

**CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES Y METODOLOGÍA DE LA
PERFORACIÓN Y COMPLEMENTAMIENTO DE POZOS CON UNIDADES DE
SNUBBING**

OSCAR ARESSU EBRATTH SALGADO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2012**

**CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES Y METODOLOGÍA DE LA
PERFORACIÓN Y COMPLEMENTAMIENTO DE POZOS CON UNIDADES DE
SNUBBING**

OSCAR ARESSU EBRATTH SALGADO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
Ing. Edelberto Hernandez Tréjos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2012**

DEDICATORIA

La primera persona a la que quiero de dedicar este trabajo es a mi amigo, mi maestro, mi mentor, mi padre, mi abuelo Raúl Salgado, quien hizo de mi la persona que soy, me ayudo a ver el conocimiento y el buen obrar como virtudes hermanas y me enseñó que amar es no tener nunca que arrepentirse de nada. Sin embargo, dedicar este libro a mi abuelo no sería nada sino hiciera parte de esto a mi abuelita Teresa Reales, quien sobre todas las cosas ha sido mi madre y mi amiga.

Quiero dedicar este libro también a mi Padre Oscar Ebratth, a mi Madre Putativa Nohora Pardo y a mis hermanos Michael y Vanessita quienes siempre me han apoyado, han confiado en mi y con quienes he aprendido que, a pesar de las diferencias y los roces, solo la familia nos apoyará siempre.

También quiero dedicarle este trabajo una persona que a pesar de su ausencia, el deseo de saber algún día su destino siempre ha sido un apoyo para mi, a mi madre Rocío Salgado quien está en mi corazón y en mi mente.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis sinceros agradecimientos:

Al profesor Edelberto Hernández Trejos por las bases académicas que me brindó, y por haberme ayudado a ver el área de las operaciones petroleras como un campo de estudio interesante.

Al profesor Emiliano Ariza León por sus valiosas recomendaciones y su colaboración y disposición en el desarrollo de este trabajo. También al Ingeniero Fabian Camilo Yatte por sus recomendaciones y su disposición para contribuir a este trabajo.

A mis padres Raúl Salgado, Teresa Reales, Oscar Ebratth, Nohora Pardo, Marina Sinning y Rocío Salgado por su apoyo, sus enseñanzas y su confianza en mi.

A mis tíos quienes han sido parte importante de este proceso: Diana Salgado, Angélica Salgado, Raúl Salgado, Yovani Ebratth, Indira Ebratth, Xiomara Ebratth, Darwin Ebratth, Everth Ebratth

A aquellos amigos que al ser personas dignas de respeto y admiración han significado en mi una motivación para ser mejor cada día, en especial a: Sebastian Salamanca, Daniel Barón, Fabián Puerto, Michael Ebratth, Camilo Navarro, Andrés Gonzales, Leonardo Torres, Andres Rossi, Gustavo Niño y todos aquellos igualmente importantes que se me escapan en este momento.

A esas señoritas que me han brindado su apoyo y su amistad en todos estos años en especial a: Ximenita Camacho, Lorenita Suárez, Mary Trinity Ceferino, Linita María, Leti Reales, Andreita Bacca, Luz H Calderón, Dianita Ardila, Dianita Figueroa, Raysa Diaz y todas aquellas igualmente queridas que se me escapan en este momento.

A mis tres niñitas amadas, Juliethe Ebratth, Yalenka Ebratth y Fawly Mogollón quienes han sido mi compañía y mi alegría todos estos años.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. DEFINICIONES	21
2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE <i>SNUBBING</i>	25
2.1. La unidad básica de <i>snubbing</i>	25
2.2. Unidad Hidráulica de Asistencia <i>HRA</i>	26
2.3. Unidad Hidráulica de <i>Workover/Snubbing (Snubbing/HWO)</i>	30
2.3.1. Cuñas	32
2.3.2. Cabeza Rotaria	34
2.3.3. Gato Hidráulico	35
2.3.4. Cesta de Trabajo	36
2.3.5. Consola del operador	37
2.3.6. Consola del preventor	37
2.3.7. Mástil telescópico	38
2.3.8. Guinche para tubería	39
2.3.9. Unidad de Potencia	39
2.4. Componentes de la Sarta de Trabajo	41
2.4.1. Válvulas de Seguridad para Tubería de Perforación (<i>Kelly Cocks</i>)	41

2.4.2. Válvula Flotadora	42
2.4.3. Preventoras Internas (<i>Inside BOPs</i>)	42
2.5. Componentes del Sistema de Control de Pozos	43
2.5.1. (<i>Stripper Rubber</i>)	45
2.5.2. Preventor Anular	46
2.5.3. Preventor tipo Ariete (<i>Ram BOP</i>)	53
2.5.4. Desviadores	62
2.5.5. Unidades de control de las preventoras	63
2.5.6. Líneas de estrangulamiento y de flujo para matar el pozo	66
3. INTRODUCCIÓN A LAS OPERACIONES CON UNIDADES DE SNUB- BING/HWO	68
3.1. El procedimiento de snubbing	70
3.1.1. Snubbing/Stripping a través de <i>strippers</i>	71
3.1.2. Snubbing/Stripping a través del preventor anular	71
3.1.3. Snubbing/Stripping a través de preventores de arietes (<i>Ram- to-Ram Snubbing/Stripping</i>)	75
3.2. Lubricación	77
3.3. Consideraciones teóricas	79
3.4. Especificaciones del los equipos	83
3.5. Consideraciones de pandeo	84

4. MONTAJE DE UNIDADES DE SNUBBING/HWO	89
4.1. Preparación Inicial del Sitio	89
4.2. Cálculos Preliminares al Trabajo	91
4.3. Instalación del Preventor de Reventones	93
4.4. Instalación del gato hidráulico	95
4.5. Instalación y egreso de la cesta de trabajo	96
4.6. Levantamiento y sujeción del mástil	97
4.7. Instalación de las llaves de fuerza	98
4.8. Instalación del <i>Stand Pipe</i> , la <i>Swivel</i> y la Manguera de Circulación . .	99
4.9. Instalación del Choke y de las líneas de flujo	100
4.10. Colocación e instalación de la bomba de fluidos y del tanque de circulación.	101
4.11. Instalación del conjunto de fondo de pozo y de la sarta de trabajo. . .	102
5. PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS CON UNIDADES DE SNUBBING/HWO	104
5.1. Inspección de la sarta de trabajo, del BHA y de las válvulas de contrapresión.	104
5.2. Medición y marcado de la sarta de trabajo.	105
5.3. Entrada al pozo bajo presión.	107
5.4. Salida del pozo bajo presión.	109

5.5. Transición de tubería liviana a tubería pesada (RIH).	110
5.6. Transición de tubería pesada a tubería liviana (POOH).	111
5.7. Protección del pozo hasta el día siguiente.	111
5.8. Reanudación del trabajo luego de haberlo protegido.	113
5.9. Operaciones de lavado	114
5.10. Parada de emergencia	115
5.11. Falla del equipo en superficie	116
5.12. Falla del equipo en subsuelo	120
5.13. Control de la formación de hidratos	122
5.14. Sistemas de control de pozos	123
6. COMPARACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO-TIEMPO DE OPERACIÓN	127
6.1. Campo de gas Dayung en Indonesia	129
6.2. Campo Anschutz Ranch East (ARE)	130
6.3. Oferta económica de un equipo de Workover convencional frente a una unidad de snubbing/HWO.	132
CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137

LISTA DE FIGURAS

1.1. Diferencia entre <i>Stripping</i> y <i>snubbing</i>	22
2.1. Unidad Mecánica de <i>snubbing</i> y Unidad Hidráulica de <i>snubbing</i> con sus principales componentes	26
2.2. Unidad Hidráulica de Asistencia HRA	27
2.3. Unidad HRA montada sobre un camión especializado para el transporte y el suministro de potencia hidráulica.	29
2.4. Esquema de una unidad HRA típica.	30
2.5. Principales componentes de una unidad de <i>Snubbing/HWO</i>	31
2.6. Sistema de cuñas para <i>snubbing</i>	32
2.7. Ventana de las cuñas estacionarias	33
2.8. Cesta de trabajo de una unidad <i>Snubbing/HWO</i>	37
2.9. Consola del Operador	38
2.10. Guinche para tubería	39
2.11. Unidades de Potencia Hidráulica	40
2.12. Componentes de la Sarta de Trabajo	43
2.13. Arreglo típico de preventoras para operaciones sobre pozos vivos. . .	44
2.14. <i>stripper rubbers</i>	45
2.15. Preventor anular Hydril GK	48
2.16. Preventores anulares Hydril GL y Hydril GX	49

2.17. Preventor anular esférico Varco/Shaffer	50
2.18. Preventora anular Cameron DL.	51
2.19. Preventora anular rotatoria	52
2.20. Tipos de Arietes	55
2.21. Preventora de ariete Cameron U	56
2.22. Circuito hidráulico Cameron U	57
2.23. Preventora de arietes Shaffer SL triple	58
2.24. Circuito hidráulico Shaffer SL sencilla	59
2.25. Sistema de bloqueo mecánico Shaffer	59
2.27. Preventora de arietes Hydril con sistema hidráulico de bloqueo.	60
2.26. Sistema de bloqueo hidráulico Shaffer	60
2.28. Sistema de bloqueo MPL de las preventoras Hydril.	61
2.29. Esquema de un sistema desviador.	62
2.30. Unidad de acumulador típica.	64
2.31. Botella de acumulador tipo separador	65
3.1. Esquema del equipo recomendado para Snubbing/Stripping con preventor anular.	72
3.2. Preventoras tipo ariete con un carrete espaciador, un circuito de igualación y línea de purga.	75
3.3. Snubbing/Stripping a través de preventores de arietes (RIH) (<i>Ram-to- Ram Snubbing/Stripping</i>)	77

3.4. Esquema de un cilindro de gato hidráulico	83
3.5. Tipos de pandeo.	85
6.1. Distribución del tiempo en las operaciones de un pozo del Campo de gas Dayung	130
A–2. Layout de un locación con unidad de <i>Snubbing/HWO</i>	140

LISTA DE TABLAS

2.1. Especificaciones de bloques de cuñas.	34
2.2. Especificaciones de gatos hidráulicos	35
2.3. Especificaciones para mástil telescópico.	38
2.4. Especificaciones comunes para guinches de tubería.	39
6.1. Costos Internacionales para una unidad de Snubbing/HWO	132
6.2. Oferta económica de un Equipo de Workover 350hp	133
B-3. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing	141
B-4. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing	141
B-5. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing	142

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. LAYOUT DE UNA LOCACIÓN CON UNIDAD DE SNUBBING/HWO	140
ANEXO B. INFORMACIÓN SOBRE LOS PREVENTORES DE REVENTONES	141
ANEXO C. FORMATOS DE MANTENIMIENTO PRE Y POST TRABAJO	143
ANEXO D. ESPECIFICACIONES DE UN EQUIPO DE WORKOVER CONVENCIONAL	156
ANEXO E. ESPECIFICACIONES DE UNA UNIDAD DE SNUBBING .	165

RESUMEN

TITULO: CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES Y METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS CON UNIDADES DE SNUBBING.*

AUTOR: OSCAR ARESSU EBRATTH SALGADO.**

PALABRAS CLAVES: Snubbing, pozos vivos, Unidad de Snubbing/HWO, servicio a pozos, perforación de pozos, completamiento de pozos, equipos convencionales de workover.

Un sistema de Snubbing es básicamente un sistema de servicio a pozos (well-service) capaz de correr tubería en pozos “vivos”.

Originalmente la técnica de snubbing fue desarrollada como una herramienta de control de reventones. Sin embargo, la mayoría del trabajo de las unidades de snubbing en la actualidad consiste en la intervención de pozos vivos y, aunque los sistemas de snubbing son reconocidos actualmente por ciertos operadores como una herramienta de rutina en completamiento y workover, para muchos operadores el término snubbing aún sigue siendo sinónimo de pozos problemáticos y es considerada una técnica de último recurso.

En este trabajo se exponen las características de las unidades de snubbing y los aspectos técnicos y operacionales más importantes a tener en cuenta en el momento de su aplicación especialmente en perforación y workover de pozos. Adicionalmente se establece un paralelo frente a equipos de perforación convencionales en el que se muestra la viabilidad económica de implementar unidades de Snubbing/HWO en el trabajo sobre pozos de petróleo y se concluye que el costo por día de una unidad de Snubbing/HWO autónoma es menor que el costo diario de un equipo de workover.

El uso de Snubbing/HWO reduce considerablemente el riesgo de perder la productividad de pozos con producciones importantes y reduce los costos asociados con el fluido de control y las operaciones de re-inicialización de la producción del pozo luego de un servicio.

Los campos maduros colombianos en los cuales resulta difícil y costosa la re-inicialización de la producción luego de intervenciones sobre el pozo muerto, serian buenos candidatos para la consideración de programas de completamiento y workover con unidades de Snubbing/HWO.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director de Proyecto Ingeniero Edelberto Hernández Trejos

ABSTRACT

TITLE: OPERATIONAL FEATURES AND METHODOLOGY OF OIL WELL DRILLING AND COMPLETION WITH SNUBBING UNITS.*

AUTHOR: OSCAR ARESSU EBRATTH SALGADO.**

KEYWORDS: Snubbing, live wells, Snubbing/HWO unit, well-service, oil well drilling, well completion, conventional workover rigs.

Basically, a Snubbing system is a well service equipment capable to handle tubulars in live Wells.

Originally, the snubbing technique was developed as a blowout control tool. However, the most work of the snubbing units is in live well intervention and, although snubbing systems are recognized by some operators as a routine tool in completion and workover, for many operators the term “snubbing” still is a synonym of problematic wells and is considered a last resort technique.

This work exposes the features and the most important technical-operational aspects to consider in the application of snubbing units in well drilling a workover. Additionally, a comparison is made between snubbing units and conventional rigs, which exposes the economic advantages of the work with snubbing units and it concludes that the cost per day of snubbing units is lower than the cost per day of a conventional rig.

Using Snubbing/HWO reduces the risk of lost well productivity and reduces the associated cost with control fluid and re initialization after a well service.

Colombian mature fields in which is difficult and expensive the production re-initialization after well interventions killing the well, would be good candidates to consider in completion and workover programs with Snubbing/HWO units

* Degree Work.

** Faculty of Physical Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Advisers: Eng. Edelberto Hernández Tréjos.

INTRODUCCIÓN

Un sistema de *snubbing* es básicamente un sistema de servicio a pozos (well-service) capaz de correr tubería en pozos «vivos».

Originalmente la técnica de *snubbing* fue desarrollada como una herramienta de control de reventones. Sin embargo la mayoría del trabajo de las unidades de *snubbing* en la actualidad consiste en la intervención de pozos vivos y, aunque los sistemas de *snubbing* son reconocidos actualmente por ciertos operadores como una herramienta de rutina en completamiento y workover, para muchos operadores el término *snubbing* aún sigue siendo sinónimo de pozos problemáticos y es considerada una técnica de último recurso.

Las aplicaciones actuales de la unidad de *snubbing* y *Workover* Hidráulico (HWO) incluyen los trabajos de remediación de pozos sin recurrir a fluidos de matar y la realización de trabajos de cambio de tubería. Además, las tareas de intervención de pozos con unidad de *snubbing* se han hecho rutina donde las operaciones con coiled tubing no son factibles, debido a la geometría o longitud del pozo, y deberían ser consideradas en aplicaciones off-shore donde las facilidades de la plataforma sean incapaces de manejar el peso de grandes carretes de Coiled Tubing.

Los trabajos de workover llevados a cabo a través de *tubing*¹ han sido desarrollados históricamente con equipos de wireline y coiled tubing, siendo soportados usualmente con *rigs* convencionales. Actualmente se están llevando a cabo trabajos similares con sistemas de *snubbing* y han probado ser mucho más versátiles que el wireline, el coiled tubing y los equipos de workover convencionales, con la habilidad adicional de ser capaces de correr y rotar tubería con presión en el pozo.

En principio, todo el trabajo en fondo realizado por un rig convencional o por equipos de intervención through-tubing, puede ser llevado a cabo por una unidad de *snubbing*. Una de las principales ventajas del uso de las unidades de *snubbing* es la habilidad de cubrir una completa variedad de operaciones y, por tanto, proveer la versatilidad que, hasta ahora, solo ha sido ofrecida por un equipo de perforación convencional equipado con wireline o coiled tubing.

¹ *Thought-Tubing Working*

A pesar de la larga historia del trabajo con unidades de *snubbing* y su implementación a nivel mundial, la carencia de suficientes experiencias documentadas y publicaciones dedicadas completamente a su estudio ha mantenido dichas unidades en un ámbito especializado orientado únicamente a la remediación de incidentes. Este trabajo busca exponer de manera técnica las características de las unidades de *snubbing* y los aspectos mas importantes a tener en cuenta en el momento de su aplicación en diferentes operaciones sobre pozos de hidrocarburos.

1. DEFINICIONES

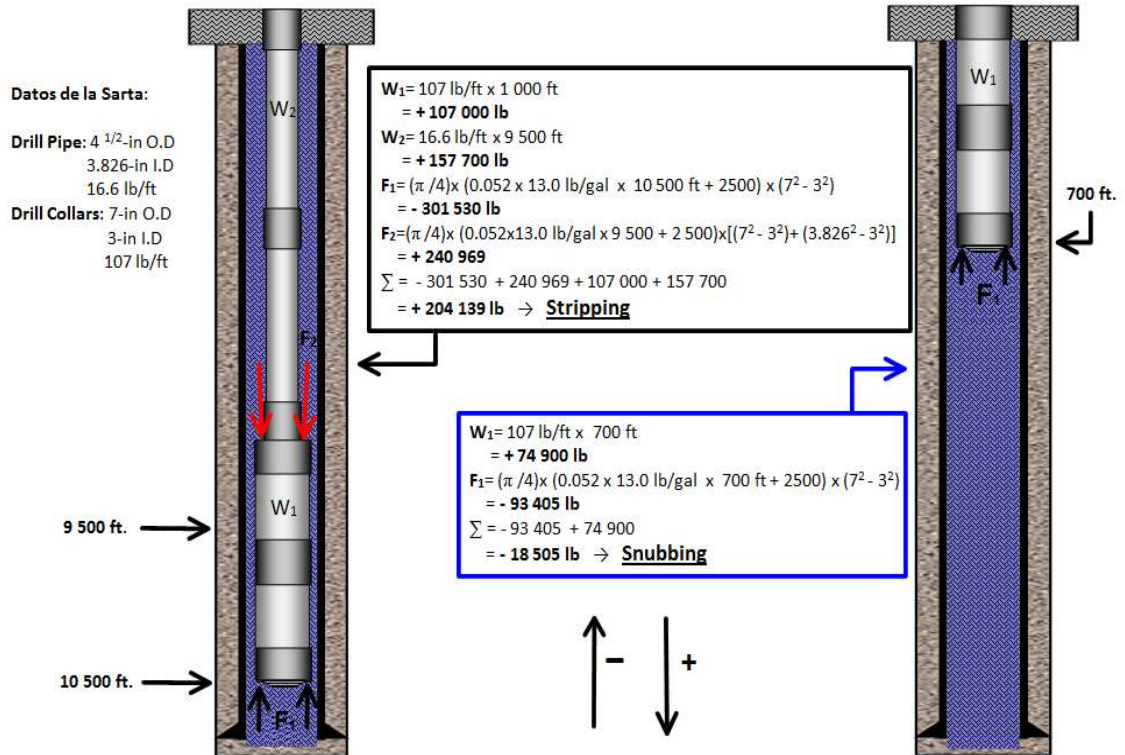
A continuación se presentan algunas definiciones previas que son claves para comprender el tema de los sistemas de *snubbing*:

Stripping Es la operación de correr tubería en un pozo de aceite, gas o agua con una presión en superficie tal que la sarta de trabajo baja dentro del pozo por la acción de su propio peso. Esta técnica implica el uso de un tapón o una válvula cheque cerca del fondo de la sarta de tubería para prevenir la migración de hidrocarburos a través del tubing. Adicionalmente se usa un empaque de *stripping* o un *hydrill* en el conjunto de preventores de reventón en superficie, para contener la presión en el anular por debajo del empaque. Este método de control de pozos requiere bajas presiones en fondo y sargas de trabajo pequeñas. Cuando se puede realizar una operación de *stripping* en el pozo es usual escuchar el término tubería pesada *heavy pipe* como referencia al hecho de que la presión en el pozo no es suficiente para eyectar la tubería.

Snubbing Es la operación de correr tubería en un pozo de aceite, gas o agua con suficiente presión en superficie para eyectar la tubería desde el pozo. Una unidad de *snubbing* hace uso de un sistema hidráulico o puede ser asistida por un equipo de *workover* para forzar los elementos tubulares dentro del pozo. Al igual que en el *stripping* se coloca una válvula cheque cerca al fondo de la sarta de trabajo y las presiones anulares se controlan en el conjunto de preventoras en superficie. Cuando se realiza una operación de *snubbing* en el pozo es usual escuchar el término tubería liviana *light pipe* como referencia al hecho de que la presión en el pozo es suficiente para eyectar la tubería.

Es común en la industria llamar *snubbing* al trabajo realizado sobre pozos vivos indistintamente si la presión en el pozo es suficiente o no para eyectar la tubería. Sin embargo, hay que tener en cuenta que para trabajos de *stripping* no es estrictamente necesario el uso de una unidad de *snubbing*. La diferencia entre *stripping* y *snubbing*

Figura 1.1. Diferencia entre *Stripping* y *snubbing*



Fuente: El Autor.

esta basada en la manera en la cual las presiones actúan sobre la sarta de tubería y la cantidad de tubería dentro del pozo.

Si la fuerza resultante hacia arriba F_1 ejercida por las presiones actuando sobre las superficies horizontales de la sarta de tubería excede el peso de esta, la operación de sacar o meter tubería dentro del pozo es un *snubbing*. Si el peso de la tubería es mayor que F_1 se habla de un *stripping*. La diferencia entre *stripping* y *snubbing* se ilustra en la *Figura 1.1*.

Hydraulic Workover (HWO) Es un término usado para describir el proceso de correr y halar tubería en pozos (con o sin presión en superficie) cuando el equipo usado emplea potencia hidráulica para transmitir las fuerzas requeridas a la tubería.

Unidad de *snubbing* Este término se usa genéricamente en la industria del petróleo para referirse a un sistema de *well-service* capaz de manipular elementos tubulares en pozos vivos. Existen, sin embargo, varias aplicaciones para dicha unidad (o unidades similares) donde no se requieren los elementos de trabajo en pozo vivo y la facilidad de *snub* no es necesaria. Para dichas aplicaciones suele preferirse el término: *Hydraulic Workover Unit* y el equipo puede o no contener los elementos adicionales requeridos para el trabajo en pozos vivos.

Unidad de *snubbing/HWO* A pesar de que las unidades de *snubbing* pueden ser tanto mecánicas como hidráulicas, el uso de las unidades mecánicas se ha visto desplazado casi que en su totalidad por modernas unidades provistas de gatos hidráulicos de alta potencia. Cuando las operaciones de *snubbing* se llevan a cabo con dichas unidades hidráulicas se habla de *snubbing hidráulico* o bien unidades de *snubbing/HWO*.

Fuerza de *snubbing* La fuerza de *snubbing* es la fuerza que debe ejercer la unidad para forzar la tubería dentro del pozo. La fuerza de *snubbing* será máxima para la primera junta de tubería y empezará a disminuir gradualmente a medida que el peso de la sarta dentro del pozo se va incrementando.

La fuerza de *snubbing* es una fuerza contraria a la fuerza ejercida sobre la tubería por el fluido dentro de un pozo vivo. La capacidad de *snub* es la máxima fuerza de *snubbing*, bajo condiciones seguras, que puede proveer una unidad de *snubbing/HWO*.

Punto de Balance El punto de balance es el punto al cual se pasa de una condición de tubería ligera a una condición de tubería pesada o vice/versa. En otras palabras, cuando el peso de la tubería iguala las fuerzas creadas por la presión del pozo actuando sobre el área transversal o superficial de la tubería.

El punto de balance se expresa en ft. y da una idea de la cantidad de tubería que se debe introducir en el pozo para alcanzar una condición de tubería pesada. Por otro lado, cuando se esta sacando tubería del pozo, la correcta determinación del

punto de balance es vital para anticipar el momento en el que se deben empezar a implementar los procedimientos y precauciones de trabajo en tubería liviana.

2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE *SNUBBING*

El sistema de *snubbing* puede dividirse en cuatro categorías de componentes principales:

- La unidad básica de *snubbing*.
- Los componentes de la sarta de trabajo.
- El sistema de control de pozo.
- Equipo auxiliar.

2.1 La unidad básica de *snubbing*

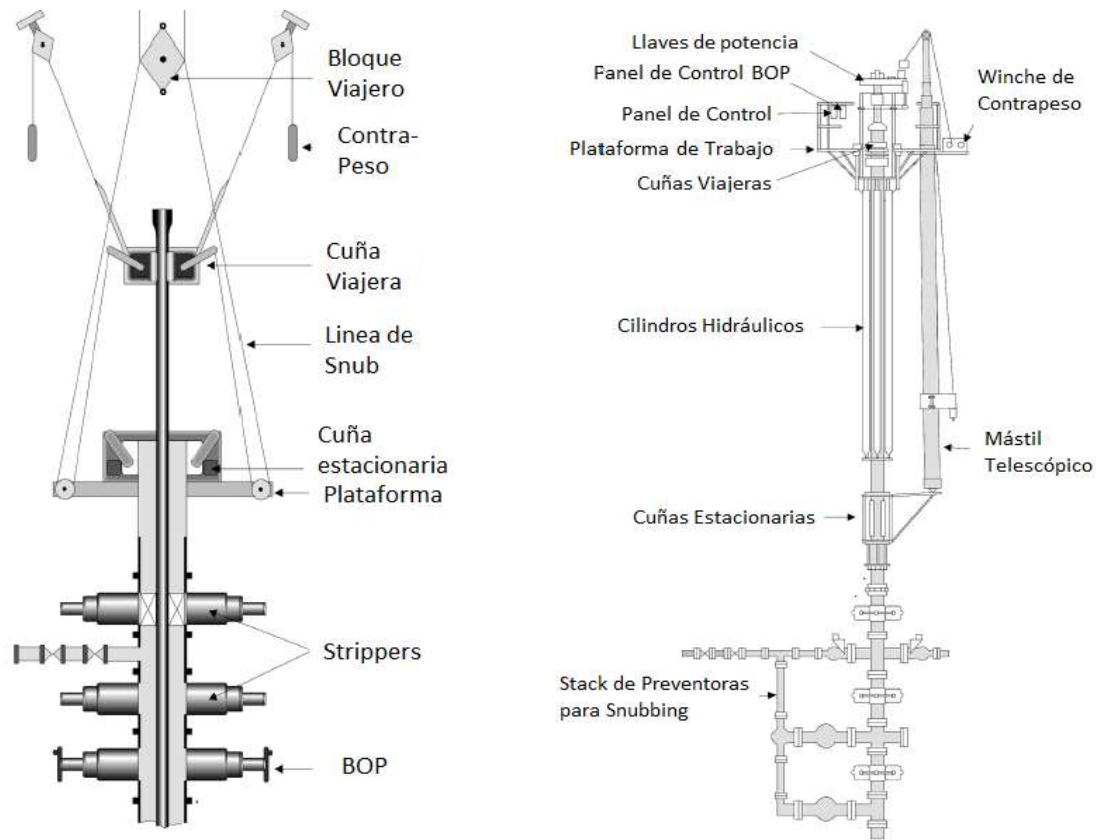
Es el mecanismo hidráulico o mecánico utilizado para generar y transmitir las fuerzas tensiles, compresivas y torsionales a la sarta de trabajo.

Las primeras unidades de *snubbing* hacían uso de un sistema mecánico para proporcionar a la tubería las fuerzas de empuje o halada necesarias. Sin embargo, con la aparición de los sistemas hidráulicos y su adecuación al sistema de *snubbing*, las unidades mecánicas quedaron obsoletas. En la *Figura 2.1* se puede observar un esquema de las unidades de *snubbing* antiguas y modernas.

Los mecanismos hidráulicos hacen uso de un gato hidráulico (*jack*) y un conjunto de cuñas para proporcionar las fuerzas necesarias a la sarta de trabajo.

Los dos tipos de unidades de *snubbing* comúnmente utilizadas son las unidades de *snubbing* autónomas (*snubbing/HWO unit*) y la unidad asistida *HRA (Hydraulic Rig Assist Unit)*.

Figura 2.1. Unidad Mecánica de *snubbing* (izquierda) y Unidad Hidráulica de *snubbing* (derecha) con sus principales componentes



Fuente: The Design and Application of Snubbing Units for an HP/HT Environment, Paper SPE.

2.2 Unidad Hidráulica de Asistencia HRA

Una unidad hidráulica de asistencia HRA se usa como complemento a un rig convencional. Como en una unidad autónoma un HRA utiliza un gato hidráulico para proveer las fuerzas necesarias a la tubería, sin embargo el sistema que manipula las sargas de trabajo es un rig convencional.

Las unidades HRA son unidades portables que trabajan con un equipo de perforación o workover (ver *Figura 2.2*). Esta tecnología ofrece las siguientes ventajas a las operaciones de *snubbing*:

Figura 2.2. Unidad Hidráulica de Asistencia HRA



Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.

1. Respecto a una unidad autónoma (unidad HWO/*snubbing*) las operaciones llevan menos tiempo debido a la habilidad para correr y tumbar tubería con el Rig.
2. La presión para las operaciones de *snubbing* se controla con un sistema de BOP's independiente y un completo sistema de acumulador propio de la unidad de *snubbing*/HRA. Ni la unidad HRA ni su sistema de preventoras requiere interacción alguna con el sistema de preventoras del Rig de perforación o workover.
3. La unidad HRA se puede instalar completamente dentro de un equipo de perforación o workover trabajando sobre un pozo en un tiempo de 1 o 2 horas.
4. Una unidad HRA en pozo provee un control positivo sobre la tubería en el caso de un cambio de broca o de herramientas durante una operación sub-balanceada y en el caso de un hard shut-in cuando las herramientas o la broca están cerca a superficie.

5. Con los controles de la HRA en su cesta de trabajo, típicamente a 4.5m (14ft) del suelo, el snubber² y el perforador están cerca, asegurando la comunicación adecuada durante eventos de seguridad crítica donde la unidad de *snubbing* y el rig necesiten interactuar.

Los avances en esta tecnología (HRA) han extendido sus capacidades operacionales para incluir aplicaciones de perforación de pozos, completamiento y workover. Una unidad HRA permite realizar cualquier operación que se llevaría a cabo en un pozo muerto, bajo condiciones de presión natural. La unidad solo se requiere en el pozo durante el periodo de tiempo en el cual se realizan trabajos sobre el pozo vivo.

Una unidad HRA es una pieza integral que se transporta típicamente sobre un camión multieje que además funciona como fuente de potencia hidráulica *Figura 2.3*. Esta configuración permite una rápida movilización, con la capacidad de trabajar en conjunto con rigs de cualquier tamaño.

El diseño de la HRA permite usar el derrick y el malacate de un rig convencional para levantar cualquier carga. En la mayoría de los casos, el diseño también permite trabajar con la tubería parada en el rig o tumbarla para su almacenamiento.

A través de la zona de transición y en tubería liviana, la HRA incorpora sus propias preventoras para proveer el sello alrededor de la tubería cuando se realiza *snubbing* o stripping. Manipulando dichas preventoras, los objetos irregulares de la sarta de trabajo como empaques, tubing hangers y BHA's pueden ser llevados dentro o fuera del pozo.

El elemento inferior de una unidad HRA es una configuración especial de preventoras tipo ariete, que puede ser montada directamente al equipo de perforación o workover. Para operaciones sub-balanceadas, la unidad HRA cuenta con un Crossover adapter spool adecuado para ajustarse a las preventoras de cualquier rig. BOP's adicionales o riser spools se pueden incorporar en el stack de preventoras para introducir herramientas de fondo en el pozo. Sea cual sea la situación, siempre es necesario un sistema de igualación de presión y una línea de sangrado. Para el propósito antes mencionado se incorporan válvulas

²Término que se refiere al operador de una unidad de *snubbing*.

Figura 2.3. Unidad HRA montada sobre un camión especializado para el transporte y el suministro de potencia hidráulica.



Fuente: Snubbing Provides Options for Broader Application of Underbalanced Drilling Lessons, Paper SPE

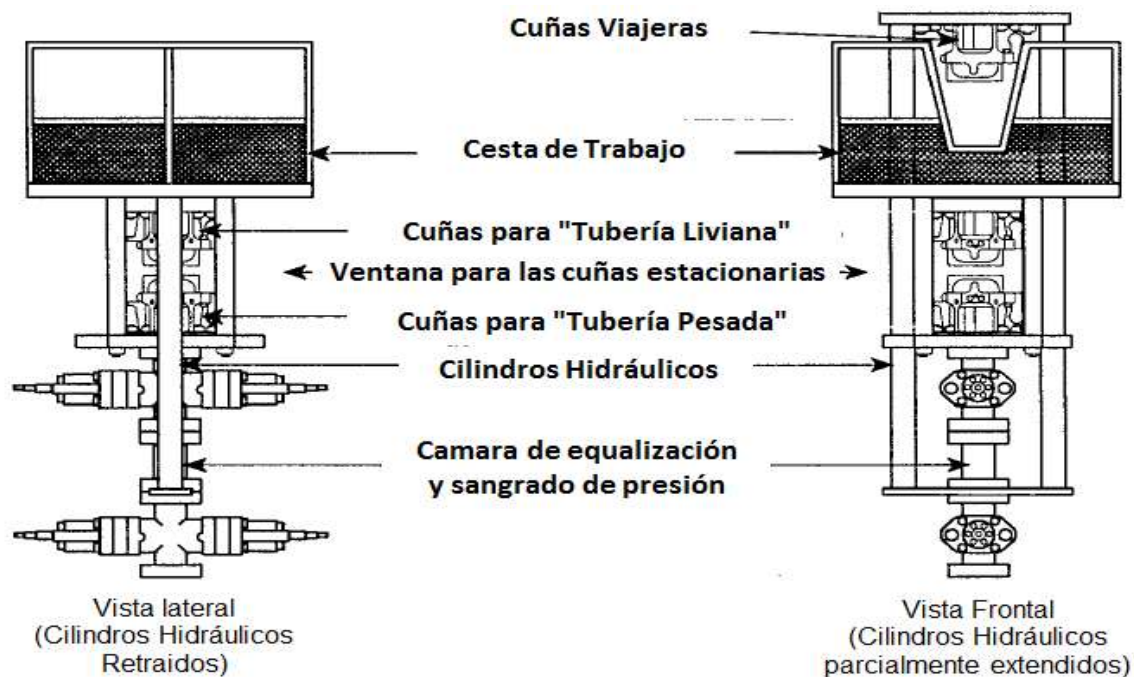
hidráulicamente operadas en los spools. En la *Figura 2.4* se puede observar el esquema de una unidad HRA típica.

La capacidad de las unidades de *snubbing* para soportar la tubería contra la fuerza hidráulica negativa (hacia arriba) del pozo o la fuerza de gravedad positiva del peso de la tubería, se logra por medio de dos conjuntos de cuñas opuestas. Encima de la preventora anular, esta un conjunto de cuñas invertidas comúnmente conocidas como cuñas estacionarias o “*stationary snubbers*” usadas para mantener la tubería en una posición determinada. Estas cuñas soportan la sarta mientras el operador extiende o retrae la cabeza viajera de la unidad de *snubbing* para tomar otro tramo de la tubería que esta siendo sometida a *snubbing*.

Un conjunto de cuñas invertidas (cuñas viajeras) esta montado en la parte inferior de la cabeza viajera mientras un segundo conjunto de cuñas en posición convencional o pesada ³ esta ensamblado en la parte superior de la cabeza viajera. La cabeza viajera esta conectada a cilindros hidráulicos para permitir que la tubería sea

³Este término hace referencia a la operación bajo condiciones de tubería pesada

Figura 2.4. Esquema de una unidad HRA típica.



Fuente: Case History- Hydraulic Rig Assist Utilized in Workover Program in Dayung Gas Field, Indonesia. Paper SPE

empujada o halada contra la presión del pozo. Una mesa rotaria se incorpora en la cabeza viajera para permitir la rotación de la tubería en trabajos de tubería liviana.

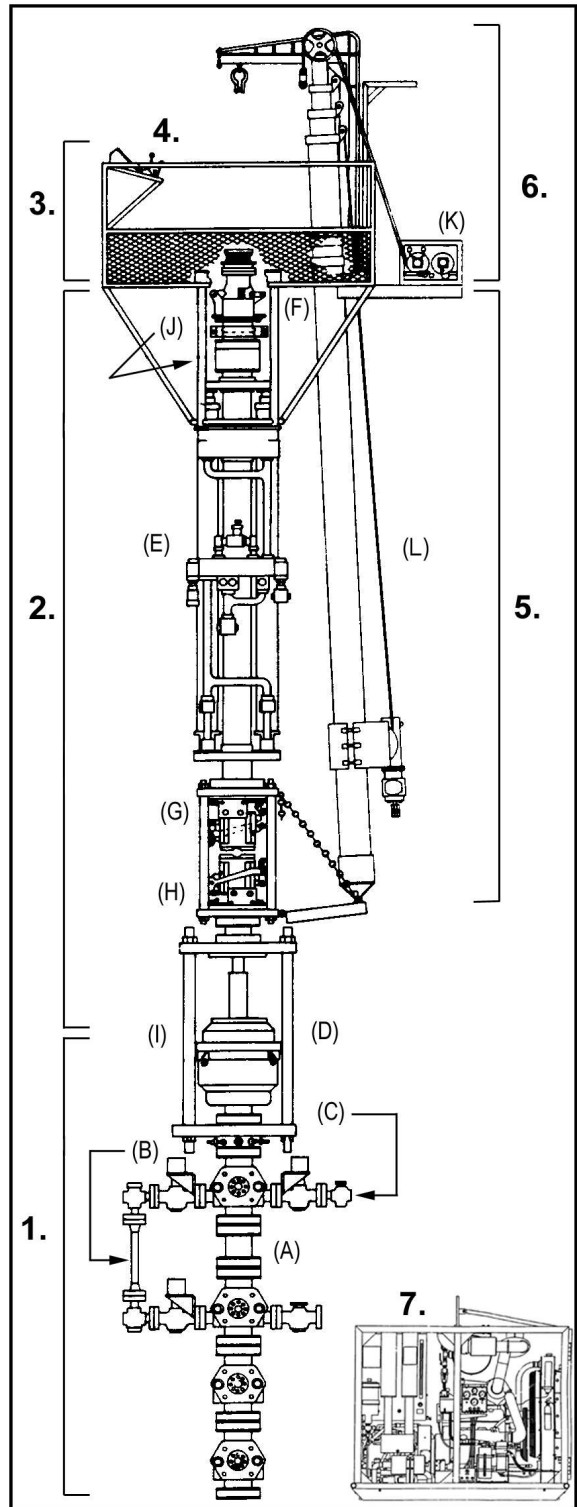
2.3 Unidad Hidráulica de Workover/*Snubbing* (*Snubbing*/HWO)

Una unidad de *snubbing*/HWO es un equipo integral que consiste de un gato hidráulico ensamblado en una estructura y cuenta con un mecanismo independiente para el manejo de la tubería. Dicha estructura provee el soporte para los cilindros hidráulicos, las cuñas, la cesta de trabajo y otros componentes. Los cilindros hidráulicos forman parte integral del ensamblaje y permiten que la tubería sea llevada dentro o fuera del pozo. En la *Figura 2.5* se puede observar el esquema de una unidad de *Snubbing*/HWO con sus principales componentes.

Figura 2.5. Principales componentes de una unidad de *Snubbing/HWO*

Una unidad de *Snubbing/HWO* puede contener los siguientes grupos de componentes:

1. Un conjunto de preventoras compuesto por: (A) un *spacer spool*, (B) una cámara de igualación, (C) una línea de sangrado y (D) una preventora anular.
2. El equipo de manejo de tubulares que incluye: un gato hidráulico (E) con un conjunto de cuñas viajeras (F), un conjunto de cuñas estacionarias (G) para “tubería liviana” y (H) para “tubería pesada”, una ventana de trabajo (I) y una cabeza rotaria (J).
3. Una cesta de trabajo, localizada en la parte superior de los cilindros hidráulicos.
4. Consolas de control remoto ubicadas en la cesta de trabajo para operar las preventoras, el gato hidráulico y las cuñas.
5. Un mástil telescópico (L) con suficiente capacidad y altura para manipular tubería en sencillos.
6. Un guinche (K) de doble acción que permite manejar dos juntas de tubería simultáneamente.
7. Una unidad de suministro de potencia compuesta por un motor diesel, bombas de fluido hidráulico, compresores de aire y tanques.
8. Elementos adicionales como (*safety clamps*), escalera de aluminio, líneas de vida y equipo para levantamiento de tubulares.



Fuente: Adaptado de Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.

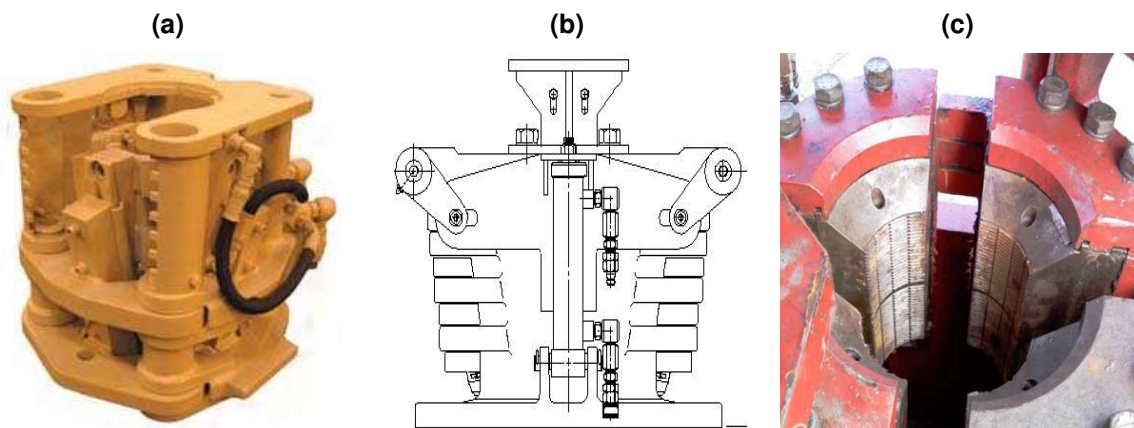
La unidad básica normalmente incluye un sistema de tubo guía diseñado para evitar la deformación (pandeo) excesiva de la sarta de trabajo durante las operaciones de *snubbing*. Las unidades de *snubbing*/HWO cuentan actualmente con capacidades de levantamiento que van desde 75,000 libras hasta 600,000 libras. Debido a la configuración hidráulica la capacidad de snub es usualmente cercana a la mitad de la capacidad de levantamiento para cada unidad.

Además del gato hidráulico la unidad básica normalmente incluye una “ventana de trabajo” instalada entre la estructura del gato hidráulico y el conjunto de preventoras. Su principal función, es permitir el acceso a la sarta de trabajo por debajo de las cuñas estacionarias lo cual facilita el trabajo con elementos del BHA y con elementos de mayor diámetro que el de las cuñas.

2.3.1. Cuñas

En operaciones de *snubbing* se hace uso de cuñas o “bloques de cuñas” (*slip bowls*) que permiten trabajar con distintos diámetros de tubería y son accionadas hidráulicamente desde la consola del operador en la cesta de trabajo, en la *Figura 2.6a* y *Figura 2.6b* se puede observar un sistema de cuña típico en operaciones de *snubbing*. La operación de introducir tubulares dentro del pozo, requiere de dos conjuntos de cuñas: las cuñas estacionarias y las cuñas viajeras.

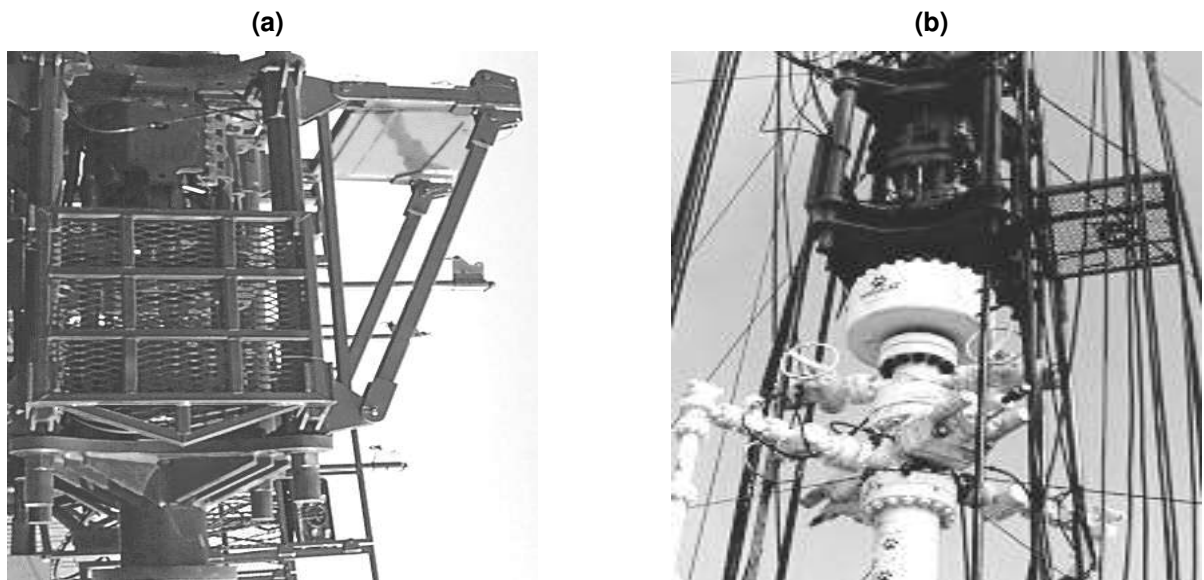
Figura 2.6. Sistema de cuñas para *snubbing*: (a) Bloque de cuñas, (b) Esquema de las cuñas utilizadas en *Snubbing/HWO* , (c) Detalle de las cuñas utilizadas en *Snubbing/HWO*.



Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.[8]

Las cuñas estacionarias están localizadas en la base de la estructura del gato hidráulico o “ventana de trabajo”(Figura 2.7). Este conjunto de cuñas normalmente este conformado por un sistema de cuñas en posición normal para trabajos a “tubería pesada” referidas habitualmente como “cuñas pesadas” y un sistema de cuñas invertidas, también llamados “*snubbers*”, para trabajar en modo de “tubería liviana”.

Figura 2.7. Ventana de las cuñas estacionarias



Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.[8]

Cuando el peso de la tubería esta por encima del punto de balance se accionan las cuñas pesadas y desempeñan un trabajo similar a las cuñas de equipos convencionales al impedir que la tubería caiga dentro del pozo. En modo de “tubería liviana” se accionan las cuñas invertidas para impedir que la tubería se mueva hacia fuera del pozo soportando la sarta mientras las cuñas viajeras fuerzan la sarta hacia dentro.

Las cuñas viajeras están sujetas a una estructura en la parte superior de los cilindros hidráulicos haciendo parte de una cabeza viajera que reemplaza los elevadores y el bloque viajero de un equipo convencional. Al igual que las cuñas estacionarias, el conjunto de cuñas viajeras esta conformado por un sistema de

cuñas pesadas y un sistema de cuñas invertidas. El proceso de introducir la tubería al pozo bajo condiciones de “tubería liviana” requiere una activación alternada bien coordinada de las cuñas estacionarias y las cuñas viajeras.

Las cuñas utilizadas en *Snubbing/HWO* están en capacidad de manejar tubería entre los $\frac{3}{4}$ in. y los $9 \frac{5}{8}$ in. y para soportar pesos de hasta 600.000 lb. en “tubería pesada” y hasta 300.000 lb. en “tubería liviana”. La *Tabla 2.1* muestra las especificaciones de los bloques de cuñas usados en *Snubbing/HWO*.

Tabla 2.1. Especificaciones de bloques de cuñas.

Designación	4 $\frac{1}{16}$	7 $\frac{1}{16}$	11 $\frac{1}{8}$
Conexión tope(in.)	4 $\frac{1}{16}$ (Cuadrada)	7 $\frac{1}{16}$ (Cuadrada)	11 $\frac{1}{8}$ (Especial)
Conexión base(in.)	4 $\frac{1}{16}$ (Cuadrada)	7 $\frac{1}{16}$ (Cuadrada)	11 $\frac{1}{8}$ (Especial)
Rango de tubería (in.)	$\frac{3}{4}$ –2 $\frac{7}{8}$	1 $\frac{1}{16}$ –5 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{3}{8}$ –9 $\frac{5}{8}$
Carga máx. “tubería pesada” (lb)	120.000	300.000	600.000
Carga máx “tubería liviana” (lb.)	60.000	150.000	300.000
Presión de operación(<i>psi</i>)	700	1000	2000
Altura(in.)	18,00	32,27	37,00
Ancho(in.)	16,00	28,30	34,00
Peso(lb.)	375	850	2750

Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute. [8]

2.3.2. Cabeza Rotaria

La cabeza rotaria de una unidad de *Snubbing/HWO* es un dispositivo hidráulico compacto ensamblado en la “cabeza viajera” del equipo. La cabeza rotaria esta diseñada para permitir la rotación continua de la sarta de trabajo en condiciones de “tubería liviana” o “tubería pesada”. Hasta hace pocos años las unidades *Snubbing/HWO* contaban con cabezas rotarias que ofrecían torques de hasta 6000 lb-ft. que bastaban para moler empaques o pequeños tapones de cemento. Sin embargo, el uso de las unidades *Snubbing/HWO* en operaciones de perforación sub-balanceada y los adelantos en esta tecnología han permitido obtener equipos que ofrecen hasta 20.000 lb-ft. de torque. La inclusión reciente de un *swivel* hidráulico permite que las cuñas se mantengan accionadas con la tubería en rotación.

2.3.3. Gato Hidráulico

El gato hidráulico controla el movimiento de tubulares adentro y afuera del pozo bajo presión. Este componente está ensamblado en una estructura dentro y/o sobre la cual se adjuntan todos los elementos que hacen parte de un sistema de snubbing. Los gatos hidráulicos que se usan actualmente en operaciones de snubbing poseen capacidades que van desde las 125.000 lb. de las unidades asistidas hasta las 600.000 lb. de las unidades autónomas de *Snubbing/HWO* referidas también como unidades de *Snubbing/HDU*⁴ por contener todos los requerimientos para la perforación integral de un pozo.

Tabla 2.2. Especificaciones de gatos hidráulicos

Gato Hidráulico Multi-Cilindro					
Unidad	120K	200K	200K	400K	200/400/600K
Mínimo I.D (in.)	4,06	7,06	11,12	11,12	11,12
Numero de Cilindros	2	2	2	2	4
I.D Cilindro (in.)	5,00	6,50	6,50	9,00	Dos 9,00 Dos 6,50
O.D Barra (in.)	2,50	4,50	4,50	6,50	Dos 6,50 Dos 4,50
Presión de Operación (<i>psi.</i>)	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Levantamiento Estándar (lb.)	117.810	199.110	199.110	381.690	580.770
Velocidad sin Carga (ft/s)	2,04	1,21	1,21	0,63	0,90
Levantamiento Regenerativo (<i>psi.</i>)	57.727	95.430	95.430	199.080	294.510
Velocidad sin Carga (ft/s.)	4.17	2.52	2.52	1.21	1.69
Capacidad de Snub (lb.)	60.083	103.680	103.680	182.610	286.260
Stroke (ft.)	10	10	10	10	10
Guías Telescopicas	1	2	2	3	4
Min. I.D Guia Telescópica (in.)	1,94	2,75	4,00	4,00	4,00
	–	4,00	5,25	5,25	5,25
	–	–	–	7,00	7,00
	–	–	–	–	8,50
Peso con Cabeza Rotaria (lb.)	4.725	7.900	8.200	13,750	17,750

Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute[8]

⁴HDU: *Hydraulic Drilling Unit* Unidades hidráulicas de perforación.

En la *Tabla 2.2* se pueden observar las especificaciones para Gatos Hidráulicos usados habitualmente en operaciones de *Snubbing/HWO*. El gato hidráulico puede estar conformado por dos o cuatro cilindros hidráulicos, a mayor cantidad de cilindros mayor capacidad de levantamiento. La longitud máxima del *stroke* de un gato hidráulico esta entre los 10 ft. y 12 ft. lo que requiere hacer un promedio de tres ciclos extensión/contracción para sacar o introducir un tubo al pozo. Sin embargo, el diseño hidráulico y la experiencia exigida al operador de una unidad *Snubbing/HWO* asegura que el proceso de manejar tubería no genere un incremento significativo en el tiempo de operación.

2.3.4. Cesta de Trabajo

La cesta de trabajo es una plataforma de trabajo para el personal y contiene los elementos de control para los diferentes sistemas de la unidad de *Snubbing/HWO*. La cesta de trabajo de una unidad de *Snubbing/HWO* contiene como mínimo los siguientes elementos:

- Consola del operador.
- Consola del preventor.
- Guinche para tubería.
- Soporte superior del mástil.
- Soporte para llaves.
- Vías de escape.
- Extensiones para la cesta.
- Paquete de mangueras.

La cesta de trabajo se ensambla en la parte superior de una unidad de *Snubbing/HWO* por lo cual la altura de trabajo varia dependiendo de los requerimientos para el control del pozo, de esa manera el personal de la unidad puede llegar a trabajar en alturas de hasta 25 (m.). En la *Figura 2.8* se puede observar la cesta de trabajo de una unidad 225K y se puede apreciar la altura a la que trabaja el personal.

Figura 2.8. Cesta de trabajo de una unidad *Snubbing/HWO*



Fuente: Cortesía Well Control School

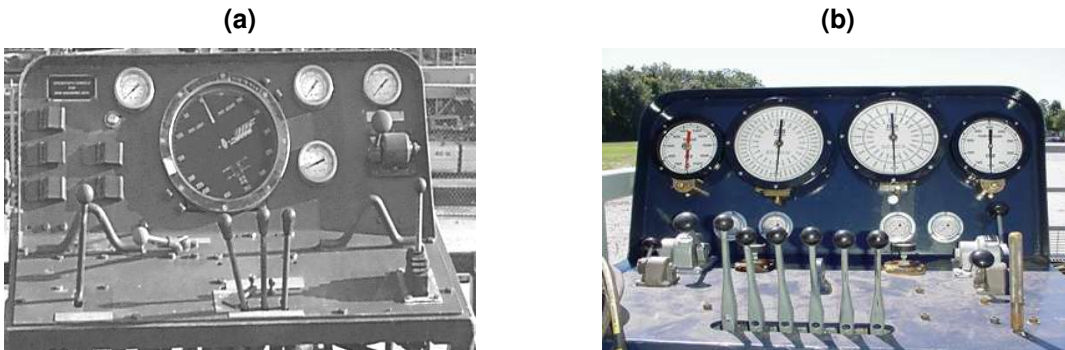
2.3.5. Consola del operador

La consola del operador permite el control de las cuñas, viajeras y estacionarias, la cabeza rotaria y el movimiento del gato hidráulico. Esta consola además, contiene los indicadores de peso de la tubería. En la *Figura 2.9* se puede observar la consola del operador de una unidad *Snubbing/HWO*. A pesar de que cada compañía maneja su propio diseño, los controles mínimos que tiene una consola del operador son los mencionados anteriormente.

2.3.6. Consola del preventor

La consola del preventor permite controlar el equipo de control de pozo superficial. En algunos diseños esta consola también contiene los controles para el guinche que maneja la tubería. La consola del preventor es muy similar en apariencia a la consola del operador, sin embargo su diseño depende de la cantidad máxima de elementos de control de pozos para los que se use determinado modelo de consola.

Figura 2.9. Consola del Operador: (a) Consola utilizada en unidades *Snubbing/HWO* de Halliburton. (b) Consola utilizada en unidades *Snubbing/HWO* de Superior Snubbing.



Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute[8]

2.3.7. Mástil telescópico

El mástil telescópico es una estructura de acero que se extiende por medio de un sistema hidráulico desde una base especial en la ventana de trabajo, pasando por la cesta de trabajo, hasta una altura que sea suficiente para levantar la tubería y colocarla por encima del gato hidráulico. El mástil telescópico tiene en su tope un sistema de poleas por el cual pasa el cable del guinche que levanta la tubería. Las especificaciones mas comunes que presenta el mástil telescópico en una unidad de *Snubbing/HWO* se presentan en la *Tabla 2.3*

Tabla 2.3. Especificaciones para mástil telescópico.

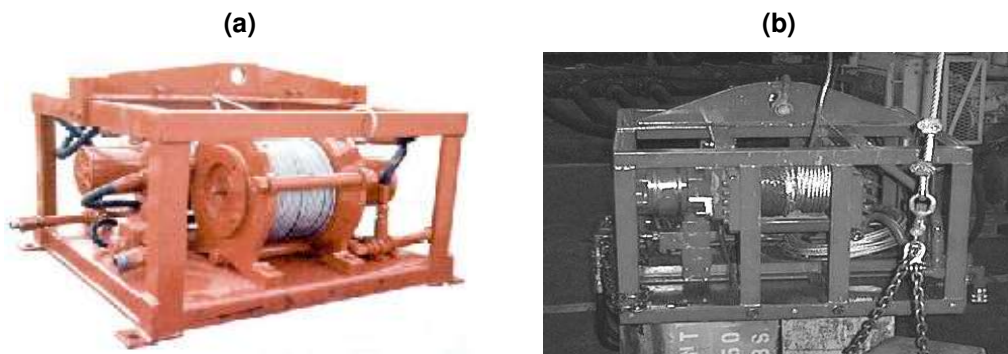
Mástil Telescópico		
Longitud Extendido (ft.)	71	84
Longitud retraído (ft.)	28	27
Dimensiones de la base (ft.)	8 x 10	12 x 16
Dimensiones Tercera sección (ft.)	–	10 x 14
Dimensiones Segunda sección (ft.)	6 x 8	8 x 12
Dimensiones Sección tope (ft.)	4 x 6	6 x 10
Peso del Mástil (lb.)	1.700	3.500
Carga máxima (lb.)	1.000	4000

Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute[8]

2.3.8. Guinche para tubería

El guinche para tubería se encarga de levantar la tubería hasta la cesta de trabajo. Está diseñado de tal forma que mientras se introduce un tramo de tubería en el pozo otro tramo puede estar siendo levantado simultáneamente. La *Figura 2.10* muestra un guinche de doble acción para tubería usado en *Snubbing/HWO* y la *Tabla 2.4* muestra las especificaciones comunes de los diferentes guinches usados en cada unidad de *Snubbing/HWO*.

Figura 2.10. Guinche para tubería



Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.[8]

Tabla 2.4. Especificaciones comunes para guinches de tubería.

Guinche para tubería			
Unidad	120K	200/600K	400/600K
Carga Máxima (lb.)	600	2.000	2.500
Presión de operación (<i>psi.</i>)	2.000	1.500	2.000
Tamaño del Cable (in.)	$\frac{5}{32}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{8}$
Longitud del Cable (ft.)	125	150	200
Velocidad Máxima (ft/min.)	436	200	200
Peso (lb.)	260	320	600

Fuente: Hydraulic Workover I, Halliburton Institute.[8]

2.3.9. Unidad de Potencia

La unidad de potencia es un ensamblaje compuesto por un motor diesel, bombas de fluido hidráulico, compresores de aire y tanques para proporcionar la potencia

Figura 2.11. Unidades de Potencia Hidráulica



Fuente: Cortesia Well Control International School.

necesaria a cada elemento de la unidad de *Snubbing/HWO*. El diseño de la unidad de potencia debe cumplir con los requerimientos para llevar a cabo todas las funciones necesarias en un tiempo razonable.

Aunque la carga máxima y la velocidad de una unidad *Snubbing/HWO* son los factores determinantes en el diseño de la unidad de potencia, se debe tener en cuenta la adición de circuitos hidráulicos adicionales a presiones y volúmenes de fluido hidráulico adecuados para:

1. Operar los guinches para llevar rápidamente tubería adentro o afuera del pozo.
2. Encender la cabeza rotaria.
3. Operar las preventoras y las válvulas de igualación de presión.
4. Operar las cuñas hidráulicas.
5. Operar las llaves para tubería.

La *Figura 2.11* es una fotografía de una unidad de potencia moderna, en la que todos los componentes están ensamblados dentro de una estructura compacta que facilita su transporte. Estas unidades portables están diseñadas especialmente para trabajos en áreas remotas y cuentan con un sistema de motores gemelos y una caja de velocidades que permite que las bombas de fluido hidráulico puedan

trabajar, aunque limitadamente, con un motor completamente fuera de servicio. Esta característica es importante cuando se están realizando simultáneamente trabajos de fracturamiento o acidificaciones que deben ser completados dentro de un tiempo determinado para prevenir daños permanentes a la formación.

2.4 Componentes de la Sarta de Trabajo

La sarta de trabajo usada para operaciones de *snubbing* es comparable con la que se usa en operaciones de perforación o workover convencionales. Las unidades de *snubbing* son capaces de manejar eficientemente tubulares en tamaños desde los $\frac{3}{4}$ de pulgada hasta las 10 $\frac{3}{4}$ pulgadas. El trabajo en pozos vivos usualmente requiere criterios de inspección adicionales y el uso de tubulares de grado premium.

Como se puede presentar una patada durante los viajes de tubería, se requieren herramientas adicionales para la tubería con el fin de prevenir un reventón a través de la sarta.

2.4.1. Válvulas de Seguridad para Tubería de Perforación (*Kelly Cocks*)

La válvula de seguridad para tubería de perforación, válvula de la kelly o *kelly cock*, es una válvula de bola que se instala en cada extremo de la kelly. Su posición en la sarta de tubería determina si se llama válvula inferior o válvula superior. Su función es la de servir como medio para cerrar la sarta de tubería en el caso de presentarse una fuga o una ruptura en el *swivel*, la manguera de perforación (Cuello de Ganso), o el *stand pipe* mientras se circula para eliminar el influjo. Los requerimientos mínimos con los que debe cumplir una válvula de la kelly son:

- Debe tener la capacidad de contener una presión igual o mayor que la presión contenida por el conjunto de preventoras.
- El diámetro interior debe ser por lo menos igual que el diámetro interior de la *kelly*

Cuando un pozo empieza a fluir durante la sacada de tubería, la tubería de perforación debe ser cerrada antes de cerrar las preventoras para lo cuál se puede usar la válvula de seguridad de la *kelly*. Se recomienda que las válvulas de seguridad adecuadas para cualquier tipo de rosca que se vaya a usar en la operación, estén disponibles en la plataforma de trabajo o en su defecto contar con sustitutos para adaptar las válvulas a cualquier tipo de tubería.

Las válvulas de seguridad para la *kelly* deben ser de apertura plena. Dicha posición es necesaria para facilitar la instalación de la válvula cuando hay presión en la tubería de perforación. Una vez instalada, la válvula de seguridad de la *kelly* se puede cerrar con una llave manual que debe estar al alcance del perforador en todo momento.

2.4.2. Válvula Flotadora

La válvula flotadora estándar, se coloca en sustituto de la broca y protege la sarta del contraflujo o reventones interiores. Las dos válvulas flotadoras más comunes son de pistón a resortes y la de bisagra. Las de tipo resorte son confiables pero no abren plenamente.

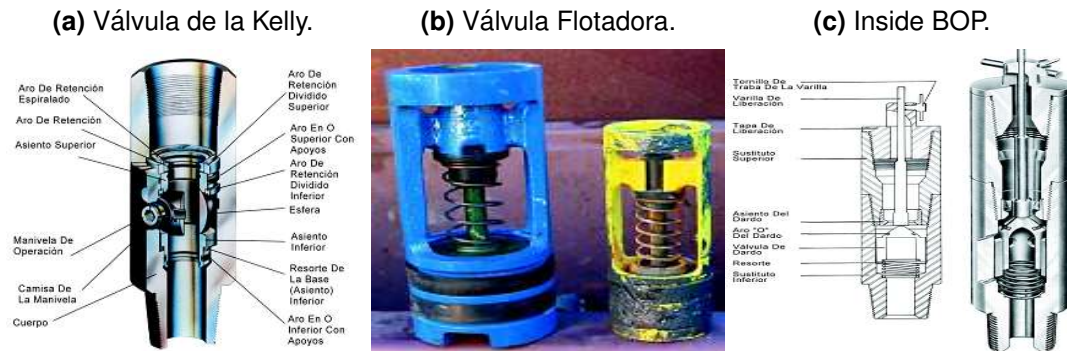
La válvula flotadora es una válvula de contrapresión que permite bombear dentro del pozo, pero no permite el flujo del pozo hacia afuera por la tubería. Aunque previene cualquier reventón por dentro de la tubería, la válvula flotadora es a menudo usada para minimizar el contraflujo durante las conexiones.

2.4.3. Preventoras Internas (*Inside BOPs*)

Un preventor de reventones interno es similar a una válvula flotadora pues permite bombear fluido adentro del pozo pero la presión del pozo lo cierra automáticamente.

Hay dos tipos de preventor de reventones interno. El tipo dardo consiste en una válvula de contrapresión que se angosta en la posición abierta, de manera que la

Figura 2.12. Componentes de la Sarta de Trabajo



Fuente: *Well Control Handbook, Well Control School*[29]

válvula se puede cerrar mientras el lodo está fluyendo. Después que la válvula se ha instalado se saca la aguja, la cual suelta el dardo y permite que se cierre el BOP.

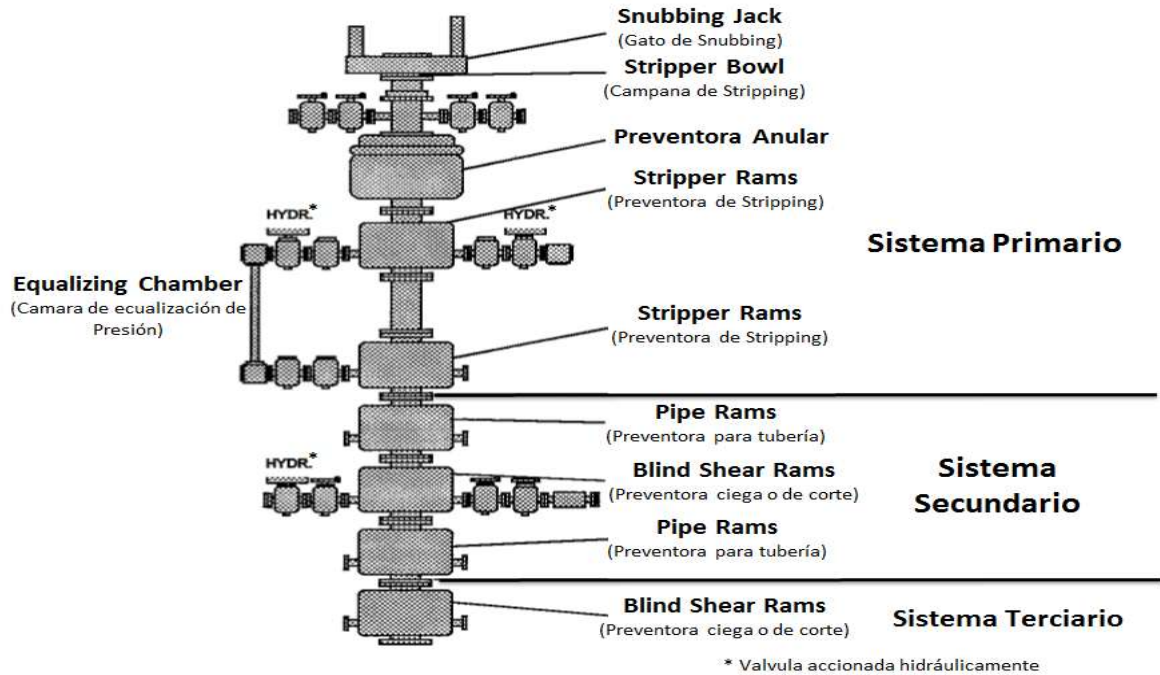
El otro tipo de preventor interno es la versión de bombeo hacia abajo. Requiere que algún tipo de retención se encuentre presente en la sarta de perforación. Después de que llega a la botella especial, el ensamblaje se ajusta en su lugar por medio de cuñas.

2.5 Componentes del Sistema de Control de Pozos

El control del pozo es el aspecto más importante a ser considerado en una operación de *snubbing*, aunque las preventoras y el sistema de control utilizado es similar al usado en operaciones convencionales de perforación o *workover*, en operaciones de *Snubbing/HWO* no se intenta contrarrestar la presión con fluidos de control, sino que se realiza un manejo no convencional de las BOP's en superficie para trabajar con presión en el cabezal. También se añaden componentes adicionales y barreras internas para la sarta de trabajo con el fin de permitir el trabajo en pozos vivos.

En la *Figura 2.13* se puede observar un conjunto de preventoras para una operación sub-balanceada. El control de pozos en operaciones de *snubbing* se compone generalmente de tres sistemas descritos a continuación:

Figura 2.13. Arreglo típico de preventoras para operaciones sobre pozos vivos.



Fuente: Snubbing Units: A Viable Alternative to Conventional Drilling and Coiled Tubing Technology, Paper SPE

Sistema primario de control de pozos Mientras se llevan a cabo operaciones de *snubbing* se controla el pozo a través del arreglo de *stripping*. El cuál, típicamente, se compone de un empaque de *stripping*, una preventora de *stripping* y algunas veces una preventora anular. Además se incluyen válvulas en la sarta de trabajo para proveer control dentro del pozo.

Sistema de control de pozos secundario o de seguridad El propósito del sistema secundario de control de pozos es mantener el control del pozo en el evento de una falla, o durante el mantenimiento, del sistema primario de control de pozos. Los elementos secundarios externos de control de pozo utilizados en *snubbing* no difieren de manera apreciable de los usados en operaciones convencionales. El número de preventoras y su configuración varía de acuerdo a las especificaciones gubernamentales e industriales.

El control secundario del pozo se mantiene por medio de válvulas de contra-presión o *stab-in BOP's* disponibles en la cesta de trabajo.

Adicionalmente se incluyen *slip BOP's*, Preventoras para wireline, preventoras con distintos diámetros y puntos de conexión para matar el pozo, de acuerdo a las necesidades del trabajo y el tipo de operación a realizar.

Sistema de control de pozos de respaldo El propósito del sistema de respaldo es controlar el pozo en caso de una falla, o mantenimiento, de los sistemas primario o secundario. El sistema respalda a los dos niveles superiores por medio de una preventora ciega o de corte con un sistema de control independiente. En el caso de un pozo muerto, el hecho de que el fluido esté presente resulta en una barrera adicional y por tanto el uso de un sistema de respaldo es una opción, mientras que en un pozo vivo es un requerimiento.

2.5.1. (*Stripper Rubber*)

El *stripper rubber*, *stripper head* o simplemente *stripper* esta ubicado normalmente en la base del gato hidráulico o debajo de la ventana de trabajo. Es una especie de preventor anular de baja presión (menos de 3000 *psi*) cuyo elemento sello es un empaque que puede ser accionado hidráulicamente o por la misma presión del pozo sobre el cual se esta trabajando (*Figura 2.14*). Se encuentra disponible en una amplia variedad de materiales para diferentes aplicaciones.

Figura 2.14. *stripper rubbers*



Fuente: http://www.houston specialtyproducts.com/products/tubing_stripper_heads.html

El *stripper rubber* se utiliza para correr tubería, adentro o afuera del pozo, sin utilizar los *stripper rams*. Esto permite menor tiempo en los viajes de tubería. Otra aplicación del *stripper rubber* es la de lubricar la tubería e impedir que objetos extraños caigan dentro del pozo mientras se realizan trabajos de viaje de tubería.

La vida del *stripper* depende en gran medida de la presión del pozo, los fluidos del pozo y de la velocidad de los viajes de tubería así como de las condiciones de esta.

2.5.2. Preventor Anular

Los preventores anulares también conocidos como *hydril*, son los dispositivos más versátiles para controlar la presión en cabeza de pozo. Aunque estos elementos se accionan hidráulicamente, algunos modelos admiten que la presión del pozo empuje el elemento sello hacia arriba suministrando una fuerza de sellado adicional.

El preventor anular se utiliza como un sello alrededor de cualquier elemento tubular que se encuentre en el pozo y como un cabezal de lubricación para mover o deslizar tubería bajo presión.

El preventor anular consiste de un elemento de empaque circular hecho de un material elástico, un pistón, un cuerpo y un cabezal. Cuando se bombea fluido hidráulico a la cámara de cierre, ocurre una secuencia en la cual el elemento sello es empujado hacia dentro. Según el modelo y el fabricante, el funcionamiento interior del equipo puede variar en cuanto a como se obtiene el sello, pero típicamente es por medio del movimiento vertical u horizontal de un elemento empaquetador.

El elemento sello o empaque de un preventor anular es el componente principal del sistema, por lo cual está expuesto al desgaste y el abuso. Solo las buenas prácticas de operación garantizan que este elemento tenga una vida útil, larga y confiable. Los siguientes factores influyen la duración de un elemento sello o empaque:

- La presión de cierre regulada a través del sistema de control, debería ser tan baja como las operaciones a realizar lo permitan, con el fin de maximizar el tiempo de servicio del empaque.

- Las pruebas del preventor anular a altas presiones acorta significativamente la vida del empaque.
- Cerrar la preventora anular sin tubería en el pozo acorta el tiempo de servicio del empaque, especialmente cuando se requieren altas presiones de cierre para lograrlo.
- El cambio en la dirección del movimiento afecta en gran manera el desemepeño del empaque, por lo cual se debería mover la tubería tanto como sea posible en una dirección antes de invertir la dirección del movimiento.
- Los empaques de reemplazo se deben almacenar en una habitación oscura y ventilada.

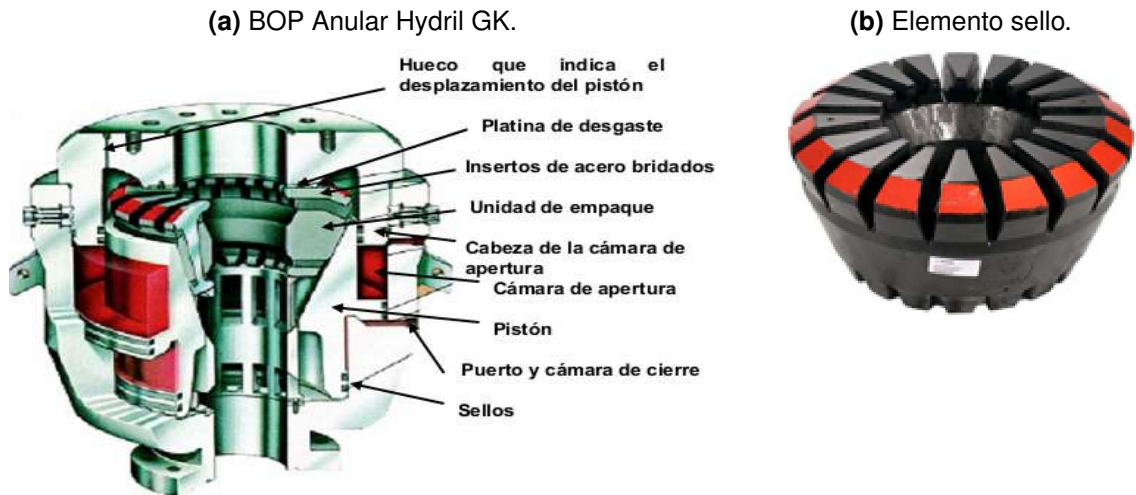
Una función importante de los preventores anulares consiste en facilitar el *stripping* de la tubería adentro o afuera del pozo mientras se trabaja con presión en el cabezal. La mayoría de los preventores anulares utilizados en la actualidad son fabricados por: Hydril, Varco/Shaffer y Cameron.

La principal desventaja de los preventores anulares es el tiempo requerido para cerrarlo. Un preventor anular requiere de tres a diez veces mas volumen de fluido hidráulico para cerrarse que el requerido por un preventor tipo ariete y por tanto requiere un mayor tiempo de cierre. La norma API RP53 especifica un diámetro mínimo para las líneas de control hidráulico de preventoras de 1 ½ in.; aumentar la presión dedicada al cierre de la preventora no compensa el uso de diámetros menores y las obstrucciones en las líneas de cierre. Además, incrementar la presión de cierre contribuye al desgaste excesivo del empaque.

Preventor anular Hydril GK *Figura 2.15* es el preventor de uso mas común en la industria, particularmente en operaciones en superficie. Cierra con una presión de 800 *psi.*. Esta diseñado especialmente para un mantenimiento fácil y para permitir largos periodos de tiempo entre el reemplazo de los empaques y otros elementos. Adicionalmente:

- Puede cerrar en hueco abierto.

Figura 2.15. Preventor anular Hydril GK



Fuente: Hydril Blowout Preventers Catalog[11]

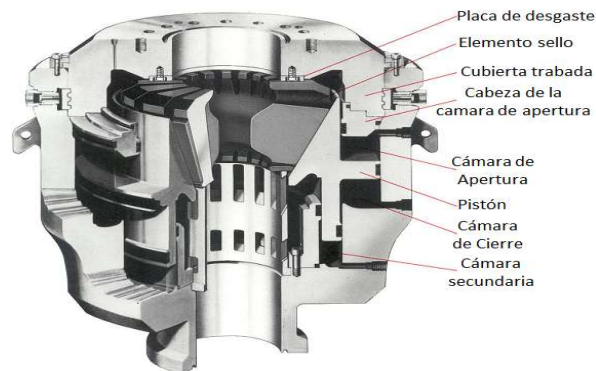
- La placa de desgaste y el elemento sello se pueden reemplazar en el campo.
- Se fabrica en tamaños de hueco que van desde los $7\frac{1}{16}$ in. a los $16\frac{3}{4}$ in.
- Está disponible para soportar presiones de hasta 15.000 *psi*..

Preventor anular Hydril GL *Figura 2.16a* El elemento sello cuenta con un diseño asimétrico que incrementa la durabilidad y confiabilidad del sistema sin comprometer su desempeño en operaciones de stripping. Dentro de las características de este preventor anular se destacan:

- Cierra en hueco abierto, sin embargo no se recomienda.
- Se logra alguna ayuda de sello de la presión del pozo.
- Diseñado principalmente para operaciones submarinas.
- Tiene una cámara secundaria y se puede instalar para:
 - ▷ Minimizar los volúmenes de fluido de cierre/apertura.
 - ▷ Reducir la presión de cierre.

Figura 2.16. Preventores anulares Hydril GL y Hydril GX

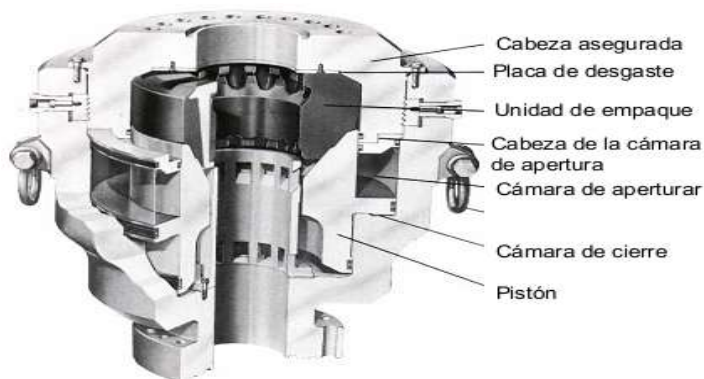
(a) BOP Anular Hydril GL.



(b) Elemento sello Hydril GL.



(c) BOP Anular Hydril GX.



(d) Elemento sello Hydril GX.



Fuente: Hydril Blowout Preventers Catalog[11].

- ▷ Compensar el efecto hidrostático marino.
- ▷ Operar como cámara de cierre secundaria.

Preventor anular Hydril GX *Figura 2.16c* Es ideal para operaciones de *stripping* ofrece una alta durabilidad y servicio continuo a altas presiones y altas temperaturas. El hydril GX sella sobre hueco abierto y al igual que el modelo GK, la placa de desgaste y el elemento sello se pueden reemplazar en campo.

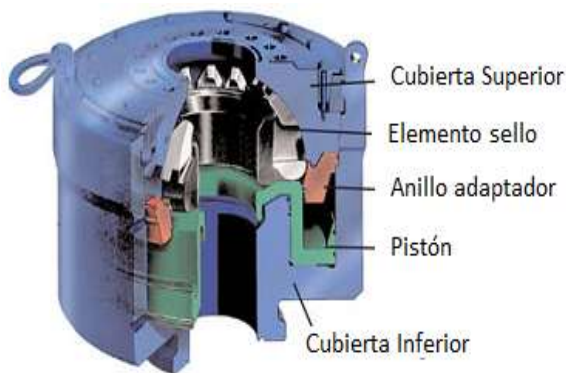
Preventor anular esférico Varco/Shaffer *Figura 2.17* es un preventor compacto cuyo elemento sello actúa sobre casi cualquier tamaño de *kelly, drill pipe, tool joints, drill collars, casing o wireline*. La preventora anular esférica provee además

un control de presión positivo para operaciones de *stripping*. Al estar en contacto solo la parte superior del elemento sello con la tubería mientras esta se desliza, se mantiene una reserva de empaque que puede soportar un largo periodo de tiempo hasta el próximo cambio de empaques. Además, el elemento sello cuenta con un refuerzo de acero que facilita el *stripping* al minimizar la fuerza de fricción que se presenta entre el empaque y el hemisferio de la cubierta superior del preventor.

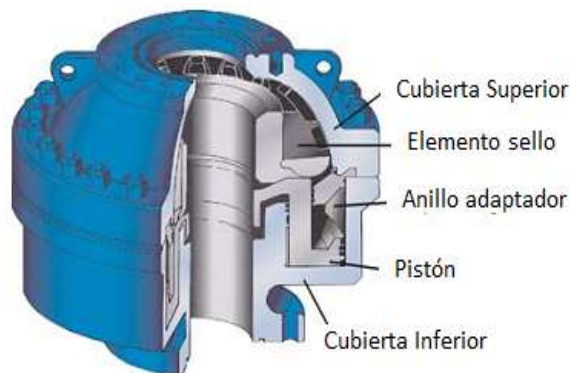
Las preventoras esféricas se fabrican en dos configuraciones: de cubierta acuada *Figura 2.17a* y de cubierta atornillada *Figura 2.17b*. Las preventoras esféricas de cubierta acuada permiten controlar presiones mas altas (hasta 10.000 *psi.*) con tamaños de agujero mas grandes (hasta 18¾ *in.*). Las preventoras anulares esféricas de cubierta atornillada permiten trabajar con presiones de hasta 10.000 *psi.* con un tamaño de hueco máximo de 7¼ *in.*

Figura 2.17. Preventor anular esférico Varco/Shaffer

(a) BOP esférico de cubierta acuada.



(b) BOP esférico de cubierta atornillada.



(c) Elemento sello.

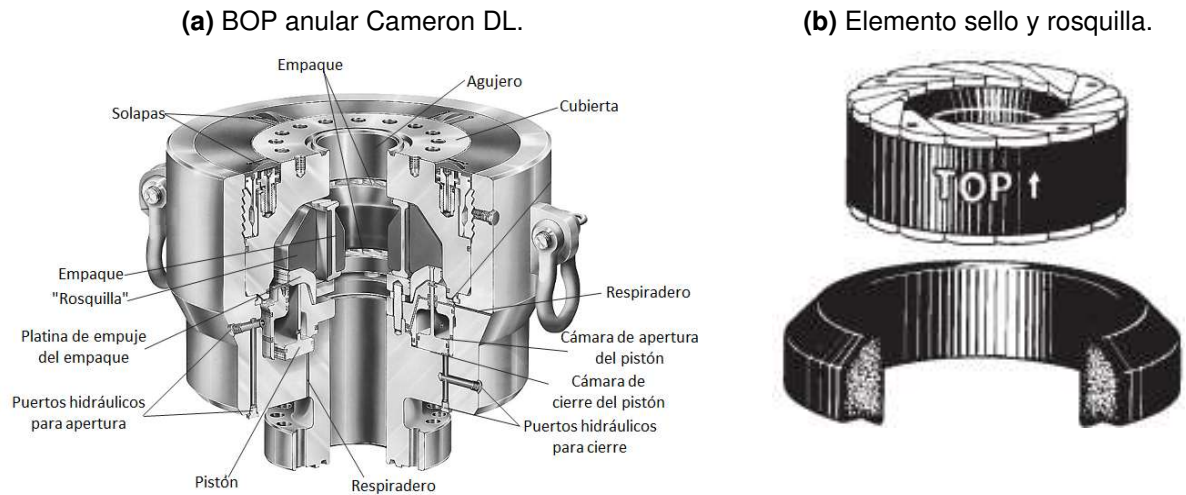


(d) Refuerzo del elemento sello



Fuente: Manual Varco Shaffer Control Pressure[15].

Figura 2.18. Preventora anular Cameron DL.

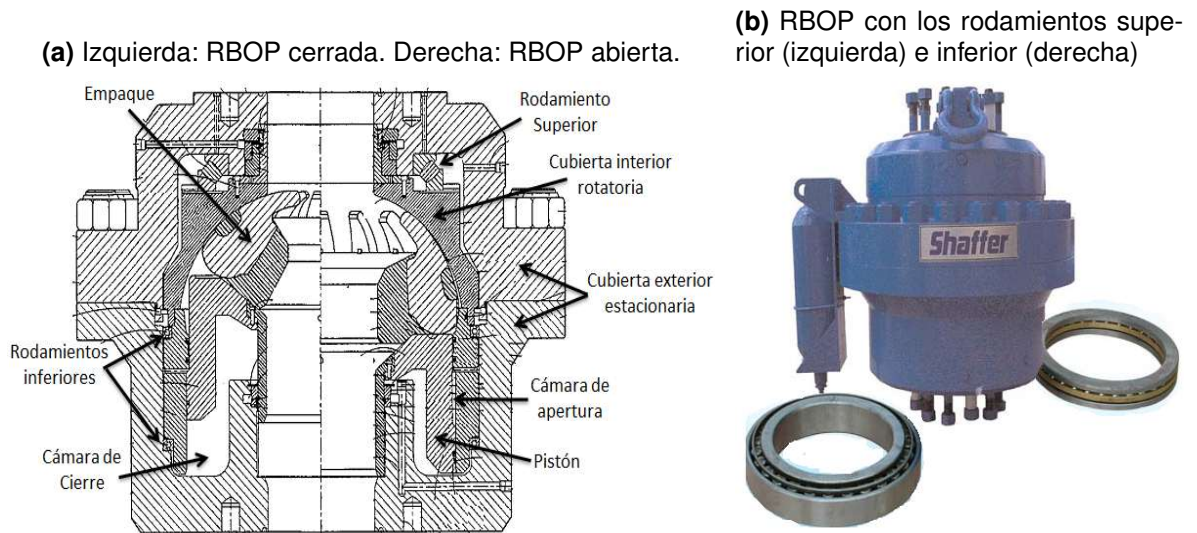


Fuente: BOP Replacement Parts Catalog, Cameron[4].

Preventor anular Cameron DL *Figura 2.18* cuenta con un diseño único, el sistema hidráulico de cierre imprime fuerza a un pistón que se desplaza hacia la parte superior del preventor provocando que un elastómero sólido en forma de rosquilla se cierre alrededor del elemento sello. El elemento sello tiene un diseño especial en el cual una serie de insertos en forma de cuña rotan hacia el centro del preventor para formar un anillo de acero continuo en el tope y en la base del empaque mientras generan un sello alrededor del elemento tubular que se encuentre dentro del preventor. Además el preventor anular Cameron DL presenta otras características destacables como:

- Es de menos altura en comparación con otras marcas de preventores anulares.
- Posee una cubierta fácil de retirar para el cambio de los elementos de empaque.
- La mayoría de los tamaños requieren menor cantidad de fluido hidráulico para el cierre que otros sistemas de preventores anulares.
- El elemento sello está compuesto por dos piezas: el empaque y la rosquilla.

Figura 2.19. Esquema y fotografía de una preventora anular rotatoria tipo Varco/Shaffer.



Fuente: United States Patent Catalog.

Preventora anular rotatoria RBOP *Figura 2.19* es un diseño especial que permite sellar la presión anular alrededor de la tubería mientras esta es rotada. Son preventoras versátiles que sellan sobre *kelly, drill pipe, drill collar, tubing o casing*. Puede ser usado para perforar en áreas susceptibles a surgencias o reventones, perforación sub-balanceada, perforación con circulación en inversa y circulación con aire o gas. Permite perforar con presiones en cabeza de hasta 3.000 *psi.* y deslizar tubería mientras se esta rotando.

La patente para la RBOP pertenece a Varco/shaffer y básicamente se compone de una carcasa externa estacionaria dentro de la cual se encuentra una carcasa interna rotatoria. La carcasa interna recuerda casi que completamente el diseño de los elementos internos de una preventora anular esférica, con la diferencia de que se añaden rodamientos en los contactos con la carcasa exterior para proporcionar la capacidad de rotar la tubería mientras el empaque interno mantiene el sello de presión.

Durante la perforación, el elemento sello rota con la sarta de perforación de manera que el único desgaste que experimenta el empaque es el deslizamiento de la tubería a través de él. Durante el *stripping* de tubería el empaque se expande para permitir que las juntas u otros elementos de mayor diámetro pasen a través del preventor.

2.5.3. Preventor tipo Ariete (*Ram BOP*)

Un preventora tipo ariete o *ram* funciona de manera similar a una válvula de compuerta, con la diferencia de que usa un par de émbolos opuestos, llamados arietes o *rams* que se extienden hacia el centro del agujero del preventor para restringir el flujo o se retraen para permitir el flujo o el paso de elementos tubulares. Los arietes son elementos metálicos a los que se ensamblan empaques elastoméricos que permiten sellar el espacio anular alrededor de elementos tubulares o si es el caso sellar el pozo abierto.

Los arietes o *rams* para operaciones convencionales son de cuatro tipos: arietes para tubería (*pipe rams*), arietes ciegos (*blind rams*), arietes de corte (*shear rams*) y arietes de corte/ciegos (*blind/shear rams*). Una preventora tipo ariete permite trabajar con cualquiera de los tipos de arietes mencionados anteriormente. Sin embargo, se debe tener en cuenta la presión que requiere cada tipo de ariete para desempeñar su función.

Ariete para tubería (*Pipe Rams*) cierran alrededor de tubería, restringen el flujo en el espacio anular entre la tubería y el pozo, pero no restringen el flujo dentro de la tubería. El ariete para tubería es un bloque de acero cortado para encajar con el tamaño de la tubería alrededor de la cual se cerrará.

Los arietes para tubería en operaciones de *Snubbing/HWO* tienen dos usos principales: como arietes “deslizantes” (*stripper rams*) cuando se realizan viajes de tubería con las preventoras cerradas y como arietes de seguridad cuando se cierran los arietes alrededor de la tubería para realizar trabajos de mantenimiento o reemplazo de arietes en las preventoras superiores.

Ariete Ciego (*Blind Ram*) son arietes especiales que no tienen recortes para encajar con la tubería. Sellan el pozo cuando este no tiene tubería en su interior para lo cual cuentan con empaques de gran tamaño diseñados para controlar altas presiones y obtener ayuda de la presión del pozo para mejorar el sellado.

Arietes cortadores (*Shear Ram*) cuentan con hojas especiales para cortar elementos tubulares. Generalmente requieren presiones de cierre mas altas o un elemento adicional llamado *booster*, que maximiza la presión. De acuerdo con su capacidad y diseño un ariete de corte puede cortar de golpe la tubería que se encuentre dentro del preventor. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos arietes no sellan el pozo, para lo cual es necesario cerrar otro preventor usar arietes de corte/ciegos.

Debido a las altas presiones de cierre y el tamaño de los empaques de un ariete de corte, se debe tener mucho cuidado cuando se prueba la preventora, pues se puede dañar el empaque y dejar el ariete en mal estado. Por tal motivo no se deben realizar mas pruebas sobre un ariete de corte de las que sean estrictamente necesarias.

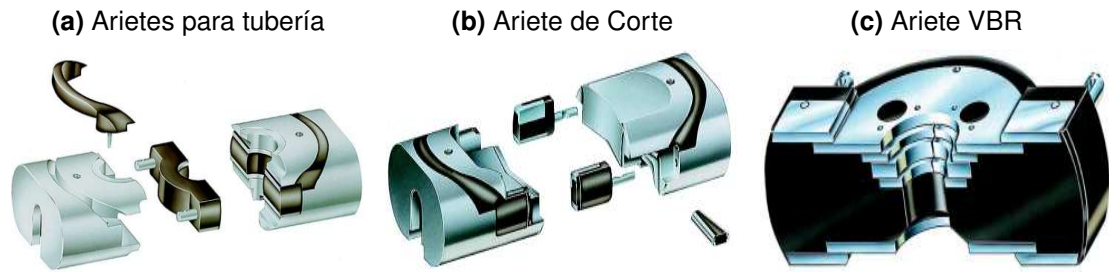
Arietes de corte/ciegos (*Blind/Shear Rams*) combinan la capacidad del los arietes ciegos para sellar el pozo con la capacidad de los arietes cortadores de cortar la tubería. Este tipo de arietes se utiliza como ultima barrera de protección ante un reventón de pozo, generalmente los preventores de corte/ciegos se activan automáticamente ante eventos de alta peligrosidad.

Arietes de diámetro variable sellan el espacio anular alrededor de varios tamaños de tubería, se usan principalmente para ahorrar espacio en trabajos donde se usen varios tamaños de tubería.

Existen principalmente dos mecanismos de sello para un ariete de diámetro variable, uno de ellos emula el funcionamiento de una preventora tipo cameron, en la cual un serie de insertos metálicos empujan el empaque contra la tubería para generar el sello. Otro tipo hace uso de placas con varios diámetros de manera que alguna de estas se ajuste a la tubería de momento en el pozo.

Los arietes de diámetro variable han demostrado un desempeño muy positivo. Sin embargo, su operación requiere cuidados especiales al necesitar de presiones de cierre diferentes a los *pipe rams* convencionales y además, sus elementos de sello pueden requerir ser reemplazados en menor tiempo.

Figura 2.20. Diferentes tipos de arietes para preventoras tipo ariete



Fuente: BOP Replacement Parts Catalog, Cameron[4].

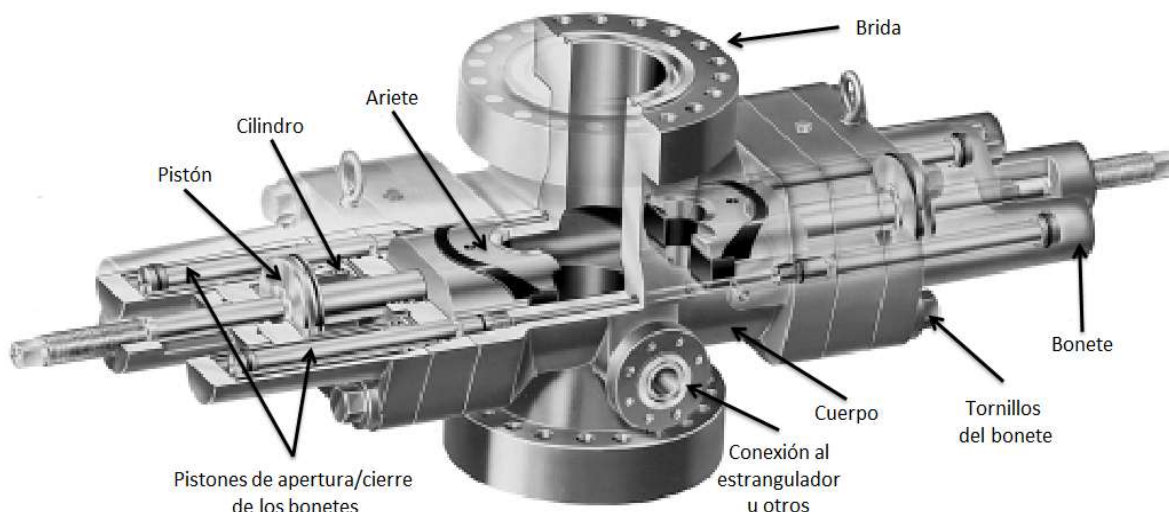
Arietes de cuña (*Slip rams*) tienen un tipo de inserción de cuña dentada. La inserción toma el lugar del elemento de sellado, de manera que estos arietes no sellarán el pozo. Los arietes de cuña están diseñados para soportar la sarta e impedir que esta rote. Este tipo de ariete se usa como medida de seguridad para impedir que la tubería se deslice o que caiga al pozo luego de ser cortada por un ariete de corte. Existe una variante de este tipo de arietes que permite generar algún tipo de sello alrededor de la tubería.

Cuerpo del preventor de arietes es la carcasa exterior que contiene los arietes y el sistema hidráulico que los acciona. Los preventores de ariete (*ram BOP's*) se fabrican en varios tamaños y con muchas clasificaciones de presión, desde los cuerpos sencillos de un solo ariete hasta cuerpos con múltiples combinaciones de arietes.

Los arietes de la mayoría de sistemas de preventores se cierran por medio de pistones hidráulicos. El vástago del pistón sella la presión del pozo por medio de un empaque primario de labio (*lip seal*) instalado en la carcasa. El estado de dicho empaque es de vital importancia pues si la presión entra al cilindro del preventor podría forzar el ariete y abrirlo. Para evitar esto, se provee una serie de sellos secundarios y un sistema de detección.

La mayoría de los arietes están diseñados para sellar la presión solo del lado inferior. Esto significa que el ariete no aguantará la presión si se coloca al revés. Además, no se puede hacer una prueba de presión desde el lado superior de la preventora.

Figura 2.21. Preventora de ariete Cameron U



Fuente: BOP Replacement Parts Catalog, Cameron.

Preventora de arietes Cameron U *Figura 2.21* es la preventora de uso mas extendido tanto en operaciones en superficie como sub-marinas. Se fabrica en unidades dobles o sencillas y admite una amplia gama de tamaños, presiones de trabajo y tipos de arietes.

La preventora de arietes Cameron U esta diseñada de tal manera que la presión hidráulica abra y cierre los arietes además de proveer los medios para reemplazarlos rápidamente. La *Figura 2.22* es un esquema del circuito hidráulico interno de una preventora Cameron U en tres posiciones distintas de los arietes y los bonetes:

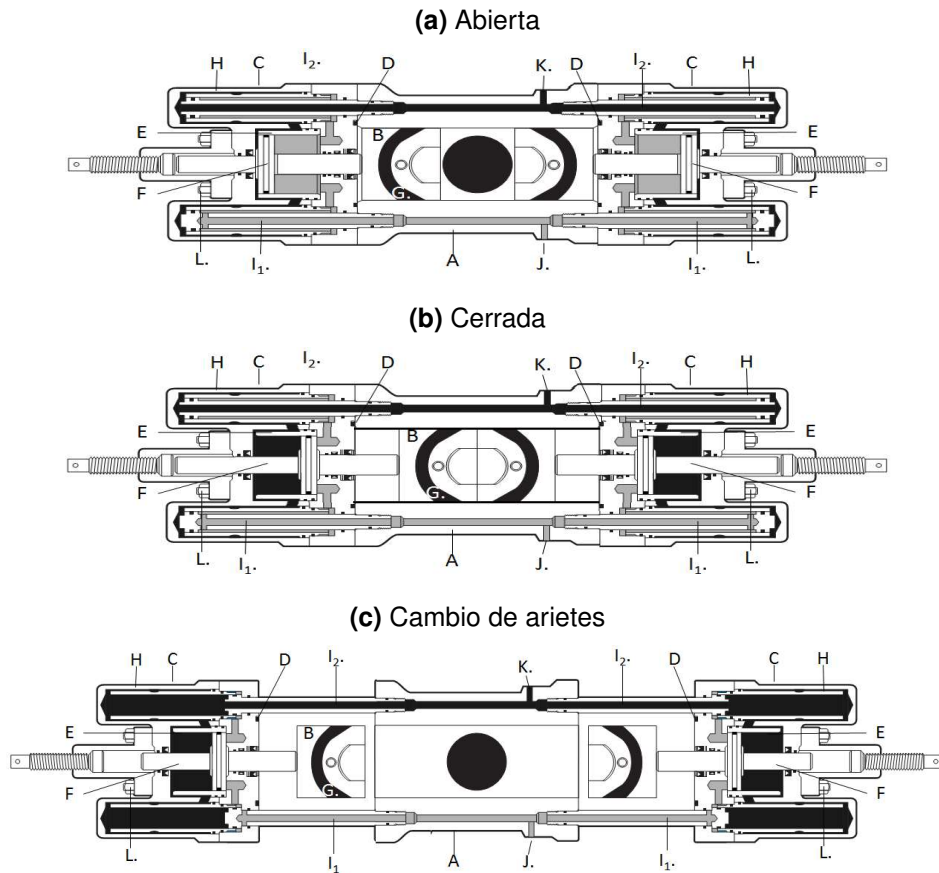
Posición abierta *Figura 2.22a*. Se suministra presión a través del puerto J. El fluido hidráulico ejerce presión sobre el pistón por el lado que esta hacia los arietes. El fluido de cierre sale del sistema a través del puerto K.

Posición cerrada *Figura 2.22b*. Se suministra presión a través del puerto K. El fluido hidráulico ejerce presión sobre el pistón por el lado que esta hacia los tornillos del bonete. El fluido de apertura sale del sistema a través del puerto J.

Posición para cambio de arietes *Figura 2.22c* La presión de cierre sobre el puerto K sirve además para abrir los bonetes y facilitar el acceso a los arietes. Cuando los tornillos de los bonetes se retiran, la presión de cierre que circula por el

circuito hidráulico empuja los bonetes hacia fuera de la preventora al mismo tiempo que fuerza los arietes hacia la posición cerrada, de esta manera los arietes quedan expuestos para facilitar su reemplazo.

Figura 2.22. Circuito hidráulico de la preventora de arietes Cameron U

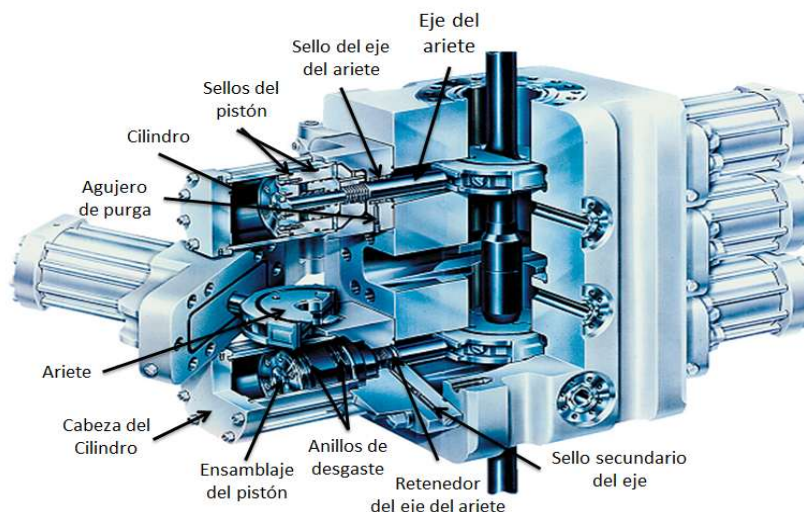


- | | | |
|-------------------------|--|-----------------------------------|
| A. Cuerpo. | F. Pistón del ariete. | J. Puerto de apertura del ariete. |
| B. Arietes. | G. Empaque superior del ariete. | K. Puerto de cierre del ariete. |
| C. Bonete. | H. Cilindro para cambio del ariete. | L. Tornillos del bonete. |
| D. Sello del bonete. | I ₁ . Pistón para abrir el bonete. | |
| E. Cilindro del ariete. | I ₂ . Pistón para cerrar el bonete. | |

Fuente: Elaborado a partir de: BOP Replacement Parts Catalog, Cameron[4].

Luego de reemplazar los arietes, se suministra presión hidráulica a través del puerto J, esto fuerza los bonetes hacia dentro de la preventora y los arietes hacia la posición abierta. Una vez que se aseguran los bonetes con sus respectivos tornillos, se puede volver a operar normalmente la preventora.

Figura 2.23. Preventora de arietes Shaffer SL triple



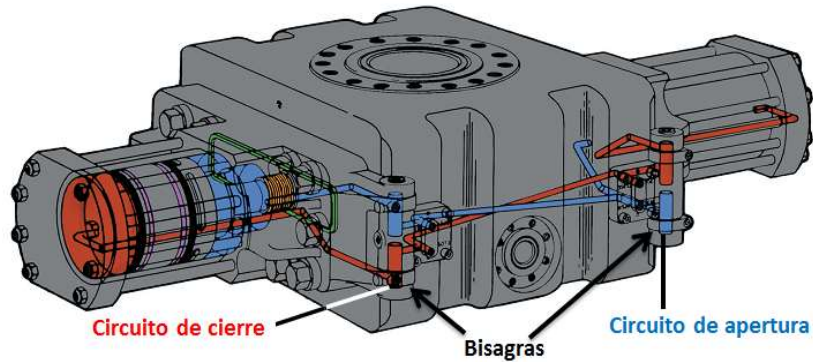
Fuente: Manual Varco Shaffer Control Pressure[15].

El mecanismo de bloqueo de la preventora usado por cameron es un tornillo simple acoplado a la rosca de una carcasa de bloqueo que se ensambla a los bonetes de la preventora por medio de una brida. Para sistemas sub-marinos se utiliza un mecanismo de cuña que usa potencia hidráulica para forzar una cuña a atravesarse en la sección final de una carcasa de extension ensamblada al pistón de la preventora.

Preventora de arietes tipo shaffer *Figura 2.23.* La característica especial del diseño shaffer es que cada ariete y su sistema operativo esta contenido en secciones externas con conexiones hidráulicas, que pasan a través de las bisagras que unen el cuerpo de la preventora con dichas secciones *Figura 2.24.* Esto elimina problemas de drenaje y la necesidad de romper o restablecer conexiones cuando se reemplazan los arietes. Los arietes se reemplazan fácilmente desatornillando y abriendo las compuertas del preventor.

El mecanismo de bloqueo mecánico *Figura 2.25* implementado por shaffer es un tornillo enroscado directamente en el eje del ariete. Una vez que los arietes están cerrados, el eje de bloqueo se desenrosca del eje del ariete hasta que un collarín se ajusta contra la cabeza del cilindro.

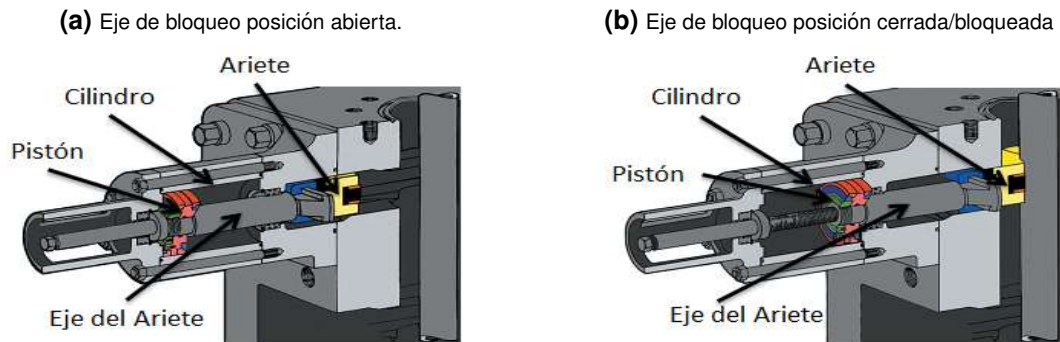
Figura 2.24. Circuito hidráulico de la preventora Shaffer SL sencilla



Fuente: Manual Varco Shaffer Control Pressure[15].

Para operaciones sub-marinas, las preventoras Shaffer cuentan con un sistema de bloqueo llamado *Poslock* Figura 2.26. El mecanismo *Poslock* bloquea los arietes cada vez que se cierran. Esto elimina el costo y la complicación de un sistema hidráulico solo para bloquear los arietes.

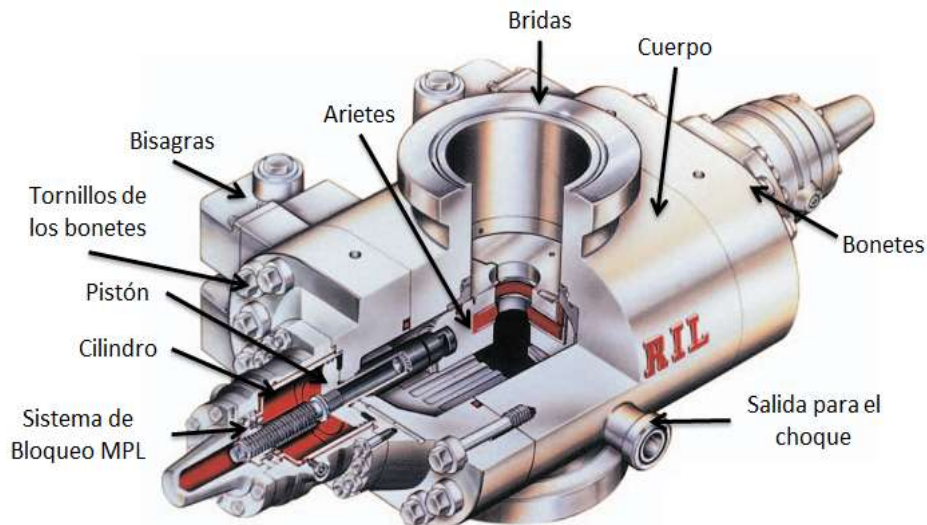
Figura 2.25. Sistema de bloqueo mecánico Shaffer



Fuente: Manual Varco Shaffer Control Pressure[15].

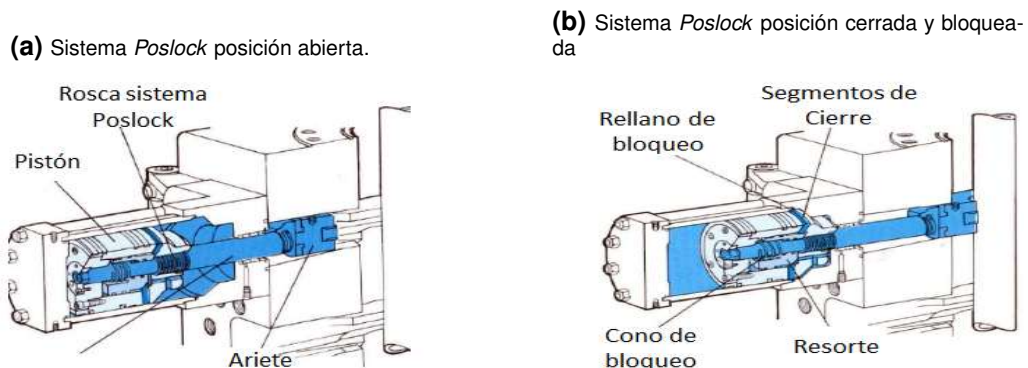
Cuando se aplica presión de cierre, el ensamblaje completo del pistón se mueve hacia dentro de la preventora. A medida que el pistón alcanza la posición cerrada, las segmentos de bloqueo se deslizan hacia el O.D del pistón sobre el hombro de bloqueo. El cono de bloqueo, un segundo pistón dentro del pistón principal forzado hacia dentro por la presión de cierre y hacia afuera por la presión de apertura, mantiene los segmentos de bloqueo en posición.

Figura 2.27. Preventora de arietes Hydril con sistema hidráulico de bloqueo.



Fuente: Hydril Blowout Preventers Catalog[15]

Figura 2.26. Sistema de bloqueo hidráulico Shaffer



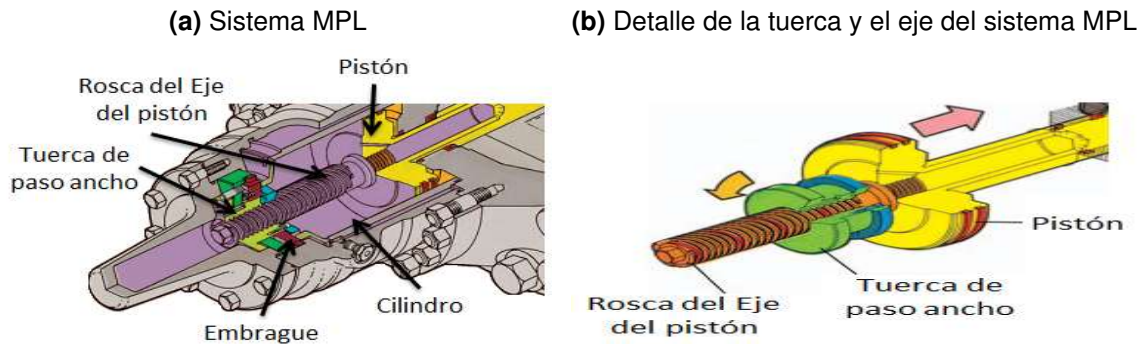
Fuente: Manual Varco Shaffer Control Pressure[15].

Preventora de arietes tipo Hydril Al igual que las preventoras Shaffer, el sistema operativo de los arietes está localizado en bonetes ensamblados al cuerpo de la preventora por medio de bisagras. Una característica particular de las preventoras de ariete hydril es que hace uso de dos conjuntos de bisagras para cada bonete, con el objetivo de separar las funciones de soportar la carga y establecer las conexiones para el fluido hidráulico.

El sistema de bloqueo mecánico usado por las preventoras Hydril es virtualmente idéntico al que usan las preventoras Shaffer.

El mecanismo de bloqueo hidráulico de las preventoras Hydril es llamado MPL por sus siglas en ingles (*Multiple Position Locking*) y al igual que el sistema *Poslock* de Shaffer, bloquea los arietes cada vez que estos se cierran.

Figura 2.28. Sistema de bloqueo MPL de las preventoras Hydril.



Fuente: Hydril Blowout Preveters Catalog[11]

El sistema MPL consiste de una tuerca de paso ancho que trabaja en combinación con un embrague de dientes asimétricos en las caras que encajan entre si de tal manera que la rotación sea posible solo en una dirección *Figura 2.28*. La tuerca puede rodar libremente pero un montaje de cojinetes ensamblado a la cubierta impide que se mueva a lo largo del eje. Una placa del embrague esta fijada a la tuerca y la otra esta montada sobre unas ranuras de la carcasa de tal manera que pueda moverse para desencajarse de la otra placa pero no pueda rotar.

El embrague esta montado de tal forma que cuando se aplica presión de cierre los arietes se muevan hacia dentro de la preventora y la rosca sobre el eje pueda hacer girar la tuerca de paso ancho. Si se libera la presión hidráulica del sistema, el pistón y por tanto el ariete, trataran de moverse hacia afuera, pero las placas encajadas del embrague impedirán que la tuerca gire, bloqueando de esta manera el sistema. La presión de apertura para los arietes desencaja las placas del embrague para permitir que la tuerca de bloqueo rote libremente y el ariete pueda abrirse.

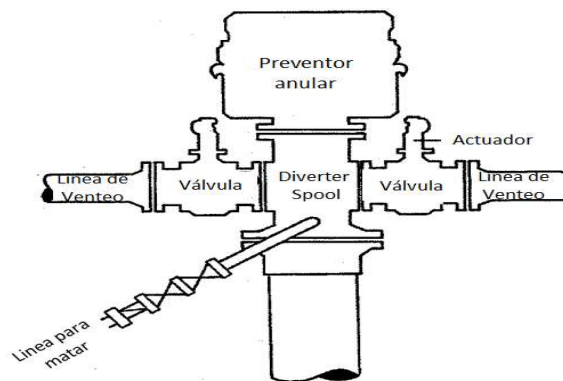
2.5.4. Desviadores

Los desviadores o *diverters* son preventores anulares de baja presión y espacio anular grande, o preventores rotativos que se colocan en el revestidor conductor mientras se perfora el hueco de superficie. En esta situación cantidades mínimas de revestidor están colocadas en formaciones débiles y conjuntos de BOP's completos serian inútiles para contener las presiones de formación y en el caso de lograrlo podrían provocar un reventón en subsuelo.

En vez de tratar de contener las presiones de formación, estas se desvían lateralmente por líneas de escape localizadas por debajo del desviador. La *Figura 2.29* muestra un esquema de un sistema de desviador común. Los controles del desviador anular están generalmente arreglados para abrir las líneas de escape mientras el desviador se cierra. En esta forma la patada es desviada de la plataforma de trabajo.

Las líneas de venteo deben ser tan grandes y tan rectas como sea posible, para minimizar la contra-presión, la erosión y el riesgo de taponamiento por pedazos de la formación. Las líneas deben estar debidamente aseguradas para absorber cargas de choque severas; las secciones mas propensas a la erosión como codos o desviaciones deberían ser reforzadas.

Figura 2.29. Esquema de un sistema desviador.



Fuente: Shell Well Control Principles and Practices[20]

2.5.5. Unidades de control de las preventoras

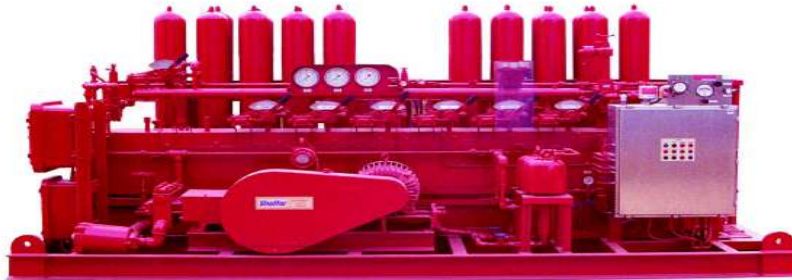
Los términos unidad de control de preventoras, acumulador y unidad de cierre se usan a menudo para referirse al sistema hidráulico que acciona cada una de las preventoras dentro de una operación. Dentro del esquema de una unidad de *Snubbing/HWO* los equipos acumuladores se encargan de cerrar la preventoras de seguridad en el caso de una emergencia, mientras que las preventoras para los trabajos de stripping/snubbing se accionan por medio de las unidades de potencia hidráulica. Las unidades del acumulador no deben ser usadas para aperturas y cierres periódicos de las preventoras sino que deben mantenerse en buenas condiciones como respaldo para los sistemas de control del pozo. Es necesario aclarar que el acumulador es solo una parte del sistema de control de las preventoras.

El sistema de control de preventoras normalmente incluye:

- Equipo almacenado para proveer suficiente fluido de control al sistema de bombeo.
- Sistemas de bombeo para presurizar el fluido de control.
- Botellas del acumulador para mantener el fluido de control presurizado.
- Múltiples de control hidráulico para regular la presión del fluido de control y dirigir el fluido presurizado para operar las funciones del sistema (BOP's y líneas de choque y de matar)
- Paneles de control remoto para operar el múltiple de control hidráulico desde ubicaciones remotas.
- Fluido de control hidráulico.

Las botellas del acumulador son contenedores que almacenan fluido hidráulico bajo presión para uso en el cierre de las preventoras. El principio de operación básico de un acumulador es la expansión del nitrógeno sometido a alta presión dentro de un tanque. El fluido hidráulico es forzado dentro del tanque, resultando en un aumento

Figura 2.30. Unidad de acumulador típica.



Fuente. Curso de *Well Control* WCS International[29].

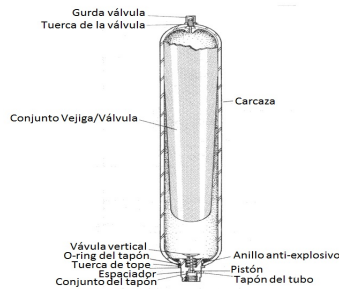
de la presión. Cuando se necesita cerrar las preventoras, se abre una válvula y el nitrógeno fuerza la salida del fluido hidráulico. Además, los acumuladores también sirven como respaldo a la potencia hidráulica en caso de una falla en las bombas.

Existen dos tipos de botellas de acumulador usadas comúnmente: de separador y de flotador. Las tipo separador usan un diafragma flexible para lograr mantener separados el nitrógeno y el fluido hidráulico. Mientras que para tal propósito las botellas tipo flotador usan un pistón.

Un acumulador de flotador tiene una entrada para la pre-carga de nitrógeno, un orificio para el fluido hidráulico y una válvula de cierre automático que se cierra con el peso del flotador. Estos tipos de acumuladores todavía se fabrican debido a su relativo bajo costo, pero tienen serias limitaciones. Permiten que el nitrógeno y el fluido hidráulico se pongan en contacto directo, esto lleva a que parte del nitrógeno quede atrapado en el fluido hidráulico, lo que tiene el mismo efecto sobre el acumulador que la reducción en la presión de pre carga.

Para vencer las limitaciones de las botellas tipo flotador, se desarrolló el acumulador tipo separador *Figura 2.31*. En vez de un flotador, este acumulador tiene una vejiga de caucho sintético resistente que separa completamente la pre-carga de nitrógeno del fluido hidráulico. La botella se pre-carga con nitrógeno a través de una válvula y el fluido hidráulico se bombea a través de un orificio de entrada en la botella. Una válvula de cierre automático se encuentra instalada en el orificio de entrada y se cierra cuando la vejiga presiona contra ella. También se incluye un anillo de escape de seguridad de tal manera que la presión se pueda liberar antes de que se llegue a la presión de estallido de las botellas.

Figura 2.31. Botella de acumulador tipo separador



Fuente. Curso de *Well Control* Universidad de Houston en Victoria.

Generalmente se usan varias botellas de acumulador para proveer un amplio margen de seguridad. Si una botella falla, se pueden usar las otras botellas en su lugar hasta que se complete la reparación. Las botellas del acumulador no se pueden desarmar bajo presión, pero se pueden reparar en campo. Reemplazar las vejigas (*bladder*) toma aproximadamente una hora.

Por lo general, se instala la unidad acumuladora se ubica entre 100 y 150 pies de la plataforma para que no sea dañado en caso de un influjo. La unidad podrá ser operada desde un tablero maestro de control cerca de la posición del perforador. También puede ser controlada desde un tablero auxiliar de control, el cual normalmente es controlado por aire, salvo en los ambientes de aire frío. En los ambiente fríos se utilizan tableros eléctricos para evitar la congelación del agua en las líneas. El fluido hidráulico desde las botellas fluye a través de las líneas, a través del conjunto preventor, y opera la función del conjunto correspondiente.

El acumulador provee una manera rápida, confiable y práctica de cerrar los preventores cuando ocurre un amago de reventón. Debido a la importancia de la confiabilidad, los sistemas de cierre tienen bombas adicionales y un volumen en exceso de fluido hidráulico además de sistemas de apoyo alternativos. Bombas de aire y/o eléctricas se conectan para recargar la unidad automáticamente a medida que disminuye la presión en las botellas del acumulador.

2.5.6. Líneas de estrangulamiento y de flujo para matar el pozo

Las últimas porciones del sistema de control de presión son las líneas de choque y las líneas para matar el pozo. Durante los procedimientos de control del pozo, las líneas de choque se usan para mantener contrapresiones en el anular conectando el influjo del anular a través del choque. La línea para matar el pozo puede ser requerida para la circulación del fluido en el anular. Estas líneas y todas las válvulas asociadas y sus accesorios deben resistir presiones de trabajo mayores o iguales a la presión de trabajo del resto del sistema de control de presiones.

Líneas de estrangulamiento Las líneas de estrangulamiento unen las salidas del preventor de reventones o el carrete de perforación (*drilling spool*) a las líneas de distribución del estrangulador, el cual se encuentra localizado fuera de la sub-estructura. Generalmente se colocan dos válvulas en la línea, al final del preventor. Si las líneas se rompen o se corroen, las válvulas se pueden usar para cerrar el pozo, mientras se hacen las reparaciones necesarias.

Líneas múltiples de estrangulamiento (*Choke Manifolds*) El múltiple de estrangulamiento está conformado por tubos para alta presión, accesorios, bridas (*flanges*), válvulas y choques ajustables operados manual y/o hidráulicamente. Este cabezal puede sangrar la presión del pozo a una tasa controlada o puede detener el flujo de fluidos desde el pozo completamente si así se requiere.

Estas líneas deben ejecutar la tarea de controlar la salida de fluidos a alta presión en el proceso para matar el pozo. Debido a la alta presión del gas y la erosión causada por la arena y recortes, es aconsejable tener un choque de repuesto conectado a las líneas múltiples para ayudar al estrangulador de rutina. Los componentes del múltiple de estrangulamiento deben tener una presión de trabajo, por lo menos, igual a la presión de trabajo de todo el equipo preventor de reventones.

Cuando la descarga de dos o más estranguladores habrá de ser dirigida hacia uno ó más lugares, se utiliza una cámara o cabezal amortiguador. Con la cámara amortiguadora, la salida de cualquiera de los cabezales podrá ser dirigida dentro

de una sola línea. Las líneas que salen del estrangulador deben ser de un diámetro grande para compensar la expansión del gas cuando sale de los estranguladores.

Lineas para matar el pozo (*Kill Lines*) Las líneas para matar el pozo proveen una manera de bombear dentro del anular cuando el método normal de circular a través de la tubería de perforación no se puede implementar. Esto es necesario, si los arietes ciegos están cerrados con la tubería fuera del pozo, o si la tubería esta colgada en los arietes de tubería por debajo de los arietes ciegos. Las líneas de cierre conectan las bombas de lodo a una salida lateral del equipo. Las conexiones generalmente están hechas en el lado del preventor o de el carrete de perforación (*Drilling Spool*) el cual se localiza por debajo del ariete a cerrar.

3. INTRODUCCIÓN A LAS OPERACIONES CON UNIDADES DE SNUBBING/HWO

Básicamente, una unidad de Snubbing/HWO puede hacer todo lo que un equipo convencional puede hacer, pero lo puede hacer bajo presión. Dentro de los trabajos que se pueden desarrollar con unidades de snubbing/HWO se tienen:

- Perforación.
- Workover.
- Correr y halar sartas de producción.
- Ganar control sobre reventones.
- Correr sartas de matar.
- Moler dentro de tubing o casing.
- Correr o halar cañones TCP.
- Estimulación y acidificación.
- Pesca de tubería continua o convencional.
- Consolidación de arenas.
- Cementación forzada y corte de tapones de cemento.
- Operaciones de abandono.

Una de las principales ventajas de una unidad de *Snubbing/HWO* es que tiene una huella pequeña de tal manera que se puede montar en locaciones con condiciones extremas o áreas de trabajo limitadas como junglas, desiertos, pantanos, plataformas marinas y ambientes árticos.

Unidades *Snubbing/HWO* y la perforación de pozos: las unidades *Snubbing/HWO* pueden ser usadas para perforar pozos cuando:

- Es difícil mantener una presión en fondo constante.
- Se trabaja con formaciones sensibles a los fluidos de perforación convencionales.
- Se trabaja con formaciones propensas a problemas de pérdida de circulación.

- Se trabaja en formaciones propensas a presentar presiones anormales.
- La baja presión en fondo requiere la perforación con espumas, aire o nitrógeno.
- Las formaciones a perforar tienen una zona ladrona.
- El tamaño de las locaciones sea muy pequeño para dar cabida a un rig estándar.
- Áreas remotas.

Una unidad *Snubbing/HWO* puede realizar perforaciones convencionales, perforación horizontal, side tracks, y perforación sub-balanceada usando procesos similares a los implementados por equipos convencionales, pero con la habilidad adicional de operar con presión en cabeza de pozo. Otros factores que hacen atractiva la opción de perforar con unidades *Snubbing/HWO* son:

- Se mantiene un sello sobre el diámetro externo de la sarta de perforación.
- Se mantiene un sello sobre el diámetro interno de la sarta de perforación.
- Comparado con un rig estándar, una unidad *Snubbing/HWO* solo puede correr juntas sencillas a la vez. Pero la disminución en los costos de operación que ofrece una unidad de snubbing cubre con creces el tiempo extra de trabajo.
- Por otro lado las unidades asistidas HRA pueden correr paradas en conjunto con un rig debido a su tamaño compacto.

Unidades *Snubbing/HWO* y el completamiento de pozos: en la etapa de completamiento de un pozo una unidad *Snubbing/HWO* tiene la ventaja sobre rigs convencionales en los siguientes escenarios:

- Formaciones sensibles a fluidos.
- Formaciones con pérdida de circulación.
- Locaciones pequeñas o remotas.

Una unidad de *Snubbing/HWO* puede usarse en una amplia variedad de procesos de completamiento como:

- Correr y sentar casing.
- Correr y sentar liners.
- Correr y halar cañones TCP.
- Empaquetamientos con grava.
- Correr, sentar y retirar empaques, *bridge plugs* y equipos selectivos.

Hay muchas ventajas en el trabajo con unidades de *Snubbing/HWO* en incluso estas pueden ser la única opción en operaciones críticas de control de pozos. En general, las operaciones con altas presiones se desarrollan con mayor seguridad. Para operaciones de completamiento, los procedimientos se pueden llevar a cabo sin fluidos para matar el pozo, por tanto se elimina una fuente de daño potencial a la formación.

Sin embargo, existen algunas desventajas y riesgos asociados con las unidades de *Snubbing/HWO*. Usualmente los procedimientos y operaciones son mas complejos. Adicionalmente, el trabajo con dichas unidades es mas lento que con rigs estándar. Finalmente, durante las operaciones siempre hay presión y usualmente gas en superficie.

3.1 El procedimiento de snubbing

Las operaciones de snubbing se pueden llevar a cabo a través de un stripper, un preventor anular o preventores de arietes. Las operaciones llevadas a cabo a través de stripper deberían estar limitadas a presiones inferiores a 250 *psi*; las operaciones realizadas con preventoras anulares de buena calidad generalmente se limitan a presiones por debajo de los 2000 *psi*, mientras que la técnica de snubbing ariete a ariete (*ram-to-ram*) se puede llevar a cabo a casi cualquier presión⁵.

⁵Robert D. Grace, Blowout and Well Control Handbook

3.1.1. Snubbing/Stripping a través de *strippers*

La técnica de snubbing/stripping a través de *strippers* se implementa cuando las presiones del pozo son bajas y la tubería de trabajo es de diámetro pequeño y preferiblemente de conexiones integrales. Es la técnica mas sencilla y que permite realizar el trabajo a mayor velocidad, sin embargo se deben realizar paradas cada cierto tiempo para reemplazar los elementos sello de los *strippers* y como se mencionó arriba se pueden manejar presiones bajas.

La técnica básicamente consiste en deslizar la tubería a través del elemento de sellado, el cual esta diseñado para deformarse y adaptarse a la superficie de la sarta de trabajo generando un sello hermético en el espacio anular.

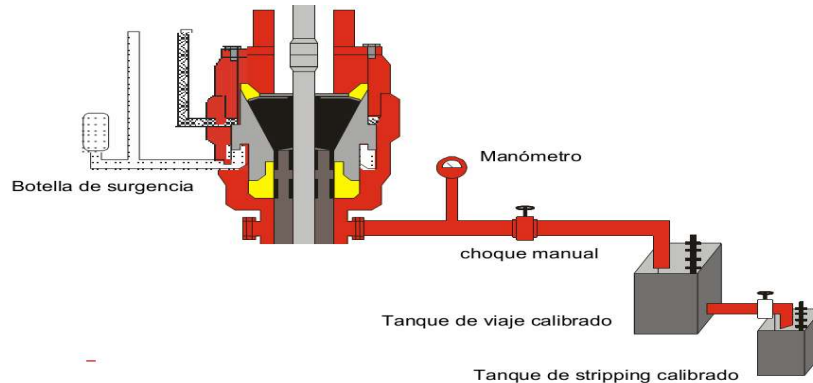
3.1.2. Snubbing/Stripping a través del preventor anular

El uso de un preventor anular para snubbing/stripping provee un balance entre las presiones de trabajo y la velocidad de la operación. Esta técnica requiere que el preventor anular se mantenga cerrado alrededor de la tubería de trabajo, con una presión de cierre suficiente para controlar la presión del espacio anular y a la vez permitir que la tubería se deslice sin desgastar tan rápido el empaque del preventor. A continuación se presentan dos procedimientos comunes para llevar a cabo la operación de Snubbing/Stripping a través de preventor anular.

Los fluidos del pozo pueden determinarse con precisión mediante la purga a través del choque hacia un tanque de viaje calibrado y, posteriormente, purgando desde el tanque de viaje hacia el tanque de *stripping* calibrado que se utiliza para contabilizar el desplazamiento total de cada parada de tubería.

La acumulación de lodo en el tanque de viaje se asume que corresponde a la expansión del gas a medida que este migra en el pozo y que puede ser medida con precisión. La vida del empaque del preventor anular se puede extender por mas tiempo utilizando una botella de surgencia en la linea de cierre que le de espacio al empaque para abrirse un poco al paso de las conexiones de las tuberías. La *Figura*

Figura 3.1. Esquema del equipo recomendado para Snubbing/Stripping con preventor anular.



Fuente. Manual de Control de Pozos, Randy Smith Training Solutions[17].

3.1 muestra un esquema del equipo recomendado para un Snubbing/Stripping con preventor anular.

Antes de llevar a cabo los procedimientos de RIH y POOH bajo presión, es necesario realizar algunos cálculos:

1. Seleccione un rango de presión de trabajo P_w para controlar la presión de fondo. Se recomienda $P_w = 100 \text{ psi}^6$.
2. Calcule la presión hidrostática por barril de lodo en el espacio anular ($P_{h/BBL}$).

$$P_{h/BBL} = \frac{\text{Gradiente del lodo (psi/ft)}}{\text{Capacidad anular (bbl/ft)}}$$

3. Calcule la longitud del influjo cuando es penetrado por el BHA, L_1 .

$$L_1(ft) = \frac{\text{Volumen del Influjos (bbl)}}{\text{Capacidad anular entre el hueco abierto y el BHA (bbl/ft)}}$$

4. Calcule la longitud del influjo en un hueco abierto, L_2 .

$$L_2(ft) = \frac{\text{Volumen del Influjos (bbl)}}{\text{Capacidad del hueco abierto (bbl/ft)}}$$

⁶Manual de control de pozos, Well Control International School

5. Calcule el aumento de presión debido a la penetración del influjo, P_s .

$$P_{\Delta s}(psi) = (L_1 - L_2) \times (Gradiente\ del\ Lodo - 0,1)$$

6. Calcule los volúmenes de los tanques de stripping y de viaje, V_1 y V_2 .

$$V_1(bbl) = Desplazamiento\ total\ de\ la\ tubería\ por\ parada.$$

$$V_2(bbl) = \frac{P_w}{P_{h/bbl}}$$

7. Calcule los valores de la presión del choque.

$$P_{choque1} = SICP + P_w + P_{\Delta s}$$

$$P_{choque2} = P_{choque1} + P_w$$

$$P_{choque3} = P_{choque2} + P_w$$

Uso del preventor anular en RIH bajo presión Durante esta operación, se debe liberar una cantidad de fluido del pozo igual al desplazamiento correspondiente al volumen de la tubería vacía. La manera más fácil de lograr esto es mantener la presión anular constante mientras se baja al pozo. Cuando la presión anular se mantiene constante, la tubería desplaza la cantidad apropiada de fluido. Se debe controlar la cantidad de fluido desplazado en un tanque de viajes. Si los volúmenes desplazados no se corresponden con los cálculos, se deberán hacer ajustes de presión. El proceso de RIH bajo presión se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Instale una válvula de seguridad en la parte superior de la junta a introducir.
2. Deslice lentamente la tubería al pozo con el choque cerrado hasta que la presión anular alcance la presión del choque P_{choke1} .
3. El operador del choque purga según sea requerido para mantener la presión del casing constante en el valor de la presión de choque $P_{choque1}$.
4. Después de forzar cada parada, se debe drenar el volumen V_1 (Desplazamiento total de la tubería por parada) del tanque de viaje al tanque de *stripping*.

5. Repita los pasos 2 y 3, deslizando paradas hasta que se acumule un volumen V_2 en el tanque de viaje.
6. Permita que la presión en el casing alcance la siguiente presión de choque $P_{choque2}$.
7. Continúe deslizando tubería, repitiendo los pasos 3 a 5 a la nueva presión de choque.

Uso del preventor anular en POOH bajo presión Cuando se realiza la operación de POOH, se debe bombear fluido al interior del espacio anular hasta igualar el desplazamiento de la tubería extraída del pozo. La mejor forma de lograr esto es circular a través del conjunto de BOP desde la línea de ahogo (*kill lines*) hasta la línea del estrangulador.

Inicialmente, se mantiene una contrapresión con el estrangulador que sea 100 *psi* mayor que la presión anular. A medida que se extrae la sarta, el llenado del pozo resulta automático. El fluido debe provenir de un solo tanque que tenga un sistema preciso de medición de volumen. Luego de cada parada, se debe comparar el desplazamiento total de la tubería con el fluido que recibió el pozo.

En las operaciones de POOH se debe tener en cuenta que en determinado momento el peso de la tubería no será suficiente para mantenerla en el pozo contra la presión ejercida. Los pasos para la extracción de tubería desde el pozo se pueden resumir como sigue:

1. Comenzar a circular a través de pozo con una presión superior en 100 *psi* a la presión de cierre.
2. Instalar la válvula de seguridad y comenzar a sacar lentamente la tubería asegurándose de que el pozo esté recibiendo fluido.
3. Asentar la tubería en las cuñas, controlar el desplazamiento de lodo y la presión anular. Desenroscar la junta, instalar un válvula de seguridad y repetir la secuencia desde el primer paso.

3.1.3. Snubbing/Stripping a través de preventores de arietes (*Ram-to-Ram Snubbing/Stripping*)

Cuando las presiones del pozo son demasiado altas para deslizar la tubería con la técnica anular o con strippers, se hace necesario implementar la técnica de ariete a ariete o *ram-to-ram*. Debido al mecanismo de cierre de los preventores de arietes sumado al hecho de que las presiones de cierre que se manejan son mucho más altas, las conexiones de las juntas de tubería no se pueden deslizar a través de los preventores de arietes de la misma manera que en los preventores anulares. Por lo anterior, se hace necesario usar dos preventoras tipo ariete en conjunto con un carrito espaciador, un circuito de igualación y una línea de purga para llevar a cabo la inserción o extracción de tubería en un pozo vivo (ver *Figura 3.2*).

Figura 3.2. Preventoras tipo ariete con un carrito espaciador, un circuito de igualación y línea de purga.



Fuente. Cortesía de Well Control International School.

Uso de preventores de ariete en RIH bajo presión. El procedimiento para introducir tubería al pozo a través de preventores de ariete se resume en los siguientes pasos:

1. Con el pozo cerrado con los arietes ciegos, se hace descender la tubería lentamente hasta que la válvula flotadora y el niple de asiento estén junto encima del ariete ciego. Se instala una válvula de seguridad abierta en la junta

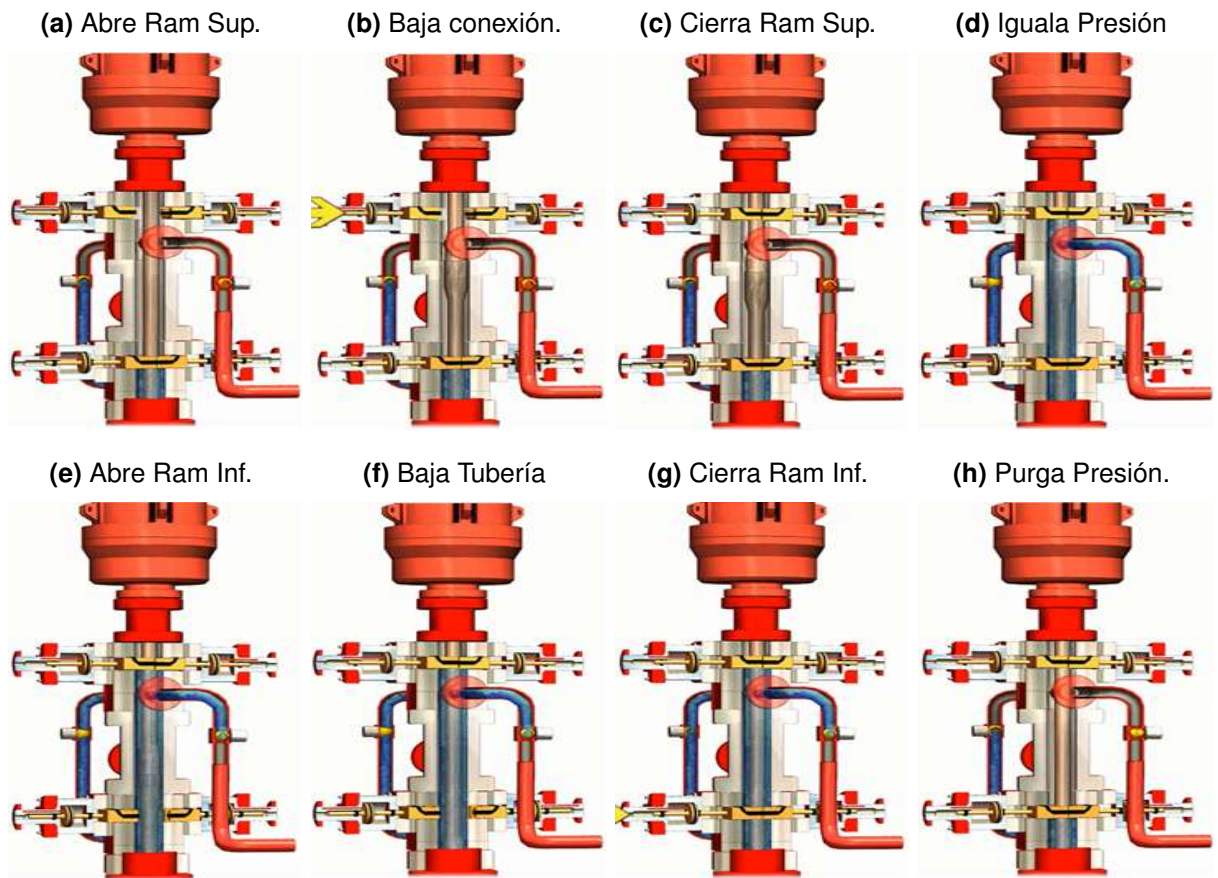
a introducir. Se mantiene constante la presión en el espacio anular purgando fluido del pozo a través del estrangulador.

2. Se cierra el stripper ram superior. Con las bombas se aumenta la presión en el espacio anular entre los dos arietes stripping hasta igualar la presión del pozo.
3. Se abre el ariete ciego. Se baja la junta dentro del BOP hasta que la conexión esté justo encima de stripper ram superior.
4. Cerrar el stripper ram inferior. Purgar la presión entre los dos stripper rams.
5. Abrir el stripper ram superior. Bajar la tubería hasta que la conexión este justo por debajo del stripper ram superior.
6. Cerrar el stripper ram superior y el estrangulador, usar las bombas para igualar la presión entre los stripper rams con la presión del pozo.
7. Abrir el stripper ram inferior y bajar la tubería hasta que la siguiente conexión este justo por encima del stripper ram superior y repetir la secuencia empezando por el cuarto paso.

Uso de preventores de ariete en POOH bajo presión El procedimiento para sacar tubería del pozo a través de preventores de ariete se resume en los siguientes pasos:

1. Circular a través del conjunto BOP, manteniendo la presión del pozo con el estrangulador. Con el stripper ram superior cerrado, levantar la tubería hasta que la última conexión quede justo debajo del stripper ram superior. A medida que se levanta la tubería, el lodo que se bombea a través del pozo se desplaza automáticamente al interior del pozo.
2. Parar y cerrar el stripper ram inferior. Parar la bomba y purgar la presión entre los stripper rams.
3. Abrir el stripper ram superior, sacar la conexión por encima del stripper ram superior y parar.

Figura 3.3. Snubbing/Stripping a través de preventores de arietes (RIH) (*Ram-to-Ram Snubbing/Stripping*)



Fuente: Tomado de Vídeo publicitario HWO Quick Rig, Boots & Coots.[23]

4. Cerrar el stripper ram superior y usar la bomba para aumentar la presión en el área entre los stripper rams hasta igualar la presión del pozo.
5. Abrir el stripper ram inferior. Repetir la secuencia empezando por el primer paso.

3.2 Lubricación

La lubricación es el proceso de insertar y remover BHA's y sargas de herramientas de un pozo vivo. Existen cinco tipos comunes de lubricación:

Lubricación estándar: Es la técnica mas comúnmente adoptada y hace uso del intervalo entre el stripper ram superior y la válvula swab del cabezal del pozo. El procedimiento es similar al que se usa para trabajar con wireline.

Lubricación en línea: Este método es similar al proceso de Snubbing/Stripping de ariete a ariete. Se implementa para trabajar con BHA's compuestos de herramientas con tamaños desiguales o de diámetros mayores a la sarta de trabajo. La distancia entre los stripper rams es el intervalo de lubricación disponible.

Lubricación asistida por cable: Cuando el intervalo de lubricación en línea es insuficiente, se pueden incluir arietes tipo cuña en el stack de preventoras y un lubricador para wireline se añade al tope del conjunto BOP permitiendo que el intervalo de lubricación se incremente una longitud igual al espacio entre la válvula swab del cabezal del pozo y el tope del lubricador para wireline.

Lubricación con barrera en fondo de pozo: El uso de una válvula de seguridad subterránea SSSV (Sub-surface security valve) u otra barrera de control de pozo en fondo, permite la introducción de BHA's excepcionalmente largos en comparación con otras técnicas de lubricación. El uso de una SSSV como barrera ha sido aceptado en ciertas circunstancias donde otras precauciones y medidas de compensación se han implementado. Este método ha permitido la inserción de cañones TCP realmente largos y en condiciones sub-balanceadas en pozos vivos. Muchos operadores no se sienten cómodos con el uso de las SSSV como barreras de control en estas aplicaciones por lo cuál se están desarrollando otras formas de generar barreras temporales en fondo de pozo.

Lubricación de corte en el BOP: Este tipo de lubricación se usa habitualmente en operaciones de pesca y hace uso de arietes tipo cuña para soportar el pescado mientras este se corta en pedazos mas pequeños y se retira del interior de los BOP's.

3.3 Consideraciones teóricas

Como se ha mostrado anteriormente en este documento, se requiere *snubbing* cuando la fuerza del pozo, excede el peso total de la tubería. La fuerza de *snubbing* es igual a la fuerza neta resultante hacia la superficie expresada con la siguiente ecuación:

$$F_{sn} = W_p L - (F_f + F_B + F_{wp}) \quad (1)$$

Donde:

F_{sn} = Fuerza de Snubbing, lb_f .

W_p = Peso nominal de la tubería, lbs/ft .

L = Pies de tubería dentro del pozo, ft .

F_f = Fuerza de fricción, lb_f .

F_B = Fuerza de boyante, lb_f .

F_{wp} = Fuerza de la presión del pozo, lb_f .

La fuerza debida a la presión del pozo actuando sobre la tubería se calcula con:

$$F_{wp} = \frac{\pi}{4} D_p^2 P_{sup} \quad (2)$$

Donde:

D_p^2 = Diámetro externo de la tubería, in .

P_{sup} = Presión en cabeza de pozo, psi .

Como muestra la ecuación 2, el diámetro de la tubería dentro del elemento sello debe ser considerado. Cuando se corre tubería a través de un preventor anular o un stripper, el diámetro externo de las conexiones de tubería es la variable determinante. Cuando se hace Snubbing/Stripping con la técnica *ram-to-ram*, solo el cuerpo del tubo se desliza por los elementos de sello; por tanto, el diámetro de la tubería será el que determine la fuerza necesaria para forzar o halar la tubería dentro del pozo.

La fricción actúa en dirección contraria al movimiento de la tubería debido al deslizamiento de esta a través de los elementos de sello de las preventoras. La magnitud de la fuerza requerida para superar la fricción es una función de la rugosidad de las superficies en contacto, el área de contacto total, el lubricante usado y la presión de cierre aplicada por medio de la preventora. Fuerzas de fricción a arrastre puede resultar entre la sarta de trabajo y las paredes del pozo. En general, a mayor inclinación, desviación y tensión en la sarta de trabajo, mayor la fuerza de fricción debida al arrastre de la tubería.

La fuerza de fricción exacta que se genera en las operaciones de Stripping/Snubbing solo se puede hallar experimentalmente, corriendo pruebas en laboratorio. Por tal motivo cuando no se tienen datos de laboratorio disponible, se suele tomar la fuerza de fricción entre un 15 y 30 % de la fuerza debida a la presión siendo el valor máximo preferido como un factor de seguridad⁷, es decir:

$$F_f = 0,3 \times F_{wp} \quad (3)$$

Además de las fuerzas asociadas con la presión y la fricción, las fuerzas boyantes también afectan la operación de snubbing. La fuerza boyante, F_B esta dada por la siguiente ecuación:

⁷R.B. Leggett, C.A Griffith y H.R. Wesson Jr.: Snubbing Units Applications in Potentially High-Rate Gas Wells: A case study of the Anchutz Ranch East Unit, Summit County, Utah. Paper SPE

$$F_B = \frac{\pi}{4}(\gamma_m D_p^2 L - \gamma_i D_i^2 L_i) \quad (4)$$

Donde:

γ_m = Gradiente del lodo en el anular, *psi/ft*.

γ_i = Gradiente de fluido dentro de la tubería, *psi/ft*.

D_p = Diámetro externo de la tubería, *in*.

D_i = Diámetro interno de la tubería, *in*.

L = Longitud de la tubería por debajo del BOP, *ft*.

L_i = Longitud de la columna de fluido dentro de la tubería, *ft*.

Si la tubería esta siendo introducida dentro del pozo seca, la densidad del aire es despreciable y el término $\gamma_i D_i^2 L_i$ es despreciable. Si la tubería está parcialmente llena de fluido dicho término no se puede ignorar. Si el espacio anular está parcialmente lleno con gas, el término $\gamma_m D_p^2 L$ debe ser descompuesto. La determinación de la fuerza boyante para este último caso se determina con la siguiente ecuación:

$$F_B = \frac{\pi}{4} [(\gamma_{m1} L_1 + \gamma_{m2} L_2 + \gamma_{m3} L_3 + \dots + \gamma_{mx} L_x) D_p^2 - \gamma_i D_i^2 L_i] \quad (5)$$

Donde:

L_1 = Columna de fluido con un gradiente de γ_{m1}

L_2 = Columna de fluido con un gradiente de γ_{m2}

L_3 = Columna de fluido con un gradiente de γ_{m3}

L_x = Columna de fluido con un gradiente de γ_{mx}

La máxima fuerza de snubbing requerida se alcanza cuando se empieza a insertar la sarta, siempre y cuando la presión se mantenga constante. En este punto, el peso de la sarta y la fuerza boyante son mínimas y, generalmente, pueden ser ignoradas. Por

tanto la máxima fuerza de snubbing (F_{snmax}), puede ser calculada de la ecuación 6:

$$F_{snmax} = F_{wp} + F_f \quad (6)$$

A medida que se corre tubería dentro del pozo, la fuerza hacia abajo atribuible al peso de la tubería boyando se incrementa hasta que iguala la fuerza debida a la presión del pozo, F_{wp} . Esto es lo que generalmente se conoce como el punto de balance y es el punto a partir del cuál la sarta de trabajo no será eyectada por la presión del pozo. Haciendo un balance de fuerzas sobre el punto de balance y despejando para la longitud de tubería dentro del pozo se obtiene:

$$L_{bp} = \frac{F_{snmax}}{W_p - 0,052 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \rho D_p^2} \quad (7)$$

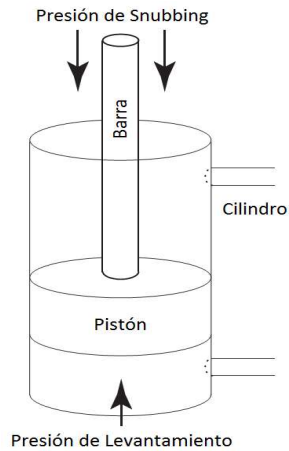
Donde:

L_{bp} = Longitud de la sarta en el punto de balance, *ft* .

ρ = Densidad del lodo, *ppg* .

En una situación de snubbing normal, la sarta de trabajo se corre dentro del pozo hasta un punto justo por encima del punto de balance sin llenar la tubería. Mientras se hace snubbing, la fuerza del pozo será lo suficientemente grande para el peso de la tubería ayude a que a las cuñas livianas agarren firmemente el tubo. Después de que se llena la sarta, el peso de la tubería debería ser suficiente para que las cuñas pesadas agarren firmemente el tubo. Esta práctica incrementa el peso de la sarta y reduce el riesgo de que la tubería caiga al pozo en condiciones cercanas al punto de balance.

Figura 3.4. Esquema de un cilindro de gato hidráulico



Fuente. Blowout and Well Control Handbook, Robert D. Grace[6].

3.4 Especificaciones de los equipos

En operaciones de Snubbing/HWO, la potencia requerida se produce por la presión aplicada a un gato hidráulico multicilindro. El cilindro del gato se representa en la *Figura 3.4*. La presión hidráulica se aplica en lados diferentes del cilindro dependiendo del trabajo que se esté llevando a cabo. En tubería liviana, la presión hidráulica se aplica sobre el lado de la barra del pistón y se aplica sobre el lado opuesto en tubería pesada.

Una vez que se conoce el área efectiva del gato, la fuerza requerida para levantar o introducir una sarta de trabajo se puede calcular con las ecuaciones 8 y 9:

$$F_{sn} = \frac{\pi}{4} P_{hidr} N_c (D_{pst}^2 - D_r^2) \quad (8)$$

$$F_{lift} = \frac{\pi}{4} P_{hidr} N_c D_{pst}^2 \quad (9)$$

Donde:

F_{sn} = Fuerza de Snubbing, lb_f .

F_{lift} = Fuerza de levantamiento, lb_f .

D_r = Diámetro externo de la barra del pistón, in .

D_{pst} = Diámetro externo del pistón, in .

N_c = Número de cilindros activos, n .

P_{hidr} = Presión hidráulica sobre el gato necesaria para snub, psi .

De las ecuaciones 8 y 9 se puede despejar la presión hidráulica que se debe aplicar sobre los gatos para obtener la fuerza de snubbing o de levantamiento necesaria para determinada operación:

$$P_{hidr} = \frac{F_{sn}}{\frac{\pi}{4} N_c (D_{pst}^2 - D_r^2)} \quad (10)$$

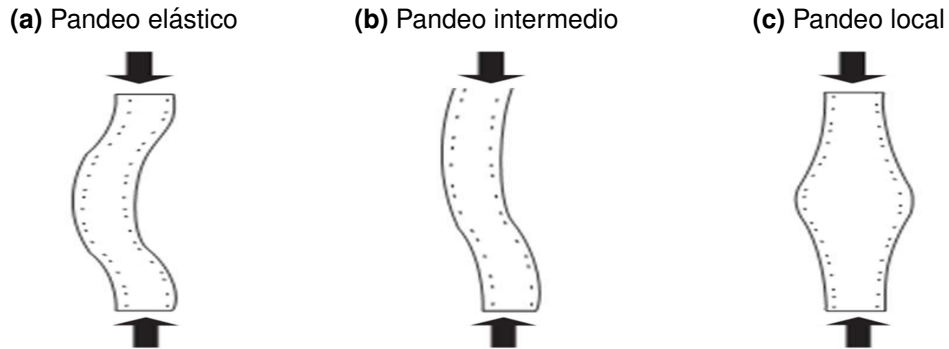
$$P_{hidr} = \frac{F_{lift}}{\frac{\pi}{4} N_c D_{pst}^2} \quad (11)$$

3.5 Consideraciones de pandeo

Luego de determinar la fuerza de snubbing, esta fuerza debe ser comparada con la carga compresiva que la sarta de trabajo puede soportar sin pandearse. El pandeo de la tubería ocurre cuando la fuerza compresiva aplicada sobre la sarta de trabajo excede la resistencia de la tubería al pandeo. La fuerza mas pequeña a la cuál es posible un pandeo se llama la **fuerza crítica**, F_{cr} . El pandeo ocurre primero en la máxima longitud no soportada de la sarta de trabajo, la cual está usualmente en el área de la ventana de trabajo de la unidad de snubbing, en el caso que una guía no halla sido instalada.

En operaciones de snubbing, el pandeo de la tubería debe ser evitado a toda costa. Una vez que la tubería se pandea, se presentaran fallas catastróficas. Cuando la

Figura 3.5. Tipos de pandeo.



Fuente. Blowout and Well Control handbook, Robert D. Grace[6].

tubería falla, el resto de la sarta usualmente es eyectada del pozo y puede causar serios daños e incluso la muerte de personal.

Cuando una sarta de trabajo se somete a una carga compresiva, pueden ocurrir dos tipos de pandeo. El pandeo elástico o de columna larga ocurre a lo largo del eje mayor de la sarta de trabajo. La tubería se arquea desde la línea central del pozo como se muestra en la *Figura 3.5a*. El pandeo inelástico o pandeo local-intermedio ocurre a lo largo del eje longitudinal de la sarta de trabajo como se muestra en la *Figura 3.5b* y *Figura 3.5c*.

Para determinar el tipo de pandeo que puede ocurrir en una tubería, la relación de esbeltez de la columna, S_{rc} , se compara con la relación de esbeltez efectiva, S_{re} , de la sarta de trabajo. Si la relación de esbeltez efectiva, S_{re} , es mayor que la relación de esbeltez de la sarta de trabajo, S_{rc} , sucederá pandeo elástico. Si la relación de esbeltez de la columna es mayor que la relación de esbeltez efectiva, ocurrirá pandeo inelástico.

$$S_{re} > S_{rc} \implies \text{Pandeo elástico}$$

$$S_{rc} > S_{re} \implies \text{Pandeo inelástico}$$

La relación de esbeltez, S_{rc} , está dada por la ecuación 12:

$$S_{rc} = 4,44 \left(\frac{E}{F_y} \right)^{1/2} \quad (12)$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad, *psi* .

F_y = Resistencia a la tensión, *psi* .

La relación de esbeltez, S_{rc} , está dada por el mayor resultado de las ecuaciones 13 y 14:

$$S_{re1} = \frac{4U_L}{(D_p^2 + D_i^2)^{1/2}} \quad (13)$$

$$S_{re2} = \left(4,8 + \frac{D_i + t}{450t} \right) \left(\frac{D_i + t}{2t} \right)^{1/2} \quad (14)$$

Donde:

U_L = Longitud no soportada, *in* .

t = Espesor del tubo, *in* .

D_p = Diámetro externo de la tubería, *in* .

D_i = Diámetro interno de la tubería, *in* .

El pandeo inelástico puede ocurrir si la relación de esbeltez efectiva es menor que la relación de esbeltez de la columna, ($S_{rc} > S_{re}$), y es igual o menor de 250. El pandeo inelástico puede ser local o intermedio lo cual se puede determinar comparando las relaciones de esbeltez efectivas obtenidas con las ecuaciones 13 y 14 . Si $S_{re1} < S_{re2}$, ocurrirá pandeo local. Si $S_{re2} < S_{re1}$ y además $S_{re2} < S_{rc}$ entonces ocurrirá pandeo intermedio.

En cualquier situación, una carga compresiva, que causará que la sarta de trabajo se pandee, es conocida como carga de pandeo, P_{bkl} , y está definida por la ecuación 15:

$$P_{bkl} = F_y(D_p^2 - D_i^2) \left[\frac{0,7854S_{rc}^2 - 0,3927S_{re}^2}{S_{rc}^2} \right] \quad (15)$$

Para:

$S_{rc} > S_{re}$ – Pandeo Inelástico.

$S_{re1} < S_{re2}$ – Pandeo local.

$S_{rc} > S_{re1} > S_{re2}$ – Pandeo Intermedio.

En pandeo inelástico, la carga de pandeo se puede incrementar incrementando la resistencia a la cedencia, el tamaño, y el peso de la sarta de trabajo o reduciendo la longitud de la sección no soportada.

El pandeo elástico es crítico si la relación de esbeltez efectiva es mayor que la relación de esbeltez de la columna y la relación de esbeltez efectiva es igual o menor de 250. Cuando estas condiciones existen, la carga de pandeo está definida por la ecuación 16:

$$P_{bkl} = \frac{225 \times 10^6 (D_p^2 - D_i^2)}{S_{re}^2} \quad (16)$$

Para: $S_{re} > S_{rc}$ y $S_{re} \leq 250$ – Pandeo de elástico.

Bajo estas condiciones, la carga de pandeo, se puede incrementar reduciendo la longitud de la sección no soportada o incrementar el tamaño y el peso de la sarta.

En las operaciones de campo, se asume que las terminaciones de las columnas o sartas de trabajo son fijas, y la aplicación de la ecuación de Euler para hallar la carga crítica en columnas con extremos fijos (ecuación 17) resulta razonable:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2} \quad (17)$$

Donde:

P_{cr} = Carga crítica de pandeo, lb_f .

E = Módulo de Young, 30×10^6 .

I = Momento de Inercia, $\frac{\pi}{64}(D_o^4 - D_i^4)$.

L = Longitud de la columna, ft .

Se debe recordar que una vez que la carga crítica para una columna ha sido superada, la falla es inminente y catastrófica.

4. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA EL MONTAJE DE UNIDADES DE SNUBBING/HWO

En esta sección se presentan los procedimientos operacionales recomendados para el montaje de unidades de Snubbing/HWO convencionales. A pesar de que las unidades autónomas de snubbing/HWO mantienen una estructura común, dependiendo del fabricante, pueden presentar elementos adicionales. Por lo anterior, los siguientes procedimientos se concentran en el montaje de los elementos fundamentales de una unidad autónoma de snubbing/HWO.

4.1 Preparación Inicial del Sitio

Propósito:

- Asegurar la planificación adecuada para la llegada del personal y del equipo al sitio.

Planificación de Personal:

1. Verificar el nombre, título, hora de llegada y turno del personal que va a llegar.
2. Verificar que los arreglos de alojamiento sean satisfactorios.
3. Verificar que cada miembro de la cuadrilla sepa su asignación y descripción del trabajo.
4. Verificar que cada miembro de la cuadrilla cuente con la capacitación/certificación actual específica para el sitio.
5. En localidades costa afuera, contactar al operador de la plataforma para programar la orientación para el personal.

6. En localidades costa afuera, verificar que cada miembro de la cuadrilla esté familiarizado con lo siguiente:
 - Sistema de paro de emergencia.
 - Sistema de agua contra incendios.
 - Lista de estaciones.
 - Ubicación de las estaciones de supervivencia.
 - Sistema de alarma.

Inspección del Sitio:

1. Obtener planos detallados y exactos de disposición del equipo.
2. Obtener planos exactos de la circulación recomendada.
3. Verificar:
 - Estado del pozo.
 - Estado de las válvulas.
 - Estado del cabezal de pozo.
4. Verificar que haya espacio de trabajo adecuado para realizar las operaciones en forma segura.
5. Verificar que el espacio de trabajo esta despejado de equipo y contenedores.
6. Verificar la ubicación de lo siguiente:
 - Controles del sistema de paro de emergencia.
 - Controles del sistema de agua contra incendios.
 - Rutas de escape.
 - Equipo para combatir incendios.
 - Áreas seguras para reuniones.

Consideraciones operacionales:

1. Verificar número y prioridad de operaciones simultáneas.
2. Obtener los permisos necesarios del operador.
3. Determinar la ubicación y cantidad de anclajes requeridos para el trabajo.
4. Preparar la grúa para la descarga e instalación del equipo:
 - Verificar las especificaciones y limitaciones de la grúa.
 - Verificar las restricciones del clima prevaleciente.
 - Verificar los mecanismos de grúa apropiados.
5. En localidades costa afuera, determinar si las restricciones requieren que se cierre la producción cuando se levanten cargas sobre las áreas de producción.

4.2 Cálculos Preliminares al Trabajo

Propósito:

- Verificar la seguridad del personal, las capacidades de los elementos tubulares y establecer los límites máximos permitidos.

Cálculos:

1. Calcular y anotar la fuerza de *snubbing* utilizando las siguientes ecuaciones:
 - Fuerza sobre el área de tubería:

$$F_P = \frac{\pi D^2 P_{sup}}{4}$$

F_P = Fuerza hacia arriba resultante de la presión del pozo en superficie.

D = Diámetro externo del tubular a ser forzado.

P_{sup} = Presión en superficie del pozo.

- Fricción del Ariete:

$$F_{ram} = 0,3 \times F_P$$

- Fuerza total de snubbing:

$$F_s = F_P + F_{ram}$$

2. Calcular y anotar el área de snubbing del gato utilizando el siguiente cálculo:

$$A_{JS} = \frac{\pi}{4} \times (D_p^2 - D_v^2) \times N_c$$

3. Calcular el área de levantamiento utilizando la siguiente ecuación:

$$A_{JL} = \frac{\pi}{4} \times D_p^2 \times N_c$$

4. Calcular y anotar la presión hidráulica necesaria para *snubbing* usando la siguiente ecuación:

$$P_{hidr} = \frac{F_s}{A_{JS}}$$

5. Calcular y anotar la capacidad del agujero del pozo:

$$Cap_{wb} = \frac{ID^2}{1029,4}$$

6. Calcular y anotar la capacidad anular:

$$Cap_{an} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029,4}$$

7. Calcular y anotar el punto de equilibrio:

$$P_{eq} = \frac{\pi}{4} \times \frac{OD^2 P_{sup}}{W_{tub}}$$

8. Encontrar y anotar los límites de tensión/colapso para los parámetros específicos del trabajo.
9. Encontrar y anotar las cargas de deformación críticas (W_{cd}) para los parámetros específicos del trabajo.
10. Calcular y anotar la carga máxima segura de snubbing:

$$W_{maxS} = 0,7 \times W_{cd}$$

11. Calcular y anotar la presión hidrostática:

$$P_h = 0,052 \times \rho_f \times TVD$$

4.3 Instalación del Preventor de Reventones

Propósito:

- Verificar la configuración e instalación segura del conjunto preventor de reventones.

Consideraciones Operacionales:

- Verifique que los preventores de reventones y el equipo del cabezal del pozo relacionado tengan los diámetros interiores adecuados para las operaciones.
- Verifique que los arietes de los preventores sean del tamaño adecuado.

Configuración del preventor de reventones

1. Confirmar que el ID del tubo de guía no hará contacto con la herramienta de OD mas grande a utilizarse en la operación. El orificio a través del conjunto del

preventor de reventones no debe ser mayor que el requerido para realizar la operación.

2. Configure el conjunto preventor de reventones para la operación de snubbing específica en incluya los siguientes componentes:
 - Un mínimo de 3 preventores.
 - 2 Preventores de *Stripping*.
 - 1 preventor de seguridad.
 - Un circuito de igualación.
 - Conjunto de válvulas de purga.
3. Si es requerido, instale un conjunto de arietes de corte en el conjunto preventor de reventones. Al menos 1 preventor ciego debe instalarse sobre cualquier ariete de corte, a menos que sea del tipo se sello de corte.

Instalación del preventor de reventones

1. Inspecciones y limpie todas las ranuras anulares y conexiones roscadas e instale nuevas empaquetaduras anulares.
2. Inspecciones las mangueras hidráulicas en cuanto a ajuste, sello y daño, y repárelas o reemplácelas según sea necesario.
3. Asigne un operador capacitado del guinche o grúa y a un operador capacitado para dirigir la instalación.
4. Verifique el alineamiento y desviación del conjunto preventor de reventones y verifique que los arietes instalados en el conjunto sean los correctos.
5. Monte y levante correctamente el conjunto preventor e inspecciones la ranura anular de la conexión del cabezal del pozo para verificar que esté limpia.
6. Guíe el conjunto preventor de reventones sobre el cabezal del pozo e instale y apriete correctamente las tuercas y pernos hasta que el conjunto esté asegurado.

7. Si es requerido, instale 4 soportes laterales cada 6 metros máximo de conjunto preventor.
8. Revise y apriete la conexión del cabezal del pozo y todas las conexiones de bridas en el conjunto preventor de reventones de acuerdo con las especificaciones.

4.4 Instalación del gato hidráulico

Propósito

- Verificar la instalación segura del gato hidráulico.

Instalación preliminar

1. Inspeccione el gato en busca de daños, fugas o partes guardadas.
2. Lubrique lo siguiente:
 - Todas las graseras hidráulicas.
 - Los bloques de cuñas.
 - La mesa rotaria.
3. Asegure que se instalen insertos de cuñas de fabricación y tamaño adecuados en los bloques de cuñas.
4. Instale los tubos de guía del tamaño apropiado para realizar las operaciones.
5. Suministre energía y conecte las mangueras de retorno a la unidad de gato hidráulico. Podría ser necesario levantar el gato para conectar las mangueras.
6. Conecte las eslingas al bloque de la grúa y ojales para levantar el gato.
7. Conecte los cables de seguridad a las 4 esquinas del conjunto del gato.

Instalación del gato hidráulico

1. Asigne a un operador capacitado del guinche o grúa y a un operador capacitado para dirigir la instalación.
2. Levante el gato a la posición sobre el cabezal del pozo.
3. Al menos dos integrantes de la cuadrilla guíen el conjunto del gato sobre la conexión de brida superior.
4. Guíe el gato hidráulico sobre el cabezal del pozo e instale y apriete correctamente las tuercas y pernos hasta que el gato esté asegurado.
5. Tensione los cuatro cables de seguridad hasta que el gato esté asegurado.
6. Desconecte la grúa y las eslingas del gato.

4.5 Instalación y egreso de la cesta de trabajo

Propósito:

- Verificar la instalación segura de la cesta de trabajo y proporcionar un medio de escape para el personal.

Instalación preliminar

1. Inspeccione todos los controles, indicadores y mangueras hidráulicas.
2. Instale eslingas de 4 partes apropiadas en el bloque de la grúa y en cada esquina de la cesta de trabajo.
3. Asegure todo el equipo suelto en la cesta de trabajo.
4. Conecte una cuerda guía a la cesta de trabajo.

Instalación de la cesta de trabajo

1. Asigne a un operador capacitado para el guinche o grúa y a un operador capacitado para dirigir la instalación.
2. Levante la cesta de trabajo a su posición mientras la estabiliza con cuerda guía.
3. El personal de la cuadrilla guiará la cesta de trabajo hasta colocarla sobre el conjunto del gato.
4. Instale y apriete las tuercas y pernos hasta que la cesta esté asegurada.
5. Conecte la escalera a la cesta de trabajo con abrazaderas, cadenas u otro tipo de dispositivo de sujeción.
6. Conecte una cuerda de escape desde arriba de la cesta de trabajo a un objeto estacionario en dirección contra el viento respecto a la unidad.
7. Si una cesta para transporte de personal se utiliza para transportar personal a o desde la cesta de trabajo, entonces:
 - Deber ser una cesta aprobada.
 - El operador de la grúa debe permanecer en los controles hasta que el personal esté en la cesta de trabajo en una posición segura.
8. Baje las mangueras hidráulicas y conecte todos los controles de operación.
9. Pruebe todo el sistema hidráulico a la presión nominal máxima de trabajo de la unidad.

4.6 Levantamiento y sujeción del mástil

Propósito:

- Verificar que el mástil se levante y se asegure correctamente.

Elevación del Mástil

- Posicione la unidad de *Snubbing/HWO*, ponga los frenos en

4.7 Instalación de las llaves de fuerza

Propósito:

- Verificar la instalación segura de las llaves de fuerza.

Instalación de las llaves de Fuerza

1. Instale/Suspenda las llaves de fuerza:
 - Asegure que las llaves estén equipadas con un compensador de resorte o cilindro.
 - Suspenda las llaves de los bloques de la torre con abrazaderas y cables aprobados.
 - Suspenda las llaves del cable conectado a la corona de la torre.
2. Ajuste las presiones hidráulicas de la siguiente manera:
 - Ajuste la presión del conjunto de energía al 110 % del torque de conexión óptima en marcha lenta.
 - Ajuste la conexión de la cesta de trabajo al 100 % del torque de conexión óptima especificado.
 - Ajuste la desconexión de la cesta de trabajo al 110% del torque de conexión óptima en marcha lenta especificado.
3. Verifique que todas las compuertas y carcasas de seguridad de las llaves estén instaladas y funcionando antes de colocar las llaves en servicio.

4. Verifique que el operador de las llaves esté capacitado en cuanto a requerimientos de torque de elementos tubulares y operación de las llaves.
5. Verifique que se utilice un indicador de torque tipo celda de carga.

4.8 Instalación del *Stand Pipe*, la *Swivel* y la Manguera de Circulación

Propósito:

- El propósito de este procedimiento es verificar la instalación segura del *Stand Pipe*, la *Swivel*, y de la manguera de circulación.

Montaje:

1. Determine la longitud del tubo vertical midiendo la distancia desde el suelo a 3 metros sobre la cesta de trabajo.
2. Para un rango de presión entre 0 y 5000 *psi* verifique que:
 - El tubo y las conexiones deberán ser conexiones roscadas de primera calidad o uniones tipo martillo soldadas.
 - El tubo y las conexiones tienen una clasificación de presión para soportar la presión máxima de la bomba durante la operación.
 - La presión de la *swivel* y de la manguera de circulación esta clasificada para un 110 % de la presión máxima anticipada de la bomba.
3. Para un rango de presión entre 5000 y 15000 *psi* verifique que:
 - Las tuberías de bombeo están clasificadas para una presión superior a la presión anticipada de la bomba.
 - El *Stand Pipe* se conecta con un perno único, una brida o uniones tipo martillo para un mínimo del 110 % de la presión anticipada de la bomba.

- La presión de la *swivel* y de la manguera de circulación está clasificada para un mínimo del 110 % de la presión anticipada de la bomba.
4. Monte el tubo vertical.
 5. Conecte la manguera de circulación.

Instalación:

1. Asigne un operador capacitado del guinche o grúa y a un operador capacitado para dirigir la instalación.
2. Instale las eslingas en el bloque de la grúa y en el conjunto del tubo vertical.
3. Levante el conjunto de *Stand Pipe* a su posición.
4. Asegure el tubo vertical a la cesta de trabajo.
5. Conecte la *swivel* a la manguera de circulación.
6. Conecte el cable o cadena de seguridad desde la manguera de circulación a la junta giratoria de *snubbing* y conecte un cable desde dicha junta a las cuerdas de los bloques, según corresponda.
7. Efectúe una prueba de presión del conjunto del tubo vertical para la presión máxima de bombeo anticipada para la operación, sin exceder la clasificación de presión de dicho conjunto.

4.9 Instalación del Choke y de las líneas de flujo

Prpósito:

- Verificar la instalación segura de los estranguladores y de las tuberías de flujo.

1. Verifique que todos los componentes estén clasificados por la presión máxima del cabezal del pozo para la operación.
2. Instale una válvula de compuerta de operación manual y una válvula de compuerta de operación hidráulica en cada salida del carrete de perforación.
3. Construya la línea de estrangulación, corriente arriba de la válvula o choque situado mas afuera, con un clasificación de presión mínima del 110 % de la presión del cabezal de pozo.
4. Instale el múltiple de operación a una distancia segura del cabezal del pozo.
5. Conecte mangueras hidráulicas desde los choques, válvulas y múltiple de operación.
6. Determine el sistema de anclaje a utilizar el cuál debe impedir el movimiento horizontal, vertical y longitudinal.
7. Conecte anclajes a las tuberías de flujo.
8. Realice una prueba de presión de los choques y líneas de estrangulación a las presiones máximas del agujero del pozo.

4.10 Colocación e instalación de la bomba de fluidos y del tanque de circulación.

Propósito

- Verificar la colocación e instalación segura de la bomba de fluidos y del tanque de circulación.

Instalación de la bomba y del tanque:

1. Verifique la colocación del equipo de bombeo:

- Situado a un mínimo de 6 metros del cabezal del pozo.
 - El operador de la bomba debe tener una visión despejada de la cesta de trabajo, del múltiple de estrangulación, y de los tanques de retorno.
 - El personal no debe exponerse a los materiales de circulación del pozo.
2. Inspeccione los siguientes componentes para detectar daños u otros problemas antes de la instalación:
 - Todo el equipo de bombeo.
 - Líneas de circulación.
 - Tanques de descarga.
 3. Verifique que todos los componentes estén clasificados para a presión máxima de trabajo anticipada para la operación.
 4. Construya las tuberías de bombeo desde la bomba de fluido con una clasificación con una clasificación de presión de 110 % de la presión anticipada de la bomba.
 5. Instale una válvula de contrapresión en la válvula anular rectangular.
 6. El operador realizará pruebas de presión de todo el equipo sometido a presión.

4.11 Instalación del conjunto de fondo de pozo y de la sarta de trabajo.

Propósito:

- Verificar la instalación segura del conjunto de fondo de pozo (BHA) y de la sarta de trabajo.

Instalación del BHA y de la sarta de trabajo.

1. Calcule las siguientes variables:

- Tensión.
 - Deformación.
 - Aplastamiento.
 - Estallido.
2. Compare el diseño de la sarta de trabajo con los cálculos realizados en el paso 1 y verifique que el diseño de la sarta sea capaz de soportar las fuerzas de la operación.
- Tensión: < 80 % de la clasificación de resistencia a la tensión de los elementos tubulares.
 - Deformación: < 70 % de la clasificación de carga de deformación.
 - Aplastamiento: < 80 % de la clasificación de presión de aplastamiento.
 - Estallido: < 80 % de la clasificación de presión de estallido.
3. Construya las válvulas de contrapresión en la sarta de trabajo de la siguiente manera:
- Cuando la sarta de trabajo tenga un OD de $\frac{3}{4}$ inch. a $2\frac{3}{8}$ inch:
 - ▷ Utilice 2 válvulas de contrapresión de bola y asiento o tipo bisagra.
 - ▷ Instálelas lo más cerca posible a la sarta de trabajo para acomodar la lubricación del conjunto de pozo.
 - ▷ Inserte el niple de perfil una junta más arriba que las válvulas de contrapresión.
 - Cuando la sarta de trabajo tenga elementos tubulares superiores a $2\frac{3}{8}$ inch:
 - ▷ Utilice dos válvulas de contrapresión de bola y asiento o tipo bisagra.
 - ▷ Instálelas lo más cerca posible a la sarta de trabajo para facilitar la lubricación del BHA.
 - Cuando la sarta esté permanente instalada en el fondo del pozo, las herramientas son introducidas y ajustadas con el pozo presurizado. Por lo cual se debe utilizar un niple de perfil en la sarta.

5. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA LA PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS CON UNIDADES DE SNUBBING/HWO

En vista de la amplia variedad de trabajos que se pueden realizar con unidades de snubbing/HWO, este trabajo se enfoca a las actividades relacionadas con la operación general de la unidad, tales como la manipulación de las herramientas en la zona de trabajo, la lubricación de elementos tubulares a través de las distintas preventoras, las operaciones de corrida (RIH) y halada de tubería (POOH) dentro del pozo bajo presión, así como la preparación inicial de las sargas de trabajo, entre otros.

5.1 Inspección de la sarga de trabajo, del BHA y de las válvulas de contrapresión.

Propósito:

- Inspeccionar e forma segura ka sarga de trabajo, el BHA y las válvulas de contrapresión.

Inspección preliminar al transporte:

1. Realizar una prueba de presión de la sarga de trabajo con el 100% de la presión nominal de trabajo.
2. Inspecciones visualmente el cuerpo del tubo y las conexiones roscadas con respecto a lo siguiente:
 - Rectitud.
 - Ausencia de grietas.
 - Sin grietas o defectos en el área de las juntas.

- Certificación de grado y peso de los elementos tubulares.
3. Mida las roscas con un calibrador para asegurar que las conexiones cumplan con los requerimientos API.
 4. Realice una inspección por partículas magnéticas para identificar imperfecciones de la superficie en los extremos de los elementos tubulares.

Precauciones en la manipulación.

1. Utilice protectores para roscas para evitar daños al levantar y bajar la tubería.
2. evite que la tubería vibre durante la conexión y desconexión.
3. Utilice una guía centralizadora para evitar dañar las conexiones cuando conecte elementos roscados de primera calidad.
4. Verifique que los insertos de cuña sean de tamaño apropiado y que estén alineados antes de usarlos.
5. No permita que la tubería gire en las cuñas.
6. Antes de introducir elementos tubulares en el pozo, aplique lubricante para roscas a las roscas macho de los tubulares.
7. Utilice los siguientes elevadores de tubería apropiados para cada tipo de tubular y tenga a disposición grapas de seguridad y sustitutos de elevación.

5.2 Medición y marcado de la sarta de trabajo.

Propósito:

- Medir y marcar de forma adecuada la sarta de trabajo.

Medición y marcado de la sarta de trabajo:

1. Obtenga datos relevantes de ID y de OD y de la profundidad del cliente:
 - Empaques.
 - Tapones.
 - Tubería de Revestimiento.
 - Tubería de producción.
2. Mida y enumere cada rosca de unión de tubería a usarse en la operación. Se requiere un registro exacto de los elementos tubulares para que el supervisor determine la profundidad de la sarta de trabajo en cualquier punto durante la operación.
3. Anote la información obtenida en el paso 2 en un registro de tubería.
4. Baje completamente el conjunto del gato hidráulico.
5. Mida desde el extremo superior de la cuña viajera a los siguientes elementos y anote las distancias:
 - Centro de cada preventor de reventones.
 - Punto intermedio entre los preventores de stripping.
 - Al colgador de tubería.
6. Antes de introducir al pozo, marque cada rosca de unión de tubería desde el extremo superior del bloque de cuñas viajeras al punto intermedio entre los preventores de stripping.
7. Verifique la medición y marca de la siguiente manera:
 - Levante la rosca de unión de tubería hasta que la marca esté al mismo nivel que las cuñas corredizas.
 - Verifique que el extremo del pin de la tubería esté a medio camino entre los arietes de stripping.

5.3 Entrada al pozo bajo presión.

Propósito:

- Verificar la seguridad del personal y evitar fallas del equipo durante la entrada al pozo bajo presión

Entrada al pozo bajo presión:

1. Calcule y anote la fuerza de snubbing.
2. Calcule y anote las longitudes no apoyadas máximas permitidas.
3. Ajuste los límite de embolada al 70% de la longitud no apoyada máxima permisible.
4. Calcule, anote y ajuste la presión hidráulica del circuito del gato principal.
5. Con el gato en el extremo inferior de la embolada, ajuste la velocidad del mismo a baja y cíclelo dos veces sin aplicar peso o fuerza de snubbing.
6. Dibuje o esboce el BHA y marque el OD y el ID, la longitud y una descripción breve de los componentes.
7. Torsione el BHA al toque recomendado.
8. Sitúe el BHA en el conjunto de snubbing y lubríquelo según sea requerido.
9. Cierre las cuñas estacionarias para snubbing.
10. Sitúe el gato a aproximadamente 30 cm del extremo inferior de la embolada.
11. Cierre las cuñas corredizas pesadas.
12. Instale una válvula de seguridad de apertura completa en la posición abierta,

13. La tensión de tracción en las cuñas estacionarias de snubbing es igual a la fuerza de snubbing calculada en el paso I.
14. Abra todas las válvulas manuales en la línea de igualación.
15. Abra la válvula manual interior de la línea de purga.
16. Cierre la válvula de purga hidráulica y cierre la válvula de compensación hidráulica.
17. Alinee la línea de la bomba y la línea de matar.
18. Cierre las válvulas hidráulicas exteriores en el carrete de perforación.
19. Abra las válvulas manuales interiores en el carrete de perforación.
20. Abra los choques hidráulicos.
21. Aplique presión igual a la presión del agujero del pozo a los preventores de reventones y verifique visualmente que no haya fugas.
22. Abra el pozo al conjunto preventor de reventones y confirme que esté completamente abierto.
23. Confirme que la válvula de seguridad esté abierta y retírela de la sarta de trabajo.
24. Instale un niple de perfil si no hay uno mas abajo en el conjunto de fondo de pozo.
25. Cierre los choques hidráulicos.
26. Abra la válvula de control hidráulico detrás de los choques en uso.
27. Abra las cuñas viajeras pesadas.
28. Recoja la sarta de trabajo y comience las operaciones de *snubbing/stripping*.

5.4 Salida del pozo bajo presión.

Propósito:

- Verificar la seguridad del personal y evitar fallas del equipo durante la salida del pozo bajo presión.

Salida del pozo bajo presión

1. Calcule y anote la fuerza de snubbing.
2. Calcule y anote las longitudes no apoyadas máximas permitidas.
3. Ajuste los límite de embolada al 70% de la longitud no apoyada máxima permisible.
4. Calcule, anote y ajuste la presión hidráulica del circuito del gato principal.
5. Con el gato en el extremo inferior de la embolada, ajuste la velocidad del mismo a baja y cíclelo dos veces sin aplicar peso o fuerza de snubbing.
6. Sitúe el BHA en el conjunto de snubbing y lubríquelo según sea requerido.
7. Cierre las cuñas estacionarias de snubbing.
8. Cierre la válvula maestra inferior y confirme que esté totalmente cerrada.
9. Si aplica, cierre las cuñas viajeras pesadas.
10. Abra el choque hidráulico o manual para purgar el conjunto de snubbing a 0 *psi*.
11. Abra todas las válvulas y choques en el carrete de perforación.
12. Después que la presión del conjunto de snubbing se haya purgado a 0 *psi*, abra la línea de purga.

13. Abra todos los preventores de reventones.
14. Retire el BHA utilizando un contrapeso o una grúa.
15. Instale el cierre mecánico del pozo.
16. Baje el BHA y desmóntelo según sea requerido.

5.5 Transición de tubería liviana a tubería pesada (RIH).

Propósito.

- Definir los pasos necesario para realizar una transición segura del modo de tubería liviana a tubería pesada.

Transición de tubería liviana a tubería pesada

1. Calcule y anote el punto de equilibrio.
2. Introduzca tubería en el pozo hasta alcanzar el punto de equilibrio.
3. Ejecute los siguientes pasos para sujetar la tubería:
 - a) La posición de partida es con el bloque viajero extendido y todas las cuñas cerradas.
 - b) Abra las cuñas estacionarias.
 - c) Contraiga el bloque viajero.
 - d) Cierre las cuñas estacionarias.
 - e) Abra las cuñas viajeras.
 - f) Extienda el bloque viajero.
 - g) Cierre las cuñas viajeras.
4. Si es posible, llene la tubería con fluido.
5. Continúe introduciendo la tubería en el pozo hasta que el peso de las misma sea suficiente para bajarla con las cuñas viajeras pesadas únicamente.

5.6 Transición de tubería pesada a tubería liviana (POOH).

Propósito

- Definir los pasos necesarios para realizar una transición segura del modo tubería pesada a tubería liviana.

Transición de tubería pesada a tubería liviana.

1. Calcule y anote el punto de equilibrio.
2. Retire tubería del pozo hasta alcanzar el punto de equilibrio.
3. Ejecute los siguientes pasos para mover y sujetar la tubería.
 - a) La posición de partida es con el bloque viajero extendido y todas las cuñas cerradas.
 - b) Abra las cuñas viajeras.
 - c) Contraiga el bloque viajero.
 - d) Cierre las cuñas viajeras.
 - e) Abra las cuñas estacionarias.
 - f) Extienda el bloque viajero.
 - g) Cierre las cuñas estacionarias.
4. Continúe retirando la tubería del agujero hasta que el peso de la misma sea suficiente para empujarla con los snubbers viajeros únicamente.

5.7 Protección del pozo hasta el día siguiente.

Propósito:

- Definir los pasos necesarios para proteger el pozo con al tubería en su interior una vez que se suspendan las operaciones diarias.

Protección del pozo:

1. Notifique a todos los miembros de la cuadrilla que se van a suspender las operaciones y se va a proteger el pozo.
2. Instale y cierre una válvula de seguridad de apertura completa en la sarta de trabajo.
3. Determine el preventor que se utilizará para asegurar la sarta de trabajo y el espacio anular.
4. Sitúe la sarta de trabajo de manera que los arietes puedan cerrarse sin interferencia de las conexiones de la tubería.
5. Sitúe el bloque viajero a aproximadamente 15 cm. del extremo inferior de la embolada.
6. Verifique que las cuñas estacionarias y corredizas estén cerradas.
7. Cierre el preventor de reventones seleccionado en el paso tres.
8. Verifique que el indicador de posición en el preventor indique que el ariete esta completamente cerrado.
9. Bloquee le preventor con el dispositivo de bloqueo suministrado por el fabricante.
10. Cierre todas las válvulas debajo del preventor utilizado para proteger el pozo.
11. Purgue la presión del conjunto de stripping.
12. Cierre y bloquee los arietes de stripping.
13. Abra le choque manual o hidráulico a la posición completamente abierta.
14. Descargue los circuitos hidráulicos.
15. Apague las fuentes de energía.

5.8 Reanudación del trabajo luego de haberlo protegido.

Propósito:

- Definir los pasos necesarios para reanudar en forma segura el trabajo con la tubería en el pozo después de haberlo protegido el día anterior.

Reanudación del trabajo en un pozo protegido:

1. Notifique a todos los miembros de la cuadrilla que se reanudarán las operaciones del pozo protegido y realice una reunión de seguridad.
2. Dé servicio a todas las fuentes de energía.
3. Con los circuitos hidráulicos descargados, encienda el conjunto de energía y permita que llegue a la temperatura de operación normal.
4. Enganche los circuitos hidráulicos.
5. Verifique las presiones correctas del sistema.
6. Cierre las válvulas hidráulicas de compensación y de purga.
7. Abra las válvulas interiores en el carrete de perforación.
8. Desbloquee todos los preventores.
9. Abra la válvula de seguridad de la sarta de trabajo.
10. Instale la válvula y la *swivel* en la sarta de trabajo.
11. Si es posible, circule fluido por la sarta de trabajo y verifique que las válvulas de los preventores estén despejadas.
12. Purgue la presión de la sarta de trabajo y retire la *swivel*.
13. Reanude las operaciones normales.

5.9 Operaciones de lavado

Propósito:

- Realizar en forma segura las operaciones de lavado.

Instalación y prueba del conjunto de lavado:

1. Una vez se alcance el extremo superior de llenado, levante aproximadamente 3 metros de la sección llena o mas si es necesario.
2. Instale una válvula de seguridad de apertura completa en la sarta de tubería del pozo.
3. Si esta realizando stripping, cierre los preventores de stripping.
4. Instale el equipo necesario para la operación de lavado:
 - Camión-bomba de fluido o nitrógeno.
 - *Stand pipe*
 - Manguera de perforación.
 - *Swivel* y válvula de seguridad de apertura completa.
 - Junta de tubería siguiente.
5. Conecte la *swivel* a los elevadores y conéctelos a la válvula de seguridad de apertura completa y a la siguiente junta de tubería.
6. Bombee por el *stand pipe* y la manguera de perforación a baja velocidad para despejar cualquier residuo.
7. Levante la tubería hasta que el extremo opuesto de la misma con la válvula de seguridad de apertura completa instalada se eleven del suelo.
8. Si no se probó previamente, realice una prueba del conjunto de lavado.

9. Levante la tubería en posición para conectar la *swivel*.
10. Retire la válvula de seguridad y conecte la siguiente junta.
11. Alinee las válvulas en el múltiple y en el cabezal del pozo para operaciones de lavado.
12. Iguale la presión al dispositivo principal de rectificación.
13. Comience a bombear fluido hasta que se establezca la velocidad de circulación apropiada para limpiar el llenado del pozo.
14. Levante las cuñas pesadas y mueva lentamente la tubería hacia arriba y hacia abajo hasta que la junta haya sido lavada por completo en el pozo.
15. Apague la bomba y purgue la presión de la línea de bombeo a 0 *psi*.
16. Haga otra conexión según sea requerido para completar las operaciones de lavado.
17. Repita los pasos 5 a 8 hasta finalizar la operación de lavado.

5.10 Parada de emergencia

Propósito:

- Realizar un paro de emergencia del sistema de snubbing/HWO.

Paro de emergencia:

1. Si la emergencia requiere que el personal abandone inmediatamente el área de trabajo, active el dispositivo de paro de emergencia en el sitio, según corresponda.
2. Si es posible, asegure el pozo.

3. Diríjase al área de reunión segura.
4. Determine las medidas a tomar.

5.11 Falla del equipo en superficie

Propósito:

- Responder en forma segura a las fallas de equipo en la superficie.

Falla de la unidad de potencia:

1. Cierre las cuñas estacionarias y viajeras.
2. Cierre el ariete de tubería o de seguridad superior.
3. Si es posible, instale una válvula de seguridad en la posición abierta.
4. Cierre la válvula de seguridad.
5. Cierre los arietes de stripping.
6. Si corresponde, asegure las cargas soportadas or el guinche de contrapeso con una abrazadera mecánica para cable de acero.
7. Si es posible, bloquee los arietes de seguridad y arietes de stripping.
8. Transfiera las mangueras del sistema a la unidad de potencia de reserva.
9. Encienda la unidad de potencia.
10. Verifique las operaciones del circuito hidráulico.
11. Confirme los justes del sistema de seguridad.
12. Verifique la condición del pozo antes de continuar con la operación de snubbing.
13. Repare o reemplace la unidad de potencia en la forma requerida.

Falla de las cuñas hidráulicas:

1. Inspecciones las cuñas y los bloques de cuñas de reserva.
2. Cierre los arietes de stripping.
3. Ejecute los siguientes paso para asegurar el pozo:
 - Si la tubería cae o es empujada fuera del pozo por un reventón cierre el ariete ciego de corte.
 - Si la tubería no cae ni es empujada fuera del pozo, instale una válvula de seguridad en la posición abierta.
4. Cierre la válvula de seguridad.
5. Repare, limpie o reemplace las cuñas según sea necesario.
6. Continúe la operación de snubbing.

Falla del empaque de stripping:

1. Cierre en forma inmediata y simultánea el ariete de stripping inferior y las cuñas corredizas pesadas de snubbing.
2. Determine las medidas a tomar:
 - Continúe la operación de stripping con los arietes.
 - Cambie el empaque de stripping.

Falla del preventor de stripping activo:

1. Cierre el ariete de seguridad primario.
2. Cierre las cuñas viajeras.
3. Después de que al presión del pozo se haya estabilizado, sitúe la tubería en instale una válvula de seguridad en la posición abierta.

4. Purgue la presión sobre el ariete de seguridad a 0 *psi*.
5. Verifique que no haya flujo o presión en los arietes.
6. Reemplace los arietes del preventor de stripping averiado.
7. Continúe la operación.

Falla del ariete de seguridad principal:

1. Confirme la posición de la conexión de tubería.
2. Cierre el ariete de tubería inferior.
3. Asegure la sarta de trabajo con las cuñas.
4. Instale una válvula de seguridad en posición abierta.
5. Repare la falla del ariete en la forma requerida.
6. Continúe la operación.

Falla del ariete de seguridad de reserva:

1. Cierre el preventor anular.
2. Determine la ubicación de las conexiones de tubería en el conjunto preventor de reventones.
3. Si es requerido, posicione la sarta de trabajo para retirar la conexión de tubería de la cavidad del ariete.
4. Discuta las medidas a tomar con el supervisor u operador jefe. Estas podrían incluir lo siguiente:
 - Si es posible, conecte la válvula de seguridad y la línea de bombeo a la tubería.
 - Asegure las cuñas.
 - Evacúe la cesta de trabajo y determine que hacer a continuación.

Falla del ariete ciego:

1. Si corresponde cierre la válvula maestra inferior.
2. Si corresponde cierre la válvula de seguridad de subsuelo.
3. Discuta la siguiente operación, la cuál podría incluir:
 - Si el conjunto preventor de reventones está equipado con ariete de tubería debajo del ariete ciego con fuga:
 - ▷ RIH.
 - ▷ Cierre y bloquee los arietes de tubería inferiores.
 - ▷ Purgue la presión sobre el ariete de tubería inferior.
 - ▷ Abra/repare el ariete ciego.
 - Si el conjunto preventor de reventones no está equipado con arietes de tubería debajo del ariete ciego con fugas, pero hay suficiente espacio disponibles obre los arietes ciegos para acomodar el BHA y hay otro juego arietes ciegos/de corte disponibles:
 - ▷ RIH.
 - ▷ Cierre y bloquee el ariete de tubería inferior.
 - ▷ Purgue la presión sobre el ariete de tubería cerrado.
 - ▷ Abra los bonetes de los arietes de preventor mas cercanos sobre el preventor que está manteniendo la presión y acondiciónelos con arietes de cuña.
 - ▷ Cuelgue la sarta de trabajo en los arietes de cuña.
 - ▷ Rompa la conexión sobre los arietes de cuña.
 - ▷ Desmonte el gato hidráulico.
 - ▷ Reconfigure el conjunto preventor con un nuevo ariete de corte/ciego para recuperar el BHA.

Falla externa de un componente del preventor de reventones:

1. Establezca dos barreras de inmediato, basado en la siguiente información:

- Velocidad de flujo de la fuga.
 - Composición del fluido (contenido de gas).
 - Peso de la sarta de trabajo y fuerzas de snubbing.
 - Impacto con respecto a las operaciones simultáneas.
2. El supervisor de snubbing y el representante de la compañía deberán:
 - Determinar la gravedad de la fuga.
 - Estimar el tiempo necesario para corregirla.
 - Determinar posibles opciones.
 3. Posibles opciones:
 - Bombear fluido de peso para matar o material obturante.
 - POOH para posicionar la sarta de trabajo para cerrar la válvula de seguridad de subsuelo.
 - Dejar caer/cortar la sarta de trabajo.

Falla del sistema de choques

1. Hale y sitúe la sarta de trabajo a tres metros del fondo.
2. Cierre las válvulas apropiadas para aislar el choque que no funciona bien.
3. Active la circulación a través de la línea de estrangulación y el choque secundario.
4. Repare o remplace el choque averiado.
5. Reanude la operación con la línea de estrangulación y el choque primario.

5.12 Falla del equipo en subsuelo

Propósito:

- Responder en forma segura a las fallas del equipo en subsuelo.

Pérdida de control en el interior del pozo:

1. Posicione la conexión de tubería en la cesta de trabajo.
2. Asegure la sarta de trabajo con cuñas.
3. Si es posible, instale un válvula de seguridad en posición abierta.
4. Cierre la válvula de seguridad.
5. Cierre el ariete de stripping.
6. Si no es posible instalar una válvula de seguridad, evacue la cesta y determine las medidas a tomar, las cuales podrían incluir las siguientes:
 - Introducir la válvula con un collarín.
 - Dejar caer la sarta.
 - Invertir la circulación.
 - Corte de tubería.
 - Expulsar la sarta.

Caída accidental de la sarta de trabajo:

1. Asegure el pozo cerrando:
 - Los arietes de tubería.
 - Los arietes ciegos.
 - La válvula maestra manual.
 - La válvula maestra hidráulica.
2. Establezca una segunda barrera.

5.13 Control de la formación de hidratos

Propósito

- Responder en forma segura y controlar la formación de hidratos durante las operaciones de snubbing.

Control de los hidratos

1. Si se anticipa la formación de hidratos, consulte con el representante del cliente acerca de los posible métodos de control:
 - Salmuera 10 ^{lbs}/_{gal} Es la solución mas eficaz.
 - Glicol.
2. Calcule la cantidad de producto químico que deben bombearse al interior del pozo y a la cabeza de pozo para controlar la formación de hidratos.
3. Sitúe la bomba de fluidos a una distancia segura del cabezal del pozo.
4. Sitúe e instale el tanque de producto químico a una distancia segura del cabezal del pozo.
5. Conecte la línea de descarga de la bomba a la línea de compensación anular del cabezal del pozo.
6. Alinee la válvulas como sea necesario y bombee la cantidad calculada de productos químicos en el agujero del pozo y en el árbol.
7. Alinee las válvulas para una operación normal y observe el pozo para detectar la formación de hidratos.
8. Repita los pasos 2 a 7 como sea necesario para controlar la formación de hidratos.

5.14 Sistemas de control de pozos

Propósito:

- Responder de forma segura a una situación de control de pozo durante las operaciones de snubbing.

Sistemas de control de pozos primarios

1. Técnica de Snubbing/Stripping a través de *strippers*
 - Generalmente un elemento de uretano único.
 - Energizado por la presión del pozo.
 - Presión de trabajo máxima 300 *psi*.
2. Técnica de Snubbing/Stripping a través de preventor anular.
 - Normalmente se utiliza cuando se desliza tubería de perforación a presiones medianas a bajas.
 - Se puede utilizar con éxito para collares de perforación espiralados,
 - La fuerza de cierre debe regularse y requiere un tanque de surgencia para compensar el cambio de diámetro en las conexiones de la tubería.
3. Técnica de Snubbing/Stripping anular a ariete.
 - Normalmente se utiliza en los equipos de perforación y reacondicionamiento convencionales cuando se trabaja en modo de tubería pesada.
 - Requiere un preventor anular y dos arietes de tubería fijos. El ariete de tubería superior y anular para la inserción de la tubería y el ariete inferior actúa como mecanismo de seguridad principal.
4. Técnica de Snubbing/Stripping ariete a ariete.

- Es la técnica mas lenta pero mas segura, se recomienda para cualquier presión trabajando con tubulares de conexiones de gran diámetro.
- La igualación de las presiones es clave pues los arietes para tubería son energizados por la presión del pozo, de manera que si existe un diferencial de presión actuado sobre el ariete este podría no abrir.

Sistemas de control de pozos secundarios

1. Sistema de control de pozo secundario anular. No debe permitirse el flujo anular a través de las salidas laterales del preventor de trabajo. Todo el flujo del espacio anular sólo debe pasar a través del carrete de perforación con barreras apropiadas.
2. Sistema de control de pozo dentro de la sarta de trabajo:
 - Niple(s) de seguridad de perfil interior situado(s) en la sarta de trabajo.
 - Válvulas de seguridad de apertura completa con las chicksan necesarias situadas dentro de la cesta de trabajo.
 - Inside BOP's listas para ser instaladas en la cesta de trabajo.

Sistema de control de pozo terciarios

1. El sistema terciario de control de pozos tanto para el control interno como externo del pozo incluye un preventor de corte/ciego único con una estación de control independiente. El preventor de corte/ciego, debe ser capaz de cortar cualquier sarta de trabajo prevista anticipadamente en el programa de trabajo.

Sistema de control de pozo en lubricación

1. Lubricación estándar.
2. Lubricación en línea.

3. Lubricación asistida por cable de acero.
4. Lubricación con barrera en el fondo de pozo.
5. Lubricación de corte o de conexión/desconexión en el conjunto preventor de reventones.

Sistema de control de pozo en amagos de reventón

1. Detección del influjo mediante un cambio en el nivel del tanque de succión.
2. El choque debe abrirse para mantener una presión superficial constante.
3. Este escenario puede ser de aspecto altamente intermitente cuando la presión en fondo es mantenida constante manipulado el sistema de choques. Cuando corresponda, los tanques de lodo deben observarse todo el tiempo para detectar una ganancia o pérdida de fluido.

Sistema de control de pozo en el control de amago de reventón

1. Matar el pozo desde arriba: Cuando la presión en la superficie debe mantenerse constante abriendo gradualmente el choque a medida que el fluido del amago de reventón emigra a la superficie.
2. Cabeza ciega: Cuando el fluido del amago de reventón es bombeado de regreso a la formación tan pronto como es detectado.
3. Esperar y pesar: Cuando el pozo esta cerrado y se realizan cálculos de densidad del lodo para matar, con el lodo acondicionado al peso deseado.
4. Método del perforador: Cuando se continúa bombeando a velocidad lenta, se realizan cálculos del nuevo peso del lodo y éste se bombea una vez que está acondicionado al peso deseado.

Simulacros de preventores de reventones

1. Cada cuadrilla deberá realizar simulacros de preventores de reventones una vez a la semana.
2. Se realizan de manera profesional.
3. Relevantes al programa de trabajo.
4. Se mide el tiempo desde el comienzo de la situación hasta que el pozo esté asegurado.
5. Se registran en el informe diario.

Normas mínimas de equipo

1. Deberán instalarse dos válvulas de preventores en la sarta de trabajo prevista.
2. Deberá haber un total de cuatro válvulas de seguridad en el sitio de trabajo.
3. Las válvulas de seguridad deberán permitir el paso de inside BOP's.
4. Un choque interno de inyección con bomba para cada tamaño de niple debe estar situado en la cesta de trabajo.
5. Dos válvulas de inyección y chiksans necesarias deben estar en la cesta de trabajo.
6. Deberá haber una inside BOP en la cesta de trabajo con la herramienta de activación lista en la cesta de trabajo.
7. Deberá haber un total de dos inside BOP's en el sitio de trabajo.
8. Un preventor terciario (cabeza de corte) deberá poder cortar/sellar la sarta de trabajo prevista y los componentes del BHA previstos para el programa de trabajo.

6. COMPARACIÓN DE LA RELACIÓN COSTO-TIEMPO DE OPERACIÓN ASOCIADO A DIFERENTES TAREAS DE CAMPO REALIZADAS CON UNIDADES DE SNUBBING FRENTE A UNIDADES CONVENCIONALES.

Continuamente, han emergido tecnologías en Snubbing/HWO para proveer una alternativa viable y económica a los equipos convencionales. Los avances se han visto en todas las unidades que hacen parte del catálogo de equipos hidráulicos, desde las pequeñas y versátiles unidades asistidas, especiales para trabajos de perforación sub-balanceada e intervenciones rutinarias, hasta las pesadas unidades hidráulicas de perforación capaces de llevar a cabo cualquier operación que un taladro de perforación haría.

A pesar de que las unidades de Snubbing/HWO difícilmente reemplazarán los equipos convencionales, particularmente en aplicaciones en pozos muertos que requieran múltiples viajes, en pozos vivos la tecnología de snubbing ofrece miles de ventajas operacionales, económicas y ambientales.

Las ventajas económicas de una unidad de snubbing frente a equipos de intervención de pozos convencionales, se basan principalmente en sus características operativas y en el bajo costo por día de trabajo. Si bien, las operaciones que involucran RIH y POOH pueden demorar mas tiempo, la tasa diaria y la posibilidad de mantener activa la producción de los pozos intervenidos, cubre con creces las horas o incluso días extra que puede tomar una operación con Snubbing/HWO. Por otro lado, la ventaja en cuanto al tiempo que tienen los equipos convencionales en operaciones sobre pozos muertos, pierde todo sentido cuando se habla de operaciones sobre pozos vivos, donde Snubbing/HWO puede ser la única alternativa.

Además de los costos asociados con la perdida de producción, está el gasto de matar el pozo y reiniciar la producción una vez que la intervención se ha completado. Adicional al costo de los fluidos de matar y los gastos de bombeo, están los gastos relacionados con el rig para correr la tubería dentro y fuera del pozo. La posibilidad de usar una unidad de Coiled Tubing para reiniciar la producción aumentaría aún mas los costos de la intervención.

No solo la pérdida de producción durante una intervención de pozo balanceada o sobre-balanceada; sino también el riesgo de una deficiencia en la producción producto del daño a la formación causado por la introducción de fluidos de matar pesados, es un factor de peso en las ventajas económicas del uso de unidades de Snubbing/HWO frente a equipos convencionales. Dichas unidades no solo pueden usar la tubería existente en el pozo como sarta de trabajo, sino que además no hacen uso de fluidos pesados para mantener el pozo en condiciones estáticas. Consecuentemente, el riesgo de daño a la formación se minimiza dramáticamente o se elimina completamente.

Con el uso de unidades de Snubbing/HWO, el operador evita el costo y las obligaciones ambientales asociadas con la disposición final de fluidos de matar. Además, desde una perspectiva ambiental, los operadores no tienen la necesidad de ventilar el pozo a la atmósfera para mantener el control de la presión, reduciendo las emisiones de gases nocivos. Debido a que las unidades no requieren agua de corrientes cercanas o acuíferos subterráneos, el snubbing hidráulico es especialmente beneficioso en áreas donde el agua es muy costosa o muy escasa.

El tiempo requerido para armar y desarmar una unidad de Snubbing/HWO, supone una de sus grandes fortalezas económicas frente a unidades convencionales, para una unidad hidráulica de perforación de 600K con todo el layout y un stack de preventoras complicado, se pueden lograr tiempos de armado entre 24 y 36 horas, sistemas compactos como el Quick Rig de Boots & Coots se pueden montar en cuestión de 2 horas y las unidades hidráulicas asistidas pueden armarse hasta en menos de una hora. La construcción compacta y modular de las unidades de *Snubbing/HWO* facilita considerablemente su transporte y minimiza los costos asociados a movilización pues se requieren menos transportes para movilizar una unidad completa. Algunas unidades son incluso autotransportables.

Las unidades *Snubbing/HWO* han probado ser herramientas versátiles que están superando la imagen de “pozos problemáticos” que han representado históricamente a través del desarrollo de nuevas tecnologías y su implementación exitosa en una amplia variedad de operaciones. Como ejemplo de estas experiencias se presentan algunos casos ilustrativos.

6.1 Campo de gas Dayung en Indonesia

El campo Dayung en Indonesia es uno de los pocos casos documentados de la aplicación de unidades de *Snubbing/HWO* en un programa de completamiento. El desarrollo del programa de completamiento en el Campo Dayung hace uso extensivo de unidades HRA dentro de un programa de intervención de pozos enfocado a poner en producción todas las zonas de interés, instalar las sargas de completamiento con un método que minimizara el daño a la formación y minimizara el tiempo muerto asociado con el bombeo de fluidos necesarios para mantener el control del pozo.

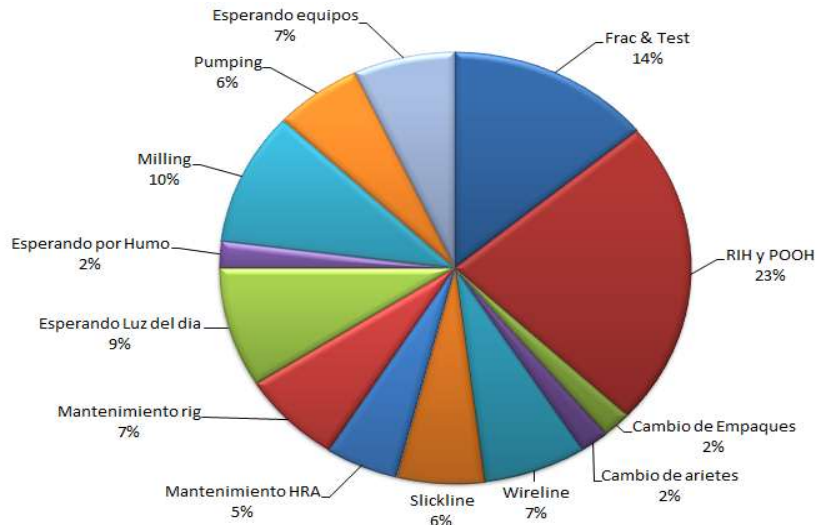
El campo de gas Dayung está localizado en Sumatra Sur, tiene un yacimiento con fracturas naturales y requerimientos en la disminución del peso del lodo relacionados con los cambios en la profundidad. Una carga excesiva de fluidos es común en la fase de perforación y workover de este campo por lo cual se llegó a la determinación de desarrollar el campo con operaciones de perforación y workover sub-balanceado. Tras considerar las desventajas de las unidades de Coiled Tubing y las ventajas para el campo de implementar operaciones sub-balanceadas, se realizó un análisis de las alternativas posibles siendo el *Snubbing/HWO* la alternativa más favorable.

Luego de tomar la determinación de implementar unidades de *Snubbing/HWO* en el programa de intervención de los pozos del campo Dayung, se decidió implementar el tipo de unidad HRA debido a que las operaciones requerían POOH y RIH y el uso de unidades autónomas retrasaba mucho los resultados esperados por la operadora.

La decisión de utilizar unidades HRA en conjunto con equipos de servicio convencionales, redujo considerablemente la duración de las operaciones y los gastos asociados con las operaciones de matar los pozos y reiniciarlos. Las operaciones de mantenimiento y reemplazo de los elementos sello de las preventoras de las unidades HRA no supusieron un porcentaje muy alto del tiempo gastado en la operación, la cual se vio más afectada por problemas ambientales de la zona que por el uso de la unidad HRA. La *Figura 6.1* muestra la distribución del

tiempo gastado en las operaciones realizadas a un pozo del campo Dayung siendo esta distribución representativa del balance general del programa.

Figura 6.1. Distribución del tiempo en las operaciones de un pozo del Campo de gas Dayung



Fuente. Elaborado a partir de: Case History- Hydraulic Rig Assist Utilized in Workover Program in Dayung Gas Field, Indonesia. Paper SPE[16].

El porcentaje relacionado como “Esperando luz del día” se refiere al hecho de que las operaciones bajo presión solo estaban permitidas en el campo en horas con luz del día y el porcentaje relacionado como “Esperando por humo” hace referencia a una situación ambiental que se presentó en la zona en la cual grandes incendios forestales provocaron nubes de humo que impedían las operaciones normales dificultando la visibilidad y respiración de las cuadrillas. El promedio de duración de las operaciones en el programa de workover del campo Dayung estaba entre los dos días y una semana.

6.2 Campo Anschutz Ranch East (ARE)

El campo ARE está localizado en el suroeste de Wyoming y el noroeste de Utah cerca de 93 *km* al noreste de Salt Lake City en los Estados Unidos. El campo consiste de dos estructuras anticlinales distintas, el profundo lóbulo este y el mas grande y prolífico lóbulo oeste. El lóbulo oeste produce de una arenisca y tiene una

profundidad promedio de 13200 *ft.* El completamiento y workover de los pozos de este campo históricamente se llevaron a cabo con el uso de fluidos de control base agua. Como resultado de este método de control de pozo, un buen número de pozos productores exhibieron daño a la formación evidenciado por un comportamiento post-workover bastante pobre. Algunos pozos incluso fallaron en recobrar las tasas exhibidas antes de los trabajos de workover o tuvieron tiempos de limpieza muy largos.

Se determinó que el problema con los pozos de ARE se debía a un fenómeno de retención de agua en la formación productora. Solo del 8 al 10 % del agua utilizada durante el control de los pozos en las operaciones de workover, era recuperado. Otras explicaciones posibles para el pobre rendimiento de los pozos luego de los trabajos de intervención en los pozos incluirían cambios en la mojabilidad o permeabilidad relativa en la cara del pozo luego de haber entrado en contacto con fluidos de control.

Luego de analizar diferentes alternativas de control de pozo para las operaciones en ARE, se empezó a estudiar la alternativa de implementar unidades de *Snubbing/HWO* pues los estudios de corazones y registros revelaron que las formaciones productoras eran sensibles a los fluidos de control considerados, o en otros casos los fluidos adecuados resultaban demasiado costosos, contaminantes y peligrosos para su manipulación.

De todas las alternativas consideradas, *Snubbing/HWO* en el campo ARE resultó ser la mas adecuada en términos de protección al yacimiento. El incremento en los gastos debido al uso de unidades de *Snubbing/HWO* estuvo alrededor del 25-40 % de los gastos generados por equipos de workover estándar. En vista de la posibilidad de retrasar las ventas de gas condensado y posiblemente dañar irreparablemente la formación con las técnicas de control de pozo comunes, la opción de *Snubbing/HWO* significó un acierto en el programa de intervención de pozos del campo ARE.

6.3 Oferta económica de un equipo de Workover convencional frente a una unidad de snubbing/HWO.

La *Tabla 6.1* muestra la relación de costos para una unidad de snubbing/HWO 225K con capacidad para levantar 225.000 lbs de peso y una capacidad de snub de 112.000 lbs. El inventario completo de la unidad ofertada se incluye en el anexo D de este documento.

La *Tabla 6.2* muestra la oferta económica de un equipo de workover convencional comparable en capacidad de carga con la unidad de Snubbing/HWO relacionada en el Anexo D. El anexo E de este documento muestra el inventario completo del equipo relacionado.

Tabla 6.1. Costos Internacionales para una unidad de Snubbing/HWO

Relación de Costos de Alquiler de una unidad de snubbing/HWO 225K para presión de trabajo entre 0 y 5000 psi						
Cantidad	Equipo	Tasa tiempo mínimo			Dólar	\$ 2,000.00
		8 horas	12 horas	24 horas	US\$/día	COP\$/Día
Unidad Básica						
1	Unidad de Snubbing/HWO	–	\$ 3,600.00	\$ 7,200.00	\$ 7,200.00	\$ 14,400,000.00
Equipo de Control de Pozos						
1	Unidad de Cierre (Acumulador)	–	–	\$ 300.00	\$ 300.00	\$ 600,000.00
1	Control Remoto (Acumulador)	–	–	\$ 320.00	\$ 320.00	\$ 640,000.00
1	Stripper bowl	–	–	\$ 170.00	\$ 170.00	\$ 340,000.00
1	Columna de BOP	\$ 600.00	–	\$ 1,800.00	\$ 1,800.00	\$ 3,600,000.00
1	Choke Manifold	–	\$ 300.00	\$ 335.00	\$ 335.00	\$ 670,000.00
Sistema de lodos y bomba de fluidos						
1	Poor Boy	–	–	\$ 300.00	\$ 300.00	\$ 600,000.00
2	Tanque 200 BBL	–	–	\$ 600.00	\$ 1,200.00	\$ 1,200,000.00
1	Tanque de viaje (20 BBL)	–	–	\$ 300.00	\$ 300.00	\$ 600,000.00
1	Bombas de Fluido	–	\$ 275.00	\$ 550.00	\$ 550.00	\$ 1,100,000.00
Cuadrilla de Trabajo						
1	Especialista de Snubbing/HWO	–	\$ 500.00	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	\$ 2,000,000.00
3	Asistentes de Snubbing/HWO	–	\$ 300.00	\$ 600.00	\$ 1,800.00	\$ 1,200,000.00
Total					\$ 15,275.00	\$ 26,950,000.00

Fuente. CUDD Energy Services, Precios internacionales 2012.

A partir de dicha información se observa que el costo por día de trabajo de una unidad de snubbing/HWO es ligeramente menor que el costo diario de una unidad convencional. A pesar de que la diferencia no es muy grande se deben tener en

Tabla 6.2. Oferta económica de un Equipo de Workover 350hp

DESCRIPCION	UN	CANT.	COSTO UNITARIO US\$	COSTO TOTAL US\$	COSTO UNITARIO COP\$	COSTO TOTAL COP\$
Movilización del equipo desde la base del CONTRATISTA hasta la locación del primer pozo	Global	1	0	0	471,000,000	471,000,000
Movilización del equipo campo amarillo ó campo ocre a campo cián ó de campo cián a campo amarillo o campo ocre, dejándolo listo para operaciones	Global	2	0	0	127,142,857	254,285,714
Transporte, armada y desarmada entre pozos dejándolo listo para iniciar operaciones	EA	15	0	0	36,960,000	554,400,000
Equipo Activo Con Cuadrilla - EACC	Día	160	0	0	27,583,160	4,413,305,600
Equipo Inactivo Con Cuadrilla - EICC	Día	40	0	0	26,204,002	1,048,160,080
Equipo en stand by - EESB	Día	5	0	0	19,859,875	99,299,376
Tarifa Fuerza Mayor	Día	5	0	0	26,204,002	131,020,010
Carrotanque de 80 barriles	Día	81	0	0	1,000,000	81,000,000
Carro macho 30 ton.	Hora	150	0	0	126,000	18,900,000
Tarifa alquiler de vehiculo	Día	210	0	0	210,000	44,100,000
Desmovilización del equipo desde la locación del último pozo hasta la base del CONTRATISTA.	Global	1	0	0	353,250,000	353,250,000
SUBTOTAL SERVICIOS				0		7,468,720,780
IVA (16% sobre Utilidad del 8% AIU:20%)				0		95,599,626
GASTOS REEMBOLSABLES	Global	1	130,505	130,505		0
ADMINISTRACION REEMBOLSABLES 5%			6,525.25	6,525		0
IVA Reembolsables (16% ADMINISTRACIÓN)			1,044.04	1,044		0
VALOR TOTAL SIN IVA				130,505		7,468,720,780
IVA				1,044		95,599,626
VALOR TOTAL				131,549		7,564,320,406

Fuente. Petroworks S.A, Cotización de alquiler de un equipo de Workover para trabajo en un campo colombiano, finales de 2011.

cuenta ciertas consideraciones relacionadas con los datos: Los costos relacionados de la unidad de snubbing corresponden a la base de precios internacionales ofrecidos por una compañía internacional que ofrece el servicio. Dependiendo de la locación donde se deba llevar la unidad, los precios pueden reducirse si la locación de trabajo se encuentra cerca a un base de operaciones de la compañía.

Los precios obtenidos en pesos para la unidad de snubbing se calcularon asumiendo un precio del dólar de 2000 pesos colombianos, este costo se escogió debido a que los precios del dólar este año se han mantenido por debajo de ese valor y por tanto se obtienen los costos máximos que podría experimentar la cotización de la unidad.

Los costos de transporte para la unidad de snubbing dependen del lugar donde se vaya a trabajar, y no fue posible obtener datos para un caso ejemplo. Los costos de transporte del equipo de workover convencional corresponden al transporte desde la base de la contratista en Bogotá hasta la locación de trabajo en la zona del Catatumbo.

CONCLUSIONES

Las unidades de Snubbing/HWO son elementos versátiles que han demostrado ser alternativas viables a equipos de perforación y workover convencionales, unidades de Coiled Tubing y operaciones con wireline. El uso de Snubbing/HWO reduce considerablemente el riesgo de perder la productividad de pozos con producciones importantes y reduce los costos asociados con el fluido de control y las operaciones de re-inicialización de la producción del pozo luego de un servicio.

Las unidades de Snubbing/HWO han tomado auge en ambientes agrestes, de difícil acceso o en locaciones pequeñas siendo especialmente útiles en campos costa afuera con pequeñas plataformas satélite. La principal causa de la falta de implementación de unidades de Snubbing/HWO en Colombia es el desconocimiento y desinformación respecto al snubbing hidráulico.

Los campos maduros colombianos en los cuales resulta difícil y costosa la re-inicialización de la producción luego de intervenciones sobre el pozo muerto, serian buenos candidatos para la consideración de programas de completamiento y workover con unidades de Snubbing/HWO.

La alternativa de las unidades de HRA podría resultar bastante beneficiosa para la productividad de los campos colombianos, combinando el ahorro en fluidos de control y re-inicialización de pozos, con el manejo de tubulares relativamente rápido que ofrecen los equipos convencionales.

El costo por día de una unidad de Snubbing/HWO autónoma es menor que el costo diario de un equipo de workover. A pesar de que a una unidad de Snubbing/HWO le lleva más tiempo realizar las operaciones de POOH y RIH, no se gasta tiempo ni dinero en matar el pozo, disminuyen considerablemente las operaciones de re-inicialización y se puede mantener el pozo en producción.

RECOMENDACIONES

Se recomienda el desarrollo de mas trabajos enfocados a operaciones que puedan darle a los estudiantes de la escuela de ingeniería de petróleos una visión mas clara del trabajo en campo. La investigación sobre muchas herramientas y equipos que pueden contribuir a la productividad de los campos petroleros colombianos ofrece muchos temas de estudio y alternativas interesantes a los esquemas de producción actuales.

A manera de ejemplo, las operaciones con unidades de Coiled Tubing, Wireline y Slickline ofrecen temas de estudio interesantes para el desarrollo de trabajos enfocados al mejoramiento de programas de completamiento y workover de los campos petroleros en Colombia.

Se recomienda el desarrollo de trabajos enfocados al estudio de los esquemas de completamiento y workover de los campos petroleros colombianos, se debe pensar en la revisión de los esquemas de producción y la optimización de los programas dedicados al mantenimiento de los pozos.

Se recomienda el desarrollo de un trabajo relacionado con el control de pozos en operaciones petroleras que facilite el entrenamiento de los estudiantes en este tema. Se puede pensar incluso en el desarrollo de un software simulador interactivo de situaciones de control de pozos al estilo de las herramientas didácticas utilizadas por los diferentes cursos de acreditación en well control.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] BAROID DRILLING FLUIDS. *Manual del Curso de Control de Pozos*, 2003.
- [2] BILL, Mitchell. *Advanced Oilwell Drilling Engineering*. SPE SERIES, 1995.
- [3] BOURGOYNE, Adam T et al. *Applied Drilling Engineering*. SPE SERIES, 1991.
- [4] CAMERON. *BOP Replacement Parts Catalog*, 2011.
- [5] GOODMAN, Charles E. et al. Pressure Investigation Accomplished With Hydraulic Snubbing and Pressure Control Concentric Tubular String. *Society of Petroleum Engineers*, 1999.
- [6] GRACE, Robert D. *Blowout and Well Control Handbook*. Gulf Professional, Londres, 2003.
- [7] GREGOIRE, Nicolas et al. Case History: Unique Method Using Hydraulic Workover Unit for Snubbing Operations Successfully Deploys Expandable Liner Hangers into Gas Storage Wells . *Society of Petroleum Engineers*, 1991.
- [8] HALLIBURTON ENERGY INSTITUTE. *Hydraulic Workover I*, 2001.
- [9] HALLIBURTON ENERGY INSTITUTE. *Hydraulic Workover II*, 2001.
- [10] HODGSON, R. Snubbing Units: A viable alternative to Conventional Drilling Rig and Coiled Tubing Technology. In *Society of Petroleum Engineers Offshore Conference Europe*, 1995.
- [11] HYDRIL PRESSURE CONTROL. *Hydril Blowout Preveters Catalog*, 2011.
- [12] KRISTIANSSEN, T.S ; HAUGE, Torleif y KOLSTO, Johan. Utilizing Snubbing Unit is a Cost-Effective Tool for Gravel PackOperation on the Gullfaks Field. *Society of Petroleum Engineers*, 1994.
- [13] LEGGET, R.B.; GRIFFITH, C.A. y WESSON JR, H.R. Snubbing unit applications in potentially high-rate gas wells: A case study of the anschutz ranch east unit, summit county, utah. In *Society of Petroleum Engineers 66th Techical Conference*. 1991.

- [14] MADDOX, S.D. Hydraulic Workover Techniques: Their Versatility and Applications. In *SPE/CoTA Texas Coiled Tubing and Well Intervention Conference*, 2010.
- [15] NATIONAL OILWELL VARCO. *Manual Varco Shaffer Control Pressure*, 2011.
- [16] RACHMAT, Memet y COURVILLE, Perry W. Case History- Hydraulic Rig Assist Utilized in Workover Program in Dayung Gas Field, Indonesia. In *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Conference*, 1998.
- [17] RANDY SMITH TRAINNING SOLUTIONS. *Manual del Curso de Control de Pozos*, 2009.
- [18] SCHMIGEL, Kevin Schmigel y McPHERSON, Larry. Snubbing Provides Options for Broader Application of Underbalance. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Trinidad*, 2003.
- [19] CUDD ENERGY SERVICES. *Complete Snubbing Unit Handbook*, 2003.
- [20] SHELL. *International Well Control Forum Course*, 2003.
- [21] SILBERMAN, R.J. y WETZEL, Rod. Hydraulic Systems: A tool for the Prevention of Formation Damage. In *SPE AIME Symposium on Formation Damage Control, New Orleans*, 1974.
- [22] BAKER OIL TOOLS. *Pipe Tech Facts Hadbook*, 2001.
- [23] Web Site Boots & Coots International. URL: <http://www.boots-coots.com/>.
- [24] Web Site Cudd Energy Services. URL: <http://www.cuddenergyservices.com/index.html>.
- [25] Web Site Halliburton. URL: <http://www.halliburton.com>.
- [26] Web Site Precision Drilling Corporation. URL: <http://www.precisiondrilling.com/ServicesAndUnits>.
- [27] Web Site Snubco Group International. URL: <http://www.snubco.com/>.
- [28] WEHREBERG, Steve. The Design and Application of Snubbing Units for an HP/HT Enviroment. In *SPE/CoTA Texas Coiled Tubing and Well Intervention Conference*, 2010.

[29] WELL CONTROL INTERNATIONAL SCHOOL. *Manual de Control de Pozos*, 2011.

ANEXO B. INFORMACIÓN SOBRE LOS PREVENTORES DE REVENTONES

Tabla B-3. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing

Marca	Modelo	ID <i>in.</i>	Presión <i>psi.</i>	Gal. Cerrar	Gal. Abrir.	Altura <i>in.</i>	Peso <i>lbs.</i>
Cameron Sencilla	Tipo U	7 1/16	5000	1.3	1.3	27 3/8	2800
Cameron Sencilla	Tipo U	8 1/16	15000	1.3	1.3	31 7/8	3800
Cameron Sencilla	Tipo U	11	5000	3.5	3.4	34 3/8	5600
Cameron Sencilla	Tipo U	11	10000	3.5	3.4	35 5/8	6400
Cameron Sencilla	Tipo U	11	15000	6.2	6.1	44 7/8	11000
Cameron Sencilla	Tipo U	13 5/8	5000	5.8	5.4	33 7/8	7700
Cameron Sencilla	Tipo U	13 5/8	10000	5.8	5.4	41 5/8	10300
Cameron Sencilla	Tipo U	13 5/8	15000	10.6	10.4	53 5/8	23700
Cameron Doble	Tipo U	7 1/16	5000	1.3	1.3	44 1/8	5200
Cameron Doble	Tipo U	8 1/16	15000	1.3	1.3	49 7/8	6750
Cameron Doble	Tipo U	11	5000	3.5	3.4	54 1/2	10200
Cameron Doble	Tipo U	11	10000	3.5	3.4	55 7/8	11300
Cameron Doble	Tipo U	11	15000	6.2	6.1	69 3/4	18400
Cameron Doble	Tipo U	13 5/8	5000	5.8	5.4	55 7/8	14800
Cameron Doble	Tipo U	13 5/8	10000	5.8	5.4	66 5/8	18400
Cameron Doble	Tipo U	13 5/8	15000	10.6	10.4	81 3/4	43250

Fuente: Datos seleccionados de: BOP Replacement Parts Catalog, Cameron.

Tabla B-4. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing

Marca	Modelo	ID <i>in.</i>	Presión <i>psi.</i>	Gal. Cerrar	Gal. Abrir.	Altura <i>in.</i>	Peso <i>lbs.</i>
Hydril Annular	GK	7 1/16	5000	3.86	3.3	37	4000
Hydril Annular	GK	7 1/16	10000	9.42	7.08	48 3/4	12200
Hydril Annular	GK	7 1/16	15000	11.2	7.5	53 5/8	12200
Hydril Annular	GK	11	3000	7.43	5.54	39 3/4	5500
Hydril Annular	GK	11	5000	9.81	7.98	47 1/2	8250
Hydril Annular	GK	11	10000	25.1	18.97	63 1/2	27500
Hydril Annular	GK	13 5/8	5000	17.98	14.15	54 1/2	13800
Hydril Annular	GK	13 5/8	10000	37.18	26.5	60 5/8	32850

Fuente: Datos seleccionados de: Hydril Blowout Preventers Catalog.

Tabla B-5. Tabla de especificaciones de preventoras relevantes en operaciones de snubbing

Marca	Modelo	ID <i>in.</i>	Presión <i>psi.</i>	Gal. Cerrar	Gal. Abrir.	Altura <i>in.</i>	Peso <i>lbs.</i>
Shaffer Annular	Empernada	7 ¹ / ₁₆	5000	4.57	3.21	28	3125
Shaffer Annular	Empernada	7 ¹ / ₁₆	10000	17.11	13.95	42 ¹ / ₄	10600
Shaffer Annular	Empernada	11	3000	11	6.78	32 ⁷ / ₈	5825
Shaffer Annular	Empernada	11	5000	18.67	14.59	41 ¹ / ₂	9550
Shaffer Annular	Acuñada	11	10000	30.58	24.67	53	23000
Shaffer Annular	Empernada	13 ⁵ / ₈	5000	23.58	17.41	44 ¹⁵ / ₁₆	13650
Shaffer Annular	Acuñada	13 ⁵ / ₈	10000	40.16	32.64	58 ³ / ₈	32475

Fuente: Datos seleccionados de: Manual Varco Shaffer Control Pressure.

ANEXO C. FORMATOS DE MANTENIMIENTO PRE Y POST TRABAJO

Ventana de acceso y Mangueras de Circulación

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Ventana de Acceso					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	La unidad está limpia y la pintura está en buenas condiciones.					
2	Todos los tornillos para los insertos de la guía están apretados y lubricados					
3	Todos los tornillos están instalados y asegurados sobre la guía.					
4	El protector para el hueco está asegurado sobre la unidad.					
5	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
6	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
7	El bonete para levantamiento está ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Ventana de Acceso					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Limpiar la unidad.					
2	Remover la guía, limpiar, lubricar y proteger los tornillos.					
3	Inspeccionar visualmente la unidad en busca de daños.					
4	Verificar que el protector para el hueco esté asegurado.					
5	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
6	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
7	El bonete para levantamiento está ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Mangueras Circ.					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Las mangueras están limpias					
2	Verificar que las mangueras han sido lavadas con agua fresca.					
3	Verificar que los extremos de las mangueras están lubricados.					
4	Verificar que las uniones tengan sus sellos y estén en buenas condiciones.					
5	Inspeccionar visualmente la manguera en busca de daños.					
6	Verificar que las mangueras estan almacenadas en una cotenedor apropiado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Mangueras Circ.					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Limpiar las mangueras					
2	Lavar las mangueras con agua fresca.					
3	Lubricar los extremos de las mangueras.					
4	Verificar los sellos en las uniones.					
5	Inspeccionar visualmente la manguera en busca de daños.					
6	Almacenar las mangueras en un contenedor apropiado					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Acumulador Auxiliar

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Acumulador Aux.					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	La unidad está limpia y la pintura está en buenas condiciones.					
2	Todos los acoples están en buenas condiciones.					
3	Las válvulas están en condiciones de trabajo.					
4	Inspeccionar visualmente las botellas en busca de corrosión en las cubiertas, conexiones y marcos					
5	Las botellas están precargadas.					
6	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
7	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
8	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
9	Verificar que el marco no esté doblado o dañado					
10	Los tapones están sobre bandejas de goteo.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Acumulador Aux.					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	Limpiar la unidad.					
2	Todos los acoples están en buenas condiciones.					
3	Las válvulas están en condiciones de trabajo.					
4	Las botellas están precargadas.					
5	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
6	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
7	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
8	Verificar que el marco no esté doblado o dañado					
9	Los tapones están sobre bandejas de goteo.					
Nota: Cuando se verifica la pre-carga de nitrógeno o se está llenando con nitrógeno, el múltiple de fluido del acumulador debe estar abierto a un tanque de retorno. Toda la presión hidráulica debe ser purgada antes de transportar la unidad.						
Elaborado por:						
Comentarios:						

Válvulas de Contrapresión (BPV's)

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	BPV's					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	La válvula está limpia.					
2	Se aplicó inhibidor de óxido.					
3	Verificar condiciones de la bola y el asiento.					
4	Verificar en busca de corte de fluido.					
5	Verificar la condición del muelle.					
6	Verificar la condición de la carcaza.					
7	Verificar la condición de la rosca en busca de daños en la conexión					
8	Instalar o-rings.					
9	Ensamblar y probar la válvula.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	BPV's					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	Limpiar la válvula					
2	Verificar en busca de corte de fluido.					
3	Aplicar inhibidor de óxido.					
4	Verificar condiciones de la bola y el asiento.					
5	Verificar la condición del muelle.					
6	Verificar la condición de la carcaza.					
7	Verificar la condición de la rosca en busca de daños en la conexión					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Swivels

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Swivels					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	La unidad está limpia y la pintura está en buenas condiciones.					
2	Verificar que los rodamientos estén lubricados.					
3	Asegurarse de aplicar inhibidor de óxido sobre el agujero y las roscas.					
4	Inspeccionar visualmente en busca de indicios de sellos averiados.					
5	Asegurarse de que las roscas de las conexiones están limpias y protegidas.					
6	Rote la conexión y verifique que se mueva con facilidad.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Swivels					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Limpie la unidad y verifique las condiciones de la pintura.					
2	Lubrique todos los rodamientos.					
3	Aplique inhibidor de óxido al agujero y a las roscas.					
4	Inspeccionar visualmente en busca de indicios de sellos averiados.					
5	Limpie y proteja las roscas de las conexiones.					
6	Rote la conexión y verifique que se mueva con facilidad.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Guinche

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Guinche					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	La unidad está limpia y la pintura está en buenas condiciones.					
2	Verifique que todas las conexiones hidráulicas están en buenas condiciones de operación.					
3	Inspeccione visualmente la condición del cable en busca de torceduras, partes deshilachadas y/o rotas, etc.					
4	Verificar que el nivelador está lubricado.					
5	Verificar que el guinche cuenta con una grapa de seguridad y que está bien instalada a la unidad.					
6	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
7	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
8	Verificar que el marco no esté doblado o dañado					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Guinche					
		V=OK	F=Falla	N/A= No Aplica		
1	Limpiar la válvula, lubricar el cable.					
2	Cambiar cualquier conexión que esté dañada.					
3	Reparar cualquier falla hidráulica.					
4	Inspeccione visualmente la condición del cable en busca de torceduras, partes deshilachadas y/o rotas, etc.					
5	Verificar que el nivelador está lubricado.					
6	Verificar que el guinche cuenta con una grapa de seguridad y que está bien instalada a la unidad.					
7	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
8	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
9	Verificar que el marco no esté doblado o dañado					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Tanques de Diesel e hidráulico

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Tanques de Diesel e hidráulico					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Verifique que el tanque de Diesel esté lleno.					
2	Verifique que el tanque de fluido hidráulico esté lleno.					
3	Asegurese que las bandejas de goteo estén limpias y libres de basura.					
4	Verificar que las válvulas de alivio y los manómetros estén trabajando en el tanque de hidráulico.					
5	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
6	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
7	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
8	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Tanques de Diesel e hidráulico					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Verifique que el tanque de Diesel esté lleno.					
2	Verifique que el tanque de fluido hidráulico esté lleno.					
3	Asegurese que las bandejas de goteo estén limpias y libres de basura.					
4	Verificar que las válvulas de alivio y los manómetros estén trabajando en el tanque de hidráulico.					
5	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
6	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
7	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
8	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Mástil

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Mástil					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	La unidad está limpia y la pintura está en buenas condiciones.					
2	Verificar que el guinche telescópico tiene el nivel de lubricante apropiado.					
3	Verificar que las conexiones rápidas del guinche no están dañadas.					
4	Verificar que las mangueras están en buenas condiciones operativas y sin hebras a la vista.					
5	Verificar las poleas en busca de cables cortados y asegurarse de que las guías para el cable están en su sitio.					
6	Asegurar que los bloqueos estén instalados en el borde exterior de cada sección.					
7	Verificar que las grapas para línea muerta están ajustadas.					
8	Inspeccione visualmente la condición del cable en busca de torceduras, partes deshilachadas y/o rotas, etc.					
9	Verificar que todas las poleas están lubricadas e inspeccionar los rodamientos.					
10	Verificar que la sección base no atrape agua.					
11	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
12	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
13	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
14	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Mástil					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Limpiar la unidad.					
2	Verificar el lubricante en el guinche telescópico.					
3	Reemplazar cualquier conexión o manguera dañada.					
4	Verificar las poleas en busca de cables cortados y asegurarse de que las guías para el cable están en su sitio.					
5	Inspeccione visualmente la condición del cable en busca de torceduras, partes deshilachadas y/o rotas, etc.					
6	Engrasar las poleas, inspeccionar los rodamientos, cambiarlos si es necesario.					
7	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
8	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
9	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
10	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Unidad de Potencia

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Unidad de Potencia					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Inspeccionar el nivel de refrigerante en el radiador.					
2	Inspeccionar las mangueras refrigerates y las conexiones por fugas.					
3	Verificar que el sistema de apagado de emergencia funcione.					
4	Inspeccionar los cintos en cuanto condiciones y ajuste.					
5	Inspeccionar los intercambiadores de calor hidráulicos en busca de basura y residuos.					
6	Verificar que el nivel de aceite esté lleno.					
7	Verificar los manómetros del sistema del motor en busca de fugas.					
8	Verificar que el filtro de aire esté limpio observando el manómetro de restricción del filtro.					
9	Inspeccionar los componentes fatigables y verificar que no haya fugas.					
10	Verificar que la válvula de alivio sobre el tanque de aire sea funcional.					
11	Verificar que el nivel del tanque de fluido hidráulico esté una o dos pulgadas por debajo de la marca de lleno.					
12	Verificar que el indicador del filtro de hidráulico no este en modo by-pass					
13	Lubricar el embrague.					
14	Verificar el nivel de aceite en la transmisión e inspeccionar en busca de fugas.					
15	Verificar que los manómetros estén funcionando bien y que puedan ser leídos.					
16	Verificar que las bombas hidráulicas, las mangueras y las conexiones no tengan fugas.					
17	Verificar que los elementos para ajustar las bombas hidráulicas sean operables.					
18	Verificar que las conexiones rápidas hidráulicas no tengan fugas.					
19	Iniciar el motor y dejarlo trabajar a 1700 RPM por 2 a 3 minutos. Cargar las bombas y comparar las presiones:					
	Bomba Gato Hidráulico #1				750 psi	
	Bomba Gato Hidráulico #2				1100 psi	
	Bomba Gato Hidráulico #3				1450 psi	
	Bomba Gato Hidráulico #4				1800 psi	
	Bomba Gato Hidráulico #5				2150 psi	
	Bomba Gato Hidráulico #6				2500 psi	
	Contrapeso				1000 psi	
	Circuito BOP				1500 psi	
	Circuito Elevador de Llaves Hidráulicas				800 psi	
	Válvula de Control de Presión				800 psi	
20	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
21	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
22	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento asi como su soldadura en busca de daños.					
23	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Unidad de Potencia

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Unidad de Potencia					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Limpiar la unidad.					
2	Cambiar las mangueras de refrigerante y las conexiones si es necesario.					
3	Probar el sistema de apagado de emergencia.					
4	Ajustar los cintos si es necesario.					
5	Cambiar el aceite y los filtros, arrancar la unidad e inspeccionar en busca de fugas.					
6	Cambiar cualquier manómetro que esté roto o inoperativo					
7	Dar servicio a sistema de lubricación de aire.					
8	Añadir aceite hidráulico si es necesario.					
9	Dar servicio a los filtros de retorno.					
10	Lubricar el embrague.					
11	Reparar las bombas hidráulicas de ser necesario.					
12	Añadir refrigerante en el radiador si es necesario.					
13	Limpiar y secar las bandejas de goteo.					
14	Realizar una prueba de funcionamiento, verificar que todas las bombas y manómetros están trabajando.					
15	Verificar y lubricar el cable del tacómetro.					
16	Verificar que las bombas hidráulicas, las mangueras y las conexiones no tengan fugas.					
17	Verificar que los elementos para ajustar las bombas hidráulicas sean operables.					
18	Verificar que las conexiones rápidas hidráulicas no tengan fugas.					
19	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
20	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
21	Inspeccionar visualmente los ojetes para levantamiento así como su soldadura en busca de daños.					
22	Verificar que los marcos están en buenas condiciones.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Consola Operador

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Consola Operador					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Verificar que la consola está limpia.					
2	Verificar que todos las etiquetas están en su sitio.					
3	Verificar que los acoples están en buenas condiciones.					
4	Verificar que los carretes de las válvulas estan lubricados.					
5	Verificar que los manómetros están funcionando.					
6	Verificar que el indicador de peso está funcionando.					
7	Verificar que el sistema de seguridad para las cuñas esté funcionando.					
8	Asegurese que la válvula de control direccional "munson-tison" del gato este en buenas condiciones operativa					
9	Verifique que no haya fugas hidráulicas.					
10	Verifique que la válvula para la swivel sea operable.					
11	Verificar que el marco no está dañado.					
12	Verificar que la válvula de reducción de presión para las cuñas sea operable.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Consola Operador					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Limpiar la consola.					
2	Verificar que todos las etiquetas están en su sitio.					
3	Verificar que los acoples están en buenas condiciones.					
4	lubricar los carretes de las válvulas.					
5	Verificar que los manómetros están funcionando.					
6	Verificar que el indicador de peso está funcionando.					
7	Verificar que el sistema de seguridad para las cuñas esté funcionando.					
8	Asegurese que la válvula de control direccional "munson-tison" del gato este en buenas condiciones operativa					
9	Verificar y reparar fugas hidráulicas.					
10	Verifique que la válvula para la swivel sea operable.					
11	Verificar que el marco no está dañado.					
12	Verificar que la válvula de reducción de presión para las cuñas sea operable.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Cúñas Estacionarias

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Cúñas Estacionarias					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Verificar que las cúñas y el ensamblaje están limpios					
2	Verificar que las cúñas estan engrasadas.					
3	Verificar que las cúñas no tienen residuos sólidos sobre sus componentes.					
4	Verificar que las uniones "cola de pato" no están astilladas o rotas.					
5	Verificar que todas las uniones "cola de pato" están ajustadas.					
6	Verificar que los cilindro hidráulicos no tengan fugas.					
7	Verificar que los acoples están en buenas condiciones.					
8	Verificar que las guías tienen insertos apropiados para la tubería a manipular.					
9	Verifique los tornillos de las guías estén ajustados.					
10	Verificar que no hagan falta pines.					
11	Verificar que las cúñas están trabajando apropiadamente.					
12	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
13	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
14	Verificar que el bonete para levantar la carga esté ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Cúñas Estacionarias					
V=OK F=Falla N/A= No Aplica						
1	Limpiar la unidad.					
2	Retirar los insertos de las cúñas, el lomo de las cúñas e inspeccionar las uniones "cola de pato".					
3	Inspeccionar los componentes de las cúñas.					
4	Reparar las fugas hidráulicas donde sea necesario.					
5	Hacer una prueba de funcionamiento de las cúñas.					
6	Verificar que todas las graseras están trabajando y no presentan daños.					
7	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
8	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
9	Verificar que el bonete para levantar la carga esté ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Cuñas Viajeras

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Pre-Job	Cuñas Viajeras					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Verificar que las cuñas y el ensamblaje están limpios					
2	Verificar que las cuñas estan engrasadas.					
3	Verificar que las cuñas no tienen residuos sólidos sobre sus componentes.					
4	Verificar que las uniones "cola de pato" no están astilladas o rotas.					
5	Verificar que todas las uniones "cola de pato" están ajustadas.					
6	Verificar que los cilindro hidráulicos no tengan fugas.					
7	Verificar que los acoples están en buenas condiciones.					
8	Verificar que las guías tienen insertos apropiados para la tubería a manipular.					
9	Verifique los tornillos de las guías estén ajustados.					
10	Verificar que no hagan falta pines.					
11	Verificar que las cuñas están trabajando apropiadamente.					
12	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
13	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
14	Verificar que el bonete para levantar la carga esté ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

Inspección	Equipo	Cliente	Locación	Pozo	Fecha	Último Mantto. (Hr/Km)
Post-Job	Cuñas Viajeras					
V=OK		F=Falla		N/A= No Aplica		
1	Limpiar la unidad.					
2	Retirar los insertos de las cuñas, el lomo de las cuñas e inspeccionar las uniones "cola de pato".					
3	Inspeccionar los componentes de las cuñas.					
4	Reparar las fugas hidráulicas donde sea necesario.					
5	Hacer una prueba de funcionamiento de las cuñas.					
6	Verificar que todas las graseras están trabajando y no presentan daños.					
7	Las eslingas para levantar la carga están en buenas condiciones y tienen etiquetas de certificación vigente					
8	Los grilletes, tuercas y chavetas son seguras y están en buenas condiciones.					
9	Verificar que el bonete para levantar la carga esté ajustado.					
Elaborado por:						
Comentarios:						

ANEXO D. ESPECIFICACIONES DE UN EQUIPO DE WORKOVER CONVENCIONAL

**ANEXO D RELACIÓN DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS MINIMOS OFRECIDOS PARA EL EQUIPO 350hp
PARA UN CAMPO COLOMBIANO.**

TODO EL EQUIPO DEL PRESENTE ANEXO ESTÁ INCLUIDO EN LOS PRECIOS UNITARIOS DIARIOS.

DESCRIPCIÓN		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
1.	<p>UNIDAD BÁSICA</p> <p>Equipo autopropulsado montado sobre ruedas y con un sistema hidráulico para su levantamiento y nivelación. Luces de seguridad para su movilización nocturna. La Torre debe ser telescópica, transportada sobre la unidad básica, de base cuadrada. Torre con capacidad mínima efectiva de 200,000 Lbs de carga en el gancho con seis (6) líneas de 1" ó de 1 1/8".</p> <p>La torre deberá tener capacidad mínima de carga posterior (Stand - Back Racking) para 10.000' de tubería de 2-7/8" Drill pipe Grado "G" o "E", R-2 + BHA con drill collar de 3 1/2" a 4 1/2" OD x 2 1/4" ID, 40 lb/ft con sus respectivos sutitutos a tubería de trabajo,</p> <p>Torre con altura mínima de 96' que permita parar en dobles de tubería rango 2 y trabajadero con guías para tuberías en el rango de 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2".</p> <p>Trabajadero para varillas con altura para manejar varillas de 25' en tríos. Inspeccionada y certificada por el fabricante ó una compañía calificada para dicho trabajo.</p>	X		
2	<p>BLOQUE VIAJERO (TRAVELING BLOCK)</p> <p>Traveling Block, Crown Block, Hook, Swivel (con conexión para la nelly) y Elevator Links con capacidad mínima de 100 Ton. en concordancia con la capacidad de la torre.</p> <p>El swivel con suficientes sets de empaques para el wash pipe de repuesto.</p> <p>Se debe suministrar grafica de desgaste contra capacidad y se debe tener y presentar el análisis de la luz negra.</p> <p>Todo el equipo debe estar inspeccionado y certificado por el fabricante o un Profesional calificado (manuales de mantenimiento en el equipo).</p>	X		Se aportarán previos al inicio de los trabajos, una vez se haya adjurado el contrato.
3	<p>STAND PIPE</p> <p>"Stand pipe" (3"; 3 1/2" y 4") – 5000 psi, mangueras, válvulas, conexiones y accesorios.</p> <p>Manifold sencillo en la torre a nivel de la mesa rotatoria.</p>	X		
4	<p>MESA ROTARIA</p> <p>Mesa rotaria de 12 1/4" o 17 1/2" con capacidad mínima de 180.000 Lbs con square master bushing, deseable con indicador de torsión para el maquinista, propulsada por el equipo. Debe tener la suficiente altura y espacio para trabajar cómodamente y permitir el uso de preventores de doble rams y el preventor anular. La transmisión para la rotaria debe estar en la unidad básica. La altura total debe ser mínimo de 12 pies y entre vigas de 9 pies.</p> <p>La mesa del maquinista debe tener como máximo un desnivel respecto a la mesa de trabajo de 2 pies en los trabajos de reacondicionamiento de pozos.</p> <p>Equipada con tazones (bowl inserts and slips) para todos los tamaños de tubing y tuberías de trabajo a usar.</p> <p>Drive bushing para la kelly suministrada.</p>	X		

DESCRIPCIÓN		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
5	<p>INDICADORES DE PESO, TORSIÓN, PRESIÓN</p> <p>Indicador de peso tipo tensión y ancla, indicador de torsión tanto para la rotaria como para las llaves de potencia, e indicador de presión.</p> <p>La instrumentación requerida para la medición y control de todos los parámetros involucrados: Peso, presión, con lecturas en la mesa del equipo.</p> <p>Inspeccionada y certificada por el fabricante ó un profesional calificado.</p>	X		Los certificados se aportarán previo al inicio de los trabajos, una vez se haya adjudicado el contrato.
		X		
6	<p>MESA DE TRABAJO O SUBESTRUCTURA</p> <p>Mesa de trabajo o Subestructura (Estructura de mesa rotaria) con capacidad mínima de 180,000 Lbs., para tubería de trabajo.</p> <p>Tener todos los pasamanos, escaleras en buen estado y cumplir los requerimientos de seguridad establecidos para este tipo de subestructura.</p> <p><u>Altura total: 12 pies y mínima entre vigas 9 pies para instalar set de preventoras.</u></p> <p>Inspeccionada y certificada por el fabricante ó un profesional calificado.</p>	X		Los certificados se aportarán previo al inicio de los trabajos, una vez se haya adjudicado el contrato.
		X		
		X		
7	<p>MALACATE</p> <p>Malacate potenciado con motor Diesel con capacidad mínima de 350 HP, caja automática, seis velocidades, freno, Winche hidráulico, compresor de aire, bomba hidráulica.</p> <p>Capacidad de levante mínima de 200,000 lbs en concordancia con capacidad de la torre y bloque viajero.</p> <p>Debe estar equipado con freno auxiliar (Hidromático) con capacidad para soportar las cargas descritas</p> <p>Poseer un dispositivo de seguridad para la corona (Crown O-matic), calibrado y operando adecuadamente,</p> <p>Sistema de enfriamiento de freno, cadenas libres de fugas y con protectores instalados.</p> <p>Poseer Dos (2) Hydraulic Tong Pull para accionar las llaves de potencia o dos (2) (Cat Head) para desenroscar o enroscar tubería.</p> <p>El malacate debe tener capacidad nominal para suministrar potencia a la mesa rotaria con capacidad para perforar o limpiar arena, cemento o residuos de retenedores con broca hasta 10,000' con tubería de trabajo 2 7/8" o 3 1/2", preferiblemente provisto con su sistema de seguridad twin stop debidamente calibrado y operando adecuadamente.</p>	X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
8	<p>CABLE</p> <p>Cable de perforación mínimo de 1" con especificaciones mínimas de: Resistencia nominal 90,000 lbs-ft para manejar las cargas requeridas en los numerales 1 y 2.</p>	X		
9	<p>KELLY</p> <p>Una kelly de 3 1/2" API x 36' cuadrada ó hexagonal, con kelly bushing y kelly saver sub con protectores de caucho. Certificado de pruebas no destructivas.</p>	X		Los certificados se aportarán previos al inicio de los trabajos, una vez se haya adjudicado el contrato.

DESCRIPCIÓN		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
10	<p>BOMBAS</p> <p>Una bomba de lodo Triplex con potencia nominal de entrada mínima de 300 HP, Longitud de stroke mínimo de 8" y camisas y pistones de 3 ½", 4 ", 4 ½" Y 5". Presión de Trabajo Máxima 5000 psi y caudal de bombeo mínima de 2.5 BPM.</p> <p>La bomba debe tener centrífuga y válvulas de seguridad de alta presión en la descarga.</p> <p>Las líneas de descarga de las bombas y el Stand Pipe manifold deben ser mínimo de 2" XXH Pipe, 3" ID y 5000 Psi.</p> <p>Manómetros de 5000 psi de alta resolución.</p> <p>Certificado de inspección reciente de todas las líneas y accesorios de descarga que conducen el fluido hasta el stand pipe.</p>	X		Los certificados se aportarán previo al inicio de los trabajos, una vez se haya adjudicado el contrato.
		X		
		X		
		X		
11	<p>TANQUES DE LODO</p> <p><u>Dos (2) tanques de lodo para el sistema activo, con capacidad total mínima de 400 bls.</u> Cada tanque de 200 bls debe estar diseñado para poderse aislar de los demás, equipado con líneas de succión y llenado.</p> <p>Suministrar el plano de distribución y capacidad del sistema de lodos donde muestre el sistema de alta y baja presión, puertas y válvulas, conexiones internas, sistema de limpieza y transferencia debidamente calibrado en cada una de las secciones. Adicionalmente los tanques deben tener la alternativa de ponerlos a trabajar en el circuito corto (trampa siguiente compartimiento y directo a la sección de succión).</p> <p>El tanque de succión debe tener agitador de paleta con motor eléctrico a prueba de explosión de 5 HP y un compartimiento de 50 bbls de capacidad para preparar píldoras.</p> <p>Deben estar equipados con agitadores de paletas y pistolas submarinas en cantidad y capacidad suficiente para mantener homogéneo el sistema de lodo. Compartimientos para la trampa de arena. Indicar el número, tamaño, tipo y capacidad de los agitadores y sus motores (Antiexplosión).</p> <p>En uno de los tanques debe tener un múltiple incorporado para las respectivas desviaciones "by-pass" de los fluidos provenientes del pozo, con mangueras suficientes para conectarlos entre si ó con bomba de por medio.</p> <p>El sistema debe permitir mezclar independiente o simultáneamente a los tanques de succión, píldora, reserva y premezcla. Líneas de mezcla de mínimo 4" de diámetro.</p> <p>Los tanques deben permitir a la bomba de lodo la succión independiente del compartimiento de la píldora del tanque de succión y del compartimiento de recibo de fluidos ó en combinación selectiva entre ellos. Los tanques deben tener conexión fija para mangueras de caucho o metálica que permita descargar los fluidos del pozo.</p> <p>Unidad de filtración con capacidad de 5 micrones que cuente con todos los accesorios inherentes a su funcionamiento al igual que los filtros.</p>	X		Se suministrará plano a solicitud de ECOPETROL S.A.
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
12	<p>EMBUDO Y BOMBA CENTRÍFUGA</p> <p>Un embudo de mezcla y bomba centrífuga 8" x 4" con su correspondiente motor eléctrico.</p>	X		

	DESCRIPCIÓN	CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
13	<p>TANQUES DE AGUA Y COMBUSTIBLE</p> <p>Tanque metálico para almacenamiento de 100 bbls de agua, dotado de bomba centrífuga 3"x2", motor eléctrico de 10 HP, manguera de caucho y conexiones (Este tanque es para agua industrial, diferente del deposito de agua potable para el personal del equipo).</p> <p>Tanque metálico para almacenamiento del combustible que requiera el equipo, la bomba y el generador, con capacidad para mantener la operación sin interrupciones</p>	X		
14	<p>PREVENTORAS</p> <p>Un conjunto de preventoras de 7-1/16"x3000 psi fabricado bajo el API 16A y cumplir con la norma NACE MR0175:</p> <p>Una (1) preventora doble (arietes para tubería y arietes ciego), un set de arietes para tubería para los diámetros de tubería a utilizar entre 2 3/8", 2-7/8" y 3-1/2".</p> <p>Eventualmente, se podría requerir el uso de Preventora anular adecuada al tamaño de la preventora de arietes, con "full bore" que permita paso de herramientas y empaques para revestimientos mínimo de 9-5/8", campana, conductor y conexiones necesarias para operar con el acumulador.</p> <p>Las dimensiones del conjunto de BOP's y la campana deben ser acordes con la altura de la subestructura ofrecida.</p> <p>Preventora para varillas de 1", 7/8", 3/4" y 5/8".</p> <p>La preventora debe tener las respectivas válvulas laterales.</p> <p>Se debe incluir la historia de inspección de las BOP's y equipos asociados y la certificación del fabricante o personal calificado de la última reparación. Es obligatorio realizar revisión o prueba semanal o según la operación lo requiera.</p> <p>Los conjuntos de BOP's, únicamente deben usar repuestos originales y nuevos.</p> <p>Adapter 7 1/16" x 3000 a 7 1/16" x 2000 y espaciador 7 1/16" x 3000 a 7 1/16" x 2000; Adapter 7 1/16" x 3000 a 7 1/16" x 5000 y espaciador 7 1/16" x 3000 a 7 1/16" x 5000.</p>	X		Los certificados se aportarán previos al inicio de los trabajos, una vez se haya adjudicado el contrato.
15	<p>ACUMULADOR</p> <p>Acumulador norma API RP 16E con capacidad suficiente para manejar el stack de BOP de acuerdo con la norma API RP 53.</p> <p>El acumulador debe tener la capacidad suficiente para operar los rams y el preventor anular. Conexiones y mangueras metálicas flexibles que permitan su operación hasta una distancia mínima de 50 fts del contrapozo</p> <p>Debe tener al menos 2 sistemas de operación: eléctrico, neumático, diesel, etc.</p>	X		
16	<p>WINCHE</p> <p>Winche hidráulico con cable de 1/2" o 5/8" para 5,000 lbs.</p>	X		Se ofrece uno (1)
17	<p>EQUIPO PARA ACHICAMIENTO</p> <p>Malacate auxiliar de "sand line" y achicamiento con 10,000' de cable de 9/16", con grapa para tensionar con la polea viajera. El malacate podrá estar incorporado a la unidad básica ó constituir una unidad independiente adecuada operacionalmente y funcional.</p> <p>Equipo completo para achicamiento con su respectivo lubricador, cabecegado, manifold de prueba y control del pozo, preventor de cable, barras de peso, releasing attachment, knuckle joint con mandriles para achicar en tuberías de producción 2- 3/8", 2-7/8" y 3-1/2", rope socket y swivel rope socket, copas de achicamiento para la tubería de producción de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2" y su respectivo medidor de cable.</p> <p>Las copas para swabbing serán suministradas por el Contratista y serán incluidas en la tarifa del equipo.</p>	X		Cien (100) juegos de copas por pozo, según aclaraciones hechas a los DPS.

	DESCRIPCIÓN	CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
18	COMPRESOR DE AIRE Compresor de aire externo (diferente al de la unidad básica) adecuado para la operación del equipo y las labores de mantenimiento, mínimo de 140 psi. Equipado con tanques de almacenamiento de suficiente capacidad.	X		
19	LLAVES HIDRÁULICAS Una llave hidráulica con mordazas para tuberías de trabajo de 2 7/8" y de producción de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2" para cualquier tipo de rosca con indicador de torque y unidad de potencia y su propia llave aguantadora incorporada, con capacidad hasta de 6,000 lb-ft. Tener en stock mordazas de repuesto. Llave hidráulica para manejo de varillas de subsuelo de 5/8" a 1" con indicador de torque y sus correspondientes mordazas	X		
20	LLAVES DE POTENCIA Dos llaves de potencia con capacidad para suministrar el torque y apretar a su máximo recomendado tubería de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2", soportadas con cables a la torre y sus respectivas contrapesas, con todos sus accesorios y suficiente cantidad de repuestos. Certificados de pruebas no destructivas. Cuñas y pines nuevos. Llaves manuales para trabajar varillas de 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1-1/8".	X X		
21	PLANTA ELÉCTRICA El equipo debe poseer generadores eléctricos de suficiente capacidad para suministrar mínimo 90 KVA, para operar el equipo, la iluminación, la caseta oficina, el comedor de los operarios y todo el equipo eléctrico asociado. Los generadores deberán tener motores independiente diesel, de capacidad tal que les permita generar la potencia eléctrica especificada. Los generadores deberán estar dedicados a suministrar la potencia al equipo y a los requerimientos eléctricos del campamento u otras operaciones. Debe poseer un generador de relevo (Stand By) de suficiente capacidad para operar el equipo en el evento de falla o mantenimiento de los generadores principales. Especificar completamente los generadores y sus motores.	X X X X		
22	LÁMPARAS Lámparas a prueba de explosión para la iluminación apropiada de los sitios de trabajo en el equipo, con cables protegidos y aseguradas correctamente, dependientes del sistema de energía principal. La torre con lámparas fluorescentes a prueba de explosión. Todos los accesorios y cables deberán ser antiexplosión y protegidos contra el vapor. Mínimo 6 conjuntos de lámparas perimetrales antiexplosión.	X		
23	BOMBA NEUMÁTICA PARA ACHICAMIENTO Bomba neumática ó diesel con sus acoples y mangueras para achicar los contrapozos.	X		
24	ELEVADORES PARA TUBERÍA Y VARILLA Elevadores estándar mínimo de 90 grados, 150 toneladas, uno por cada tamaño de tubería de producción: 2-3/8", 2- 7/8" y 3 1/2". Un elevador 18º para drill pipe 2-7/8". Dos (2) elevadores para varillas de 5/8", 3/4", 7/8" y 1". Un juego de Lifting Sub para collares de 3 1/2" XH ó rosca equivalente.	X		
25	CUÑAS Cuñas (Standard Manual Slip) de capacidad suficiente para manejo de las sargas utilizadas, una para tuberías de producción de 2 3/8", 2 7/8" y 3-1/2", manual para rotaria. Una neumática, capacidad 75 toneladas, con insertos intercambiables desde 2-3/8" hasta 3-1/2", equipadas con control neumático y operadas desde la consola de mandos y una para botellas 3 1/2" XH con su respectivo collarín de seguridad con todos sus accesorios.	X		

	DESCRIPCIÓN	CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
26	<p>LLAVES DE TUBO, DE CADENA Y DE MANEJO</p> <p>Dos (2) juegos de llave de tubo para cada tamaño 48", 36", 24" y 18", con sus respectivos repuestos.</p> <p>Juegos de llaves (Guacamayas ó similares) para manejo de tubing de 2 3/8" a 3 1/2"</p> <p>Dos (2) llaves de cadena una de 36" y otra de 60". Con estas dos llaves se deben cubrir diámetros desde 2-3/8" hasta 3-1/2".</p> <p>Juego de llaves de golpe de 1-1/8"; 1-3/8"; 1-5/8"; 1-13/16"; 1-7/8"; 1-3/4"; 2-1/8"</p>	X		
27	<p>EQUIPO DE PREVENCIÓN Y CONTROL AMBIENTAL</p> <p>Herramienta de drenaje de fluidos en superficie cuando se saque tubería llena (Borracho) para tubería de 2-3/8" a 3 1/2". Limpiadores externos (Wippers) para tubería de 2-3/8" a 3 1/2". Limpiadores externos de varillas de 5/8", 3/4", 7/8" y 1".</p> <p>Bandejas con sus drenajes al contrapozo para cuando se saque la tubería de producción.</p> <p>Equipo manual - picas, palas, baldes, carretilla, canecas, esponjas, etc., para recolectar la contaminación de aceite originada durante los trabajos en el pozo.</p>	X		
28.	<p>EQUIPO DE HSEQ</p> <p>Equipo de seguridad compuesto por: Dos extintores de 150 libras tipo BC, tres (3) extintores de 30 libras tipo BC, un (1) extintor portátil de 20 libras tipo BC. Mínimo 30 metros de tela oleofílica para control de derrames.</p> <p>Línea de salvamento para casos de emergencia en el encuelladero (Jerónimo).</p> <p>Línea, contrapeso y arnés de seguridad para ascenso y descenso del encuellador</p> <p>Todos los equipos que trabajen con combustible (bombas, unidad básica, generadores) deben poseer su respectivo sistema de matachispas.</p> <p>El tool pusher, supervisores y maquinistas deben haber recibido y actualizado el curso de well control y mantener mínimo un manual de control de pozos en el equipo.</p> <p>Avisos reflectivos en los vientos, avisos de seguridad en las áreas de trabajo delimitando áreas restringidas, prevención para las vías. Señales de advertencia sobre peligro, con buena visibilidad tanto de día como de noche.</p> <p>Camilla rígida, chaquetas reflectivas (5) y trajes completos de contraincendio (2)</p> <p>Botiquín completo de primeros auxilios incluyendo un lava-ojos. Manual de primeros auxilios.</p> <p>Lavador de ojos instalado.</p> <p>Planta Red Fox para el tratamiento de aguas negras.</p>	X		
29	<p>MANGUERAS METÁLICAS Y DE CAUCHO</p> <p>Mangueras metálicas de 2" de diámetro, para 5000 psi, con uniones giratorias tipo chicksan, con sus acoples y accesorios, en longitud de 100 pies como mínimo.</p> <p>Tres (3) juegos de tees, codos y nipples de 2" para 5000 psi.</p> <p>Tres (3) juegos de uniones rápidas de 2" para 5000 psi, las conexiones deben ser acordes con las uniones de las mangueras metálicas solicitadas.</p> <p>Tres (3) mangueras de caucho, de 30 pies cada una, de 2", para 5000 psi con sus respectivos acoples y uniones que permitan conectarse a las conexiones chicksan.</p> <p>Manguera de caucho de 1" x 100' para lavado, con sus conexiones</p>	X		
30	<p>PIPE RACKS</p> <p>Pipe racks con capacidad suficiente para tender la tubería y la varilla de ECOPETROL S.A. y la del Contratista.</p>	X		
31	<p>BALANZA</p> <p>Una (1) balanza metálica de lodo para tomar la densidad de los fluidos de trabajo y un embudo para determinar la viscosidad Marsh.</p>	X		

DESCRIPCIÓN		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
32	<p>CAMPAMENTO</p> <p>a. Un (1) trailer para uso exclusivo del personal de ECOPETROL, adecuado como oficina/dormitorio con aire acondicionado y baño, equipado con los siguientes muebles de oficina: un escritorio metálico con llaves, dos sillas, un sofacama, un archivador con llaves, una mesa para radio y nevera.</p> <p>b. Un trailer comedor y vestier para el personal de operación.</p> <p>c. Un baño portátil para uso del personal del contratista, el cual debe contar con el permiso ambiental y el mantenimiento diario que incluya la disposición de residuos.</p>	X		
33	<p>CHOKE MANIFOLD</p> <p>Choke manifold para 3000 ó 5000 psi de presión de trabajo, 2-1/16", tanto de válvulas como de líneas. Un Chone ajustable y uno manual de 2 1/16"-5000 psi. Poor Boy a la línea del quemadero con su respectiva tea y ésta a una distancia segura para las operaciones.</p>	X		
34	<p>CAMIÓN GRÚA</p> <p>Carromacho de 30 toneladas de capacidad de levante con plataforma de longitud mínima de 22 pies. El camión grúa debe venir equipado con poleas, pluma, cadenas, equipo de seguridad, grilletes, etc.</p>	X		
35	<p>VEHÍCULO</p> <p>Un (1) vehículo tipo camioneta doble cabina de doble transmisión, mínimo 2000 cc y de marca reconocida mundialmente, mínimo modelo 2006, sin conductor, con disponibilidad de 24 horas al día, para uso exclusivo de ECOPETROL S.A.</p>	X		
36	<p>CAMIÓN CISTERNA</p> <p>Un (1) camión-cisterna con capacidad para 80 bbls mínimo, con disponibilidad de veinticuatro (24) horas diarias, dotado con bomba a prueba de explosión y con sus respectivas mangueras, el cual será solicitado por el OPERADOR cuando las necesidades así lo requieran.</p>	X		
37	<p>CALIBRADORES</p> <p>Calibradores internos API (conejos) para los diferentes tamaños de tubería de producción y tubería de trabajo de 2-3/8" a 3 1/2"</p> <p>Calibradores internos, externos de tornillo, un pie de rey adecuado para las mediciones de precisión de las herramientas que se bajarán al pozo y un calibrador de brocas.</p>	X	X	
38	<p>CINTA METÁLICA</p> <p>Una cinta metálica para tomar las medidas de la tubería y accesorios.</p>	X		
39	<p>LLAVES PARA VARILLAS</p> <p>Juego de llaves manuales para varillas de 5/8", 3/4", 7/8" y 1", un swivel/hook para elevador de varillas. Juego de llaves boca fija y copas hasta 2".</p>	X		
40	<p>PESCADORES PARA VARILLAS</p> <p>El Contratista deberá contar con las siguientes herramientas inmediatamente se requieran en la operación, el costo estará incluido en las tarifas :</p> <p>Para varilla, como mínimo un juego completo de pescadores de varilla de 5/8", 3/4", 7/8" y 1" para coupling y cuerpo, para bajar en tuberías desde 2-3/8" a 3-1/2".</p>	X	X	

DESCRIPCIÓN		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	
41	<p>SARTA DE TRABAJO</p> <p>10.000 pies de tubería de trabajo de 2 7/8" OD, IF</p> <p>10 Drill Collars de 3-1/2" a 4 1/2" OD x 2 1/4" ID de 40 lbs/pie, con sus respectivos sustitutos de conexión a tubería de trabajo.</p> <p>6 HWDP de 3 1/2" OD, 2 1/4" ID, 23,2 lb/ft, la conexión debe ser la misma de sarta de trabajo y botellas de perforación.</p> <p>Pup Joints para la sarta de trabajo, de 2', 3', 4', 6', 10', 15' de longitud.</p> <p>Mínimo 2 cross overs por cada cambio de conexión requerido en todas las tuberías de producción y de trabajo solicitadas.</p> <p>Mínimo 1 bit sub por cada tamaño de Drill Collar y/o brocas programadas.</p> <p>NOTA: Los DC deben suministrarse con Pick up sub/Lift nipple y herramientas de manejo. La anterior sarta será inspeccionada por cuenta del Contratista y deberá presentarse el reporte respectivo como requisito antes del inicio de las operaciones.</p>	X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		
		X		

ANEXO E. ESPECIFICACIONES DE UNA UNIDAD DE SNUBBING

Especificaciones Unidad de Snubbing/HWO serie 225K

Descripción	Especificación
Unidad Básica	
Ensamblaje del Gato Hidráulico	Uno
Fabricante y Tipo	CPC / 225K
Peso	21,500 Lbs.
Longitud	16 Ft.
Ancho	3.5 Ft.
Altura	3.5 Ft.
Longitud de la carrera (Stroke)	10 Ft.
Diámetro de la varilla del pistón	5.0 Inch
Diámetro del pistón	6.0 Inch
Presión de operación del sistema hidráulico	3000 psi
Capacidad máxima de levantamiento	225,000 Lbs.
Máxima capacidad de Snub	112,000 Lbs.
Tamaño del agujero	11 Inch
Tamaño máximo de tubería	7-5/8 Inch
Tamaño del hueco de la brida de fondo	11 Inch
Tamaño de la brida	11" 5M
Puntos de anclaje superiores	4 Puntos de 7 Ton
Puntos de anclaje inferiores	4 Puntos de 7 Ton
Guía Telescópica	
	Uno
Peso	700 Lbs.
Tamaño de Hueco	6-5/8 In. con insertos para 1 1/4" to 3 1/2"
Cabeza Rotaria (Reemplazable hasta 25000 lb-ft)	
	Una
Máximo torque	6600 ft lbs.
Sistema de accionamiento	Accionado por cadena
Accionado por	Motores hidráulicos
Lubricación	Baño de grasa
Bloqueo de la mesa	Bloqueo mecánico
Velocidad (Sin carga)	100 RPM
Tamaño del hueco	11 Inch
Cesta de trabajo	
	Una
Fabricante y Tipo	Mesa de trabajo CPC "Rackback"
Single Stand Racking Capacity	10,000 Ft.
Double Stand Racking Capacity	18,000 Ft.
Peso	9,500 Lbs.
Longitud	20 Ft.
Ancho	9.5 Ft.
Altura	4 Ft.
Iluminación	Las luces en la cesta de trabajo son clase 1 Div 1
Ratón	Ratón 8" X 34' instalado en la cesta de trabajo
Panel de Control del Operador	
	Uno
Válvula de control direccional para el gato	3,000 PSI W.P.
Válvula remota de ajuste de la presión del equipo	3,000 PSI W.P.
Válvula de control del bloque de cuñas	4 válvulas 3,000 PSI W.P.
Válvula de control de la presión de las cuñas	3,000 PSI W.P.
Manómetro para las cuñas	3,000 PSI W.P.
Manómetro para la cesta de trabajo	3,000 PSI W.P.
Manómetro para la presión del equipo	3,000 PSI W.P.
Manómetro para tubería pesada alta/baja	170,000 Lbs. / 340,000 Lbs.

Manómetro para tubería liviana alta/baja	88,500 Lbs. / 177,000 Lbs.
Regulador de flujo de aire para unidad de potencia	
Apagado automático para unidad de potencia	
Panel de control para BOP en la cesta de trabajo	Uno
Manómetro para el panel de control	3,000 PSI W.P.
Válvula de igualación/sangrado para BOP	2 bancos de válvulas 3,000 PSI W.P.
Válvula de control para BOP	6 Bancos de válvulas 3,000 PSI W.P.
Válvulas de control para los guinches	3,000 PSI W.P.
Manómetro para los guinches	3,000 PSI W.P.
Panel de Control para la Cabeza Rotaria	Uno
Válvula de control direccional para la Rotaria	3,000 PSI W.P.
Válvula de control para velocidad/torque	3,000 PSI W.P.
Manómetro para presión / Torque	9000 ft/lbs.
Extensión para la cesta de trabajo	Uno
Peso	1200
Cesta de mangueras	Dos
Peso	4,150 Lbs.
Longitud	6 Ft.
Ancho	6 Ft.
Altura	4 Ft.
Paquete del guinche	Uno
Fabricante y tipo	HRI 300
Peso	1,100 Lbs.
Longitud	3 Ft.
Ancho	3.4 Ft.
Altura	3 Ft.
Accionado por	Motores hidráulicos
Tambor dual	Si
Capacidad de levantamiento	2000 Lbs. Cada tambor
Capacidad del carrete	200 Ft. of 3/8" Cable Cada tambor
Freno de seguridad	Freno de disco de seguridad automatico
Presión de Operación	0 - 3,000 PSI W.P.
Mástil	Uno
Fabricante y tipo	CPC
Peso	8,500 Lbs.
Longitud (Contraído)	40 Ft.
Longitud (Extendido)	52 ft Std Service, 74 Ft. "Double Racking" Mode
Ancho	1.2 Ft.
Altura	1.2 Ft.
Configurado como guinche y izaje de cargas	Si
Capacidad del mástil	14,000 Lbs.
Cuatro secciones hidráulicas telescópicas	Si
Brazo para las llaves	Uno
Fabricante y tipo	CPC / Hidráulico
Peso	1,000 Lbs.
Longitud	20 Ft.
Ancho	3 Ft.
Altura	8 Inch
Capacidad del brazo para las llaves	5,000 Lbs.
Bloque de cuñas (7.62)	Dos
Fabricante y tipo	CRW
Peso	1,300 Lbs.
Longitud	1.11 Ft.
Ancho	1.10 Ft.

Altura	1.11 Ft.
Presión de operación	0 - 2,000 PSI W.P.
Capacidad de carga	460,000 Lbs.
Máximo I.D	10 Inch
Posicionamiento	Deslizamiento hidráulico
Insertos para cuña disponibles	3/4" hasta 7-5/8"
Ventana de acceso	
	Uno
Fabricante	CPC
Peso	10,000 Lbs.
Longitud	10 Ft.
Ancho	4 Ft.
Altura	4 Ft.
Tamaño del hueco	13-5/8 Inch platina superior, 14-5/8" platina base
Tamaño de la brida	13-5/8" 10M
Caseta de Herramientas	
	One
Iluminación	Clase I Div 2
Fabricación y tipo	CPC, 8 ft. x 20 ft.
Contenedor de repuestos	
	Uno
Fabricación y tipo	CPC, 8 ft. x 20 ft.
Sistema de Potencia	
Unidad de Potencia	Dos
Fabricación y tipo	CPC / Diesel / Hidráulico
Peso	12500 Lbs. Cada una
Longitud	18 Ft.
Ancho	7.5 Ft.
Altura	8.6 Ft.
CAT 3406	425Hp. / 850 Hp.
Sistema hidráulico principal	450 GPM 0 - 1,500 PSI 218 GPM 1,500 - 2,150 PSI 157 GPM 2,150 - 3,000 PSI
Ciruito hidráulico guinche	14 GPM Cada
Ciruito hidráulico BOP's	24 GPM
Ciruito hidráulico auxiliar	38 GPM
Enfriador de aceite hidráulico	Yes
Starter	Air w/ 30 gal air reciever
Capacidad de la reserva de fluido hidráulico	500 Gallon
Filtración de aceite hidráulico	4 Filtros para las lineas de retorno
Botella de acumulador para circuito de las cuñas	5 Galones
Panel de manómetros para le motor	Si
Sistema supresor de chispas	Acero inoxidable
Bandeja de goteo	Integrada
Protección para sobreaceleración	Apagado automático
Apagado de emergencia	Si
Compresor de Aire	Si
Generador diesel	
	Uno
Tamaño	50 KVA
Fabricante	VISA
Ssalida	50htz 200/400v
Fuente de potencia	Diesel
Protección para sobreaceleración	Automático
Apagado de emergencia	Si

Tanque de combustible	Dos
Peso	3,500 Lbs.
Longitud	4 Ft.
Ancho	4 Ft.
Altura	5 Ft.
Capacidad	550 Galones cada uno
Compresor de aire	Uno
Fabricante	Ingersol Rand, tipo tornillo
Salida	185 cfm
Fuente de potencia	Diesel
Protección contra sobreaceleración	Automático
Apagado de emergencia	Si
Flame Trap Intake Manifold	Si
Kit de iluminación para operación 24 horas	Uno
Equipo de manejo de tubulares	
Elevadores	Dos cada uno
Tipo	Junta sencilla
Fabricante	Access Oil Tools
Capacida de carga	5 ton
Rango de tamaños	2-3/8, 2-7/8, 3-1/2 Inch
Sustitutos para levantamiento	Dos cada uno
Tipo	Junta sencilla
Fabricante	Grace, Grant Prideco
Capacidad de carga	5 ton
Rango de tamaños	2-3/8, 2-7/8, 3-1/2 Inch
Válvulas de seguridad	Dos
Tamaño	3 1/2 IF w/ covers to 2 3/8, 2 7/8, 3 1/2"
Servicio	Normal
Presión de trabajo	5,000 PSI
Inside BOP	Dos
Tamaño	3 1/2 and 5"
Servicio	Normal
Presión de trabajo	5,000 PSI
Kit de Crossovers para válvula de seguridad	Dos
Tamaño	3 1/2 and 5"
Servicio	Normal
Presión de trabajo	5,000 PSI
Equipo de Control de Pozos	
Niple campana	Uno
Tamaño	11 Inch
Presión de trabajo	5,000 PSI
Tamaño de la salida	2 ea. 4 inch
Tamaño de la conexión	Top 11 inch 5M
Tamaño de la conexión	Bottom 11 inch 5M
Preventro anular	Uno
Fabricante y tipo	Shaffer Spherical
Presión de trabajo	5,000 PSI
Tamaño	11 Inch
Servicio	Normal

Conexión	11" 5M (Tope atornillado , Fondo Bridado)
Preventor de arietes	Uno
Fabricante y tipo	CIW Type "U" Sencillo
Tamaño	11 inch
Presión de trabajo	5,000 PSI
Conexión	11 inch 5M
Bloques de ariete	2 3/8", 2 7/8", 3 1/2" , Dual 3 1/2", Dual 4 1/2" 7"
Servicio	Normal
Certificación	OEM, API standards
Preventor de arietes	Uno
Fabricante y tipo	CIW Type "U" Doble
Tamaño	11 inch
Presión de trabajo	5,000 PSI
Conexión	11 inch 5M
Bloques de ariete	2 3/8", 2 7/8", 3 1/2" , Dual 3 1/2", Dual 4 1/2" 7" y Arietes ciegos
Servicio	Normal
Certificación	OEM, API standards
Linea de estrangulación	Uno
Tamaño de las válvulas	3 Inch
Tipo de válvulas	CIW, Uno Manual + Uno hidráulico
Presión de trabajo	5,000 PSI
Linea de matar	Uno
Tamaño de las válvulas	3 Inch
Tipo de válvulas	CIW, Un cheque + Dos manuales
Presión de trabajo	5,000 PSI
Carrete de perforación	Dos
Tamaño	11 Inch
Presión de trabajo	5,000 PSI
Tamaño de la salida	3 inch
Tamaño de la conexión	Top 11 inch 5M
Tamaño de la conexión	Bottom 11 inch 5M
Carrete de espaciamento	Uno de cada tamaño
Tamaño	11 Inch
Longitudes	2', 3', 4', 12'
Servicio	Normal
Presión de trabajo	5,000 PSI
Carretes adaptadores	Uno de cada tamaño
Tamaño	11"5M X 13 5/8" 5M, 11"5M X 11" 3M
Longitudes	Según se requiera
Servicio	Normal
Presión de trabajo	5,000 PSI
Paneles de control remoto para BOP	Uno
Fabricante	CAD Oilfield Specialties (or equiv)
Presión de trabajo	3,000 PSI
Numero de botellas del acumulador	24
Volumen de las botellas del acumulador	11 Galones
Estaciones	6
Fuente de accionamiento principal	Electrico
Accionamiento de respaldo	Aire
Sistema de alarma	Según API 16D
Kit de mangueras	Si, protegidos del fuego

Número de paneles de control remoto para BOP	Uno
Bomba de prueba para BOP	Uno
Tipo	Air-hydro
Fabricante	Supremo
Tabla de registro	Si, protegidos del fuego
Presión de trabajo	10,000 PSI
Múltiple de estrangulación	Uno
Tipo	3 1/16" 10m 5 válvula w/ dos manual choques
Fabricante	ANSON
Presión de trabajo	10,000 PSI
Bombas de Fluido	
Bomba de servicio a pozos	Dos
Fabricante y tipo	HD500
Peso	17,000 Lbs. Cada uno
Longitud	15 Ft.
Ancho	10 Ft.
Altura	7.1 Ft.
Máximo HP de entrada	800 HP
Presión máxima	15,000 PSI
Máxima tasa de bombeo	10 Bbl. / Min.
Diametro del pistón	4.5 or 6 Inch
Longitud del stroke	8 Inch
Protección contra sobreaceleración	Automático
Apagado de emergencia	Si
Stand Pipe	Uno
Fabricante	CES
Tamaño	2 7/8" X 40'
Capacidad de presión	5000 psi
Swivel de circulación	Dos
Fabricante	Grace Machine
Tamaño	3-1/2 inch
Capacidad de presión	5000 psi
Manguera de circulación	Dos
Fabricante	Gates
Tamaño	2 inch
Capacidad de presión	5000 psi
Conexiones	1502 MXF
Servicio	Normal
Longitud	40'
Kit de Chicksans	300'
Fabricante	SPM
Tamaño	2 inch
Capacidad de presión	15000 psi
Conexiones	1502 MXF
Service	Normal
Incluyen: 10- 12' chicksan loops, 18- 10' straights, 4- 5' straights, 12- swivels, 4- tees, 8- 90's, 6- 2" plug valves	
Chicksan Choke Iron Kit	200'
Make	SPM
Size	2 inch
Pressure Rating	15000 psi
Connections	1502 MXF
Service	Normal
Componentes incluidos: 10- 12' chicksan loops, 9- 10' straights, 4- 5' straights, 6- swivels, 4- tees, 8- 90's, 6- 2" plug valves	
Equipo de prevención de contaminación	

Bandejas de goteo	1 Set
Set de bandejas de goteo	CES drip pan set, ajustable
Bandejas contra derrames en la ventana de trabajo	CES ventanda de trabajo integral
Equipo miscelaneo	
Cuñas manuales	Uno
Fabricante y tipo	TS
Tamaño de tubería	2-3/8 a través 5-1/2 Inch
Guinche de aire	Uno
Fabricante y tipo	Ingersol Rand (or equivalente)
Capacidad	5,000 Lbs.
Bomba de transferencia con mangueras	Uno
Fabricante y tipo	3" Wilden
Manguera	200' 3" camlock hose
Capacidad	3 BPM
Grapade Seguridad	Dos
Tamaños	2-3/8 a través 5 Inch
Equipo auxiliar	
Alojamiento para 30 personas	Uno
	Cuatro Trailers, tanques de agua, generators, lights etc
Montacargas	Uno 30,000 Lbs
Tanque Diesel	Uno 5,000 galones Movil en trailer
Transporte	Quince trailers para mover el equipo
Llaves de potencia	Dos
Fabricante y tipo	5 1/2" " Eckel Tongs
Rango de tamaños	2-3/8. through 5 1/2" Inch
Máximo torque	22000 lb/ft
Anclas	Ocho
	6 ft long Auger style Pull Tested to 8k
Work String	Cinco mil pies
	3-1/2 IF DP
Sistema de Lodos	
Tanques de lodo	Cuatro
Peso	12,500 Lbs. (vacío)
Longitud	20 Ft.
Ancho	8 Ft.
Altura	7 Ft.
Compartimentos	3
Mezcladores	Si
Jet Lines	Si
Bomba de mezclado	1 ea. 20 hp 3x4 elect. Centrífuga o hidráulica
Capacidad	400BBS
Shale Shaker	Uno
Fabricante y tipo	Swaco Meerkat
Fuente de poder	Eléctrico

Tanque de viaje	Uno
Peso	3500 Lbs.
Longitud	12 Ft.
Ancho	8 Ft.
Alto	6 Ft.
Bomba electrica	30hp 3"X4" EX
Volumen total	50 Bbl.
Tolva para mezcla	Uno
Tamaño	2 Inch
Presión de trabajo	5,000 PSI
Longitud	3 Ft.
Poor Boy	CES
Tamaño	36 Inch