

**ELABORACIÓN DE UN MANUAL INTERACTIVO DE CONTROL DE POZOS DE
Q-TRAINING & SUPPLIES PARA ACREDITACIÓN ANTE EL IADC
(INTERNATIONAL ASSOCIATION OF
DRILLING CONTRACTORS)**

**MARIA ANDREA SALAZAR CAMACHO
COD: 2003201443
LEIDY LORETY VILLALBA ARTUNDUAGA
COD: 2003201020**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA-HUILA
2011**

**ELABORACIÓN DE UN MANUAL INTERACTIVO DE CONTROL DE POZOS DE
Q-TRAINING & SUPPLIES PARA ACREDITACIÓN ANTE EL IADC
(INTERNATIONAL ASSOCIATION OF
DRILLING CONTRACTORS)**

**MARIA ANDREA SALAZAR CAMACHO
COD: 2003201443
LEIDY LORETY VILLALBA ARTUNDUAGA
COD: 2003201020**

**Proyecto presentado para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
Francisco Quintero Moreno
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA-HUILA
2011**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 4 de Febrero de 2011

DEDICATORIA

Dedico este proyecto y toda mi carrera universitaria a Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día y seguir adelante rompiendo todas las barreras que se me presenten, a mi mamá Judith Camacho y mi papá Gustavo Salazar ya que gracias a ellos soy quien soy hoy en día, fueron los que me dieron ese cariño y calor humano necesario; a mi hijo Carlos Mauricio que es el motor de mi vida y por quien no deje de luchar para sacar adelante mi carrera con el fin de que se sintiera orgulloso de su mamá; a mis hermanos por estar en todo momento a mi lado apoyándome y dándome la fortaleza para continuar y en general a toda mi familia que siempre estuvo ahí.

María Andrea Salazar Camacho

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos de manera especial a Q-TRAINING AND SUPPLIES y especialmente al Ingeniero Francisco Quintero Moreno por darnos la oportunidad de reforzar nuestros conocimientos y hacer posible la realización de este proyecto.

Por último a la Universidad Surcolombiana, a todos los profesores especialmente a Ervin Aranda Aranda, por brindarnos toda la formación académica necesaria para convertirnos en profesionales líderes en la industria del petróleo y por su paciencia durante todo este tiempo.

Leidy I. Villalba y María A. Salazar

TABLA DE CONTENIDO

	Pàg.
INTRODUCCIÓN	18
1. CONCEPTOS BÁSICOS	20
1.1. PRESIÓN	20
1.1.1. Gradiente de presión	20
1.1.1.1. Gradiente de presión de formación	21
1.1.2. Presión de formación	21
1.1.2.1. Presión normal de formación	22
1.1.2.2. Presión anormal de formación	23
1.1.2.3. Presión subnormal de formación	23
1.1.3. Presión de circulación	23
1.1.4. Presión hidrostática	24
1.1.5. Presión de fondo	25
1.1.6. Presión hidrostática del fluido de perforación	26
1.2. EFECTO DE PISTONEO Y SUABEO	32
1.3. ARREMETIDA	33
1.4. REVENTÓN	33
2. PREVENCIÓN DE REVENTONES	34
2.1. CAUSAS QUE ORIGINAN UNA ARREMETIDA	34
2.1.1. Suabeo durante la extracción de la sarta	35
2.1.2. Densidad insuficiente del lodo	35
2.1.3. Pérdida de circulación	36
2.1.4. Prueba en la formación con tubería de perforación	36
2.1.5. Penetración dentro de un pozo adyacente	36
2.1.6. Velocidad excesiva en la penetración de una arena gasífera	36
2.1.7. Perforación de formaciones en zonas de presión anormal	37
2.2. CONDICIONES EN LA FORMACIÓN QUE FAVORECEN LAS ARREMETIDAS	37
2.2.1. Permeabilidad	37
2.2.2. Balance por presión de lodo	37
2.2.3. Formación compactada de baja permeabilidad	38
2.3. MÉTODOS PARA MEDIR VOLUMEN DE FLUIDO NECESARIO PARA MANTENER EL POZO LLENO	38

2.3.1.	Llenado del pozo	38
2.3.1.1.	Método del tanque de viaje	39
2.3.1.2.	Número de strokes de la bomba	40
2.3.1.3.	Cambios de nivel en los tanques	40
2.3.2.	Indicadores de una arremetida.	41
2.3.2.1.	Características.	41
2.3.2.1.1.	Aumento de Nivel de lodo en los tanques	41
2.3.2.1.2.	Aumento del flujo del lodo por el anular	41
2.3.2.1.3.	Aumento de la velocidad de penetración	42
2.3.2.1.4.	Cambio en la velocidad o presión de la bomba	43
2.3.2.1.5.	Lodo contaminado por gas	44
2.3.2.1.5.1.	Gas en secciones de lutita	44
2.3.2.1.5.2.	Arenas Portadoras da gas.	44
2.3.2.1.5.3.	Gas de Viaje o Gas de conexión	45
2.3.2.1.5.4.	Aumento de los cloruros	46
3.	MANEJO DE ARREMETIDAS	47
3.1.1.	Método de cierre del pozo	47
3.1.1.1.	Cierre duro	47
3.1.1.2.	Cierre blando	47
3.1.2.	Procedimientos de cierre cuando se detecta una arremetida	47
3.1.2.1.	Procedimientos con Diverter de Flujo	47
3.1.2.2.	Procedimiento en Operaciones Normales	48
3.1.2.2.1.	Perforando.	48
3.1.2.2.2.	Durante un viaje	48
3.2.	PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN	49
3.2.1.	Teorías y procedimiento general	49
3.2.1.1.	Procedimiento para realizar la prueba de integridad de la formación.	51
3.2.1.2.	Cálculos de la presión de fractura de la formación	52
4.	CÁLCULOS REQUERIDOS PARA CONTROLAR UNA ARREMETIDA	53
4.1.	Cálculos previos al inicio de las operaciones de control	53
4.1.1.	Cálculo del Peso del Lodo de Control	53
4.1.2.	Cálculo de la máxima presión permisible en el fondo	53
4.1.3.	Cálculo de la Capacidad de la Sarta de Perforación, del Anular, y el Volumen Total Activo del Sistema	55
4.1.4.	Cálculo de la Cantidad de Barita para Aumentar el peso del Lodo y el Aumento de Volumen en la Superficie, debido al aumento en peso.	55
4.1.5.	Determinación de la Velocidad de Circulación para la	55

	Operación de Control	
4.1.6.	Parámetros de la hoja de cálculo	56
4.1.6.1.	Presión a Velocidad Reducida	56
4.1.6.2.	Volumen de la Sarta	56
4.1.6.3.	Volumen en el Espacio Anular	57
4.1.6.4.	Capacidad de la Bomba	57
4.1.6.5.	Strokes en la Sarta	57
4.1.6.6.	Strokes en el Anular	57
4.1.6.7.	Prueba de Integridad	57
4.1.6.8.	Máxima Presión Permitida en la Superficie	58
4.1.6.9.	Estallido del Revestimiento	58
4.1.6.10.	Presión de Cierre del Revestimiento	58
4.1.6.11.	Presión de Cierre de la Tubería de Perforación	58
4.1.6.12.	Ganancia de fluido en el Tanque Activo	58
4.1.6.13.	Profundidad Vertical verdadera	58
4.1.6.14.	Densidad Original del Lodo	58
5.	MÉTODOS DE CONTROL DE ARREMETIDAS	59
5.1.	Métodos convencionales	59
5.1.1.	Método del Perforador	59
5.1.2.	Método del ingeniero o esperar y densificar	62
5.1.3.	Método Concurrente o Densificar por Etapas	65
5.2.	Métodos no convencionales	67
5.2.1.	Método de Circulación con lodo pesado	69
5.2.1.1.	procedimiento	73
5.2.2.	Método de Stripping	73
5.2.2.1.	Procedimiento	75
5.2.2.1.1.	Arreglos adecuados para arrastrar tubería	76
5.2.3.	Método volumétrico	77
5.2.3.1.	Método volumétrico estático	78
5.2.3.2.	Método volumétrico dinámico	81
5.2.3.3.	Método combinado de arrastre	84
5.2.4.	Método de forzamiento (BULL HEADING)	86
6.	EQUIPO DE CONTROL DE POZOS	87
6.1.	Definición de preventor	87
6.1.1.	Tipos de preventor	87
6.1.1.1.	Preventor anular	87
6.1.1.1.1.	Descripción y Mecanismo de operación	88
6.1.1.1.2.	Modelos más usados	90
6.1.1.1.2.1.	Características de operación	91
6.1.1.1.2.1.1.	Preventor anular Hydrill Tipo MSP	92
6.1.1.1.2.1.2.	Preventor anular Hydrill Tipo GK	92
6.1.1.1.2.1.3.	Preventor anular Hydrill Tipo GK 4 1/16	93
6.1.1.1.2.1.4.	Preventor anular Hydrill tipo GL	93

6.1.1.1.2.1.5.	Preventor anular Shaffer	94
6.1.1.1.2.1.6.	Preventor anular Cameron Tipo D	94
6.1.1.1.2.1.7.	Preventora anular cameron de 20000 Psi	95
6.1.1.1.2.1.8.	Preventor anular Regan	96
6.1.1.2.	Preventor de Ariete	97
6.1.1.2.1.	Descripción y Mecanismo de operación	97
6.1.1.2.2.	Modelos más usados	99
6.1.1.2.2.1.	Características de operación	100
6.1.1.2.2.1.1.	Ariete de tubería Tipo QRC y U	100
6.1.1.2.2.1.2.	Ariete Cameron Tipo U	101
6.1.1.2.2.1.3.	Ariete Cameron Tipo SS	101
6.1.1.2.2.1.4.	Ariete Cameron Tipo U sello secundario	101
6.1.1.2.2.1.5.	Ariete Cameron Tipo U- Tipo QRC	102
6.1.1.2.2.1.6.	Ariete variable Cameron	103
6.1.1.2.2.1.7.	Ariete Shaffer Tipo LWS	104
6.1.1.2.2.1.8.	Ariete Shaffer Tipo LWP	104
6.1.1.2.2.1.9.	Ariete Shaffer Tipo XHP	105
6.2.	SISTEMAS DE PREVENTORES PARA CERRAR EL POZO	105
6.2.1.	Desviador de flujo (DIVERTER)	106
6.2.2.	Arreglo de preventores	107
6.2.2.1.	Ensamble de preventores	107
6.2.2.2.	Ejemplos	108
6.2.2.2.1.	Características de la operación Arreglo RSRA	108
6.2.2.2.2.	Características de la operación Arreglo SRRRA	109
6.2.2.2.3.	Características de la operación Arreglo SRRRA	110
6.2.2.2.4.	Características de la operación Arreglo RSRA	110
6.2.2.2.5.	Características de la operación Arreglo SRRRA	111
6.2.2.2.6.	Características de la operación Arreglo SRRRA	112
6.2.2.2.7.	Características de la operación Arreglo SRRRA	113
6.3.	UNIDAD ACUMULADORA TIPO 80	114
6.3.1.	Instalación	114
6.3.1.1.	Acumulador	114
6.3.1.2.	Descripción	118
6.3.1.3.	Panel de control	120
6.3.1.3.1.	Procedimiento para la instalación	121
6.3.2.	Descripción de Operación	121
6.3.2.1.	Acumuladores y recipientes	122
6.3.2.1.1.	Acumuladores	122
6.3.2.1.2.	Recipiente	122
6.3.2.1.3.	Tuberías del modulo acumulador	122
6.3.2.1.4.	Conjunto de bombas neumáticas	123
6.3.2.1.5.	Múltiple de suministro de aire	123
6.3.2.1.6.	Múltiple de succión de fluido	123
6.3.2.1.7.	Bombas neumáticas	123

6.3.2.1.8.	Interruptor de Presión hidro-neumático	124
6.3.2.1.9.	Conjunto de bomba eléctrica	124
6.3.2.1.10.	Múltiple de succión de fluido	124
6.3.2.1.11.	Conjunto de múltiple de distribución de fluido	125
6.3.2.1.12.	Válvulas de control	125
6.3.2.1.13.	Conjunto de reguladores de presión para preventores de ariete	126
6.3.2.1.14.	Conjunto del regulador de presión para preventores anulares	126
6.3.2.1.15.	Manómetros / Transmisores	126
6.3.2.1.16.	Conexiones del múltiple	127
6.3.3.	Mantenimiento	127
6.3.3.1.	Módulo acumulador	127
6.3.3.2.	Botellas acumuladoras	127
6.3.3.3.	Recipiente de fluido	128
6.3.3.4.	Válvula de seguridad	128
6.3.3.5.	Interruptor de Presión hidro-neumático	128
6.3.3.6.	Lubricador de aire	128
6.3.3.7.	Filtros	128
6.3.3.8.	Empaque de la bomba	128
6.3.3.9.	Interruptor de Presión hidro-eléctrico	128
6.3.3.10.	Extremo mecánico	129
6.3.3.11.	Guarda cadena	129
6.3.3.12.	Empaque de la bomba	129
6.3.3.13.	Filtros	129
6.3.3.14.	Botón	129
6.3.3.15.	Prueba de lámparas	129
6.3.4.	Fallas mecánicas	129
6.3.4.1.	Causas	129
6.3.4.2.	Recomendaciones	129
6.3.4.3.	Como usar la sección para resolver problemas	129
6.4.	EQUIPO AUXILIAR PARA EL CONTROL DE POZOS	143
6.4.1.	Válvula inferior de seguridad para el cuadrante (Kelly)	144
6.4.2.	Válvula superior de seguridad para el cuadrante (Kelly)	144
6.4.3.	Preventores internos	145
6.4.4.	Válvula de flotación para tubería de perforación	146
6.4.5.	Válvula de contrapresión	147
6.4.6.	Tanques de viaje	148
6.4.6.1.	Tanque calibrador que actúa como bomba para medir el fluido	148
6.4.6.2.	Tanque calibrador que actúa con gravedad	148
6.4.7.	Separador de gas	149
6.4.7.1.	Funcionamiento	149
	CONCLUSIONES	152

RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFIA	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Fotografía de un pozo incendiado	18
FIGURA 2. Fotografía incendio de pozo causado por reventón	19
FIGURA 3. Fotografía de daño en la mesa de trabajo y derrame de lodo causado por arremetida	19 20
FIGURA 4. Presión	23
FIGURA 5. Tipos de presiones de Formación	24
FIGURA 6. Presiones hidrostáticas iguales en todos los casos	25
FIGURA 7. Pérdidas de presión de circulación del pozo	28
FIGURA 8. Presiones de Fondo (BHP)	29
FIGURA 9. Presión Hidrostática	30
FIGURA 10. Efecto de la densidad, presión en el cabezal, tamaño del hueco, y profundidad sobre la presión hidrostática.	31 50
FIGURA 11. Presión de circulación	79
FIGURA 12. Gráfico típico de PIP	81
FIGURA 13. Método volumétrico estático	85
FIGURA 14. Método volumétrico dinámico	88
FIGURA 15. Método combinado arrastre- volumétrico estático	89
FIGURA 16. Partes de un Preventor anular	89
FIGURA 17. Preventor anular con cuña protegida	90
FIGURA 18. Preventor anular atornillado	91
FIGURA 19. Elemento sellante	92
FIGURA 20. Corte de un elemento sellante anular	93
FIGURA 21. Preventor anular HYDRIL Tipo “MSP” 2000 Psi	94
FIGURA 22. Preventor anular HYDRIL Tipo GK	94
FIGURA 23. Preventor anular Hydrill Tipo GL	94
FIGURA 24. Preventor anular SHAFFER	94
FIGURA 25. Preventor anular cameron Tipo D	95
FIGURA 26. Preventor Cameron de 20000 Psi de presión de trabajo	96
FIGURA 27. Preventor Anular Regan	96
FIGURA 28. Acción de autoalimentación de los preventores de ariete	98
FIGURA 29. Ensamble de los arietes	99
FIGURA 30. Ariete ciego	100
FIGURA 31. Ariete de Tubería Cameron Tipo QRC y U	100
FIGURA 32. Preventor de ariete cameron tipo “U”	101
FIGURA 33. Sellos secundarios del vástago de ariete	102
FIGURA 34. Preventor de Ariete Cameron Tipo “U “ - Tipo QRC	102
FIGURA 35. Preventor cameron de ariete variable	103
FIGURA 36. Preventor de ariete Shaffer tipo LWS	104
FIGURA 37. Preventor de ariete Shaffer Tipo “LWP”	104
FIGURA 38. Arreglo de preventoras	105
FIGURA 39. Desviador de flujo (DIVERTER)	106

FIGURA 40. Arreglo de preventoras (RSRA)	109
FIGURA 41. Arreglo de preventoras (SRRA)	109
FIGURA 42. Arreglo de preventoras (SRRA)	110
FIGURA 43. Arreglo de preventoras (RSRA)	111
FIGURA 44. Arreglo de preventoras (RSRRA)	112
FIGURA 45. Arreglo de preventoras (SRRRA)	113
FIGURA 46. Arreglo de preventoras (SRRRA)	114
FIGURA 47. Esquema típico de control KOOMEY del preventor de reventones	117
FIGURA 48. Válvula inferior de seguridad para el cuadrante (kelly)	144
FIGURA 49. Válvula superior de seguridad del cuadrante (Kelly)	145
FIGURA 50. Preventores internos	146
FIGURA 51. Válvula de flotación para tubería de perforación	146
FIGURA 52. Válvula de contra presión (drop-in)	147
FIGURA 53. Tanque calibrador que actúa como bomba, para medir el fluido	148
FIGURA 54. Tanque calibrador que actúa con gravedad	149
FIGURA 55. Separador de gas-liquido	150
FIGURA 56. Separador de lodo-gas horizontal	151

LISTA DE TABLAS

	Pàg.
TABLA 1. Presiones de formación a diversas profundidades	22
TABLA 2. Densidad de fluidos de perforación y gradientes de presión	27
TABLA 3. Desplazamiento y capacidad de la tubería de perforación	39
TABLA 4. Capacidad y Resistencia al estallido del revestimiento	54
TABLA 5. Capacidad de la sarta de perforación para el método concurrente	66
TABLA 6. Presiones de circulación para densidades intermedias de lodo	66
TABLA 7. Comparación de ventajas y desventajas de los métodos convencionales	68
TABLA 8. Tipos y el uso recomendando por el fabricante por empaque	91
TABLA 9. Diámetros de cierre de los arietes de diámetro variable	103
TABLA 10. Como solucionar los problemas en el acumulador	131

RESUMEN

El objetivo principal de este Manual es lograr obtener la acreditación de la empresa Q-Training & Supplies, ante el **IADC** (International Association of Drilling Contractors) y para ello es necesario recopilar y presentar la información teórica básica necesaria, conocimiento, manejo de técnicas y conceptos para el estudio de las posibles causas que dan lugar a la ocurrencia de amagos de reventón o arremetidas y sus respectivos efectos o consecuencias a que estos conllevan al no identificar y/o detectar a tiempo el problema que se presenta, a la vez se describen los diferentes métodos y equipos utilizados en la industria petrolera para el control de pozos; plasmándolos en dicho manual.

Dichos métodos a estudiar se clasifican en dos:

1. **Métodos convencionales:** método del perforador, método del ingeniero o esperar y densificar, método concurrente o densificar por etapas.
2. **Métodos no convencionales:** método de circulación con lodo pesado, método de Stripping, método volumétrico y método de forzamiento (Bullheading).

Este manual de control de pozos estará también en una forma interactiva de fácil entendimiento y manejo en donde se ilustraran los métodos más utilizados en la industria para el control de pozos.

ABSTRACT

The main purpose of this handbook is to obtain the accreditation of the company Q-Training & Supplies, at the IADC (International Association of Drilling Contractors) and it is necessary to collect and present information necessary basic theoretical, knowledge, management techniques and concepts for the study of the possible causes that lead to the occurrence of feints of blowout or onslaught and their effects or consequences they entail by failing to identify and / or detect in time the problem arises, both described different methods and equipment used in the oil industry to control wells delivering more in the manual.

These study methods are classified into two:

1. Conventional methods: of drilling method, the engineering method or wait and densify, densify method concurrently or in stages.
2. Unconventional methods: method of movement with heavy mud, Stripping method, volumetric method and method of forcing (Bullheading).

This manual is also well control in an interactive easy to understand and manage where they illustrate the methods used in industry to control wells.

JUSTIFICACIÓN

Durante la perforación o reparación de un pozo de petróleo o gas, se pueden presentar problemas relacionados con el flujo de fluidos desde la formación hacia el hueco y viceversa, debido a la diferencia de presión entre la presión hidrostática ejercida entre la columna del fluido de perforación y/o reparación y la presión de la formación. En este manual solo se estudiara el primer caso. Si el flujo de fluidos o “arremetida” no es detectado a tiempo o no es controlado apropiadamente se produce lo que se conoce como “reventón”.

Este problema mencionado es el principal objetivo del control de un pozo, pues es lo que se busca minimizar y evitar para reducir la accidentalidad en los trabajos de la industria petrolera específicamente en la perforación y reparación de pozos.

Con la elaboración de este, un completo y preciso manual interactivo de control de pozos se busca minimizar ese riesgo de accidentalidad logrando recopilar en éste conceptos, pautas, procedimientos y técnicas apropiadas para luego ser ofrecido como un curso integral de control de pozos acreditado y aprobado para ser puesto en práctica por la compañía autorizada en este caso por la IADC.

INTRODUCCIÓN

La Industria petrolera siempre ha concentrado sus esfuerzos en prevenir reventones en las áreas donde realiza actividades de perforación o reparación de pozos. La prevención de reventones, evita pérdidas de vida humana, equipos y materiales, no permite que se contamine el medio ambiente y se produzcan daños ecológicos. También evita la pérdida de tiempo, dinero, deterioro de la imagen de la empresa ante las comunidades y prestigio en la Industria. Pero lo más importante es la vida de los integrantes de las cuadrillas, los equipos los paga el seguro, la contaminación se puede remediar, la imagen de la compañía se recupera con el tiempo, pero **NUNCA PODREMOS RECUPERAR LA VIDA DE LAS PERSONAS**

En la actualidad, en la Industria Petrolera, gracias a los avances de la tecnología de perforación, la ocurrencia de reventones es poco común. También, las empresas petroleras han desarrollado programas de adiestramiento para garantizar que el personal que trabaje en las operaciones de perforación, esté lo suficientemente capacitado para detectar a tiempo los influjos, controlarlos y evitar que se conviertan en reventones. Porque cuando no logramos controlarlos se presentan catastróficas consecuencias tal como podemos observar en las figuras siguientes:

FIGURA 1. Fotografía de un pozo incendiado



FIGURA 2. Fotografía incendio de pozo causado por reventón



FIGURA 3. Fotografía de daño en la mesa de trabajo y derrame de lodo causado por arremetida



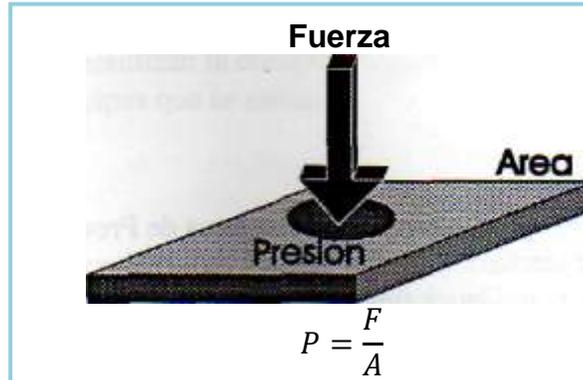
1. CONCEPTOS BÁSICOS

Cuando situaciones como las mostradas en las FIGURAS 1, 2 y 3 se presentan, antes de entrar a analizar las causas, simplemente sabemos que en algún momento se perdió el balance Hidrostático dentro del hueco del pozo y la Presión de la Formación excedió la presión ejercida por la columna del lodo en el hueco. Por lo tanto entraremos a definir algunos términos relacionados con presión:

1.1 PRESIÓN

Presión es la fuerza aplicada sobre un área y matemáticamente se expresa mediante la siguiente ecuación:

FIGURA 4. Presión



Donde:

P= Presión.

F= Fuerza,

A= Área.

Si la fuerza esta expresada en libras y el área en pulgadas cuadradas tenemos lo que comúnmente conocemos como psi.

1.1.1. Gradiente de presión

Gradiente de Presión es la presión ejercida por una columna de fluido por pie de profundidad. El gradiente de presión se expresa como:

$$\nabla P = 0.052 * \rho_{fluido}$$

Donde:

∇P : Gradiente de presión (Psi/pie).

ρ_{Fluido} : Densidad del fluido (Lpg)

1.1.1.1. Gradiente de presión de formación

Normalmente, la presión en una formación se debe a la presión hidrostática de los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas que la forman. De la misma manera que la presión aumenta dentro del agua con la profundidad, igual lo hace la presión de los fluidos acumulados en una formación permeable. A mayor profundidad mayor presión.

Es la distancia vertical la que causa la presión del líquido, ya sea en un lago, en un pozo o en una formación subterránea. Pero bajo condiciones anormales, en donde las formaciones son completamente herméticas, la presión se debe a que el fluido tiene que soportar parcial o totalmente el peso de la roca suprayacente. Cuanto más profundo sea el pozo, tanto mayor será la presión de formación, puesto que el peso de la roca suprayacente irá aumentando.

El aumento de presión por unidad de profundidad es lo que, se denomina gradiente de presión. Este varía según el peso específico o densidad del fluido bajo consideración, sea éste agua dulce, agua de mar, salada de formación, petróleo, gas o lodo.

1.1.2. Presión de formación

La presión de la formación, llamada también presión de poros, o presión de la roca o presión del yacimiento, es la presión a la cual están los fluidos dentro de los poros de la formación.

Cuando se está perforando un pozo la broca va atravesando diferentes tipos de formaciones, desde la superficie hasta la profundidad total del pozo las cuales contienen dentro de sus poros fluidos de diferentes características entre ellas, agua de diferentes salinidades, variando desde agua dulce en la superficie hasta aguas cuyo contenido de sal puede llegar a las 100.000 partes por millón a grandes profundidades. La presión de la formación o presión de poros a una profundidad determinada, en un área en particular proviene de la presión hidrostática originada por una columna de agua de una densidad promedio (de acuerdo a las salinidades de agua de la región) que va desde la superficie hasta la profundidad considerada.

En algunos de los pozos profundos que se perforan hoy en día se encuentran presiones de formación que llegan hasta 20.000 Psi. Se han registrado presiones de formación superficiales que han alcanzado hasta 15.000 Psi. No sería posible perforar tales pozos sin emplear un lodo de alta densidad, cuya columna hidrostática sea capaz de contrarrestar la presión de formación. La terminación de estos pozos requiere el uso de tuberías de revestimiento y cabezales de pozo de

la más alta calidad (en algunos casos capaces de resistir los efectos del sulfuro de hidrógeno) para soportar las altísimas presiones del subsuelo.

El riesgo de que surja un reventón siempre está presente cuando se están perforando formaciones porosas y permeables que contienen gas, petróleo o agua bajo presión. Es por esto que se han desarrollado procedimientos y equipos de prevención de reventones para manejar las presiones y dominar los problemas de control de pozos que surgen cuando se perfora a grandes profundidades.

La presión hidrostática y también la presión de la formación pueden expresarse en diferentes unidades, tales como, libras por pulgada cuadrada, kilo pascales, Kg/cm², etc., pero en todo caso hay que ser consistente con el sistema de medidas empleado y tener cuidado en utilizar las ecuaciones apropiadas para reducir unidades de un sistema a otro. La tabla 1 da presiones de formación a 10 pies, 100 pies y 1000 pies de profundidad para formaciones porosas y permeables, en las cuales los espacios de los poros están interconectados y saturados con agua dulce o salada, cuyos gradientes de presión son 0,433 y 0.465 Psi/pie, respectivamente

Las presiones de formación encontrados cuando se perfora un pozo se clasifican en normales, anormales y subnormales.

TABLA 1. Presiones de formación a diversas profundidades

Profundidad del agua (Pies)	Agua dulce 0.433 Psi * pie	Agua salada 0.465 Psi* pie
10	4.3	4.6
100	13.3	46.5
1000	433.0	465.0

Generalmente, se asume que la presión de formación normal es equivalente a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua ligeramente salada con 8.000 ppm de sal y con una gravedad específica de 1.014, así que, el gradiente de presión de formación normal es 0.465 Psi por pie que suele ser utilizada en el sur de la Costa de Venezuela. Este gradiente variará según el área donde se esté operando.

1.1.2.1. Presión normal de formación

Si suponemos que todas las formaciones en el fondo de la tierra son porosas y permeables y que estas formaciones están intercomunicadas entre si y que el fluido que contienen es agua que va desde agua fresca hasta agua salada, entonces la presión que ejerce esa columna de agua es llamada Presión normal de formación y su gradiente de presión está entre 0.433 (psi/pie) y 0.465 (psi/pie).

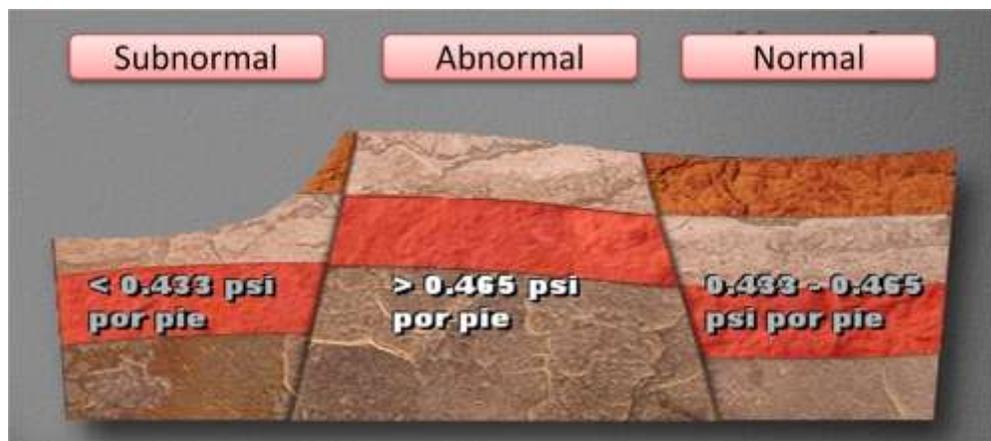
1.1.2.2. Presión abnormal de formación

Se habla de presión abnormal de formación si la presión que ejerce la columna de fluido dentro de los poros de la roca es mayor a la que ejerce la columna de agua y su gradiente es mayor a 0.465 (psi/pie). En una formación con gradiente abnormal de presión se presentarían arremetidas.

1.1.2.3. Presión subnormal de formación

Si la presión que ejerce la columna de fluido dentro de los poros de la roca es menor a la que ejerce la columna de agua en el pozo, se habla de presión subnormal de formación y su gradiente es menor a 0.433 (psi/pie). En una formación con gradiente subnormal de presión, se presentará pérdida de circulación.

FIGURA 5. Tipos de presiones de Formación



1.1.3. Presión de circulación

La presión de circulación es la presión necesaria para vencer la fricción entre el fluido de perforación y cualquier superficie con la que éste entre en contacto durante su movimiento en la tubería, en la broca y en el espacio anular. La presión de bombeo es la suma de las caídas de presión en cada una de estas secciones.

La presión a añadirse a la columna hidrostática en la formación es la cantidad necesaria para vencer la fricción de bombeo del fluido de perforación a la superficie luego de pasar por las boquillas de la broca. Esta área de retorno entre los drill collars y el hueco, entre la tubería de perforación y el hueco y entre la tubería de perforación y el diámetro interior de la tubería de revestimiento se conoce como el espacio anular del pozo. Las pérdidas de presión totales o

presiones de circulación, varían con la densidad, viscosidad y fuerza de gel del fluido, con la longitud y el diámetro de las drill collars, con el tamaño de las boquillas de la broca, con el espacio anular y con la velocidad de circulación.

Durante la perforación, las caídas de presión de circulación se distribuyen a través del pozo (Ver Fig. N° 7), En este caso se supone que la presión de la bomba es de 3.000 Psi. De estas, 1.200 se pierden por fricción al forzar el fluido a través de la sarta de perforación lo que deja una presión de circulación de 1.800 Psi antes de salir fluido a la broca.

1.1.4. Presión hidrostática

Es la presión ejercida por una columna de fluido en cualquier punto del pozo. La presión hidrostática entonces estará expresada así:

$$Ph = \nabla * TVD$$

Ph = Presión Hidrostática (psi)

∇ = Gradiente (psi/pie)

TVD = Profundidad Vertical Verdadera (pies)

La presión hidrostática solo depende de la profundidad vertical verdadera TVD del pozo y del peso del lodo. La TVD es la profundidad desde la superficie en línea recta vertical hasta cualquier punto del pozo. La profundidad medida MD es la longitud real de la tubería que se necesita para llegar desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Entonces:

$$Ph = 0.052 * \rho_{fluido} * TVD$$

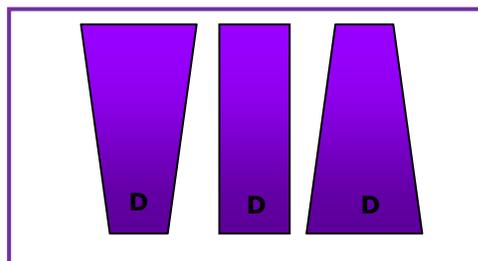
Ph = Presión Hidrostática (psi)

ρ_{Fluido} = Densidad del Fluido en (lpg)

TVD = Profundidad Vertical Verdadera (pies)

Como puede verse, la presión hidrostática no depende de la forma del pozo o de su diámetro, solamente de la densidad del fluido de perforación y de la profundidad vertical verdadera del pozo.

FIGURA 6. Presión hidrostática igual en todos los casos



La presión hidrostática es independiente de la forma del pozo y de su diámetro

1.1.5. Presión de fondo

Es la presión que el fluido contenido en el pozo ejerce en el fondo del mismo:

Si el pozo está en equilibrio $PF = PH$ donde:

PF = Presión de fondo

PH = Presión hidrostática

Si el pozo se está circulando:

$PF = PH + PPFA$

En donde:

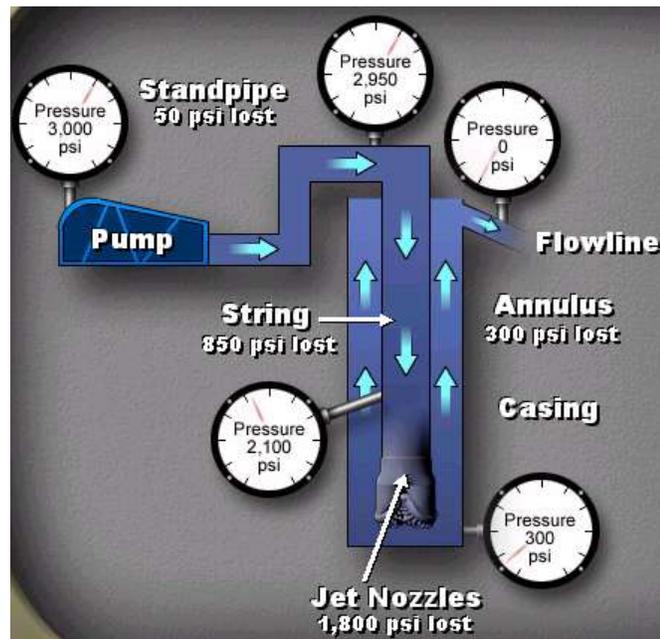
PF = Presión de Fondo

PH = Presión hidrostática

PPFA = Pérdidas de presión por Fricción en el Anular.

En la figura 7 se muestra las pérdidas de presión de circulación en el pozo, inicia con una presión de bombeo de 3000 psi y finaliza con una presión en la línea de flujo de 0 psi luego de hacer el recorrido por el pozo ocasionadas por restricciones en el mismo como las boquillas, la broca y el estrangulador.

FIGURA 7. Pérdidas de Presión de circulación del pozo



Cuando se trata de un líquido como el fluido de perforación, se puede definir la fuerza ejercida por el mismo como el producto de su densidad multiplicado por su volumen así:

$$P = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Donde:

P= Presión.

F= Fuerza,

A= Área.

$$F = \rho * V \quad (2)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido.

V = Volumen ocupado.

Si se considera un pozo lleno de fluido como un cilindro perfecto, el volumen se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$V = A * h \quad (3)$$

Donde:

A = Área seccional recta del pozo.

h = Altura de la columna de fluido.

Sustituyendo (3) en (2) se obtiene:

$$F = \rho * A * h \quad (4)$$

Sustituyendo ahora (4) en (1) se tiene que

$$P = \frac{\rho * A * h}{A}$$

$$P = \rho * h \quad (5)$$

En conclusión se puede enunciar que la presión ejercida por una columna de fluido de perforación en el fondo de un pozo es el resultado de multiplicar la densidad del fluido por la altura real de la columna.

1.1.6. Presión hidrostática del fluido de perforación

La presión originada por el peso del fluido que está en el interior del hueco cuando se está perforando o cuando está en reposo, se denomina presión hidrostática del

fluido de perforación. Como se verá más adelante, la presión de la formación aumenta con la profundidad, debido a la altura del fluido que multiplica al gradiente de presión de los fluidos en el espacio poroso de las rocas atravesadas. El control de la presión de la formación en un pozo depende de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación. La presión hidrostática en un pozo, también, aumenta con la profundidad. Este aumento depende de la densidad o peso específico, que está dentro del hueco. Para contener la presión en la formación en la perforación de pozos petrolíferos, se usan fluidos como el aceite, el agua, el lodo y otros más; pero cuando se trata de controlar presiones de formación anormales, es necesario utilizar fluidos de alto peso específico o densidad.

La densidad de los líquidos de perforación varía de 8,0 a 22,0 lpg, como se muestra en la Tabla 2. Esta tabla Indica los gradientes de presión de fluidos líquidos en psi por pie de profundidad, junto con sus densidades (pesos) en libras por galón, libras por pie cúbico y correspondiente gravedad específica. Estos son los valores que aparecen con mayor frecuencia en las escalas de lodos, con la diferencia de que el gradiente de presión suele expresarse en Psi por 1000 pies en vez de Psi*pie.

TABLA 2 Densidad de fluidos de perforación y gradientes de presión

LIBRAS POR GALON (LPG)	LIBRAS POR PIE CUBICO (Lb/ft ³)	GRAVEDAD ESPECIFICA	GRADIENTE DE PRESION (Psi*ft)
8.00	59.84	0.96	0.416
8.34	62.38	1.00	0.433
9.00	67.32	1.08	0.468
10.00	74.80	1.20	0.520
11.0	82.28	1.32	0.572
12.0	89.76	1.44	0.624
13.0	97.24	1.56	0.676
14.0	104.72	1.68	0.728
15.0	112.20	1.80	0.780
16.0	119.68	1.92	0.832
17.0	127.16	2.04	0.884
18.0	134.64	2.16	0.936
19.0	142.12	2.28	0.988
20.0	149.60	2.40	1.040
21.0	157.08	2.52	1.092
22.0	164.56	2.64	1.144

En la Figura 8. Se observan varias columnas de fluidos para demostrar cómo se determina la presión hidrostática en cada una de ellas. La columna **A** representa un pozo con una profundidad de 10.000 pies, el cual está lleno de un lodo de 10 lpg, con gradiente de presión de 0.52 Psi por pie. La presión hidrostática en el fondo es igual a 5.200 Psi, La columna **B** la cual contiene un lodo de 15 lpg, desarrolla una presión hidrostática de 7,800 Psi a 10.000 pies de profundidad. La columna **C** es similar a la columna **A**, excepto que como sólo tiene una profundidad de 7.500 pies, su presión hidrostática de fondo será solamente 3.900 Psi.

La columna **D** es parecida a la **A**, con la diferencia que en la **D** se ha impuesto en el cabezal una presión de 1.300 Psi; por consiguiente, la presión hidrostática de fondo será de 6.500 Psi ($5.200 + 1.300$). La columna **E** está compuesta por dos columnas de fluido de diferentes densidades; una de 15 Lpg de 5.000 pies y otra de 10Lpg también de 5.000 pies. La presión hidrostática de la columna de fluido de 15 Lpg es de 3.900 Psi y la de 10 lpg es de 2.600 Psi, lo que da un total en el fondo del pozo de 6,500 Psi. Estos ejemplos demuestran que para calcular la presión hidrostática total en fondo de un pozo, se suman las presiones ejercidas por las columnas de fluidos.

FIGURA 8. Presiones de Fondo (BHP)

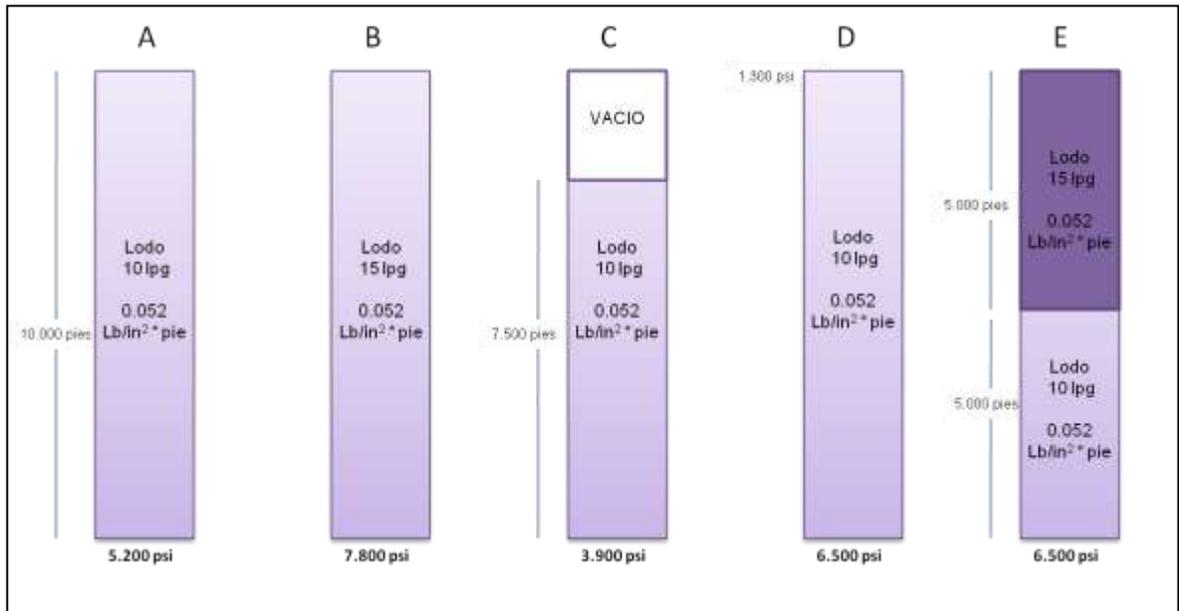
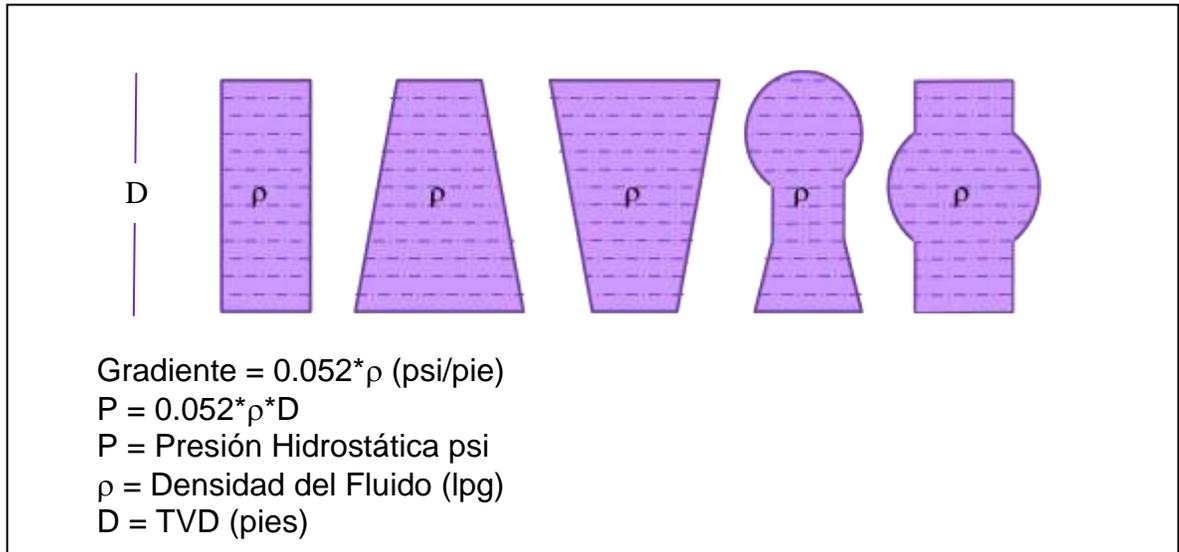


FIGURA 9. Presión Hidrostática



Si se removiera fluido o presión, la presión de fondo del pozo (PF) disminuiría una cantidad igual. Si se aplicara una presión sobre la columna de fluido, la presión total en el fondo será igual a la suma de la presión aplicada más la presión hidrostática de la columna.

La presión hidrostática se aplica solamente al fluido que se encuentra en reposo. Si el lodo está circulando, la presión hidrostática todavía está presente pero existe además una presión adicional resultante de la fricción del fluido circulado en el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del pozo.

El valor de la caída de presión por fricción anular del fluido dependerá de la velocidad del fluido que está circulando, de las propiedades reológicas del mismo y de la holgura en el espacio anular, entre la sarta de tubería y la pared del pozo. En los lugares del pozo donde se encuentran los drill collars, el espacio anular reducido ocasionará mayores pérdidas de presión por fricción que en los tramos donde se encuentra tubería de tamaño regular.

FIGURA 10. Efecto de la densidad, presión en el cabezal, tamaño del hueco, y profundidad sobre la presión hidrostática

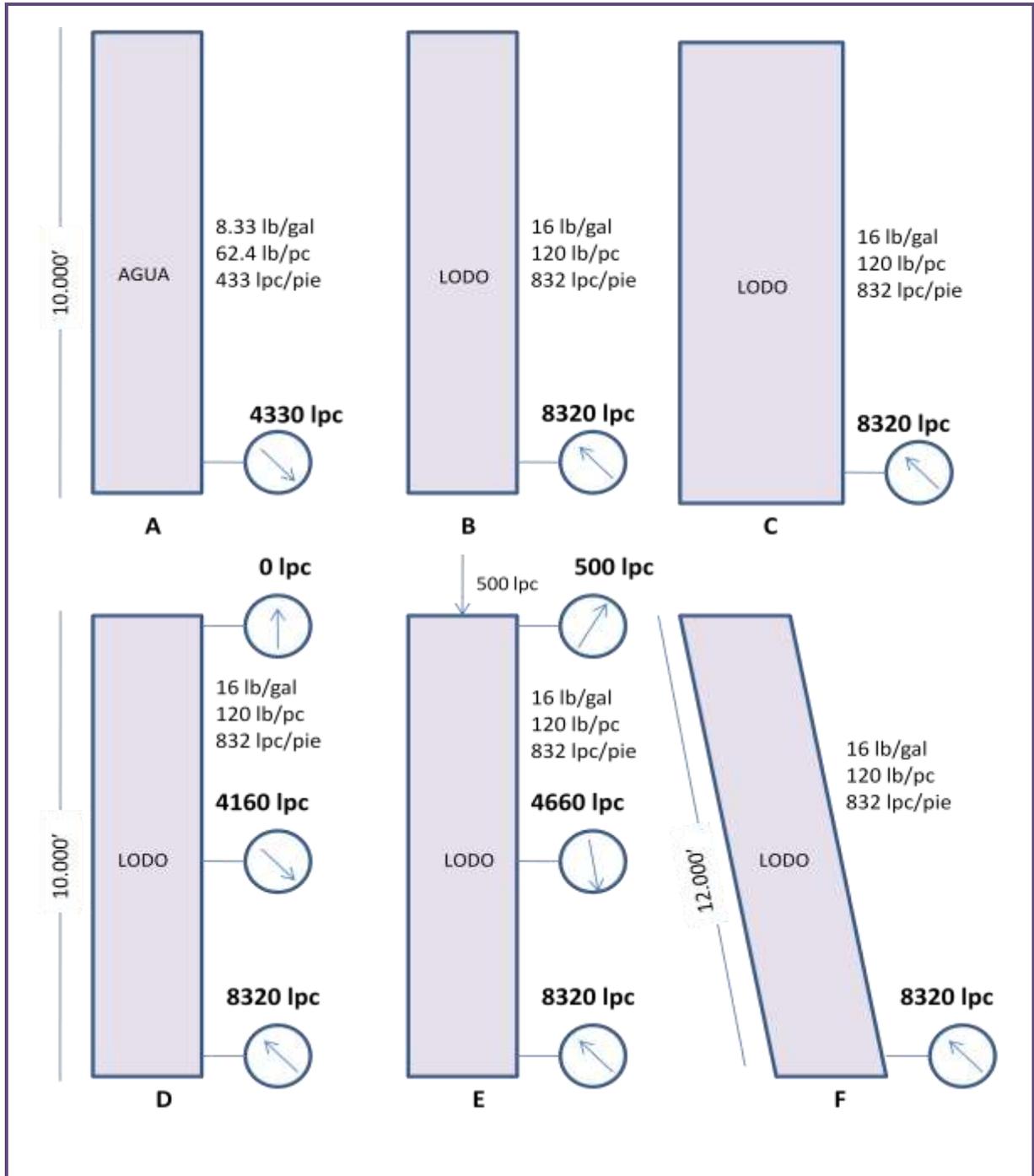
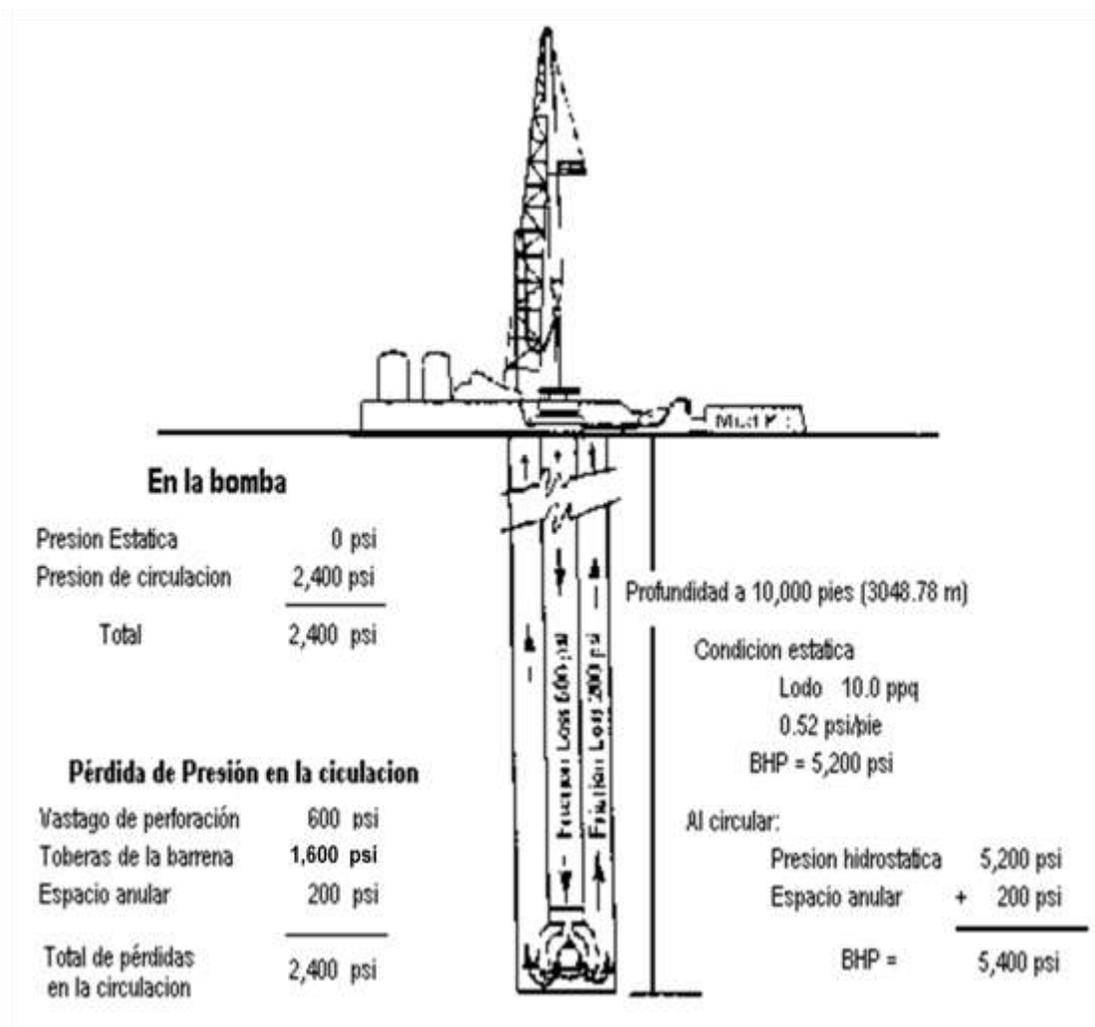


FIGURA 11. Presión de circulación



La caída de presión a través de las boquillas de la broca es de 1,600 Psi y 200 Psi se pierden en el espacio anular en el regreso desde el fondo del pozo hasta la superficie. Se puede ver que la presión total aplicada en el fondo del pozo es de 5,400 Psi la suma de las 5.200 Psi de presión hidrostática más las 200 Psi de presión necesaria para mover el lodo desde el fondo del pozo hasta la superficie por el espacio anular.

1.2 EFECTO DE PISTONEO Y SUABEO

Cuando se baja tubería en el pozo y el fluido de perforación tiene alta viscosidad y alta fuerza de gel se desarrollan altas presiones de pistoneo contra la pared del pozo por causa del movimiento descendente de la tubería de perforación, especialmente cuando tales movimientos son rápidos y se introducen en el pozo tramos de tubería largos. Cuanto más rápido sea el movimiento relativo de la tubería respecto al fluido, tanto mayor será la presión requerida para vencer la fricción, debido a la tendencia del lodo a adherirse a la tubería y a las paredes del pozo.

Si la tubería se introduce al pozo y al mismo tiempo se hace circular el fluido de perforación, el efecto será acentuado, ya que los dos efectos se suman. La magnitud de la fluctuación de presión debido al pistoneo depende del peso y viscosidad del lodo y de la fuerza de gel del mismo, del tamaño relativo de las drill collars y del diámetro del hueco. Una fluctuación de presión por pistoneo puede fracturar una formación, provocar una pérdida de circulación y hasta un reventón subterráneo.

Al comenzar a sacar la tubería de perforación para iniciar un viaje, la presión de fondo del pozo se reduce debido a que se detiene la circulación. Aun cuando el pozo esté completamente lleno de fluido de perforación lo suficientemente pesado, la presión ejercida frente a una formación permeable puede ser reducida por el efecto de suabeo ocasionado durante la extracción de la tubería. El suabeo produce caídas de presión, al contrario de lo que sucede con el pistoneo. Como el fluido no baja en el pozo con la misma rapidez con que se saca la tubería, se produce un vacío en el fondo del mismo que causa una caída de presión. Cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es ligeramente superior a la presión de formación, la reducción de presión causada por suabeo favorece la entrada de los fluidos de la formación al pozo. Este fenómeno se acentúa si la broca se extrae con demasiada rapidez y cuando la misma está embolada con una acumulación de arcilla y ripios. El peligro es mayor cuando la tubería se encuentra cerca del fondo, momento en el cual se deben tomar las mayores precauciones.

Cuando se está sacando tubería de perforación durante un viaje, debe determinarse el volumen de fluido de perforación necesario para mantener el pozo lleno. Si este volumen resulta menor que el volumen equivalente de tubería sacada, se puede deducir que está entrando fluido desde la formación al pozo. Si esto se comprueba, se debe proceder de la siguiente manera:

- Bajar la tubería al fondo.
- Circular el fluido de perforación contaminado, cambiándolo por uno de mayor densidad, antes de sacar la tubería.

Una manera de asegurarse que no está entrando fluido de la formación al pozo es determinando, mediante una cuidadosa medida del volumen de fluido de perforación requerido para compensar el de la tubería sacada, Este volumen deberá compararse con el volumen teórico obtenido de una tabla que indique los volúmenes requeridos, de acuerdo con las dimensiones de la tubería y el número de paradas sacadas del pozo.

Durante el viaje de entrada al pozo, se deberá controlar el aumento de volumen en el tanque calibrado para cerciorarse de que se esté desplazando la cantidad exacta de lodo aplicable a la tubería que entra al pozo.

En resumen, las fluctuaciones de presión debidas al movimiento de la tubería, ya sea por pistoneo o suabeo, pueden minimizarse de varias formas, a saber:

- a. Usando un lodo de densidad adecuada para contrarrestar la presión de formación, más un margen adicional para compensar el suabeo originado cuando se saca la tubería.
- b. Reduciendo al mínimo la viscosidad del fluido y la fuerza de gel.
- c. Controlando la velocidad de sacada de la tubería cuando la mayor parte de ella está dentro del pozo.
- d. Dejando suficiente espacio anular entre las drill collars y la pared del pozo.

1.3 ARREMETIDA

Es una condición, que se presenta cuando la presión de la formación excede la presión hidrostática del fluido de perforación, permitiendo así una entrada de fluidos de la formación al hueco que se perfora.

1.4 REVENTÓN

Es el influjo de los fluidos de la formación en forma incontrolable.

Una arremetida no es un reventón, pero si no es manejada adecuadamente puede convertirse en tal.

Para que los fluidos fluyan de la formación hacia el hueco es necesario que exista:

- a. Una presión de formación mayor que la presión hidrostática
- b. Permeabilidad

2. PREVENCIÓN DE REVENTONES

Como ya se ha mencionado, una arremetida es el flujo de fluidos desde la formación hacia el hueco que se perfora, Si este flujo de fluidos no es detectado a tiempo o no es controlable apropiadamente se produce un reventón.

El objetivo de las operaciones de control de pozos es evitar que se produzcan arremetidas, y en caso de que ocurran, manejarlas adecuadamente para prevenir los reventones, saber el por qué los pozos arremeten y poseer la habilidad para reconocer y evaluar los indicios que desde la superficie indican la posible ocurrencia de una arremetida, aumentan substancialmente la probabilidad de éxito para controlar el pozo.

2.1 CAUSAS QUE ORIGINAN UNA ARREMETIDA

Las dos condiciones que deben concurrir en el hueco para que se produzca una arremetida son:

1. Que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación dentro del pozo, frente a la formación de donde proviene la arremetida, sea menor que la presión a que están los fluidos almacenados en los intersticios o poros de la formación.
2. Que la formación donde están los fluidos que causan la arremetida tenga la permeabilidad suficiente para permitir el flujo de estos fluidos hacia el hueco.

Como la permeabilidad es una propiedad de las rocas que no puede controlarse, el personal de perforación debe utilizar todas las técnicas a su alcance para asegurarse de que la presión hidrostática dentro del hueco sea siempre mayor que la presión de formación. Para conseguir esto, es necesario que evite que las condiciones que se detallan a continuación se presenten ya que la mayoría de las arremetidas ocurren cuando existen una o más de ellas.

Las fallas en mantener el hueco completamente lleno de lodo durante la extracción e inserción de la sarta de perforación han sido la causa fundamental del 50 al 70% de todos los reventones registrados en la industria. A medida que se extrae la sarta, el nivel del lodo en el hueco baja debido al volumen de metal que representan los tubos extraídos. Y a medida que el nivel del lodo baja, la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación se reduce, ya que la altura de la columna disminuye.

La disminución de la altura de la columna puede ser también ocasionada por filtración o pérdida de lodo desde el hueco hacia las formaciones. Si no se agrega más lodo al hueco, a medida que se extrae la sarta, es posible que se reduzca la presión hidrostática ejercida por el lodo a un nivel menor que la presión de la formación. Cuando esto sucede, puede ocurrir una arremetida.

Para evitar esta pérdida de presión hidrostática, solamente es necesario llenar de lodo el hueco a intervalos determinados o continuamente por medio del " tanque de viaje", con el fin de reemplazar el volumen equivalente representado por el metal de la tubería que se extrae y para compensar las pérdidas por filtración.

El volumen del metal de la tubería puede calcularse, pero las adiciones necesarias de lodo para reemplazar las pérdidas por filtración solo pueden predecirse por comparación con los volúmenes determinados anteriormente para mantener el hueco debidamente lleno, durante las extracciones e inserciones de la sarta, por esta razón, es imperativo mantener en el taladro un registro del volumen de lodo requerido para reemplazar el correspondiente al número de paradas extraídos durante cada operación.

2.1.1 Suabeo durante la extracción de la sarta

Aún cuando el hueco esté completamente lleno de fluido de perforación lo suficientemente pesado, la presión ejercida frente a una formación permeable puede ser reducida por el suabeo ocasionado durante la extracción de la tubería. Esta reducción de presión en el hueco puede permitir que pequeños volúmenes de fluidos de la formación entren al hueco durante el tiempo que la sarta esté en movimiento. El suabeo puede hacer que el pozo empiece a fluir, ya que la presión hidrostática ejercida por el lodo es reducida por el fluido de la formación. Cierta pérdida de presión hidrostática es inevitable debido al suabeo. Sin embargo, esta reducción no debe exceder el sobrebalance de presión de la columna de lodo.

La presión de suabeo es función de la velocidad con que se extrae la tubería, de las propiedades del lodo y del espacio anular.

2.1.2 Densidad insuficiente del lodo

La presión hidrostática ejercida por la columna de lodo es el medio principal de control de pozos. Si esta presión hidrostática es igual o mayor que la presión de las formaciones expuestas en el hueco desnudo, entonces el pozo no podrá fluir.

Las arremetidas ocasionadas por insuficiencia de peso del lodo son más predominantes durante la perforación de pozos exploratorios en áreas de presiones anormales. Sin embargo, este tipo de arremetida puede ocurrir también en la perforación de pozos de desarrollo porque las formaciones están "cargadas". En una formación cargada, la presión de los fluidos en los intersticios o poros ha sido aumentada por las operaciones previas de perforación o producción, y no por otras causas. Las operaciones de inyección de fluidos, fugas en los revestimientos, cementaciones pobres, inadecuado abandono de pozos y reventones subterráneos previos pueden ser las razones de que las formaciones estén cargadas.

2.1.3 Pérdida de circulación

La pérdida de circulación puede causar que descienda el nivel de la columna de fluido de perforación en el hueco. Esta disminución de altura reduce la presión hidrostática y puede ocurrir una arremetida, si la presión en el hueco es menor que la presión de la formación permeable.

2.1.4 Prueba en la formación con tubería de perforación

La prueba de influjo se hace asentando un empaque por encima de la formación que se desea probar, permitiendo que la formación fluya. Hueco abajo, la sarta puede proveerse de chokes para poder limitar en la superficie tanto las presiones como las velocidades de flujo, de modo que la capacidad del equipo empleado pueda manejar o disponer de los fluidos provenientes de la formación. Durante el curso de la prueba, el hueco o revestimiento por debajo de la empaque, y por lo menos una porción de la sarta de perforación o de la tubería de producción, se llenan de fluido procedente de la formación.

Al concluir la prueba, este fluido deberá ser removido mediante técnicas apropiadas de control de pozos para que el pozo quede en condiciones seguras. Si no se siguen exactamente los procedimientos correctos para controlar o "matar" el pozo, la operación podría resultar en un reventón,

2.1.5 Penetración dentro de un pozo adyacente

Frecuentemente, un gran número de pozos direccionales son perforados desde una misma plataforma ubicada fuera de la costa o desde una base en tierra. Si durante la perforación, se penetrara dentro del revestimiento de producción de un pozo terminado entrarían al hueco en perforación fluidos del pozo en referencia, causando una arremetida. Esta es una situación extremadamente peligrosa y fácilmente podría resultar en un reventón incontrolable.

2.1.6 Velocidad excesiva en la penetración de una arena gasífera

Aún si el peso del lodo es suficiente para controlar la presión de la arena gasífera, el gas contenido en los cortes perforados se mezclará con el lodo. De esta manera el avance excesivo durante la perforación de esta arena puede suplir suficiente gas para reducir la presión hidrostática de la columna de lodo, por la acción combinada de una reducción de la densidad del mismo y pérdida de éste por la irrupción del gas, hasta el punto de que fluidos de la formación empezarán a fluir hacia el pozo y se producirá una arremetida.

2.1.7 Perforación de formaciones en zonas de presión anormal

Se han encontrado formaciones con gradientes de presión anormalmente altas en diferentes áreas y a varias profundidades. Tales formaciones requieren de un cuidado muy especial, ya que pueden hacer más costosa la perforación del pozo. Si se penetran tales zonas sin la debida precaución, puede ocasionarse un peligroso reventón. La existencia de formaciones de presión anormal y la pérdida de circulación en formaciones no consolidadas son problemas relacionados.

Se puede presentar solamente un ligero aumento de nivel en los tanques y con frecuencia únicamente lodo contaminado con gas si la insuficiencia de equilibrio es pequeña. Puede que no ocurra cambio en la velocidad de penetración, pero es arriesgado presumir que se trate de una formación compactada, a menos que se tenga experiencia del área en la formación específica que se está perforando.

Arremetidas después de un viaje ocurren cuando la presión hidrostática del lodo es solamente un poco superior a la presión de formación y el suabeo deja entrar gas dentro del pozo.

2.2 CONDICIONES EN LA FORMACIÓN QUE FAVORECEN LAS ARREMETIDAS

2.2.1 Permeabilidad

Una formación muy permeable cuya presión sea mayor que la presión Hidrostática del lodo, este es el caso más peligroso y es revelado por un rápido aumento de nivel del fluido de perforación en los tanques. El lodo no se contamina con gas desde el principio de la arremetida. Sino hasta cuando una cantidad considerable de lodo haya circulado; el flujo puede empezar casi al mismo tiempo que se penetra la zona de alta presión.

2.2.2 Balance por presión de lodo

Esta condición no se revela inmediatamente, pues la tasa de flujo de lodo al principio es muy reducida y el aumento de nivel en los tanques ocurre lentamente hasta que el gas está cerca de la superficie, cuando es notoria su expansión. En este instante, el lodo fluirá rápidamente, la presión de fondo se reducirá y la invasión de fluidos de la formación aumentará. Un incremento en la tasa de perforación puede estar asociado con el aumento de nivel en el tanque, pero ésta puede tener solamente un ligero aumento hasta que el gas haya subido por el espacio anular cerca de la boca del pozo.

2.2.3 Formación compactada de baja permeabilidad

Si la presión de formación no está balanceada y la permeabilidad es baja, una pequeña cantidad de gas puede infiltrarse dentro del pozo y subir parcialmente por el espacio anular. Cuando se circula el fluido de perforación, el gas sube hasta una punta cerca de la superficie, en donde ocurre una rápida expansión antes que la circulación desde el fondo se complete.

2.3 MÉTODOS PARA MEDIR VOLUMEN DE FLUIDO NECESARIO PARA MANTENER EL POZO LLENO

Antes de tratar los diferentes indicadores de arremetidas es necesario discutir los métodos que se utilizan para medir el volumen de fluido de perforación requerido para mantener al pozo lleno cuando se está sacando tubería.

2.3.1 Llenado del pozo

Mantener el pozo lleno es sumamente importante, sobre todo en el momento en que las drill collars llegan a la superficie, ya que ellas desplazan un volumen mayor de lodo que la tubería de perforación. Por lo tanto, se debe llenar el pozo con un volumen de fluido cuatro a cinco veces mayor que cuando se están sacando paradas.

Esta condición es especialmente peligrosa cuando hay arenas de gas expuestas, a baja profundidad, durante la etapa inicial de la perforación del pozo. Un sobrebalance de presión hidrostática relativamente pequeño sobre la presión de formación puede lograrse con un lodo determinado. Cuando se emplea un tanque de viaje que se llena por gravedad, es necesario controlar la velocidad de sacada de las drill collars para mantener el pozo lleno.

Determinar el volumen de lodo que se emplea para llenar el pozo cuando se saca la broca es muy importante, especialmente cuando hay solamente un pequeño sobrebalance de la presión de formación, el mejor método es medir el volumen de lodo usado para reemplazar el volumen de metal que se está sacando. Además que no queda tubería dentro del pozo, la cual ayuda a controlarlo en el caso de una arremetida o reventón, esta operación es extremadamente peligrosa si no se ejecuta con las debidas precauciones. La tabla 3 muestra los valores de desplazamiento para las tuberías de perforación utilizadas.

TABLA 3. Desplazamiento y capacidad de la tubería de perforación

DESPLAZAMIENTO Y CAPACIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACION								
TUBERIA				DESPLAZAMIENTO		CAPACIDAD		
Tamaño DE (pulg.)	Peso lbs/pie	Conección API	Conección DE (pulg.)	Barriles por pie	Barriles por parada	Barriles por pie	Barriles por parada	Pies por barril
2-7/8	10.40	Slim Hole	3-3/8	.00375	0.3488	.00440	0.4092	227.2
2-7/8	10.40	I.F.	4-1/8	.00391	0.3636	.00449	0.4176	228.2
3-1/2	13.30	Slim Hole	4-1/8	.00487	0.4529	.00723	0.6724	138.2
3-1/2	13.30	I.F.	4-3/4	.00500	0.4650	.00740	0.6882	135.1
4	14.00	Slim Hole	4-1/2	.00520	0.4836	0.1055	0.9816	94.8
4-1/2	16.60	I.F. H-90	6-1/8	.00634	0.5896	.01419	1.3197	70.5
4-1/2	16.60	X-Hole	6	.00648	0.6026	.01394	1.2964	71.7
4-1/2	20.00	X-Hole	6-1/4	.00793	0.7375	0.1267	1.1783	78.9
5	19.50	X-Hole	6-3/8	.00754	0.7012	.01746	1.6238	57.3
5	23.00	X-Hole	6-3/8	.00857	0.7970	.01643	1.5280	60.9

Las mediciones de la cantidad de barriles efectivos necesarios para llenar el pozo se pueden hacer usando los siguientes métodos:

- ✓ Método del tanque de viaje
- ✓ Método de número del strokes de la bomba
- ✓ Método de los cambios de nivel en los tanques de lodo

2.3.1.1 Método del tanque de viaje

También es llamado método del tanque calibrado, este es el más preciso ya que se puede observar la cantidad exacta de fluido de perforación requerido para llenar el pozo después de haber sacado un número determinado de paradas.

Un tanque de viaje efectivo puede ser un recipiente estrecho y profundo que muestre varias pulgadas de cambio de nivel por cada barril de fluido. Usando un tanque de viaje llenado por gravedad, el pozo quedará lleno automáticamente por el flujo de lodo proveniente del tanque mientras la broca se va sacando del pozo. A su vez el tanque de viaje se llena desde los tanques de lodo según lo que se requiera. Mientras se saca cada parada, el nivel de lodo en el tanque se reducirá en un volumen equivalente a la masa de la tubería sacada. Así la cantidad exacta de lodo necesario para llenar el pozo puede calcularse y compararse con aquella requerida teóricamente. Debe llevarse una meticulosa contabilidad de la cantidad de lodo empleado en el llenado del pozo y del lodo vaciado a los tanques de lodo, esas dos cantidades deben ser idénticas.

2.3.1.2 Número de strokes de la bomba

Contar con el número de strokes requeridos para llenar el pozo después de sacar una cierta cantidad de paradas puede resultar efectivo, dependiendo de la eficiencia de las bombas para medir el volumen de lodo, porque una bomba cuando se maneja como se debe actúa como un medidor de desplazamiento positivo. Dependiendo del tamaño de las camisas y la distancia recorrida por el pistón se necesitará un determinado número de strokes de lo que normalmente sería necesario para llenar el pozo después de extraer un determinado número de paradas del mismo. Pero si se emplean bombas centrífugas para cargar la succión, como generalmente pasa en el caso de las bombas triples, el número de strokes puede resultar engañosa, porque la bomba centrífuga puede bombear a través de la bomba principal a baja presión.

2.3.1.3 Cambios de nivel en los tanques

Los cambios de nivel en los tanques de fluido de perforación, indicados generalmente en términos de pulgadas o barriles por cada cinco paradas, deberán exhibirse en un lugar visible para que todos los interesados puedan consultarlos rápidamente mientras se efectúa un viaje. Estos cambios pueden reflejar en forma exacta los aumentos o pérdidas de fluido durante el movimiento de la tubería pero en sistemas de mayor volumen el nivel no cambiará en forma apreciable, hasta cuando una considerable cantidad de fluido sea removido o agregado. Existen instrumentos para la medición del nivel de los tanques de lodo y estos proporcionan información para la medición rápidamente al perforador, indicando si el volumen del fluido está aumentando o disminuyendo. Varios de los instrumentos tienen alarmas acústicas o visuales de aumento o pérdida y dejan registrada la información para su inmediata referencia.

2.3.2 Indicadores de una arremetida.

2.3.2.1 Características.

Durante la perforación de pozos de petróleo y/o gas se pueden presentar situaciones que indiquen que se está produciendo una arremetida.

2.3.2.1.1 Aumento del Nivel de lodo en los tanques

Un aumento del nivel del fluido en los tanques de lodo, a menos que se deba a un cambio mecánico, es el indicio principal de que se está creando una arremetida.

Todo taladro de perforación y de reparación de pozos debe estar provisto de indicadores de nivel en los tanques para poder notar rápidamente cualquier aumento o disminución del volumen de fluido de perforación. En los pozos de exploración y de desarrollo, donde pueden anticiparse formaciones con alta presión, se debe disponer de un sistema para controlar el nivel de los tanques, así mismo, debe colocarse un registrador de nivel en un sitio donde el perforador pueda observarlo en todo momento mientras se perfora y se efectúan los viajes. También deben realizar revisiones de medición de nivel sin previo aviso, a fin de adiestrar a los perforadores y demás miembros de la cuadrilla para que se puedan dar cuenta oportunamente de las variaciones de nivel en los tanques, además se debe tener instaladas y activadas las respectivas alarmas. Un aumento de nivel es prueba cierta de que los fluidos de la formación están entrando al pozo.

Cuando ocurre una arremetida, esta se contrarresta con la presión en superficie la cual depende, en gran parte, de la rapidez en la operación de cerrar el pozo y mantener la misma cantidad posible de lodo dentro del mismo. Cuanto más lodo sea descargado, mayor resultara la contrapresión para contener la presión de formación.

Cuando no se está circulando fluido de perforación en el pozo, todos los tanques de lodo tienen el mismo nivel. Pero cuando se inicia la circulación el nivel disminuye sucesivamente en cada tanque, un cambio en la velocidad de bombeo producirá algunos de los mismos efectos y puede también requerir ajustes de los indicadores de nivel, por estas razones, los indicadores de nivel deben estar calibrados en forma que se note la variación de los tanques, y los datos deben promediarse y registrarse como variación total promedia.

2.3.2.1.2 Aumento del flujo del lodo por el anular

Ante cualquier indicio de aumento de flujo, el perforador debe parar la perforación, levantar la broca del fondo, parar la bomba y observar el retorno del lodo. Esta operación se denomina prueba de flujo. Si no hay flujo del lodo, la perforación

puede continuar con prudencia, si el pozo fluye mientras la bomba está parada, pero el nivel de los tanques del sistema no aumenta una vez puesta en marcha la bomba, deben cerrarse las preventoras para verificar la presión. Este es el paso más importante para poder controlar el pozo, y debe seguirse rigurosamente bajo la responsabilidad del perforador.

Si el pozo fluye con la bomba parada, pero las presiones registradas en el cabezal del pozo cerrado son pequeñas, se debe aumentar la densidad del lodo ligeramente a fin de lograr un sobrebalance de la presión hidrostática sobre la presión de formación. Si al momento de cerrar el pozo se registra una presión considerable en la sarta y en la tubería de revestimiento, estando cerrado el preventor, se deben iniciar los procedimientos de control de pozos.

Si se mantiene constante la velocidad de bombeo, el flujo ascendente por el espacio anular también debe ser constante. Pero si el flujo anular aumenta sin un cambio en la velocidad de bombeo, entonces el flujo adicional es ocasionado por la entrada de fluido de la formación al hueco.

2.3.2.1.3 Aumento de la velocidad de penetración

Un repentino aumento en la velocidad de perforación es a veces un indicio de que se está generando una situación de arremetida especialmente cuando la presión de la formación se acerca o supera a la presión hidrostática de la columna del lodo. Un aumento repentino en la penetración de la broca generalmente lo ocasiona un cambio en el tipo de formación que se perfora. Sin embargo, también puede significar un cambio en la permeabilidad de la formación.

Las velocidades de penetración más rápidas debido al aumento de presión intersticial no son generalmente tan bruscas como las ocasionados por cambios en el tipo de formación a fin de reconocer con seguridad el aumento gradual ocasionado por la presión intersticial, es recomendable hacer un gráfico de la velocidad de penetración contra la profundidad, para analizar la tendencia del aumento de presiones.

La reducción o pérdida del sobrebalance de presión causa que la broca perfora con mayor rapidez. A veces, este aumento puede ser específico para el caso en el cual se dice que "el fondo desaparece" y la broca se precipita. Pero por lo general habrá solamente un cambio pequeño de la velocidad, posiblemente de unos cinco a seis minutos por pie. El perforador debe estar alerta a los cambios después que ha notado un avance en la velocidad de perforación. En particular debe prestar atención al flujo de lodo desde el pozo, al nivel de los tanques y tal vez más adelante, cuando el lodo del fondo del pozo retorna a la superficie, a los indicios de infiltración de agua salada, aceite o gas. Un avance en la velocidad de perforación puede solamente indicar una transición de lutita a arena, Mientras que la presencia de Sodio o gas en el lodo durante la perforación muestra que se está

atravesando una formación que contiene hidrocarburos, cuya presión de formación se halla sobre-balanceada por la presión hidrostática de la columna de lodo.

Una disminución persistente y gradual de la velocidad de penetración es una advertencia común de que se está próximo a perforar una formación sub-balanceada. Sin embargo, cuando se penetra el intervalo de la roca de cubierta sobre la zona de formación anormal, se observará un dramático aumento de quizás 10 pies por hora, mientras se perfora apenas 50 pies de tramo nuevo, si la presión de formación está sub-balanceada por la presión hidrostática existe la posibilidad de que las velocidades de penetración aumenten.

2.3.2.1.4 Cambio en la velocidad o presión de la bomba

La señal inicial en la superficie de que una arremetida ocurrirá, puede ser un aumento momentáneo en la presión de la bomba. Aumentos de presión raras veces son percibidos debido a su corta duración, pero estos son registrados en los instrumentos que miden la presión de bombeo y apreciados luego de haberse identificado la arremetida. El episodio es seguido por un aumento gradual de esta presión acompañado por un aumento de velocidad de bombeo. Mientras el fluido más liviano de la formación se descarga en el pozo, la presión hidrostática ejercida por la columna anular disminuye y el lodo en la tubería de perforación trata de entrar en el espacio anular, como si fuese el sistema un tubo en U. cuando esto ocurre, la presión de la bomba empieza a disminuir y aumenta la velocidad. La disminución de presión y el aumento de velocidad en la bomba es también característico de la presencia de un hueco en la sarta, comúnmente conocido como una erosión hidráulica.

Como se ha explicado anteriormente, la presión de circulación se debe a las pérdidas de presión por fricción del fluido en la sarta, a través de las boquillas de la broca y en el espacio anular entre la sarta y la pared del pozo. Es necesario tomar en cuenta cualquier desequilibrio de la presión hidrostática dentro y fuera de la sarta de perforación, si al estar perforando se encuentra gas éste sube y se expande en el espacio anular, reduciendo la presión hidrostática de la columna de lodo, puesto que el gas desplaza alguna cantidad de fluido.

Esto resulta en que la columna de fluido de perforación en el espacio anular se alivie en comparación con la columna dentro de la sarta. A no ser porque la preventora esté cerrada, se crea un desequilibrio entre la sarta y la columna que contiene la mezcla de lodo y gas en el espacio anular. Esto causa que la presión de circulación disminuya paulatinamente, y a menos que se cambie la velocidad de la bomba, la velocidad de ésta aumenta poco a poco. Si la cantidad de gas crece, el flujo del pozo aumenta, ocasionando un aumento del nivel en los tanques de lodo. Si no se cierra en este momento el pozo, este no tarda en reventar.

Si por el contrario, el pozo se cierra, la presión se acumula en el espacio anular, evitando el reventón. Si la presión hidrostática del fluido contenido en la sarta no es suficiente para equilibrar la presión de la formación, ésta se acumulará en la sarta y será la información fundamental necesaria para llevar a cabo el control del pozo.

2.3.2.1.5 Lodo contaminado por gas

La contaminación del fluido de perforación con gas siempre se verá como una advertencia de alta presión de formación, aun cuando la aparición no siempre presenta un problema serio. El gas puede penetrar en el lodo por las razones que se indican a continuación:

2.3.2.1.5.1 Gas en secciones de lutita

Los gases de alta presión y bajo volumen que se hallan frecuentemente en secciones de lutitas gruesas, por la compresibilidad de este fluido, en la superficie pueden dar la impresión de ser un problema más serio de lo que realmente es. Muchas de las lutitas contienen gas en sus espacios porosos, el cual fluye constantemente hacia adentro del lodo en un hueco perforado. Esta constante de alimentación de gas genera una línea base en la gráfica del perfil del lodo y a menudo es bastante predecible. Generalmente, se debe prestar muy poca atención al gas proveniente de esta fuente.

2.3.2.1.5.2 Arenas Portadoras de gas.

El gas proveniente de arenas portadoras de gas suelen causar cambios temporales en la concentración del gas en el fluido de perforación. Estas arenas pueden generar un aumento considerable del gas en el lodo, particularmente si se perforan con demasiada rapidez, por este motivo muchos operadores recomiendan que las arenas portadoras de gas se perforen a una velocidad bastante lenta, dependiendo de la capacidad de la bomba. Así se les da tiempo a las trazas de gas durante la perforación para circular hacia afuera y evitar la reducción del peso equivalente del lodo. Por otra parte, un indicio de arremetida durante la perforación está constituido por el fluido de formación que ocupaba la parte porosa de roca removida por la broca durante el paso por dicha sección del pozo. Si el estrato es delgado, no habrá evidentemente mucho gas o fluido infiltrado en el lodo, pero si se perfora un estrato de gran espesor, el indicio puede resultar considerable, especialmente cuando se trata de gas que alcanza a llegar a la superficie. Por esta razón, no se deben perforar muy rápidamente formaciones de gas de gran espesor. Los indicios de gas en el fluido circulante deben disponer de tiempo suficiente para separarse del lodo antes de penetrar mayormente el estrato, ya que de lo contrario podría introducirse más gas en el lodo. Indicios de aceite y de agua salada pueden no afectar tanto el lodo, ya que lo aligeran en menor proporción.

2.3.2.1.5.3 Gas de Viaje o Gas de conexión:

El gas de viaje es el que aparece en el lodo después de los viajes completos de la sarta para cambiar la broca. El gas de conexión está relacionado con cada conexión de la sarta de perforación.

Una pequeña cantidad de gas bajo condiciones de fondo del pozo, puede parecer una gran cantidad en la superficie. El gas de viaje y el gas de conexión generalmente se encuentran asociados con la disminución de presión hidrostática en el espacio anular debido al suabeo y con la reducción de la presión de fondo de pozo cuando se detiene la bomba. Si se han seguido los procedimientos regulares en los viajes y en las conexiones, un aumento en el gas de viaje o el gas de conexión puede ser un aviso que se han encontrado presiones de pozo más altas.

Un indicio durante un viaje, normalmente de gas, es similar al indicio por suabeo. Los indicios de agua salada, de aceite o de gas no van acompañados ordinariamente por flujo de lodo del pozo. A menos que haya flujo del pozo cuando la bomba se para, no hay necesidad de cerrar las preventoras. El indicio, en todo caso, alerta al perforador de que hay que observar con precaución durante la perforación, especialmente en el manejo de la sarta.

Como se verá más adelante cuando se discutan los métodos de control de arremetidas, la circulación para eliminar el gas, aceite o agua salada e introducir el lodo de mayor densidad se efectúa al mismo tiempo en lugar de realizarse en dos ciclos, como se hace en el método del perforador. En este caso, se obtiene una presión sobre la zapata de la tubería de revestimiento menor de la que se obtiene con el método del perforador. Cuando se utiliza el método de esperar y densificar se circula un lodo de una densidad mayor que la del lodo con el que se está perforando para balancear la presión de la formación. Puede producirse una presión mayor sobre la zapata de la tubería, de revestimiento. Para efectuar el método de esperar y densificar se requiere una circulación, más el tiempo necesario para aumentar la densidad del lodo en el tanque de succión. Obviamente, el método del perforador requerirá más tiempo porque necesita dos circulaciones.

En el método de esperar y densificar es necesario que el lodo destinado al control de la presión del pozo sea realizado en el tanque de succión antes de comenzar la circulación. Cuando el lodo con la densidad de control ya está listo en el tanque de succión, se hace funcionar la bomba a la velocidad reducida de control de circulación, tal como en el método del perforador, mientras se mantiene constante la presión de la tubería de revestimiento a su valor de cierre, mediante el ajustar del estrangulador. Cuando la bomba alcanza la velocidad constante elegida, se indica la presión inicial de circulación en el indicador de presión de la sarta, a medida que se bombea lodo densificado de control por la sarta, la presión de circulación inicial disminuye una cantidad equivalente a la presión de cierre de la

sarta de perforación, menos el aumento de presión de fricción ocasionado por el lodo más denso a medida que es bombeado hacia abajo de la sarta.

Una vez que el lodo de control llega a la broca, la presión de circulación se mantiene constante hasta que el fluido de perforación es bombeado fuera del pozo. La presión en la tubería de revestimiento aumenta hasta que el gas infiltrado llega a la superficie. Luego disminuye hasta cero cuando el espacio anular se llena con el lodo densificado.

2.3.2.1.5.4 Aumento de los cloruros

El aumento de cloruro en el lodo no es tan fácilmente reconocible como son los cambios en el contenido de gas. La medición del cloruro es llevada a cabo generalmente por el Ingeniero de lodo. Esta información puede no ser fácilmente accesible, lo cual hace difícil obtener información sobre cambios en el cloruro. En todo caso, los lodos de agua salobre y agua de mar presentan un alto contenido de cloruro. Se deberán efectuar revisiones periódicas del contenido de cloruro en el lodo que se circula dentro y fuera del pozo, una comparación de las tendencias en los niveles puede confirmar la invasión de fluidos de formación dentro del lodo debido a un aumento en la presión de poros.

Cuando se perfora una arena acuífera permeable, cuya presión intersticial es mayor que la presión hidrostática del lodo, el agua fluye hacia el pozo. Según el diferencial de presión existente entre la formación y el lodo, el grado de flujo puede observarse mediante la aparición de lodo de menor densidad en la superficie, el aumento del volumen de lodo en el tanque, o los cambios en el contenido de cloruros en el agua.

La contaminación del lodo puede resultar también de la succión o perforación de una arena acuífera. Cuando se perfora una arena acuífera permeable, el agua, como el gas y el petróleo, se mezclan con el lodo, en estas circunstancias, los retornos del lodo son contaminados por la solución del gas en el agua más que por agua misma. El volumen de agua contenido en una formación que se perfora, si no está acompañado de gas, no afecta el peso del lodo.

3 MANEJO DE ARREMETIDAS

Cuando se detecta una arremetida, es importante seguir la secuencia de pasos adecuados para controlar con éxito la situación. Las acciones necesarias para dominar una arremetida cuando la broca está en el fondo o cuando ocurre durante un viaje, consisten en efectuar el cierre del pozo utilizando los procedimientos establecidos para cada caso.

3.1.1 Método de cierre del pozo

Una vez que se ha percibido cualquier indicador de arremetida y se efectúa la prueba de flujo, se requiere definir los métodos de cierre de pozos. Estos son: Cierre duro y cierre blando.

3.1.1.1 Cierre duro

Es un procedimiento en el cual el preventor anular es cerrado inmediatamente al parar las bombas de lodo. Ofrece la ventaja de que no hay influjo de fluido mientras es ejecutado.

3.1.1.2 Cierre blando

Es un procedimiento en el cual los chokes se abren antes de cerrar el preventor anular. La ventaja de este cierre es que evita el efecto de "martillo" debido a la parada brusca del flujo de fluido.

3.1.2 Procedimientos de cierre cuando se detecta una arremetida

A continuación se detallan los procedimientos utilizados con diverter de flujo y los empleados en operaciones normales, para el cerrar del pozo, una vez detectada la arremetida.

3.1.2.1 Procedimientos con Diverter de Flujo

Cuando se observa la primera señal de una arremetida, se debe hacer lo siguiente:

- a.** Levantar el kelly hasta que la conexión inferior esté encima de la mesa rotatoria.
- b.** Parar las bombas.
- c.** Abrir la (s) válvula (s) del diverter.
- d.** Cerrar la válvula del preventor.
- e.** Empezar a bombear a velocidad rápida.
- f.** Personal encargado debe notificar al supervisor.

3.1.2.2 Procedimiento en Operaciones Normales

Los procedimientos de cierre en operaciones normales son aquellos empleados cuando se está perforando o durante los viajes.

3.1.2.2.1 Perforando

Cuando se está perforando se debe hacer lo siguiente:

- a.** Parar la mesa rotatoria.
- b.** Levantar el kelly hasta que la conexión inferior esté por encima de la mesa rotatoria. Levantar el kelly es importante porque la válvula del Kelly (inferior) se puede cerrar si es necesario. También el elemento sellante del preventor anular se adapta mejor o sella mejor en la tubería que en el kelly.
- c.** Parar las bombas.
- d.** Verificar flujo.
- e.** Si hay flujo continuar con el procedimiento.
- f.** Abrir la válvula HCR.
- g.** Cerrar el preventor anular.
- h.** Cerrar el choke suavemente, observando que la presión en la tubería de revestimiento no sobrepase la presión de fractura de la formación.
- i.** Leer la presión de cierre en la tubería de perforación, en el revestimiento y la ganancia en los tanques.
- j.** Notificar al supervisor del pozo.
- k.** iniciar cálculo y estudio de alternativas para controlar el pozo.

3.1.2.2.2 Durante un viaje

La mayoría de las arremetidas ocurren cuando se hacen viajes. Estas pueden presentarse cuando el personal del taladro estando dedicado a los mecanismos del viaje se descuida y no observa las primeras señales de advertencia de una arremetida. Cuando la primera señal es observada, se debe seguir el siguiente procedimiento de cierre:

- a.** Colocar inmediatamente el tubo superior sobre las cuñas, de tal manera que la conexión superior quede a una altura adecuada para enroscar.
- b.** Instalar las válvulas de seguridad en la tubería de perforación y cerrarla.
- c.** Abrir la válvula HCR.
- d.** Cerrar el preventor anular.
- e.** Cerrar el choke suavemente, teniendo cuidado de no sobrepasar la presión de fractura de la formación a nivel de la zapata.
- f.** Conectar el kelly.
- g.** Abrir la válvula de seguridad colocada en la tubería de perforación
- h.** Leer la presión de cierre en la tubería de perforación, en el revestimiento y la ganancia en los tanques

i. Llamar al supervisor.

Cuando se instalan válvulas de seguridad en la tubería de perforación, es preferible colocar válvulas de apertura completa en lugar de impide-reventones (válvulas flotadoras), ya que si el pozo está fluyendo, las primeras son más fáciles de enroscar ya que permanecen abiertas, mientras las válvulas flotadoras se cierran automáticamente cuando la corriente de fluido choca acumulando, lo cual dificulta su enroscar. Además, las válvulas de apertura total tienen la ventaja de que facilitan los trabajos de cable.

Al tomar las medidas antes descritas rápidamente, el perforador logra controlar la arremetida. Una reacción inmediata durante los primeros indicios de una arremetida permite que el perforador determine la presión presente, minimice la cantidad de fluido de formación infiltrado en el pozo y reduzca al mínimo la cantidad de fluido de perforación que se desplaza del espacio anular.

Si no se cierra el preventor de reventones, no sería posible determinar exactamente la presión de formación, ni habría forma de detener la infiltración de una mayor cantidad de fluido de formación y no existiría manera de saber que densidad de lodo es necesaria para controlar el pozo. La acumulación de presión podría ser demasiado alta como para permitir dejar el pozo cerrado, pero la situación no podrá estudiarse a menos que se cierre temporalmente el pozo.

3.2 PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

Durante la perforación de un pozo de petróleo o gas es de suma importancia tener una apreciación exacta de la presión de fractura de la formación inmediatamente debajo de la zapata de la tubería de revestimiento. Muchas de las decisiones críticas como la escogencia de puntos de asentamiento para la tubería de revestimiento o la selección de alternativas durante las operaciones de control del pozo se basan en la medida de esta presión.

La presión ya citada puede obtenerse mediante el procedimiento de campo relativamente simple denominado Prueba de Integridad de la Formación, El mismo procedimiento básico puede emplearse para someter la tubería de revestimiento a pruebas de presión.

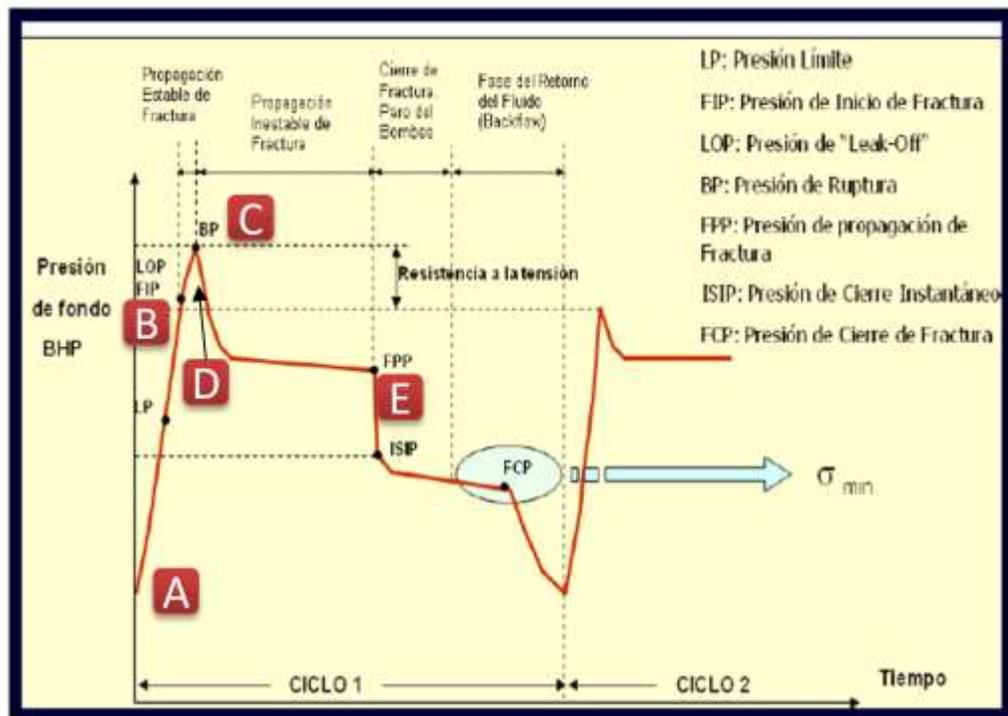
3.2.1 Teorías y procedimiento general

La prueba de Integridad de la Formación se realiza cerrando un preventor y bombeando lentamente lodo al pozo hasta que se logre la presión especificada de prueba de la tubería de revestimiento o lo especificado para huecos desnudos. Durante el curso de la prueba se elabora un gráfico de la presión en la superficie versus volumen bombeado acumulado, para determinar cuándo deberá pararse la bomba.

La Figura 12 representa gráficamente el resultado de la prueba en una sección corta de hueco desnudo debajo de la tubería de revestimiento, una vez compensada la expansión (A) del sistema, se produce un aumento constante de presión por cada barril de lodo bombeado, de tal manera que todos los puntos del gráfico caen en una línea recta. Este es el mismo efecto que se nota cuando se somete una tubería de revestimiento a prueba de presión antes de reanudar la perforación.

Los datos de la prueba PIP deben ser registrados en el mismo gráfico. La prueba se hace generalmente con 10 a 40 pies de hueco desnudo debajo de la zapata. Una prueba de presión equivalente al peso del lodo igual o ligeramente mayor que el peso del lodo en el cual la tubería de revestimiento fue asentada, indica generalmente fallas en el trabajo de cementación.

FIGURA 12. Gráfico típico de PIP



El curso que siguen los aumentos constantes de presión para iguales volúmenes bombeados continúa hasta el punto B; de allí en adelante los puntos graficados empiezan a apartarse del rumbo de la recta. En el punto B, la formación ha empezado a ceder ya que se nota menos aumento de presión para un volumen igual de lodo bombeado, el punto B se denomina el Límite PIP y la presión en la superficie correspondiente a este mismo punto es usada para calcular la presión de fractura de la formación. Generalmente, la presión de fractura se expresa en

términos de peso equivalente del lodo. Como puede observarse en la gráfica, es necesario registrar varios puntos más a medida que la curva se aleja de la recta, para constatar que se ha logrado el Límite PIP.

En el punto C las bombas fueron paradas y la presión instantánea de cierre fue registrada. Entre los puntos C y D, el pozo se mantuvo cerrado hasta que se estabiliza la presión en la superficie.

3.2.1.1 Procedimiento para realizar la prueba de integridad de la formación

Para hacer la Prueba de Integridad de la Formación (PIP) se sigue el siguiente procedimiento:

1. Después de realizar la prueba de presión de la tubería de revestimiento, terminar de perforar el tapón de cemento y perforar además de 10 a 30 pies de hueco nuevo por debajo de la zapata.
2. Circular en el fondo del Pozo hasta obtener retornos limpios, con el fin de tener el lodo acondicionado con la densidad a la cual se hace la prueba.
3. Levantar la sarta de prueba hasta que la broca quede inmediatamente encima de la zapata, con el fin de proteger la sarta durante la prueba.
4. Cerrar una preventora de tubería. Cerciorarse que las líneas laterales de salida de las preventoras estén cerradas.
5. Comenzar a bombear en una forma metódica volúmenes pequeños de lodo (0.25 a 0,50 bbls/min), al bombear el primer volumen seleccionado de lodo, leer la presión y graficar este punto en coordenadas cartesianas de presión contra volumen inyectado acumulativo. Repetir este proceso, hasta que la tendencia en línea recta que siguen los puntos subsiguientes con respecto al primero comience a desviarse de la línea recta del gráfico como se muestra en la figura N° 12. La presión de este punto es el límite de la prueba de integridad de presión (Limite PIP). En este punto la formación ha comenzado a ceder pero no se ha fracturado. Es recomendable tomar 1 a 2 puntos más después de obtener este punto para comprobar que realmente se ha llegado a la presión de fractura de la formación. Se puede evitar la fractura de la formación bombeando a pequeñas velocidades (1/10 bbl/min) y parando la bomba cuando la presión se desvíe de la tendencia establecida durante la prueba de la tubería de revestimiento.
6. Parar la bomba y observar el período de cierre durante 10 minutos o hasta que se establezca la presión de Inyección.
7. Liberar la presión y observar el volumen de Bbls. retornado.

3.2.1.2 Cálculos de la presión de fractura de la formación

La presión registrada al límite PIP es la que se usa para calcular la presión de Fractura de la Formación, expresada en peso equivalente del lodo (DLE). Para esto se utiliza la siguiente ecuación matemática.

$$DLE = \frac{\text{Peso del lodo en el hueco} + \text{Límite PIP (lbs/pulg}^2\text{)}}{\text{Cte} \times \text{Profundidad verdadera de la zapata(pies)}}$$

Cuando el peso del lodo está expresado en libras/galón, se utiliza la constante 0,052 y si está dado en libras/pie cúbico, se usa 0,007.

Con los datos obtenidos durante la prueba se puede calcular el peso equivalente de lodo (DLE) que soportan las formaciones que están Inmediatamente por debajo de la zapata, como sigue:

$$DLE = \frac{\text{Presión en el punto A} + \text{Presión hidrostática del lodo en la zapata}}{0.052 \times \text{Profundidad de la zapata}}$$

4 CÁLCULOS REQUERIDOS PARA CONTROLAR UNA ARREMETIDA

Para controlar una arremetida es necesario realizar ciertos cálculos relacionados con los parámetros o variables que se manejan en las operaciones de control de pozos. El objeto de este capítulo es presentar en forma detallada una relación de estos cálculos.

4.1 Cálculos previos al inicio de las operaciones de control

Antes de iniciar las operaciones de control de una arremetida se requiere efectuar los cálculos que se estudian a continuación:

4.1.1 Cálculo del Peso del Lodo de Control

Para efectuar el cálculo del peso del lodo de control se procede de la siguiente manera:

Registrar la densidad original del lodo en la hoja citada y calcular el aumento de peso necesario en el lodo para compensar la presión de la formación, y el aumento de peso necesario que se dará al lodo para tener el sobrebalance deseado.

La presión de sobrebalance específica que debe mantener el peso del lodo varía de un sitio de operaciones a otro, pero generalmente es de aproximadamente 200 Psi.

En sitios donde las pérdidas de retorno son un problema, la presión de sobrebalance deberá acondicionarse a cada situación particular. En operaciones con equipos flotantes para profundidades de agua mayores de 200 pies, la pérdida de presión hidrostática por rupturas o fallas en el tubo conductor ascendente desde el lecho marino no debe ser compensada por el uso de un lodo de mayor peso que el normalmente requerido.

4.1.2 Cálculo de la máxima presión permisible en el fondo

Este cálculo es necesario para determinar si la tubería de revestimiento o la formación a la profundidad de la zapata pudieran ser los puntos débiles.

El peso equivalente del lodo que la zapata del revestimiento puede resistir es determinado por la Prueba de Integridad de Presión en el Punto de Asiento del Revestimiento. Esta Información debe registrarse previamente.

La presión de estallido del revestimiento puede obtenerse de la Tabla 4, Las condiciones locales especifican el factor de seguridad que deba usarse.

TABLA 4. Capacidad y Resistencia al estallido del revestimiento

CAPACIDAD Y RESISTENCIA AL ESTALLIDO DEL REVESTIMIENTO							
TAMAÑO Pulg.	PESO Lb/pie	ID Pulg.	Capacidad Bbls	K-55 Lbf	N-80 Lbf	S-95 Lbf	P-110 Lbf
20	94.00	19.124	0.3553	2110			
16	133.00	18.730	0.3407	3060			
	75.00	15.124	0.2222	2630			
	84.00	15.010	0.2189	2980			
13-3/8	54.50	12.615	0.1545	2730			
	61.00	12.515	0.1521	3090			
	72.00	12.347	0.1480	5380	6390	7400	
11-3/4	47.00	11.000	0.1175	3070			
	54.00	10.880	0.1149	3560			
	60.00	10.772	0.1127	4010	5820	6920	5820
10-3/4	40.40	10.050	0.0981	3130			
	45.50	9.950	0.0961	3580			
	51.00	9.850	0.0942	4030	5860	6960	7860
	55.50	9.760	0.0925		6450	8860	7860
	60.70	9.660	0.0906			8430	9760
	65.70	9.560	0.0887			9200	10650
9-5/8	36.00	8.921	0.0773	3520			
	40.00	8.835	0.0758	3950	5750	6820	
	43.50	8.755	0.0744		6330	7510	8700
	47.00	8.681	0.0732		6870	8150	9440
	53.50	8.535	0.0707		7930	9410	9670
8-5/8	32.00	7.921	0.0609	3990			
	36.00	7.825	0.0594	4460	6490	7710	
	40.00	7.725	0.0579		7300	8670	10040
	44.00	7.625	0.0564		8120	9640	10380
	49.00	7.511	0.0548		9040	10740	12430
7-5/8	26.40	6.969	0.0471	4140	6020		
	29.70	6.875	0.0459		6890		9470
	33.70	6.765	0.0444		7900		10860
	39.00	6.625	0.0426		9180		11800
7	23.00	6.366	0.0393	4360	6340		
	26.00	6.276	0.0382	4980	7240		9520
	29.00	6.184	0.0371		8160		9520
5	11.50	4.560	0.0202	4240			
	15.00	4.408	0.0188	5700	8290		11400

Debe observarse que la presión máxima impuesta en cualquier punto del hueco durante la operación de control del pozo, ocurre cuando el tope del influjo llega a ese punto, excepto para los puntos cercanos al fondo que pueden alcanzar su presión máxima en el cierre inicial.

4.1.3 Cálculo de la Capacidad de la Sarta de Perforación, del Anular, y el Volumen Total Activo del Sistema

Estos valores se obtienen dividiendo la capacidad en barriles por la relación barriles/strokes tomada de la Información sobre la bomba. El tiempo se calcula dividiendo el valor obtenido anteriormente por la velocidad de bombeo deseada en strokes por minuto.

4.1.4 Cálculo de la Cantidad de Barita para Aumentar el peso del Lodo y el Aumento de Volumen en la Superficie, debido al aumento en peso.

Una vez obtenido el peso del lodo requerido para el control del pozo, se sustituyen los valores en la ecuación;

$$X = \frac{1500(D_2 - D_1)}{35.8 - D_2}$$

Donde:

X = Sacos de Barita/100 Bbbs. de Lodo

D1= Peso inicial (Lbs./Gal.)

D2 = Peso Final (Lbs./Gal.)

Luego, para el cálculo del aumento en volumen del lodo se plantea una regla de tres; utilizando la siguiente relación:

15 Sacos de barita incrementan el volumen en 1 Barril

4.1.5 Determinación de la Velocidad de Circulación para la Operación de Control

La selección de la velocidad de circulación se basa en la velocidad que exista antes de la arremetida, y en el equipo del taladro. Esta velocidad deberá ser siempre menor que la de circulación normal y generalmente podrá ser entre 1/2 y 2-1/2 barriles por minuto (o no más de 50 pies/minuto alrededor de los drill collars). Las velocidades de circulación menores son preferibles, ya que permiten más tiempo para acondicionar el lodo durante el periodo de aumentarle el peso, le dan más tiempo al operador del choke para responder a los ajustes y simplificar el manejo de grandes volúmenes de gas en la superficie. También son deseables las

velocidades de bombeo bajas porque minimizan la pérdida de retornos en caso de que el lodo en el anular haya sido contaminado por el influjo.

Con una unidad de cementación se puede bombear a bajas velocidades y desarrollar altas presiones, por eso es preferible el uso de este tipo de bomba, si la hay. Sin embargo, las bajas velocidades de bombeo pueden lograrse con la mayoría de las bombas disponibles en el taladro si se mueven dos válvulas del extremo de bombeo, aunque esta práctica causa fluctuaciones en la presión de bombeo.

4.1.6 Parámetros de la hoja de cálculo

En la hoja de control de pozos u hoja de cálculo aparecen los parámetros que se indican en la lista siguiente y los cuales se definen más adelante.

- Presión a velocidad reducida.
- Volumen de la sarta.
- Volumen en el espacio anular.
- Capacidad de la bomba.
- Strokes en la sarta.
- Strokes en el anular.
- Prueba de Integridad.
- Máxima presión permitida en la superficie.
- Estallido del revestimiento.
- Presión de cierre del revestimiento.
- Presión de cierre de la tubería de perforación.
- Ganancia en el tanque activo.
- Profundidad vertical verdadera.
- Densidad original del lodo.

4.1.6.1 Presión a Velocidad Reducida

Se define como la presión de bomba que se ha tomado a determinadas velocidades de bombeo por debajo de las normalmente usadas durante la perforación. Existe un criterio de asumir 1/3 de la presión normal de perforación cuando no se tiene idea de la presión a velocidad reducida.

4.1.6.2 Volumen de la Sarta

Volumen de fluido que ocupa la sección interna de la sarta de perforación. La determinación de la misma se realiza mediante calculos matemáticos o usando las diferentes tablas de volumen y dimensiones existente en el mercado (HALLLBURTON, DOWELL, etc.)

Vol. Sarta = $V_1 + V_2 + \dots + V_n$

4.1.6.3 Volumen en el Espacio Anular

Volumen de fluido que ocupa la sección entre el diámetro externo de la sarta de perforación y la parte interna de la tubería de revestimiento asentado o diámetro del hueco. Al igual que el volumen de la sarta la determinación del volumen en el espacio anular, se hace usando los mismos procedimientos.

Vol. Esp. Anular = $V_1 + V_2 + \dots + V_n$.

4.1.6.4 Capacidad de la Bomba

Son los barriles por strokes que pueden ser bombeados. La determinación de este parámetro se consigue en las tablas de parámetros de la bomba dependiendo del fabricante; o resolviendo las siguientes ecuaciones, dependiendo del tipo de bomba a usar.

Capacidad de la Bomba Dúplex (bbl/stk).

$C = 0,000243 (\text{ID camisa})^2 \times \text{Long. de Camisa}$.

Longitud de Carrera y Diámetro expresados en pulgadas.

4.1.6.5 Strokes en la Sarta

Es el número de strokes necesarios para llenar el volumen interno de la sarta de perforación. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{vol. tubería}}{\text{capacidad de la bomba}} = \frac{\text{bbls}}{\text{bbls/stk}}$$

4.1.6.6 Strokes en el Anular

Es el número de strokes necesarios para llenar el volumen del espacio anular del pozo. Se obtienen de la manera siguiente:

$$\frac{\text{vol. en el anular}}{\text{capacidad del anular}} = \frac{\text{bbls}}{\text{bbls/stk}}$$

4.1.6.7 Prueba de Integridad

Prueba que se realiza para estimar la presión máxima, que se podría aplicar a las formaciones que están por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento sin que se fracturen.

4.1.6.8 Máxima Presión Permitida en la Superficie

Este cálculo es necesario para determinar si el revestimiento o la formación a la profundidad de la zapata pudieran ser los puntos débiles.

4.1.6.9 Estallido del Revestimiento

Se define como la máxima presión que puede resistir la tubería de revestimiento antes de romperse o estallar.

4.1.6.10 Presión de cierre del Revestimiento

Es la presión que se lee en la cabeza del espacio anular cuando se cierra el mismo.

4.1.6.11 Presión de cierre de la Tubería de Perforación

Es la presión que se lee en la tubería de perforación cuando se cierra un pozo, y es igual a la cantidad por la cual la formación supera o excede a la columna hidrostática.

4.1.6.12 Ganancia de fluido en el Tanque Activo

Son los barriles de fluido ganados en el tanque activo, producto del volumen de fluido de la formación que se ha permitido pasar del yacimiento al pozo.

4.1.6.13 Profundidad Vertical verdadera

Es la vertical trazada desde la superficie hasta la profundidad del fondo del pozo.

4.1.6.14 Densidad Original del Lodo

Densidad original del fluido de perforación con que se está trabajando el pozo.

5 METODOS DE CONTROL DE ARREMETIDAS

Para controlar las arremetidas que ocurren cuando se perforan pozos de petróleo o gas, se emplean varios métodos que se pueden clasificar en Métodos convencionales y Métodos no convencionales. Estos métodos son descritos detalladamente en los párrafos que siguen:

5.1 Métodos convencionales

Los métodos convencionales son aquellos que se utilizan comúnmente en el control de arremetidas. Estos son el Método del Perforador, el Método de espere y densifique y el Método Concurrente.

5.1.1 Método del Perforador

Después de cerrar las preventoras, los fluidos de la formación continúan invadiendo el pozo hasta que la presión en el fondo del mismo iguale a la presión de la formación. En una formación con buena permeabilidad, puede ser necesario esperar varios minutos para que la presión del pozo cerrado se equilibre con la presión de la formación. Si la formación produce gas, la burbuja tiende a subir a la superficie a una velocidad de 15 a 20 pies por minuto. Es por esto que las presiones en la sarta y en el espacio anular tienden a aumentar lentamente. Por lo tanto el periodo de cierre del pozo no debe ser muy largo. Las presiones deben observarse meticulosamente cuando el pozo está cerrado. Cuando se estime que las presiones de cierre se hayan estabilizado, deben leerse y anotarse, tanto la presión de la sarta de perforación, como la de la tubería de revestimiento.

Tanto la presión de la sarta de perforación como la de la tubería de revestimiento se emplean cuando se hace circular el fluido en el pozo. La suma de la presión de la sarta de perforación y la presión de circulación reducida, representa el valor clave para mantener la presión constante en el fondo mientras se efectúa la circulación en el pozo. La presión de cierre en la sarta sirve además para calcular el aumento de densidad del lodo necesario para equilibrar la presión de la formación.

La presión de cierre de la tubería de revestimiento, después de empezar la circulación, es el valor inicial para ajustar el choke, al cual se le modifica la apertura con el fin de mantener constante la presión en la sarta de perforación.

El control de una arremetida con el Método del Perforador se realiza en dos ciclos de circulación:

- 1.** La primera circulación del pozo se efectúa empleando un fluido de perforación del mismo peso del que se estaba usando cuando surgió la arremetida. Debe

mantenerse constante la velocidad de bombeo. Normalmente, ésta es la velocidad de circulación reducida anotada anteriormente.

El choke de la tubería de revestimiento se controla de manera que se mantenga constante la presión de la sarta de perforación durante la primera circulación. Esta circulación desplaza el fluido Infiltrado y lo conduce por el espacio anular hacia la superficie.

2. La segunda circulación consiste en hacer circular el lodo más denso para controlar la presión de formación, eliminar y reemplazar al fluido más liviano en el pozo. La velocidad de bombeo se mantiene constante, generalmente, ésta es la misma empleada durante el primer ciclo de circulación. La presión de la tubería de revestimiento se mantiene constante mediante el ajuste del choke, al mismo tiempo que se llena de lodo nuevo la sarta de perforación. Luego de que la sarta de perforación se ha llenado de lodo nuevo, se anota y se mantiene constante la presión de la sarta de perforación mientras se llena de lodo nuevo el espacio anular. La presión de la tubería de revestimiento va disminuyendo gradualmente a medida que se llena el espacio anular con el lodo nuevo.

Se dá inicio a la primera circulación abriendo el choke y poniendo simultáneamente la bomba a la velocidad reducida -seleccionada anteriormente. Mientras tanto, se mantiene constante la presión en la tubería de revestimiento mediante el ajuste del choke. La presión de la sarta de perforación entonces se debe mantener (1) en el valor obtenido al sumar la presión de tubería (PCI) con la presión de circulación a la velocidad de bombeo previamente elegida, o bien (2) en el valor observado cuando la bomba alcanza una velocidad constante seleccionada mientras se mantiene constante la presión de la tubería de revestimiento

El perforador debe tener presente que transcurre un lapso entre el ajuste de la válvula estranguladora y los cambios de presión observados en el manómetro de la sarta de perforación. Este retraso es de un segundo por cada 1.000 pies de la longitud total de la columna, descendiendo por el espacio anular y subiendo por la sarta de perforación.

En un pozo de 10.000 pies de profundidad, esto representa un retraso de veinte segundos para que la regulación de la válvula se manifieste sobre el manómetro en la sarta de perforación. La demora exacta depende de la cantidad de gas en la columna y de la densidad del lodo utilizado. El olvido de este detalle ha sido causa de frecuentes errores de operación en operaciones de control de arremetidas, lo cual ha ocasionado fracturas de formación, entradas adicionales de fluido o reventones subterráneos.

La velocidad de bombeo debe mantenerse constante mientras se efectúa la circulación. Por lo tanto, la velocidad de la bomba deberá observarse cui-

dadosamente. En cualquier momento se puede parar la bomba y cerrar el pozo si se quiere hacerlo, sin ningún riesgo en la operación. Cuando se detiene la bomba, nuevamente debe observarse la PCT y PCR, para usarlas para restablecer la circulación.

A medida que se efectúa la circulación en el pozo para sacar el gas del espacio anular, se produce un aumento en el nivel de los tanques de lodo equivalente al volumen de gas que se introdujo en el pozo, más el volumen equivalente a la expansión del mismo a medida que este sube por el espacio anular. Cuando todo el gas ha sido sacado del pozo, el volumen de lodo en los tanques vuelve a su nivel original y el pozo estará nuevamente lleno de fluido.

Con el empleo del método del perforador para controlar el pozo se obtienen presiones mayores que cuando se emplean otros métodos. Estas presiones elevadas se deben a que el lodo de control no se encuentra en el espacio anular para balancear la presión de formación durante la primera circulación.

Cuando se trata de una arremetida de aceite o agua salada, el nivel de los tanques no aumenta mayormente durante la circulación en el pozo, por la naturaleza no comprimible de los líquidos.

Una vez que el fluido invasor ha sido circulado fuera del pozo, comienza a aparecer lodo limpio en la línea de retorno de la tubería de revestimiento. Si se desea, puede detenerse la bomba y cerrarse el pozo, Cuando el pozo está cerrado, las presiones en la sarta de perforación y en la tubería de revestimiento deben ser idénticas.

Para comenzar la segunda circulación se debe preparar seguidamente un lodo más denso. Cualquier velocidad constante de bombeo es aceptable. La velocidad de la bomba depende de la velocidad con que se mezcle la barita para mantener el peso deseado de lodo.

Mientras se llena la sarta de perforación con lodo densificado, la presión de la tubería de revestimiento debe mantenerse constante en el valor de la última presión de cierre observada. A medida que se llena la sarta de perforación, la presión en el manómetro del stand pipe disminuye. Cuando la sarta de perforación se halla repleta de lodo nuevo, el control de la presión en la operación se traslada a la sarta de perforación, empleando el valor de presión observado en la sarta cuando se llenó. Esta presión se mantiene regulando el choke mientras el espacio anular se llena con lodo nuevo. Se puede, entonces, parar la circulación y observar que la presión sea cero en la sarta y en la tubería de revestimiento. Si esta presión no fuese cero, se debe calcular nuevamente la densidad del lodo requerida para controlar el pozo, aumentar el peso del mismo y repetir por segunda vez la operación

5.1.2 Método del Ingeniero o Esperar y Densificar

Con el fin de eliminar una arremetida, reemplazando el lodo liviano con un fluido de mayor densidad para controlar la presión de la formación, se han desarrollado algunas variantes del método del perforador, y una de ellas es el llamado método de esperar y densificar o método de espere y densifique. Este método está basado en el supuesto que se pueda preparar el nuevo fluido de la densidad requerida en un tiempo razonablemente corto, mientras se mantiene el pozo cerrado. En otras palabras, se debe esperar antes de iniciar la circulación hasta llegar a densificar el lodo en los tanques.

La circulación para eliminar el gas, aceite o agua salada e introducir el lodo de mayor densidad se efectuará al mismo tiempo en lugar de realizarse en dos ciclos, como se hace en el método del perforador. En este caso, se obtiene una presión sobre la zapata de la tubería de revestimiento menor de la que se obtiene con el método del perforador, cuando se utiliza el método de esperar y densificar se circula un lodo de una densidad mayor que la del lodo para balancear la presión de la formación, puede producirse una presión mayor sobre la zapata de la tubería de revestimiento.

Para efectuar el método de esperar y densificar se requiere una circulación, más el tiempo necesario para aumentar la densidad del lodo en el tanque de succión. Obviamente, el método del perforador requerirá más tiempo porque necesita dos circulaciones.

En el método de esperar y densificar es necesario que el lodo destinado al control de la presión del pozo sea mezclado en el tanque de succión antes de comenzar la circulación. Cuando el lodo con la densidad de control ya está listo en el tanque de succión, se hace funcionar la bomba a la velocidad reducida de control de circulación, de igual modo que en el método del perforador, mientras se mantiene constante la presión de la tubería de revestimiento a su valor de cierre, mediante al ajustar del estrangulador.

Cuando la bomba alcanza la velocidad constante elegida, se lee la presión inicial de circulación en el indicador de presión de la sarta. A medida que se bombea lodo densificado de control por la sarta, la presión de circulación inicial disminuye una cantidad equivalente a la presión de cierre de la sarta de perforación, menos el aumento de presión de fricción ocasionado por el lodo más denso a medida que es bombeado hacia abajo de la sarta. Una vez que el lodo de control llega a la broca, la presión de circulación se mantiene constante hasta que el fluido de perforación es bombeado afuera del pozo.

La presión en la tubería de revestimiento aumenta hasta que el gas infiltrado llega a la superficie, luego disminuye hasta cero cuando el espacio anular se llena con el fluido densificado. Cualquier exceso de presión que se requiera como margen

de seguridad, puede mantenerse en la tubería de revestimiento regulando el estrangulador; esto se reflejará como una presión de circulación mayor en el estrangulador, en la zapata de la tubería de revestimiento y en la sarta de perforación

Para calcular los tiempos de desplazamiento y los strokes de la bomba, deberán utilizarse los datos recomendados por el fabricante para el taladro de perforación y los componentes de la sarta de perforación en uso. Estos datos son los siguientes:

Profundidad de pozo = 10.000 pies.
Diámetro de la broca = 12-1/4 pulgadas
Tubería de perforación = 5 pulgadas OD 19.6 lbs/pies IF. 9.400 pies
Drill collars = 8 pulgadas OD x 3 pulgadas ID. 600 pies
Tubería de revestimiento = 13-3/8 pulgadas OD, 3.500 pies
Densidad del lodo = 12 lpg
Presión de bombeo durante la perforación = 3.000 Psi a 60 spm
Presión de circulación reducida = 1000 Psi a 35 spm
Velocidad de bombeo = 290 gpm a 35 spm
Presión de cierre en tubería de perforación = 260 Psi
Presión de cierre en tubería de revestimiento = 400 Psi
Aumento de nivel en los tanques debido al gas = 20 barriles

La caída de presión del sistema se determina accionando la bomba a la velocidad reducida de 35 spm, lo que produce en ese momento una presión reducida de 1.000 Psi, También podrán usarse otras velocidades reducidas de circulación con sus presiones correspondientes.

Es posible calcular el tiempo que se demora el lodo en circular de la superficie hasta la broca, empleando datos tales como la velocidad específica de bombeo, el diámetro de la camisa y la longitud de la carrera del pistón así como la longitud total de la sarta de perforación y las drill collars en el pozo.

Existen tablas y gráficas para facilitar estos cálculos, los cuales señalan el desplazamiento de la bomba. En el caso presente, el desplazamiento (la bomba es por minuto. Con 10000 pies de sarta de perforación y drill collars se necesitan 25 minutos para desplazar el fluido contenido en la sarta, tiempo que equivale a 875 strokes de bomba.

Las verificaciones de las presiones de cierre en la sarta perforación y en la tubería de revestimiento, así como el aumento de volumen en los tanques, se efectúan del mismo modo que en el método del perforador. Así mismo, la presión de circulación Inicial que se lee en el stand pipe al comenzar el procedimiento de controlar el pozo se obtiene sumando la presión de circulación reducida mas la presión de cierre de la sarta de perforación, tal como en el método del perforador. Esta presión cambiará mientras la sarta se llena con el lodo de mayor densidad.

Si por alguna razón se desea circular el pozo a una velocidad superior o inferior a la velocidad previamente establecida, entonces se accionará la bomba a la velocidad deseada, mientras se mantiene constante la presión de cierre de la tubería de revestimiento anotada (400 Psi, en este caso), mediante el uso del estrangulador. La presión del stand pipe observada en ese momento será la presión de circulación inicial para la velocidad específica de bombeo que se emplee.

El cálculo del aumento de densidad del lodo se efectúa del mismo modo que con el método del perforador, indicado por la ecuación:

$$AD = \frac{20 \times PCSTP}{TVD}$$

Donde:

AD = Aumento de densidad del lodo (lpg)
 PCSTP = Presión de cierre de la sarta de perforación
 TVD = Profundidad vertical verdadera (pies)

Para mayor precisión se puede calcular con la constante 19.25

Si se usa con la segunda constante, es aconsejable agregar un factor de seguridad para contrabalancear la presión de formación bajo condiciones estáticas luego de controlar el pozo, especialmente antes de realizar un viaje.

La densidad del lodo necesario para controlar el pozo es equivalente a la suma del aumento de densidad del lodo, más el peso del fluido de perforación en uso cuando se penetró la formación de alta presión.

La presión final de circulación cuando la sarta de perforación está llena de lodo densificado se puede calcular usando la presión del stand pipe indicada anteriormente (10000 Psi, en este caso).

$$PFC = \frac{PCR \times DL_n}{DL_o}$$

Donde

PCR = Presión de circulación reducida en Psi
 DL_n = Densidad del lodo nuevo en Psi
 DL_o = Densidad del lodo original en Psi
 PFC = Presión final de circulación en Psi

La presión final de circulación en la sarta de perforación debe mantenerse constante después de haberse llenado con lodo de mayor densidad. El análisis gráfico al pie del formulario de trabajo permite al operador conocer en cualquier

momento la presión conveniente que debe mantener en el stand pipe mientras llena la sarta de perforación con el fluido de mayor densidad.

En el problema de ensayo, la presión Inicial de circulación a 35 spm y 1,260 Psi se reducirá gradualmente mediante el ajuste del estrangulador, mientras el bombeo continua, a 1.040 Psi en 25 minutos, lo que equivale a 875 strokes de la bomba. Se notarán presiones intermedias en la línea, de conexión entre las presiones inicial y final de circulación.

Si por alguna razón la mezcla del lodo no se coordina con la velocidad de la bomba, se le puede detener, cerrar el pozo y obtener nuevas lecturas de los niveles de presión en la sarta de perforación y en la tubería de revestimiento para a continuación anotarlas. En seguida se puede hacer funcionar la bomba a cualquier velocidad, mientras la presión de tubería de revestimiento se mantiene en el último valor anotado, ajustando el estrangulador.

Cuando se alcanza la velocidad de bombeo deseada, el control de la tubería de revestimiento se traslada a la presión de la sarta de perforación. Si el lodo densificado de control ha llegado hasta la broca, se debe mantener constante la presión de circulación en la sarta haciendo funcionar la bomba a una velocidad constante hasta que el lodo densificado de control llegue a la superficie. Si el lodo densificado de control no ha llegado a la broca se debe reducir la presión de circulación observada en la sarta hasta llegar a la presión de circulación. Esta presión de circulación debe mantenerse constante hasta que el pozo haya sido circulado. La presión de circulación final podrá mantenerse constante a menos que exista un efecto de fricción en el choke y el múltiple.

El efecto de fricción en el estrangulador y el múltiple (a través del cuerpo del choke mismo, más la tubería superficial que se extiende más allá de él) debe generalmente Ignorarse. Si la fricción fuera considerable se haría notar solo durante las operaciones finales de la operación de control, y solo cuando el choke está completamente abierto. Es imposible reducir la presión del choke más allá de este valor, por lo tanto la presión en la sarta de perforación aumentará lentamente. La presión de circulación final será ahora la presión de circulación reducida (determinada con pozo abierto) más la fricción entre el choke y el múltiple, y el choke y su cuerpo, todo ello compensado para el aumento de densidad del lodo.

5.1.3 Método Concurrente o Densificar por Etapas

El método de "circular y densificar" para controlar la presión en un pozo es muy parecido al método de esperar y densificar, excepto que la circulación se comienza de inmediato y la densidad del lodo se aumenta gradualmente de acuerdo a un programa determinado. Será necesario calcular los ciclos de bombeo requeridos para circular el lodo hasta el fondo de la sarta de perforación para los Aumentos de densidad del lodo seleccionados. Usando los datos del pozo

del ejemplo anterior se pueden hacer los siguientes cálculos para obtener la capacidad de la sarta de perforación:

TABLA 5 Capacidad de la sarta de perforación para el método concurrente

SECCION DE LA SARTA	LONGITUD (pies)	CAPACIDAD (bbl/pie)	CAPACIDAD (bbl)
Tubería de perforación	9.400	0.0176	165.4
Drill Collar	600	0.0087	5.2
			170.6

En este caso la bomba se hace funcionar a 35 spm para circular 286 galones por minuto, lo que equivale a 0.195 de barril por estroke. Los ciclos de bombeo para desplazar la sarta de perforación son los siguientes:

$$170.6 \text{ bbl} / 0.195 \text{ bbl/stk} = 875 \text{ stk, ó } 25 \text{ min a } 35 \text{ spm}$$

La densidad del lodo (12,5 lbs/gal) necesaria para controlar las 260 Psi en la sarta de perforación, puede calcularse de la misma forma que se hizo en los ejemplos anteriores.

La presión en la sarta de perforación cuando se ha comenzado a circular es de 1,260 Psi, usando 12 lpg; la presión final, cuando el lodo de 12.5 lpg ha llenado la sarta es de 1,040 Psi. Esta información puede emplearse, ya sea con una tabla o con un gráfico, para determinar las presiones de circulación para densidades intermedias de lodo. (Ver tabla 6).

TABLA 6 Presiones de circulación para densidades intermedias de lodo

DENSIDAD DE LODO HASTA EL FONDO (lpg)		PRESIÓN DE CIRCULACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACION (psi)	
Inicial	12.0	Inicial	1260
Final	12.5	Final	1040
Aumento	0.5	Diferencia	220

Como la presión de circulación de la sarta de perforación es disminuida en 220 Psi mientras la densidad del lodo es aumentada por 0.5 lpg, cada aumento de 0.1 lpg en la densidad del lodo equivale a:

$220/5 = 44$ Psi por cada 0.1 lpg

Como se muestra en la tabla 6, la presión se reduce a 44 Psi por cada 0.1 Lpg de aumento de densidad en el lodo, y esta puede emplearse para diseñar programas de densidad del lodo en relación a la presión de circulación de la sarta de perforación. Algunos operarios mezclan el lodo hasta una densidad intermedia durante la primera circulación, haciendo necesario que se circule el pozo dos o más veces antes de lograr la densidad de control.

Cuando la sarta de perforación está llena de fluido con densidad de control, la presión de ella ha sido reducida a 1040 Psi. Su presión se mantendrá en este valor mientras que en el espacio anular haya lodo de 12.5 Lpg „ Cuando se completa la circulación con lodo de 12,5 Lbs/gal, las presiones de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento deberán ser iguales a cero.

5.2 Métodos no convencionales

Estadísticas actualizadas demuestran que de todos los reventones ocurridos durante la actividad de perforar o reparar un pozo, más de un 40% de ellos tienen lugar durante "viajes" con la tubería de perforación.

La explicación de éste hecho se afianza en la dificultad para controlar un pozo que arremete cuando la broca no está en el fondo, y en la evidencia de no haber utilizado un método adecuado de control. Un error comúnmente detectado es el hecho de utilizar un Método Convencional (del perforador o del Ingeniero), para restablecer el control, a sabiendas de que estos métodos son aplicables siempre, y cuando la broca esté en el fondo del pozo. Una práctica aceptada comúnmente en la mayoría de las áreas es la de tratar de regresar al fondo bajando la broca tan pronto como sea posible, siempre que el flujo no sea excesivo. El problema al momento de tomar la decisión es, ¿que se considera un flujo excesivo y que no?. Esta incertidumbre originó en el pasado arremetidas de un alto volumen, lo cual hizo más difícil o casi imposible el control del pozo.

Si el volumen de influjo es pequeño, puede Intentarse regresar la tubería hasta el fondo después de instalar una válvula en la kelly y por encima de ésta, un preventor interno.

TABLA 7. Comparación de ventajas y desventajas de los métodos convencionales

COMPARACION DE METODOS		
METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PERFORADOR	<ul style="list-style-type: none"> • Simple de enseñar y entender. • Muy pocos cálculos. • En el caso de lodo salado el influjo es sacado rápidamente para prevenir asentamiento de arena alrededor de las barras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta presión en la zapata del revestimiento. • alta presión en el anular (GAS). • toma dos circulaciones
ESPERAR Y DENSIFICAR	<ul style="list-style-type: none"> • la más baja presión del revestimiento. • la más baja presión en la zapata del revestimiento. • menor tiempo de circulación • se controla con una sola circulación. 	<ul style="list-style-type: none"> • requiere el más largo tiempo sin circular mientras se mezcla el lodo de control. • la tubería pegarse debido al asentamiento de la arena mientras no se circula. • requiere un poco mas de cálculos.
CIRCULAR Y DENSIFICAR	<ul style="list-style-type: none"> • mínimo tiempo de no circulación. • excelentes para aumentos a densidades muy altas. • las condiciones del lodo pueden mantenerse a lo largo con la densidad del mismo. • menor presión del revestimiento que el método del perforador 	<ul style="list-style-type: none"> • los cálculos son un poco más complicados. • requiere más tiempo de circulación. • las más grandes presiones del anular y la presión en la zapata que el método de esperar y densificar.

El supervisor decide que se considera un volumen aceptable basándose en la máxima presión anular permisible en la superficie (MPAPS), en el tipo de influjo, profundidad de la arremetida (asumido) y velocidad de percolación (en caso de influjo de gas). Aun así, estos métodos no garantizan que el volumen de la arremetida no pueda llegar a ser excesivo, ya que es muy difícil medir el volumen de retorno y el flujo del pozo. Quizás el factor más importante sea conocer la posición del influjo con relación a la tubería de perforación. Si se corre la broca y los drill collars, inadvertidamente dentro del influjo, ocurre una pérdida de presión

hidrostática y el resultado de esta situación puede ser la pérdida del balance sobre la presión de la formación ocurriendo un aumento en el volumen del influjo y finalmente presiones excesivas en la superficie.

En vista de lo analizado anteriormente se hace evidente que el procedimiento es cerrar el pozo a la primera indicación de flujo. Si se observa estrictamente este, las presiones de cierre son en todo caso mínimas y se tienen más alternativas para tomar la decisión de cómo controlar el pozo.

Como se explicó anteriormente, un pozo que esté en equilibrio durante la perforación puede volverse inestable momentáneamente durante un viaje, debido a que el mismo fue "suabeado" por la sarta de perforación o no se mantuvo lleno. En cualquier caso, pueden entrar fluidos de la formación al hueco.

El "suabeo" puede ser causado por:

- Alta velocidad de sacada de la sarta.
- Espacios anulares hueco/drill collars reducidos.
- Malas condiciones del lodo.
- Estabilizadores embolados.

El "suabeo" puede detectarse midiendo exactamente el volumen de lodo requerido para llenar el hueco. Este es suabeado si el volumen requerido es menor que el volumen de la tubería de perforación sacada del pozo.

Entre los métodos de control no convencionales tenemos:

- Circulación con lodo pesado
- Arrastre (Stripping)
- Volumétrico
- Forzamiento (Bull-Heading)

5.2.1 Método de Circulación con lodo Pesado

El objeto de éste método es eliminar las presiones de superficie, lograr bajar la sarta de perforación hasta una profundidad que permita controlar efectivamente el pozo (preferiblemente el fondo). Sin embargo, la habilidad para eliminar las presiones superficiales depende de si el Influxo de gas esta subiendo en el hueco abierto por debajo de la broca y si se puede preparar un lodo de peso suficiente para balancear la presión de fondo.

Ejemplo de cálculos para el método de circulación de lodo pesado con la broca fuera del Fondo del Pozo

DATOS:

Profundidad perforada: 13000 pies.

Revestimiento de superficie; 13 3/8" a 6000 pies.

Tubería.de perforación: 5" 19.5 LBS/pie XH "E" y "S"

Drill collars: 600 pies de 8" x 2 13/16"

Tamaño del hueco: 12-1/4",

Condiciones después de la arremetida durante un viaje:

Extremo de la Sarta: 9000'

Ganancia en los tanques: 20 barriles (V)

Presión de cierre de la tubería de Perforación: PCTP): 300 lbs / pulg²

Densidad del lodo en uso: 12 LBS/GAL

Presión de cierre en el revestimiento (PQR): 300 Psi

Determinar la densidad del lodo necesaria para balancear el pozo (eliminar la presión de cierre) y luego bajar la sarta hasta el fondo.

1. Cálculo de la densidad del lodo necesaria para balancear el pozo (D_c).

$$D_c = D_1 + D_2$$

Donde:

D1= Densidad original del lodo

D2= Aumento de densidad debido a la presión de cierre de la tubería de perforación.

$$D_1 = 12 \frac{Lbs}{gal}$$

$$D_2 = 20 * \frac{P_{CTP}}{HM}$$

HM: Profundidad del extremo de la Sarta

$$D_2 = \frac{20 * 300}{9000} = 0.67 \frac{Lbs}{gal}$$

Luego:

$$D_c = D_1 + D_2 = (12 + 0.67)Lbs/gal = 12.67 Lbs/gal$$

2. Cálculo de la densidad del lodo necesaria para regresar la sarta hasta el fondo

$$D_{cf} = D_c + D_{fs}$$

Donde:

$$D_c = 12.67 \frac{Lbs}{gal}$$

D_{FS} = Aumento del peso del lodo debido a factores de seguridad.

$$D_{FS} = D_{FS}' + D_{FS}''$$

D_{FS}' = Factor de seguridad para compensar la pérdida de presión hidrostática por desplazamiento del lodo pesado cuando se baja la sarta hasta el fondo.

D_{FS}'' = Factor de seguridad para compensar la pérdida de presión hidrostática por aumento en la altura de la burbuja de gas.

Cálculo de DFS

- Volumen desplazado por la tubería de perforación cerrada (utilizar un preventor interno).

$$V_{DTP} = 0.0243 \text{ bls/pie}$$

- Volumen de lodo pesado desplazado al bajar 4000' de tubería (desde 9000' hasta el fondo):

$$0.0243 \text{ Bbls/pie} \times 4000 \text{ pies} \approx 97.2 \text{ Bbls.}$$

- Altura ocupada en la sarta por el lodo original cuando se desplacen 97.2 Bbls de lodo pesado:

Altura de los drill collars de perforación: 600 pies

Volumen frente a los drill collars

$$V_B = 600 \text{ pies} \times \text{capacidad anular hueco abierto-drill collars Bbls/pie}$$

Capacidad anular hueco abierto-drill collars:

$$Cap. Anular = \frac{12.25^2 - 8^2}{1029.4} = 0.0836 \frac{Bbls}{pie}$$

Luego: $V_B = 600 \times 0.0836 = 50.16$ Bbls.

Altura ocupada por el lodo original frente a la tubería de perforación:

$$= \frac{97.2 - 50.16}{\frac{(12.25^2) - (5)^2}{1029.4}} = 387 \text{ pies}$$

Altura total ocupada por el lodo original al desplazarse 97.2

Bbls:

$$H = 600 + 387 \text{ pies}$$

$$H = 987 \text{ pies}$$

Disminución de Presión hidrostática:

$$987 \text{ pies} \times (\text{Gradiente lodo de control} - \text{Grad. lodo original}) \text{ psi/pie}$$

$$987 \times 0.052 (12.67 - 12.0) = 34.4 \text{ Psi}$$

Aumento necesario en el peso del lodo para contrarrestar una disminución hidrostática de 34.4 Psi:

$$D_{FS}' = \frac{20 * 34.4}{9000} = 0.08 \frac{\text{Lbs}}{\text{gal}}$$

Cálculo de D_{FS}'

- Altura de la burbuja en el hueco abierto

$$H_1 = \frac{20 \text{ Bbls}}{\frac{(12.25)^2}{1029.4}} = 137 \text{ pies}$$

- Altura de la burbuja frente a las drill collars

$$H_2 = \frac{20 \text{ Bbls}}{0.0836 \frac{\text{Bbls}}{\text{pie}}} = 239 \text{ pies}$$

- Aumento en la altura de la burbuja:

$$H_2 - H_1 = 102'$$

- Pérdida de Presión hidrostática:

$$0.052 \times 12.67(\text{psi}) \times 102 \text{ pies} = 67.2 \text{ psi}$$

$$D_{FS}' = \frac{20 * 67.2}{9000} = 0.15 \text{ Lbs/gal}$$

Luego:

$$D_{CF} = 12.67 + 0.08 + 0.15 = 12.9 \text{ Lbs/gal}$$

5.2.1.1 Procedimiento

- 1 Con lodo 12,9 lbs/gal hacer una circulación completa a 9000' (utilizar un preventor Interno)
- 2 Bajar la sarta hasta el fondo a velocidad moderada, observándose el pozo constantemente y chequeando el volumen de fluido desplazado.
- 3 Analizar la razón por la cual ocurrió la arremetida durante el viaje y ajustar el peso del lodo a un valor adecuado para realizar el viaje nuevamente. Recordar que si el valor Standard de la API para sobrebalance por efecto de "Suabeo" es de 0.3 lbs/gal en exceso del peso del lodo para controlar la presión del yacimiento.
- 4 Si la razón por la cual ocurrió la arremetida, por ejemplo, fué el hecho de que el lodo de 12 lbs/gal apenas balanceaba la presión del yacimiento; se debe llenar el pozo con lodo de 12.9 lbs/gal en caso de no haber problemas de pérdidas de circulación. Suponiendo que la densidad de lodo equivalente de la formación sea Igual a la densidad del lodo utilizado para perforar (12 lbs/gal), la diferencia de presión resultante (Sobrebalance), cuando todo el pozo esté lleno con lodo de 13 lbs/gal será Igual a:

$$0.052 \times 1 \text{ lbs/gal} \times 13000 \text{ pies} = 676 \text{ Psi.}$$

Esta sobrepresión, puede originar problemas de pérdida de fluido hacia el yacimiento.

- 5 Si se tiene la posibilidad de provocar una pérdida de fluido llenando todo el pozo con lodo de 13 lbs/gal, se ajusta éste, al valor mínimo (12.3 lbs/gal) y se circula con lodo de este peso. El sobrebalance resultante será ahora igual a 203 Psi ($0.052 \times 0.3 \times 13000$).

5.2.2 Método de arrastre (Stripping)

Es necesario:

- Medir cualquier volumen desahogado.
- Manómetros de presión (Pequeñas Escalas).

- Los reguladores de Presión de los preventor deben estar en condiciones de operabilidad.
- Todo el personal debe conocer cabalmente los equipos y el procedimiento a utilizar.

La tubería de perforación puede arrastrarse a través del Preventor si el peso de la misma es suficiente para vencer el soporte dado por la presión del pozo. Si el peso de la tubería no es suficiente para arrastrarla, entonces debe ser empujada dentro del hueco.

- Usar el Preventor anular hasta con 1500 PSÍ de presión de cierre anular.
- Cuando se desea pasar una herramienta de tamaño poco usual (Cross-over o Kelly Cock) usar el anular combinado con un Ram de tubería.
- En la operación de stripping utilizando dos arietes da tubería, siempre debe haber un Preventor adicional de tubería por debajo de éstos.

Si se mide el volumen de fluido desalojado, es posible determinar si el gas está migrando. Por ejemplo, sí no hay migración, la presión superficial permanece constante mientras la sarta alcanza el influjo, dado que el volumen de fluido recibido es Igual al volumen desplazado por la tubería.

Cuando la tubería alcanza al influjo que invade el pozo, la presión en la superficie aumenta si el fluido de la formación es menos pesado que el fluido de perforación. La presión en la superficie aumenta porque la capacidad del espacio anular entre el hueco y la sarta es menor que la capacidad del hueco abierto y la altura de la columna de fluido de la formación se incrementa resultando en una caída de presión hidrostática. Si existe migración del gas, la presión en la superficie aumenta a pesar de que el volumen de fluido desalojado sea igual al volumen de fluido desplazado por la tubería. Se debe permitir la expansión de la burbuja para prevenir presiones excesivas en la superficie.

Ejemplo de Cálculos para el método de Arrastre de Tubería (Stripping)

Asumiendo que no hay migración de gas

Prof.: 15000 pies

Φ Broca: 5 7/8"

Dp's: 3-1/2" 15.5 lbs/ pie IF

Peso Lodo: 15 lbs(0.78 Psi) gal/pie

Dc's: 600' 4 3/4" x 2 1/2"

Prof. Zapata: 13000 Pies. 7" 35 lbs/pie

Grad. fract. @ 13000' = 0,91 psi/pie

El pozo fluye sacando tubería con la broca a 13000'

PAN = 200 Psi

PDP = 200 Psi

Ganancia: 20 Bbls.

Cálculos:

Altura de la burbuja en el hueco abierto (h):

$$h = \frac{20 \text{ Bbls}}{\frac{(5.875)^2}{1029.4}} = 596 \text{ Pies}$$

Desplazamiento de la Tubería de Perforación (Cerrada)

$$D = \frac{(3.5)^2}{1029} = 0.012 \frac{\text{Bbls}}{\text{Pie}}$$

Una parada de 100 pies

$$0.012 \frac{\text{Bbls}}{\text{pie}} * 100 \text{ Pies} = 1.2 \text{ Bbls/parada}$$

$$\frac{\text{Psi}}{\text{Bls}} = \frac{0.78 \text{ Psi/pie}}{\frac{(5.875)^2 - (4.75)^2}{1029.4} \frac{\text{Bbls}}{\text{pie}}} = 67.17 \text{ Psi/Bbls}$$

5.2.2.1 Procedimiento

- 1 Comenzar a arrastrar la tubería de vuelta al fondo del pozo.
- 2 Descargar un volumen de lodo igual al volumen de la tubería de perforación arrastrada. Esto es alrededor de 1.2 Bbls por cada parada arrastrada.
- 3 Continuar arrastrando la tubería de perforación y desalojando lodo igual al volumen total de la misma. Basándose en los cálculos realizados, el influjo se encuentra a 596 pies del fondo o después de arrastrar 1404 pies de tubería dentro del pozo. En este instante, si no ocurre migración del gas, se descargan alrededor de 17 Bbls de lodo y la presión en el anular debe haberse mantenido constante en 200 PSI.
- 4 Cuando la sarta entra al influjo, aumenta la altura del mismo al ocupar un espacio más pequeño entre el hueco y los portabrocas. Será necesario

desalojar un volumen de 0.012 Bbls/pie x 596 pies = 7.15 Bbls, para introducir la sarta desde el tope de la burbuja hasta el fondo del pozo. Durante este tiempo la presión en el espacio anular debe aumentar 67.17 PSI/Bbl x 7.15 Bbls. = 480 PSI y la presión en la tubería de perforación se reduce a cero (0).

PAN (FINAL) = 200 + 480 = 680 PSI.

5.2.2.1.1 Arreglos adecuados para Arrastrar Tubería

Asumiendo que hay Migración de Gas

- 1 Empezar a arrastrar la tubería dentro del hueco.
- 2 Descargar un volumen de lodo igual al volumen de la tubería de perforación. Si el gas está subiendo, la presión en el espacio anular comienza a aumentar aun cuando se esté descargando por el stripping de la tubería.
- 3 Descargar un volumen adicional de lodo que represente una disminución de presión hidrostática entre 50 y 250 PSI y permitir que la presión anular aumente lo necesario para contrarrestar esta disminución de presión hidrostática.

PH =50 Psi (Disminución de presión hidrostática)

$$\frac{0.78 \text{ Psi/pie}}{\frac{(5.875)^2 \text{ Bbls}}{1029.4 \text{ pie}}} = \frac{0.78}{0.0335} = 23.3 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbls}} = 0.043 \text{ Bbls/Psi}$$

$$50 \text{ Psi} * 0.043 \frac{\text{Bbls}}{\text{Psi}} = 2.15 \text{ Bbls}$$

Ahora se debe dejar que la presión anular aumente otras 50 PSI y continuar el proceso hasta que el tope de la columna de gas expandido se alcance con la tubería arrastrada.

- 4 Asumir que se han descargado 6,45 Bbl de lodo en la superficie, en exceso del volumen desplazado por la tubería, cuando el tope de la columna de gas es alcanzado. Se debe tomar en cuenta la velocidad de percolación para predecir cuando la broca alcance el tope de la burbuja de gas, ya que la misma aumenta su altura al entrar el gas a un espacio más reducido.

Anotar las presiones durante el transcurso del control del pozo y arrastrar a una velocidad moderada y prefijada.

Si asumimos que se han descargado 6,45 en exceso de lodo, además del volumen desplazado por la tubería, cuando el tope de la columna de gas es alcanzado, La longitud de la columna es de:

$$596' + \frac{6.45 \text{ Bbls}}{\frac{(5.875)^2 \text{ Bbls}}{1029 \text{ Pie}}} = 596 + \frac{6.45}{0.0335} = 789 \text{ Pies}$$

Y la presión en el espacio anular es ahora $200 + (3 \times 50)$
 PAN = 350 PSI

5. Al introducir la sarta en el gas, éste se expande como consecuencia del volumen desalojado.

$$789 \text{ pies} * 0.012 \frac{\text{Bbls}}{\text{pie}} = 9.5 \text{ Bbls}$$

Y esto significa una PAN adicional de:

$$67.15 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbls}} * 9.5 \text{ Bbls} = 638 \text{ Psi}$$

De modo que la presión anular debe permitirse que aumente hasta $(350 + 638)$ PSI = 988 PSI.

$$\begin{aligned} MPAPS &= (13000 * 0.91) - (0.78 * 13000) = 1690 \text{ Psi} \\ 1690 &> 988 \text{ Psi} \quad O.K. \end{aligned}$$

5.2.3 Método Volumétrico

El método volumétrico es utilizado cuando, por algún motivo, no se circula convencionalmente para sacar el influjo del pozo.

Por ejemplo:

- a. Boquillas de la broca tapadas.
- b. Falla de equipos.
- c. Muy poca o no hay tubería en el pozo.
- d. Durante operaciones de stripping.

Un influjo de fluido (gas) más liviano que el lodo circundante, percolará hacia la superficie y si no se toman acciones para desahogar lodo a través del estrangulador, el Influjo mantiene su volumen inicial y lo que es más importante, su presión inicial.

Si ocurre una arremetida con la broca en el fondo y se tiene un manómetro adecuado para medir la presión de la tubería de perforación (PTP), el problema de mantener la presión del fondo del pozo (PFP) igual a la presión del yacimiento (P_y), se soluciona fácilmente purgando el Aumento de presión hasta que PTP haya retornado a su valor inicial. El volumen purgado es de poco interés dado que la columna hidrostática en la tubería de perforación permanece inalterada y será suficiente para mantener PFP igual a P_y .

Sin embargo, si no se tiene un manómetro adecuado, la aproximación varía considerablemente. Las columnas de lodo y gas sobre y debajo de la broca, ejercen una determinada presión hidrostática dependiente de la densidad y altura de los fluidos presentes. La PFP es equivalente a la suma de la presión superficial y la columna hidrostática, Debido a esto, para mantener PFP igual a P_y debe purgarse cierto volumen de fluido del espacio anular para permitir la expansión de la burbuja mientras el influjo percola hacia la superficie. La predeterminación de la cantidad correcta de fluido a purgar para una caída de presión dada no es posible dado que el gas se comporta de acuerdo a la ley de Boyle y no se conoce la posición inicial y por consiguiente la presión del mismo.

Para mantener el balance entre PFP y P_y debe incrementarse la presión anular cada vez que, el lodo es purgado por el estrangulador para la pérdida de presión hidrostática en el pozo.

5.2.3.1 Método Volumétrico Estático

Este método no requiere modificación especial en el taladro excepto que el estrangulador debe comunicarse con el tanque de viaje y se debe conocer su capacidad por pulgada. (Ver figura N° 13).

Proceder como sigue:

- Después de cerrar el pozo, determinar el volumen de influjo y anotar las presiones a Intervalos de cinco (5) minutos.
- Seleccionar un aumento de presión de trabajo adecuada (P_w). Cuando se selecciona P_w tomar en consideración la relación entre el volumen (Bbls) equivalente por Psi y la capacidad del tanque de viajes.
- Determinar el volumen equivalente en el espacio anular drill collars/hueco abierto por Psi de columna hidrostática.
- Determinar un margen de seguridad (P_s) para compensar el efecto del mal manejo del estrangulador y la pérdida de hidrostática cuando el Influjo pase del hueco abierto al espacio anular drill collars/hueco abierto.

Ejemplo de Cálculos para el Método Volumétrico Estático

Arremetida Sacando Tubería

$$D_{ZAP} = 13500' (7'') \text{ } 35 \text{ Lbs/pie} ; G_{FRAC} = 0.95 \text{ Psi/pie}$$

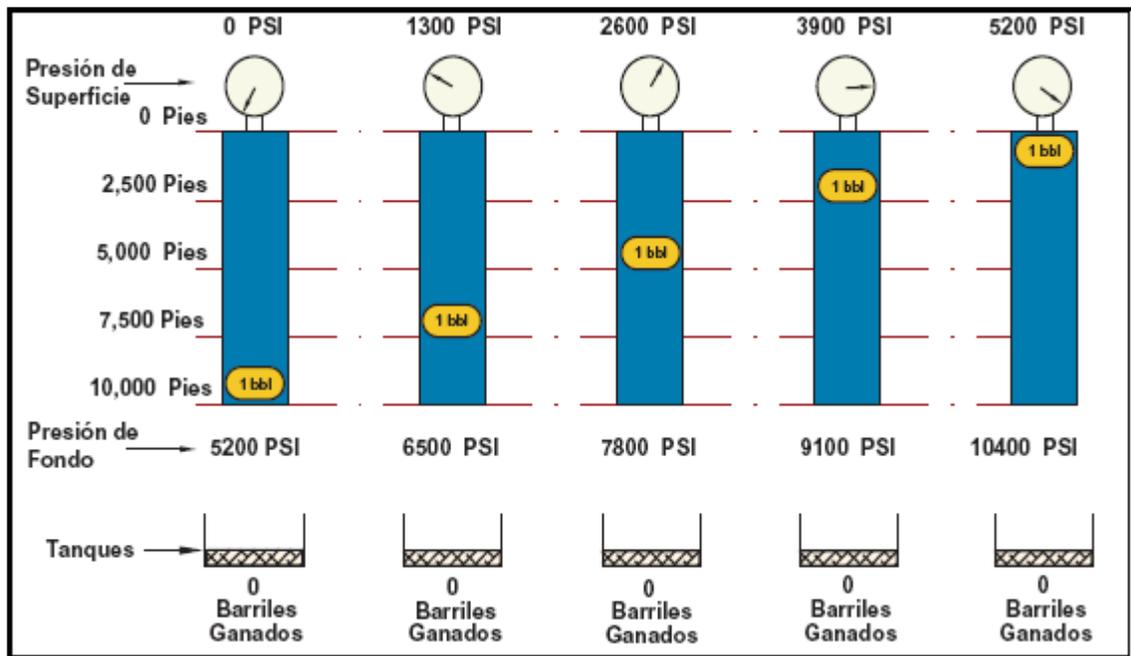
$$P_t = 18400'$$

Punta de la tubería: 14000'

$P_{CR} = 400 \text{ PSI}$

$P_{CTP} = 400 \text{ PSI}$

FIGURA 13. Método volumétrico estático



$$Ganancia = 20 \text{ Bbls}$$

$$Hueco = 5 \frac{7}{8}''$$

$$Barras = 600' \ 4 \frac{3}{4}'' * 2 \frac{1}{4}''$$

$$anularbarras/H. A. = \frac{(5.875)^2 - (4.75)^2}{1029.4} = 0.116 \text{ Bbls/pie}$$

$$\Delta V = 2 \text{ Bbls (seleccionado)}$$

$$\frac{0.624 \text{ Psi/pie}}{0.0116 \text{ Bbls/Pie}} = 54 \frac{\text{psi}}{\text{Bbls}} = 108 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbls}} = P_w$$

$$P_{EST} = P_{CR} + P_w + P_s$$

$$P_s = P_{s1} + P_{s2}$$

$$P_{s1} = \text{ganancia (Bbls)} * F \frac{\text{Psi}}{\text{Bbls}}$$

$$F = \frac{1}{\text{Capacidad del hueco}} * (\text{grad. lodo} - \text{grad. gas}) * \left(\frac{\text{cap. hueco}}{\text{cap. hueco/barras}} - 1 \right)$$

$$\text{capacidad del hueco} = \frac{(5.875)^2 \text{ Bbls}}{1029.4 \text{ Pie}} = 0.03353 \text{ Bbls/Pie}$$

$$\text{Grad. de lodo} = 0.624 \frac{\text{Psi}}{\text{pie}}$$

$$\text{Grad. de Gas} = 0.15 \frac{\text{Psi}}{\text{Pie}} (\text{estimado})$$

$$\text{Capacidad del } \frac{\text{hueco}}{\text{barras}} = \frac{(5.875)^2 - (4.75)^2}{1029.4} = 0.0116 \text{ Bbls/pie}$$

$$F = \frac{1}{0.03353} * (0.624 - 0.15) * \left(\frac{0.03353}{0.0116} - 1 \right)$$

$$F = 26.7 \frac{\text{Psi}}{\text{pie}}$$

Luego:

$$\text{Psi} = 26.7 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbls}} * 20 \text{ Bbls} = 534 \text{ Psi}$$

Y

$$P_{s2} = 50 \text{ Psi (asumido)}$$

$$P_s = P_{s1} + P_{s2} = (534 + 50) \text{ Psi} = 584 \text{ Psi}$$

$$P_{EST} = 400 + 108 + 584 = 1092 \approx 1100 \text{ Psi}$$

Procedimiento

- Dejar aumentar PCR hasta 1100 PSI.
- Desalojar 2 Bbls de fluido manteniendo PEST constante.
- Dejar aumentar PEST hasta $PEST + P_w = 1100 + 108$ $PEST_2 = 1208$ PSI
- Desalojar nuevamente 2 Bbls manteniendo la $PEST_2$ constante. Repetir el proceso hasta que el gas este en la superficie (si lo permite MPAPS) y mantener esta presión pico desalojando toda la burbuja.

Es importante, como norma general, para la aplicación adecuada de este método, que el gas suba a una tasa de percolación mínima de 1000 pies/hora.

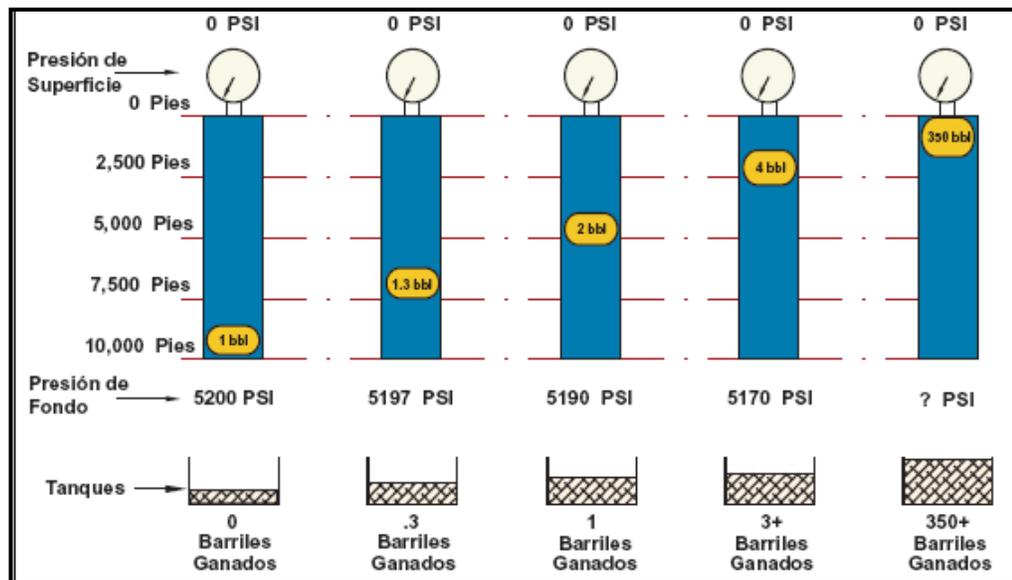
5.2.3.2 Método volumétrico Dinámico

Requiere modificación en el equipo para circular a través de la línea para matar. El cabezal y el múltiple de estranguladores deben estar dentro de un pequeño tanque calibrado donde pueda medirse un volumen razonablemente pequeño.

Procedimiento

1. después de cerrar el pozo, determinar el volumen del influjo y registrar las presiones en intervalos de 5 minutos.
2. determinar una presión de trabajo adecuada (P_w). Tomar en consideración la relación entre el volumen equivalente (Bbls) por PSI y la capacidad del tanque calibrado

Figura 14. Método volumétrico dinámico



3. Determinar el volumen equivalente en el espacio anular portabrocas/hueco abierto por PSI de columna hidrostática.

$$\frac{Bbls}{Psi} = \frac{Cap (Bbls/Pie) DC's/H.A}{\nabla Lodo (Psi/Pie)}$$

4. Determinar el margen de seguridad (Ps) para compensar el efecto del mal manejo del choke y de la pérdida de presión hidrostática cuando el influjo pase del hueco abierto al espacio anular H.A. / D_C'S.

Ps Consta de 2 componentes Ps = Ps1 + Ps2

Ps1: Se asume que el Influjo se encuentra por debajo de la broca. Si se considera el Influjo en el espacio anular frente a los DC'S Se requiere un aumento en la presión superficial para mantener la presión en el fondo sobre la presión de poros (Pp) cuando el Influjo alcance la sarta. No se sabe cuando se necesita esta presión adicional porque la posición exacta de la burbuja se desconoce y por consiguiente es necesario adoptar un factor de seguridad anticipado.

- Comenzar la circulación a través del cabezal con 100 GAL/MIN. aproximadamente y ajustar el estrangulador para obtener
PEST= PCR + PS +PW = 300 + 100 + 40 = 440 Psi.

Mantener PEST Constante (440 PSI) a 100 GAL/MIN hasta recibir en el tanque calibrado 5 Bbls.

- Una vez desahogado los 5 Bbls., Incrementar PEST en 40 Psi. PEST₂ = PEST + P_w = 440 + 40 = 480 Psi.
- Respetar el procedimiento hasta que el gas esté en la superficie o hasta que sea posible circular convenientemente con broca en el fondo. Cuando el gas alcance la superficie detener la circulación y mantener PEST en el valor pico mientras se desahoga el gas.
- Anotar los valores de presiones de la tubería de perforación y el espacio anular, el volumen y la presión hidrostática durante el procedimiento a intervalos de 5 minutos.

Ejemplo del cálculo para el método volumétrico Dinámico

$$PT = 15000 Pies$$

$$D = 12 \frac{Lbs}{gal} (0.624 Psi/pie)$$

$$\text{Hueco} = 12 \frac{1}{4}'' , 600' \text{ DC'S } 8'' * 2 \frac{13}{16}''$$

$$P_{CR} = 300 \text{ Psi}$$

$$P_{CTP} = 300 \text{ Psi}$$

$$\text{Ganancia} = 20 \text{ Bbls}$$

$$\text{capacidad del hueco abierto} = \frac{(12.25)^2 \text{ Bbls}}{1029.4 \text{ Pie}} = 0.1458 \text{ Bbls/Pie}$$

$$\text{Capacidad del } \frac{\text{anular}}{\text{nucleo}} = \frac{(12.25)^2 - (8)^2}{1029.4} = 0.0836 \text{ Bbls/pie}$$

$$\text{Grad. de Gas} = 0.15 \frac{\text{Psie}}{\text{Pie}}$$

$$F = \frac{1}{0.1438} * (0.624 - 0.15) * \left(\frac{0.1438}{0.0836} - 1 \right)$$

$$F = 2.4 \frac{\text{Psi}}{\text{pie}}$$

$$P_{s1} = 2.4 \frac{\text{psi}}{\text{Bbls}} * 20 \text{ Bbls} = 48 \text{ Psi}$$

$$P_{s2} = 50 \text{ Psi}$$

$$Pw(\text{capacidad en el tanque calibrado}) = 10 \text{ Bbls}$$

$$\frac{\text{Bbls}}{\text{Psi}} = \frac{0.0836 \text{ Bbls/psi}}{0.624 \text{ Psi/pie}} = 0.134 \frac{\text{Bbl}}{\text{Psi}} \approx 7.46 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbl}}$$

$$Pw = 46 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbl}} * 5 \text{ Bbls} = 37.3 \text{ Psi}$$

5.2.3.3 Método combinado de arrastre- volumétrico estático

Procedimiento

- 1 Después de cerrar el pozo, determinar el volumen del influjo y anotar, después de estabilizadas, las presiones en intervalos de 5 minutos o después de correr cada pareja.
- 2 Determinar un Aumento de presión conveniente (Py). Cuando se seleccione Py tomar en cuenta la relación entre el volumen equivalente por PSI y la capacidad del tanque de viaje.
- 3 Determinar el volumen equivalente en Dc's/H.A. por Psi de hidrostática.

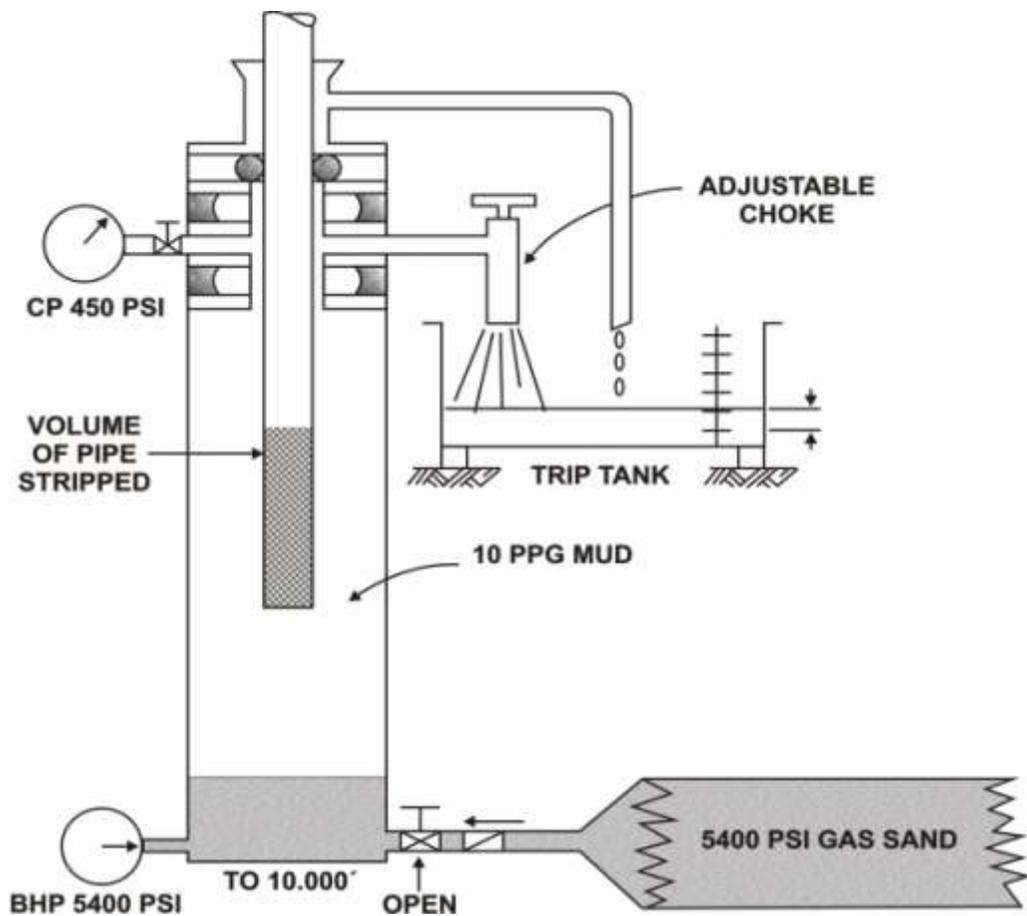
$$\frac{Bbl}{Lppg} = \frac{Cap(Bbl/pie) Dc's/H.A}{Grad.Lodo Psi/pie}$$

- 4 Determinar el factor de seguridad Ps
Ps = Ps1 + Ps2
Ps1= FACTOR de seguridad por expansión de la burbuja en el espacio anular frente a DC'S
Ps2= Factor de seguridad por mal manejo del choque.
Ps1 =F x Ganancia.
Ps1 = 2.4 x 20 = 48 Psi (Utilizando los datos del ejemplo anterior)
Ps2 =50 Psi.
Ps= Ps1+ PS2 = 48 + 50 = 98 Psi
- 5 Dejar que la presión en el anular Iguale a PEST
PEST - P_{CR} + Ps + P_W
Mantener PEST constante y purgar ΔV barriles en el tanque de viaje y arrastrar la tubería simultáneamente en el hueco.
- 6 Ajustar la presión de cierre en la preventora usado al mínimo (Evitar fugas)
- 7 Evitar efectos de pistón elevados (Presión de surgencia) ajustando la velocidad de stripping para mantener PEST constante.
- 8 Mantener PEST constante para el posterior stripping de tubería. El incremento en volumen debido al desplazamiento de la tubería cerrada es purgado simultáneamente en el tanque de viaje y en el tanque auxiliar para cerciorarse de que cualquier aumento en el volumen del tanque de viaje es debido únicamente a la expansión del gas.
- 9 Una vez que el volumen escogido ha sido acumulado en el tanque de viaje a una presión de estrangulador constante PEST, se permite que éste se incremente de nuevo en un valor Igual a P_w. Ahora PEST₂ = PEST + P_w

- 10 Repitiendo el proceso cuantas veces sea necesario, el gas puede percolar hacia arriba y expandirse mientras se mantiene la presión de fondo del pozo aproximadamente constante.
- 11 Los valores de presión, volumen y columna hidrostática deben anotarse en un esquema de control durante la operación de stripping después de arrastrar cada pareja.

A continuación se ilustra en la Figura 15 la representación gráfica en 2 etapas del método combinado arrastre - volumétrico estático

FIGURA 15. Método combinado arrastre- volumétrico estático



5.2.4 Método de forzamiento (Bull Heading)

Esto es un proceso de forzamiento de fluidos donde la presión es aumentada bombeando lodo dentro del espacio anular. En el caso general, el aumento de presión permitido en el espacio anular puede determinarse por las limitaciones del equipo y por el gradiente de fractura en la zapata del último revestimiento cementado.

Bajo ciertas condiciones no es aceptable permitir que un Influjos de la formación sea circulado hacia la superficie. En estos casos el procedimiento adecuado es forzar la arremetida de nuevo hacia la formación.

Tal es el caso de pozos profundos de alta presión y presencia de gas ácido (H_2S).

Procedimiento

Se toma como ejemplo un gradiente de fractura igual a 0.91 Psi/pie a 13000', lo cual es equivalente a una presión hidrostática de 11830 Psi. Si el lodo en el pozo tiene un peso igual a 15 lbs/gal (0.78 Psi/p1e) la presión hidrostática debido a la columna de lodo será igual a 10140 Psi y no debe perderse circulación hasta que la presión de cierre en el espacio anular más cualquier presión de circulación llegue a 1690 Psi (11830 - 10140). Una vez que la presión anular se aumente a 2190 Psi (Se sugieren en este ejemplo 500 Psi adicionales) y al nivel sostenido para forzar el gas de nuevo hacia la formación, se para el bombeo para determinar si la burbuja de gas está siendo Inyectado en la formación. Este proceso puede tomar varias horas. Cuando la burbuja de gas es forzada dentro de la formación, la presión superficial retorna a cero. En este punto, la sarta de perforación se baja hasta el fondo y se circula el lodo mientras se aumenta la densidad del mismo lo suficiente para prevenir "suabeo" cuando se saque nuevamente la tubería de perforación.

6 EQUIPO DE CONTROL DE POZOS

El equipo de control proporciona un medio para cerrar el pozo, sacar con seguridad el Influjos del mismo y reemplazar el fluido de perforación original por un fluido con la densidad suficiente para controlar la presión de la formación. Estas características son suficientes para las operaciones de tierra o en plataformas, pero para operaciones de perforación costa afuera, con equipos flotantes, se requieren otras características adicionales.

Si el equipo de perforación debe abandonar temporalmente el pozo, el sistema debe proporcionar un medio para mantener el pozo cerrado y asegurado hasta que se reanude la operación. El sacar el equipo rápidamente requiere que el sistema de control del pozo sea capaz de cortar la tubería de perforación y también requiere algún medio para soltar rápidamente el tubo elevador (Riser).

6.1 Definición de preventor

Como se mencionó anteriormente, el control primario del pozo se lleva a cabo, normalmente, manteniendo una columna de fluido de perforación de suficiente presión hidrostática para sobrebalancear la formación que está siendo perforada. El arreglo de preventoras es un equipo de soporte, que se usa para controlar el pozo cuando la formación se perfora sin suficiente presión hidrostática para sobrebalancear la presión de los poros de la formación. Puesto que no existe una tercera alternativa, la columna hidrostática del fluido de perforación, y el arreglo de preventoras son los únicos dos sistemas disponibles para controlar el pozo. En el caso de que el arreglo de preventoras falle, se perderá el control del pozo y se creará una condición peligrosa, tanto para el personal como para el equipo. Es muy importante que el personal de perforación esté completamente familiarizado con la operación, mantenimiento y pruebas del sistema completo de preventoras.

6.1.1 Tipos de preventor

El arreglo de preventoras está diseñado para controlar el movimiento de fluidos en el espacio anular y puede estar compuesto de varios tipos de elementos. Algunos arreglos pueden incluir preventores anulares, de arietes de tubería y de arietes ciegos. Cada tipo de elemento será discutido a continuación.

6.1.1.1 Preventores tipo anular

En un arreglo de preventores, el anular es normalmente, el primer preventor que se usa para cerrar el pozo. El preventor anular cierra (sella) alrededor de cualquier objeto que esté dentro de éste, y algunos modelos pueden cerrar completamente en hueco abierto.

6.1.1.1 Descripción y mecanismo de operación

Cuando el pistón de contracción se levanta por presión hidráulica, la unidad obturadora de goma es forzada a desplazarse hacia el interior del hueco hasta que se rodea totalmente haciendo sello con cualquier objeto suspendido en el pozo. La compresión de la goma alrededor del área de sello asegura la obturación contra cualquier forma de objeto.

La presión inicial de cierre recomendada para los preventoras anulares es de 1500 Psi. Después que se ha cerrado el pozo, la presión hidráulica sería reducida para disminuir el daño y exceso de desgaste al elemento sellante. Los fabricantes recomiendan presiones de cierre dependiendo de la presión del pozo. Se muestran las presiones de cierre recomendadas para los diferentes tamaños de Preventoras esféricas en función de la presión del pozo y del tamaño de tubería alrededor de la cual se cierra la preventora.

Un preventor anular está constituido por cuatro partes fundamentales que son la cabeza, el cuerpo, el pistón y el elemento de empaque reforzado con segmentos de acero. Cuando se acciona el mecanismo de cierre del preventor, ejerce presión hidráulica sobre el pistón causando que éste se deslice hacia arriba (como se muestra en la figura) y obliga al elemento de empaque a moverse hacia el hueco, hasta rodear y presionar alrededor de la sarta de perforación. El elemento de empaque se abre aplicando presión hidráulica de tal forma que el pistón desliza hacia abajo, permitiendo que el empaque retorne a su posición original.

Se debe evitar cerrar un preventora anular completamente, es decir, en hueco abierto, para evitar que el elemento de empaque sufra demasiado, lo cual, acortaría la vida útil del elemento. Sin embargo, cuando una emergencia lo amerita, la mayoría de los preventoras anulares pueden sellar el hueco abierto.

FIGURA 16. Partes de un Preventor anular

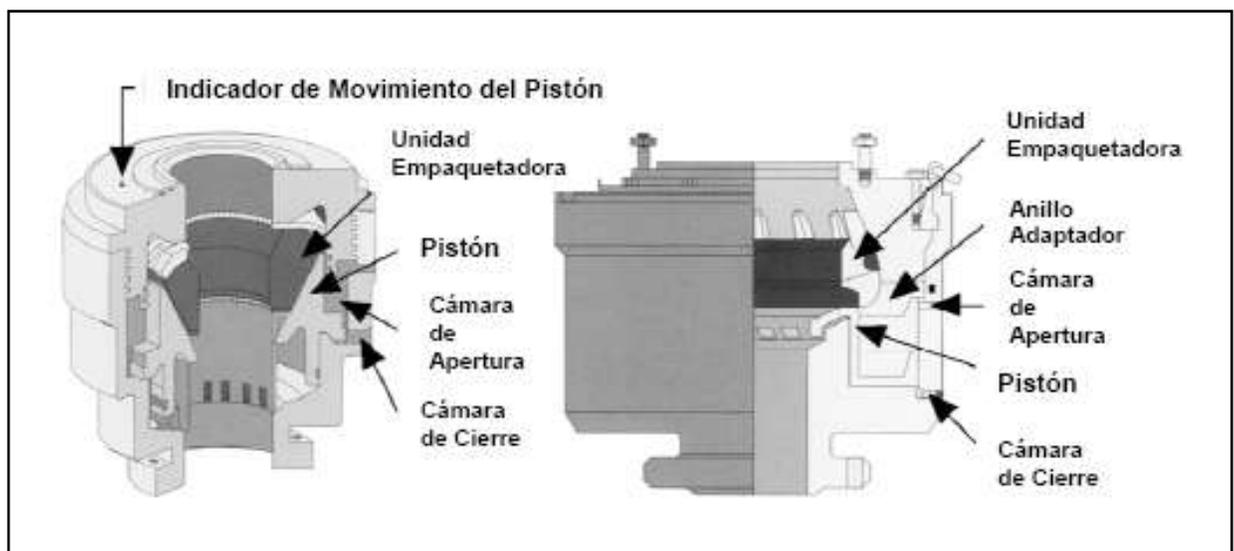


FIGURA 17. Preventor anular con cuña protegida



FIGURA 18. Preventor anular atornillado



Mientras está en progreso el procedimiento de control, no es necesario ejercer más presión hidráulica sobre el preventor que la necesaria para sellar la presión de la arremetida. La mayoría de los preventores anulares, así como también muchos tipos de ariete, se diseñan para que la presión del pozo, ayude a mantener el cierre. En algunos casos se puede observar que el preventor se mantiene cerrado, aun cuando virtualmente, no se está aplicando ninguna presión hidráulica.

Los preventores anulares permiten efectuar operaciones de stripping de la tubería de perforación, debido a que poseen la propiedad para mantener el sello, mientras pasa la conexión a través de éste, y tiene una mayor resistencia a la abrasión que los preventores de ariete de tubería. Cuando se están realizando operaciones de stripping de la tubería de perforación, se debe poner especial atención en el funcionamiento del Preventor anular. El regulador de presión del acumulador mantendrá" constante la presión de cierre ; la respuesta de la mayoría de los reguladores es lenta y requiere que las conexiones sean movidas despacio a través del Preventor para que el regulador tenga tiempo de reaccionar, impidiendo así daño y desgaste excesivo al elemento sellante.

El elemento sellante se puede cambiar, sin sacar la sarta de perforación. Cuando sea necesario cambiar el elemento sellante de empaque se cierran y aseguran los arietes de tubería que están por debajo del preventor de ariete. Se quita la cabeza de éste y se levanta el elemento sellante de goma. Este elemento es entonces cortado entre los reforzamientos de metal, se divide la goma en dos y finalmente sacado y descartado.

Corte el elemento sellante de goma nuevo entre los elementos de refuerzo de metal e instale el nuevo elemento en una secuencia inversa a como se sacó. Después que se ha instalado de nuevo la cabeza sobre el preventor, éste se puede probar y ser retornado a servicio normal. El corte del elemento sellante con un cuchillo no afecta la eficiencia de la unidad de empaque. Use un cuchillo para hacer un corte suave. No use seguetas u otro elemento cortante ordinario.

6.1.1.1.2 Modelos más usados

Entre los preventores anulares o anulares más utilizados se encuentran los fabricados por la Hydrill y Shaffer Corporation, que fabrica varios modelos, con diferentes elementos de empaque de acuerdo al tipo de servicio específico para el cual se vaya a usar.

FIGURA 19. Elemento sellante

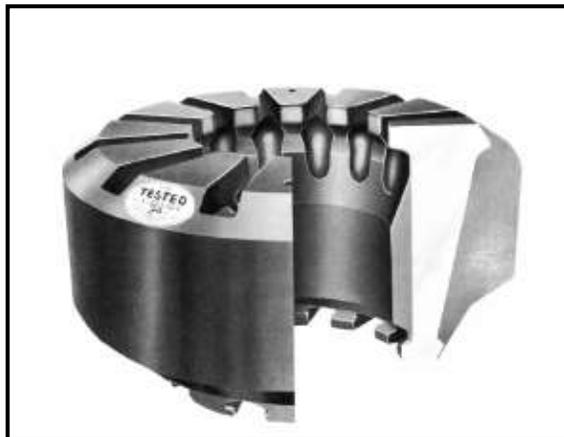


FIGURA 20. Corte de un elemento sellante anular



TABLA 8. Tipos y el uso recomendando por el fabricante por empaque

TIPO DE EMPAQUE	CODIGO DE COLOR	CODIGO DE LETRAS	USORECOMENDADO POR EL FABRICANTE
Natural	Negro	R	Lodos a base agua
Sintético	Rojo	S	Lodos a base aceite para temperaturas entre 165°F y 245°F y ambientes de H ₂ S
Neopreno	verde	N	Lodos a base aceite con temperaturas de operación entre 20°F y -30°F

Cuando se ordena una unidad genuina de empaque se debe incluir la siguiente información:

- Tipo de preventor (BOP): GK, GL, MSP, GKS, GKM, o RS.
- Tamaño
- Presión normal
- Numero de la parte (el número de la parte se encuentra en los catálogos de los fabricantes).
- Tipo de material: R-goma natural, S- goma sintética, N- goma neopreno.

6.1.1.1.2.1 Características de operación de cada modelo

Para hacer una buena selección de la preventora a ser utilizada. Se debe tener información completa de los más usados y la descripción de sus características, lo cual se detallara a continuación:

6.1.1.1.2.1.1 Preventor anular HYDRIL Tipo “MSP” 2000 Psi

- Puede cerrar el hueco abierto y soporta 2000 Psi de presión de trabajo (pero no se recomienda).
- Su principal uso es en sistemas de desviación de flujo.
- Regresa automáticamente a la posición de abierto cuando se desahoga la presión de cierre.
- La presión de pozo ayuda a mantenerlo cerrado.
- La mayor capacidad para arrastrar, de la unidad de empaque, ya que, el desgaste (fatiga) ocurre en el exterior de la unidad de empaque.

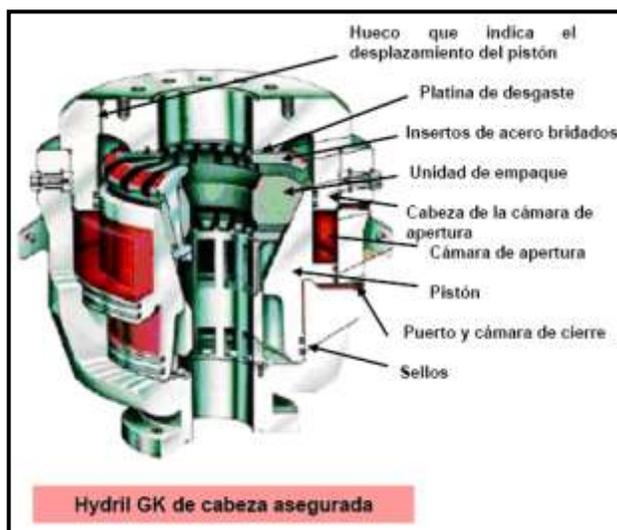
FIGURA 21. Preventor anular HYDRIL Tipo “MSP” 2000 Psi



6.1.1.1.2.1.2 Preventor anular HYDRIL Tipo GK:

- Puede cerrar el hueco abierto (aunque no es recomendable).
- La presión del pozo ayuda a mantenerlo cerrado.
- Tiene provisión para medir la carrera del pistón y por lo tanto permite el desgaste del elemento sellante.
- Disponible con cabeza o tapa emperrada.

FIGURA 22. Preventor anular HYDRIL Tipo GK



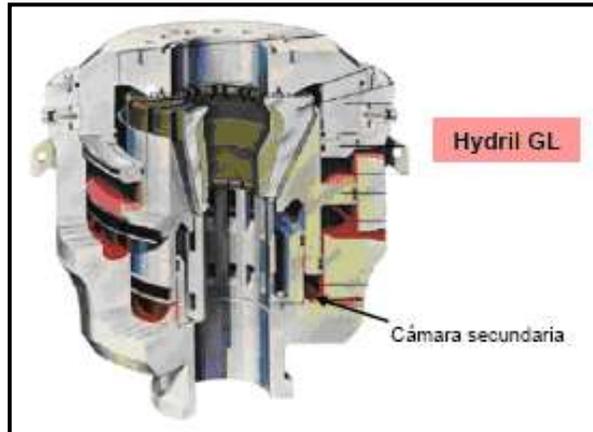
6.1.1.1.2.1.3 Preventor anular HYDRILL “GK” 4-1/16 presión de trabajo: 10000, 15000 y 20000 Psi

- Está diseñado para operaciones de arrastre y emboque.
- La unidad de empaque y las cámaras de operación son probadas a la presión de trabajo nominal.
- El cuerpo de la preventora se prueba a 1.5 veces la presión de trabajo nominal.
- Puede cerrar en hueco abierto.
- Está previsto de un sistema para medir la carrera del pistón, y determinar el desgaste del elemento.
- Disponible con el tope empernado.
- La presión del pozo ayuda a mantenerlo cerrado.
- Concuerda con los estándares correspondientes de corrosión por esfuerzos debido a ambientes de azufre.

6.1.1.1.2.1.4 Preventor anular Hydrill Tipo GL:

- Cierra el hueco abierto (aunque no es recomendable).
- La presión del pozo ayuda a mantenerlo cerrado.
- Cubierta empernada para mayor facilidad del cambio del elemento.
- Diseñado principalmente para operaciones de costa afuera.
- Cuenta con una cámara secundaria de cierre para compensar la columna hidrostática impuesta por el mar (en operaciones costa afuera).

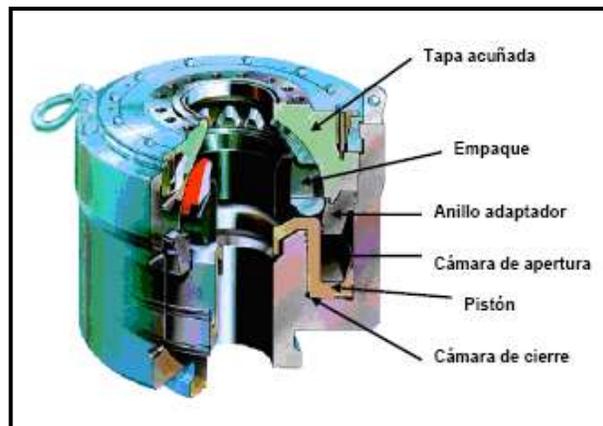
FIGURA 23. Preventor anular Hydrill Tipo GL



6.1.1.1.2.1.5 Preventor anular SHAFFER

- Pueden cerrar en hueco abierto (aunque no es recomendable).
- Requiere presiones mayores para aplicaciones costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantenerlo cerrado.
- No está previsto ningún sistema para medir la carrera del pistón.

FIGURA 24. Preventor anular SHAFFER

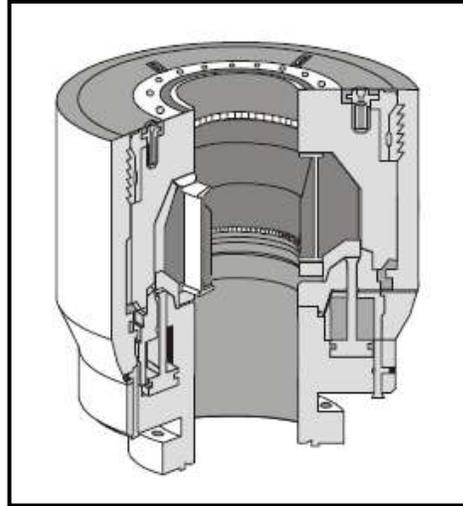


6.1.1.1.2.1.6 Preventor anular cameron Tipo D:

- Cerrojo para quitar rápidamente la tapa superior. Para, mayor facilidad de cambio de unidad.
- La mayoría de los tamaños usan menos fluido hidráulico que los preventores anulares SHAFFER y HYDRIL.
- La altura total es menor que los preventores anulares SHAFFER y HYDRIL.

- El peso de la preventora es menor que la de los SHAFFER y los HYDRIL hasta el tamaño de 11” y 10000 Psi de presión de trabajo.

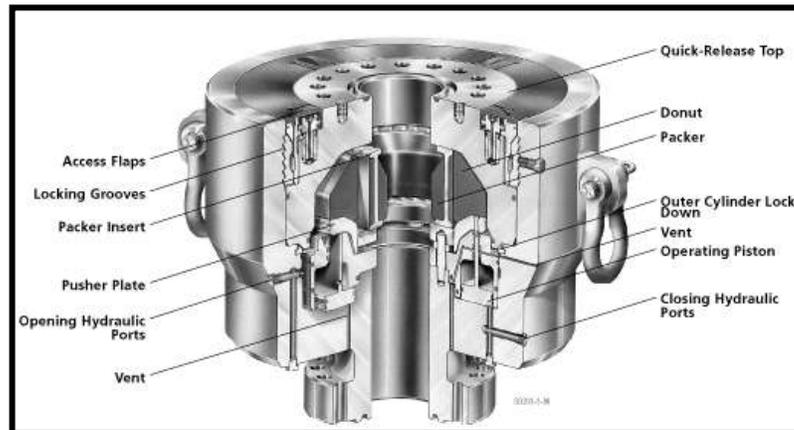
FIGURA 25. Preventor anular cameron Tipo D



6.1.1.1.2.1.7 Preventora Cameron de 20000 Psi de presión de trabajo.

- Puede cerrar el hueco abierto.
- Algunos orificios aíslan el sistema de operación hidráulico de la presión del pozo.
- Apropiado para ambientes de H₂S.
- Las cámaras de operación se mantienen selladas durante el cambio del elemento de empaque para evitar contaminación.
- El cerrojo para quitar el tope reduce el tiempo para quitar el empaque.
- El elemento de empaque contiene reforzamiento de insertos de acero que forman un anillo continuo que da un máximo soporte a medida que cierra hacia adentro.

FIGURA 26. Preventor Cameron de 20000 Psi de presión de trabajo

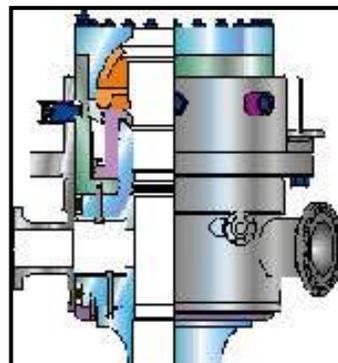


6.1.1.1.2.1.8 Preventor Anular Regan

La Regan fabrica dos preventores anulares: El KFL y el KFD. En estos se instalan una serie de elementos sellantes de goma cilíndricos.

- El elemento de empaque más interno se puede recuperar mediante una herramienta especial
- Cuando se bombea fluido hidráulico por detrás del cilindro de goma exterior todos los tres elementos de empaque se inflan hacia dentro para sellar alrededor de cualquier forma o diámetro de tubería.
- Estos preventores no cierran en hueco abierto, y tienen un diámetro interno reducido.
- Cuando el inserto se saca para correr tubería de revestimiento, el preventor puede ser cerrado sobre la tubería de revestimiento, sin embargo, la presión nominal de trabajo disminuye.

FIGURA 27. Preventor Anular Regan



6.1.1.2 Preventor Tipo Ariete

A diferencia del modo de operación de los preventores anulares, los preventores de ariete sellan el espacio anular, forzando dos elementos que hacen contacto uno con el otro en el área del espacio anular. Estos elementos tienen sellos de empaque de goma que efectúan un cierre completo. Además del mecanismo de sello, los preventores tipo ariete, difieren de los Preventores anulares, en que cada tipo y tamaño de ariete tienen una función y no pueden ser usados en una variedad de aplicaciones.

6.1.1.2.1 Descripción y Mecanismo de Operación

Por ejemplo, los cuerpos con arietes de tubería de 5" pulgadas sellarán solo en tubería de 5" y no sellarán en cualquier otro tamaño de tubería, ni tampoco sellarán cuando no hay tubería en el pozo, (una excepción a esto, es el ariete de orificio variable de la Cameron). Los preventores de ariete, sin embargo, se consideran, generalmente, más seguros para servicios de alta presión, así como también son más fáciles para hacerles servicio en el campo y más cortos. Los tipos de arietes que necesitan discusión son los de tubería, los ciegos y los de corte.

El supervisor de perforación debe entender muy bien varias de las características de diseño de los preventores de ariete. Una de estas características es la dirección del sello de presión. La mayoría de las preventoras de ariete están diseñados para mantener la presión desde la parte de abajo lo cual significa que: 1) El preventor no asegurará el pozo si se instala al revés, y 2) El ariete no se probará con presión de arriba hacia abajo. La última consideración es importante cuando se está diseñando un arreglo de preventoras y la manera en que serán probados a presión.

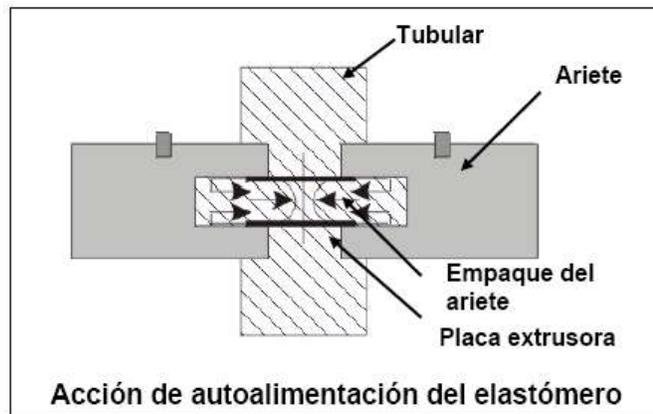
Otra característica especial de diseño es la acción de sellado del vástago secundario, del cual están dotados la mayoría de los preventores de ariete. El mecanismo de sellado del vástago primario puede empezar a fugar bajo presión excesiva, debido al desgaste rutinario.

El mecanismo de sello secundario es entonces usado para dar una medida de protección adicional para sellar el área alrededor del vástago que se usa para cerrar el preventor.

La mayoría de los preventores de ariete son fabricados con una acción de autoalimentación de la sección del sellado de goma. A medida que se desgasta la goma, las pequeñas placas que se muestran en la figura son forzadas hacia el Interior del área desgastada, lo cual permitirá que se extienda goma adicional fuera de la cara del ariete y ayuda a asegurar un sello.

Si los arietes se usan inapropiadamente, la acción de autoalimentación causará que el sello de goma se extienda una distancia excesiva dentro del hueco, que originará un sobre-esfuerzo y deterioro rápido del elemento. Por esto, los arietes de tubería no deben ser cerrados rutinariamente si no hay tubería en el hueco

FIGURA 28. Acción de autoalimentación de los preventores de ariete



Como se muestra en la figura se montan unas placas de acero en las superficies superior e inferior del elemento de empaque de los arietes. A medida que cierran los arietes opuestos alrededor de la tubería de perforación, los bordes guías de las placas de metal se encuentran antes de que los arietes alcancen su posición final de cierre. Más movimiento de los arietes origina que las placas de acero se muevan relativamente hacia atrás. Existe una reserva de goma detrás de las placas. Puesto que la goma es la única libre de moverse hacia el interior del área alrededor de la tubería, la goma se extruye alrededor de la tubería para proporcionar un sello. A medida que la goma que está en contacto contra la tubería se erosiona durante las operaciones de stripping, ésta acción de auto-alimentación origina que la goma se mueva hacia la tubería para mantener el sello.

Los arietes de tubería nunca deben cerrarse en hueco abierto durante las pruebas de funcionamiento rutinarias. La acción de auto-alimentación causa que el sello de goma se expanda una distancia considerable dentro del hueco. Un esfuerzo excesivo sobre la goma, en esta manera causará deterioro y fallas del sello.

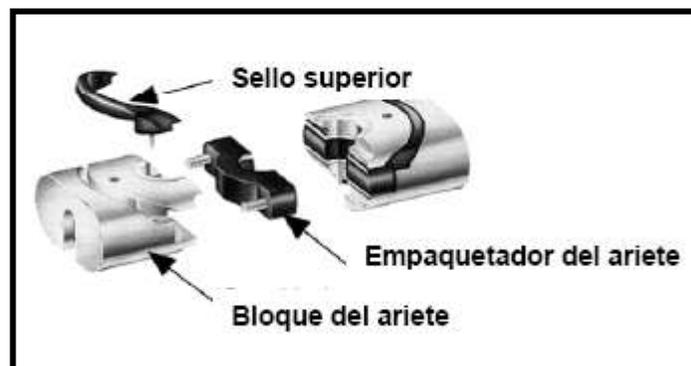
Los cuerpos de los arietes son universales, en el sentido de que se le pueden instalar tantos elementos con arietes ciegos o elementos con arietes de tubería.

También existen unidades que están compuestas de cuerpos con arietes sencillos, dobles y aún triples. En las unidades con cuerpos con arietes múltiples, se puede utilizar cualquier combinación de elementos de arietes de tubería o ciegos.

En la figura N° 29 se observan los elementos de un ariete de tubería mostrando los elementos, sellos de goma y guías para la tubería que la centraliza durante el cierre.

Una característica de diseño especial de los elementos de ariete de tuberías es que cuando se cierran y se fijan con llave, el ariete puede soportar el peso de la sarta de perforación, si es necesario, colgándola de una conexión sobre un ariete. Esta característica es útil cuando existan malas condiciones de tiempo o cuando exista la amenaza de un reventón bajo agua. Este uso no es recomendable bajo condiciones normales, sin embargo, si ésta práctica se hace rutinaria, se pueden obtener elementos de ariete de dureza especial para ésta función.

FIGURA 29. Ensamble de los arietes



Los arietes ciegos se diseñan para sellar el pozo, cuando no hay tubería en el hueco. Los elementos son de caras planas y contienen un elemento de goma. Estos arietes no están diseñados para efectuar un sello cuando exista tubería en el hueco, aunque ocasionalmente la tubería es cortada o aplastada, si se cierran accidentalmente los arietes ciegos. Se deben tomar precauciones en el panel de control de los preventores para asegurarse que los arietes ciegos no sean cerrados accidentalmente.

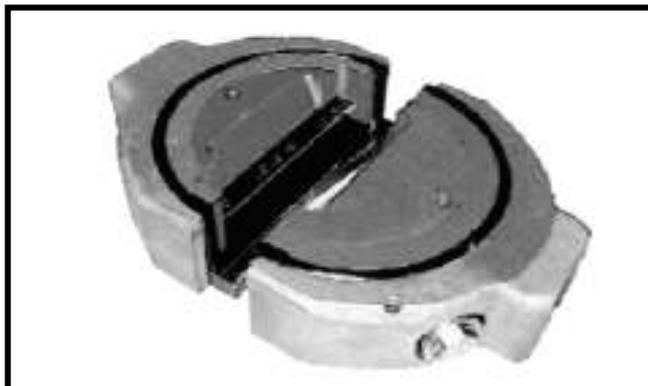
Los arietes de corte son arietes ciegos especialmente diseñados. Como Indica la palabra "cortar", este tipo de ariete sella si hay tubería cortándola y sellando el hueco abierto.

Puesto que éste tipo de acción permite que se deje caer la tubería en el hueco se pueden instalar una serie de arietes de tubería, debajo de los arietes de corte y se coloca conexión sobre el ariete de tubería, antes de que sea activado el ariete de corte. Cuando se instala un ariete de corte en cuerpos de ariete convencionales, se deben instalar unidades de potencia de refuerzo para que puedan operar eficientemente.

6.1.1.2.2. Modelos más Usados.

La Cameron Iron Works, fabrica cinco modelos de preventores de ariete para control de pozos. Estos son los tipos F, SS, QRC, U y el ariete de tuberías de diámetro variable.

FIGURA 30. Ariete ciego



Aunque de los tipos F, SS y QRC se ha descontinuado su fabricación, aún existen funcionando algunos en el campo.

6.1.1.2.2.1. Características de Operación para cada Modelo.

A continuación se detallan algunos de los modelos de cuerpos de ariete. Para mayor detalle se debe consultar al fabricante

6.1.1.2.2.1.1. Ariete de tubería tipo QRC y U

- Los arietes tipo QRC y tipo U consisten de un bloque de acero sólido dividido en dos piezas con sellos de goma. Los bloques Cameron estándar tienen una dureza de Rockwell 33.
- Se pueden programar con una dureza Rockwell de 26 cuando se vayan a utilizar para prestar servicio en ambientes de H₂S.
- Se fabrican bloques con dureza Rockwell 46-48 para colgar tuberías en operaciones costa-afuera con equipos flotantes.
- Se requiere una modificación del preventor tipo U antes de instalar un bloque de arietes ciegos-cortantes.

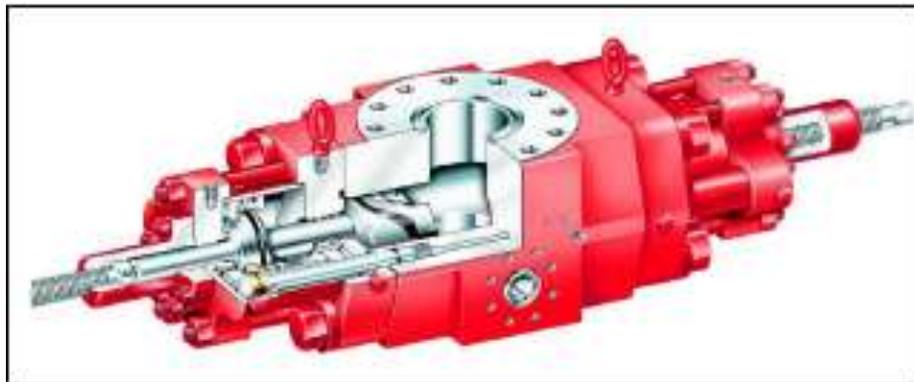
FIGURA 31. Ariete de Tubería Cameron Tipo QRC y U



6.1.1.2.2.1.2.Preventor de ariete cameron tipo “U”

- Aplicaciones para operaciones en tierra y costa-afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
- Los arietes, pueden ser cambiados y reparados en el campo.
- La posición del ariete no puede ser determinada por una observación exterior.
- Posee sello secundario para el vástago.
- Las gomas de los arietes tienen acción de auto-alimentación.
- Los arietes pueden ser asegurados con llave manualmente o hidráulicamente si se instalan opciones especiales.

FIGURA 32. Preventor de ariete cameron tipo “U”



6.1.1.2.2.1.3.Preventor de Ariete Cameron Tipo SS (Space Saver)

- Bajo en altura vertical.
- La posición de los arietes no puede ser determinada por observación exterior.
- La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
- Tiene sello secundario del vástago de operación.
- los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.

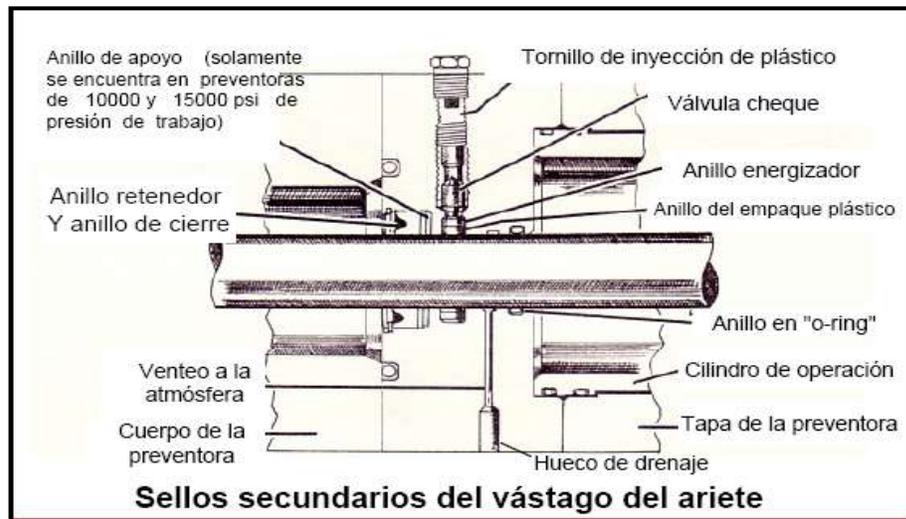
6.1.1.2.2.1.4.Preventor de Ariete Cameron Tipo U- Sello secundario del preventor tipo “U”

- El sello secundario en un preventor tipo U de la Cameron, consiste en forzar un empaque plástico dentro de una ranura exterior alrededor de un anillo-empaque plástico en forma de rosca.
- A medida que se inyecta más plástico en esta ranura atornillando el pistón hacia adentro, se transmite la fuerza hasta el fondo de la ranura, efectuando un sello alrededor del vástago de conexión, y hacia los lados de la ranura que crea un sello en contra del cuerpo del Preventor.
 - No existe mecanismo de desahogo para mantener la presión correcta del

empaques plásticos. Por esta razón, se debe tener cuidado para enroscar el pistón justamente lo necesario para evitar fugas.

- Si el pistón se enrosca demasiado, sería necesaria una presión hidráulica excesiva para operar el preventor y puede ocasionar daño al vástago: El sello secundario no debería ser activado durante las operaciones normales.

FIGURA 33. Sellos secundarios del vástago de ariete



6.1.1.2.2.1.5. Preventor de Ariete Cameron Tipo "U" - Tipo QRC (Quick Ram Change)

- Los arietes pueden ser asegurados con llave manualmente en la posición de cerrados.
- La presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.
- Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
- La posición de los arietes se puede determinar mediante observación exterior.
- Tiene un sello secundario del vástago de operación.
- Las gomas de los arietes tiene acción de auto-alimentación.

FIGURA 34. Preventor de Ariete Cameron Tipo "U" Tipo QRC



6.1.1.2.2.1.6.Preventor Cameron de ariete variable

- Efectúa sellos alrededor de varios tamaños de tubería de perforación y tamaños de cuadrante.
- El ariete de diámetro variable puede ser instalado en el cuerpo de la preventora para arietes de tipo U estándar.
- Los insertos de acero en el empaque rotan hacia adentro cuando cierra el ariete y mantiene un anillo continuo de acero, que soporta la goma que sella en contra de la tubería.
- Las gomas tienen acción de auto-alimentadora.

FIGURA 35. Preventor Cameron de ariete variable

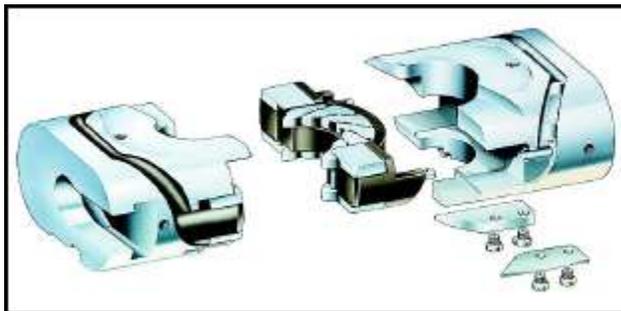
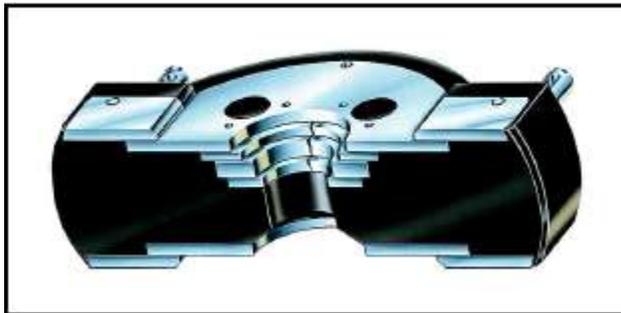


TABLA 9. Diámetros de cierre de los arietes de diámetro variable

DIAMETRO DE PREVENTORA pulgadas	RANGO DE TAMAÑOS DE TUBERIAS pulgadas
11	5 -2-7/8
13-5/8	7 - 5
13-5/8	5 - 2-7/8
16-3/4	7 - 3-1/2
18-3/4	7-5/8 - 3-1/2

6.1.1.2.2.1.7. Preventor de arietes de Shaffer tipo LWS

- Reparable en campo
- De bajo peso relativo.
- Los modelos nuevos tienen sello secundario para el vástago de operaciones
- La posición del ariete; no se puede determinar con inspección exterior.
- La presión del pozo ayuda a mantener el ariete cerrado.
- Mecanismo externo para asegurar el cierre con llavar.
- Tienen acción de auto-alimentación.
- Deben tener espacio disponible las puertas del preventor.
- Los Arietes de tubería opuestos deben ser del mismo modelo y tipo.
- Existen modelos con arietes de corte.

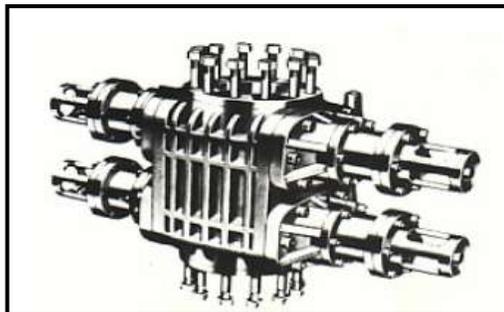
FIGURA 36. Preventor de arietes de Shaffer tipo LWS



6.1.1.2.2.1.8. Preventor de arietes de Shaffer Tipo “LWP”

- Presiones nominales limitadas.
- Peso ligero relativo.
- Los arietes pueden cambiarse y repararse en el campo.
- El mecanismo de apertura de la puerta requiere algún espacio adicional.

FIGURA 37. Preventor de arietes de Shaffer Tipo “LWP”



6.1.1.2.2.1.9. Preventor de ariete SHAFFER tipo XHP

- Servicio para alta presión.
- Acción secundaria de acción para el vástago.
- Los arietes pueden ser cambiados y reparados en el campo.
- Acción de auto alimentación de las gomas.

6.2. SISTEMAS DE PREVENTORES PARA CERRAR EL POZO

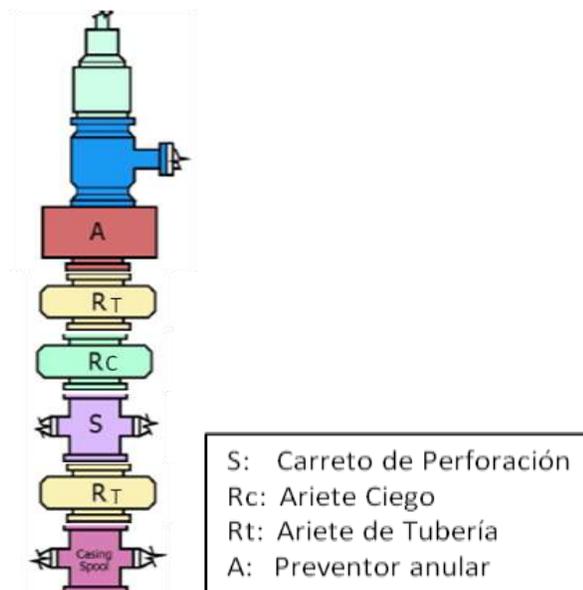
Un sistema de preventores, es un juego de válvulas que se instala en el cabezal del pozo a fin de impedir las pérdidas de presión durante las operaciones de perforación ya sea, en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación o bien, en el pozo abierto.

Una vez que se ha bajado suficiente longitud de tubería de revestimiento en un pozo, disminuyendo así las posibilidades de que se rompan las formaciones por detrás de ella hasta la superficie, el pozo se puede cerrar cuando ocurra un reventón y luego circular fuera del pozo el influjo.

Los componentes del arreglo se pueden colocar en muchas formas para satisfacer los diferentes requerimientos de los pozos.

En la Figura 38 se muestra un arreglo de tres preventoras tipo ariete, una preventora anular y un sarta de perforación mas las líneas de los estranguladores de matar para una sarta de perforación con tubería de perforación de un solo tamaño.

FIGURA 38. Arreglo de Preventoras



6.2.1. Desviador de flujo (DIVERTER)

Los sistemas desviadores de flujo (Diverter) se usan en sartas de tubería de revestimiento someras donde la presión de fractura de las formaciones son bajas y existe el peligro que ocurra una fractura hasta la superficie por detrás de la tubería de revestimiento, en caso de que el pozo se cierre. Como está Implícito en su propio nombre, los sistemas desviadores de flujo se diseñan para desviar el flujo hacia un sitio seguro, lejos del equipo, y no para cerrar el pozo. Este sistema debe ser diseñado para obturar alrededor de la kelly, sarta de perforación o tubería de revestimiento y dirigir el flujo lejos del pozo. Las arenas someras que contienen gas o agua a alta presión pueden originar un problema de control muy peligroso, debido a que no existe suficiente presión de sobrecarga en la base de la tubería de revestimiento conductora o hincada para controlar una arremetida. En el caso de que ésta ocurra y el pozo se cierre, el gas puede llegar a fluir incontroladamente alrededor de la tubería de revestimiento conductora. Esto crea el peligro de que el pozo se incendie y se erosione desde el fondo, lo que puede dar lugar a pérdidas de vida y de equipos.

El sistema de desviación de flujo, que evita este tipo de reventón, alrededor de la tubería conductora, consiste de un preventor anular, y una línea de desviación conectada a la tubería conductora, por debajo del preventor.

En el caso de que una arena de gas somera sea penetrada y ocurra una arremetida, la línea de desviación es abierta y el preventor anular se cierra; entonces el pozo se permite que fluya a la atmósfera a través da la línea de desviación, lejos del equipo en la dirección del viento, hasta que se pueda controlar el pozo.

FIGURA 39. Desviador de flujo (DIVERTER)



En la construcción de un sistema desviador de flujo se pueden utilizar preventores convencionales o cabezales rotatorios sin embargo, se dispone de varios sistemas desviadores de flujo de diferentes tamaños, de baja presión, de construcción

especial. Las líneas de desviación varían, generalmente, de 4 pulgadas a 12 pulgadas de diámetro.

Si el sistema diverter de flujo incorpora una válvula en la línea de desviación, esta válvula debe ser de apertura total y diseñada para abrir automáticamente cuando se cierra el preventor anular.

Los Diverter que se muestran en la figura se pueden utilizar para operaciones en tierra, equipos auto elevadizos o en plataformas.

Como puede observarse, los arreglos consisten en unir un preventor anular de baja presión montado sobre el tope de la tubería de revestimiento, por debajo del niple campana. Por debajo del preventor, se conecta una línea de desviación de un diámetro mínimo de 8" que desvía el flujo. Se debe utilizar el diámetro mayor posible para prevenir contrapresiones altas a las altas tasas de flujo. Se deben utilizar frecuentemente durante las operaciones de desviación.

Entre las precauciones que se deben tomar cuando se instala un sistema diverter de flujo están las siguientes

- El diverter y cualquier válvula debe ser accionada cuando se instala para asegurarse que el sistema funcionará apropiadamente cuando se vaya a utilizar.
- El diverter y las líneas de flujo deben ser inspeccionadas periódicamente para ver si no están taponadas con cortes de perforación o con desechos de lodo.
- La línea de desviación debe estar anclada y asegurada, para evitar su vibración y movimientos cuando se desvía el flujo.
- Cuando se utilicen diafragmas, como sistema de apertura automático, debe cerciorarse de que la presión de la columna hidrostática, por encima del diafragma, no lo rompa.

6.2.2. Arreglo de preventores

Existen varias formas posibles para hacer un arreglo de preventores, líneas para matar, líneas de flujo hacia los chokes, de perforación, y líneas de desahogo.

Las figuras, desde la 40 hasta la 46 indican diferentes arreglos usando 2 o 3 preventoras de ariete con el preventor anular. Se da también una descripción breve de las ventajas y desventajas de los diferentes arreglos; sin embargo, ésta no se puede considerar completa o final por ser un tópico muy debatido y controvertido.

6.2.2.1. Ensamblaje de Preventores

Un ensamblaje de preventoras diseñado apropiadamente debe cumplir ciertos objetivos. El arreglo debe proporcionar medios confiables para:

- Cerrar en hueco abierto alrededor del cuadrante, tubería de perforación o drill

collars, arrastrar la sarta de perforación hasta el fondo y circular la arremetida para sacarla del hueco.

- Permitir que las condiciones especificadas en el punto anterior se puedan mantener por largos períodos de tiempo.
- Para los arreglos costa afuera se debe suspender la sarta de perforación en el arreglo de preventoras: cizallando la tubería de perforación, si es necesario, y cerrando el pozo de tal manera, que el equipo de perforación pueda ser sacado de la localización.
- Permitir controlar el pozo antes de volver a entrar con el equipo y circular para sacar fuera del pozo, cualquier tipo de influjo antes de abrir el pozo.
- Proporcionar equipo adicional, de tal forma, que las operaciones puedan continuar si ocurre una falla. Un arreglo de preventores es, entonces, una combinación de componentes individuales, requeridos para controlar el pozo, cualesquiera sean las condiciones presentes. El número de componentes cambia con las condiciones del pozo, como por ejemplo, la profundidad del pozo, presiones de poro, ambiente de perforación (tierra o costa afuera), etc.

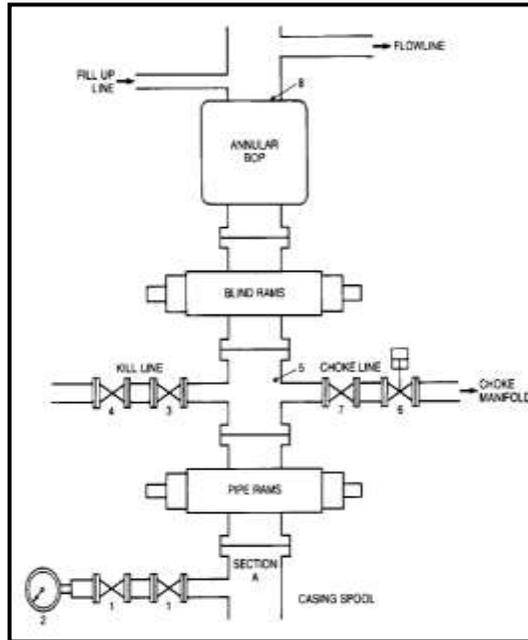
6.2.2.2. Ejemplos de arreglos de preventores

En esta parte se discutirán los sistemas de control de pozos que se utilizan después que se coloca la primera sarta de tubería de revestimiento (conductora).

6.2.2.2.1. Característica de la operación. (RSRA)

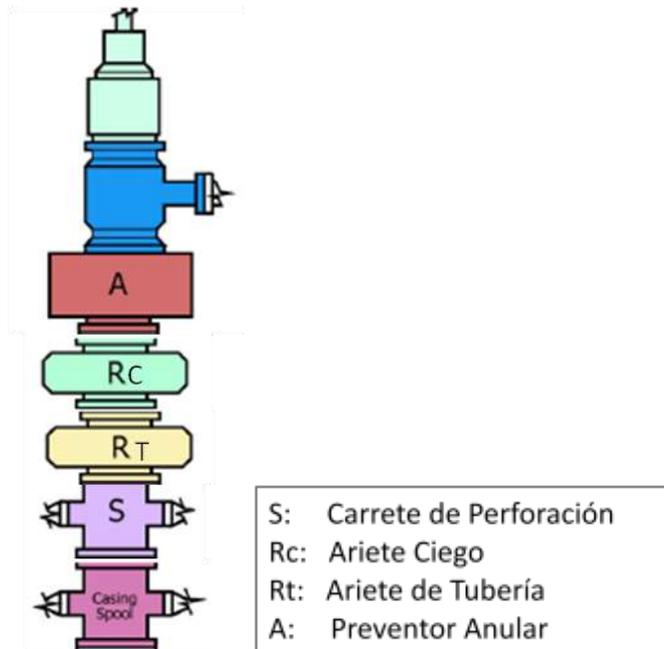
- Con la tubería de perforación en el hueco, el preventor con arietes ciegos superior puede cambiarse a ariete de tubería. La tubería de perforación puede, entonces, ser recíprocada través de los arietes superiores, manteniendo los arietes de tubería inferiores en reserva.
- Con dos arietes de tubería y la tubería de perforación en el hueco, esta puede ser arrastrada. Los arietes de tubería inferiores se pueden cerrar para reparar las líneas de flujo de la sarta de perforación, los arietes superiores, el preventor anular, etc.
- Cuando se cierran los arietes ciegos, permiten el uso de la línea de los chokes y el estrangulador.
- No habría ningún control si ocurriera una fuga alrededor de la sarta perforación con los arietes ciegos cerrados.
- Este arreglo es el sistema de conexión, generalmente es aceptado cuando se instalan dos preventores.
- Si se origina una fuga sobre la mesa rotatoria, la tubería de perforación se puede suspender en la preventora inferior, se puede circular el hueco, con los preventores ciegos cerrados.

FIGURA 40. Arreglo de preventoras (RSRA)



6.2.2.2.2. Características es Operación (SRRRA)

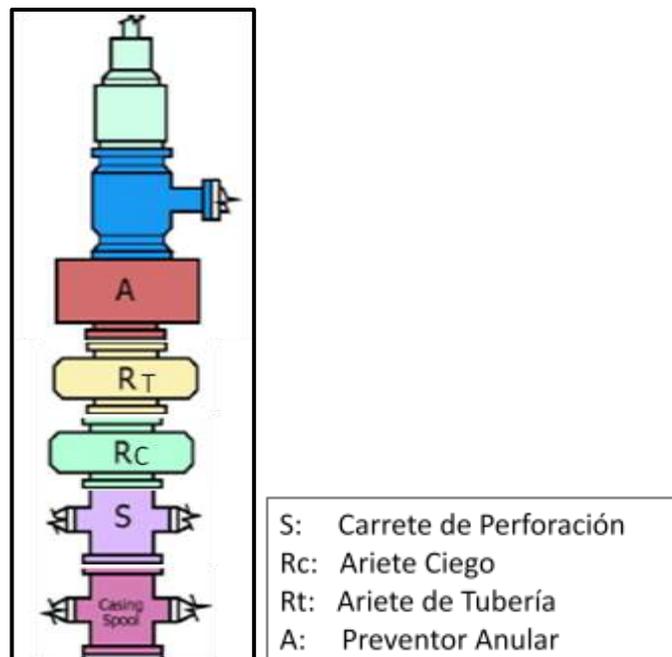
FIGURA 41. Arreglo de preventoras (SRRRA)



6.2.2.2.3. Características es Operación (SRRA)

- Cuando se cierran los arietes ciegos, se pueden utilizar las líneas de los estranguladores y el estrangulador.
- Con cualquiera de los arietes cerrados, se permite el uso de la línea de los chokes y el choke mismo.
- Se puede utilizar una subestructura más baja, mediante el uso de preventores tipo doble. Las salidas laterales de este tipo de preventores se pueden usar, en lugar del carrete de perforación.
- Se puede cerrar el pozo cuando se cambia el ariete de tubería.
- Cuando se cierra el ariete de tubería, se puede utilizar la línea de flujo.
- Si se origina una fuga alrededor del carrete de perforación, no existiría control para repararlo.
- Este arreglo expone más bridas a la presión del pozo. Las bridas son considerados un punto débil en cualquier sistema de arreglo.

FIGURA 42. Arreglo de preventoras (SRRA)

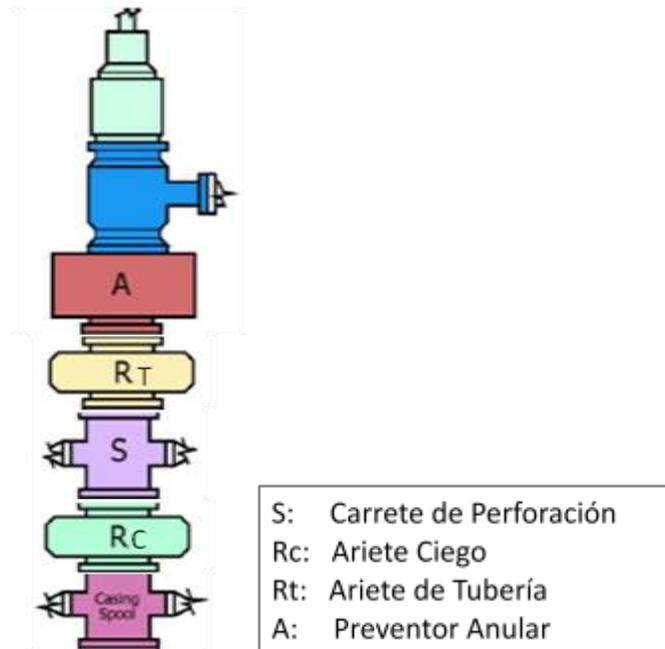


6.2.2.2.4. Características de Operación (RSRA)

- El pozo se puede cerrar totalmente cuando se cambian los arietes de tubería.
- En el caso de que ocurra una fuga muy seria, la tubería de perforación se puede dejar caer y luego cerrar el pozo, como una última alternativa.
- Contiene un mínimo número de bridas expuestas debajo del ariete ciego.

- Cuando la tubería de perforación está en el hueco, los arietes de tubería se pueden cerrar, permitiendo el uso de las líneas de descargas y estranguladores.
- Cuando se cierran los arietes ciegos se pueden quitar y reparar todas las conexiones superiores.

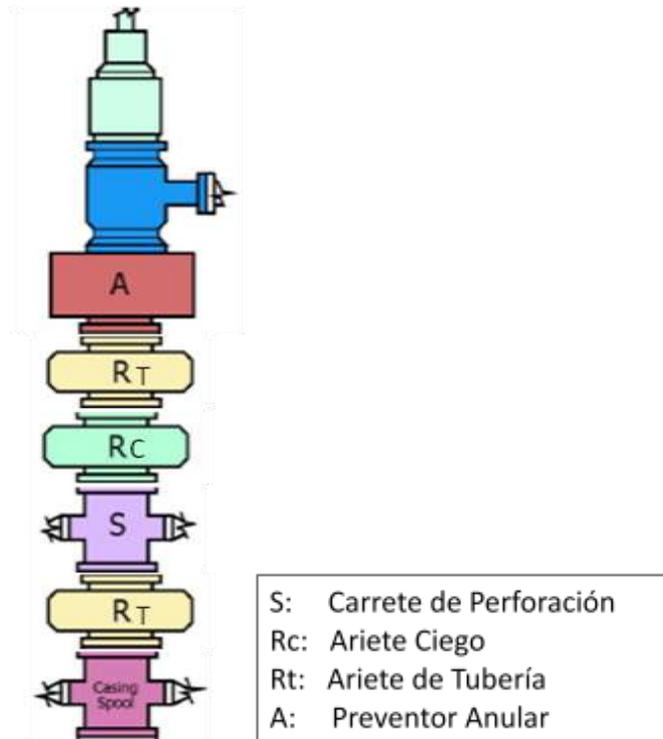
FIGURA 43. Arreglo de preventoras (RSRA)



6.2.2.2.5. Características de Operación (RSRRA)

- Este arreglo de preventores es el sistema, generalmente aceptado para tres preventores tipo ariete.
- Cuando se cierran los arietes ciegos, el hueco se puede cerrar para permitir cambiar los arietes de tubería superiores.
- La mayoría de las arremetidas ocurren con alguna tubería en el hueco, el ariete de tubería inferior puede ser cerrado para reparar los preventores, carretes de perforación y líneas de flujo superiores.
- Con la tubería de perforación en el hueco, los arietes ciegos se pueden cambiar por arietes de tubería, y entonces, la tubería de perforación puede ser arrastrada en el hueco usando los dos preventores de tubería superiores, manteniendo el preventor de tubería inferior en reserva.
- No habrá control en el caso de que ocurriera una fuga alrededor del carrete de perforación y preventoras de tubería inferior con el ariete ciego cerrado.

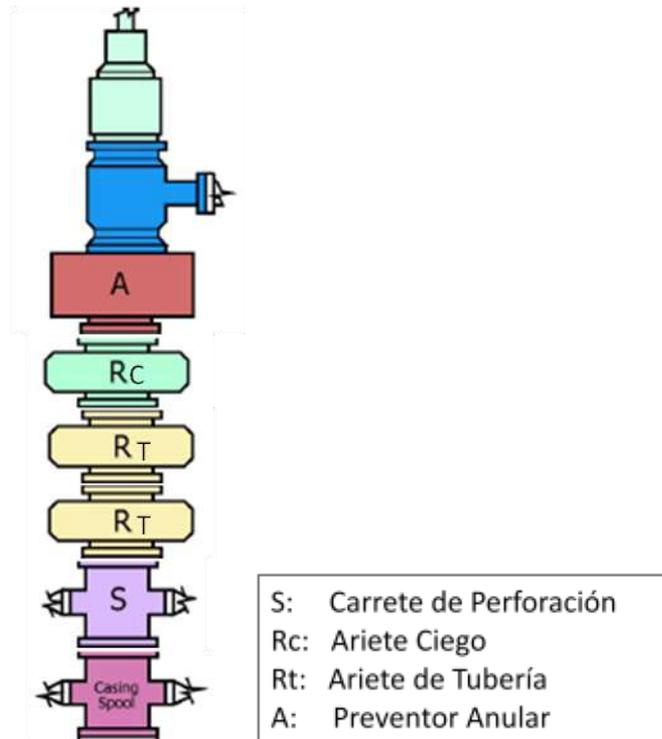
FIGURA 44. Arreglo de preventoras (RSRRA)



6.2.2.2.6. Características de Operación (SRRRA)

- Cuando se cierran los arietes ciegos, no habría control en caso de que ocurriera una fuga alrededor de los arietes de tubería y carrete de perforación.
- Cuando se cierran los arietes de tubería se pueden usar las líneas de flujo y los chokes.
- Con la tubería de perforación en el hueco, se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes de tubería y la tubería de perforación se puede reciprocarse a través del ariete superior reteniendo los dos arietes inferiores en reserva,
- Con los arietes ciegos cambiados por arietes de tuberías se puede arrastrar la tubería de perforación dentro del hueco, asando estos arietes, mientras se mantienen en reserva los arietes Inferiores, siempre y cuando exista suficiente distancia entre los arietes para colocar una conexión.

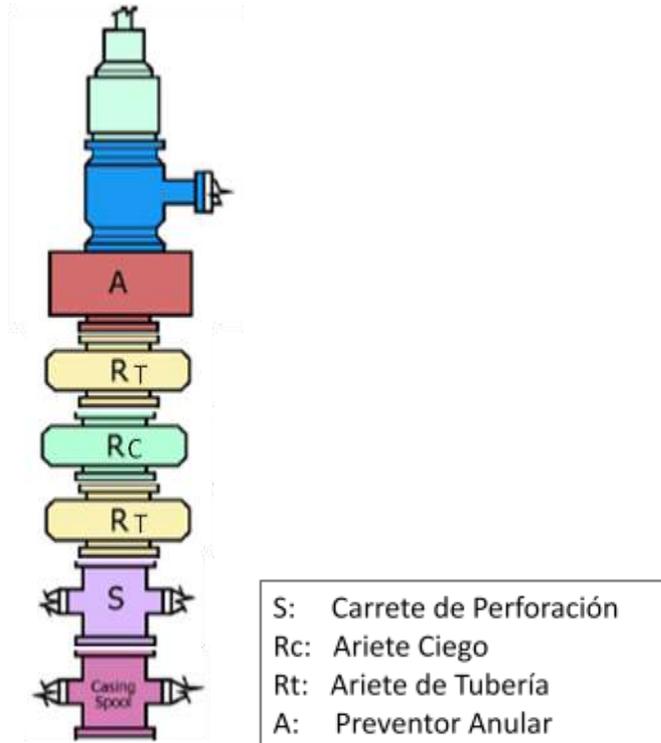
FIGURA 45. Arreglo de preventoras (SRRRA)



6.2.2.2.7. Características de Operación (SRRRA)

- Cuando se cierran los arietes ciegos no habría control en el caso de que ocurriera una fuga alrededor del carrete de perforación y los arietes de tuberías Inferiores.
- Se pueden usar las líneas de flujo y los chokes cuando se cierran los arietes de tubería Inferiores. Con la tubería de perforación en el hueco, se pueden cambiar los arietes ciegos por arietes de tubería y la tubería de perforación se puede recíprocar a través de los arietes superiores mientras se retienen los dos arietes inferiores en reserva.
- Cuando se cambian los arietes ciegos por arietes de tubería, la tubería de perforación puede ser arrastrada dentro del pozo usando los dos arietes de tubería superiores, mientras se mantiene el ariete Inferior en reserva, siempre y cuando exista suficiente distancia entre los arietes para colocar una conexión.

FIGURA 46. Arreglo de preventoras (SRRRA)



6.3. UNIDAD ACUMULADORA - TIPO 80

La unidad acumuladora tiene como objetivo proveer control efectivo de las presiones en la prevención de reventones. Este control, implica en el operador la responsabilidad de proteger el equipo y de preservar la vida del personal involucrado en la operación.

Un buen entendimiento del sistema y de sus componentes permitirá al operador mantener la unidad en su mejor nivel de rendimiento. (Ver figura N° 47) y la descripción de las diferentes secciones).

6.3.1. INSTALACION

Se hará referencia a la instalación de la Unidad Acumuladora y los Paneles de Control.

6.3.1.1. Acumulador

La unidad se debe instalar a una distancia de entre 30 m. y 45 m. de la boca del pozo. Se recomienda esta distancia para proteger al personal y a la unidad que

operar las válvulas de control manualmente, durante una contingencia (reventón o incendio). Después de instalarla, se recomienda lo siguiente:

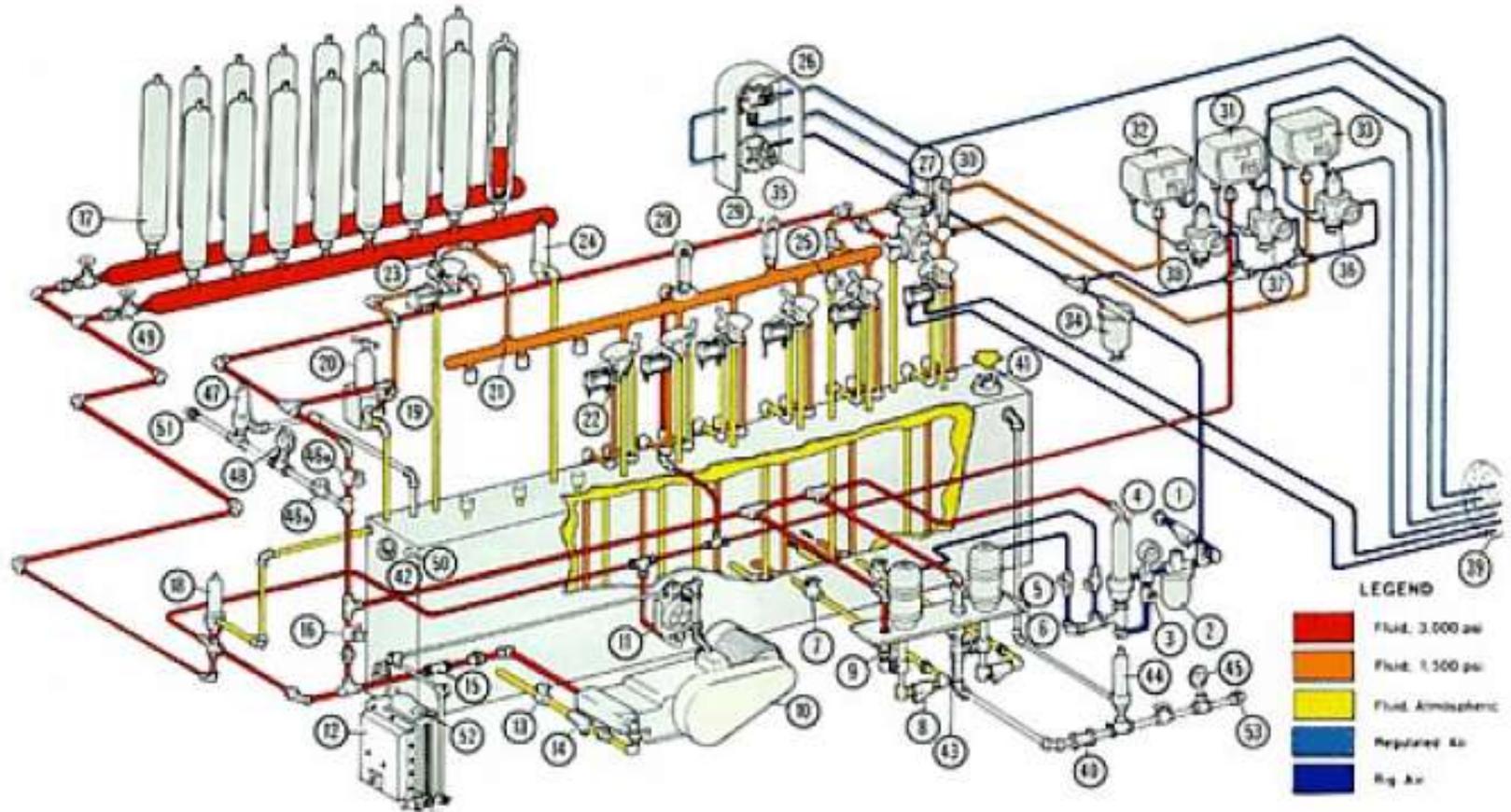
- Abrir las compuertas de inspección de 4" localizadas en los lados recipiente y asegurarse que su interior esté libre de impurezas que pudieran contaminar el sistema hidráulico. Un recipiente limpio reduce los costos de mantenimiento,
- Abrir la compuerta de llenado de 4" localizado en la parte superior del recipiente y llenar el tanque con aceite hidráulico (SAE-,10) (No use diesel), hasta 25 cm del tope.
- Abrir la válvula de purga (25) del múltiple de distribución del fluido y las válvulas aisladoras del banco acumulador (49) antes de revisar la presión de precarga de nitrógeno en las botellas. Quitar el protector de la válvula en la botella y enroscar el conjunto de precarga y manómetro. Primero enroscar el manómetro y después enroscar hacia abajo la manija "T" para verificar la precarga de nitrógeno en la botella. El manómetro debe indicar 1.000 Psi. Si la precarga de nitrógeno está baja, enroscar la línea de precarga de la botella de nitrógeno al conjunto de precarga en la botella.
- Abrir lentamente la válvula en la botella de nitrógeno hasta que el manómetro indique 1.000 Psi. Cerrar la válvula en la botella de nitrógeno. Si la precarga de nitrógeno es alta, abrir la válvula de purga en el conjunto de precarga hasta que el manómetro indique 1000 Psi.
- Cerrar las válvulas que alimentan las bombas, incluyendo la válvula que aísla el regulador hidra-neumático (3 y 5). Primero purgar y después conectar una línea de aire (1" D.I.) con aire a 125 Psi a la entrada de suministro de aire de la unidad. Revisar el lubricador de aire (2) y llenar con aceite lubricante SAE-10.
- Girar el interruptor de arranque de la bomba triplex a la posición "OFF" (fuera) y conectar la línea de energía eléctrica. Revisar el nivel de aceite en el extremo mecánico de la bomba y asegurarse de que esté lleno con aceite para motor SAE-3QW. Revisar el nivel de aceite en el protector de cadena. Llenar hasta el tapón con aceite de motor 30W o 40W. Girar el arrancador del motor eléctrico a la posición "AUTO" y después a la posición "OFF" (fuera) para revisar la rotación de la bomba.
- Colocar todas las válvulas de 4 vías (22) en posición neutral. Girar la válvula que aísla al regulador de presión manual hacia la derecha. Cerrar la válvula de purga (25) en el múltiple distribuidor de fluido. Abrir las válvulas de succión (7 y 13). Revisar y asegurarse que las válvulas que aíslan al banco acumulador (49) estén abiertas. Asegurarse que la válvula en la descarga de la bomba triple este abierta.
- Conectar el suministro de energía a las bombas neumáticas y eléctricas. Abrir la válvula que suministra aire a cada bomba neumática (5) e independientemente revisar la operación de cada bomba. Girar el interruptor del arrancador del motor eléctrico a la posición "AUTO".
- Las bombas cargarán al banco del acumulador hasta que el manómetro en el

sistema acumulador (28) indique 3.000 Psi.

- Los interruptores automáticos de presión (4 y 11) de las bombas están ajustados para parar las bombas a los 3.000 Psi. Después que se paren las bombas, revisar la calibración de los interruptores de presión.
- Abrir la válvula de purga (25) en el múltiple distribuidor de fluido hasta que las bombas arranquen (debe ser 2.700 Psi). Cerrar la válvula de purga (25) y recargar el sistema hasta que se paren las bombas (debe ser 3.000 Psi). Si se requieren ajustar, consultar la sección de "mantenimiento".
- Todos los manómetros deben indicar "0" cuando no hay presión, De no ser así, ajustar su calibración. Revisar todos los manómetros cuando el sistema esté totalmente cargado. El manómetro en el sistema acumulador (28) debe indicar 3.000 Psi. El manómetro en el múltiple de distribución (29) debe indicar 1,500 Psi (con la palanca de la válvula (23) hacia la izquierda). El manómetro en el sistema anular (30) debe indicar 1.500 Psi o menos, (ajustar la válvula reguladora (35) para las presiones de operación que recomienda el fabricante del preventor anular).
- Conectar los tubos a las salidas de las válvulas de 4 vías (22). Lavar todas la líneas y después conectarlas a las entradas correctas en el conjunto de preventoras,
- Antes de apretar las uniones a las entradas en los preventoras, operar brevemente cada función para asegurar la conexión adecuada y para expulsar el aire que haya en el sistema, Asegurarse de que haya un tramo de tubería dentro del pozo y frente a las preventoras para evitar dañar el elemento de goma en la preventora con arietes para tubería durante la prueba.
- Asegurarse que no hay fugas en el sistema hidráulico (válvulas, conexiones, uniones, etc.). Se deben bloquear las salidas de las válvulas de cuatro vías que no estén conectadas a preventor alguno.
- Se recomienda que todas las válvulas de 4 vías (22) queden en posición "abierta", manija a la izquierda. Todos los preventores; deben quedar abiertos. Cerrar las válvulas con operador hidráulico en las líneas de "matar" y "estrangular". Colocar la válvula (23) en la posición "Presión Regulada" o con la manija a la izquierda.

FIGURA 47. Esquema típico de control KOOMEY del preventor de reventones

TYPICAL KOOMEY BOP CONTROL SCHEMATIC



6.3.1.2. Descripción de las secciones

1. **Aire previsto por el cliente:** el abastecimiento de aire normal es de 125 Psi. Una mayor presión de aire puede requerir un regulador de aire para bombas de aire N° 88660.
2. **Lubricador de aire:** ubicado en la línea de entrada de aire en las bombas impulsadas por aire. Usar aire lubricante SAE 10.
3. **Válvulas de paso:** Conectadas al interruptor de presión automático hidroneumático. Cuando se requiere mayor presión de los 3000 Psi normales, abrir esta válvula. De lo contrario manténgase siempre cerrada.
4. **Interruptor de presión automático hidroneumático:** el interruptor de presión esta regulado para cortarse en 2900 Psi cuando se usan las bombas de aire y las bombas eléctricas. De lo contrario regularse a 3000 para las bombas de aire solamente. Control de tensión de resorte ajustable.
5. **Válvulas de cierre de aire:** operación manual para abrir-cerrar el abastecimiento de aire a las bombas hidráulicas impulsadas por aire.
6. **Bombas hidráulicas impulsadas por aire:** la presión de aire de operación normal es de 125 Psi. (para bombas N° 88550, la presión máxima de aire es de 200 Psi y para las bombas N° 88660 la presión máxima de aire es de 125 Psi).
7. **Válvulas de cierre de succión:** operación manual. Mantener abierta normalmente. Una para cada línea de succión de la bomba hidráulica impulsada por aire.
8. **Colador de succión:** Una para cada línea de succión de la bomba hidráulica impulsada por aire. Con rejillas removibles. Limpiar cada 30 días.
9. **Válvula de retención:** Una para cada línea de entrega de la bomba hidráulica impulsada por aire.
10. **Ensamble de la bomba doble o triple accionada por motor eléctrico.**
11. **Interruptor de presión automático hidroeléctrico:** el interruptor de presión está regulado para desconectarse a 3000 Psi y con un diferencial de conexión de 250 Psi. Ajustable.
12. **Arrancador de motor eléctrico (automático):** Arranca o para automáticamente el motor eléctrico accionando la bomba doble o triple. Trabaja conjuntamente con el interruptor de presión automático hidroeléctrico y tiene un interruptor manual de sobre control que se prende y apaga.
13. **Válvula de cierre de succión:** Operación manual, normalmente abierta. Ubicada en la línea de succión de la bomba doble o triple.
14. **Colador de succión:** ubicado en la línea de succión de la bomba doble o triple.
15. **Válvula de retención:** Ubicada en la línea de entrega de la bomba doble o triple.
16. **Válvula de cierre del acumulador:** Operación manual. Normalmente en posición abierta cuando la unidad está en operación. Cerrada durante las pruebas o mientras está sobre la torre móvil o cuando se aplica presión

mayor de 3.000 Psi para abrir el costado del ariete preventivo, ABRIR cuando se termina la prueba.

17. **Acumuladores:** Verificar la precarga del nitrógeno en el sistema del acumulador cada 30 días. La precarga del nitrógeno debe ser de 1,000 Psi +/- 10%
18. **Válvula de escape del acumulador:** válvula esta regulada para el escape a 3,500 Psi.
19. **Colador de fluido:** Ubicado en el lado de la entrada de las válvulas de reducción de presión y de las válvulas reguladoras. Limpiar el colador cada 30 días.
20. **Válvula koomey reguladora y reductora de presión:** Operación manual, Ajustar la presión de operación continua requerida por el preventor de reventones tipo ariete.
21. **Cabezal de la válvula principal:** De 2" totalmente soldada para presión de agua de 5,000 Psi
22. **Válvula de 4 vías:** Con operadores de cilindros de aire para operación remota desde los paneles de control. Mantener en operación estándar (abierta o cerrada). NUNCA EN POSICIÓN CENTRAL.
23. **Válvulas de paso:** Con operador de cilindro de aire para operación remota desde los paneles de control. En posición CERRADA, pone presión regulada en el cabezal de la válvula principal (21) y en posición ABIERTA, pone plena presión de la bomba en ese cabezal. Manténgase en posición CERRADA al menos que se requiera 3.000 Psi (o más) en el preventor de reventones tipo ariete.
24. **Válvula de escape del tubo de distribución:** La válvula está regulada para el escape a 5.500 Psi.
25. **Válvula hidráulica de purga:** Operación manual -normalmente cerrada. NOTA: Esta válvula debe mantenerse ABIERTA cuando se precargan las botellas del acumulador.
26. **SELECTOR DE UNIDAD DEL PANEL:** Válvula manual de 3 vías. Esta se usa para aplicar presión de aire piloto a la válvula, regulador de aire en la unidad o del regulador de aire en el panel de control remoto.
27. **Válvula koomey reguladora y reductora de presión - impulsada por aire:** Reduce la presión del acumulador a la presión de operación anular requerida por el preventor de reventones. La presión puede variar para operaciones de separación. No debe excederse la presión máxima de operación recomendada para el preventor anular.
28. **Indicador de presión del acumulador.**
29. **Indicador de presión del tubo de distribución.**
30. **Indicador de presión del preventor anular.**
31. **Transmisor de presión neumática para la presión del acumulador.**
32. **Transmisor de presión neumática para la presión del tubo de distribución.**
33. **Transmisor de presión neumática para la presión del preventor anular.**
34. **Filtro de aire:** ubicado en la línea de abastecimiento o reguladores de aire.

35. **Regulador de aire para la válvula koomey reductora y reguladora de presión.**
36. **Regulador de aire para el transmisor neumático (33) para la presión anular.**
37. **Regulador de aire para el transmisor de presión neumática (31) para la presión del acumulador.**
38. **Regulador de aire para el transmisor de presión neumática (32) para la presión del tubo de distribución. Nota:** El control de reguladores de aire para transmisores neumáticos están normalmente regulados en 15 psi. Aumentar o disminuir la presión de aire para calibrar el medidor del panel al medidor de presión hidráulica en la unidad.
39. **Caja de empalme de aire:** para conectar las líneas de aire en la unidad de las líneas de aire que vienen de los paneles de control remoto a través del cable aéreo.
40. **Válvula de retención para la prueba del equipo.**
41. **Apertura para llenar el fluido hidráulico.**
42. **Apertura tapón para inspección.**
43. **Válvula aisladora de salida para prueba del equipo:** alta presión de operación manual. Cerrar durante pruebas del equipo y abrir cuando se termina la prueba.
44. **Válvula de retención para prueba del equipo:** La válvula está regulada para el escape a 6500 Psi
45. **Medidor de presión para la prueba del equipo**
46. **A. Salida de la torre movable y B. Válvulas aisladoras de la válvula del cabezal.** Operación manual. Cerrar la válvula aisladora de la válvula del cabezal y abrir la válvula de la torre movable cuando se arrastra la torre. Abrir la válvula aisladora de la válvula del cabezal y cerrar la válvula aisladora de la torre movable durante las operaciones normales de perforación.
47. **Válvula de escape de la torre movable:** esta válvula está regulada para escape a 2500 Psi.
48. **Medidor de presión de la torre movable.**
49. **Válvulas aisladoras del banco acumulador:** operación manual, normalmente abiertas.
50. **Retorno de la torre movable:** conexión por el cliente.
51. **Salida de la torre movable:** conexión por el cliente.
52. **Fuerza eléctrica:** conexión por el cliente.
53. **Salida de prueba del equipo:** conexión por el cliente.
54. **Manómetro indicador de presión de aire rango 0-300 Psi**

6.3.1.3. Paneles de control

El panel de control del perforador (primario) debe instalarse en el piso de trabajo o cerca de la posición del perforador. El panel auxiliar (secundario) se debe instalar

a una distancia de entre 30 y 45 m. de la boca del pozo. Estos paneles se deben instalar y asegurar sobre una base firme.

6.3.1.3.1. Procedimiento para la instalación

- Conectar los paneles de control a la unidad acumuladora con el modulo de interconexión remoto (ya sea tubería con aire o cable eléctrico). Antes de conectar el modulo de tubos de aire a la unidad acumuladora, purgar los tubos operando cada función desde los paneles de control, para asegurarse que los tubos están libres de material extraño. Cada caja de empalme tiene un perno alineado para asegurar su conexión apropiada. Revisar la cara de cada caja de empalme. También revisar los sellos para asegurarse de que no estén dañados o sucios.
- Purgar y conectar una línea de aire (1" D.I. con 125 Psi a la línea de suministro de aire en los paneles operados con aire. Revisar el lubricador de aire en el panel para asegurarse de que este lleno de aceite lubricante SAE-10. Nunca utilizar aceites sintéticos o aditivos para lubricantes.
- Operar todas las funciones desde los paneles para asegurarse que todas las conexiones se han hecho correctamente. Para operar una función, se debe mantener en posición "abierta" la "válvula maestra de seguridad" (oprimir el botón en los paneles eléctricos) mientras se opera la función específica. Para operar desde el panel al regulador anular, girar la manija en el regulador (botón en los paneles eléctricos) y verificar la lectura en el manómetro con el manómetro correspondiente (30) en la unidad acumuladora. Permitir que pasen de 5 a 6 segundos para que operen las funciones de control y de regulación.

6.3.2. Descripción de la operación

La unidad acumuladora es un sistema de potencia hidráulica con los controles necesarios para operar los preventores durante las operaciones de perforación. Estas unidades se pueden ensamblar en una variedad de tamaños y configuraciones para llenar los requerimientos específicos dictados por el tamaño, número y presión de trabajo de los preventores, así como por los requerimientos del pozo. La operación de todas estas unidades es esencialmente la misma.

La unidad acumuladora en sí consiste de un recipiente para almacenar fluido a presión atmosférica, bombas de alta presión, acumuladores para almacenar fluidos a alta presión y un múltiple de control para dirigir el flujo del fluido a alta presión para operar los Preventores. Para entender mejor la función y operación de cada conjunta, se ha dividido la operación de la unidad acumuladora en las siguientes secciones:

- Acumuladores y recipiente.
- Conjunto de bombas neumáticas.
- Conjunto de bomba eléctrica.
- Conjunto del múltiple de control.
- Accesorios.

6.3.2.1. Acumuladores y Recipientes

Esto Incluye el acumulador, recipiente y tubería para los acumuladores que Incluye las válvulas aisladoras y de seguridad.

6.3.2.1.1. Acumuladores.

Tanto los del tipo separador como del tipo flotador guiado se precargan con nitrógeno en planta a 1000 Psi (+ 100 Psi). Sin embargo, cada acumulador se deba revisar durante la instalación de la unidad. Los acumuladores de tipo separador se fabrican en tamaños de 5, 10 y 11 galones y son de presión de trabajo de 3.000 Psi.

Los acumuladores del tipo flotador guiado son de 80 galones y también son de 3.000 Psi de presión de trabajo. Los acumuladores se cargan con las bombas de alta presión a 3.000 Psi a través de un orificio de 1". Cuando se necesita de fluido a alta presión, el nitrógeno fuerza al fluido fuera del acumulador.

6.3.2.1.2. Recipiente.

El recipiente se usa para almacenar fluido para la operación de la unidad acumuladora. El sistema de control de preventoras es un sistema cerrado donde todo el fluido descargado es regresado al recipiente. Por lo tanto es muy importante inspeccionarlo periódicamente para que no haya contaminantes que puedan obturar los filtros de succión de las bombas (8) y (14) y así hacer inoperante al sistema.

6.3.2.1.3. Tuberías del modulo Acumulador.

Los acumuladores del tipo separador se montan en bancos y se aíslan con válvulas (49). Estas válvulas deben mantenerse abiertas durante la operación normal. Si se sabe que hay un acumulador defectuoso, el banco se puede aislar hasta que se pueda reparar. Nunca se debe tratar de reparar un acumulador cuando la unidad acumuladora esté presurizada. Siendo que los acumuladores son de 3.000 Psi de presión de trabajo, en su circuito de flujo se incluye una válvula de seguridad regulada para que abra a las 3.500 Psi (18) para protegerlos de presiones mayores. Esta válvula nunca se debe quitar. Si la válvula está defectuosa, se debe reparar o cambiarla por una nueva.

6.3.2.1.4. Conjunto de bombas neumáticas

Esta es una de las fuentes de potencia de alta presión usadas para presurizar la unidad acumuladora. Estas bombas requieren un suministro de aire a suficiente presión y volumen para operarlas. El conjunto de bombas neumáticas consta de un múltiple de suministro de aire, un múltiple de succión de fluido, bombas (6) y un interruptor de presión automático (4).

Este módulo normalmente produce una presión máxima de 3.000 Psi, aunque la mayoría de las bombas son capaces de producir presiones mayores. Es importante saber operar este conjunto y cuando usar presiones mayores y como controlarlas.

6.3.2.1.5. Múltiple de Suministro de Aire.

El suministro de aire se debe conectar al múltiple de suministro de aire como se indicó en la sección de instalación. En el múltiple de suministro de aire se incluye un filtro (34) que filtra el aire y retiene los sólidos que puedan dañar las bombas neumáticas. Este filtro se debe lavar periódicamente para mantener el máximo flujo de aire. También está incluido un lubricador de aire (2) que impregna el aire con aceite para lubricar las bombas cuando operan. Este lubricador también se debe revisar periódicamente para reponer el aceite. También se Incluye un manómetro indicador de la presión de aire (54), rango 0-300 Psi. El múltiple de suministro de aire también cuenta con una válvula (5) para cortar el suministro de aire para cada bomba. Así, las bombas se pueden operar en forma independiente. En la operación normal estas válvulas deben mantenerse abiertas.

6.3.2.1.6. Múltiple de Succión de fluido.

El múltiple de succión de fluido se usa para conectar las bombas de alta presión al recipiente que contiene el fluido de operación. Este múltiple incluye una válvula aisladora (7) que se usa para aislar la bomba mientras se repara. Durante las operaciones normales esta válvula siempre debe estar abierta. También está incluido en este múltiple un filtro de succión (8).

El filtro sirve para eliminar las impurezas del fluido. Este filtro se debe revisar y limpiar periódicamente para evitar que se obture, lo cual puede dañar las bombas al operar en seco.

6.3.2.1.7. Bombas neumáticas.

Las bombas neumáticas (6) se usan para convertir la presión baja de aire en presión mayor hidráulica. Consisten de dos componentes principales, el motor neumático y el extremo hidráulico. En las bombas estándar de doble acción, la proporción de áreas entre el área del pistón del motor neumático y el área del pistón en el extremo hidráulico es de 60 a 1. Por lo tanto 1 Psi de aire producirá 60 Psi de presión hidráulica. Estas bombas están dotadas con empaques auto-

ajustables, por lo que normalmente no requieren ajuste. Siendo que estas bombas expulsan el aire lubricado, es normal encontrar aceite en el equipo a su alrededor.

6.3.2.1.8. Interruptor de Presión hidro-neumático.

Siendo que las bombas neumáticas son capaces de producir presiones en exceso de 3.000 psi, es necesario pararlas automáticamente cuando la presión de descarga llega a 3.000 Psi. El interruptor de presión hidro-neumático (4) es un interruptor ajustable que detecta la presión de descarga y cierra el suministro de aire a las bombas cuando se llega a la presión regulada. Normalmente el interruptor de presión se regula a 3.000 Psi para las unidades con bombas neumáticas solamente y a 2.000 Psi en unidades acumuladoras dotadas tanto con bombas neumáticas como con bomba eléctrica. Cuando la presión en el sistema desciende a 2.700 Psi el interruptor de presión automáticamente abre el suministro de aire y las bombas arrancan. Para ajustar la presión de paro del interruptor de presión vea la sección de mantenimiento. El interruptor de presión hidro-neumático está dotado con una válvula aisladora (3) que permite que la bomba produzca presiones hidráulicas mayores. Durante la operación normal ésta válvula debe estar cerrada. Pero en algunos casos es necesario producir presiones mayores de 3000 Psi. Para hacer esto, primero cerrar la válvula (16) que aísla la bomba eléctrica y los acumuladores, girar la válvula reguladora de presión (23) al lado de alta presión (hacia la derecha) y después abrir la válvula (3) que aísla al regulador de presión hidroneumático. Cerrar manualmente esta válvula (3) cuando la presión de descarga llegue a 5,000 Psi, para no correr peligro que se abra la válvula de seguridad (24) en el múltiple distribuidor de flujo, la cual está calibrada para descargar a la atmósfera a 5.000 Psi.

6.3.2.1.9. Conjunto de la bomba Eléctrica

El conjunto de la bomba eléctrica es otra de las fuentes de alta presión usadas en la unidad acumuladora. Este conjunto requiere de potencia eléctrica, generalmente de 20 o 440 voltios, 60 ciclos 3 fases. La cantidad de corriente requerida depende de la potencia del motor eléctrico. El conjunto de la bomba eléctrica consiste de múltiple de succión de fluido, bomba dúplex o triplex, motor eléctrico y conjunto de mando que Incluye cadena, catalina y coraza para la cadena, arrancador e interruptor de presión. La bomba opera a velocidad constante hasta la presión máxima de 3.000 Psi. Este conjunto es muy importante para el rendimiento de la unidad acumuladora. Por lo tanto es necesario entender su función y operación.

6.3.2.1.10. Múltiple de la succión de fluido.

El múltiple de la succión de fluido se usa para conectar la bomba de alta presión al recipiente que contiene el fluido con que se opera. Este múltiple incluye una válvula de succión (13) que se usa para aislar la bomba mientras se revisa o repara, También incluye un filtro de succión (14). Este filtro se usa para eliminar

sucio en el fluido. Cualquier sucio puede entrar al sistema por las preventoras y regresar al recipiente con el fluido que retorna. Este filtro se debe revisar periódicamente para evitar que se obture, lo cual puede dañar la bomba al operarla en seco.

Esto protege a la bomba al evitar presiones excesivas que puedan dañar los empaques o al extremo de potencia. Cuando la presión de descarga desciende a 2.700 psi el interruptor de presión automáticamente arranca al motor. Para hacer ajustes en el interruptor de presión.

6.3.2.1.11. Conjunto de múltiple de Distribución de Fluido

El múltiple de distribución se usa para dirigir el flujo del fluido a alta presión generado por las bombas y almacenado en los acumuladores para operar los Preventores y válvulas con operador hidráulico en el conjunto de Preventoras. La mayoría de las Preventoras operan a un máximo de 1.500 psi. Pero, la presión en los acumuladores es de 3.000 psi, por lo que se requieren reguladores para reducir la presión de operación de 3.000 psi a un máximo de 1.500 psi. Siendo que los preventores anulares requieren presiones de operación diferentes a la de los preventores de ariete, todos los múltiples de control usan un múltiple doble.

Esto quiere decir que el múltiple de distribución (o de control) incluye los reguladores, cada uno con su propio suministro de alta presión. El múltiple de distribución también incluye válvulas de 4 vías, una para cada preventor y válvula con operador hidráulico, manómetros, tuberías, filtro de alta presión, válvula de seguridad y válvula de descarga.

Es muy importante entender la operación adecuada del múltiple de distribución de fluido. Estos controles se conectan directamente al conjunto de preventores y los errores pueden ser costosos en términos de vidas y equipos.

6.3.2.1.12. Válvulas de control.

Las válvulas de control (22) son de 1", de 4 vías y 3 posiciones. Tienen un giro en la manija de 90°, con paros de 45°. Cada válvula tiene una leyenda con el nombre de su función y las posiciones de abrir y cerrar están marcadas en relación a la posición de la manija. Las válvulas de control siempre deben estar ya sea en posición abierta, cerrada, nunca en posición neutral. Cuando se opera la válvula de cerrar a abrir o de abrir a cerrar girar la manija con un movimiento rápido. El pausar en la posición neutral puede causar interflujo en la válvula, enviando a la atmósfera parte del fluido a presión y retardando su función. Las válvulas de control pueden estar dotadas con cilindros neumáticos para que puedan ser operados a control remoto desde los paneles neumáticos. Las válvulas de control y los cilindros neumáticos deben ser revisados periódicamente para asegurar su operación adecuada.

6.3.2.1.13. Conjunto de reguladores de presión para preventores de ariete.

Este regulador (20) se usa para reducir la presión de acumulador a un máximo de 1500 Psi. Esta presión regulada es la presión de operación para preventoras de ariete y para las válvulas con operador hidráulico. El ajuste de este regulador es manual. Para ajustar la presión regulada, primero aflojar la tuerca candado en el vástago y detener con una mano. Con la otra mano girar la manija de ajuste del regulador a la derecha (apretar) para incrementar la presión y hacia la izquierda (aflojar) para disminuir la presión al valor deseado. Siempre vigilar el manómetro (29) al regular la presión en el regulador del múltiple. Después que el regulador se haya fijado a la presión deseada, apretar la tuerca candado en el vástago. Para presiones de operación de 3000 psi se incluye una válvula de paso (by pass) (23). Normalmente esta válvula debe estar en la posición de presión regulada (manija hacia la izquierda). Para la presión de hasta 3000 Psi, girar la manija de la válvula a la posición de alta presión (hacia la derecha). Esto Cierra el suministro de fluido de la salida del regulador (lo aísla) y dirige la presión del fluido en el acumulador hacia el múltiple distribuidor del fluido. No se pueden regular presiones arriba de 1.500 psi.

6.3.2.1.14. Conjunto del regulador de presión para preventores Anulares.

El regulador anular (27) se usa para reducir la presión del fluido del acumulador a una máximo da 1.500 Psi para la operación del preventor anular. La magnitud de la presión aplicada sobre el elemento anular es importante para prolongar su vida útil. Consultar las recomendaciones del fabricante en cuanto a la presión máxima que se le debe aplicar al controlar el pozo o durante las operaciones cuando se saca o mete tubería a presión. Si el regulador anular se opera manualmente se puede ajustar de la misma manera como se explicó para el regulador del distribuidor de fluido. En muchos casos el perforador requerirá regular la presión sobre el preventor anular desde el piso de perforación. Esto requiere un regulador piloto neumático en el múltiple de control.

Se usan reguladores neumáticos en el panel neumático del perforador y en el múltiple de control, para regular la presión piloto al regulador anular. La rotación hacia la izquierda disminuye la presión y rotación a la derecha incrementa la presión. Siempre vigilar la presión en el manómetro anular (38) al ajustar la presión sobre el preventor anular.

6.3.2.1.15. Manómetros/Transmisores.

Se proveen manómetros en el múltiple de control para registrar la presión en el acumulador, 0-6.000 psi (28), la presión en el múltiple de distribución de fluido, 0-10.000 psi y la presión anular, 0-3.000 psi (38). Cuando se usan paneles de control remoto en conjunto con la unidad acumuladora, se requieren transmisores para convertir las presiones de fluido hidráulico a presiones neumáticas calibradas. Estas presiones son registradas en los manómetros neumáticos en los

paneles de control remoto. Estos manómetros pueden requerir calibración periódica.

6.3.2.1.16. Conexiones del Múltiple.

Las conexiones del múltiple incluyen un filtro para las válvulas de control, una válvula de seguridad regulada a 5.500 psi (24) y la válvula de purga en el múltiple (25).

El filtro de alta presión se usa para retener cualquier basura en el fluido que pudiera dañar los reguladores y las válvulas de control. Este filtro debe ser revisado periódicamente para asegurar su operación adecuada. El cabezal soldado que suministra fluido a las válvulas de control se usa para eliminar fugas posibles. La válvula de seguridad regulada para que escape a las 5.500 psi se usa para proteger de la sobre presurización del múltiple de control. La válvula de purga en el múltiple se usa para purgar la presión de la unidad acumuladora. Esta válvula debe mantenerse cerrada durante las operaciones normales.

6.3.3. Mantenimiento

Se debe desarrollar un programa de mantenimiento preventivo para mantener en condiciones óptimas de operación al sistema de control de preventores. El operador debe desarrollar el programa apropiado basándose en los programas de perforación, operación y de pruebas. Todo el sistema de control se debe probar cuando menos una vez a la semana. Esto debe involucrar operar todas las funciones desde la unidad y desde las estaciones a control remoto y registrar la lectura de los manómetros. Se debe desarrollar un buen programa de mantenimiento.

6.3.3.1. Modulo acumulador.

Las siguientes partes se deben revisar mensualmente mientras que el operador desarrolla un programa adecuado basado en sus programas específicos de operación y de prueba.

6.3.3.2. Botellas Acumuladoras.

Revisar la precarga de nitrógeno con el conjunto de precarga y manómetro. El manómetro debe indicar 1.000 psi (+100 psi). Si el manómetro Indica "0", apretar el núcleo de la válvula usando la herramienta indicada, aplicar una presión de nitrógeno de 200 Psi y ver si la presión desciende. Si la presión desciende aplicar una gota de aceite a la parte superior del vástago de la válvula. Si hay fugas, cambiar el núcleo dañado de la válvula. Si el nitrógeno escapa de la botella y sale por la válvula de purga en el múltiple de control, cambiar la cámara de goma en esa botella.

6.3.3.3. Recipiente de Fluido.

El recipiente de fluido se debe revisar regularmente, drenando y limpiando para eliminar la acumulación de residuos. El fluido de operación debe mantenerse limpio y libre de sólidos. Se debe usar un aceite hidráulico SAE-10 de buena calidad. Nunca usar diesel, combustible o agua salada.

6.3.3.4. Válvula de Seguridad.

Revisar que no se fuguen las válvulas de seguridad. Abrir la puerta de inspección de 4" en el lado del recipiente y ver si sale fluido de la línea de descarga de las válvulas de seguridad, de haber fugas, reparar o cambiar las válvulas de seguridad.

6.3.3.5. Interruptor de presión hidroneumático.

Girar la tuerca de ajustar de izquierda a derecha para incrementar la presión de paro y de derecha a izquierda para disminuir la presión de paro.

6.3.3.6. Lubricador de Aire.

Revisar el lubricador de aire y asegurarse que esté lleno de aceite lubricante SAE-10.

6.3.3.7. Filtros.

Quitar los elementos de filtro y lavar a intervalos regulares de tiempo.

6.3.3.8. Empaque de la bomba.

El empaque de la bomba no requiere mantenimiento, pues es ajustado automáticamente por un resorte.

6.3.3.9. Interruptor de presión Hidroeléctrico.

Para ajustar la presión de paro de la bomba, quitar el tornillo con cabeza hexagonal y girar el tornillo de ajustar (en el lado derecho del interruptor) a la izquierda (contra las manecillas del reloj) para incrementar la presión de paro, y hacia la derecha (en dirección de las manecillas del reloj) para disminuir la presión de paro. Para ajustar la presión de arranque de la bomba, quitar la tapa a prueba de explosión, purgar el sistema y mover la rueda de ajuste hacia arriba hasta que la bomba arranque.

6.3.3.10. Extremo mecánico

Asegurarse que esté lleno con aceite limpio para motor SAE-30W.

6.3.3.11. Guarda Cadena.

Quitar el tapón de drene inferior y eliminar el agua o sedimento. Revisar el nivel de aceite en el guarda cadena. Debe estar lleno hasta el tapón de llenado.

6.3.3.12. Empaque de la Bomba.

El empaque debe estar lo suficiente apretado para eliminar fugas y lo suficiente flojo para lubricar los émbolos con una película fina de aceite.

6.3.3.13. Filtros.

Revisar y lavar bien periódicamente los filtros.

6.3.3.14. Botón.

Lubricar los interruptores de botón con una película de lubricante eléctrico.

6.3.3.15. Prueba de lámparas.

Revisar el funcionamiento de las luces para asegurarse que los focos no se han quemado. Revisar visualmente el Interior del panel y asegurarse que esté seco. Apriete todos los tornillos de la tapa después de la Inspección.

6.3.4. Fallas mecánicas

La información que se presenta en esta sección se acumuló de la experiencia obtenida al operar las unidades acumuladoras Koomey Tipo '80. Aunque las unidades han sido diseñadas y construidas con un alto promedio de confiabilidad, es posible que ocurran problemas al operarlas.

6.3.4.1. Causas

La unidad puede ser dañada durante su arranque inicial debido a procedimientos inadecuados de instalación. Es importante que la potencia eléctrica se conecte correctamente, Asegurarse que los cables eléctricos sean adecuados para la corriente eléctrica requerida. También, el voltaje y el ciclaje deben estar de acuerdo para las especificaciones de la unidad. Conectar los cables eléctricos individuales a sus terminales de fase adecuadas. El suministro de aire disponible debe ser del volumen (pie^3/min) y presión (psi) especificados para la unidad.

Además, este suministro de aire debe ser seco y filtrado para eliminar todas las impurezas.

El personal designado para operar la unidad y sus supervisores, deben familiarizarse totalmente con todas las instrucciones escritas disponibles, especialmente con la sección operativa y la sección para resolver problemas que siguen.

Las fallas a menudo son por falta de mantenimiento preventivo, tales como bajo nivel de fluido hidráulico, filtros obturados, falta de lubricación, etc. Virtualmente todos los problemas debido a estas causas se pueden eliminar siguiendo el mantenimiento preventivo explicado en la Sección de Mantenimiento de este Manual.

Aunque los componentes mecánicos de la unidad han sido probados y revisados por sus fabricantes y por los técnicos de Koomey, están sujetos a fallas ocasionales. Estas fallas y otras mencionadas se detallan en las siguientes páginas.

6.3.4.2. Recomendaciones

El objeto de esta Sección "Fallas Mecánicas", es entrenar al operador para que identifique y corrija rápidamente cada falla que se presente. La acción que se tome resultará en un mínimo de tiempo y en la prevención de daño adicional.

6.3.4.3. Como usar la sección para resolver problemas

La información se presenta en una tabla de tres columnas verticales: La primera columna identifica el problema o síntoma. La segunda columna indica la causa probable, Con frecuencia se mencionan varias causas posibles. La última columna describe la acción correctiva a tomar. En esta tabla se asume que se han seguido los procedimientos normales de mantenimiento preventivo. Esto también incluye el uso de aire limpio y seco y el nivel adecuado del fluido hidráulico. Se debe registrar el mantenimiento preventivo efectuado. Esto debe incluir la lubricación, la adición de fluido, el lavado de filtros, el drene de trampas de humedad, fallas y reparaciones efectuadas, etc. El registro incluirá la hora, fecha y el nombre de la persona que efectuó la función.

TABLA 10. Como solucionar los problemas en el acumulador

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
1. Problema con el suministro de aire –falta de lubricante de aire-	No hay lubricante en el dispositivo.	Cerrar el suministro de aire. Abrir el grifo en el fondo del lubricador de aire (5). Drene la humedad o el aceite emulsificado. Llenar el aceite para motor 10M.
2. Problema con el suministro de aire-exceso de lubricación	Lubricador desajustado	Cerrar las válvulas que aíslan los acumuladores (49). Abrir la válvula de purga en el múltiple de distribución (25). Operar las bombas neumáticas a toda su capacidad. Con un desarmador delgado ajustar el lubricador (2) para que agote 6 gotas de aceite por min. (cerrar la válvula de purga en el múltiple (25) y abrir las válvulas que aíslan los acumuladores.
3. Problemas con el suministro de aire (las bombas neumáticas se congelan)		Parar las bombas. Cerrar las válvulas de suministro de aire a la unidad. Drenar la acumulación de líquido del receptor de aire. Después desenroscar el tapón de filtro en forma de “Y” y abrir la válvula de aire en el receptor. Esto purgara la humedad de la línea de suministro de aire. Cerrar el suministro de aire al receptor y enroscar la “Y”. Abrir el suministro de aire. Cerrar las válvulas que aíslan acumuladores (29) y abrir la válvula de purga en el múltiple (25). Operar las bombas a toda su capacidad hasta que se haya eliminado toda la humedad. Parar las bombas. Abrir las válvulas aisladoras de acumulador (49) y cerrar la válvula de purga en el múltiple (25). las bombas neumáticas ya están listas para operar

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>4. Problema en el acumulador (tipo flotador) pérdida de precarga.</p>	<p>1. La válvula de contrapresión es mantenida abierta por algún sucio.</p> <p>2. válvula de precarga defectuosa permite que escape el nitrógeno.</p>	<p>Aplicar 200 Psi de presión de fluido en el acumulador (17). Abrir la válvula de purga (25) para expulsar el sucio. Repetir el procedimiento varias veces. Si no hay mejora, descargar toda la presión del acumulador, quitar y reparar la válvula de contrapresión.</p> <p>Con la herramienta especial apretar el núcleo de la válvula. Precargar el acumulador con 1000 Psi. Observar la presión en el manómetro de descarga. Si la presión no disminuye, quitar el manómetro y poner una gota de agua sobre el núcleo de la válvula. También se puede usar aceite delgado. Si no se observa burbujeo la válvula está aguantando. El acumulador está listo para ponerlo en servicio.</p>
<p>5. Problemas en el acumulador (tipo flotador). Cerrar prematuro de la válvula de contrapresión.</p>		<p>Descargar la precarga. Quitar el conjunto de la válvula de contrapresión y vástago guía, dar vuelta al flotador y drenar el líquido. Reinstalar el conjunto de la válvula de contrapresión y vástago guía. Precargar el acumulador con nitrógeno. Cerrar la válvula de purga (25) y presioné el acumulador con 3000 Psi de presión de fluido. Si la válvula de contrapresión cierra prematuramente el flotador puede estar dañado y el cascaron requiere reparación.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
6. problemas en el acumulador (tipo flotador) la válvula de contra presión se mantiene cerrada.	El flotador está totalmente lleno de fluido.	Después que el acumulador ha sido cargado con 3000 Psi de presión de fluido y el mismo no se puede recuperar, la presión del acumulador se debe descargar a través de la válvula de precarga. Después que la presión ha sido descargada a cero, desconectar el acumulador y quitar el conjunto de válvula de contrapresión y vástago guía. Dar vuelta al flotador y Drenar todo el líquido del flotador reinstale las partes que se quitaron y volver a conectar el acumulador. Precargar el acumulador con 1000 Psi de nitrógeno. Cerrar la válvula de purga (25) para descargar rápidamente el acumulador. Si la válvula no cierra prematuramente. El acumulador está listo para operar. Si el flotador se hunde nuevamente, quitar el acumulador y reparar el flotador.
7. problemas con el motor eléctrico. El motor no arranca.	Interruptor de presión (11) defectuoso.	Desconectar la potencia del panel principal. Desconectar los cables que conectan el interruptor de presión eléctrico al arrancador. Usar un óhmetro para verificar las resistencias entre las terminales del interruptor de presión. Si se observa resistencia, el interruptor está operando correctamente y hay que buscar otra causa. Si no se encuentra resistencia, cambiar el micro interruptor. Si el tiempo es limitado, cambiar todo el conjunto del interruptor de presión.

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>8. Problemas con el motor eléctrico. El motor eléctrico opera erráticamente.</p> <p>NOTA: la presión puede bajar debido a fugas en los sellos de los pistones de la preventora.</p>	<p>1. Fluctuación del voltaje.</p> <p>2. Ajustar en el intervalo entre presiones arranque y paro.</p>	<p>Cuando la presión de paro llega a su valor adecuado y la bomba se para frecuentemente el voltaje puede estar muy bajo. Poner en la posición fuera (off) al interruptor de la bomba del motor. Revisar y corregir el voltaje en el panel eléctrico.</p> <p>Si la bomba continua parando y arrancando después de que se llega a la presión de para fijada. Puede ser necesario ajustar el interruptor. Quitar la tapa del interruptor de presión. Con el interruptor de arranque en posición de "auto", mover el indicador de ajustar con color blanco hacia abajo o hacia el frente. Abrir la válvula de purga (25) y reducir la presión del múltiple de distribución de fluido a la presión que desea que arranque la bomba. Regresar la palanca de ajustar (hacia arriba o hacia atrás) hasta que la bomba arranque. Después que se para la bomba, verificar los resultados para asegurarse que se ha obtenido la presión de arranque adecuada</p>
<p>9. Interflujo en la válvula de 4 vías (22)</p>	<p>1. Sucio en la válvula.</p> <p>2. Sellos rotos o dañados</p>	<p>Con frecuencia se puede expulsar el sucio girando manualmente la válvula en todo su rango. Repetir los giros varias veces hasta que se cese el interflujo.</p> <p>Se debe quitar y reparar la válvula. Consulte las instrucciones de mantenimiento.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
10. Problemas con los manómetros desajustados.	3. La varilla del actuador esta desajustada.	Ajustar la varilla del actuador para obtener el giro completo. Verificar el desplazamiento de la palanca.
	4. El actuador neumático esta defectuoso	Quitar el cilindro de aire y revisarlo. Limpiar y de ser necesario, reparar o cambiar.
11. Problemas con los manómetros. Respuesta lenta.	5. La presión de aire es baja.	Revisar si hay fugas de aire.
	Uso inadecuado del manómetro.	Cambiar el manómetro y enviar al taller para su reparación.
12. Las bombas operan excesivamente.	La línea de suministro esta semi-obturada. Manómetro de la presión en el acumulador.	Quando el manómetro responde lentamente o de una manera errática, pare todas las bombas. Cerrar las válvulas aisladores del banco acumulador (40). Abrir la válvula de purga (25) para descargar la presión en el múltiple. Desconectar la línea de suministro al manómetro. Purgar la línea de suministro con fluido hidráulico operando solamente una bomba neumática. Volver a conectar la línea de suministro de fluido al manómetro. Cerrar la válvula de purga (25) y operar la bomba. Si el manómetro aun responde lentamente o erráticamente, cambiar por otro en buenas condiciones.
	1. Se pasa la válvula de by-pass (8) al interruptor hidroneumático (7)	Recalibrar el interruptor para que pare las bombas neumáticas a 2900 Psi para unidades con bombas neumáticas y eléctricas. (3000 Psi para unidades con bombas neumáticas solamente) si las bombas neumáticas continúan operando, la válvula by-pass (3) puede estar parcialmente abierta o defectuosa. Cerrar la válvula. Desconectar la unión de flujo debajo de la válvula de by-pass. Si hay flujo de aire, cambiar la válvula de by-pass por otra en buenas condiciones.

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
	<p>2. Se fugan los sellos hidráulicos en el interruptor automático de presión hidroneumático (4).</p> <p>3. Se pasa a la válvula de purga (25).</p> <p>4. Se pasa una válvula de 4 vías.</p> <p>5. Válvula de precarga defectuosa (separador tipo vejiga)</p>	<p>Quitar el cilindro de aire y revisar. Limpiar y de ser necesario, reparar o cambiar.</p> <p>Parar las bombas, cerrar el suministro de aire, descargar la presión en el múltiple y desconectar el interruptor de presión para inspeccionarlo y repararlo.</p> <p>Cerrar la válvula de purga. Ver si la válvula de fuga (por los puertos de inspección localizados en los extremos del recipiente). Si la válvula descarga fluido, reparar o cambiar por otra.</p> <p>Abrir las puertas de inspección localizados en cada extremo del recipiente, observar cual es la válvula que se pasa y operar manualmente varias veces. Si la fuga persiste, reparar la válvula o cambiar por otra.</p> <p>Parar las bombas y abrir la válvula de purga en el múltiple. Revisar y anotar las presiones de precarga en cada botella. Apretar cada válvula de precarga. Precargar cada botella con 1000 Psi de nitrógeno. Revisar las válvulas de precarga colocando una película de agua sobre la parte superior de cada Válvula sino aparecen burbujas las Botellas están listas para entrar en servicio.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>13. Las bombas se paran a la presión equivocada.</p>	<p>6. Fugas en el sistema hidráulico.</p> <p>7. Perdida de la presión de precarga.</p> <p>1. El interruptor de las bombas neumáticas (4) esta desajustado.</p>	<p>Inspeccionar visualmente todas las tuberías y conexiones en la unidad acumuladora incluyendo todas las líneas de las preventoras y las válvulas de operador hidráulico. Reparar las fugas.</p> <p>Descargar despacio la presión en el sistema por la válvula de purga. Revisar y anotar la presión de precarga en cada botella. Aquellas botellas con presión de descarga nula pueden tener rota la vejiga. Para revisar esto, precargar con 200 Psi de nitrógeno. Si la presión no se abate precargar con 1000 Psi de nitrógeno. Si la botella no sostiene los 200 Psi, la vejiga está rota y debe cambiarse.</p> <p>Desconectar la potencia a la bomba eléctrica (10). Cerrar las válvulas aisladoras del banco acumulador (49). Cerrar la válvula de aire de by-pass (3). Arrancar las bombas neumáticas. Para incrementar la presión de paro, girar hacia la izquierda (contra las manecillas del reloj), la tuerca de ajustar hasta que las bombas paren a la presión deseada. Descargar la presión en el múltiple por la válvula de purga (25) y repetir el procedimiento para verificar la presión de paro.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
14. problemas con las bombas no se generan presión.	<p>2. el interruptor de presión eléctrica esta desajustado.</p> <p>1. contaminación de fluido.</p>	<p>El ajustar del interruptor de presión eléctrico tiene una tendencia a moverse y requiere una calibración periódica. Quitar el tornillo protector en la caja para exponer el tornillo de ajustar. Abrir la válvula de purga (25) para reducir la presión hidráulica. Esto disparara al interruptor de presión y la bomba arrancara. Meter una hoja delgada de desarmador en la ranura del tornillo de ajustar y girar el tornillo hacia la izquierda aproximadamente 1/8 de giro. Si la bomba aun se para antes de llegar a la presión deseada, repetir el procedimiento anterior hasta que se obtenga el paro de la bomba a la presión deseada. Volver a colocar el tornillo protector en la caja, si la bomba se para a mayor presión que la deseada, seguir las instrucciones anteriores, excepto que el tornillo se gira hacia la derecha para reducir la presión de paro.</p> <p>Cerrar las válvulas aisladoras del banco acumulador. Cerrar el suministro de aire a las bombas neumáticas (5). Abrir la válvula de purga (25) arrancar la bomba neumática y observar las puertas de inspección si hay flujo hidráulico. Si se observa poco o ningún flujo, parar las bombas. Cerrar las válvulas de succión de las bombas (7). Quitar el tapón de filtro en forma de "Y" (8) y sacar el filtro. Abrir las válvulas de succión (7) y permitir que salga el sucio en la línea de succión.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
15. Las bombas no pueden llegar a la presión final:	<p>2. Las bombas no bombean debido a bajo nivel de fluido.</p> <p>La válvula de contrapresión en la línea de descarga esta defectuosa.</p>	<p>Cerrar las válvulas (7) e instale el filtro ya lavado y el tapón. Arrancar las bombas y observar si hay flujo. Repetir el procedimiento hasta que el sistema este limpio.</p> <p>Cerrar las válvulas aisladoras del banco acumulador (49). Abrir la válvula de purga (25). Añadir el fluido hasta el recipiente hasta 25 cm. Del tope. Arrancar una bomba a la vez y a toda velocidad. Observar por las puertas de inspección que haya flujo.</p> <p>Si la presión en la bomba de descarga llega a cierto valor y la bomba continua operando, la válvula de contrapresión en la línea de descarga esta atorada en la posición abierta o está dañada (9) o (15). Parar las bombas, aislar el paro del acumulador (49) y abrir la válvula de purga (25). Quitar la válvula de contrapresión que se cree está dañada y desarmar, limpiar, reparar o cambiar, según sea necesario. Después de reinstalarla operar la bomba con la válvula de purga abierta para asegurarse que no quede aire atrapado en el sistema.</p>
16. Las bombas se fugan	1. Los empaques del embolo están gastados o dañados	En las bombas, apretar la tuerca de empaque. Si se para la fuga, revisar la lubricación del embolo. Este debe estar cubierto con una capa delgada de fluido hidráulico. Si las fugas persisten, quitar la bomba.

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>17. Problemas con el regulador de presión de la preventora anular.</p>	<p>2. El empaque de la bomba eléctrica esta gastado.</p> <p>3. El empaque de la tapa d la válvula está dañada o la tapa esta floja.</p> <p>1. Los sellos están dañados o hay basura en la superficie del sello de la válvula reguladora de presión operada con aire (27).</p> <p>2. Se fuga el regulador piloto de aire</p>	<p>Cambiar el empaque.</p> <p>Desconectar el arrancador del motor eléctrico (10). Cerrar la válvula de succión (13). Quitar la tapa de la válvula. Quitar e inspeccionar el empaque de la tapa. Cambiar los empaques si están gastados, distorsionados o dañados. Si los empaque están buenos invertir y reinstalar. Reinstalar la tapa y apretar los tornillos. Abrir la válvula de succión (13) arrancar la bomba y revisar si persisten las fugas.</p> <p>Cuando la presión de fluido hidráulico se mantiene estable y el regulador continúa descargando fluido al recipiente, poner las válvulas de 4 vías en posición central (22). Localizar el regulador neumático que suministra la presión piloto a la válvula reguladora de presión (35). Girar la manija del regulador piloto de aire de la posición cerrada a la posición abierta. Repetir varias veces este procedimiento. Si la válvula reguladora de presión continua fugándose parar o cambiar.</p> <p>Hay dos reguladores de aire que afectan el rendimiento de la presión hidráulica operada con la manija del selector manual remoto aire. Uno está localizado sobre el múltiple hidráulico próximo a la manija del selector manual remoto (35). El otro está localizado en el panel de control remoto.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>18. Problemas con el regulador de presión operado manualmente.</p>	<p>3. El operador neumático en la válvula de presión tiene fuga (27)</p> <p>4. Sellos dañados o sucios en la superficie del sello.</p> <p>1. Las partes internas no se mueven debido a la inactividad prolongada.</p>	<p>Determinar cual regulador de aire es el defectuoso aislar y revisar individualmente. Regular la presión de aire desde o hasta el máximo y observar cual regulación produce la respuesta errática. Cambiar el regulador de aire defectuoso.</p> <p>Esta condición puede ser causada porque el empaque en la cámara del operador neumático se haya dañado aflojado. Parar todas las bombas. Descargar la presión hidráulica en el múltiple abriendo la válvula de purga (25). Reducir a 0 la presión de aire piloto. Desconectar la línea de suministro de aire de la parte superior del operador neumático. Quitar la mitad superior de la cámara de operación. Quitar e inspeccionar el sello. Cambiar el sello si está dañado. Si no hay sello evidente, reinstalar el sello y la parte superior de la cámara. Apretar parejo los tornillos alrededor de la brida. Reconectar línea de aire. Revisar que no haya fuga en todas las conexiones.</p> <p>Ver el procedimiento correctivo para la válvula operada con aire con procedimiento similar.</p> <p>Si el regulador ha estado inactivo durante mucho tiempo los sellos pueden estar evitando que el regulador regrese a su posición original, poner las válvulas de 4 vías en la posición central o neutral (22).</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
<p>19. Transmisor desajustado (31), (32) , (33)</p>	<p>2. Los sellos están dañados. hay sucio en el área del sello</p> <p>Manómetro neumático en el panel o control remoto desajustado.</p>	<p>Ajustar el regulador varias veces desde presión nula hasta presión máxima. Esta acción establecerá un sello nuevo y tan bien expulsara cualquier sucio en el área del sello.</p> <p>Poner las válvulas de 4 vías en posición central o neutral (22). Operar manualmente el regulador de cero a la presión máxima. Observar la descarga desde las compuertas de inspección. Si las fugas persisten reparar o cambiar el regulador. Para quitarlo, aislar el banco acumulador. Purgar el múltiple del sistema hidráulico.</p> <p>El transmisor es un instrumento confiable pero delicado, el cual puede ser afectado fácilmente por el uso rudo. Para corregir el ajustar, reducir la presión hidráulica a cero en el manómetro correspondiente. Quitar la tapa del transmisor. Usar un desarmador delgado para ajustar la válvula hasta que el manómetro neumático en el panel remoto indique cero presiones. Aunque la presión hidráulica en el sistema es 1000 Psi.</p> <p>Ajustar el manómetro receptor en el panel remoto a la posición correspondiente. Aumentar la presión hidráulica en incrementos de 1000 Psi hasta que llegue a la máxima de 3000 Psi. Hacer los ajustes para obtener la lectura de presión correspondiente. Usar la válvula de purga en el múltiple (25) para reducir la presión en decrementos de 500 Psi hasta que la presión descienda a cero.</p>

PROBLEMA	POSIBLE CAUSA	CORRECTIVO
20. El manómetro receptor indica presión baja o nula.	Las mangueras pequeñas dentro del transmisor han estallado o se han desconectado.	Hace el ajuste final al manómetro receptor en el panel remoto. CUIDADO No cambiar la calibración del regulador de aire al transmisor. La presión máxima no debe exceder de 18 Psi. Presiones mayores pueden dañar tuberías dentro del transmisor. Quitar la tapa del transmisor. Escuchar si hay escape de aire. Localizar la manguera dañada o desconectada y reparar. Recalibrar el manómetro siguiendo el procedimiento anterior.

6.4. EQUIPO AUXILIAR PARA EL CONTROL DE POZOS

Hay varios instrumentos disponibles para facilitar un cierre selectivo de la sarta de perforación mientras está bajo presión. Estos instrumentos deben estar ya sea en la sarta, continuamente, o inmediatamente disponibles en el piso del taladro, para instalar en el caso de que empiece a fluir un pozo durante el viaje de la tubería. Normalmente, se corre una válvula de tapón continuamente entre el kelly y la unión giratoria, mientras que la válvula de seguridad es corrida continuamente en el fondo del kelly. Debe haber un preventor interno siempre disponible en el piso del taladro, o por lo menos, una válvula flotadora para tubería de perforación. A continuación se muestra la descripción y utilización del equipo auxiliar necesario para controlar una arremetida. Obviamente, todo este equipo debe incorporar las mismas conexiones de la tubería de perforación en uso.

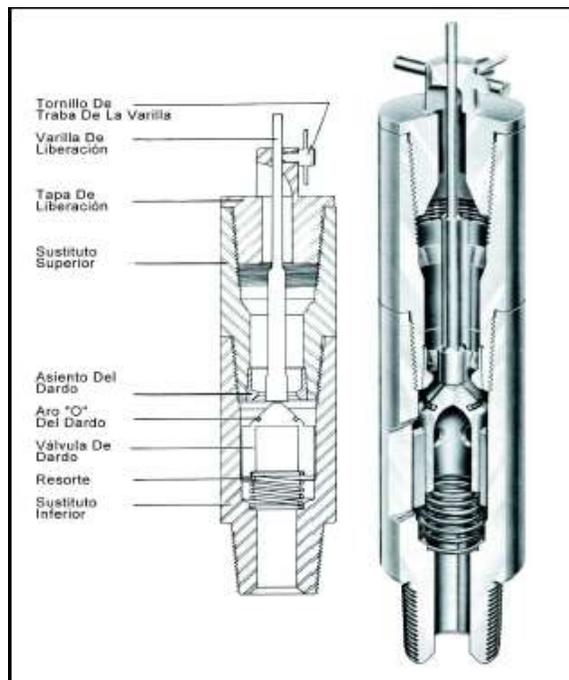
6.4.1. Válvula inferior de seguridad para el cuadrante (kelly)

La válvula inferior del kelly es usada cuando se encuentra alta presión a través de la sarta, además se utiliza para economizar lodo y es muy efectiva para eliminar la contaminación.

Para el uso de esta válvula se debe considerar lo siguiente:

- Va instalada entre el kelly y la conexión substituta para el kelly.
- Debe probarse a la presión completa de trabajo durante las pruebas de las preventoras.
- Deben tenerse en el piso del taladro válvulas de seguridad para el kelly y que sirvan para todos los tamaños de tubería de perforación.
- Se debe asegurar que la llave para abrir la válvula esté en el piso del taladro.
- La válvula debe ser del mismo diámetro interno que el kelly

FIGURA 48. Válvula inferior de seguridad para el cuadrante (kelly)



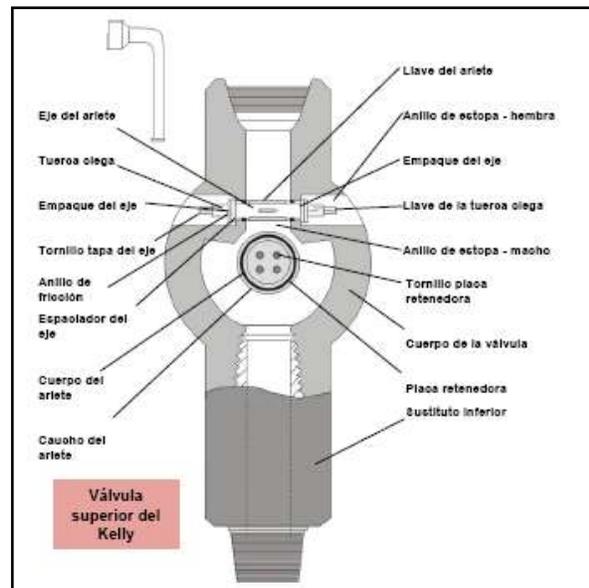
6.4.2. Válvula superior de seguridad del cuadrante (Kelly)

Esta válvula se usa como válvula de seguridad para el kelly.

Para el uso de esta válvula se debe considerar lo siguiente:

- Va instalada entre la unión giratoria y el Kelly.
- Debe probarse a la presión de trabajo durante la prueba de las preventoras.
- Debe cerciorarse que el obturador este siempre abierto.
- Debe cerciorar que la llave para abrir la válvula esté en el piso del taladro.

FIGURA 49. Válvula superior de seguridad del cuadrante (Kelly)



6.4.3. Preventores internos

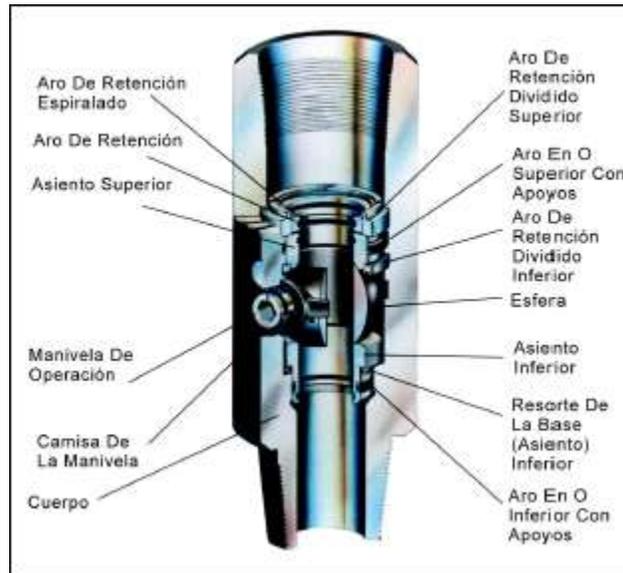
Cuando hay tubería de perforación en el hueco, existen dos áreas donde las presiones de formación se pueden transmitir a la superficie 1) El anular. 2) Dentro de la tubería de perforación.

La protección más completa se obtiene cuando ambos espacios pueden ser cerrados, el preventor interno es necesario para tener el pozo bajo control.

Para su uso se debe considerar lo siguiente:

- Se requiere uno en el piso del taladro para cada diámetro de tubería de perforación en uso.
- Debe probarse a la presión de trabajo durante las pruebas de las preventoras.
- Normalmente se requiere en las operaciones de arrastre de la tubería de perforación.

FIGURA 50. Preventores internos

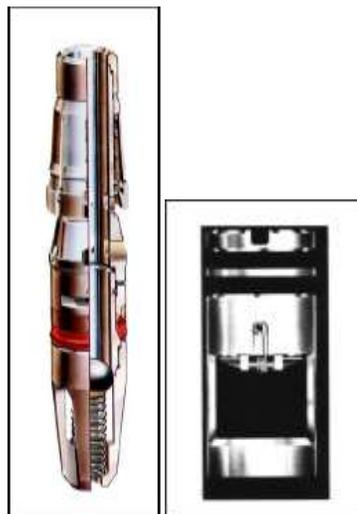


6.4.4. Válvula de flotación para tubería de perforación

La válvula de seguridad que se coloca por encima de la broca de perforación, para su instalación se necesita colocar un sustituto con receso en la sarta.

- Las hay de los tipos de charnela y de dardo.
- La válvula de charnela con orificios se recomienda para facilitar la lectura de la presión de cierre de la tubería de perforación.

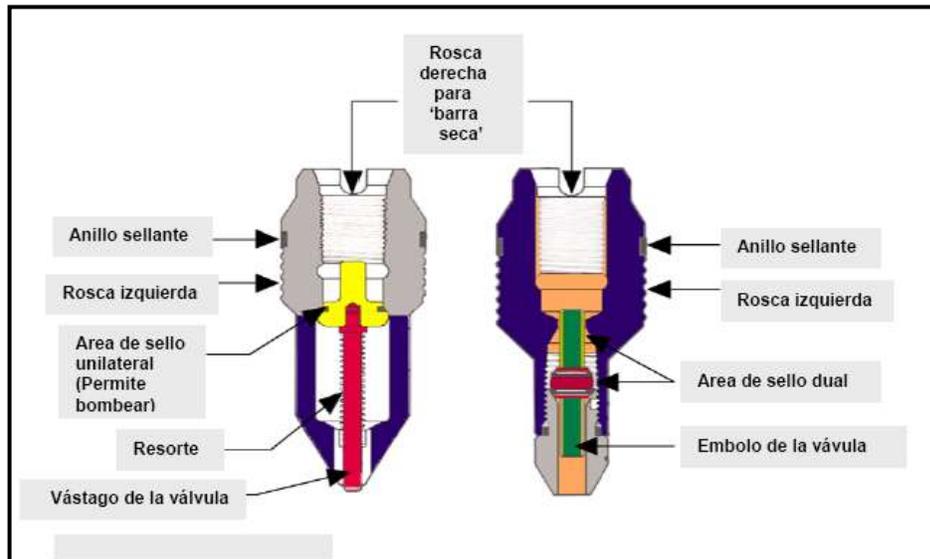
FIGURA 51. Válvula de flotación para tubería de perforación



6.4.5. Válvula de contra presión (drop-in)

Válvula versátil, porque puede ser usada en cualquier posición en la sarta de perforación. Para su instalación, se necesita colocar un sustituto con asiento que no impida las operaciones normales en el proceso de la arremetida; se tira el dardo para que actúe como válvula de contrapresión con restricción de flujo hacia arriba.

FIGURA 52. Válvula de contra presión (drop-in)



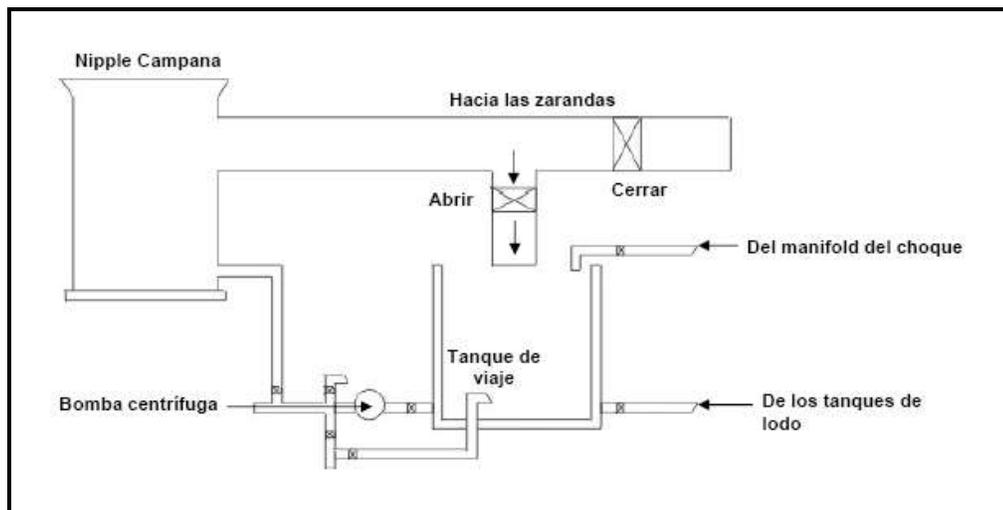
6.4.6. Tanques de viaje

Recientemente, una nueva solución para el problema de mantener el hueco lleno durante los viajes ha ganado una amplia aceptación. Un tanque pequeño calibrado alimenta fluido constantemente al hueco ya sea por gravedad (de un tanque elevado) o por una bomba centrífuga. Hay un hombre verificando en el tanque para registrar el volumen neto de fluido agregado al hueco al removerse la sarta de perforación. Cualquier falla, para que el hueco tome el volumen correcto de fluido por el volumen de acero removido del hueco, es observada inmediatamente y se pueden tomar los pasos correctivos.

6.4.6.1. Tanque calibrador que actúa con bomba, para medir el fluido

- Ofrece un método positivo para mantener el hueco lleno durante las operaciones de sacar/meter la tubería de perforación.
- De fácil instalación para otras operaciones de medida.
- Puede montarse convenientemente cerca al piso en cualquier locación.

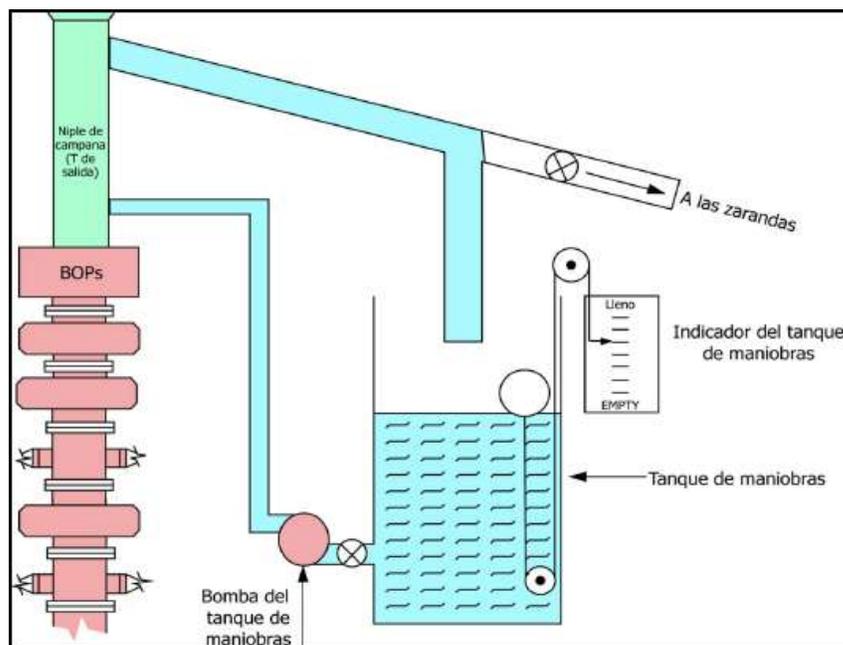
FIGURA 53. Tanque calibrador que actúa como bomba, para medir el fluido



6.4.6.2. Tanque calibrador que actúa por gravedad

- Construcción relativamente económica.
- Deben sacarse las barras lentamente para medir que el flujo del lodo sea uniforme.
- Difícil de usar en otras operaciones de medida.
- Debe ir montado sobre patas largas, las cuales están sujetas a daños durante las mudanzas de taladros.

FIGURA 54. Tanque calibrado que actúa con gravedad



6.4.7. Separador de gas

Un separador de gas es un tanque cilíndrico que puede ser instalado de una manera horizontal o vertical. Los verticales presentan bandejas intercaladas o escalonadas a lo largo del mismo y los horizontales no tienen bandejas sino especie de rejillas en dos partes de donde ambos casos el propósito es evitar contrarrestar el exceso de presión que proviene del pozo. Actualmente, todos los taladros poseen un separador de gas el cual es un elemento de gran utilidad y seguridad.

6.4.7.1. Funcionamiento

Al entrar el fluido al tanque horizontal o vertical (ver figuras N° 55 y 56), el contrapaso de las dos corrientes de fluido hace que las partículas disminuyan su velocidad y caigan al fondo del tanque (el fluido) y el gas se eleva hacia arriba.

A cierto nivel de fluido (de acuerdo a los requerimientos de trabajo) en el tanque, este es descargado al canal de circulación a través de un sistema de control (Fisher) que opera una válvula mariposa, de la misma manera que el gas es atrapado es descargado a la atmósfera al encontrarse a +/- 60 psi o a la presión que el operario la requiera.

FIGURA 55. Separador de gas-liquido

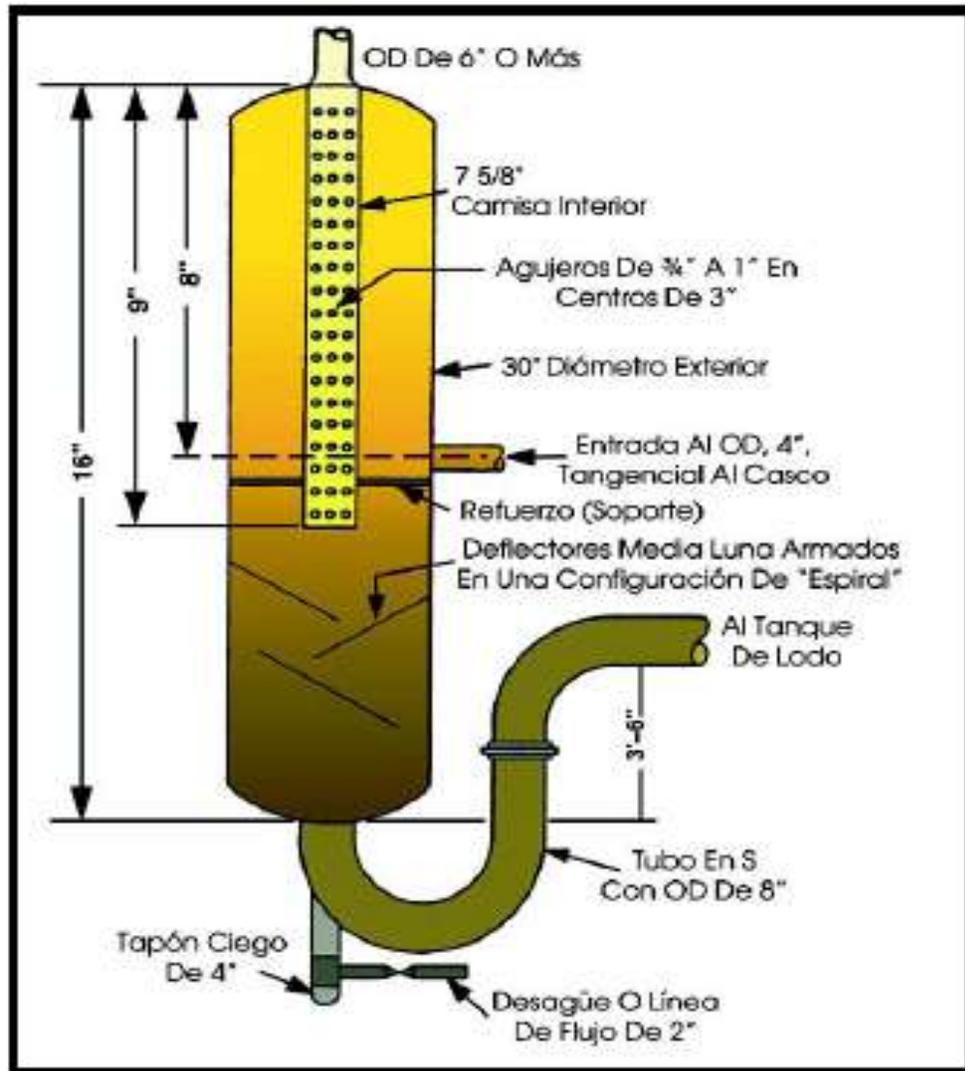
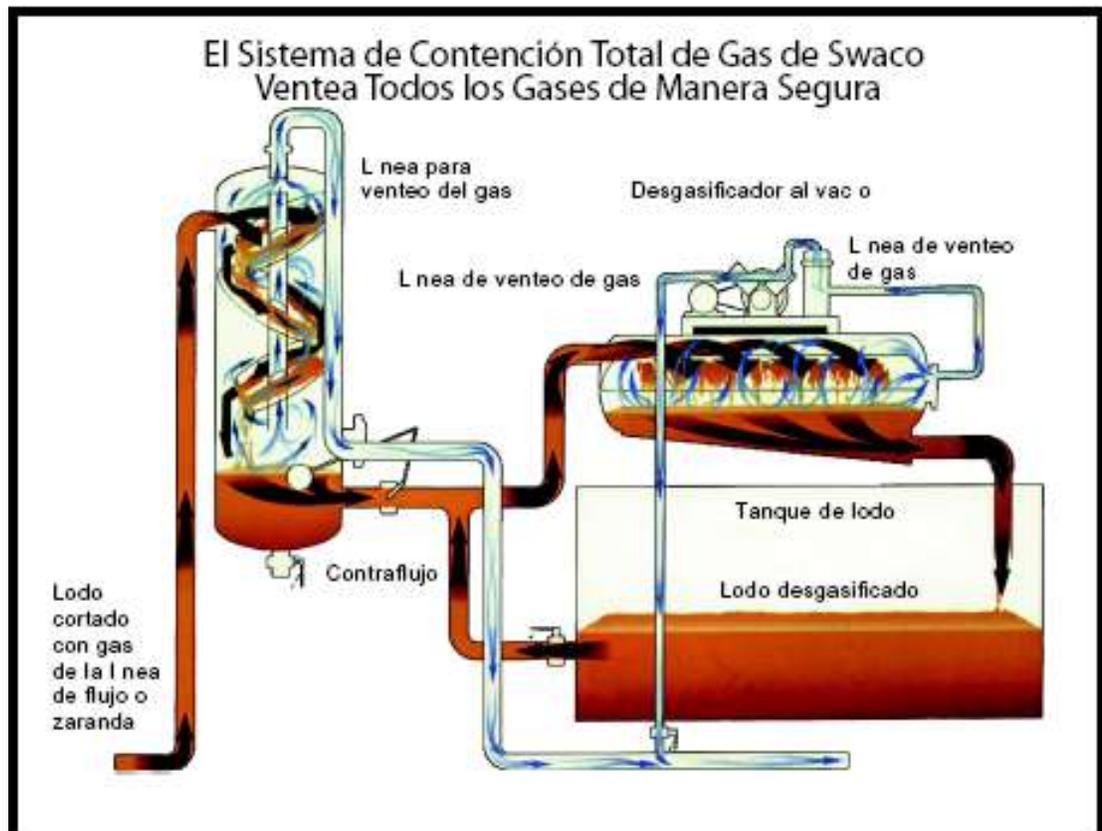


FIGURA 56. Separador de lodo-gas horizontal



CONCLUSIONES

- Se elaboró el manual interactivo de control de pozos para acreditación ante el **IADC** como WellCAP de la empresa Q-Training & Supplies.
- Se creó una ayuda de estudio para los estudiantes de la Universidad Surcolombiana y además para los empleados de Q-TRAINING & SUPPLIES que deseen realizar investigación o tengan la necesidad de actualizar sus conocimientos sobre este tema.
- Se elaboró una guía para ser implementada en los procedimientos de control de pozos que no solo puede ser utilizado por los estudiantes de la universidad Surcolombiana sino por cualquier particular que necesite esta información.
- Se diseñó un completo plan de entrenamiento para trabajadores en los diferentes cargos y en el propio sector de perforación y reparación de pozos de petróleo y gas en la industria petrolera.
- Se retomaron y refuerzan los conocimientos en el área de Well control adquiridos durante el aprendizaje y el desarrollo del plan de estudios de ingeniería de petróleos para informar y hacer el manual interactivo para la acreditación de la empresa Q-TRAINING & SUPPLIES.

RECOMENDACIONES

- Incluir una revisión periódica de los Procedimientos que se mencionan en el documento que acompaña el manual interactivo como una actividad que debe desarrollar la empresa Q-TRAINNING & SUPPLIES. Esta actividad debe estar a la vanguardia de los nuevos procedimientos en la industria petrolera.
- Se Plasmaron en una presentación y en imágenes las operaciones que se llevan a cabo durante las operaciones de WELL CONTROL para que puedan ser utilizados por los estudiantes de la Universidad Surcolombiana.
- Este manual podrá ser utilizado en las asignaturas de perforación, Well Control y en materias afines en que se contemplen en el plan de estudios del programa de ingeniería de petróleos.
- La continuidad de este trabajo puede ser efectuada por otros estudiantes de la Universidad Surcolombiana al actualizar este manual de acuerdo a las nuevas tecnologías que se empleen en los procedimientos de control de pozos y de esta manera generar un posible nuevo tema de tesis.

BIBLIOGRAFÍA

- Marlin Colombia Drilling Co., Inc. “Manual de Entrenamiento – Control de Pozos”, Neiva, 1990
- El servicio de extensión petrolera, La Universidad de Texas en Austin, “Conceptos Básicos de Perforación”, Austin, Texas, 1979.
- Ron Baker, “Practical Well Control”, Petroleum Extension Service, Continuing Education & Extension, The University of Texas at Austin, 1998.
- PDVSA-CIED filial de Petróleos de Venezuela S.A., “Prevención de Arremetidas y Control de Pozos”, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, CIED, 1997.
- Baroid Training Center, “Manual de Control de Pozos”, Baroid Drilling Fluids, Inc./Training Department, 1996.
- Pemex, Exploración y Producción, “Control de Pozos WellCAP” Curso Combinado, Nivel Fundamental, Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos.
- University of Houston, Victoria, “Basic Well Control” Principles and Procedures, Petroleum Training Institute, 2000.
- Texaco Inc. “Well Control School Manual”
- Well Control School, “Guide to Blowout Prevention”, Harvey, Louisiana 70058, 2000.
- Parker Training Center, “BOP Mantenimiento/Inspeccion/Pruebas, Port of Iberia, 1110 Unifab road, New Iberia , Louisiana, 1999.
- Nabors International, Inc, “RMS-11 Well Control Manual, Houston Texas, 2005.
- Randy Smith Training Schools, “Control de pozos para el Personal del Taladro”, Perforación, Completamiento y Reacondicionamiento, aprobado por MMS, IADC e IWCF, 1999.
- Loffland Brothres de Venezuela, C.A. “Prevención de Reventones y Control de Pozos.
- Escuela Argentina de Control de Surgencias, “Practicas de Control de Surgencias”, Facultad de Ingeniería- U.N. Cuyo, Mendoza, Argentina, 1996.