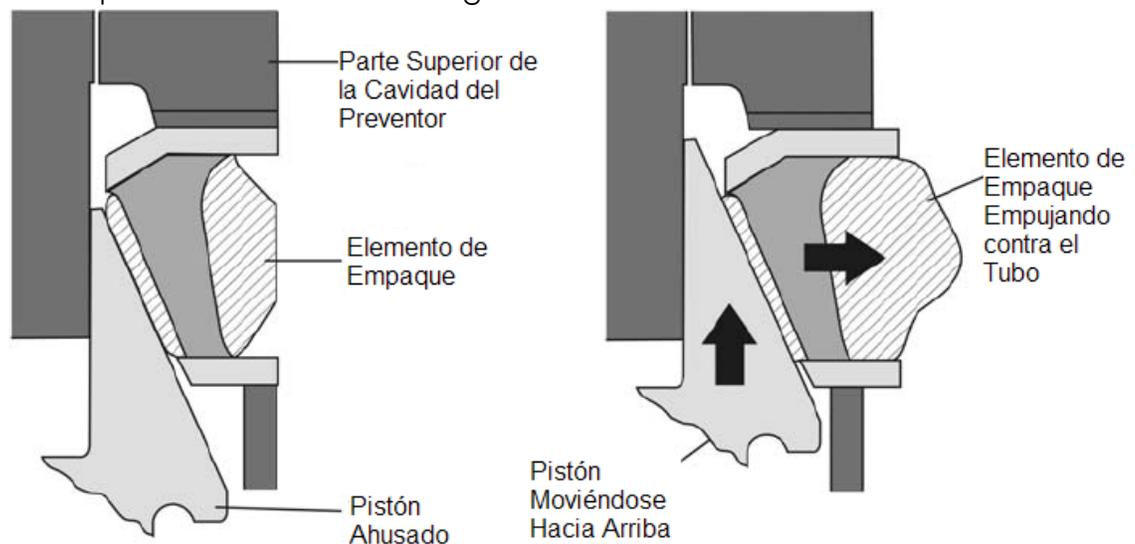


Figura 4.5 Mecanismo de Cierre del Pistón. Tecnología de Herramientas, Weatherford 2003

#### 4.2.2 Mecanismo De Cierre Por Fuerza Hidráulica Directa

En la figura 4.5 se puede identificar como los preventores anulares se cierran a través de aplicar una fuerza hidráulica directa a la parte externa de un elemento de empaque doble no reforzado que es similar a una "serpentina de caucho". Se envía fluido hidráulico a través de una sola lumbrera en el espacio alrededor del elemento de empaque. La presión ejercida por el fluido obliga al elemento a moverse hacia adentro y sella el pozo.

#### 4.2.3 Mecanismos de Apertura

Los preventores anulares de pistón se abren a través de implantar presión hidráulica a la lumbrera de apertura, lo que ubica al cilindro de operación hacia abajo y permite al elemento de empaque para abrir por expansión.

Los preventores anulares que utilizan presión hidráulica, se abren a través de descargar el fluido hidráulico presurizado fuera del espacio alrededor del elemento, lo que permite que el elemento de goma se relaje y vuelva a su posición abierta normal.

#### **4.2.4 Sellado Ayudado Por Presión Del Pozo**

En la mayoría de los casos, los preventores anulares están diseñados para que la presión del pozo refuerce el efecto sellador del elemento de empaque. Dos modelos que incluyen esta característica son Hydril GK y Shaffer Spherical.

A continuación, algunas de las ventajas del uso de un preventor anular<sup>15</sup>:

1. Aunque el preventor esté cerrado, la sarta de tubería de perforación podrá operar en vaivén y de las todas formas.
2. Se puede cerrar sobre una junta kelly cuadrada o hexagonal.
3. Se puede cerrar sobre los collares de perforación.
4. Puesto que el tiempo es esencial en el cierre de un pozo que se esté descargando, se puede cerrar más rápidamente si se cierra sobre la junta kelly cuadrada.
5. El preventor anular podrá funcionar como compuerta maestra mediante el cierre completo.
6. Se puede cerrar sobre cualquier miembro de una sarta de perforación.
7. Se puede cerrar sobre las líneas de achique, las herramientas de registro o de perforación, inclusive en los 80 ó 90 pies de envoltura o directamente arriba de las herramientas eléctricas de registro.
8. La cadena de perforación podrá ser introducida y retirada del pozo abierto.

#### **4.2.5 Fabricantes Y Modelos De Preventores Anulares**

Hay muchos fabricantes con varios modelos que se usan en la actualidad, tales como el Hydril GL, GX y GK, el Cameron D y DL, y el Shaffer con tapas abullonadas y tapas de cuña. Las tres empresas ofrecen modelos de doble carcasa para las aplicaciones submarinas o cuando se necesitan dos preventores anulares en tándem<sup>16</sup> y podría haber un problema con el espacio. Las presiones

---

<sup>15</sup> Los Equipos para el Control de Pozos, Capítulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston en Victoria.

<sup>16</sup> Organización de dos preventores complementarios

de operación, las características, así como también las limitaciones, variarán con los diferentes modelos y marcas. Es por esto que debería haber reguladores hidráulicos para todos los preventores anulares, para permitir que se ajuste la presión de operación cuando sea necesario.

#### 4.2.5.1 Preventor GL Hydril

El BOP anular de la figura 4.6 es un preventor GL Hydril, este ostenta un diseño de impulsión por pistón que opera con una presión hidráulica positiva durante cualquier actividad de sello.

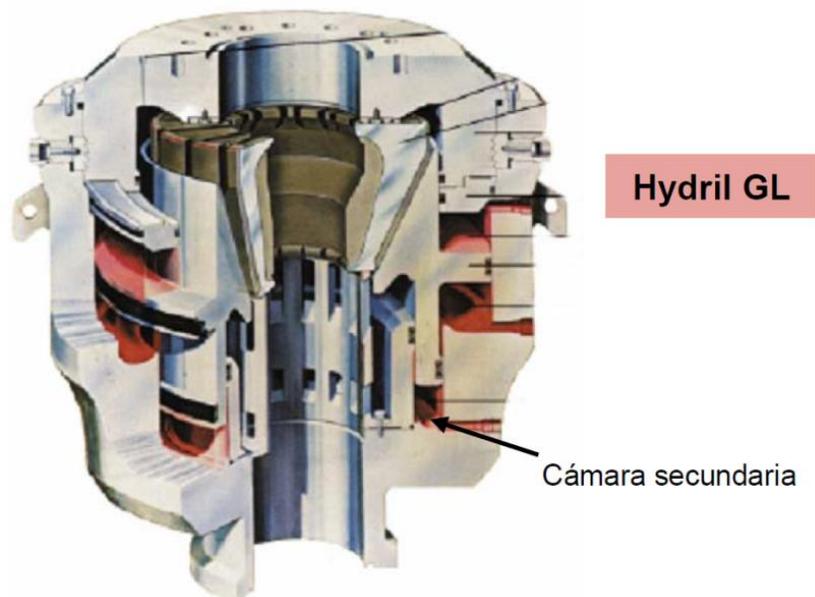


Figura 4.6 Preventor GL Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

Tiene una cámara equilibrada o secundaria que le permite ser más funcional en aplicaciones submarinas, Esta cámara se ajusta automáticamente para compensar las presiones hidrostáticas encontradas en la perforación en aguas profundas. También permite que el preventor se cierre con menos presión que otros preventores anulares que requieren menores volúmenes de fluido hidráulico.

#### Las funciones de operación del Modelo Hydril GL:

1. Diseñado y desarrollado para instalaciones tanto terrestres como marítimas.
2. Debe mantenerse la presión de cierre durante todas las operaciones de sellado.
3. Debe aumentarse la presión de cierre conforme que se eleve la presión dentro del pozo.

4. El diseño de cabeza con segura agiliza el acceso.
5. Integra una cámara secundaria, diseñada para equilibrar la presión hidrostática del tubo ascendente en los sistemas marinos. Hay dos maneras de conectar la cámara secundaria para optimar las operaciones para contemplar efectos diferentes: minimizar el volumen de fluido del cierre/abertura, o reducir la presión del cierre.

#### 4.2.5.2 Preventor GX Hydril

El preventor GX Hydril se sella sobre hueco abierto, y al igual que el modelo GK, la placa de desgaste y el elemento de empaque se puede reemplazar en el campo, así encontramos una fotografía del mismo en la figura 4.7

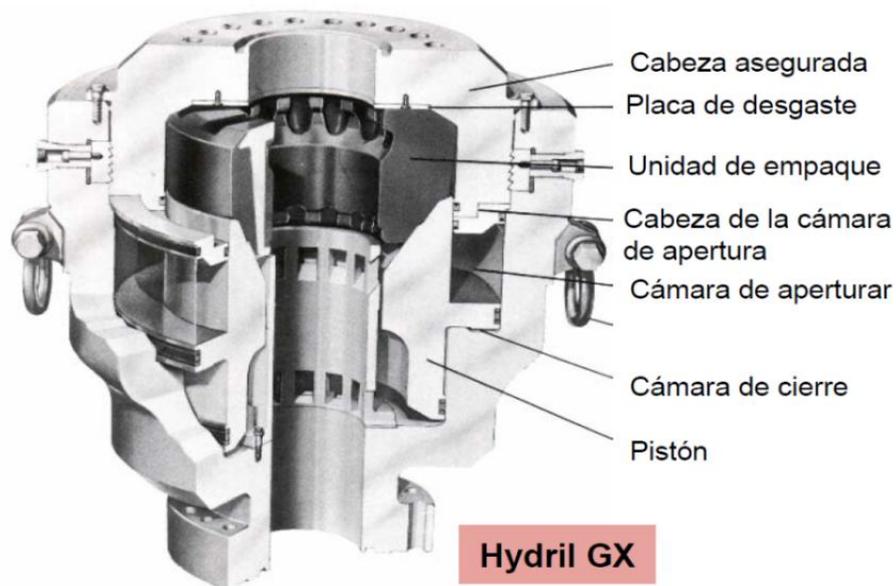


Figura 4.7 Preventor GX Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

#### Las funciones de operación del modelo Hydril GX:

1. El GX ha sido diseñado para aplicaciones terrestres y marítimas. Es el modelo recomendado por la factura para las operaciones en aguas profundas.
2. El pistón de operación se equilibra con cámaras de apertura y de cierre de igual diámetro. Esto compensa las fuerzas hidrostáticas ejercidas sobre el pistón por el fluido de control en las condiciones marinas. Produce una presión constante de cierre, cualquiera que sea la profundidad del agua o la densidad del lodo.
3. La placa reemplazable de desgaste elimina el contacto de metal – metal entre los insertos en la unidad de empaquetaduras y la cabeza del BOP.

4. Aplicaciones en servicios con presencia de H<sub>2</sub>S.
5. Cabeza posee un seguro que facilita el acceso a la unidad de empaquetaduras y los sellos.
6. Se surte en el modelo "GX Annuflex" para aplicaciones en los sistemas de perforación marítima. Dicho modelo combina un preventor anular GX con una unión flexible en un tubo ascendente marino.

#### 4.2.5.3 Preventor GK Hydril

El preventor GL Hydril (figura 4.8), opera con un diseño de impulsión de pistón, posee una tapa de tornillo roscado en el cuerpo superior que permite la fácil remoción y reemplazo del elemento de goma interno.

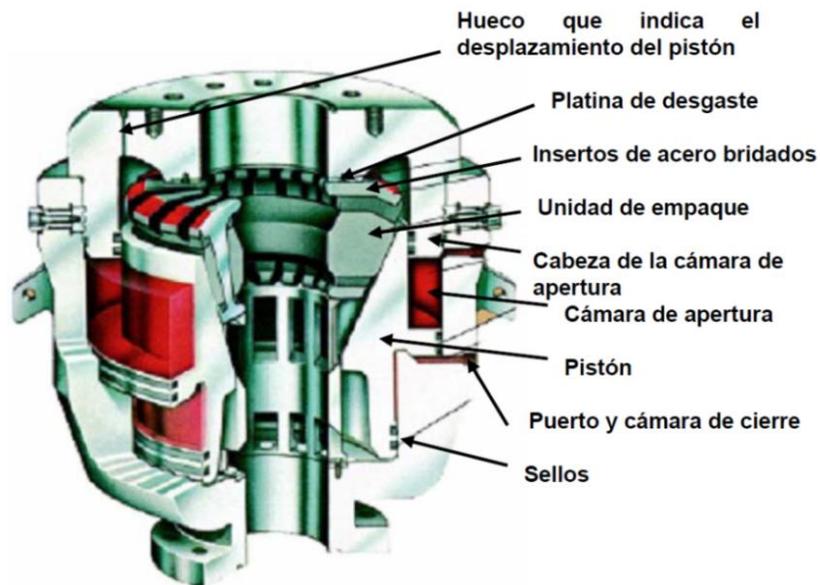


Figura 4.8 Preventor GL Hydril, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

El sello del preventor GK está diseñado para ser asistido por las presiones en el pozo una vez que se obtenga el sello, en caso que la potencia hidráulica sea inoperable.

#### Las funciones de operación del Modelo Hydril GK:

1. Una amplia gama de diámetros de pozo y presiones nominales de trabajo
2. Se surte con bridas de una mayor presión nominal que los preventores, para conectarse con los preventores tipo ariete de alta presión.

3. La mayoría de los preventores GK tipo anular tienen diseño de cabeza roscada. Se surte cabeza con seguro en las unidades de 13<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" , 5000 psi y mayores.
4. La presión en el pozo ofrece asistencia en el sellado después del cierre inicial (con excepción de los modelos GK de 7<sup>1</sup>/<sub>16</sub>" , 15,000 psi y 20,000 psi).
5. Ha sido diseñado para aplicaciones en instalaciones terrestres, pero también se puede utilizar en servicios marítimos. Para instalaciones marítimas se requiere de altas presiones de acumulador
6. Tiene provisiones para medir el recorrido del pistón, a fin de calcular el desgaste el elemento de empaquetadura.

#### 4.2.5.4 Preventor Hydril MPS

El preventor anular MSP (figura 4.9), es aplicable a instalaciones de superficie como marinas. Para necesidades de presión superiores a 2000 psi. Posee una vida de servicio larga y estable. Este BOP se sierra sobre tubería del taladro, junta kelly, herramientas y wireline o sobre si misma.

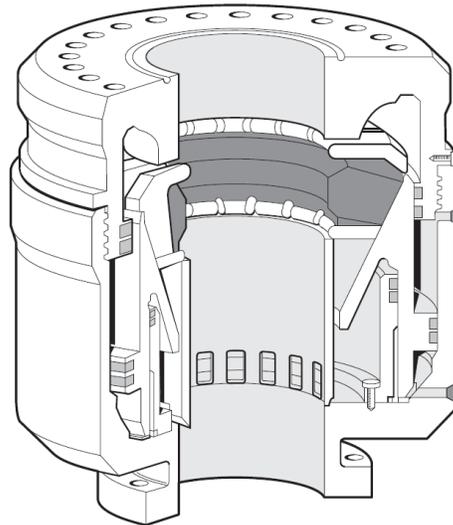


Figura 4.9 Preventor Hydril MPS

#### Las funciones de operación del Modelo Hydril MSP:

1. Para servicios a baja presión - de 300 a 1200 psi (3-14 MPa)
2. Se surte en para diámetros de pozo desde 7<sup>1</sup>/<sub>16</sub>" hasta 30"
3. Una aplicación principal son los sistemas de desviadores. Sin embargo, se puede utilizar como BOP las instalaciones terrestres o marinas.

4. La presión dentro del pozo asiste en el sellado, salvo en el tamaño 29<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" – 500, el cual no recibe asistencia de la presión del pozo.

#### 4.2.5.5 Preventor Cameron D

El preventor anular Cameron modelo D que aparece en la figura 4.10 es una unidad de dos piezas, que posee un cierre de apertura inmediata para un fácil cambio de empaque, la mayoría de los tamaños requieren menor cantidad de fluido hidráulico de cierre, así como su altura total también es menor que en los preventores anulares Varco/Shaffer y Hydril. El preventor D requiere una presión de cierre 3000 psi para cerrar un hueco abierto y de 1500 psi para cerrar en tubería.

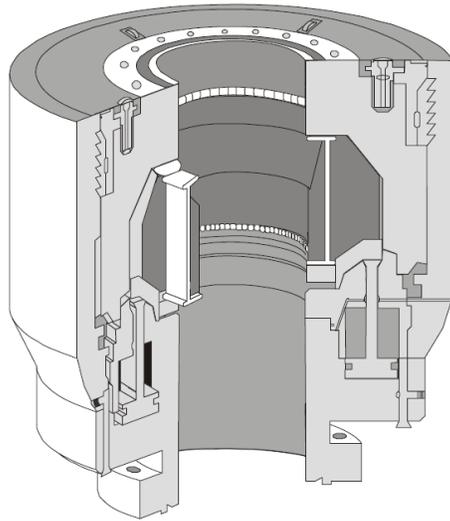


Figura 4.10 Preventor Cameron Modelo D, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

#### Las funciones de operación del Modelo "D" de Cooper:

1. Una amplia gama de diámetros de pozo y presiones nominales
2. Se cierra sobre el pozo descubierto.
3. La presión del pozo asiste en el sellado.
4. El seguro superior, de viaje rápido, agiliza el cambio del elemento.
5. Altura baja
6. Bajo peso del elemento
7. Requiere menos fluido para abrir y cerrar el elemento que los modelos comparables, pero requiere una presión mayor.

#### 4.2.5.6 Preventor Varco Shaffer Spherical

El preventor "Shaffer Spherical" posee un diseño de implosión por pistón donde la presión del pozo ayudara al cierre, pero no hasta el punto de un sello excesivo (overseal<sup>17</sup>).

Una característica del preventor Shaffer Spherical figura 4.11 son sus anillos de desgaste que brinda una vida de pistón más larga a través de la eliminación del contacto metal – metal entre el pistón y el diámetro interno, además ostenta un diseño ahorrador de espacio que lo hace muy popular para trabajos de espacio limitado.

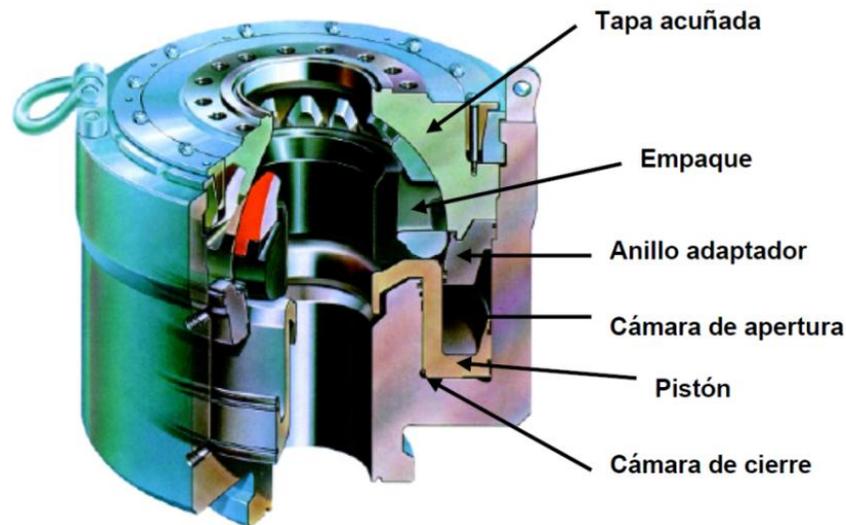


Figura 4.11 Preventor Varco Shaffer Spherical Preventor, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

#### Las funciones de operación del Modelo "Spherical" de Shafer:

1. Una amplia gama de diámetros de pozo y presiones nominales
2. Se cierra sobre el pozo descubierto
3. Aplicaciones en el servicio terrestre y marino
4. La presión del pozo es imparte una leve asistencia en el sellado.
5. Buen servicio en la instalación de tubería a presión
6. Se surte en modelos ligeros, duales y Árticos

---

<sup>17</sup> La presión del pozo no causara que el elemento de empaque se desgaste prematuramente.

7. Usan una baja presión de operación

#### 4.2.6 Elemento De Empaque

Los tres materiales básicos (goma) que se utilizan en la fabricación de los elementos de empaque son la goma natural, la goma de nitrilo (sintética) y el neopreno. Sus aplicaciones se aprecian en las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 las cuales se apoyaron en las figuras 4.12, 4.13 y 4.14.



Figura 4.12 Elemento de Empaque y Acero para Hydril GX, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

TIPO DE EMPAQUE	APLICACIÓN RECOMENDADA POR LOS FABRICANTES (HYDRILL)
<b>Goma Natural</b>	En lodos base agua con menos de un 5% de aceite, a temperaturas de operación entre -30 y +255°F (-35°C y +107°C). Aplicaciones en servicios con H <sub>2</sub> S
<b>Goma de Nitrilo</b>	En lodos base aceite, con puntos de anilina entre 165°F y 245°F. Aplicaciones en servicios con H <sub>2</sub> S., en temperaturas de operación entre 32°F y 190°F (0°C y 77°C). Aplicaciones en servicios con H <sub>2</sub> S
<b>Neopreno</b>	En lodos con temperatura de operación entre -30°F y +190°F (-35°C y 77°C). Aplicaciones en servicios con H <sub>2</sub> S

Tabla 4.1 Materiales de elemento de Empaque, Hydrill. Equipos para el Control de Pozos, Capítulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston Victoria.



Figura 4.13 Elemento de Empaque y Acero para Preventor Varco Shaffer Spherical, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

TIPO DE EMPAQUE	APLICACIÓN RECOMENDADA POR LOS FABRICANTES (SHAFFER)
<b>Goma Natural</b>	Operaciones a temperaturas bajas con lodos a base de agua, resistencia a la abrasión en la instalación de tubería a presión. Límites de temperatura, -20°F a 170°F (29°C a 77°C).
<b>Goma de Nitrilo</b>	Lodos base aceite y base agua. Aplicaciones en servicios con H <sub>2</sub> S. Límites de temperatura son de 40°F a 170°F (4°C a 77°C)
<b>Neopreno</b>	Operaciones prolongadas a temperaturas elevadas de hasta 250°F (121°C). Operaciones intermitentes a temperaturas de hasta 350°F (177°C). Actualmente se surte solo para los preventores de tipo ariete. El modelo para arietes tipo anular está en desarrollo.

Tabla 4.2 Materiales de elemento de Empaque, Shaffer. Equipos para el Control de Pozos, Capítulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston Victoria.

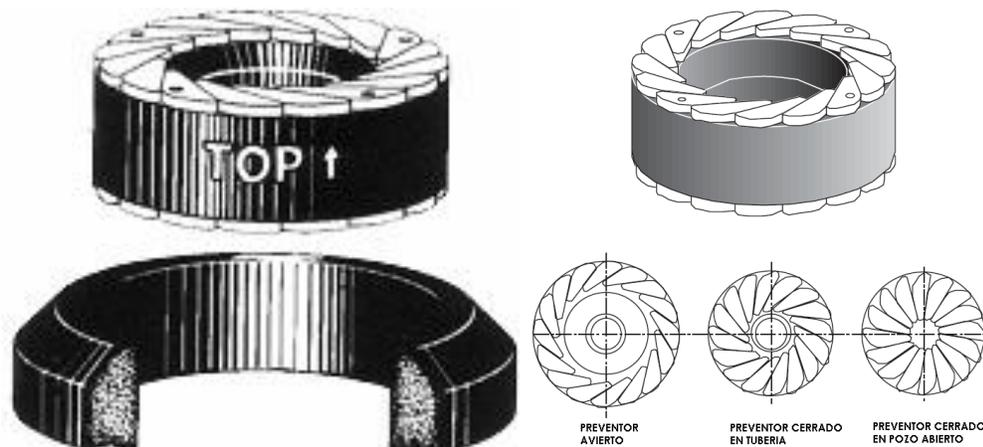


Figura 4.14 Elemento de Empaque Rosquilla (Dount) para Preventor Cameron Modelo D, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

TIPO DE EMPAQUE	APLICACIÓN RECOMENDADA POR LOS FABRICANTES (CAMERON)
<b>Goma Natural</b>	En lodos base aceite, en temperaturas de operación entre -30° a 170°F
<b>Goma de Nitrilo</b>	En lodos base aceite, en temperaturas de operación entre 20° a 190°F
<b>Neopreno</b>	En lodos base agua, en temperaturas de operación entre -30° a 225°F

Tabla 4.3 Materiales de elemento de Empaque Cameron, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

#### **4.2.7 Selección del Preventor Anular<sup>18</sup>**

A la hora de diseñar el preventor anular apropiado para un trabajo en particular es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

##### **4.2.7.1 Presión Nominal**

La presión de trabajo nominal de un preventor es la cantidad de presión que puede contener sin causar fugas o fallas mecánicas. Mientras la presión nominal del cabezal de pozo y el preventor de ariete generalmente se basa estrictamente en las presiones esperadas en el pozo.

Los preventores anulares, al igual que todos los equipos de control de presión, tienen presiones nominales entre 1000 psi a 20000 psi

##### **4.2.7.2 Diámetro Interno**

Se fabrican los preventores anulares con diámetros internos en el rango de 2<sup>9</sup>/<sub>16</sub>" a 30". El diámetro interno del preventor anular debe ser el mismo diámetro interno del resto del conjunto de preventores.

##### **4.2.7.3 Tipo de Conexión**

Se fabrican los preventores anulares con conexiones de abrazadera por empernada o embridada por empernada.<sup>19</sup> Será necesario asegurar que se seleccione un preventor anular que cuenta con un tipo de conexión compatible con las herramientas que estarán por debajo del mismo conjunto. Por lo general se ubica el preventor anular sobre un preventor de ariete o carrete de perforación y por debajo de un niple acampanado<sup>20</sup> o cabezal giratorio

##### **4.2.7.4 Restricciones de Altura y Aplicación**

La función que realiza el preventor anular y cualquier restricción de altura impuesta por la altura del equipo de perforación tendrán un impacto sobre el tipo de preventor anular que se envía al sitio de trabajo.

#### **4.2.8 Preventores Anulares con Fines Específicos**

Muchos de los fabricantes de equipos de Preventores de Reventones ofrecen una variedad de preventores del tipo anular con fines específicos, esta función específica se indica en su nombre, incluyendo cabezales giratorios, deslizadores

---

<sup>18</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

<sup>19</sup> Es decir, la parte superior siempre es empernada pero la parte inferior puede ser embridada o de abrazadera

<sup>20</sup> La parte superior del niple está expandida o acampanada, para guiar las herramientas de perforación en el hoyo, y generalmente tiene conexiones laterales para la línea de llenado y línea de retorno de lodo.

de tubería (strippers<sup>21</sup>), deslizadores de líneas de cable, deslizadores de varillas, cajas de prensaestopas y cabezas de circulación.

Este grupo de equipos permite deslizar o rotar la tubería, línea de cable o varillas de bombeo estando el pozo bajo presión. Para esto, el elemento de empaque es lo suficientemente flexible como para expandir y contraer, para adaptarse al tamaño y la forma de la sarta que está en el pozo, a la para que se flexiona. Hay que tener cuidado de asegurarse que las roscas de unión, los collares y demás conexiones se deslicen lentamente para evitar una falla prematura del elemento de empaque.

Muchas veces estos preventores reemplazan al preventor anular estándar, estos funcionan manual o hidráulicamente, o pueden tener un elemento de empaque permanentemente asentado y que siempre está cerrado, según el tipo y el modelo. Además, muchos modelos vienen equipados con tazón de cuñas.

#### 4.2.9 Sistema de Desvío

El sistema de desvío<sup>22</sup> es un preventor anular conectado por debajo a un sistema de tubería con diámetro grande. Se utiliza cuando está colocada solamente la primera tubería de revestimiento y para desviar el flujo y el gas del equipo de perforación en las embarcaciones que tienen riser<sup>23</sup>. La tubería con diámetro grande, o la línea de desalojo, generalmente tiene dos direcciones de salida. Como se puede ver en la figura 4.15 este sistema conduce por la tubería, o desvía, la corriente de los fluidos del pozo alejándose del equipo y el personal. Se debe usar sistemas de desvío si no se puede cerrar un pozo por temor a pérdidas de circulación o fallas en la formación. Según el tipo de operaciones, por ejemplo en los equipos de perforación flotantes, se pueden usar los derivadores durante toda la operación de perforación.

- ↳ **El desviador:** un preventor anular de baja presión empleado para sellar el hueco desde la línea de flujo.
- ↳ **Líneas de venteo:** tubería de diámetro grande utilizada para el flujo de los fluidos en la dirección del viento opuesta al taladro.
- ↳ **Las válvulas de las líneas de desviación:** válvulas de apertura total empleadas para seleccionar y aislar la línea de venteo deseada.
- ↳ **Sistema de control hidráulico:** opera el desviador y abre automáticamente la válvula de la línea de desviación seleccionada.

---

<sup>21</sup> Empaque energizado hidráulicamente

<sup>22</sup> Desviador, derivador o diverter

<sup>23</sup> Caño Conductor, Tubo Conductor

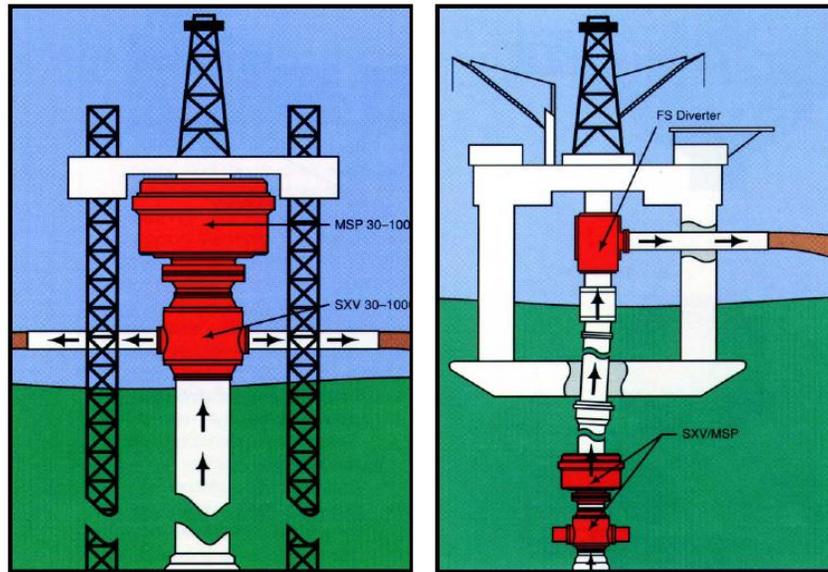


Figura 4.15 Sistemas de desvío

Es normal que el sistema de desvío se instale en la primera tubería de revestimiento (casing conductor) o como parte del riser, con las líneas del desvío corriendo hasta un área segura, a sotavento. Por este motivo, en las locaciones costa afuera se usan dos líneas de desvío con válvulas selectivas, para que el perforador pueda elegir la línea a sotavento para cada período, o a medida que cambian las condiciones del viento.

Los controles del desvío en el piso están mejor preparados como un solo control separado para evitar confusiones, dado que las operaciones de desvío generalmente se llevan a cabo rápidamente. La palanca de control en el acumulador debería estar conectada con el control para la línea de desvío para que no se pueda cerrar el preventor anular antes de abrir la(s) línea(s) del desvío.

Los sistemas de derivación están diseñados para períodos breves de caudales de flujo elevados, no para presión alta. La erosión a caudales de flujo elevados es una preocupación. Mientras más grandes sean las líneas de desvío, mejor.

### 4.3 PREVENTORES TIPO ARIETE

Un preventor de arietes como el de la figura 4.16, es un preventor que funciona a través de forzar dos arietes corredizos horizontales el uno hacia el otro para formar un sello a través del hueco abierto. Al cerrar los arietes contra un reventón, el fluido presurizado que sube por el pozo rápidamente, está bloqueado contra la parte inferior de los arietes.

Los arietes para tubo son elementos de sello, diseñados para cerrar la sarta de perforación con bloques de acero que tienen integrados unos sellos de goma. Los preventores tipo ariete derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador. Las unidades más viejas fueron operadas manualmente, con largos tornillos sinfín; a veces se conocieron como "compuertas" por parecerse a una gran válvula de compuerta.

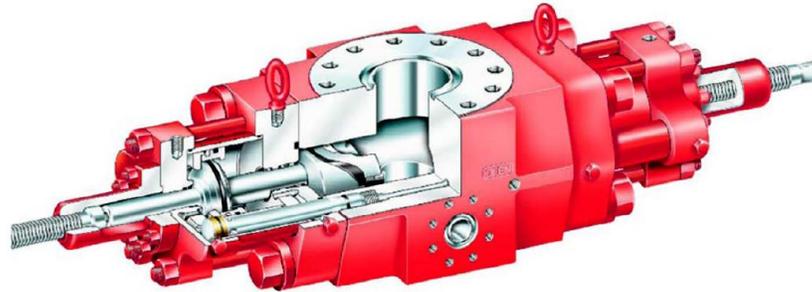
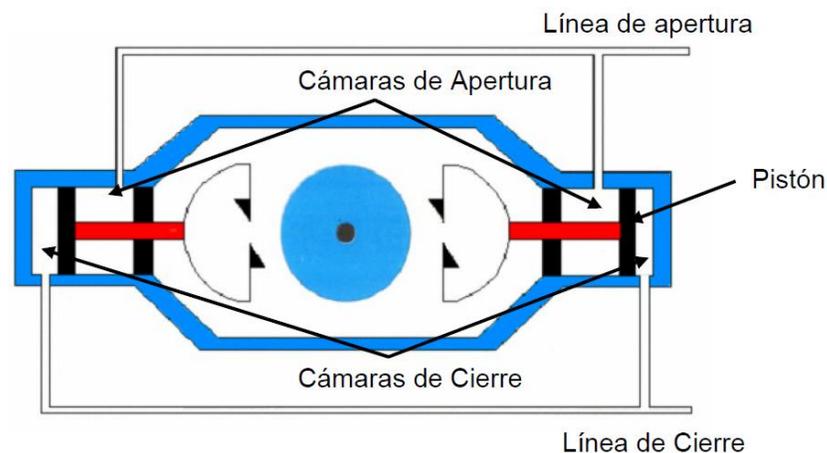


Figura 4.16 Preventor Tipo Ariete

Los arietes hidráulicos son controlados por un pistón de doble accionamiento, operado por la presión del fluido hidráulico dentro de los acumuladores. La relación de la presión en el pozo a la presión necesaria para el cierre se conoce como "la presión de cierre", mientras que la relación de la presión en el pozo a la presión de apertura se conoce como la "relación de apertura"<sup>24</sup>. Los diseños del ariete permiten que la presión en el pozo alcance el lado posterior de los pistones. Esto ayuda a mantener cerrados los arietes. En la mayoría de los diseños, esta presión mantiene cerrados los arietes sin la necesidad de aplicar una presión continua en la línea de cierre. También existen mecanismos de cierre del ariete que traban los arietes en la posición cerrada para el caso que se perdiera la presión hidráulica.



<sup>24</sup> Los Equipos para el Control de Pozos, Capítulo 16, Instituto de Capacitación Petrolera, Universidad de Houston en Victoria.

Figura 4.17 Principio Básico de Operación, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions.

La operación básica del ariete se lleva a cabo por la presión hidráulica que suministra el acumulador a las cámaras de operación del preventor. Para cerrar los arietes, el fluido hidráulico se envía hacia las cámaras de cierre, las cuales actúan sobre los pistones causando el cierre de los arietes. Al mismo tiempo, el fluido hidráulico regresa desde la cámara de apertura hasta el tanque del acumulador. La secuencia de apertura es la opuesta. El fluido hidráulico se envía a las cámaras de apertura que actúan sobre los pistones causando la apertura de los arietes. El fluido que está contenido en la cámara de cierre regresa al tanque del acumulador.

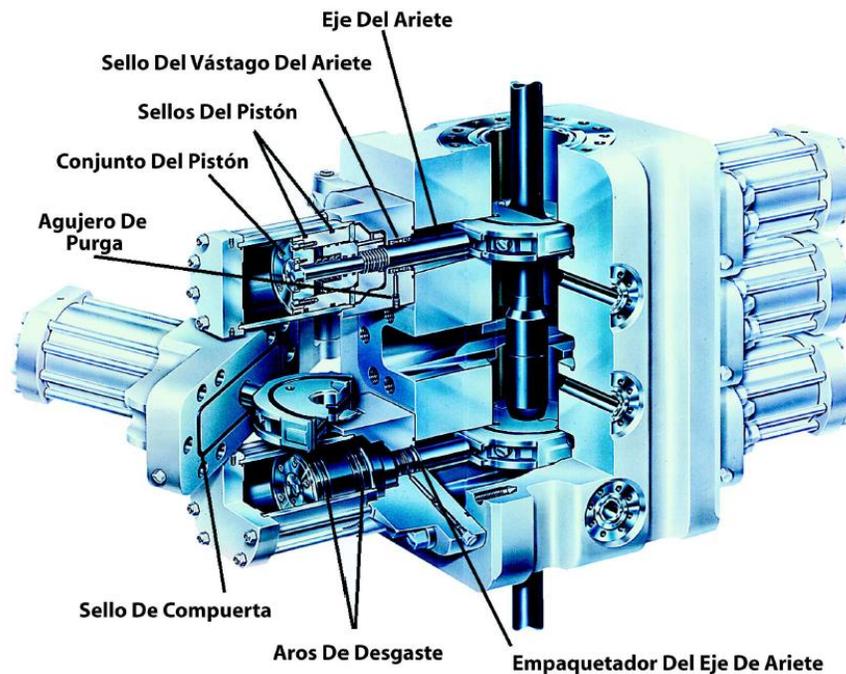


Figura 4.18 Preventor de Ariete Triple

Todos los preventores de tipo ariete tienen:

- ↳ Un diámetro interno que corre hacia arriba a través de una cavidad central en el cuerpo
- ↳ Una conexión de junta de anillo empernada o embridada en las partes superiores e inferiores
- ↳ Uno ó más juegos de ensamblajes de arietes
- ↳ Los medios para forzar los ensamblajes de arietes juntos a través del hoyo

↳ Una compuerta de bisagra que se utiliza para el mantenimiento y reemplazo de los arietes.

La mayoría de los preventores tipo ariete también tiene una ó más salidas laterales a las cuales se podrá conectar una línea de estrangular o matar para manejar la presión del pozo después de que los arietes hayan sellado el pozo.

Se puede reconocer un preventor tipo ariete desde la parte externa por su forma característica. Para cada juego de arietes instalado en el preventor, hay un cilindro que sobresale en ambos lados del cuerpo del preventor. Dichos cilindros contienen los equipos que se utilizan para cerrar y sujetar los arietes.

Los ensamblajes de ariete de preventores son de acero sólido y goma como se puede apreciar en la figura 4.19. La goma está diseñada para ajustarse alrededor del acero para que al juntar los arietes a través del hoyo, se forma un sello entre los dos ensamblajes de arietes, contra la cara sellante en la parte superior de la cavidad del cuerpo del preventor y, en el caso de arietes anulares, contra la tubería.

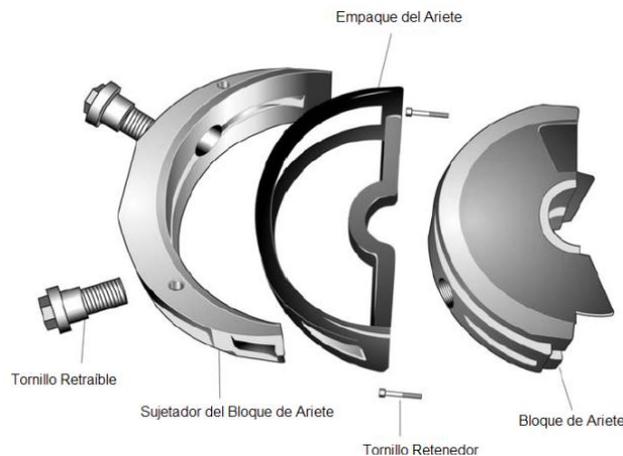


Figura 4.19 Ensamble de Arietes Anulares de Shaffer, *Tecnología de Herramientas Arrendadas, Modulo 3 Control de Presión, Weatherford Derechos Reservados 2003.*

↳ **BLOQUE DE ARIETE:** El bloque de ariete es un semicírculo de acero sólido que generalmente tiene un espesor de 3 a 4 pulgadas. Dependiendo del tipo de preventor, podrá consistir de una ó dos piezas de acero. Su diámetro externo tiene un tamaño apropiado para ajustarse al tamaño de diámetro interno o cavidad de cuerpo de un tamaño específico de preventor. Su diámetro interno tiene un tamaño apropiado para ajustarse alrededor de un tamaño específico de tubería o hacer un cierre completo<sup>25</sup> del hoyo.

Los preventores de BOP'S tienen guías angulares en la cara del bloque de ariete que sirven para guiar el tubo hacia el centro del hoyo al cerrarse los

<sup>25</sup> CSO

arietes. Esto asegura que los arietes se ajusten alrededor de la tubería y se alinean el uno con el otro correctamente para que se forme un sello hermético.

- ↳ **EMPAQUE DE ARIETE:** El empaque del ariete, denominado también la goma del empaque o elemento de empaque, está fabricado de goma moldeada que toma la forma del bloque de ariete.

El propósito del empaque de ariete es crear un “sello superior” entre la superficie superior del ariete y la parte superior de la cavidad del cuerpo del preventor, y un “sello de cara” contra la tubería y la cara del ariete opuesto.

- ↳ **SUJETADOR DEL BLOQUE DE ARIETE:** Los ensamblajes de ariete de Shaffer incluyen un sujetador del bloque de ariete que se ajusta alrededor del empaque de ariete y el bloque de ariete. En el modelo mostrado de la figura 4.19, está sujetado al bloque de ariete a través de tornillos retraíbles.

En la parte inversa, el sujetador del bloque de ariete está sujetado al eje de ariete a través de una ranura cortada a través de la parte trasera del sujetador del bloque de ariete.

#### 4.3.1 Proceso de Sellado

Aunque los detalles varían ligeramente de un modelo a otro, la tabla 4.4 describe una secuencia de eventos típica que ocurre al cerrarse los arietes.

PASO	ACCION
1	Los bloques de ariete se unen y se giran ligeramente para lograr una alineación perfecta.
2	Las caras de goma hacen contacto entre sí y con la tubería.
3	La presión de los ejes de ariete impulsan los arietes el uno más cerca al otro, empujando las placas de estiramiento devueltas en los bloques de ariete y forzando goma adicional en el área de sello.
4	El sujetador de ariete empuja contra las bandas de goma alrededor de la circunferencia externa del bloque y causa que la goma se estira hacia arriba contra el asiento en el cuerpo, creando el sello inicial.
5	La presión del pozo levanta los bloques de ariete y crea un sello positivo a través de proporcionar una fuerza horizontal adicional contra la parte trasera de cada sujetador de ariete, lo que complementa la fuerza hidráulica de cierre.

Tabla 4.4 Pasos en el Proceso de Sellado, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003

Los preventores de tipo ariete se surten con conjuntos intercambiables de sellos que se llaman bloques de ariete. Existen cuatro tipos de bloques de ariete. Son los arietes de tubo, los arietes ciegos, los arietes de corte y los arietes de diámetro variable.

#### 4.3.2 Sellado Ayudado por Presión De Pozo

Muchos preventores están diseñados para que la presión ejercida por los fluidos subiendo con fuerza por el pozo, refuerce la presión de cierre de los arietes. Esto se denomina el sellado ayudado por presión del pozo.

La figura 4.20 muestra un ariete LWS de Shaffer, en donde se puede ver cómo la fuerza hacia arriba en la parte inferior del ariete contribuye al sello superior y la fuerza hacia adentro en la parte trasera del sujetador del ariete contribuye al sello de cara.

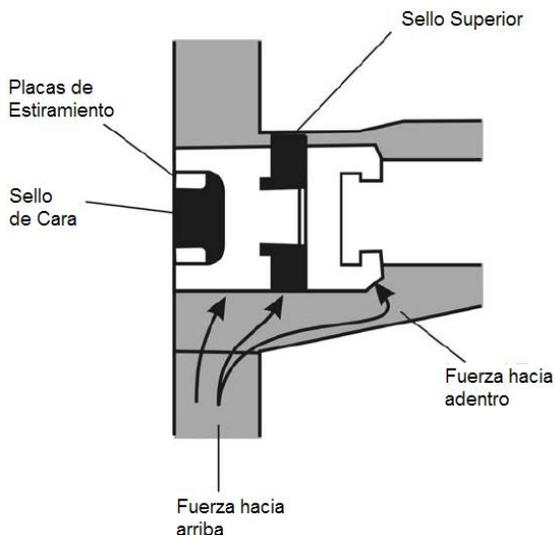


Figura 4.20 Ariete LWS de Shaffer, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Modulo 3 Control de Presión, Weatherford Derechos Reservados 2003

#### 4.3.3 Tipos De Arietes

Los preventores de ariete están diseñados y disponibles para sellar el espacio anular entre los diferentes tubulares<sup>26</sup> que se puedan encontrar dentro de la cavidad de las preventoras.

##### 4.3.3.1 Arietes de Tubo

---

<sup>26</sup> Hueco Abierto

Los arietes de tubo son relativamente rígidos, como se puede ver en la figura 4.21, estas herramientas están diseñadas para centralizar y lograr un sello de empaque alrededor de un tamaño específico de tubería de perforación o de revestimiento. Sin embargo, también se surten los arietes de tubo para algunos diámetros de tubería de perforación. Si se cambia el diámetro del tubo de perforación - por ejemplo, de un diámetro exterior de 5" a un diámetro exterior de 3 1/2" - los bloques de ariete deben ser cambiados de conformidad. Un juego de arietes de tubo no se cerrará eficazmente sobre una articulación para la conexión de herramientas. Cada ariete se surte con guías para la tubería, las cuales colocan el cuerpo del tubo en el centro del ariete, asegurando que el tubo no sea aplastado antes de efectuarse el sello.

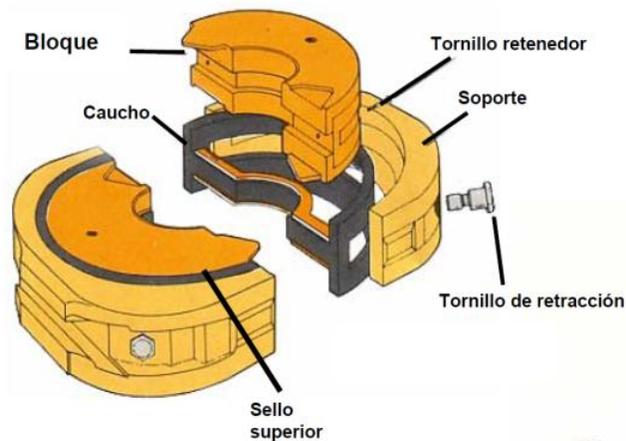


Figura 4.21 Ariete de Tubería

Los arietes de tubo se pueden utilizar para sujetar el tubo de perforación en el pozo cuando la presión del pozo esté tratando de expulsarlo. En efecto, la sarta de tubería se puede "colgar". Esto significa que se cuelga el hombro de una articulación para herramienta, justamente arriba de un juego cerrado y trabajo de arietes, de manera que los arietes sostengan el peso de la cadena debajo de ellos. Se requieren arietes especiales para colgar la cañería dentro de los arietes, siempre y cuando la cañería tenga instalada cuellos cuadrados.

#### 4.3.3.2 Arietes Ciegos

Los arietes ciegos son un ariete especial que no tiene un recorte para la tubería en el cuerpo de la esclusa como se aprecia en la figura 4.22. Los arietes ciegos tienen elementos de empaque grandes y se hacen para cerrar sin que haya tubería en el pozo. Al probarlos, deben estar presurizados a la clasificación plena.

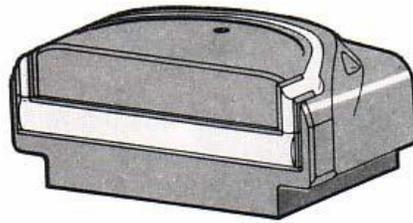


Figura 4.22 Arietes Ciego, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

#### 4.3.3.3 Arietes De Corte

Los arietes de corte (ver figura 4.23) son, en realidad un tipo especial de ariete ciego, que tiene sujetadas unas hojas de corte. Como implica su nombre, al cerrarse y sellar el pozo, los arietes de corte cortarán el tubo que se encuentre en el hueco abiereto, estos generalmente se instalan solo en las columnas submarinas, para uso en emergencias. Antes de cortar el tubo, la capacidad de los arietes de tubo de colgar debe ser cerrada debajo de los arietes de corte para que no caiga al fondo del pozo el extremo libre de la sarta de tubería. Puesto que los arietes de corte no pueden cortar una articulación para herramientas, es necesario dejar un espacio entre el tubo y los arietes de corte para acomodar la articulación para herramientas. En caso de que no haya tubería en el pozo, funcionan como arietes ciegos.

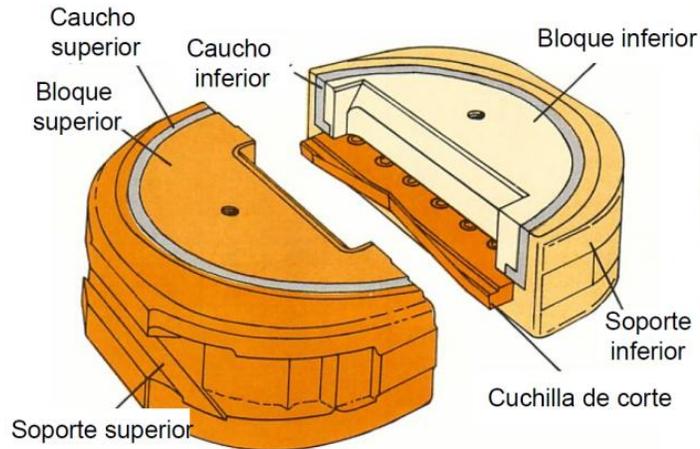


Figura 4.23 Cuerpos de Arietes Ciegos/Cortadores

La dinámica y la capacidad de corte varían de un fabricante y otro. Esta capacidad también es afectada por tales factores como el tamaño y el peso de la sarta de perforación del pozo, el tipo y el tamaño de los preventores de reventones, y la posición de los arietes en la columna.

#### 4.3.3.4 Arietes de Diámetro Variable

Los arietes de tamaño múltiple, o de diámetro variable, son una adaptación del diseño del elemento sellador del preventor anular en los bloques del ariete. Dichos arietes han sido diseñados para cerrarse y sellar sobre tubos con una gama dada de diámetros exteriores. Las empresas que fabrican estos arietes de tamaño

múltiple utilizan portabloques de ariete convencionales para contener el elemento sellador de goma. Esto permite su intercambio con los arietes convencionales. Otra ventaja de estos arietes es que se pueden utilizar cuando haya una sarta de tubería ahusillada en la boca de pozo. Esto minimiza el número de elementos preventores que de otra manera sería necesario. Los arietes de tamaño múltiple son aplicables tanto en las columnas superficiales como las columnas submarinas. Una típica gama de diámetros exteriores sería desde 5" hasta 3.1/2".

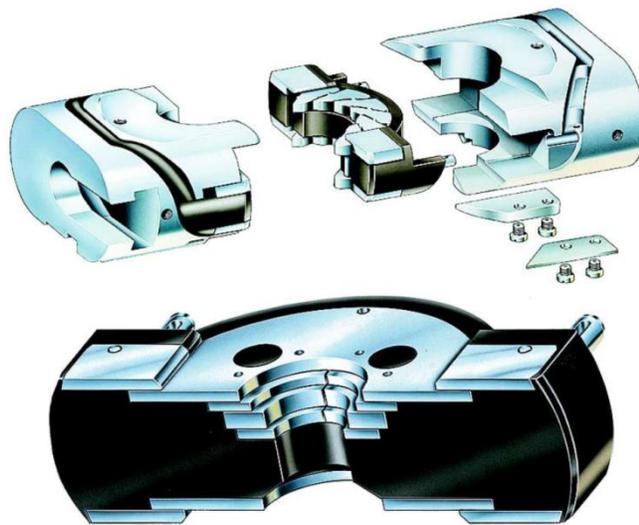


Figura 4.24 Ariete de Diámetro Variable

En un tipo de ariete de diámetro variable como el de la figura 4.24 (superior), el empaque contiene insertos de acero de refuerzo, que son similares a aquellos que están en el empaquetador del anular. Estos insertos giran hacia adentro cuando se cierran los arietes, haciendo que el acero provea el soporte para la goma que sella contra la tubería. En las pruebas de fatiga estándar, los empaquetadores de diámetro variable rindieron comparablemente con las empaquetaduras de esclusas de tubería. Los arietes de diámetros variables son adecuados para usar donde hay H<sub>2</sub>S.

Otro tipo de VBR<sup>27</sup> como el que se puede notar en la figura 4.24 (inferior) consiste de varias placas troqueladas pequeñas para tubería que se deslizan hacia afuera de una tubería de tamaño mayor hasta que el troquelado correcto se encierra alrededor de la tubería. Se colocan elementos de sellado entre cada placa para efectuar un sello.

#### 4.3.4 Características de los Arietes

---

<sup>27</sup> Arietes de diámetro variable

#### 4.3.4.1 Empaque Elastómero de Autoalimentación

Los elementos frontales de los sellos de los arietes tienen placas de acero fusionadas al caucho. A medida que se cierran los arietes, estas placas de acero se encuentran y comienzan a forzar al empaque elastómero en el área de sello (ver figura 4.25).

Cuando se lleva a cabo un stripping, la parte frontal del elemento sellante del ariete se desgastará. Esta característica de autoalimentación permitirá que se mantenga el sello durante la operación de stripping.

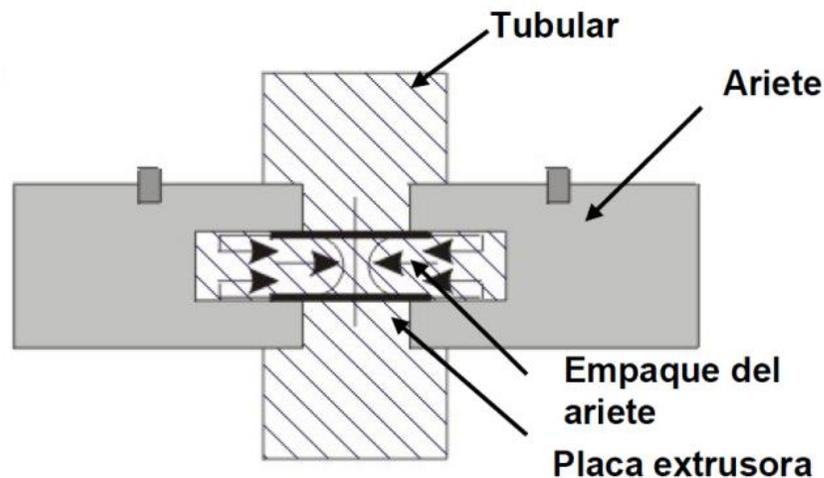


Figura 4.25 Acción de Autoalimentación del Elastómero. Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

#### 4.3.4.2 Sellos Secundarios del Eje del Ariete

En muchos preventores de ariete hay un hueco de drenaje<sup>28</sup> localizado por debajo del cuerpo del ariete. Como se puede diferenciar en la figura 4.26 este hueco está alineado con el recorrido del ariete, con los sellos secundarios del vástago y esta allí para indicar las fugas en estos sellos. Si se requiere, se retira la tapa roscada y luego, con la ayuda de una llave allen<sup>29</sup>, se inyecta sellante plástico a través de la válvula cheque y alrededor del vástago del ariete entre los sellos para detener la fuga temporalmente.

<sup>28</sup> Weep hole

<sup>29</sup> Es la herramienta usada para atornillar/desatornillar tornillos de cabeza hexagonal interior.

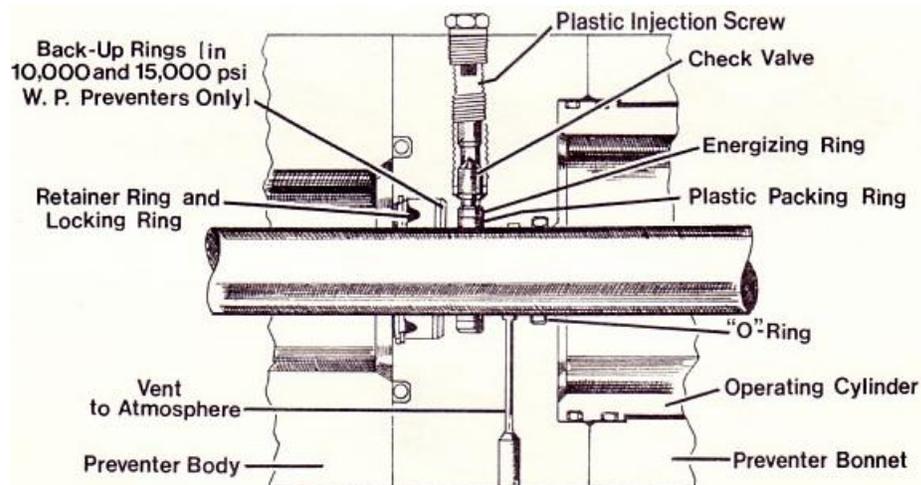


Figura 4.26 Sellos Secundarios del Vástago del Ariete. Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

### 4.3.5 Arietes Operados Manualmente

Los preventores de arietes operados manualmente (ver figura 4.27) son usados en operaciones de rehabilitación de pozos en tierra y en algunas operaciones de perforación no críticas de baja presión en tierra.

#### VENTAJAS<sup>30</sup>

1. Económicos
2. Compactos, lo que permite que el piso de perforación podrá ser mas cerca a la tierra
3. Livianos, lo que facilita su transporte e instalación
4. De operación sencilla

#### 4.3.5.1 Mecanismo de Cierre

Los preventores de ariete manuales utilizan mecánica para cerrar y abrir los mismos. El mecanismo de cierre incluye:

- ↳ Un volante
- ↳ Una extensión
- ↳ Una serie de cadenas

<sup>30</sup> Tomado textualmente de Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

↳ Varillas roscadas internamente

Dentro de cada cilindro en los costados de un preventor de ariete manual se encuentra una varilla roscada que se enrosca en el extremo del eje del ariete.

Se cierran los arietes a través de dar vueltas manualmente en el costado del preventor. La extensión se conecta al volante para poder operar el preventor por debajo del piso de perforación. El seguro se activa después de que el ariete está completamente cerrado. En este caso, un ariete fabricado por Hydril, se asegura mediante la rotación del extremo de la varilla en el sentido de las manecillas del reloj, el dispositivo de cierre se desplaza hacia abajo por el tornillo guía y entra en contacto con la parte trasera del pistón, dando un cierre (seguro) mecánico en la posición de cierre. El dispositivo de cierre se debe retirar para volver a abrir el ariete.

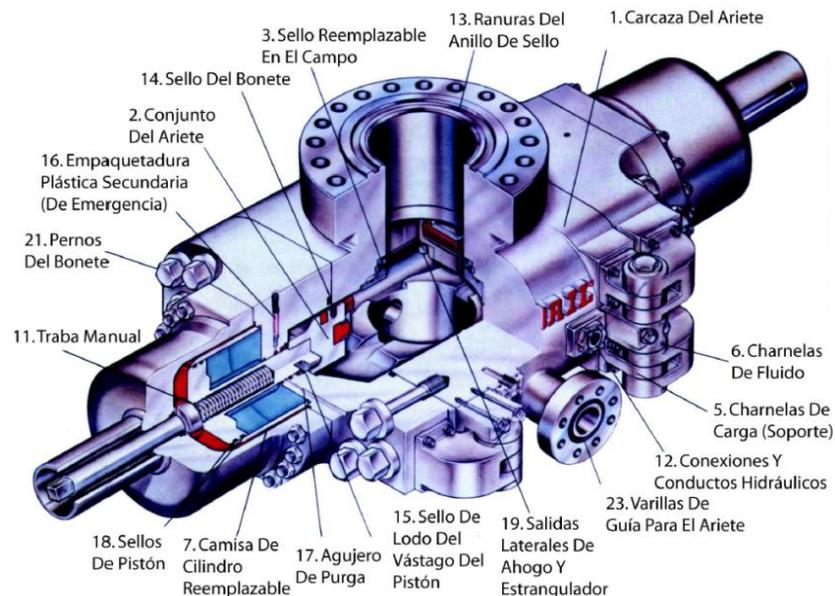


Figura 4.27 Ariete Hydril con Seguro Manual, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

Si el sistema hidráulico falla, este dispositivo se puede usar para cerrar los arietes. Si esto ocurre, el ariete sólo se puede volver a abrir con el sistema hidráulico.

#### 4.3.6 Arietes Operados Hidráulicamente

Los arietes operados hidráulicamente son usados en todas las operaciones submarinas y en la mayoría de las operaciones de perforación, completación y rehabilitación de pozos en tierra, estos brindan al usuario algunas ventajas básicas sobre los preventores operados manualmente, debió a<sup>31</sup>:

- ↳ Se operan de manera rápida y fácilmente
- ↳ Pueden ser operados de manera remota
- ↳ Tiene la capacidad de trabar los arietes hidráulicos
- ↳ Pueden ser cerrados manualmente en caso de una falla hidráulica.

#### 4.3.6.1 Mecanismo de Cierre y Apertura

Dentro de cada cilindro en los costados de un preventor de ariete hidráulico se encuentra un pistón con formas de disco que se ajusta alrededor del eje de ariete. Los arietes se cierran a través de dirigir el flujo de fluido hidráulico bajo presión por una "luz de cierre" hacia adentro del cilindro y en la parte externa del pistón. El fluido impulsa el pistón hacia el hoyo, lo que causa que los arietes se cierren.

De manera similar los arietes se abren a través de enviar el fluido hidráulico bajo presión a través de una "luz de apertura" hacia adentro del cilindro en el lado del hoyo del pistón, lo que empuja el pistón hacia afuera permitiendo a su vez que se abran los arietes.

La presión hidráulica requerida para operar los arietes hidráulicos es suministrada por el sistema de control hidráulico de preventores.

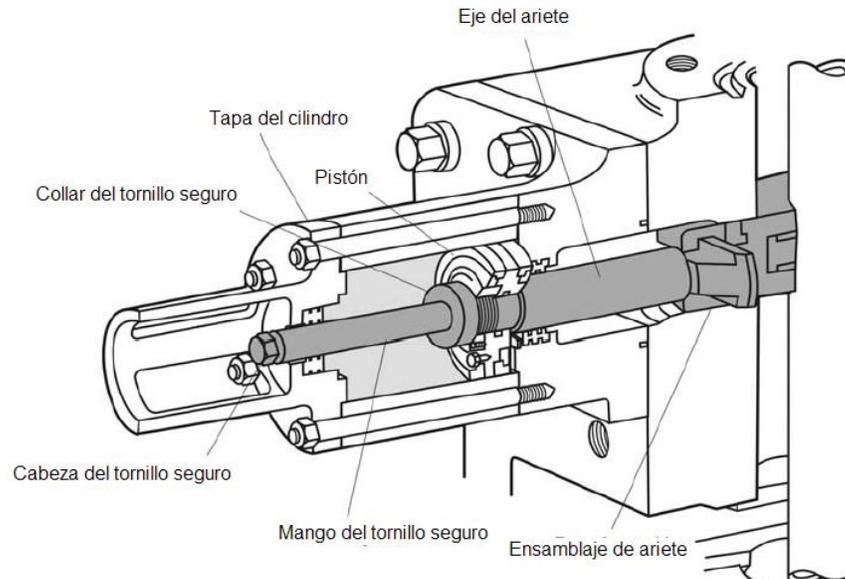


Figura 4.28 Ariete Hidráulico en Posición Cerrada, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

<sup>31</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

#### 4.3.6.2 Presiones y Volúmenes Hidráulicos<sup>32</sup>

La presión hidráulica óptima de operación para la mayoría de los preventores de ariete es 1,500 psi. En algunos casos los preventores de ariete requieren una presión hidráulica más alta para operarse, por ejemplo cuando se utilicen arietes de corte para cortar a través de la tubería de perforación o arietes anulares para cerrar el hoyo contra presiones extremas del pozo. Por esta razón, la mayoría de los sistemas de control de preventores mantiene una máxima presión hidráulica de 3,000 psi. Cuando no se requieran presiones de operación máximas, se puede utilizar una válvula reguladora de alto/bajo para reducir la presión hidráulica suministrada a los preventores de ariete hasta un nivel óptimo de 1,500 psi.

El volumen de fluido hidráulico requerido para cerrar los arietes depende del tamaño del preventor. Puede variar de uno a veinte galones, dependiendo del tamaño y fabricante del preventor.

#### 4.3.6.3 Seguros Manuales

Muchos preventores hidráulicos pueden ser operados y trabados de manera manual en caso de una falla hidráulica. Los seguros manuales son similares a los de los arietes manuales dado que utilizan un componente conjuntamente con el eje del ariete para trabar los arietes en la posición cerrada o cerrada y trabada.

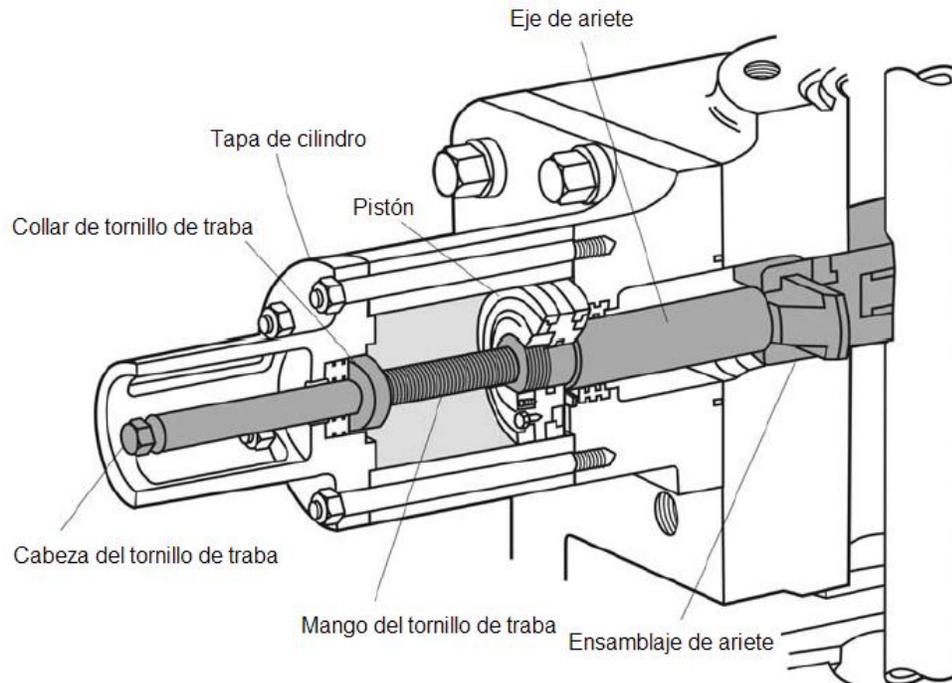


Figura 4.29 Ariete Hidráulico Trabado Manualmente de Shaffer, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

<sup>32</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

#### 4.3.6.4 Trabadura Hidráulicas

Los mecanismos de trabadura hidráulicos varían de un modelo a otro y utilizan la fuerza hidráulica para mantener los arietes cerradas aún después de liberar la presión de control. Brindan una ventaja a las trabaduras manuales porque son más rápidos, utilizan un mecanismo a prueba de fallas y pueden ser operados por control remoto.

La trabadura hidráulica es esencial en sub-conjuntos y se utiliza comúnmente en conjuntos superficiales costa afuera. Se puede utilizar las trabaduras hidráulicas en tierra también, en lugar de los tornillos de traba operados manualmente que son más lento.

#### 4.3.7 Fabricantes y Modelos de Preventores de Ariete

##### 4.3.7.1 Preventor Manual Shaffer Sentinel

El BOP Shaffer Sentinel de la figura 4.30, es un preventor de 7 1/16" con una capacidad nominal de 3000psi



Figura 4.30 Preventor Manual Sentinel Shaffer, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

Los atractivos que ofrecen al comprador son:<sup>33</sup>

---

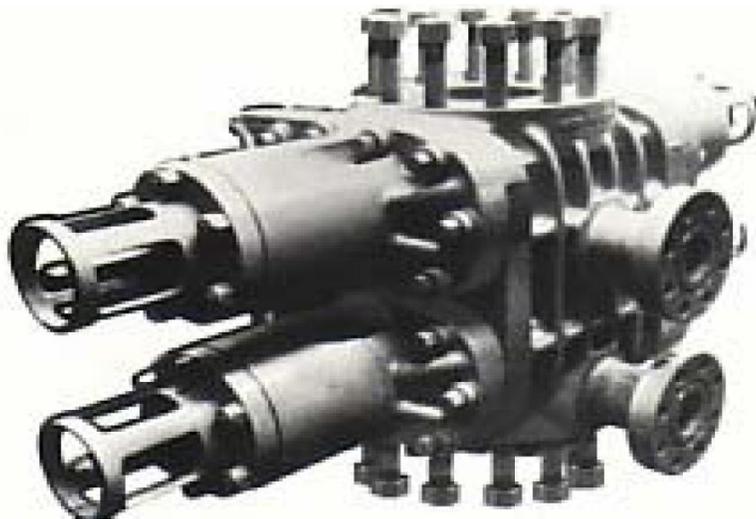
<sup>33</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

- ↳ Utiliza un empaque de eje de ariete de alta presión con reborde para evitar la fuga de la presión del pozo por las aperturas de operación del eje.
- ↳ Está diseñado para la fácil remoción de arietes mientras la tubería sigue en el pozo.
- ↳ Tiene un perfil corto para permitir que el piso de perforación esté más cerca al nivel del terreno.
- ↳ Puede ser convertido a un preventor hidráulico con una facilidad moderada.
- ↳ El sentinel utiliza una goma de ariete de dos piezas que puede ser cambiada fácilmente en el taller o en el campo.

#### **4.3.7.2 Preventor Shaffer LWS**

El preventor de acero liviano LWS<sup>34</sup> de Shaffer (figura4.31) es un preventor operado hidráulicamente que puede ser utilizado para operaciones en tierra.

Se puede reconocer el preventor LWS empernado por su diseño exterior único y ahorrador de espacio. Tiene una compuerta de bisagra para facilitar el acceso al diámetro interno de ariete y para el cambio o reemplazo de arietes. El diámetro interno de ariete esta diseñado para ser autolimpiador.



*Figura 4.31 Preventor Hidráulico Shaffer LWS, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions*

---

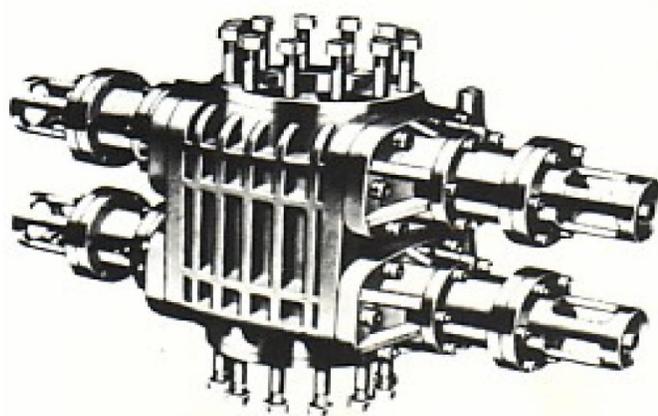
<sup>34</sup> Light Weight Steel – LWS

El preventor LWS utiliza un bloque de ariete sencillo que acepta un empaque de goma de una sola pieza. El empaque tiene un sello superior que debe ser instalado con la cara hacia arriba en el preventor para obtener un sello. El bloque de ariete se sujeta a un sujetador de arietes que se ajusta sobre el eje de ariete.

Los tamaños y capacidades de presión comunes de los preventores de arietes Shaffer LWS son 7 1/16" 5000psi y 11" 3000psi.

#### **4.3.7.3 Preventor Hidráulico Shaffer LWP**

El preventor de producción de peso liviano LWP<sup>35</sup> de Shaffer es una versión más pequeña y más liviana del modelo LWS. Se utiliza principalmente en operaciones de rehabilitación y completación de pozos.



*Figura 4.32 Preventor Hidráulico Shaffer LWP, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions*

Por lo general, el preventor Shaffer LWP (figura 4.32) no tiene salidas laterales. Tiene una compuerta de bisagra que permite la fácil remoción o cambio de los arietes. Es similar internamente al LWS con nervadura autolimpiadora.

El LWP utiliza un bloque de ariete Tipo 64 que es un ariete de dos piezas que acepta un elemento de empaque de goma de una sola pieza. En vez de utilizar un sujetador de ariete, este ariete está diseñado para sentarse directamente en el eje de ariete para facilitar su reemplazo.

Está disponible con diámetros internos de 7 1/16" y 9" y con capacidades de presión de 2,000 y 3,000 psi.

#### **4.3.7.4 Cameron U**

El preventor Tipo U es único en que el mismo bloque de ariete se ajustará a preventores de un tamaño similar a través de todo el rango de capacidades de

---

<sup>35</sup> Light Weight Production – LWP

presión, mientras que la mayoría de los preventores utilizan arietes distintos para diferentes rangos de presión aún cuando el diámetro interno sea el mismo.

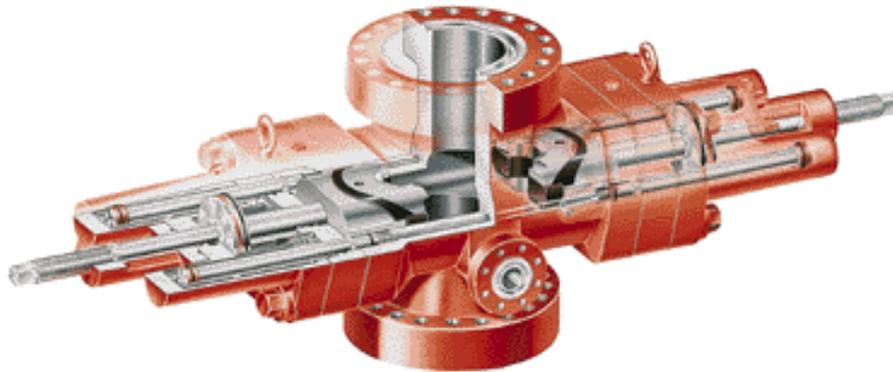


Figura 4.33 Preventor Cameron U

Los preventores Tipo U (figura 4.33) de Cameron utilizan un bloque de arietes de una sola pieza dotado con dos gomas de ariete separadas: un empaque de cara y un sello superior. Su diseño permite que el empaque de goma sea autoalimentadora, es decir, la fuerza de los arietes que se unen causa que la goma se desplaza en el espacio de sellado.

Los preventores Tipo U de Cameron se utilizan frecuentemente en operaciones de "snubbing" debido a que:

- ↳ tiene un empaque de emergencia secundario
- ↳ se puede colgar un mayor peso (es decir, una sarta de tubería perforación o de producción más pesada) de ellos que de los de otros fabricantes.

#### 4.3.8 Selección de Preventores Tipo Ariete<sup>36</sup>

Hay muchas variables que influyen en la selección del preventor de ariete apropiado para un trabajo. En muchos casos el cliente sabrá precisamente qué quiere, pero en ocasiones podría ser necesario ayudarlo tomar algunas decisiones. Los factores que deben ser tomados en consideración incluyen:

- ↳ El tipo de operación de preventor (manual o hidráulica)
- ↳ La capacidad nominal de presión requerida
- ↳ El diámetro interno del preventor
- ↳ El tipo y tamaño de ensamblajes de ariete requeridos

---

<sup>36</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

- ↳ La configuración de ariete<sup>37</sup>
- ↳ Salidas laterales, si son necesarias.

#### **4.3.8.1 Tipo de Operación del Preventor (Hidráulica – Manual)**

El API recomienda que los preventores de tipo ariete utilizados en un equipo de perforación deben ser de operación hidráulica. Aunque generalmente se usan preventores manuales en operación de rehabilitación de pozos. Sin embargo esto se ve sujeto a diferentes factores que afectan la toma de esta decisión:

- ↳ El presupuesto
- ↳ Los requerimientos de presión
- ↳ La practica aceptada en la región donde se realiza la operación
- ↳ Si la operación consiste de perforación exploratoria o de pozos intermedios.

De otro lado las operaciones submarinas y la mayoría de las operaciones de perforación en tierra requieren la velocidad y el control remoto brindados por los arietes de operación hidráulica.

#### **4.3.8.2 Capacidades de Presión**

Cada preventor se fábrica para mantener un nivel específico de presión de pozo sin sufrir fallas mecánicas. La presión máxima que puede sostener se denomina la capacidad nominal de presión y presión nominal de trabajo. Esta presión se determina basándose en los datos de presión de pozo recolectados en el sitio o según el tamaño y capacidad de presión nominal en cabeza de pozo.

#### **4.3.8.3 Diámetros Internos de Preventores**

El preventor tiene un diámetro interno específico que se selección para permitir el paso de la sarta de perforación y la sarta de perforación. Esta apertura es estándar para un diámetro interno y capacidad de presión nominal para poder ajustar el preventor por encima del otro.

#### **4.3.8.4 Ensamblaje de Arietes**

Se fabrican los arietes para que se ajusten a un perfil de cavidad interna específico que corresponde a un modelo y tamaño de preventor determinado. Se identifican los arietes por el diámetro interno nominal del preventor en el cual se coloca y por el diámetro externo de la tubería alrededor de la cual deben ajustarse.

---

<sup>37</sup> Numero total de juegos de arietes requeridos en el conjunto

Por ejemplo, los arietes anulares diseñados para ajustarse en un preventor de 11" y cerrarse alrededor de tubería de 27/8" se denominarían arietes anulares de 11 por 27/8". Los arietes ciegos diseñados para ajustarse a un preventor de 11" se denominarían arietes de 11 por CSO.

Para cada ensamblaje de arietes se debe asegurar que:

- ↳ es de un tamaño y marca que se ajustará al preventor
- ↳ es el tipo de ariete<sup>38</sup>
- ↳ tiene el tamaño adecuado para cortar o ajustarse alrededor de los tubulares en el pedido del cliente.

#### **4.3.8.5 Configuración de los Arietes**

La configuración de los arietes depende del número total de ensamblajes de arietes y el orden en el cual serán aplicados.

Debido a que generalmente se apila más de un juego de arietes junto, se fabrican modelos de preventores con múltiples arietes. Los preventores de ariete manuales pueden ser fabricados para arietes sencillos, dobles o triples. Se puede fabricar los preventores de ariete hidráulicos en modelos de arietes sencillos, dobles, triples o cuádruples

#### **4.3.8.6 Salidas Laterales**

Un conjunto de preventores generalmente tiene dos ó más salidas laterales en el preventor de ariete inferior o en un carrete de perforación por debajo del mismo. Se podrá conectar líneas de estrangular y matar y otros equipos de control de presión a estas salidas para utilizar para recuperar el control del pozo después de cerrar los arietes

### **4.4 CONFIGURACION DEL CONJUNTO BOP**

El cabezal de la tubería de revestimiento provee la base para la columna del preventor de reventones, el cabezal de la tubería y el árbol de producción<sup>39</sup>. Provee el alojamiento para los conjuntos de cuñas y empaquetaduras<sup>40</sup> para suspender y aislar otras sartas de la tubería de revestimiento, tales como la tubería de revestimiento intermedia y de producción. Si el cabezal de la tubería de

---

<sup>38</sup> Anular, ciego, de corte, de diametro variable

<sup>39</sup> Christmas Tree

<sup>40</sup> Packing Assemblies

revestimiento no está perfectamente vertical, podría haber problemas con el preventor de reventones y la tubería de revestimiento.

1. Válvula de compuerta con brida – diámetro interno mínimo 2", la misma presión de trabajo que la sección "A". La válvula exterior es la válvula de trabajo durante la operación de control de pozo. Esta válvula se retira y se reutiliza después del completamiento.
2. Te con tapón ciego de rosca, válvula de aguja y manómetro de presión.
3. Válvula de compuerta de brida -diámetro interno mínimo 2"-la misma presión de trabajo que la sección "B".
4. Válvula de compuerta de brida – diámetro interno mínimo 2"-la misma presión de trabajo que el conjunto de preventoras.

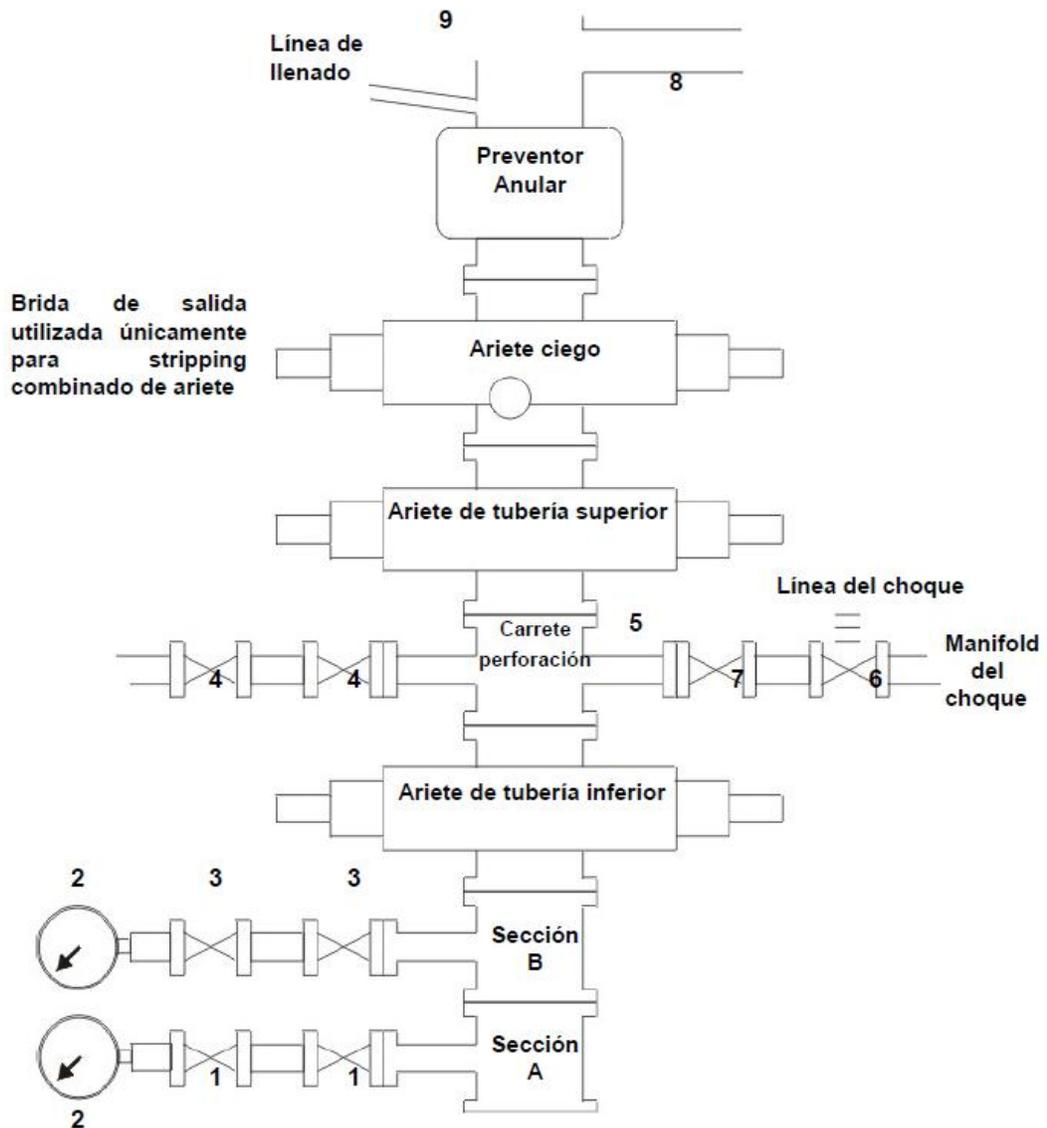


Figura 4.34 Conjunto BOP, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

5. Carrete de perforación – dos salidas laterales con brida -choque de diámetro mínimo de 3" y línea para matar de mínimo 2".
6. Válvula de compuerta con brida controlada hidráulicamente – diámetro interno mínimo 3" – la misma presión de trabajo que el conjunto de preventoras.
7. Válvula de compuerta de brida – diámetro interno mínimo de 3" – la misma presión de trabajo que el conjunto de preventoras.

8. El tope del preventor anular debe estar dotado con un empaque de anillo de brida API. Todos los tornillos de brida deben estar colocados o los huecos se deben rellenar con tapones tipo tornillo.
9. El diámetro interno del niple de la campana debe ser menor que el diámetro interno mínimo del conjunto de preventora.

#### 4.4.1 Bridas

Los puntos de conexión son un punto débil en cualquier sistema de tuberías o válvulas y la columna del preventor de reventones no es ninguna excepción. Una brida es un adaptador roscado que se usa para permitir la conexión de tubería de línea, tubería de revestimiento o tubería de producción con dispositivos de control de presión embreados.

Los tipos de bridas son<sup>41</sup>:

- ↳ Bridas gemelas
- ↳ Bridas adaptadoras
- ↳ Bridas ciegas
- ↳ Bridas de prueba

##### 4.4.1.1 Bridas Gemelas

Las bridas gemelas se utiliza para conectar tubería roscada a una apertura embreada, como se puede ver en la figura 4.35 esta posee una forma de disco sencillo a su alrededor. La cara de la brida está maquinada con una ranura de anillo y tiene una serie de agujeros para pernos alrededor de su borde.

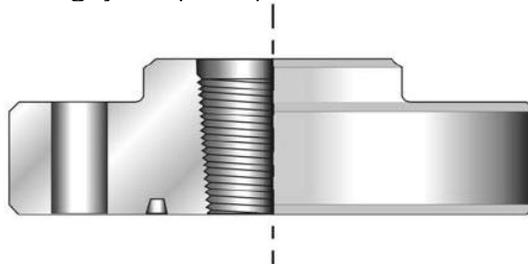


Figura 4.35 Brida Gemela, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

##### 4.4.1.2 Brida Adaptadora

Se utiliza una brida adaptadora en lugar de una brida gemela cuando el diámetro interno del componente roscado sea mayor al diámetro interno nominal de la brida.

---

<sup>41</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003



Figura 4.36 Brida Adaptadora

La única diferencia entre las bridas gemelas y adaptadoras del mismo tamaño nominal es el diámetro interno (ver figura 4.36), mientras que el diámetro interno de la brida gemela es fijo, las bridas adaptadoras viene con un mayor rango de tamaños de diámetro interno.

#### 4.4.1.3 Brida Ciega

Una brida ciega se utiliza para sellar una salida que no esta en uso. Como se puede ver en la figura 4.37, esta tiene la forma de un disco con una ranura de anillo y agujeros para pernos alrededor del borde, pero no tiene un diámetro interno.

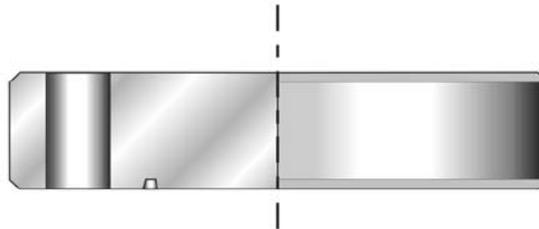


Figura 4.37 Brida Ciega, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

#### 4.4.1.4 Brida de Prueba

Se utiliza una brida de prueba para permitir medir la presión dentro de un equipo. Es especialmente útil para probar preventores al instalarla en la salida más baja del conjunto.

Una brida de prueba es similar a una brida ciega excepto que tiene una pequeña apertura que a su vez tiene una rosca NPT<sup>42</sup> de  $\frac{3}{4}$ " ó menor para permitir la instalación de un manómetro.

#### 4.4.1.5 Adaptadores Empernados Sencillos Y Empernados Dobles

Se utilizan adaptadores emperrados sencillos y emperrados dobles para conectar equipos con diámetros internos diferentes o presiones nominales diferentes. No se consideran bridas porque no tienen roscas.

---

<sup>42</sup> National Pipe Thread

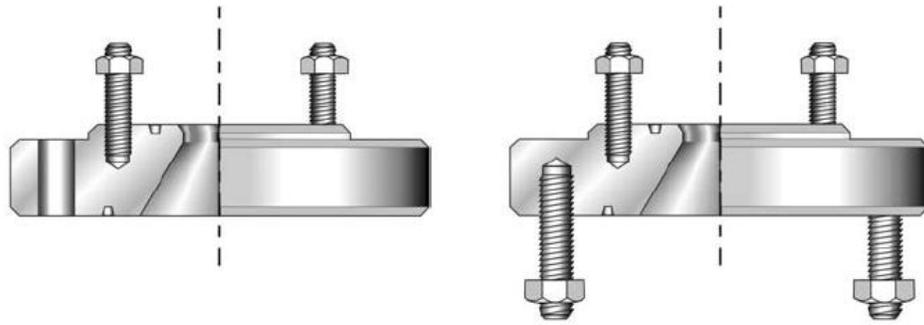


Figura 4.38 Adaptador Empernado sencillo y Adaptador Empernado Doble, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

Ambos tipos de adaptadores (figura 4.38) tienen la forma de un disco con un diámetro interno central ahusado. Cada cara está maquinada con una ranura de anillo y tiene una serie de agujeros para pernos o pernos. Como se puede ver en el diagrama a continuación, un adaptador empernado doble tiene pernos en ambas caras, mientras que un adaptador empernado sencillo tiene pernos en una cara y agujeros para pernos para la conexión de brida en la otra.

#### 4.4.2 Carretes

Un carrete es una herramienta cilíndrica con un diámetro interno vertical y una cara embridada en cada extremo.

##### 4.4.2.1 Carrete Espaciador

Se utilizan los carretes espaciadores para agregar altura al conjunto de preventores. Como se puede ver en la figura 4.9 este no tienen salidas laterales y sus extremos son iguales en términos del tamaño, tipo y presión nominal del conector.

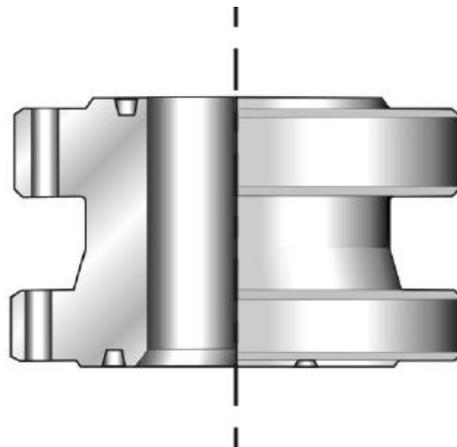


Figura 4.39 Carrete Espaciador, Tecnología De Herramientas Arrendadas, Control De Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

Generalmente se utilizan carretes espaciadores cuando se haya configurado el conjunto de preventores y un preventor nuevo tenga que estar a una altura específica para conectar con los equipos existentes.

#### 4.4.2.2 Carrete Adaptador

Se utilizan los carretes adaptadores<sup>43</sup> como el de la figura 4.40 para conectar equipos de preventores con distintos diámetros internos o diferentes presiones nominales. Normalmente no tienen salidas laterales y sus extremos son diferentes en términos del diámetro interno, presión nominal o ambos.

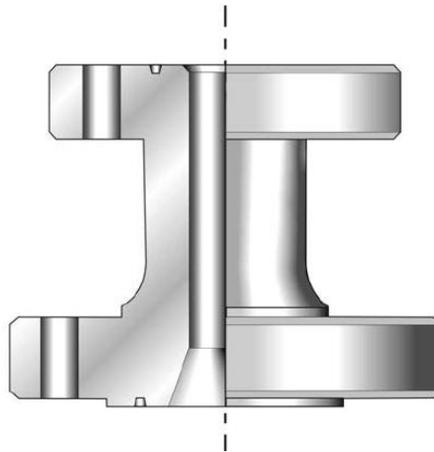


Figura 4.40 Carrete Adaptador, *Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003*

Se utilizaría un carrete adaptador si fuese necesario conectar un preventor de ariete de un tamaño y presión nominal determinados a un cabezal de pozo de un tamaño o presión nominal diferente.

#### 4.4.2.3 Carrete de Perforación

Se utilizan un carrete de perforación (figura 4.41) para proporcionar salidas laterales adicionales en el conjunto de preventores. Generalmente tienen dos salidas laterales y sus conexiones superior e inferior son iguales en términos del tamaño, tipo y presión nominal del conector.

---

<sup>43</sup> Carretes de combinación

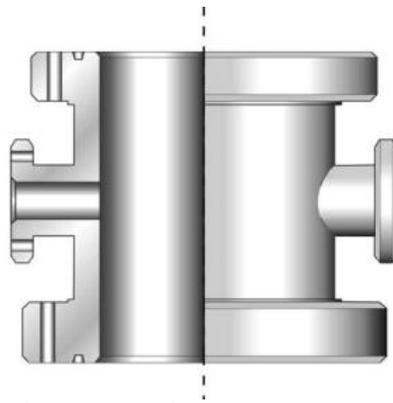


Figura 4.41 Carrete de Perforación, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

Cuando el espacio lo permita, se coloca un carrete de perforación por debajo del preventor de ariete que tiene mayor probabilidad de ser cerrado y los múltiples de estrangulación y matar a sus salidas laterales. Al hacer estas conexiones al carrete de perforación en lugar del preventor, se puede concentrar los daños por el flujo de fluidos a alta velocidad en operaciones de estrangular y matar en el carrete, cuyo reemplazo es mucho menos costoso que reemplazar el preventor.

#### 4.4.3 Juntas de Anillo

La integridad de las conexiones entre los equipos de un sistema de preventores, es tan importante como la integridad de los equipos mismos. No importa cuan alta sea la presión nominal del preventor de ariete si no tiene conexiones sólidas con los componentes en ambos lados, en la figura 4.42 se puede observar la instalación de una empaquetadura anular.

Las juntas de anillo son usadas a través del conjunto BOP, para crear conexiones de alta presión entre los equipos.

Cada junta de anillo consiste en una empaquetadura anular de metal y dos ranuras de anillo correspondientes. Las ranuras de anillo están maquinadas en conectores embridados que envuelven los diámetros internos de las dos herramientas que se unen.

La tabla 4.5 permite identificar los tres tipos de conexiones y a que se conecta cada una.

- ↳ Embridadas
- ↳ Empernadas
- ↳ De abrazadera acampanada<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> Hub clamped

TIPO DE CONEXIÓN	CARACTERÍSTICA	PUEDE CONECTARSE A...
<b>Conexión embriada</b>	Agujeros sin roscas para pernos	Conexiones empernadas u otras conexiones embriadas
<b>Conexión empernada</b>	Pernos roscados que se enroscan en agujeros roscados	Conexiones embriadas
<b>Conexión con abrazadera acampanada</b>	Sin agujeros	Otras conexiones de abrazadera acampanada

Tabla 4.5 Características Tipos de Conexiones que Incorporan Juntas de Anillos, *Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003*

Las juntas de anillo funcionan a través de crear un sello metal metal entre la empaquetadura anular y las ranuras de anillo de ambas herramientas. Se ensamblan una junta de anillo a través de colocar la empaquetadura en la ranura de una herramienta, alineando cuidadosamente las caras de conexión de ambas herramientas y lentamente acercando las caras para que la empaquetadura se ajuste también en la ranura de la segunda herramienta. Al apretar la conexión, mediante los pernos o la abrazadera acampanada, se comprime la empaquetadura y se crea un sello entre la empaquetadura y cada una de las ranuras.

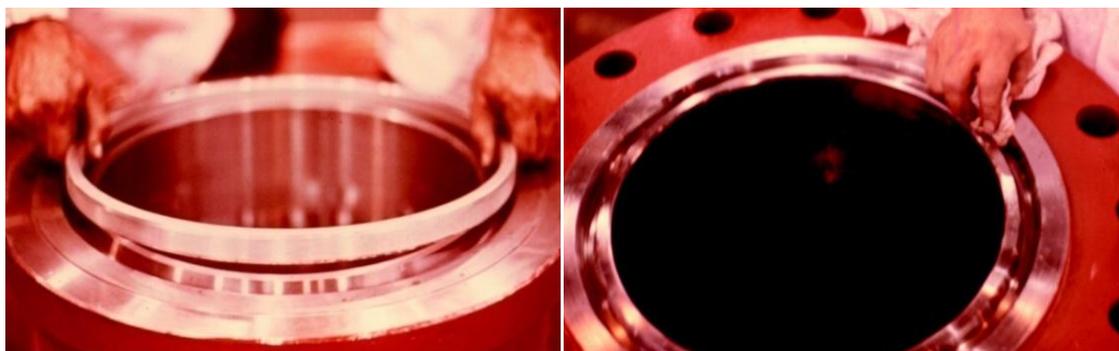


Figura 4.42 Instalación de una Empaquetadura Anular, WCS – Well Control School 2003

Las juntas de anillo están diseñadas para que el sello que se cree a lo largo del borde exterior de la empaquetadura. Por esta razón, se fabrican las empaquetaduras ligeramente mayor que de el de las ranuras para asegurar un sello apropiado al comprimir la empaquetadura.

#### 4.4.3.1 Juntas de Anillo API

Algunas de las características API de las juntas de anillo son<sup>45</sup>:

- ↳ Los empaques para sellos se usan para sellos metal a metal.
- ↳ Se usan entre preventoras y salidas laterales
- ↳ sellan en una ranura de anillo maquinada de acero inoxidable incrustada
- ↳ la especificación API 6A describe estos componentes
- ↳ Los anillos de la serie R no son intercambiables con la serie BX
- ↳ Los anillo RX y BX son "energizados a presión"<sup>46</sup>
- ↳ Los empaques de anillos recubiertos con teflón, caucho o cualquier otro material no son aceptables.

En la tabla 4.6 se presentan un resumen de las normas que exige el API para el uso adecuado de las juntas de anillo.

Clasificación del Conjunto de Preventoras	Bridas aprobadas	Empaques de anillos aprobados*	Resistencia máxima a los pernos**	Resistencia máxima a las tuercas
2000 a 3000 psi	API tipo 6B con ranura plana de fondo tipo R	API tipo RX	ASTM Grado B – 7	ASTM Grado 2 – H
5000 psi	API tipo 6B con ranura plana de fondo tipo R o API 6BX con ranura tipo BX	API TipoRX o API Tipo BX con brida Tipo 6BX	ASTM Grado B – 7	ASTM Grado 2 – H
10000 psi	API tipo 6BX con ranura tipo BX	API tipo BX	ASTM Grado B – 7	ASTM Grado 2 – H

Tabla 4.6 Juntas de Anillo Aprobadas por el API, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

<sup>45</sup> Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

<sup>46</sup> Es decir su sello no se hace más fuerte con la presión interna

#### 4.4.3.2 Tipos de Juntas de Anillo<sup>47</sup>

Se han desarrollado varios tipos de juntas de anillo para diferentes usos. El contorno de la empaquetadura y ranuras es ligeramente diferente para cada tipo, por consiguiente es esencial que solamente se conctan herramientas con juntas de anillo compatibles y que se despachen las empaquetaduras conrrectas con cada herramienta.

##### 4.4.3.2.1 Empaquetadura Anular API tipo R

La empaquetadura anular tipo R que se aprecia en la figura 4.43, no esta energizada por presión interior. El sellado ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y la empaquetadura tanto en el diámetro inter como en el diámetro externode la empaquetadura. La empaquetadura puede ser octagonal u ovalada en la sección cruzada.

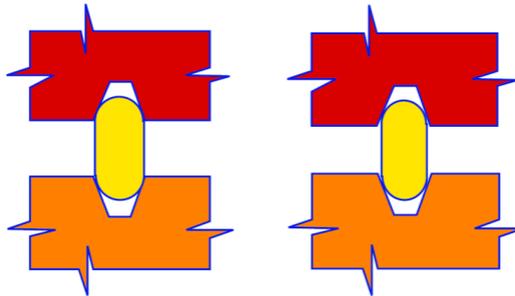


Figura 4.43 Empaquetadura Anular Tipo R, WCS – Well Control School 2003

El diseño tipo R no permite un contacto cada a cara entre las herramientas. Las cargas externas se trasnmiten a través de las superficies de sellado del aro, asi la vibración y las cargas externas pueden hacer que las pequeñas bandas de contacto entre en el aro y los alojamientos se deformen plásticamente y asi, la unión podira desarrollar una fuga, a no ser que se ajusten los pernos de la brida semanalmente.

##### 4.4.3.2.2 Empaquetadura Anular API tipo RX Energizada a Presión

Como se puede ver en la figura 4.44 en la emapquetadura anular RX energizada a presión, el sello ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto enre las ranuras y el diámetro externo de la empaquetadura. El aro se hace con un diámetro un poco más grande que las ranuras y se va comprimiendo despacio para lograr el sello inicial a medida que se ajusta la junta, este diseño nm permite el contacto caa a cara entre las herramientas dado que la empaquetadura posee superficies que soportan grandes cargas en su diámetro interiuro para trasnmitir cargas externas sin deformación plástica de las superficies de sellado de la empaquetadura.

---

<sup>47</sup> Los autores expresan que comparten la opinión del WCS – Well Control School 2003, en lo referente a este tema.

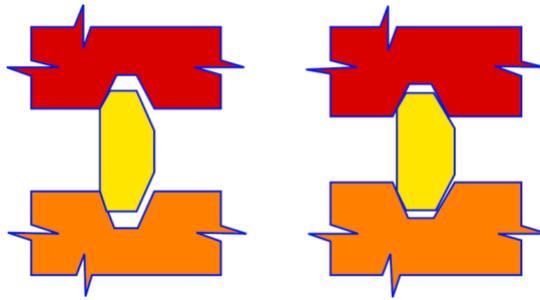


Figura 4.44 Empaquetadura Anular Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003

#### 4.4.3.2.3 Empaquetadura Anular API Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presión

El API adoptó la empaquetadura anular cara a cara RX energizada a presión, (figura 4.45) como la unión estándar para las uniones a grampa. El sello ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras anulares y el diámetro externo de la empaquetadura.

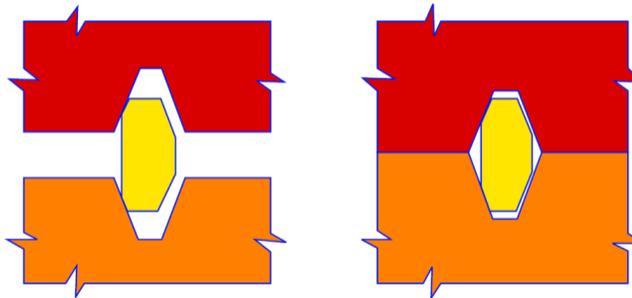


Figura 4.45 Empaquetadura Anular API Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003

La empaquetadura se hace con un diámetro un poco más grande, se va comprimiendo despacio para lograr un sello inicial a medida que se ajusta la unión. El ancho aumentado del alojamiento de asegura que aya contacto cara a cara entre las herramientas, pero esto deja a la empaquetadura sin soporte en su diámetro interno. Sin el soporte del ID de las ranuras anulares, la empaquetadura quizá no quede perfectamente redonda al ajustatr la unión. Si la empaquetadura pandeo o desarrolla partes planas, la unión podira tener fugas.

#### 4.4.3.2.4 Ranura Anular Cameron Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presión

Como se puede ver en la figura 4.46, cameron modifico las ranuras anulares API cara a cara tipo RX energizada a presión para evitar las fugas causadas por el pando de la empaquetadura en la renuara API.

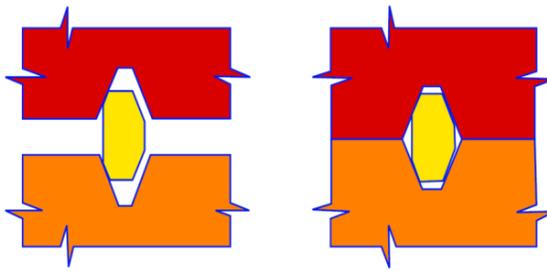


Figura 4.46 Ranura Anular Cameron Cara a Cara Tipo RX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003

El sellado se logra a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la empaquetadura. La empaquetadura tiene un diámetro un poco más grande ranuras y se va comprimiendo despacio para lograr el sellado inicial a medida que se ajusta la unión. El diámetro interno de la empaquetadura tomara contacto con las ranuras a la par comose va aperetando, esta limitación de la empaquetadura evita las fugas provocadas por el pandeo de la empaquetadura.

#### 4.4.3.2.5 Empaquetadura Anular Tipo BX Energizada a Presión.

Como se aprecia en la figura 4.47 la empaquetadura anular tipo BX energizada a presión fue diseñada para proporcionar un contacto cara a cara entre las herramientas. El sello ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el diámetro externo de la empaquetadura. Se va comprimiendo poco a poco para lograr el sello inicial a medida que se ajusta la unión.

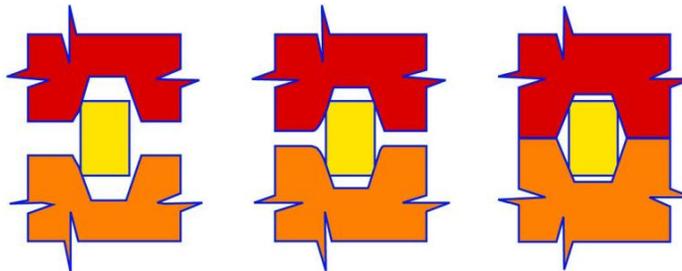


Figura 4.47 Empaquetadura Anular Tipo BX Energizada a Presión, WCS – Well Control School 2003

La intención del diseño BX fue el contacto cara cara entre las herramientas del conjunto BOP, sin embargo, las tolerancias que se adoptan para las ranuras y la empaquetadura son tales que si la dimensión del aro está del lado alto del rango de tolerancia y la dimensión de la ranura está del lado bajo del rango de tolerancia, podría ser muy difícil lograr el contacto cara a cara. Sin el contacto cara a cara, las vibraciones y cargas externas pueden causar una deformación plástica del aro y eventualmente podría resultar en fugas. Tanto las uniones BX embridadas como a grampas son propensos a tener esta dificultad. Muchas veces se fabrica la empaquetadura BX con agujeros axiales para asegurar un equilibrio de presión, dado que tanto el ID como el OD de la empaquetadura podría tener contacto con las ranuras.

#### 4.4.3.2.6 Empaque Anular Cameron Tipo AX y Vetco Tipo VX Energizada a Presion

Con las empaquetaduras anulares tipo AX y VX energizadas a presión, el sellado ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el OD de la empaquetadura. La empaquetadura se hace con un diámetro un poco más grande que las ranuras y se va comprimiendo de a poco para lograr el sellado inicial a medida que se ajusta la unión. El ID de la empaquetadura es liso y está casi emparejado con el agujero del cubo. El sellado ocurre en un diámetro, que es apenas un poco más grande que el diámetro del agujero del cubo, entonces la carga de la presión axial en el collar de unión se mantiene absolutamente al mínimo. El cinturón (resalto) en el centro de la empaquetadura evita el pandeo o retroceso a medida que se va armando la unión. El OD de la empaquetadura está ranurado para permitir el uso de pasadores o pestillos retractables para retener la empaquetadura en forma positiva en la base del collar de unión cuando se separan los cubos.

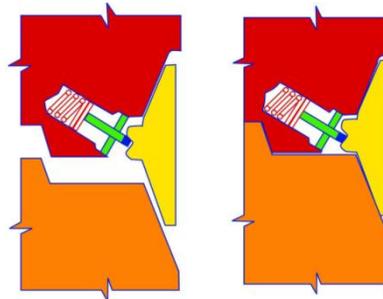


Figura 4.48 Empernado Anular Cameron Tipo AX y Vetco Tipo VX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003

El diseño de las empaquetaduras AX y VX permite lograr el contacto cara a cara entre los cubos con un mínimo de fuerza de la abrazadera. Se utiliza en la base del collar de unión porque la empaquetadura inferior se debe retener en forma positiva en la unión cuando se separan los cubos. Su diseño asegura que la carga de la presión axial en la unión del collar se mantenga absolutamente al mínimo. Las cargas externas se transmiten completamente a través de las caras del cubo y no pueden dañar a la empaquetadura. Las empaquetaduras AX y VX también son adecuadas para las salidas laterales en la columna del preventor dado que estas salidas no están sujetas a acanalado.

#### 4.4.3.2.7 Empaque Anular Cameron Tipo CX Energizado a Presión

Las empaquetaduras anulares CX energizadas a presión permiten que el contacto cara a cara entre los cubos se logre con una fuerza mínima de abrazadera. El sellado ocurre a lo largo de pequeñas bandas de contacto entre las ranuras y el OD de la empaquetadura. Las cargas externas se transmiten completamente a través de las caras del cubo y no pueden dañar a la empaquetadura. La empaquetadura se hace con un diámetro apenas un poco más grande que las ranuras y se va comprimiendo de a poco para lograr el sello inicial a medida que se ajusta la unión.

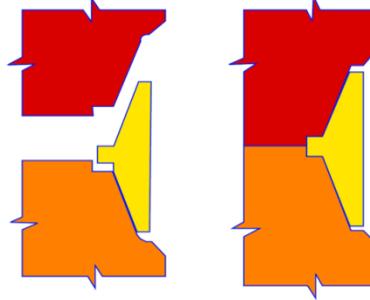


Figura 4.49 Empernado Anular Cameron Tipo CX Energizada a Presion, WCS – Well Control School 2003

La empaquetadura fue diseñada después que la AX, pero está rebajada en vez de estar al nivel con el agujero del cubo para protegerlo contra el acanalado. La empaquetadura sella aproximadamente el mismo diámetro que las empaquetaduras RX y BX. El cinturón (resalte) en el centro de la empaquetadura evita el pandeo o retroceso a medida que se arma el preventor de reventones o la unión del tubo vertical.

#### 4.4.4 Cabezales Giratorios

El cabezal giratorio o preventor de reventones giratorio se está volviendo común en muchas áreas. Permite que la sarta gire con presión debajo de ella. Las operaciones de perforación en desbalance (con insuficiente presión hidrostática) pueden continuar con la circulación a través del manifold del estrangulador.

Las cabezas rotativas como el de la figura 4.50 usan un elemento rotativo que forma sello alrededor de los collares de perforación, la tubería de perforación o el vástago cuadrado. Se conecta al vástago cuadrado una unidad impulsora, la cual sincroniza el giro del sello con el giro de la sarta de tubería de perforación. Por lo que, se mitiga el desgaste del elemento del sello. Dicho elemento del sello propio (goma para la instalación de tubería a presión) es auto activado y no requiere presión externa de control.



Figura 4.50 Cabezal Giratorio, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

Se usan las cabezas cuando se requiera formar un sello durante las operaciones de perforación y rotación. Las cabezas rotativas son especialmente útiles en las siguientes operaciones:

- ↳ Durante la perforación neumática. El aire y el polvo son desviados del piso de la plataforma; son expulsados por la línea "blooie"<sup>48</sup>
- ↳ Durante la circulación inversa, cuando sea necesaria forzar el lodo dentro del anular del pozo.
- ↳ Al perforar bajo condiciones de influjo: la cabeza rotativa permite una perforación continua, mientras que se circulan los gases generados durante la sacada de tubería, o mientras que el pozo genera gases. En estos casos, generalmente se utilizan lodos más ligeros, con un consecuente incremento en el régimen de penetración.

<sup>48</sup> Línea de desfogue alejada de la plataforma

Las cabezas/BOP'S giratorias han sido utilizadas en la perforación con aire y gas, la perforación con presión controlada y las operaciones de circulación inversa con presiones de hasta 2,000 psi en el pozo, y velocidades de rotación de hasta 10 rpm. Por lo general, se introducirán gomas para instalador estacionario si se necesita llevar a cabo la instalación de tubería a estas presiones mayores.

#### **4.4.5 Manifold del Estrangulador**

En operaciones de perforación, casi todos los sistemas de preventores incluyen un múltiple de estrangular y un múltiple de matar. Ambos sistemas de tuberías, válvulas y manómetros juegan un papel vital en mantener el control de un pozo.

El sistema de estrangulación proporciona una manera de liberar el fluido y presión del pozo después de cerrar los preventores, y el sistema de matar proporciona una manera de bombear fluido en el pozo después de cerrar los preventores.

El propósito del manifold es el de proveer un método de circulación desde la columna del preventor de reventones bajo una presión controlada. El manifold provee rutas alternativas para que se puedan cambiar o reparar los estranguladores y las válvulas.

El boletín API RP-53 3.A.3 provee una descripción del manifold del estrangulador y las prácticas recomendadas para su planificación e instalación. Las recomendaciones incluyen:

1. Los equipos del manifold que están sometidos a la presión del pozo y/o de la bomba (generalmente están aguas arriba de los estranguladores e incluyéndolos) deberían tener una presión de trabajo que sea al menos igual a la presión de trabajo de los preventores de reventones que se están usando. Se deben probar estos equipos cuando se instalan a presiones que sean igual a la presión de trabajo de la clasificación de la columna del preventor de reventones que está en uso.
2. Los componentes deberían cumplir con las especificaciones aplicables de API para acomodarse a la presión, temperatura, abrasividad, y corrosividad anticipada para los fluidos de la formación y los fluidos de perforación.
3. Para las presiones de trabajo de 3M (206.84 bar) y más, sólo se deberían usar conexiones embridadas, soldadas o engrampadas con los componentes sometidos a la presión del pozo.
4. Se debería colocar el manifold del estrangulador en un lugar accesible, preferentemente afuera de la subestructura del equipo.

5. La línea del estrangulador (que conecta la columna del preventor de reventones con el manifold del estrangulador) y las líneas aguas abajo del estrangulador:
  - A. Debería ser lo más recta posible que sea práctico; si se requiere algún codo, debería ser orientado específicamente.
  - B. Debería estar firmemente anclada para evitar excesivos movimientos o vibraciones.
  - C. Debería tener un diámetro de suficiente tamaño para evitar una erosión excesiva o fricción de fluidos.
    - a. El tamaño mínimo recomendado para las líneas del estrangulador es de 3" (76.2 mm) de diámetro nominal (los diámetros nominales de 2" [50.8 mm] son aceptables para las instalaciones de Clase 2M [137.89 bar]).
    - b. El tamaño mínimo recomendado para las líneas de venteo aguas abajo de los estranguladores es de 2" (50.8 mm) de diámetro nominal.
    - c. Para volúmenes elevados y operaciones de perforación con aire / gas, se recomiendan líneas de 4" (101.6 mm) de diámetro nominal o más grandes.

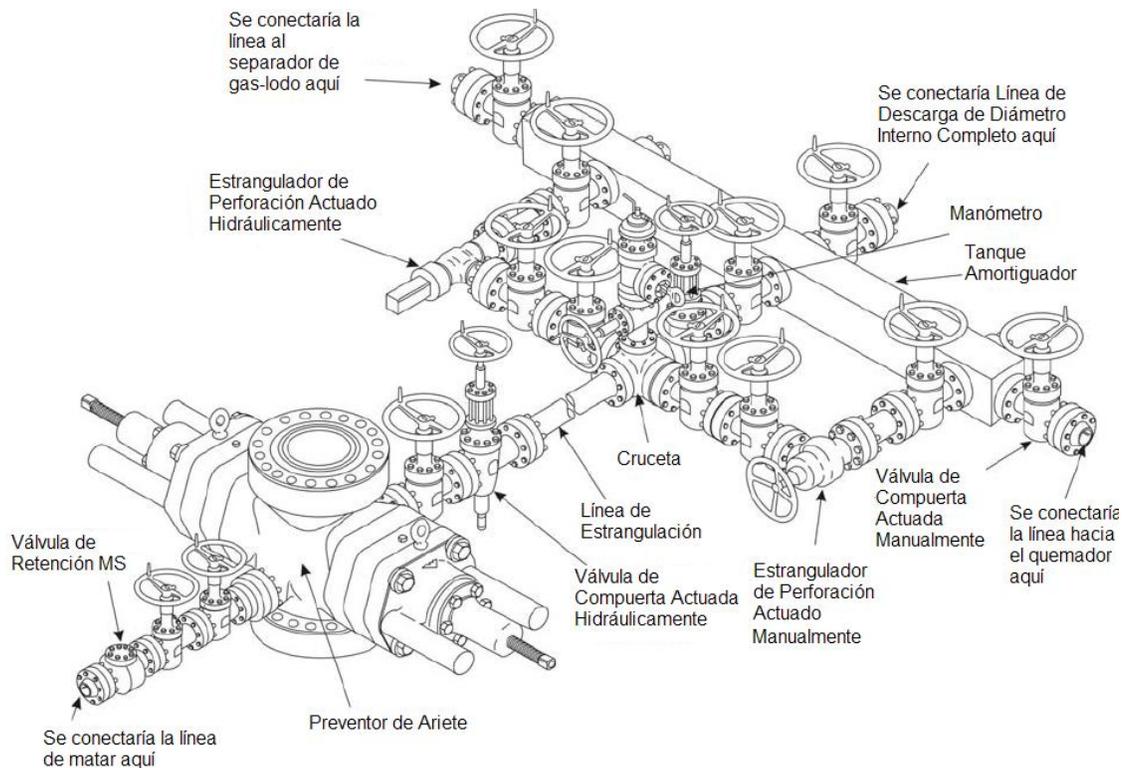


Figura 4.51 Configuración del Múltiple Estrangulador

6. Debería proveer rutas alternativas de flujo y quema aguas abajo de la línea del estrangulador para que se puedan aislar las piezas erosionadas, taponadas o que funcionan mal para ser reparadas sin interrumpir el control del flujo.
7. Debería considerar las propiedades para bajas temperaturas de los materiales utilizados en las instalaciones que estarán expuestos a temperaturas inusualmente bajas.
8. La línea de purga (la línea de venteo que se desvía de los estranguladores) debería ser por lo menos igual en diámetro que la línea del estrangulador.
9. Esta línea permite que el pozo circule con los preventores cerrados mientras que mantiene un mínimo de contrapresión. También permite un alto volumen de purga de los fluidos del pozo para aliviar la presión de la tubería de revestimiento estando los preventores cerrados.
10. Aunque no se muestra en las ilustraciones de los equipos típicos, los tanques de amortiguación (colectores) a veces se instalan aguas abajo de los ensambles de estranguladores para manipular las líneas de purga juntas. Cuando se usan colectores, se deberían tomar las previsiones para aislar una falla o malfuncionamiento sin interrumpir el control del flujo.

11. Se deberían instalar medidores de presión que sean adecuados para servicio con fluidos abrasivos para que se puedan supervisar con exactitud las presiones en la tubería o la tubería de perforación y el espacio anular y que sean fácilmente visibles en la estación donde se realizarán las operaciones de control del pozo.
12. Todas las válvulas del manifold del estrangulador que están sometidos a erosión al controlar el pozo deberían ser de paso total (apertura plena) y estar diseñadas para operar con gas de alta presión y fluidos abrasivos. Se recomienda usar dos válvulas de apertura plena entre la columna del preventor de reventones y la línea del estrangulador en las instalaciones con presiones de trabajo clasificadas en 3M 8206.84 bar) y más.
13. Para aquellas instalaciones clasificadas para presiones de trabajo de 5M (344.74 bar) y más, se recomienda lo siguiente:
  - A. Una de las válvulas en el párrafo anterior debería ser accionada a distancia.
  - B. Se deberían instalar dos válvulas inmediatamente aguas arriba de cada estrangulador.
  - C. Se debería instalar por lo menos un estrangulador remoto. Si se anticipa que se utilizará este estrangulador por tiempo prolongado, se debería usar un segundo estrangulador remoto.
14. Todos los estranguladores, válvulas y tubería debería estar clasificados para servicio con H<sub>2</sub>S.

#### **4.4.6 Estranguladores**

El estrangulador controla el caudal de flujo de los fluidos. Al restringir el fluido a través de un orificio, se coloca fricción o contrapresión en el sistema, permitiendo controlar el caudal del flujo y la presión del pozo.

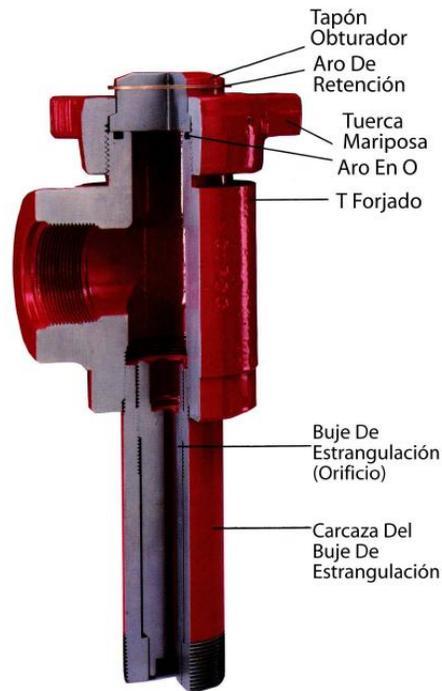


Figura 4.52 Estrangulador de Producción

Los estranguladores para controlar pozos tienen un diseño diferente que los estranguladores para la producción de gas y petróleo (ver figura 4.52). En general, el estrangulador de producción no es adecuado para controlar un pozo. Se usan estranguladores que se pueden ajustar manualmente para algunas aplicaciones de control de pozos, pero la mayoría de las operaciones a presión usan estranguladores ajustables a distancia.

#### 4.4.6.1 Estranguladores Positivos

No es fácil ajustar un estrangulador fijo. Tiene un orificio, o niple reductor de gasto, que se surte en diferentes diámetros, que requiere el desmantelamiento del estrangulador para cambiar el orificio por otro de diámetro diferente.

Los estranguladores fijos (porta orificios) generalmente tienen un cuerpo de estrangulador en línea para permitir la instalación o cambio del tubo reductor del estrangulador con un orificio de cierto tamaño.

#### 4.4.6.2 Estranguladores Ajustables

Se pueden operar los estranguladores ajustables manual o remotamente para ajustar el tamaño del orificio.

##### 4.4.6.2.1 Estranguladores Ajustables Manualmente

Este es el tipo básico de estrangulador. Como se puede ver en la figura 4.53 este posee una barra ahusada y un asiento. A medida que la barra se acerca más al área de asiento, hay menos distancia libre y más restricciones para el fluido que pasa por ella, produciendo más contrapresión en el pozo.



Figura 4.53 Estrangulador Manual

A menudo este tipo de estrangulador es el equipo para controlar pozos al cual menos atención se le presta. Sirve como el estrangulador de apoyo y muchas veces como el estrangulador primario en las operaciones. Se debería tener cuidado de lubricar, operar y probar este equipo vital regular y correctamente, de acuerdo con las pautas de los cuerpos gubernamentales.

#### 4.4.6.2 Estranguladores Ajustables Remotos

Los estranguladores ajustables remotos como el de la figura 4.54 son los estranguladores preferidos en las operaciones de perforación y para trabajos relacionados con presión. Proveen la capacidad de supervisar las presiones, las emboladas y controlar la posición del estrangulador, todo desde una sola consola. Los dos fabricantes más comunes son Cameron y Swaco.

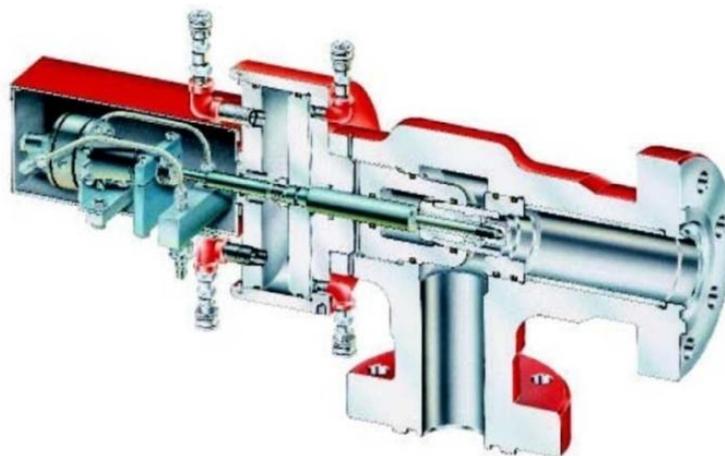


Figura 4.54 Estrangulador Ajustable Hidráulico Remoto

Ambos tipos de estranguladores son buenos en operaciones de control de pozos. Las limitaciones básicas comunes en ambos tipos es que rara vez se utilizan y tienden a congelarse, perder la presión del manómetro y estén desconectados los contadores de la bomba. Se puede resolver todos estos problemas por medio de operar el estrangulador en cada turno y correr una verificación semanal del funcionamiento y operación del panel del estrangulador.

#### 4.4.7 Válvulas

##### 4.4.7.1 Válvulas de Operación Hidráulica

La línea del choque, adyacente al conjunto de preventoras está dotada de una válvula de operación remota para cerrar rápidamente el flujo peligroso en caso de una falla del equipo aguas abajo. Además, esta válvula (figura 4.55) generalmente es difícil su acceso por medio manual, haciendo más conveniente su operación en forma hidráulica.

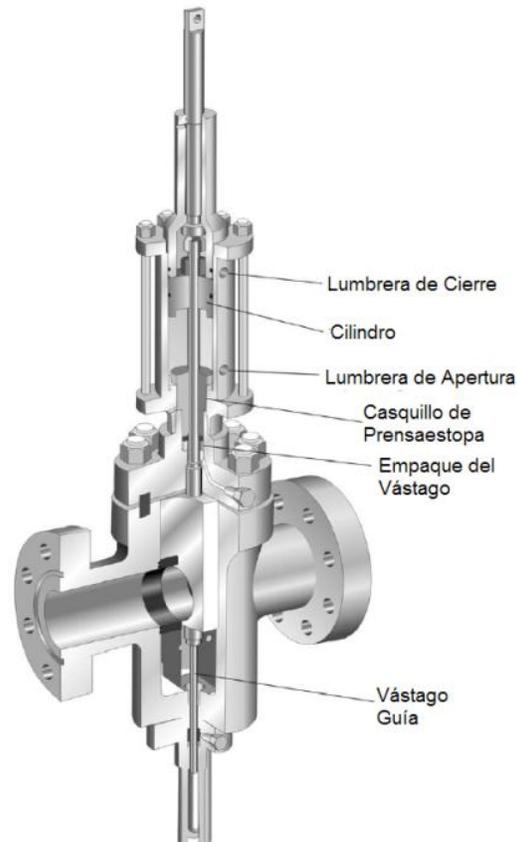


Figura 4.55 Válvula Hidráulica de Compuerta, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

La válvula debe tener una clasificación WOGM<sup>49</sup>. El activador hidráulico debe estar diseñado para una presión máxima de trabajo de 3000 psi. Sin embargo, el activador debe abrir totalmente la válvula con una presión de control de 1500 psi.

#### 4.4.7.2 Válvula Superior Del Vástago

La válvula superior del vástago<sup>50</sup> es una parte estándar del conjunto de la junta superior del kelly. La figura 5.56 muestra una válvula superior OMSCO que tiene una válvula integral de sentido único. Otras válvulas superiores son simplemente válvulas tipo esfera, charnela o tapón. El propósito básico de la válvula superior es el de proteger a la manguera de perforación, la cabeza giratoria y el equipamiento de superficie de las altas presiones del pozo. Generalmente se prueba con presión cuando se prueba la columna. Hay un mantenimiento limitado en la válvula superior.

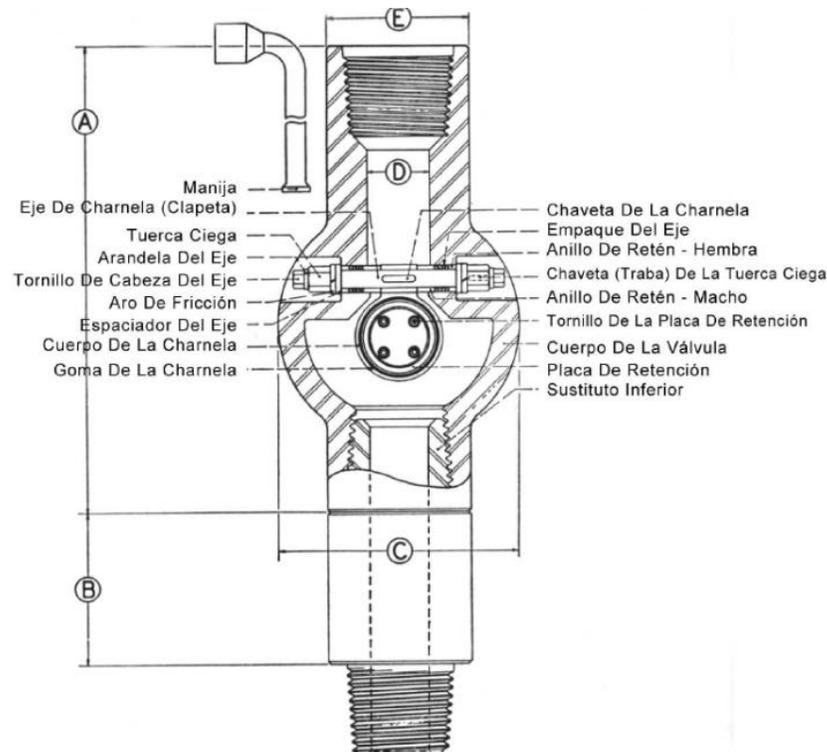


Figura 4.56 Válvula Superior del Kelly

#### 4.4.7.3 Válvula Inferior del Vástago

La válvula inferior del vástago<sup>51</sup> es una válvula que abre completamente, apoyando la válvula superior (ver figura 4.57). Permite que se retire el vástago cuando la presión en la sarta es mayor que la clasificación de los equipos de superficie. Una práctica común es la de usar la válvula inferior como una válvula

<sup>49</sup> Agua, aceite, gas o lodo

<sup>50</sup> Kelly cock superior

<sup>51</sup> Kelly cock inferior

para ahorrar fluido o lodo. El uso continuo de la válvula inferior tiene sus ventajas y desventajas. La válvula se opera en cada conexión entonces se mantiene libre y en condiciones de operación.

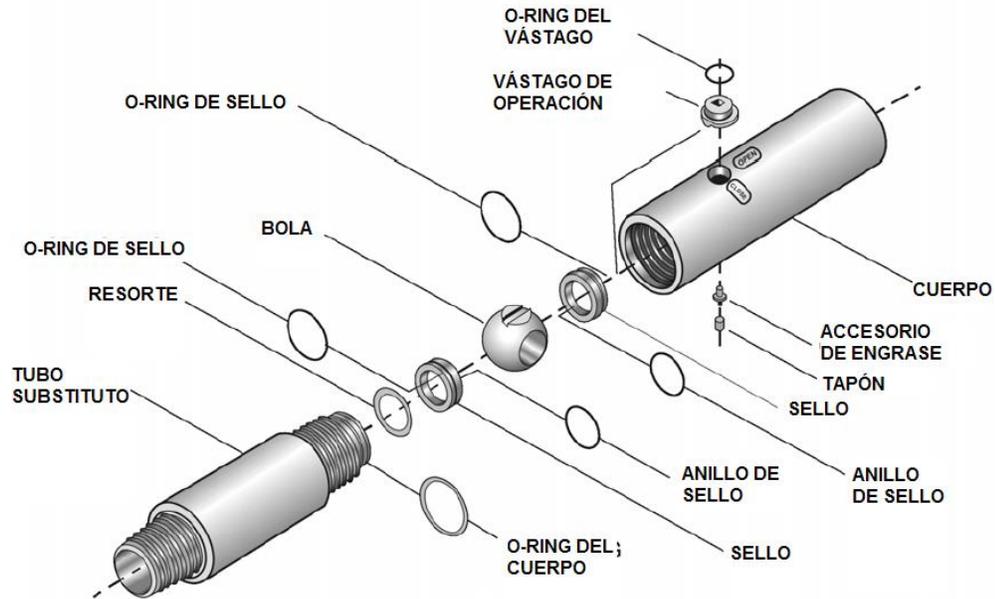


Figura 4.57 Válvula Superior del Kelly, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 1, Weatherford 2003

#### 4.4.7.4 Válvula de Seguridad de Apertura Completa

Además de las válvulas en la junta Kelly, se requiere mantener otra válvula de seguridad de apertura plena en la plataforma (piso) del equipo. Si ocurre una arremetida durante una maniobra, hay que instalar esta válvula de inmediato. Debe estar en posición abierta y la manija para cerrarla tiene que estar en un lugar visible, a fácil disposición de la cuadrilla. Si se usa una sarta combinada, o se está corriendo una tubería de revestimiento (entubando), entonces debe haber una reducción en la conexión de la válvula u otra válvula con las roscas de conexión apropiadas.

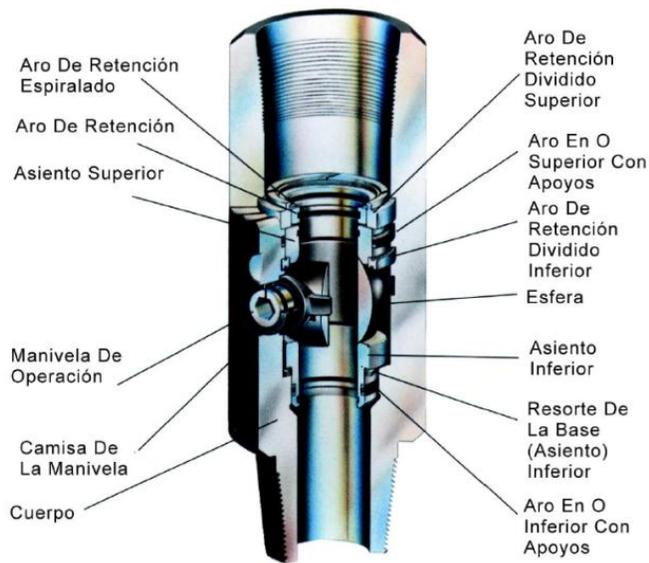


Figura 4.58 Válvula de Apertura Completa

La válvula de seguridad<sup>52</sup> de la figura 4.58, es una válvula de esfera de apertura plena. La válvula de conexión debe ser lo suficientemente liviana como para que la cuadrilla la pueda levantar, o se deben tomar las provisiones para que se pueda levantar con un elevador neumático o sistema de contrapeso. En la válvula también se puede instalar una manija removible en un buen punto de contrapeso para que se pueda manejar con facilidad.

Las válvulas de conexión requieren muy poco mantenimiento, pero a igual que los estranguladores que rara vez se usan, necesitan ser operadas al menos una vez por semana para evitar que se congelen. El uso de sustitutos de reducción<sup>53</sup> puede hacer que la válvula de conexión sea pesada, torpe y difícil de conectar.

#### 4.4.7.5 Preventor de Reventones Interiores

El preventor de reventones interior<sup>54</sup> es una válvula de contrapresión o válvula antirretorno de sentido único que opera a resorte que se puede trabar en posición abierta con una varilla de traba que se puede retirar. Su uso principal es para entrar al pozo bajo presión. Una BOP interior como la de la figura 4.58 permite circular el pozo, pero evita que la presión o el flujo regresen a la sarta. Es una herramienta sencilla y confiable, pero dado que no abre plenamente, el diámetro interior de la sarta queda limitado. Debido a su diseño, no se pueden correr las herramientas de los cables / alambre a través de él, entonces hay algo de renuencia para usar el preventor de reventones interior a menos que sea necesario.

<sup>52</sup> Válvula de piso, conexión, héroe o TIW

<sup>53</sup> Para poder usar la valvula de conexión basica con diferentes tamaños de tubería

<sup>54</sup> Válvula Grey

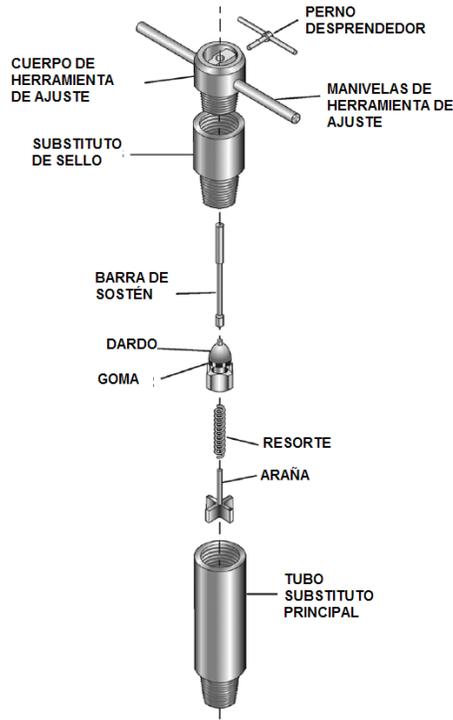


Figura 4.59 Preventor de Reventones Interior

No se debería usar el BOP interior para conectar en tubing o tubería de perforación que está fluyendo a pesar del término común de preventor de reventones interior. Si es necesario, se puede conectar después de detener el flujo con una válvula de seguridad. Debería haber siempre una en posición abierta en el piso del equipo en todo momento.

#### 4.4.8 Equipos Para Manejar el Gas

El aumento en el contenido del gas en el fluido de perforación es un buen indicador de zonas de presión anormal. Sin embargo, los cortes de gas no son siempre el resultado de una condición de desbalance, por lo que es importante una adecuada comprensión de las tendencias del gas.

Los equipos para manejar el gas son una parte vital de los equipos para controlar reventones. Sin éstos, las operaciones para controlar un pozo son difíciles y pueden ser peligrosas debido al gas que está en la locación. Los equipos que manejan el gas remueven los grandes volúmenes de gas que podrían causar una mezcla explosiva si se permitiera que se mezclen con el aire alrededor del equipo.

##### 4.4.8.1 Separadores de Gas del Lodo (Gas Busters)

Los separadores de gas (gas busters) generalmente son la primera línea de defensa del gas en la locación. Un separador de gas es un recipiente sencillo y

abierto que está conectado a la punta de la línea del manifold o estrangulador, justo antes de que el fluido entre en la pileta de succión o línea de retorno.

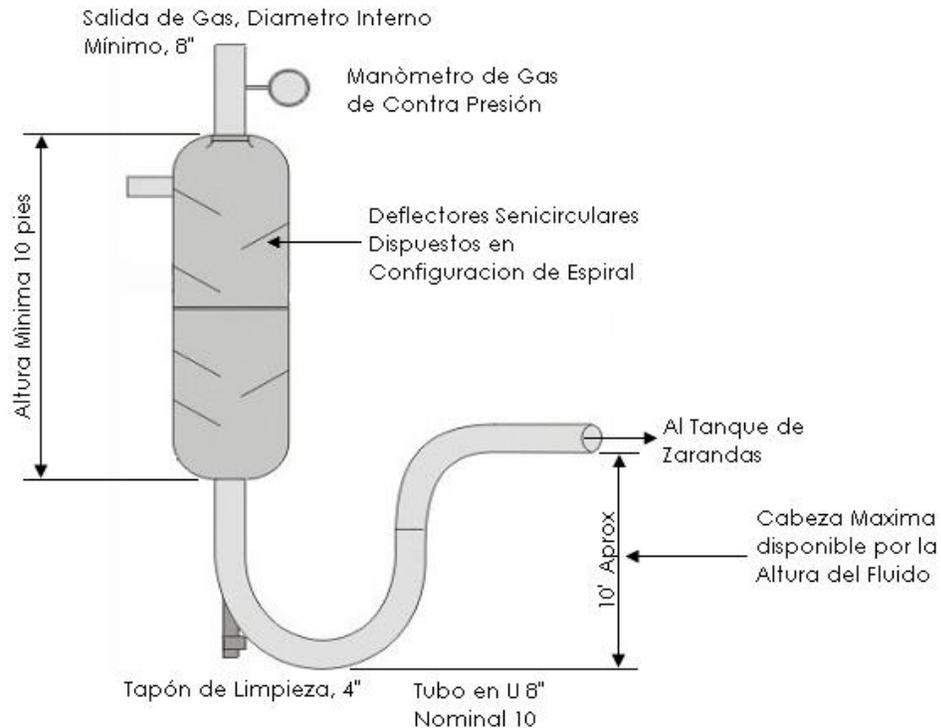


Figura 4.60 Gas Buster, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

La mayor cantidad de gas que sube con una arremetida se separará del fluido luego del estrangulador. El separador de gas (figura 4.59) permite que el gas libre que sale del fluido salga del sistema y grave o sea empujado hacia la línea de quema o tera de gas. El diseño varía desde un simple cilindro abierto que se usa con algunos manifolds hasta el separador más complejo que opera con un flotador.

Con los fluidos claros (livianos), el separador de gas podría ser suficiente. La baja viscosidad de los fluidos claros permite que el gas salga del fluido bajo la presión atmosférica. Con los fluidos viscosos (más espesos), solo con el separador de gas quizás no sea suficiente.

La fuga de gas<sup>55</sup> es un término que se utiliza para describir la sobrecarga de este equipo a medida que la presión se incrementa adentro del separador de gas, desplazando el fluido en el cierre hidráulico y permitiendo que el gas entre en el área de la pileta. Se debería supervisar la presión adentro del separador de gas cuando el gas está en la superficie y ésta se debe mantener en valores que evitan esta sobrecarga y reducen la posibilidad de una ruptura del recipiente.

<sup>55</sup> Gas blow – by

#### 4.4.8.2 Desgasificadores

El desgasificador (figura 4.60) tiene una capacidad limitada para manejar volúmenes de gas, pero dado que el volumen de gas que está arrastrado (atrapado) en el fluido es bajo, por lo general el desgasificador es adecuado. Si la viscosidad del fluido es alta o si el fluido está contaminado, el gas quizás no salga libremente. Los desgasificadores pueden separar el gas arrastrado en el fluido por medio de usar una cámara de vacío, una cámara presurizada, un rocío centrífugo o una combinación de estos diseños. El desgasificador más común es un tanque al vacío o una bomba de rocío, pero hay muchos desgasificadores y algunos combinan las funciones. Los tres desgasificadores más comunes son el desgasificador al vacío de SWACO, el Desgasificador al vacío de Welco y la Bomba Desgasificadora Seeflo<sup>56</sup> de Drilco.

Los desgasificadores no requieren de mucho mantenimiento. Hay que lubricar las bombas y calcular su tamaño correctamente. Cuando se usa un brazo del flotador, hay que mantener las juntas lubricadas. Cuando se usa una bomba al vacío, hay que vaciar el separador que está delante del compresor diariamente.

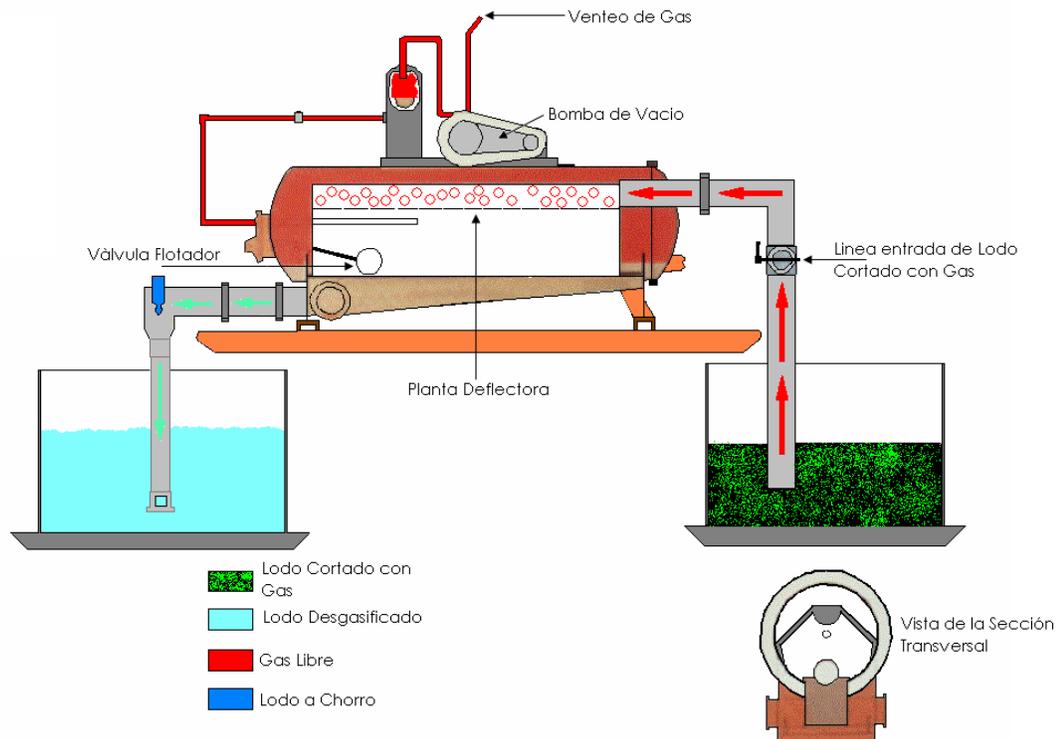


Figura 4.61 Desgasificador, Principios Fundamentales de Control de Pozos, Randy Smith, Training Solutions

<sup>56</sup> Flujo a la vista

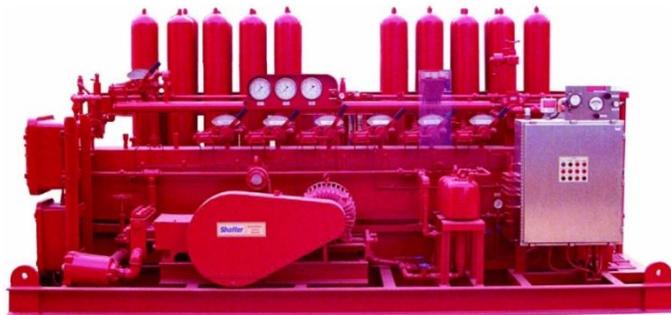
En general, los desgasificadores al vacío son más eficaces para trabajar con lodos viscosos pesados donde es difícil extraer el gas. En cualquier operación de desgasificación, se incrementan los requerimientos del tiempo de pasaje y la energía para su extracción a medida que se incrementan la viscosidad del lodo y las fuerzas del gel.

Normalmente el desgasificador ingresa el fluido de una pileta próxima a las zarandas y descarga el fluido desgasificado en una pileta aguas abajo y hacia la pileta de succión. También se usan desgasificadores en la línea de flujo que minimizan la cantidad de gas que va a las zarandas.

#### **4.5 SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO DE PREVENTORES**

El sistema de control de preventores<sup>57</sup>, es un sistema de tanques, tuberías, válvulas, manómetros y bombas que se utilizan para presurizar y suministrar fluido hidráulico para controlar los componentes actuados hidráulicamente del conjunto de preventores.

Durante el inicio de una arremetida, es esencial cerrar el pozo rápidamente para mantener el amago de reventón pequeño. Generalmente los sistemas que funcionan manualmente son más lentos que las unidades hidráulicas y pueden llevar a volúmenes de influjo mayores.



*Figura 4.62 Unidad de acumulador*

Se han probado las bombas de fluidos, aire del equipo y unidades con bombas hidráulicas y ninguno fue satisfactorio. Los acumuladores hidráulicos son los primeros sistemas que han resultado ser satisfactorios.

El acumulador (ver figura 4.61) provee una manera rápida, confiable y práctica para cerrar los preventores cuando ocurre un amago de reventón. Debido a la importancia de la confiabilidad, los sistemas de cierre tienen bombas adicionales y un volumen excesivo de fluido además de los sistemas alternativos o de apoyo.

---

<sup>57</sup> Unidad de cierre de acumuladores / unidad de cierre

Las bombas de aire/eléctricas se conectan para recargar la unidad automáticamente a medida que disminuye la presión en el botellón del acumulador.

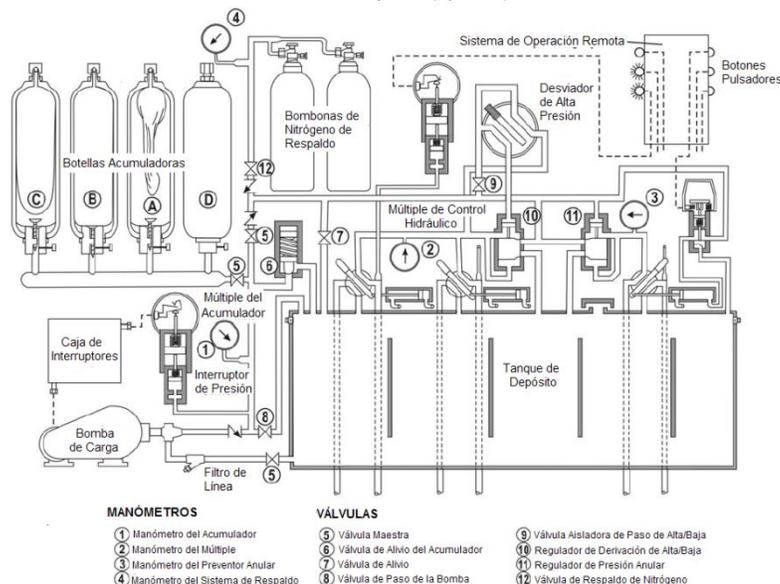
El sistema estándar de los equipos utiliza un fluido de control de aceite hidráulico o una mezcla de productos químicos y agua guardados en botellas de acumuladores de 3.000 psi (206,84 bar). Se guarda suficiente fluido para usar bajo presión para que todos los componentes de la columna puedan funcionar con presión, junto con una reserva para seguridad.

#### 4.5.1 Componentes del Sistema de Cierre/Acumulador<sup>58</sup>

El sistema de control del acumulador proporciona un medio para cerrar y abrir individualmente cada preventor y cada válvula de manera conveniente, rápida, repetidamente y a la presión de operación correcta. Los equipos se deben diseñar para operar en casos de emergencia cuando falte la fuente de energía principal del taladro (ver figura 4.62).

Los elementos del sistema de control de preventores generalmente incluyen:

- ↳ fluido de control hidráulico
- ↳ un tanque de depósito
- ↳ uno ó más sistemas de bombeo
- ↳ un banco de botellas acumuladoras
- ↳ un múltiple de control hidráulico
- ↳ uno ó más tableros de control remoto (opcional).



<sup>58</sup> Tecnología de Herramientas Arrendadas, Control de Presión, Modulo 3, Weatherford 2003

*Figura 4.63 Acumulador Hidráulico, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003*

En resumen, el sistema funciona a través de bombear fluido desde el tanque hasta las botellas acumuladoras, donde permanece hasta que sea requerido. El banco de botellas acumuladoras está conectado directamente al múltiple de control hidráulico. Se mantiene la presión en las botellas a una presión de trabajo especificado, para, al activar una manivela en el múltiple de control hidráulico o tablero de control remoto, se puede enviar fluido presurizado inmediatamente a través del múltiple de control hidráulico al dispositivo de control de presión correspondiente.

#### **4.5.1.1 Fluido de Control Hidráulico**

Se utiliza el fluido de control hidráulico para transmitir la presión de operación a las herramientas que requieren presión hidráulica para su operación.

Es almacenado en los tanques, bombeado en las botellas acumuladoras, liberado a través del múltiple de control hidráulico en las cámaras de operación de los equipos actuados hidráulicamente y, al final, descargado de regreso al múltiple de control hidráulico hacia el tanque

##### **4.5.1.1.1 Composición del Fluido**

Los fluidos de control hidráulico recomendados incluyen:

- ↳ aceite hidráulico liviano (10W)
- ↳ fluido a base de agua aprobado por el fabricante original del equipo (OEM), tal como Hydrablu™
- ↳ agua dulce que contiene un lubricante e inhibidores de corrosión.
- ↳ No se recomienda el uso de lodo como fluido de control hidráulico.

##### **4.5.1.2 Tanque de Deposito**

El propósito del tanque es retener el fluido hidráulico excedente mientras que no está en uso.

Un tanque de depósito es un tanque rectangular grande dotado con las siguientes características de diseño:

- ↳ deflectores
- ↳ respiraderos cubiertos
- ↳ orificios de inspección.

Los deflectores evitan el movimiento del fluido hidráulico dentro del tanque mientras que es transportado. Los respiraderos cubiertos permiten la entrada y salida de aire del tanque, que evita que el tanque se presurice. Los orificios de

inspección permiten que se revise el nivel de fluido hidráulico en el tanque y se observe una serie de líneas de retorno desde el múltiple de control hidráulico. En muchas ocasiones se puede identificar problemas en el sistema a través de monitorear el retorno del fluido hacia el tanque.

Los requerimientos de fluido hidráulico del conjunto de preventores determinarán qué tamaño de tanque se requiere.

Según la Especificación 16E de API, el volumen del tanque debe ser por lo menos dos veces el volumen del fluido hidráulico utilizable requerido por el sistema. El IADC<sup>59</sup> recomienda que el volumen del tanque sea 1.5 veces el volumen total del acumulador.

Para determinar la capacidad volumétrica del tanque se utiliza la ecuación del volumen de un paralelepípedo dada la forma típica del tanque:

$$Gal\ Tanque = Ancho(Pulg) * Long(Pulg) * Altura(Pulg) * 0.004329 \frac{gal}{pulg^2}$$

#### **4.5.1.3 Banco de Acumuladores**

El banco de acumuladores consiste en una serie de botellas acumuladoras (figura 4.64) y un múltiple de tubería de acero que conecta las botellas a los sistemas de bombeo y el múltiple de control hidráulico.

Una botella acumuladora es un recipiente de presión cilíndrico o esférico, que está diseñado para contener gas de nitrógeno además de fluido de control hidráulico. Dentro del casco de la botella, el gas de nitrógeno y el fluido se mantienen separados a través de un elemento movable que permite que el volumen ocupado por el gas sea comprimido al bombear el fluido en la botella.

---

<sup>59</sup> Asociación Internacional de Contratistas de Perforación

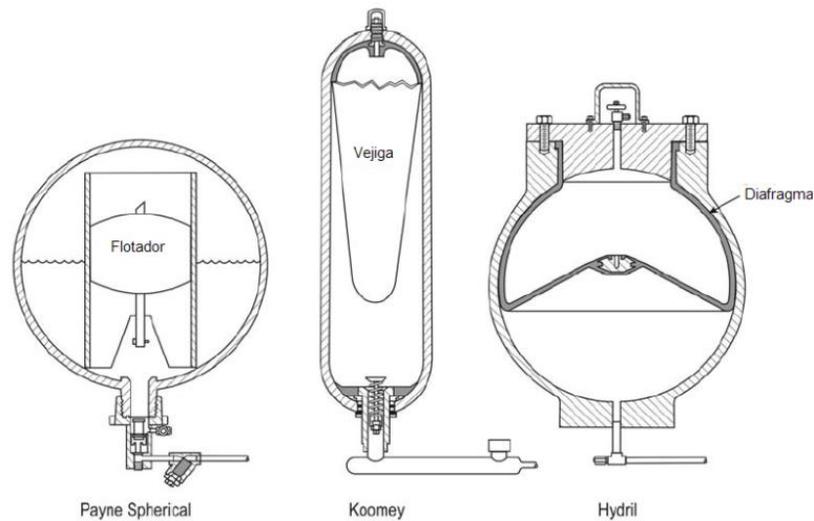


Figura 4.64 Tipos de Botellas Acumuladoras, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003

Dependiendo del tipo de botella, el nitrógeno y fluido hidráulico podrá estar separado por:

- ↳ una vejiga
- ↳ un diafragma
- ↳ un pistón.

El propósito de un banco de acumuladores es proporcionar una fuente de fluido hidráulico presurizado que está disponible instantáneamente para operar los componentes del sistema de preventores que son actuados hidráulicamente.

El almacenamiento de fluido presurizado en botellas acumuladoras:

- ↳ mejora el tiempo de respuesta del sistema hidráulico a través de suministrar la cantidad de fluido requerida más rápidamente que las bombas solas podrían suministrar
- ↳ sirve como fuente de respaldo de potencia hidráulica en caso de fallas de las bombas.

Una botella acumuladora almacena fluido de control hidráulico bajo presión a través del uso de un gas comprimible, generalmente gas nitrógeno inerte. Para entender cómo esto funciona es importante entender que al comprimir un gas, ejerce presión hacia afuera. Igual como un resorte mecánico, un cuerpo de gas comprimido puede almacenar una gran cantidad de energía potencial.

Antes de bombear el fluido hidráulico en la botella, se "pre-carga" la botella con gas nitrógeno hasta que la presión dentro de la botella alcance un nivel predeterminado denominado la presión de precarga. Luego se bombea el fluido de control hidráulico en la botella a través de un orificio para fluido. Al aumentar

el volumen de fluido en la botella, comprime el gas y, a su vez, causa que la presión dentro de la botella se aumenta. La bomba sigue hasta que la presión dentro de la botella alcance un segundo nivel predeterminado, que se denomina la presión de trabajo de la botella y la presión de operación máxima del sistema de control.

#### 4.5.1.3.1 Determinación del Tamaño del Banco de Acumuladores

Es muy importante que la capacidad de la unidad de acumuladores tenga el tamaño apropiado para el conjunto de preventores que operará. Frecuentemente, las especificaciones de los equipos de perforación de un proyecto establecen solamente que "se requiere un sistema de control de acumuladores para operar hidráulicamente las válvulas en el conjunto de preventores.

Un requerimiento tan generalizado como este es peligroso porque puede ser satisfecho por un sistema de acumuladores que no es capaz de almacenar suficiente fluido hidráulico para operar el conjunto e preventores adecuadamente durante un reventón

Resumen de Métodos				
Método	Requerimiento de Operación	Factor de Seguridad	Presión de Precarga (psi)	Presión de Operación Mínima (psi)
API RP 16E	Cerrar todos los preventores abrir todos los estranguladores	50%	NA	1500
API RP 53	Cerrar los preventores / abrir válvula HCR	NA	3000/1000 5000/1500	200 por encima de la precarga
NPD	Cerrar, abrir y cerrar todos los preventores	25% del volumen de cierre	1000	200 por encima de la precarga
S/S	Cerrar, abrir y cerrar todos los preventores	50%	1000	200 por encima de la precarga
IADC	NA	NA	1500/700 2000/900 3000/900	200 por encima de la precarga
Koomey	Cerrar todos los preventores abrir todos los estranguladores	50%	1000	200 por encima de la precarga

El volumen de acumuladores representa el tamaño total de una botella o banco de acumuladores. Incluye el espacio ocupado por el fluido, gas y componentes internos, tales como la vejiga o diafragma. Por otra parte, el volumen de fluido usable representa la cantidad de fluido que el acumulador puede liberar entre su presión de operación máxima y su presión de operación mínima. La relación entre el volumen del acumulador y el volumen de fluido usable depende de la presión de precarga, la presión de operación máxima y presión de operación mínima de los acumuladores

Hay muchos métodos distintos que se utilizan para determinar el tamaño apropiado de una unidad de acumuladores. Estos métodos incluyen los establecidos en las Prácticas Recomendadas 16D, 16E y 53 de API, además de los desarrollados por la NPD<sup>60</sup>, Koomey, S/S y la IADC<sup>61</sup> la IADC y son explicados en la tabla 4.46.

Aunque los detalles varían de un método a otro, los tres pasos básicos son los mismos. En todo caso se debe:

- ↳ calcular el volumen de fluido usable requerido para operar el conjunto de preventores (tabla 4.7)
- ↳ incluir un factor de seguridad, si se requiere (tabla 4.8)
- ↳ calcular el volumen de acumuladores requerido para almacenar la cantidad necesaria de fluido hidráulico usable (tabla 4.9)

---

<sup>60</sup> Dirección Petrolera Noruega

<sup>61</sup> Asociación Internacional de Contratistas de Perforación

Calcular el volumen requerido de Fluido Usable		
Paso	Acción	Ejemplo
1	Decidir cuál método se utilizará para determinar el tamaño apropiado.	Se utilizará el método para servicio de H2S recomendado por NPD
2	Utilizar el formato de Solicitud de Pedido de Trabajo del cliente para crear una lista de los equipos de control de presión actuados hidráulicamente que serán despachados a un trabajo.	Los dispositivos hidráulicos incluyen: ↳ 11" 5M Doble Cameron ↳ 11" 5M Sencillo Cameron ↳ 11" 5M Esférico A de Cameron
3	Para cada equipo Hidráulico referirse a la tabla de Especificaciones Generales para determinar el Volumen de Fluido hidráulico requerido para abrir y cerrarlo contra una presión de pozo cero.	Los tres juegos de arietes requieren 3.7 galones para cerrarse y 4.6 galones para abrirse.  El preventor anular requiere 5.56 galones para cerrarse y 4.69 galones para abrirse.
4	Calcular el fluido hidráulico usable total requerido para operar el conjunto de preventores basándose en los requerimientos de operaciones del método de determinar el tamaño apropiado se utiliza y los volúmenes obtenidos en el <b>paso 3.</b>	El método NPD requiere que los acumuladores suministren suficiente fluido usable para cerrar, abrir y aislar todos los preventores.  $\text{Fluido}_{\text{Cierre}} = 3.7 + 3.7 + 3.7 + 5.65$ $\text{Fluido}_{\text{Cierre}} = 16.75$ $\text{Para 2 Cierres} = 16.75 * 2 = 33.5$

	Los requerimientos operacionales de cada método para determinar el tamaño apropiado se indican la tabla 2.5	$\text{Fluido}_{\text{Abertura}} = 4.6 + 4.6 + 4.6 + 4.69$ $\text{Fluido}_{\text{Abertura}} = 18.49$ $18.49 + 33.5 = 51.99$ <p>Se requieren 51.99 galones de fluido usable para operar los preventores.</p>
--	---	---

Tabla 4.8 Calculo de volumen requerido, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003

Muchos métodos para determinar el tamaño utilizan un factor de seguridad para asegurar que una reserva de fluido usable estará disponible para el uso en caso de emergencia después de haber realizado las operaciones básicas de preventores. El factor de seguridad también ayuda a compensar por:

- ↳ fugas en las cámaras de operación de los equipos de preventores
- ↳ flujo interno ("interflow") en las válvulas de control de cuatro pasos
- ↳ drenaje de fluido de las líneas hacia el tanque.

Factor de Seguridad		
Paso	Acción	Ejemplo
<b>1</b>	Determinar cual factor de seguridad será requerido por el cliente o método para determinar el tamaño apropiado que se utiliza.  El factor de seguridad requerido por cada método se indica en la tabla 2.5	El NPD requiere un factor de seguridad de del 25% de una función de cierre completa
<b>2</b>	Multiplicar los galones de fluido usables por el factor de seguridad para determinar la cantidad del factor de seguridad.	$16.75 * 25\% = 4.19 \text{ galones}$
<b>3</b>	Sumar la cantidad del factor de seguridad al volumen de fluido usable para determinar le volumen de fluido usable requerido.	$51.99 + 4.19 = 56.18$  Los acumuladores deben poder almacenar 56.18 galones de fluidos usable.

Tabla 4.9 Factor de Seguridad, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003

Como se mencionó arriba, la relación entre el volumen de los acumuladores y el volumen de fluido usable que puede almacenar depende de los siguientes aspectos del sistema:

- ↳ presión de precarga
- ↳ presión de operación mínima (es decir, presión residual)
- ↳ presión de operación máxima

Aunque los distintos métodos para determinar el tamaño apropiado utilizan normas ligeramente distintas en relación con cómo determinar la presión de precarga y la presión de operación mínima, todos utilizan la siguiente fórmula para calcular el volumen de los acumuladores:

$$\text{Volumen de Acumulador} = \frac{\text{Volumen de Fluido Usable}}{\frac{\text{Precarga}}{PO \text{ Mín}} - \frac{\text{Precarga}}{PO \text{ Máx}}}$$

Calculo de Volumen de los Acumuladores		
Paso	Acción	Ejemplo
1	Referirse a la solicitud de trabajo para determinar la presión de operación máxima y presión precarga del sistema de acumuladores.	El sistema de acumuladores tiene: ↳ Precarga de 1000psi ↳ Presión máxima de 3000psi
2	Calcular la presión de operación mínima del sistema de acumuladores requerida por el método utilizado para determinar el tamaño apropiado.  La presión de operación mínima utilizada por cada método para determinar el tamaño apropiado en la tabla 2.8	El método NPD requiere una presión de operación mínima que es de 200psi mayor a la presión de precarga.  $1000 + 200 = 1200psi$  La presión de operación mínima es de 1200psi
3	Dividir la presión de precarga por la presión de operación mínima.	$\frac{1000}{1200} = 0.8333$
4	Dividir la presión de precarga por la presión de operación máxima	$\frac{1000}{3000} = 0.3333$
5	Sustraer el resultado obtenido en el <b>paso 3</b> del resultado obtenido en el <b>paso 4</b>	$0.8333 - 0.3333 = 0.5$

<b>6</b>	<p>Dividir el volumen requerido de fluido usable por el resultado obtenido en el <b>paso 5</b> para determinar el volumen de acumuladores mínimo requerido por el trabajo.</p>	<p>El volumen de fluido usable es 56.18</p> $\frac{56.18}{0.5} = 112.36 \text{ galones}$ <p>Redondeando hacia arriba, se requieren un sistema de acumuladores de 120 galones (doce botellas de 11 galones) para el trabajo</p>
----------	--	--

*Tabla 4.10 Calculo de Volumen de los Acumuladores, Tecnología de Herramientas, Modulo 3, Weatherford 2003*

Se denomina un sistema de acumuladores según su capacidad total de fluido y gas redondeada hacia abajo para tomar en cuenta el volumen ocupado por la vejiga, diafragma o flotador. La regla general sugiere que la vejiga, diafragma o flotador ocupa un área de 1 galón. Por consiguiente, se considera que una botella de 11 galones tiene una capacidad de 10 galones de gas y fluido.

Las operaciones de perforación típicamente requieren más equipos de preventores y equipos de preventores más grandes que las operaciones de producción y por consiguiente sus sistemas de acumuladores tienden a ser más grandes

#### **4.5.1.4 Sistemas de Bombas**

El propósito del sistema de bombas es:

- ↳ presurizar el fluido hidráulico en las botellas acumuladoras para su uso en la operación instantánea de los equipos de preventores
- ↳ suministrar fluido hidráulico directamente a un preventor anular y una válvula estranguladora en caso de una falla del acumulador

El sistema de bombas opera a través de tomar fluido hidráulico de una salida cerca del fondo del tanque, jalarlo a través de una línea de succión dotada con un filtro y bombearlo en las botellas acumuladoras y el múltiple de control hidráulico.

##### **4.5.1.4.1 Selección de un Sistema de Bombas Apropriado**

Se debe tomar en cuenta los siguientes variables cuando se seleccione un sistema de bombas:

- ↳ presión de descarga (psi)

- ↳ velocidad del flujo (galones por minuto)
- ↳ número de bombas (simples o dobles)
- ↳ tipo de bomba (simplex, dúplex o triplex)

La presión de descarga debe ser igual a la presión de trabajo del sistema de control de preventores.

La velocidad de flujo (caudal) debe ser suficiente para recargar el sistema (es decir, manejar un volumen igual al volumen total de fluido usable en el sistema) dentro de un lapso de 15 minutos. Para calcular los galones por minuto mínimos requeridos, dividir la capacidad total de acumuladores por 2 (para estimar los galones de fluido usable) y dividir el resultado obtenido por 15 minutos.

#### **4.5.1.5 Múltiple de Control Hidráulico**

El múltiple de control hidráulico (figura 4.65), denominado también el múltiple de válvulas, sirve para regular la presión del fluido de control hidráulico y llevarlo hacia y desde los equipos de preventores.

Un múltiple de control hidráulico consiste en una red de:

- ↳ Válvulas de cuatro pasos
- ↳ Reguladores de presión
- ↳ Manómetros
- ↳ Válvulas de alivio
- ↳ Válvulas aisladoras
- ↳ Válvulas de retención
- ↳ Tubería de línea
- ↳ Mangueras de control

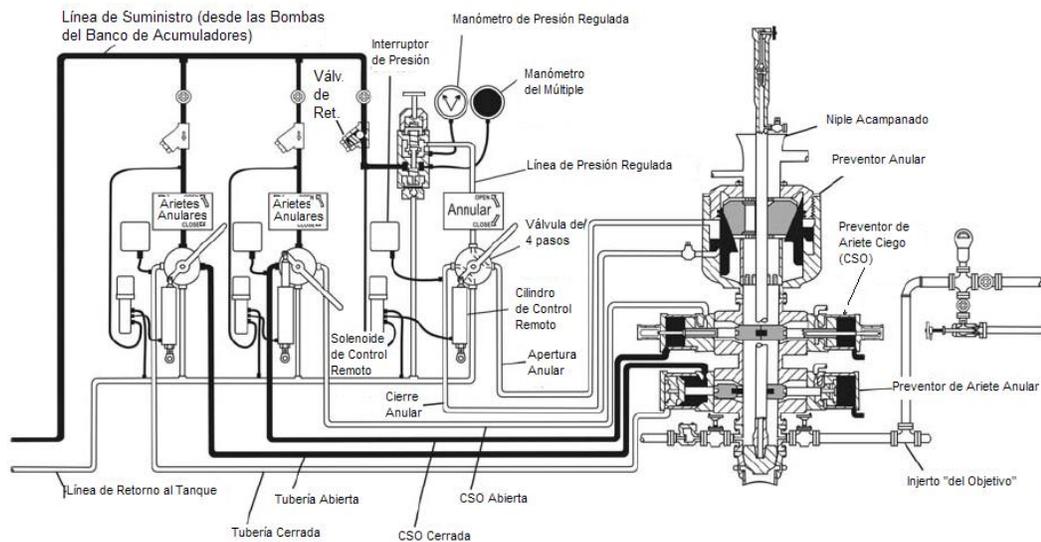


Figura 4.65 Configuración típica de un Múltiple Hidráulico, Tecnología de Herramientas Arrendadas, Weatherford 2003

Todos los componentes del múltiple de control hidráulico deben tener una presión de trabajo por lo menos igual a la presión de trabajo del sistema de control. En la mayoría de los casos la presión de trabajo del sistema de control será 3,000 psi.

#### 4.5.1.5.1 Válvula de Cuatro pasos

El múltiple de control hidráulico incluye una válvula de cuatro pasos para cada equipo actuado hidráulicamente en el conjunto. Cada válvula, también denominada una estación, está designada para controlar una sola válvula, preventor anular o juego de arietes. Un sistema de control puede tener entre dos y ocho ó más estaciones, dependiendo del número de dispositivos operados hidráulicamente en uso.

Las válvulas de 4 pasos funcionan a través de dirigir el fluido presurizado a los orificios de operación hidráulica en los equipos de preventores y simultáneamente permitir que el fluido del orificio opuesto fluya hacia el tanque para uso en el futuro.

La válvula de 4 pasos es una válvula de tres posiciones con dos retenes para fluir y un retén para no fluir.

#### 4.5.1.5.2 Reguladores de Presión

Un regulador de presión es un tipo de válvula que puede ser ajustado manualmente para controlar la presión en un sistema aguas abajo. El tamaño del orificio dentro de la válvula es regulado por un mecanismo de tornillo y resorte.

Un múltiple de control hidráulico podría incluir los siguientes reguladores de presión.

↳ **Regulador de Presión**

El regulador de presión anular está instalado aguas arriba de la válvula de cuatro pasos que activa el preventor anular. Regula el fluido hidráulico suministrado al preventor anular. Es esencial porque la presión de operación:

Es menor que la requerida por preventores de ariete y válvulas.

Debe ser regulada durante operaciones de "stripping"<sup>62</sup> en pozo dependiendo del tamaño del preventor y el tubo para proporcionar un sello parcial y extender la vida útil del elemento de empaque anular.

#### ↳ **Válvula Reguladora alto/bajo**

Esta válvula reguladora de alto/bajo se instala en una línea que conecta el múltiple acumulador al múltiple de control hidráulico.

Cuando se utilice una válvula reguladora de alto/bajo, está instalada en una línea que conecta el múltiple acumulador al múltiple de control hidráulico.

Cuando esté en el modo de alta presión, esencialmente se desvía la válvula de alto/bajo, para que la presión en el múltiple de control sea la misma que la presión del acumulador (por lo general 3,000 psi). Cuando esté en modo de baja presión, regula la presión de todo el fluido hidráulico en el múltiple de control, lo que permite al perforador suministrar los preventores de ariete y válvulas con fluido hidráulico a una presión de operación más baja y más óptima (por lo general, 1,500 psi).

Las válvulas reguladoras de alto/bajo son altamente recomendadas debido a que extienden la vida útil y reducir la necesidad de trabajos de mantenimiento en válvulas y preventores de ariete.

### **4.5.1.5.3 Manómetros y Válvulas**

#### ↳ **MANOMETROS**

El múltiple de control hidráulico debe ser equipado con manómetros precisos para indicar:

- ↳ la presión del acumulador
- ↳ la presión anular (si hay una estación de preventor anular)
- ↳ presión del múltiple regulado (si hay una válvula de alto/bajo)

---

<sup>62</sup> Técnica empleada para movilizar la sarta de presión a través de los preventores cuando el pozo está cerrado bajo presión.

- ↳ la presión del sistema de respaldo (si hay un sistema de respaldo de nitrógeno)
- ↳ la presión de suministro de aire (si hay bombas operadas por aire).

Los manómetros hidráulicos deben tener una presión nominal mínima 4,000 psi y una esfera con un diámetro mínimo de 4". El manómetro del suministro de aire debe tener una presión nominal mínima de 200 psi y por lo general tiene una esfera de 2". Los manómetros llenos de líquido manejan la vibración mejor que los con esferas removibles, pero no pueden ser recalibrados.

#### ↳ **Válvulas de Alivio**

El múltiple debe incorporar el uso de una válvula de alivio para descargar toda la presión en el múltiple manualmente cuando sea necesario.

Otra válvula de alivio debe estar disponible para permitir que la bomba circule fluido directamente al tanque para reducir los esfuerzos sobre el motor causados por intentar arrancar el motor contra presión cuando los acumuladores estén parcialmente cargados. Esta válvula está instalada en la línea entre la bomba y el múltiple acumulador.

#### ↳ **Válvulas Aisladoras**

Una válvula aisladora debe estar instalada en el extremo de cada tramo de tubería del múltiple en el banco de acumuladores para permitir la reparación del banco de acumuladores o tubería del múltiple mientras el sistema está funcionando.

Si el sistema de control de preventores tiene un respaldo de nitrógeno, una válvula aisladora adicional debe acompañar la unidad de nitrógeno.

#### ↳ **Válvula de Retención**

Se requiere una válvula de retención para aislar todas las fuentes de poder, reales o potenciales. La válvula de retención permitirá que el fluido fluya desde la fuente de poder pero evitará que fluido regrese a la misma, así protegiendo la fuente de poder contra daños en caso de un oleaje de presión en el sistema.

#### **4.5.1.5.4 Tubería de Línea y Manguera de Control**

La tubería de línea se utiliza para transportar fluidos impulsados por una bomba, se utiliza en:

- ↳ Sistemas de Control Hidráulico
- ↳ Sistemas de circulación de lodo (línea de lodo estándar y equipos inversos)
- ↳ Línea de matar si se esperan bajas presiones

Se utilizan las mangueras de control para canalizar fluido en el múltiple de control hidráulico donde se requiere flexibilidad. Se encuentran con mayor probabilidad conectando válvulas de cuatro pasos en los orificios de operación de dispositivos de control de presión y por debajo del piso de perforación.

En la mayoría de los casos la, la tubería de línea y la manguera de control utilizan en el sistema de control hidráulicamente tienen un diámetro externo de 1".

La tubería de línea se fabrica con diámetros externos en el rango de 1" a 4 ½". La tubería de línea utilizada en líneas de baja presión y líneas de matar por lo general tiene un diámetro externo de 2"

## **5. MANEJO DEL WISHMASTER**



Figura 5.1 Ingresar al Wishmaster

## 5.1 ¿QUE ES EL WISHMASTER?

El Wishmaster (figura 5.1) es un programa diseñado para una mejor asimilación de la información contenida en este manual, esta se presenta de una manera organizada e interactiva de tal manera que no solo permite conocer los diferentes equipos involucrados en el control de pozos sino que además permite ver su funcionamiento fisionomía y método de selección, articulados con el ambiente comercial que se incluye en los diferentes catálogos y mas explícitamente con los equipos mas usados desacuuerdo con las marcas comerciales y las empresas prestadoras de servicio que incursionan en este tema como lo son Weatherford, Halliburton y Randy Smith.

Por otro lado, presenta diferentes ejemplos que determinan la manera adecuada de dimensionar algunas de las piezas fundamentales en el control de pozos primario y secundario.

### 5.1.1 ¿Por qué Wishmaster?

La razón del nombre "Wishmaster" se debe a que esta palabra en ingles significa maestro de los deseos, y al ser este el trabajo cúspide de nuestra carrera resume

nuestros deseos de graduarnos e incursionar en la industria; por tal motivo este programa es nuestro propio maestro de los deseos.

### 5.1.2 Términos y Caracterización del Whismaster

Inicialmente el Whismaster presenta una serie de diapositivas en las que se autodefine, señalando sus programadores y diseñadores, mostrando sus características, y sus objetivos, a la par como se enmarca en el contexto de los equipos relacionados al control de pozos a través de una breve presentación de su propio contenido, destacando la importancia del mismo para la industria del petróleo y para la Universidad Surcolombiana.



Figura 5.2 Introducción al Wishmaster

### 5.1.3 Requerimientos del Sistema

Para una mejor experiencia en el manejo del Wishmaster es necesario:

- ↳ Computador PC o portátil compatible
- ↳ Sistema operativo Windows XP o una versión mas reciente
- ↳ Reproductor Flash Player 6.0 o una versión mas reciente
- ↳ Resolución de pantalla recomendada de 1280 x 800 pixeles
- ↳ Acrobat Reader 9.0

## 5.2 ACCESORIOS DEL WHISMASTER

En un intento por mejorar la comprensión de los temas tratados en el programa "Wishmaster" se adjuntaron varios accesorios, o ayudas didácticas, entre las cuales tenemos:

### 5.2.1 Imágenes e Información en las Imágenes

El programa Whismaster enumera en su gran mayoría los equipos y accesorios utilizados en el control de pozos, mostrando a través de imágenes sus principales características en donde explica el tema referente a cada equipo a la izquierda de la imagen.

Como una opción adicional el Wishmaster cuenta con la frecuente aparición de una serie de iconos a modo de lupas, que permite acceder a información referente a la imagen que acrecienta y complementa la información suministrada por el tema en particular que se esta consultando.



Figura 5.3 Icono de Lupa Mostrando su Contenido.

### 5.2.2 Ayudantes del Whismaster

Uno de los accesorios más interesantes con que cuenta el whismaster son los ayudantes del escritorio, el primero es un icono de interrogación característico como el de la figura 5.4, el cual aparece esporádicamente en el programa con el ánimo de darnos "tips" informativos o datos curiosos sobre algunos de los temas relacionados en el manual didáctico de well control. Este siempre aparecerá en la parte inferior derecha de la pantalla.



Figura 5.4 Icono "Tips de Información"

El segundo ayudante es el que se puede ver en la figura 5.5 este se encarga de avisarnos cuando nos encontramos con un ejercicio, ejemplo e incluso en el programa de dimensionamiento de acumuladores.



Figura 5.5 Ayudante de Ejemplos y Ejercicios del Wishmaster

Finalmente el tercer ayudante (figura 5.6) es el encargado de mostrarnos cuando no encontraremos con alguna ayuda de programación que no permite hacer cálculos dentro del programa



Figura 5.5 Ayudante del Whismaster

### 5.2.3 Botones De Mando

Los botones de mando son aquellos que permiten moverse a través de la información contenida en el wishmaster, estos son los botones de adelantar, devolver y retorno menú, así pues al precionar el botón de adelantar el programa irá a la diapositiva inmediatamente siguiente y de igual manera si al presionar el botón devolver el programa se regresará a la diapositiva inmediatamente anterior a la que se está estudiando. Finalmente dado que el programa se encuentra diseñado y dividido en capítulos, subcapítulos, temas y subtemas el botón de retorno menú fue colocado para retornar a la diapositiva base de la información que se está estudiando.

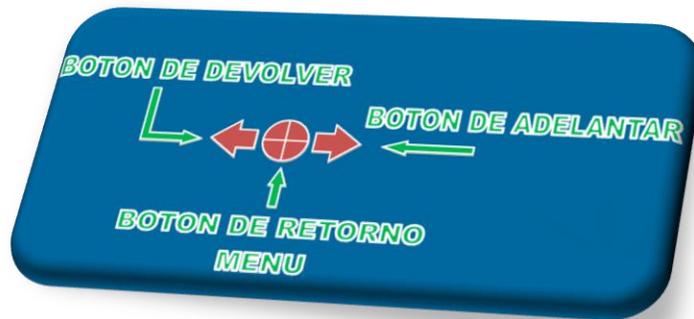


Figura 5.6 Botones de Mando

Además de los Botones de mando a lo largo del programa encontraremos títulos en el inicio de cada capítulo, cuyos ítems siempre conducirán a un subcapítulo. Y además un índice desplegable de los temas involucrados en cada subcapítulo.



Figura 5.7 Acceso de Menú

También encontraremos botones de acceso a información en la que se destacan las clases o los tipos de una herramienta en particular el cual al seleccionarlos nos conducirán al tema que ellos mismos indican.



Figura 5.8 Botones de Acceso

### 5.2.4 Diagramas

Para facilitar la asimilación de la información que brinda el Whismaster encontramos varios tipos de diagramas que cumplen varias funciones entre las cuales destacamos:

- ↳ Relacionan las herramientas de acuerdo a su función o tipo
- ↳ La explicación ordenada de los pasos a seguir en la selección o dimensionamiento de los equipos que así lo requieren.
- ↳ Facilitan la asimilación de los ejemplos didácticos que cooperan con la manera adecuada de dimensionar y seleccionar equipos de control de pozos.

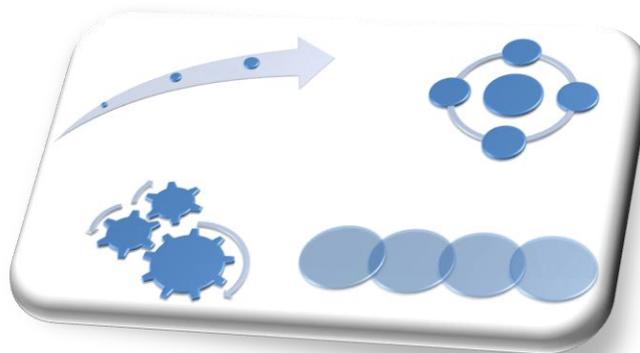


Figura 5.9 Diagramas

### 5.3 CONTENIDO DEL WHISMASTER

El control de pozos se define a través de tres niveles denominadas como; control primario, control secundario y control terciario, en donde como ya se definió en el capítulo 6, "Introducción al control de Presiones" en este manual solo se trataran el control secundario y primario, el cual está relacionado con los equipos tanto de superficie como de subsuelo y además parte del control primario en lo referido con la tubería de revestimiento casing y de la tubería de producción tubing.



Figura 5.10 Contenido del Wishmaster

#### 5.3.1 Capítulo 1; Introducción al Control de Presione



Figura 5.11 Capítulo 1 Introducción al Control de Presiones

En este primer acceso el "Wishmaster" da una introducción al control de presiones, en donde se explica lo que ocurre en el pozo dado los continuos cambios en la estructura de la formación durante la perforación, permite entender los tres niveles del control de pozo mientras manifiesta los diferentes temas que se involucran en este programa, así como también delimita los temas a tratar en el mismo e incluso da un leve vistazo sobre los equipos que se trataran a lo largo del programa.

### 5.3.2 Capítulo 2; Control de Pozos Secundario



Figura 5.12 Capítulo 2 Control de Pozos Secundario

El segundo acceso del Wishmaster se encarga de definir y explicar los diferentes equipos que se encuentran en superficie, dando a conocer un listado de cinco subcapítulos que muestran de manera organizada estos equipos.

En un principio da un vistazo del contenido del capítulo en general, destacando la importancia de los preventores tanto anulares como de ariete e incluso muestra su función y relación en conjunto con los demás equipos de control de pozo tanto de superficie como de subsuelo.

#### 5.3.2.1 Subcapítulo 1; Organización del Conjunto BOP

El subcapítulo de la organización del conjunto BOP indica la manera como se disponen los equipos de superficie involucrados en el control de pozos, su nomenclatura de acuerdo con la norma API RP 53, la cual incluye o enuncia la disposición de las BOP'S al igual que las características de las preventoras entre las que se incluyen el diámetro y la presión de trabajo.

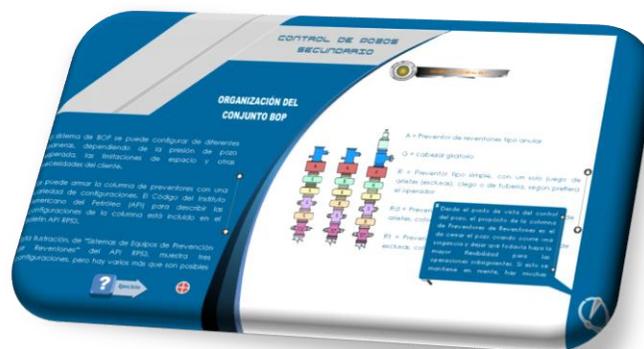


Figura 5.13 Subcapítulo; Organización del Conjunto BOP

### 5.3.2.2 Subcapítulo 2; Preventoras Anulares



Figura 5.14 Subcapítulo; Preventoras Anulares

Este subcapítulo trata lo referente a las preventoras anulares, explica ampliamente su funcionamiento, forma de operación, ventajas, características, tipos, modelos comerciales, tipos de empaques, accesorios y la forma adecuada de seleccionar estos equipos.

Así mismo considera algunos equipos relacionados como los son las preventoras anulares con fines específicos y los sistemas de desvío.

### 5.3.2.3 Subcapítulo 3; Preventores Tipo Ariete



Figura 5.15 Subcapítulo; Preventores Tipo Ariete

En este subcapítulo el Wishmaster nos ofrece una relación teórica sobre el funcionamiento de los preventores de tipo ariete en donde muestra primeramente su funcionamiento, luego nos habla de los tipos de arietes en si mismos como pieza importante en este tipo de preventoras, a continuación expone la manera de operación de estos equipos, para luego dar a conocer los modelos de preventores de tipo ariete de acuerdo con las marcas comerciales.

Finalmente encontramos un diagrama que explica cuales son los pasos a seguir para seleccionar el tipo de preventor de arietes adecuado para el trabajo en particular que sea requerido.

#### 5.3.2.4 Subcapítulo 4; Configuración del Conjunto BOP

Este subcapítulo define la organización y disposición de los equipos que conforman el conjunto BOP, teniendo preferencia sobre la manera como se debe armar el mismo según las normas API, así como los equipos accesorios como bridas, carretes, válvulas y los equipos que controlan la aparición de baches de gas durante la perforación, destacando siempre los tipos de cada pieza o accesorio, distinguiendo ante todo que aun cuando parezca un artefacto minúsculo todo en este sistema de control de pozos esta perfectamente diseñado y es absolutamente necesario para la seguridad del control de las presiones.



Figura 5.16 Subcapítulo; Configuración del Conjunto BOP

#### 5.3.2.5 Subcapítulo 5; Sistema de Control Hidráulico de Preventores



Figura 5.17 Subcapítulo; Sistema de Control Hidráulico de Preventores

El sistema de control hidráulico de preventores, es el tema tratado en este subcapítulo, donde se define y explica cada uno de los componentes del sistema de cierre de acumuladores, además maneja una serie de tablas con ejemplos que muestran la manera como se dimensiona, también cuenta con un programa

que permite realizar estos cálculos desde el punto de vista de varios métodos utilizados para la realización de los mismos.

## 5.4 EJEMPLOS Y EJERCICIOS DE WISHMASTER

El whismaster es un programa que además de contener información teórica cuenta con una serie de ejercicios estratégicamente colocados de tal manera que incentiva el aprendizaje del tema, estos se encontraran en el dimensionamiento de acumuladores, el diseño de sartas de revestimiento y te tubería de producción e incluso en la organización del conjunto BOP.



Figura 5.18 Muestra de Ejemplo

## 5.5 PROGRAMAS



Figura 5.19 Programa de Dimensionamiento del Tanque de Deposito

Metodo	Calculo de Volumen Requerido	Factor de Seguridad	Volumen del Acumulador
API RP 16E			
API RP 53			
NPD			
S/S			
Koomey			

Figura 5.20 Programa de Dimensionamiento de Acumuladores

En un afán por facilitar las condiciones para el dimensionamiento del acumulador fueron creados dos programas; el primero se encarga de definir el volumen requerido del tanque de deposito del sistemas de acumuladores y el segundo se encarga de facilitar el calculo de el volumen requerido corregido de acuerdo al factor de seguridad dado y el volumen del acumulador mediante cinco métodos que enumeran las normas API RP 16E, API RP 53, la NPD, S/S y Koomey, para un máximo de cinco preventoras en uso, independientemente de si son de ariete o anular, en donde los datos obtenidos se quedaran registrados solo una vez por método en el programa.

## 5.6 ANEXOS DEL WHISMASTER

Como regalo adicional el Wishmaster proporciona en el momento apropiado cinco documentos complementarios, los Catálogos Hydril y camerón, estos se encuentra a la derecha del programa que dimensiona los acumuladores, las tablas de datos de TUB, GSG Y LP que permiten la obtención de datos para una adecuada selección de tuberías, la cuales encontraremos en el inicio del capitulo de equipos de subsuelo, además de un esquema de un preventor de reventones Koomey típico, el cual encontraremos en el primer capitulo referido a la introducción al control de presiones, y por ultimo al final de las herramientas de reacondicionamiento vemos un catalogo complementario de herramientas de cementación.



Figura 5.21 Anexos del Wishmaster

## 6. CONCLUSIONES

- ↳ La selección y el dimensionamiento de los equipos de control de pozos, son una serie de procesos que están más allá de simples cálculos, en donde se hace latente la necesidad de obtener unas sólidas bases teóricas que luego se complementa con la experiencia para lograr la toma de decisión certera sobre estos temas.
- ↳ Para entender el funcionamiento básico de cada uno de los equipos de control de pozos, se hace necesario conocerlos y esto se logra con la articulación de los catálogos comerciales y las normas API que los definen.
- ↳ Al tener acceso a información organizada y detallada de los equipos de control de pozos, facilita el entendimiento de su función y su necesidad en los trabajos en que se requieren de los mismos.
- ↳ Es de vital importancia para la universidad contar con la información necesaria que facilite el conocimiento gráfico y teórico, de los diferentes equipos y accesorios que se encuentran en lo que concierne a la industria del petróleo.

## BIBLIOGRAFIA

- ↳ ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & WELL CONTROL TRAINING CENTRE
- ↳ BILL D. BERGER Y KENNETH E. ANDERSON, PETROLEO MODERNO, UN MANUAL BÁSICO DE LA INDUSTRIA, EDITORIAL PENNWELL, TULSA, OKLAHOMA.1992
- ↳ CAPITULO II WELL CONTROL EQUIPMENT
- ↳ LOS EQUIPOS PARA EL CONTROL DE POZOS, CAPITULO 16, INSTITUTO DE CAPACITACIÓN PETROLERA, UNIVERSIDAD DE HOUSTON EN VICTORIA.
- ↳ PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DEL CONTROL DE POZOS, RANDY SMITH TRAINING SOLUTIONS
- ↳ TECNOLOGÍA DE HERRAMIENTAS ARRENDADAS, MODULO 3 CONTROL DE PRESIÓN Y MODULO 2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN WEATHERFORD DERECHOS RESERVADOS 2003.
- ↳ WELL CONTROL FOR THE MAN ON THE RIG, BY WILLIAM J MURCHISON, ALBUQUEQUE, NEW MEXICO 87191
- ↳ WELL CONTROL FOR THE RIG – SITE DRILLING TEAM, TRAINING MANUAL 2002 REVISED EDITION