

**DISEÑO DE UN MANUAL DE CAMPO PARA ACTIVIDADES NO  
PLANEADAS ENFOCADOS EN PROBLEMAS OPERACIONALES  
DURANTE PROCESOS DE PERFORACIÓN**

**MIGUEL ÁNGEL AYALA PINZÓN  
RAÚL ALFONSO CORONEL HERRERA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA**

**2015**

**DISEÑO DE UN MANUAL DE CAMPO PARA ACTIVIDADES NO PLANEADAS  
ENFOCADOS EN PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE PROCESOS DE  
PERFORACIÓN**

**MIGUEL ÁNGEL AYALA PINZÓN  
RAÚL ALFONSO CORONEL HERRERA**

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

**Director**

**OSCAR FERNANDO LOPEZ SILVA**

**Ingeniero de Petróleos**

**Codirector**

**JULIAN ANDRES QUINTERO SILVA**

**Ingeniero de Petróleos**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA**

**2015**

## AGRADECIMIENTOS

Gracias en primer lugar a Dios por cada día poder levantarme y así poder terminar este proyecto y cumplir este sueño que hoy ya se hace realidad.

Agradezco a mi madre Carmen Pinzón por ese apoyo incondicional, por ser la persona que siempre ha estado presente en los mejores y peores momentos de mi vida, como los son tristezas y alegrías. A ella le debo todo y que este sueño se hiciera realidad. Gracias por ser ese buen ejemplo de perseverancia, honestidad y nobleza.

A mis hermanos John Mauricio Ayala y Wilson Javier Ayala por ser esas voces de aliento y consejos. Por estar siempre presente y brindarme el apoyo necesario cuando más lo necesitaba

A mi tío Carlos Ayala, por querer un mejor futuro para mí y por eso siempre conté con el apoyo y recomendaciones para seguir adelante.

A mi compañero Raúl Coronel, porque más que un compañero es mi amigo que a pesar de todas las dificultades por la que pasamos siempre sobresalimos sin desvanecer, gracias al apoyo mutuo.

Al ingeniero Werney Machuca por sus valoraciones y buenas recomendaciones.

A todas las personas que estuvieron a lo largo de este camino, gracias por la voz de aliento y de admiraciones.

Miguel Ángel Ayala Pinzón

Agradezco primero a Dios por la oportunidad que me dio de estudiar y mantenerme en pie a lo largo de esta carrera, porque puso a mi disposición a las mejores personas para poder lograr esta meta.

En segunda instancia agradezco a mis padres; a mi madre Sandra Herrera, por ser esa guía que siempre me ayudó en los buenos y en los malos momentos, que luchó junto a mí para poder alcanzar esta meta. A mi padre Raúl Coronel, que con su apoyo pudo sacarme adelante y su darme lo mejor sin ellos no hubiera sido posible, gracias a ellos por ser las mejores personas de este mundo.

A mi hermano Fabián Coronel, quien siempre estuvo a mi lado en bellos y duros momentos, y siempre me brindó su apoyo incondicional, el junto a mis padres son lo más importante en mi vida.

A mis demás hermanos que siempre estuvieron presente en cada momento de mi vida, sus alientos y sus apoyos me sirvieron de fuerza para salir adelante.

A mis amigos y compañeros de carrera en especial a Miguel Ángel Ayala (Pony) quien me tendió la mano en momentos difíciles y quien vivió conmigo momentos de agonía y de gozo.

Gracias a todos porque juntos aportaron un granito de arena para al final alcanzar propuesto en mi vida. Sin ustedes esto no sería posible.

Raúl Alfonso Coronel Herrera

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	20
1 ACTIVIDADES NO PLANEADAS EN PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LOS PROCESOS DE PERFORACIÓN .....	22
1.1 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDA DEL POZO .....	22
1.2 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN .....	26
1.3 PATADAS Y REVENTONES (KICKS Y BLOWOUTS).....	32
1.4 PEGA DE TUBERÍA .....	33
1.5 VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN .....	47
1.6 TRABAJOS DE PESCA.....	50
2 ROCEDIMIENTOS PARA CONTROLAR ACTIVIDADES NO PLANEADAS	51
2.1 SURGENCIAS O INFLUJOS .....	51
2.2 ASPECTOS PARA DETERMINAR Y PROCEDER ANTE UNA SURGENCIA	53
2.3 REVENTONES .....	58

2.4 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE .....	61
2.5 MANEJO DEL GAS EN SUPERFICIE .....	67
2.6 MÉTODOS COMUNES PARA CONTROLAR Y MATAR UN POZOS.....	70
2.7 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN .....	77
2.8 PEGA DE TUBERÍA .....	83
2.8.1 Métodos y Procedimientos Para Liberar La Tubería Pegada .....	84
2.8.2 Técnicas y procedimientos de colocación .....	85
2.9 TRABAJO DE PESCA .....	95
2.9.1 Herramientas .....	97
2.9.2 Procedimiento General de pesca .....	134
3 EQUIPO DE CONTROL DE POZO.....	136
3.1 PREVENTORAS DE REVENTONES (B.O.P's).....	136
3.1.1 Preventora Anular (Blowout Preventer):.....	136
3.1.2 Preventora de Arietes (HYDRILL) .....	137
3.2 SISTEMAS DE CIERRE/ ACUMULADORES .....	139

3.2.1 La precarga de Nitrógeno .....	140
3.2.2 Fluidos de carga del acumulador .....	141
3.3 ESTRANGULADORES.....	141
3.3.1 Estranguladores Fijos .....	141
3.3.2 Estranguladores Ajustables .....	142
3.4 EQUIPOS PARA MANEJAR EL GAS .....	143
3.4.1 Separadores de gas del lodo .....	143
3.4.2 Desgasificadores .....	144
3.5 VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y FLOTADORAS.....	145
3.5.1 Válvula superior del vástago o barra cuadrada giratoria .....	145
3.5.2Válvula inferior del vástago o barra cuadrada giratoria .....	146
3.5.3 Válvulas de seguridad de apertura completa .....	147
3.5.4 Válvulas de contrapresión.....	147
3.6 SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	148

3.6.1 Bombas .....	148
3.6.2 Indicador de retorno de lodo .....	149
3.6.3 Piletas o Tanques .....	149
4 ANÁLISIS DE PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS POR ALGUNAS EMPRESAS A LA HORA DE PRESENTARSE ACTIVIDADES NO PLANEADAS EN PROCESOS DE PERFORACIÓN .....	150
4.1 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DURANTE LA PERFORACIÓN .....	150
4.1.1 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Well Control School .....	150
4.1.2 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Ecopetrol .....	151
4.1.3 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Schlumberger .....	151
4.1.4 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Zigma.....	152
4.1.5 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston .....	153
4.1.6 Procedimiento de cierre durante una surgencia cuando la ganancia de volumen al detectar el amago es grande .....	153
4.2 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DURANTE LA SACADA DE TUBERÍA ....	154

4.2.1 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Well Control School .....	154
4.2.2 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Ecopetrol.....	154
4.2.3 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Schlumberger .....	155
4.2.4 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Zigma .....	156
4.2.5 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston.....	157
4.2.6 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería cuando no es posible cerrar la sarta de perforación.....	158
4.3 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE CON TUBERÍA AFUERA.....	160
4.3.1 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Well Control School .....	160
4.3.2 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual de Ecopetrol .....	161
4.3.3 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Schlumberge .....	161
4.3.4 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Zigma .....	162

4.3.5 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston .....	162
4.3.6 Procedimientos de cierre con tubería afuera otra recomendación .....	163
4.4 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE FLUJO: MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR .....	164
4.4.1 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Ecopetrol .....	165
4.4.2 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Schlumberger .....	166
4.4.3 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Zigma .....	167
4.4.4 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual del Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston .....	168
4.5 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE FLUJO: MÉTODO DEL PERFORADOR .....	169
4.5.1 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico Según el manual de Ecopetrol .....	169
4.5.2 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual de Schlumberge .....	171

4.5.3 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual de Zigma .....	173
4.5.4 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual del Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston .....	174
4.6 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA DE LA GEOMETRÍA DEL HUECO .....	175
4.6.1 Procedimiento para liberar la tubería de la geometría del hueco según el manual de AMOCO .....	175
4.6.2 Procedimiento para liberar la tubería de la geometría del hueco según el manual de Ecopetrol.....	176
4.7 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA CUANDO HAY PEGA MIENTRAS SE SACA.....	177
4.7.1 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se saca según el manual de AMOCO .....	177
4.7.2 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se saca según el manual de Ecopetrol .....	178
4.8 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA CUANDO HAY PEGA MIENTRAS SE BAJA .....	178
4.8.1 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se baja según el manual de AMOCO .....	179

4.9 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PRIMERAS ACCIONES .....	179
4.9.1 BP-LOST CIRCULATION MANUAL.....	179
4.9.2 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES).....	180
4.10 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PÉRDIDAS MENORES .....	181
4.10.1 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES).....	181
4.10.2 BP-LOST CIRCULATION MANUAL.....	182
4.11 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PÉRDIDAS PARCIALES .....	183
4.11.1 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES).....	183
5. CONCLUSIONES.....	187
6. RECOMENDACIONES.....	189
BIBLIOGRAFIA.....	190

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Secciones de pérdida de circulación .....	29
<b>Figura 2.</b> Recortes depositados. ....	35
<b>Figura 3.</b> Formación Reactiva (Según Shell UK).....	37
<b>Figura 4.</b> Formaciones fracturadas y falladas (Según Shell UK). ....	38
<b>Figura 5.</b> Bloques de cemento (según Shell UK).....	38
<b>Figura 6.</b> Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE).....	40
<b>Figura 7.</b> Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE). ....	41
<b>Figura 8.</b> Conjunto rígido (según Amoco TRUE). ....	42
<b>Figura 9.</b> Formación móvil.....	43
<b>Figura 10.</b> Bordes (según Shell UK).....	43
<b>Figura 11.</b> Mecanismo de la pegadura por presión diferencial. ....	45
<b>Figura 12.</b> Tipos de cierres mientras se saca y se mete tubería.....	64
<b>Figura 13.</b> Impression Block.....	97
<b>Figura 14.</b> Releasing Spear .....	99
<b>Figura 15.</b> Taper Tap .....	99
<b>Figura 16.</b> Series 160 Side door Overshot .....	102
<b>Figura 17.</b> Partes del Bowen Cable Guide .....	102
<b>Figura 18.</b> Cable Hunger.....	103
<b>Figura 19.</b> Rope Socked .....	103
<b>Figura 20.</b> Spiral grapple Overshot .....	106
<b>Figura 21.</b> Basket Grapple Overshot.....	107
<b>Figura 22.</b> Die Collar .....	107
<b>Figura 23.</b> Junk Basket Globe.....	111
<b>Figura 24.</b> Junk Basket for Reverse Circulation .....	112
<b>Figura 25.</b> Fishing Jar .....	113
<b>Figura 26.</b> Balanced Bumper Sub .....	116

<b>Figura 27.</b> Partes del Balanced Bumper Sub .....	117
<b>Figura 28.</b> Herramientas Demoledoras .....	118
<b>Figura 29.</b> Herramienta Demoledora de Empaques .....	119
<b>Figura 30.</b> Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear .....	121
<b>Figura 31.</b> Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 1 .....	123
<b>Figura 32.</b> Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 2 .....	124
<b>Figura 33.</b> Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 3 .....	124
<b>Figura 34.</b> Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 4 .....	125
<b>Figura 35.</b> Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 5 .....	126
<b>Figura 36.</b> Fishing Magnet .....	128
<b>Figura 37.</b> Cortador Extern.....	130
<b>Figura 38.</b> Cortador Interno .....	132
<b>Figura 39.</b> Cortador Hidráulico Interno .....	134
<b>Figura 40.</b> Preventora Anular .....	137
<b>Figura 41.</b> Preventora Doble Ariete .....	139
<b>Figura 42.</b> Unidad de acumulador .....	140
<b>Figura 43.</b> Estrangulador ajustable a control remoto .....	143
<b>Figura 44.</b> Separador de lodo/gas .....	144
<b>Figura 45.</b> Desgasificador común.....	145
<b>Figura 46.</b> Válvula superior .....	146
<b>Figura 47.</b> Válvula de seguridad de paso apertura plena tipo <i>Kelly</i> .....	146
<b>Figura 48.</b> Válvulas contrapresión .....	147
<b>Figura 49.</b> Bombas de lodos de perforación.....	148

## RESUMEN

**Título:** DISEÑO DE UN MANUAL DE CAMPO PARA ACTIVIDADES NO PLANEADAS ENFOCADOS EN PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE PROCESOS DE PERFORACIÓN\*

**Autores:** MIGUEL ÁNGEL AYALA PINZÓN

RAÚL ALFONSO CORONEL HERRERA\*\*

**Palabras Claves:** Actividades no planeadas, manual de campo, problemas operacionales, procesos de perforación.

### **Descripción:**

La perforación es una operación fundamental en la industria petrolera cuando se quiere producir un yacimiento, ya que por medio de este proceso se construye uno o varios pozos los cuales van a ser el medio para poder llevar hidrocarburos a la superficie.

A medida que se aplica esta operación, se pueden presentar una serie de actividades no planeadas, como por ejemplo, los problemas operacionales, estos generan pérdida de tiempo y mayores costos. Por lo anterior este documento primero describe y consolida diferentes problemas operacionales los cuales son los más comunes a la hora de perforar un pozo como lo son pega de tubería, perdida de circulación, patadas o reventones, inestabilidad del hoyo, etc., aquí se presenta la descripción y la causa de cada uno de estos problemas.

En un segundo lugar, se contemplan los diferentes procedimientos adecuados que se deben tomar para tratar de mitigar cada uno de estas fallas, esto a manera general, pero como cada campo y cada pozo pueden presentar problemas los cuales no son los mismos para cada uno, entonces este proyecto también muestra una serie de procedimientos descritos en manuales de campo de diferentes empresas.

Por último, este libro muestra una serie de equipos de trabajo que se utilizan durante las operaciones de perforación y las herramientas adecuadas para solucionar problemas operacionales.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Fernando Lopez Silva; Codirector: Julián Andrés Quintero Silva

## ABSTRACT

**Title:** DESIGN OF A FIELD MANUAL FOR PLANNED ACTIVITIES NOT FOCUS ON OPERATIONAL PROBLEMS DURING DRILLING PROCESS\*

**Authors:** MIGUEL ÁNGEL AYALA PINZÓN

RAÚL ALFONSO CORONEL HERRERA\*\*

**Keywords:** Unplanned activities, field manual, operational problems, drilling processes.

### **Description:**

Drilling is a fundamental operation in the oil industry when you want to produce a reservoir because through this process is built one or more wells which will be the means to extract hydrocarbons to the surface.

As this operation is applied can present a series of unplanned activities such as operational problems are, they generate waste of time and higher costs. Therefore this paper first describes and consolidates various operational problems which are common when drilling a well such as stuck pipe, lost circulation, kicks or blowouts, unstable hole, etc., presented here the description and cause of each of these problems.

In a second different proper procedures to be taken to try to mitigate each of these failures this in general, but as each field and each well can be problems which are not the same for each contemplated, then this project also shows a series of procedures described in field manuals different companies.

Finally, this book shows a number of teams that are used during drilling operations and the right tools paragraph solving operational problems.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Oscar Fernando Lopez Silva; Co-director: Julian Andres Quintero Silva

## INTRODUCCIÓN

Los procesos de perforación en la industria petrolera conforman una parte fundamental a la hora de explotar un yacimiento ya que con esta operación se construyen y adecuan los distintos pozos para luego proceder a instalar el correspondiente sistema de levantamiento artificial para poder así producir el reservorio. Por eso es de vital importancia perforar con los procesos y equipos adecuados.

Durante los procesos de perforación se pueden presentar a diario una serie de inconvenientes llamadas actividades no planeadas como lo son los problemas operacionales causadas ya sea por: fallas en los equipos y herramientas, descuido de los operadores, daños de la formación, etc.

Debido a lo anterior la industria petrolera se enfrenta a diferentes tipos de problemas en los procesos de perforar un pozo. Estos problemas han sido objetos de estudio y análisis para mitigar daños en los equipos y a su vez mejorar las condiciones de perforación, para así obtener mejor manejabilidad en la producción y aprovechar al máximo lo que ésta genere.

Es de vital importancia caracterizar adecuadamente el tipo de problema presente, la zona en la que se presenta, y el debido proceso para actuar frente a las distintas actividades no planeadas que se pueden llegar a dar en un pozo. Muchas empresas importantes de la industria, autores y demás, han propuesto diferentes mecanismos

para disminuir estos tipos de problemas que se pueden dar en el momento de realizar cualquier perforación.

Este documento plantea una propuesta de tema de proyecto en donde se diseñe un manual que especifique la descripción de cada uno de los problemas operacionales presentados en los procesos de perforación y su correspondiente procedimiento adecuado para solucionar el problema.

El fin de desarrollar este manual es para tener un libro como herramienta ya sea magnética o de manera física, con facilidad de entendimiento y que describa una variedad de soluciones con los cuales se debe proceder ante cualquier problema operacional ya que no todos los problemas van a tener la misma solución eso depende de las características de cada situación anormal.

# 1 ACTIVIDADES NO PLANEADAS EN PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LOS PROCESOS DE PERFORACIÓN

## 1.1 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDA DEL POZO

### FRACTURAS

Las fracturas son discontinuidades en la formación causadas por exceso de presión dentro del wellbore, estas se pueden presentar en todas las formaciones pero son más comunes en formaciones más duras y consolidadas, así como alrededor de zonas falladas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales. Las formaciones más antiguas, profundas y duras tienden a estar más fracturadas que las superficiales, blandas y nuevas. Estas fracturas, a su vez se relacionan con problemas como<sup>1</sup>:

- **Pérdida de Circulación:**

La pérdida de circulación en formaciones normalmente presurizadas bajo el nivel del revestimiento de superficie puede ser ocasionada por fracturas naturales en formaciones con una presión subnormal de poro. Si a medida que avanza la perforación, no hay retorno de fluido o de cortes, es muy probable que se esté perdiendo en una zona fracturada invadiendo así la formación.

- **Derrumbes, Incremento en el volumen de cortes:**

Las partículas de una formación fracturada tienen la tendencia de caer al fondo del pozo, incrementando el volumen de cortes. El volumen y el tamaño de las partículas

---

<sup>1</sup> Hawker, David. Vogt, Karen and Robinson, Allan: Procedimientos y operaciones en el pozo, Manual Datalog, versión 3.0. 3 ed. P 130- 160.

que caen al pozo dependen del tamaño del hueco, inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura. En general pueden reconocerse porque son mayores que los cortes de perforación.

- **Rotación restringida, tubería en pega:**

Es uno de los problemas más comunes y graves en la industria, en donde puede variar desde un ligero aumento en los costos o un resultado considerablemente negativo como lo es la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Cuando el pozo se llena con un volumen excesivo de cortes, la rotación puede llegar a estar restringida o incluso imposible: la tubería se puede quedar pegada, impidiendo rotación y bloqueando la circulación. (Pack-off).

La relación de la fractura con la rotación restringida es conocida como un tipo pega mecánica clasificada en empaquetamiento de pozo.

- **Hueco Agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hueco:**

Este es un problema que afecta a formaciones fracturadas y no consolidadas que caen dentro del pozo y no cumplen la función de obturar alrededor de la columna de perforación.

Por lo tanto perforar a través de formaciones fracturadas e inestables invariablemente resulta en hueco de diámetro agrandado, lo cual causa velocidad anular reducida y requiere limpieza adicional de hueco que conlleva a la sobrecarga de los equipos de control de sólidos.

Para combatir este problema el lodo debe proporcionar un revoque de buena calidad que ayude a consolidar la formación de manera que la presión hidrostática pueda empujar en contra, y se pueda estabilizar la formación.

- **Ojos de llave, escalones (Ledges) y desviación:**

Los ojos de llave son formados cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una 'pata de perro'. La tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo. Cuanto más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y más marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápida el desarrollo de un asentamiento ojo de llave.

La pegadura en el ojo de llave ocurre cuando la tubería se atasca dentro de la estrecha ranura del ojo de llave al ser levantada. La pegadura en el ojo de llave ocurre solamente cuando se está moviendo la tubería. La tubería también puede ser pegada por presión diferencial después de pegarse en el ojo de llave. En general se puede liberar la tubería pegada en un ojo de llave golpeando hacia abajo, especialmente si la pegadura ocurrió durante el levantamiento de la tubería. Este es un tipo de pega mecánica clasificada como perturbación de la geometría del pozo.

- **Torque Errático:**

Los derrumbes fracturados que caen dentro del pozo actúan contra la rotación de la sarta de perforación, lo cual implica torque más alto y errático.

En casos extremos, la rotación puede detenerse completamente por el alto torque, presentándose el peligro de que la tubería se tuerza permanentemente (twist off) o se rompa.

## **SHALES**

- **Shales Reactivos**

Éstas son lutitas sensibles al agua, perforadas con insuficiente inhibición. Las lutitas absorben agua, se someten a esfuerzo y se desconchan dentro del pozo. La

perforación a través de lutita reactiva es indicada principalmente por aumentos de la viscosidad de embudo, del punto cedente, de los esfuerzos de gel, de la Prueba de Azul de Metileno (MBT) y posiblemente del peso del lodo. Esto se reflejará en los aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.

- **Shales Sobre presionados**

Los shales sobre-presionados tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren. Aunque hay varios mecanismos que pueden llevar a esto, en general es el resultado de una compactación y deshidratación incompletas cuando los fluidos son forzados a salir de la formación por efecto del sobre-carga a medida que los depósitos de shales se van sedimentando bajo nuevas capas.

Los Shales entonces retienen una gran cantidad de fluido de formación. El mayor volumen de fluido soportará parte del peso de la sobrecarga, normalmente soportado por la matriz de la roca, lo cual resulta en una mayor presión de poro. Si esta presión excede la presión hidrostática del lodo, el fluido tratará de escapar de dentro del shale, lo cual será impedido por la impermeabilidad del shale, haciendo que se fracture la roca en fragmentos derrumbados que caen dentro del pozo.

Los Shales derrumbados estarán llenando el fondo del pozo después de viajes y conexiones. Aparecen problemas de hueco apretado, debido a la presión ejercida por el shale y por los derrumbes que caen encima y alrededor de la sarta de perforación, lo cual ocasiona incremento en el torque sobre la rotación mientras se está perforando y se evidenciará una mayor sobre-tensión (over pull) para levantar la tubería para las maniobras y conexiones.

## **SECCIONES SALINAS**

Si se usa un lodo incorrecto para perforar secciones salinas (por ejemplo, lodo en agua dulce), la sal se disolverá en el lodo, lo cual resultará en secciones desgastadas donde se pueden acumular cortes y causar problemas de limpieza en el pozo. Por lo tanto siempre debe usarse un lodo saturado de sal o un lodo base aceite para perforar secciones salinas.

La sal puede ser muy plástica o movable (comportarse como un fluido) y hacer que se levante la presión contra la pared del pozo y contra la sarta de perforación, lo cual puede resultar en pegas y daños de tubería.

## **CAPAS DE CARBÓN**

Las capas de carbón generalmente están fracturadas. Como consecuencia, el derrumbamiento y sus problemas asociados se hallan presentes en estos casos. Los procedimientos para perforar una capa de carbón son los mismos que para perforar una formación fracturada. (Por ejemplo, mantenimiento de limpieza de hueco).

### **1.2 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN**

La pérdida de circulación, es decir la pérdida de fluido hacia la formación, es uno de los problemas más críticos que se pueden encontrar durante la perforación convencional.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la tasa de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> *Ibíd.*, P. 16.

- Una pérdida en la cabeza hidrostática puede hacer que entren al pozo fluidos provenientes de otras formaciones (reventón subterráneo).
- Daño a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés).
- El incremento en los costos por la pérdida de lodo el cual debe ser reemplazado con sus componentes.
- Otros problemas del pozo, como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada.
- Problemas asociados de perforación.

### **Causas**

Hay varias situaciones, de ocurrencia natural, o bien inducidas por la perforación que pueden llevar a una pérdida de circulación:

- Arenas superficiales frágiles e inconsolidadas.
- Formaciones cavernosas o fracturadas naturalmente.
- Yacimientos depletados o formaciones presionadas sub-normalmente, donde la densidad del lodo supera a la de formación.

También puede producirse de dos maneras básicas<sup>3</sup>; que son por invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas; y por fracturación es decir la pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas (Excesiva densidad del lodo, excesiva presión de circulación, presiones de surgencia o incrementos de presión al bajar tubería o al cerrar el pozo).

---

<sup>3</sup> Manual del Ingeniero de Petróleos: Perdida de circulación. 14 de Febrero 2001. Capítulo 14

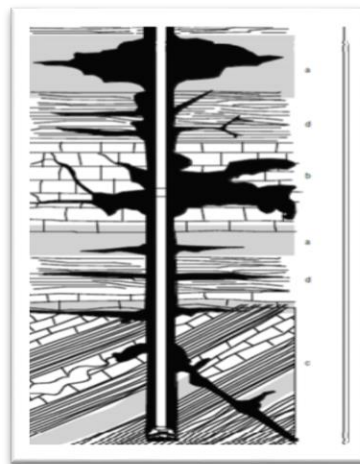
## INVASIÓN

En muchos casos, la pérdida de circulación no se puede evitar en las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas. Las formaciones agotadas de baja presión (generalmente arenas) son similares en lo que se refiere al potencial de pérdida de circulación.

- a) Las formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el lodo invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación. Esta alta permeabilidad está frecuentemente presente en las arenas y los lechos de grava poco profundos. Las formaciones que eran arrecifes y bancos de ostras también tienen tendencias similares. También es importante impedir la pérdida de lodo en los intervalos poco profundos, ya que esto puede producir el socavamiento de estas formaciones no consolidadas, formando una gran cavidad menos estable que podría derrumbarse fácilmente bajo la acción de la sobrecarga y del peso del equipo de perforación.
- b) Las formaciones agotadas (generalmente arenas) constituyen otra zona de pérdida potencial. La producción de formaciones que están ubicadas en el mismo campo, o que están muy próximas las unas de las otras, puede causar una presión de la formación por debajo de lo normal (agotada), debido a la extracción de los fluidos de la formación. En tal caso, los pesos de lodo requeridos para controlar las presiones de las otras formaciones expuestas pueden ser demasiado altos para la formación agotada, forzando el lodo a invadir la formación agotada de baja presión.
- c) Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. En la caliza, las fisuras son creadas por el flujo continuo anterior de agua que disolvió parte de la matriz de la roca (lixiviación), creando un espacio vacío que

suele llenarse ulteriormente de aceite. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y se suele sufrir una pérdida rápida de lodo. El volumen y la persistencia de este tipo de pérdida depende del grado de interconexión entre las fisuras. Fisuras y cavernas similares pueden aparecer durante el enfriamiento del magma o ceniza volcánica.

**Figura 1.** Secciones de pérdida de circulación



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos – Perforación y Lodos, Capítulo 14

- d) La pérdida de lodo también puede ocurrir hacia las fisuras o fracturas de los pozos donde no hay ninguna formación de grano grueso permeable o cavernosa. Estas fisuras o fracturas pueden ocurrir naturalmente o ser generadas o ampliadas por presiones hidráulicas. En muchos casos hay fracturas naturales que pueden ser impermeables bajo las condiciones de presión

balanceada. Las pérdidas también pueden producirse en los límites no sellados de las fallas.

## **Fracturación**

La fracturación hidráulica comienza y la pérdida de circulación ocurre cuando se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. Una vez que una fractura ha sido creada o abierta por una presión, puede que sea difícil repararla (“cerrarla”) y es posible que no se pueda restablecer la integridad original de la formación. La pérdida de circulación puede persistir, aunque la presión sea reducida más tarde. Ésta es una de las razones por las cuales es mejor pre tratar e impedir la pérdida de circulación que permitir que ocurra. La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida suele ser causada por una de dos situaciones:

a) Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia. Si se coloca la tubería de revestimiento encima de la zona de transición, pasando de presiones normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el lodo más pesado (requerido para balancear las presiones crecientes) inducirá frecuentemente la fracturación en el asiento débil de la zapata. Las pérdidas causadas por la fracturación ocurren generalmente cerca del asiento de la zapata anterior, y no a la profundidad de la barrena, aunque la tubería de revestimiento haya sido colocada correctamente.

b) Las presiones de fondo excesivas resultan de muchas condiciones, incluyendo:

### **I. Fuerzas mecánicas.**

a) Hidráulica inapropiada. Caudales y velocidades de bombeo excesivos, causando altas presiones de Densidad Equivalente de Circulación (ECD).

b) Prácticas de perforación.

1) Aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y los viajes. Esto puede ser extremadamente importante para tratar los fluidos base aceite. Si no se aumenta lentamente

la velocidad de las bombas, las presiones de circulación impuestas sobre la formación pueden ser mucho más altas, ya que los lodos base aceite tienen tendencia a diluirse a las temperaturas más altas generadas durante la circulación, y a espesarse a las temperaturas más bajas producidas durante los viajes. No es raro que las presiones de circulación disminuyan en más de 100 psi mientras que el lodo se calienta hasta lograr la temperatura de circulación.

2) Subir o bajar la tubería demasiado rápido (suaveo / pisoneo).

- c) Atravesar sin perforar puentes.
- d) La Velocidad de Penetración (ROP) excesiva para un caudal determinado resultará en una alta concentración de recortes en el fluido anular, causando una alta ECD.
- e) Golpeteo de la tubería.

## **II. Condiciones del pozo.**

- a) Desprendimiento de la lutita o aumento de la carga de sólidos en el espacio anular y alta densidad equivalente de circulación.
- b) Acumulación de recortes en una porción derrumbada del pozo o en el lodo.
- c) Camas de recortes o asentamiento de barita en la parte inferior de un pozo direccional, o posible caída.
- d) Puentes.
- e) Amagos (surgencias imprevistas de presión) y procedimientos de control de pozo.

## **III. Propiedades del lodo.**

- a) Viscosidades y esfuerzos de gel excesivos.
- b) Acumulación de sólidos perforados
- c) Revoques gruesos que reducen el diámetro hidráulico del pozo.
- d) Densidad excesiva del lodo o aumento demasiado rápido de la densidad del lodo.

- e) Columnas de lodo desbalanceadas.
- f) Asentamiento de barita.

### **1.3 PATADAS Y REVENTONES (KICKS Y BLOWOUTS)**

Una patada (kick)<sup>4</sup> de pozo es un influjo de formación dentro del pozo que puede ser controlado en superficie. Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática.
- Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor.
- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro.
- Un reventón (blowout) sucede cuando no se puede controlar en superficie el flujo de fluidos de formación.
- Un reventón subterráneo ocurre cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones. En otras palabras, una formación está pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación.

#### **Causas**

Una patada se puede presentar, por:

- No mantener el hueco lleno cuando se esté sacando tubería.  
Cuando se saca tubería fuera del pozo, se debe bombear lodo dentro del pozo para reemplazar el acero que se ha sacado, de otra manera el nivel de lodo dentro del pozo descenderá llevando a una reducción de la cabeza hidrostática. Mantener el pozo lleno es sumamente crítico especialmente cuando se sacan los drillcollars, debido a su gran volumen de acero.

---

<sup>4</sup> Ibíd., P. 16.

- Reducir la presión anular por suaveo. (Swabbing). Las fuerzas friccionales que ocurren como consecuencia del movimiento del lodo, reducen la presión anular. Esto es más crítico al principio del viaje cuando este está bien balanceado, pero las presiones de suaveo son mayores.
- Pérdida de circulación. Si se pierde fluido de perforación hacia la formación, esto puede llevar a una caída del nivel de lodo y deducir la presión hidrostática.
- Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas. Si se permite que entre mucho gas en el espacio anular, especialmente cuando suba y se esté expandiendo, esto causará una reducción en la presión anular.
- Formaciones sub-presionadas. Pueden estar sujetas a fractura y pérdida de circulación, lo cual puede resultar en la pérdida de cabeza hidrostática en el anular.
- Formaciones sobre-presionadas. Obviamente, si una presión de formación supera la presión anular, puede haber una patada de pozo.

#### **1.4 PEGA DE TUBERÍA**

El término hueco apretado se aplica en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve restringido por eventos o fuerzas en el hueco. En general se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería. Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado.

##### **Causas**

En general, la tubería se pega *mecánicamente o por presión diferencial*<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

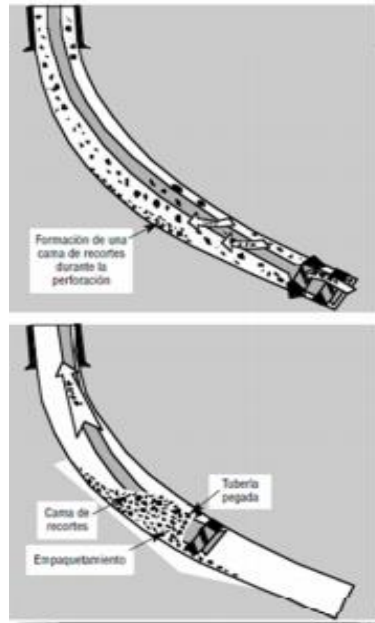
### ➤ **Pega Mecánica**

Es causada por una obstrucción o restricción física. Ocurre generalmente durante el movimiento de la columna de perforación. También es indicada por la circulación bloqueada. Sin embargo, ocasionalmente se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está pegada mecánicamente.

La pega mecánica de la tubería puede ser clasificada en dos categorías principales:

1. Empaquetamiento del pozo y puentes. Son causados por:
  - Recortes depositados
  - Inestabilidad de la lutita
  - Formaciones no consolidadas
  - Cemento o basura en el pozo
2. Perturbaciones de la geometría del pozo
  - Ojos de llave
  - Pozo por debajo del calibre
  - Conjunto de perforación rígido
  - Formaciones móviles
  - Bordes y patas de perro
  - Roturas de la tubería de revestimiento

**Figura 2.** Recortes depositados.



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

### ✓ **Empaquetamiento y Puenteo**

Si los recortes no son retirados del pozo, se acumulan en éste ocasionando que partículas pequeñas de formación caigan dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Esto ocurre generalmente alrededor de drillcollars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores, donde las velocidades anulares son más bajas. De esta forma el anular resulta empaquetado, pegando la tubería.

El término *puenteo* (bridge) en general se reserva para material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

En los pozos desviados, los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y pueden caer dentro del pozo, causando el empaquetamiento.

Las causas de la remoción inadecuada de los recortes del pozo son:

- Perforación a Velocidades de Penetración (ROP) excesivas para una velocidad de circulación determinada. Esto genera más recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular.
- Hidráulica anular inadecuada.
- Falta de suspensión y transporte de los recortes hacia la superficie con una reología de lodo adecuada.
- Trayectorias de pozo muy desviadas. Los pozos de alto ángulo son más difíciles de limpiar, ya que los sólidos perforados tienden a caer en la parte baja del pozo. Esto resulta en la formación de camas de recortes que son difíciles de eliminar.
- Desprendimiento y obturación de la formación alrededor de la columna de perforación.

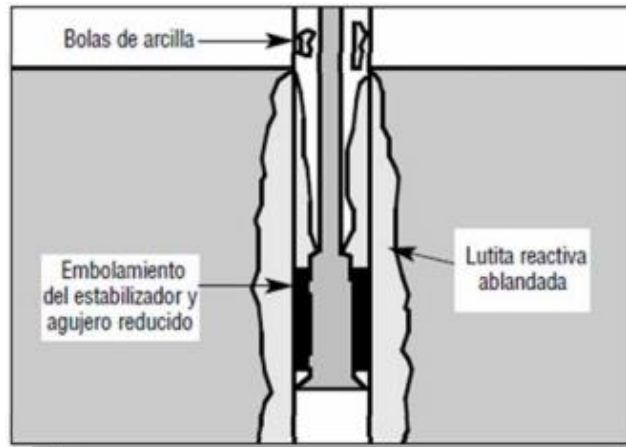
✓ ***Inestabilidad de la lutita***

Las Lutitas inestables pueden causar la obturación y pegadura cuando caen dentro del pozo. Pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- **Lutitas reactivas**

El hinchamiento (absorción de filtrado) es una tendencia típica de shales superficiales y recientes. A medida que se hinchan los shales, estos se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo (es decir con el colapso parcial o total de las paredes del pozo) y causa situaciones de hueco apretado, con arrastre incrementado al hacer conexiones, con pegas de tubería y la formación de escalones (ledges).

**Figura 3.** Formación Reactiva (Según Shell UK).



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

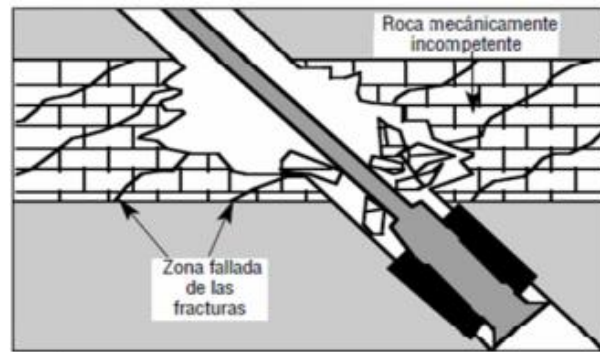
- **Lutitas presurizadas**

Estas Lutitas están presurizadas y sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores, incluyendo el peso de la sobrecarga, los esfuerzos in-situ, el ángulo de los planos de estratificación y los esfuerzos tectónicos. Cuando son perforadas con un peso de lodo insuficiente, estas lutitas se desprenden dentro del pozo.

- **Formaciones fracturadas y falladas**

Éstas son formaciones frágiles que son mecánicamente incompetentes. Son especialmente inestables cuando los planos de estratificación se inclinan hacia abajo con altos ángulos. Se encontrarán grandes cantidades de lutita astillosa o blocosa cuando las Lutitas presurizadas son perforadas con un desbalance de presiones o cuando las formaciones fracturadas se desprenden. La presión de bombeo, el torque y el arrastre aumentarán cuando el pozo está sobrecargado de lutita derrumbada.

**Figura 4.** Formaciones fracturadas y falladas (Según Shell UK).

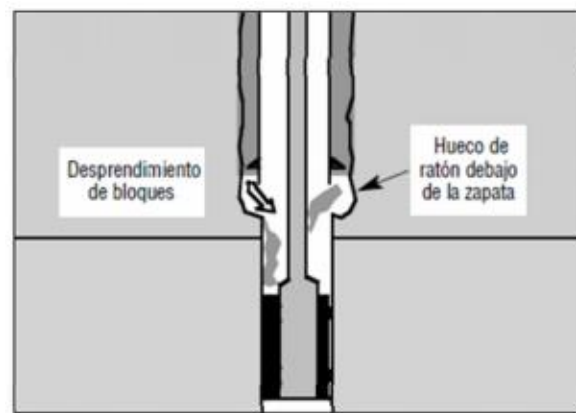


**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

✓ **Formaciones no consolidadas**

Este problema afecta las formaciones que no pueden ser soportadas por el sobre balance hidrostático solo. Por ejemplo, la arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obturan alrededor de la columna de perforación.

**Figura 5.** Bloques de cemento (según Shell UK).



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001.

Capítulo 15.

✓ ***Cemento o basura en el pozo***

Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la columna de perforación. Esto puede ocurrir cuando el cemento pierde su estabilidad alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento o ser causado por tapones de pozo abierto y tapones de desvío.

Otro tipo de obturación con el cemento puede ocurrir cuando se intenta establecer la circulación con el BHA sumergido en cemento blando. La presión de bombeo puede causar el fraguado “instantáneo” del cemento y pegar la columna de perforación.

Basura metálica puede caer del piso del equipo de perforación o de la rotura del equipo de fondo o de trozos de materiales tubulares y equipos desbastados.

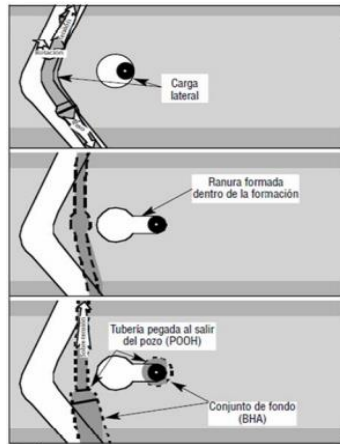
✓ ***Geometría del pozo***

Otra categoría de pegadura mecánica de la tubería está relacionada con la geometría del pozo. El diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la geometría y rigidez del BHA no permitirán el paso de la columna de perforación. En general, cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, más alto será el riesgo de pegadura mecánica de la tubería. Los pozos en forma de “S” son aún peores y aumentan el riesgo de pegadura de la tubería debido a los aumentos de fricción y arrastre.

✓ ***Asentamientos ojo de llave***

Los ojos de llave se forman cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro. La tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo. Cuanto más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y más marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápida el desarrollo de un asentamiento ojo de llave.

**Figura 6.** Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE).



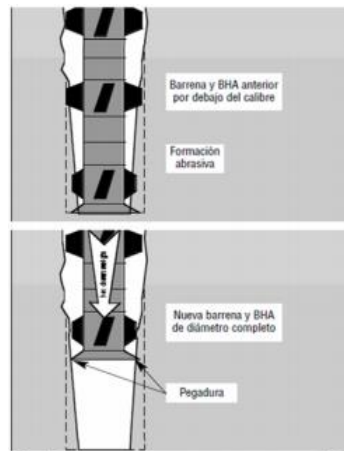
**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

✓ **Pozo por debajo del calibre.**

Las secciones abrasivas del pozo no sólo desafilan las barrenas, sino que también reducen el calibre del pozo y los estabilizadores. Una corrida de la barrena demasiado profunda dentro de las formaciones abrasivas resulta en un pozo por

debajo del calibre. La introducción de un conjunto de diámetro completo dentro de un pozo. Por debajo del calibre puede atascar y pegar la columna de perforación.

**Figura 7.** Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE).

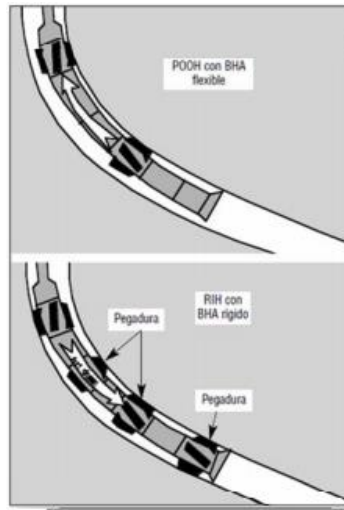


**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

✓ **Conjunto rígido.**

Los pozos perforados con un BHA flexible parecen estar rectos cuando se saca la tubería, pero si se mete un BHA más rígido, el pozo recién perforado actuará como si fuera por debajo del calibre. Los conjuntos flexibles pueden “serpentear” alrededor de patas de perro que constituyen obstrucciones para los conjuntos rígidos. Los BHA rígidos no pueden adaptarse a los grandes cambios de ángulo/dirección del pozo y pueden atascarse.

**Figura 8.** Conjunto rígido (según Amoco TRUE).



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

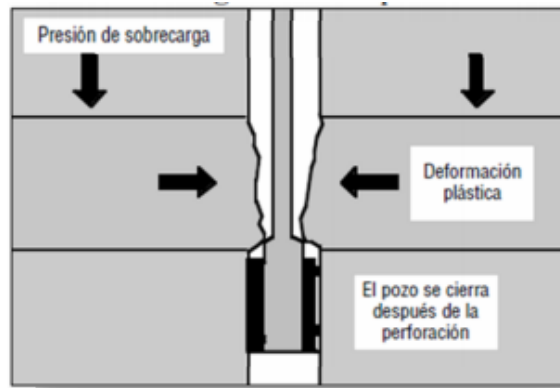
✓ **Formación móvil**

El peso de la sobrecarga o los esfuerzos tectónicos pueden apretar la sal plástica o la lutita blanda dentro del pozo, causando la pegadura o el atascamiento del BHA en el pozo por debajo del calibre. La magnitud de los esfuerzos – y por lo tanto la velocidad de movimiento – varía de una región a otra, pero es generalmente más grande para las formaciones ubicadas por debajo de 6.500 pies (2.000 m) y para las formaciones de sal con temperaturas mayores que 250°F (121°C).

Éstos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos (por ej.: hidráulica excesiva, falta de inhibición), mientras que las rocas duras mantienen su calibre. Esta situación es agravada por formaciones buzantes y cambios frecuentes del ángulo y de la dirección. Las aletas del estabilizador pueden

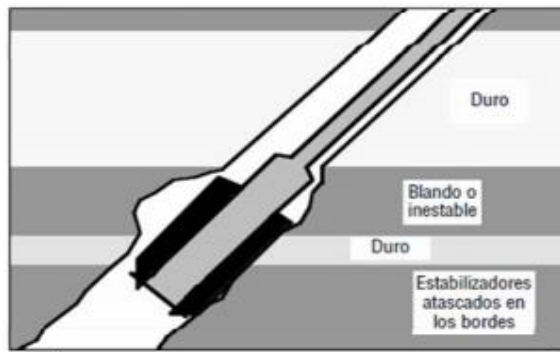
atascarse por debajo de los bordes durante el retiro o levantamiento de las conexiones.

**Figura 9.** Formación móvil.



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

**Figura 10.** Bordes (según Shell UK).



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

Éstos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos (por ej.: hidráulica excesiva, falta de inhibición), mientras que las rocas duras mantienen su calibre. Esta situación es agravada por formaciones buzantes y cambios frecuentes del ángulo y de la dirección. Las aletas del estabilizador pueden atascarse por debajo de los bordes durante el retiro o levantamiento de las conexiones.

✓ ***Roturas de la tubería de revestimiento***

Las roturas relacionadas con la tubería de revestimiento pueden causar la pegadura de la columna de perforación. La tubería de revestimiento puede colapsar cuando las presiones externas exceden la resistencia de la tubería de revestimiento. Esta situación suele ocurrir frente a las formaciones plásticas. Las formaciones de sal se vuelven cada vez más plásticas a medida que la presión y la temperatura aumentan, y están generalmente relacionadas con el colapso de la tubería de revestimiento. Si la tubería de revestimiento no está cementada correctamente, la junta o las juntas inferiores pueden ser desenroscadas por la rotación de la columna de perforación. Si esto ocurre, la tubería de revestimiento ubicada por debajo de la conexión desenroscada puede colapsar y volcarse a un ángulo en el pozo, enganchando la tubería de perforación.

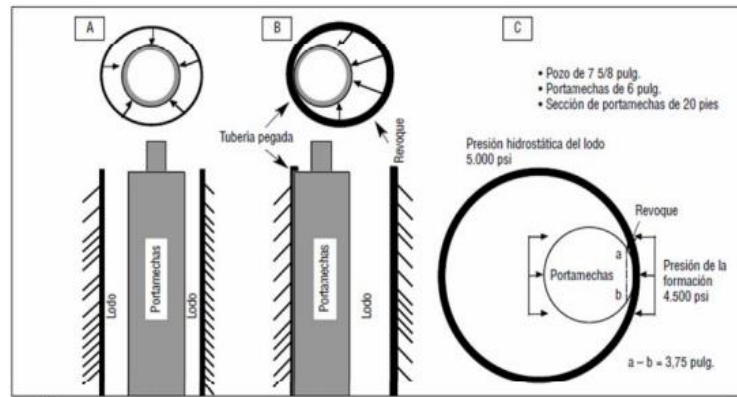
➤ **Pega de Tubería por Presión Diferencial**

Se define como la pegadura de la tubería causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobre balanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. Muchos casos de pega de tubería pueden ser atribuidos a la pegadura por presión diferencial, la cual también puede ser llamada “pegadura de la pared”.

Dos condiciones deben existir para que la pegadura por presión diferencial ocurra:

1. La presión hidrostática del lodo debe exceder la presión de la formación adyacente.
2. Una formación permeable porosa debe existir

**Figura 11.** Mecanismo de la pegadura por presión diferencial.



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

### ➤ Situaciones Comunes de Pega de Tubería

En general, la tubería pegada puede ser liberada. Sin embargo, es crítico que se determine antes por qué la tubería está pegada.

Algunas de las situaciones más comunes de pega de tubería, además de los métodos más comunes para liberarla, están descritas a continuación:

1. La tubería se pega al ser introducida en el pozo, antes de que la barrena llegue a la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.
  - Si es posible circular, es probable que la tubería de revestimiento se haya caído.

- Si no es posible circular y el lodo está contaminado con cemento o contiene una alta concentración de cal, es probable que la tubería esté pegada en el cemento o lodo contaminado.
2. La tubería se pega al ser introducida en el pozo (movimiento de la tubería) con la barrena y el BHA por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. Es imposible hacer girar la tubería.
- Si la tubería está pegada antes del fondo, y el BHA se ha alargado o atiesado, es probable que la columna de perforación esté acuñada en una pata de perro. La circulación debería ser posible, pero limitada.
  - Si la tubería está pegada cerca del fondo, puede que esté atascada dentro de un pozo por debajo del calibre o una pata de perro. La circulación debería ser posible, pero limitada.
  - Si no es posible circular, la tubería está pegada en relleno, o si el lodo está contaminado con cemento, es probable que el lodo o cemento se haya endurecido.
3. Si la tubería se pega mientras se hace una conexión o se realiza un registro.
- Si se puede hacer girar la tubería con una circulación limitada, esto indica la presencia de rocas, bloques de cemento o basura en el pozo.
  - Si no se puede hacer girar la tubería con una circulación total, es probable que la tubería esté pegada por presión diferencial.
4. La tubería se pega al circular el lodo para matar el pozo durante una operación de control de pozo, mientras que la tubería no se movía ni giraba. Es probable que la tubería esté pegada por presión diferencial.
5. La tubería se pega mientras está siendo levantada o introducida en el pozo, y aún es posible circular, hacer girar o mover la tubería de manera limitada. Es probable que haya basura en el pozo.

6. La tubería se pega de repente al ser levantada del pozo durante un viaje y no puede ser desplazada hacia arriba o hacia abajo, con la circulación total, y puede generalmente ser girada. Es probable que esté asentada en un ojo de llave.

## 1.5 VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

Está ampliamente aceptado que las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo pueden ocasionar desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca. Recientemente este concepto ha sido extendido para que abarque la relación entre ciertos tipos de vibración y ciertos tipos específicos de falla en equipo de fondo<sup>6</sup>.

La detección de la vibración ha demostrado que esta está siempre presente hasta cierto punto, pero puede ser especialmente dañina en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo) y esta es una de las causas principales de falla en la broca y la sarta de perforación.

Se reconocen tres tipos principales de vibración en la sarta de perforación:

- **Vibración Torsional:** Rotación variable en la tubería, torque y RPM.
- **Vibración Axial:** Hacia arriba y hacia abajo, rebotes de la broca.
- **Vibración Lateral:** Rotación descentrada, vibración lado a lado.

### ***Vibración Torsional***

La vibración torsional ocurre cuando se disminuye o se detiene la rotación en el fondo a causa de que la fricción de resistencia supera el torque aplicado. El efecto principal, según puede verse en superficie, es una variación opuesta de las lecturas del torque y la rotación; en otras palabras, alto torque = baja rotación, bajo Torque

---

<sup>6</sup> *Ibíd.*, P. 16.

= alta rotación. El significado de esta interrelación es el alternamiento de aceleración y deceleración del BHA y de la broca, con el torcimiento de la sección más flexible de la tubería de perforación.

La forma más severa de esta clase de vibración produce un efecto de “stick slip” en el BHA y en la broca. Esto significa que la broca se detiene completamente hasta que la fuerza de torsión suministrada en superficie se acumula en la sarta de perforación supera la resistencia y la fricción y puede hacer que giren la broca y el BHA. La broca gira entonces a una velocidad muy superior a la que puede verse en superficie antes de volver a girar a la velocidad normal a medida que se disipa la energía acumulada en la sarta.

Entre los problemas se destacan los siguientes:

- Daño o falla por fatiga de los elementos de corte de la broca debido a la carga variable sobre los cortadores y a las RPM variables.
- Rata de penetración reducida.
- Fatiga en las conexiones y falla prematura en la sarta, en el BHA y en las herramientas de fondo.
- Escapes y falla por cizallamiento en la tubería.
- Viajes de pesca y el reemplazo de partes de la sarta.
- Este efecto se genera fácilmente con brocas PDC, debido a que no tienen partes móviles (conos ni rodamientos).
- Incremento en costos.

### ***Vibración Axial***

La vibración axial aparece durante la perforación en dos formas:

- Vibración Vertical cuando la broca está en contacto con la formación.

- Rebotes de la broca contra el fondo del pozo.

Así como las vibraciones torsionales, las vibraciones axiales se presentan durante todas las fases de la perforación. La fase de vibración axial en la sarta se produce por el impacto inicial de la broca con la formación en el fondo. La amplitud de estas vibraciones iniciales generalmente desciende hasta un valor mínimo constante a no ser que sea interrumpido por rebote de la broca o alguna otra vibración. El rebote inicial de la broca se inicia al llegar al fondo con una velocidad excesiva. Esta amplitud puede ser reducida simplemente bajando la sarta a una velocidad menor.

También puede ocurrir a consecuencia de un cambio en litología (lo cual puede elevar el impulso sobre la broca), o por un desgaste excesivo o desigual sobre la broca, o por vibración torsional y lateral.

Entre los problemas están:

- Brocas que fallan o se desgastan rápidamente, fallas mecánicas en el BHA.
- Reducción en ROP
- Se inducen otros modos de vibración por impacto.

### ***Vibración Lateral***

La rotación teórica de una sarta de perforación perfecta en un hueco vertical se conoce como movimiento simétrico axial, es decir movimiento simétrico alrededor de un eje.

La vibración lateral es contraria a esto y está definida como una rotación no central de la broca y / o el BHA, causando impactos laterales contra la pared del pozo. La rotación de la sarta genera y mantiene este movimiento.

La excentricidad resultante causa un desbalance dinámico el cual genera a su vez vibración torsional, axial y lateral. Puede tomar tres formas, cada una más severa que la anterior:

Entre los problemas ocasionados están:

- ROP Reducida.
- Desgaste prematuro de la broca.
- Desgaste desigual en la sarta y en los estabilizadores – Además del metal erosionado que cae dentro del pozo debido al impacto contra la pared del pozo y contra el revestimiento.
- Fisuras y fallas en el BHA.
- Aumento del diámetro del pozo, inestabilidad del hueco, daños al revestimiento.
- Impactos laterales que inducen otras vibraciones.

## **1.6 TRABAJOS DE PESCA**

"Pescar" es el término común usado en la industria petrolera, para designar la actividad de recuperar objetos o herramientas atascadas o innecesarias, denominadas "pescado", del pozo. Muchas veces los problemas de pesca son tan graves, que es mejor técnica y económicamente abandonar la parte afectada del hueco y proceder a desviar el pozo.

Hay muchas causas que contribuyen a originar trabajos de pesca, pero la predominante es el "error humano", por imprevisión, negligencia o desconocimiento de los eventos que pueden ocasionar problemas.

Una pesca se origina cuando:

- Se queda en el pozo parte de la sarta de perforación.
- Se queda en el pozo parte de un componente de la sarta de perforación (cono de la broca, aleta de estabilizador, etc.).
- Se cae al pozo un elemento que impida continuar con la perforación.

## **2 PROCEDIMIENTOS PARA CONTROLAR ACTIVIDADES NO PLANEADAS**

### **2.1 SURGENCIAS O INFLUJOS**

Cuando llega el momento de cerrar un pozo, la decisión correcta debe ser tomada con rapidez y firmeza, puede no haber tiempo para una segunda opinión. El pozo va ganado impulso mientras el personal está tratando de decidir la acción a tomar.

Ante la duda, cierre el pozo. El costo de cerrar un pozo comparado con el potencial de la pérdida de recursos, equipos y vidas humanas es insignificante.

Una vez que se ha tomado la decisión de cerrar el pozo, se debe hacerlo rápidamente y de acuerdo con los procedimientos. Se han perdido pozos por no tener procedimientos de cierre o por no aplicar los procedimientos, lo que pueden conducir a indecisiones y cursos de acción equivocados<sup>7</sup>.

Los procedimientos para el cierre del pozo deben ser establecidos, conocidos y ejecutados. Las dotaciones sin experiencia deben ser entrenadas en relación con los procedimientos de cierre de un pozo. Una vez entrenados, deben realizar prácticas hasta conseguir la máxima habilidad. La dotación debe ser rotada entre los diferentes tipos de trabajos, de tal manera que queden familiarizados con las distintas responsabilidades de cada función. No siempre están presentes todos los miembros, por lo que todos deben conocer los procedimientos de cierre del pozo durante un control. Se deben realizar simulacros semanalmente, a menos que los reglamentos dictaminen de otra forma, para asegurarse que todos están familiarizados y tener la habilidad suficiente en su labor.

Las técnicas de detección están todas sujetas a interpretaciones o medidas equivocadas. Con estas limitaciones, las técnicas de predicción aun valen la pena,

---

<sup>7</sup> Manual Well Control School: Teoría de las Surgencias. 2003. Capítulo 4

porque la mejor manera de matar una surgencia es evitarla. Las técnicas de predicción son confiables y si se aplican todos los métodos inteligentemente, las probabilidades de que algunos indicadores serán obvios y grandes.

Para evitar una surgencia en un pozo, la densidad del fluido debe estar lo suficientemente alta como para dominar las presiones de formación sin perder circulación o disminuir la velocidad de penetración. La predicción de altas presiones encontradas al perforarse puede medirse de tres formas. Pueden ser utilizadas evidencias geológicas o sísmicas para predecirlas antes de comenzar la perforación del pozo. Aumentar o bajar las presiones afectan la perforación, y los cambios en las condiciones de perforación pueden alertar al perforador que la columna ejercida por el fluido es pobre. Las técnicas de los registros de control geológico pueden alertar sobre el crecimiento de la presión y pueden ser utilizadas para monitorear las presiones de formación. Finalmente, se pueden interpretar los registros MWD y los perfiles eléctricos para determinar las presiones de formación.

Lo más importante a recordar es que las surgencias pueden ocurrir en cualquier momento. Las surgencias y los reventones han ocurrido durante todas las operaciones. Mientras unas regiones tienen un factor de riesgo bajo comparado con otras, así mismo siguen teniendo riesgo.

La prevención de las surgencias requiere planeamiento. Establecer los procedimientos para cerrar el pozo y desarrollar planes de contingencia en el caso de que algo no funcione bien. ¿Qué es lo que uno espera?, a lo que uno se anticipa y para lo que uno está preparado nos sirve para evitar problemas. Aquello que no se espera, no se anticipa y para lo que no está preparado puede causar la pérdida de vidas, equipos y de propiedad.

## **2.2 ASPECTOS PARA DETERMINAR Y PROCEDER ANTE UNA SURGENCIA**

**Cambios en la velocidad de penetración:** Un cambio abrupto en la velocidad de penetración generalmente indica un cambio de formación a menudo encontrada cuando se perfora. El término quiebre de la penetración ha sido utilizado cuando la velocidad de penetración aumenta indicando la presencia de una formación de baja densidad.

Cuando se encuentra un quiebre en la penetración se realiza la prueba de flujo, aunque con las brocas nuevas de la actualidad (PDC/TSP, policristales de diamante), cuando se penetra en las formaciones de baja densidad se puede experimentar una baja o decrecimiento de la velocidad de penetración en donde los perforadores no hacen las pruebas de flujo únicamente cuando hay un crecimiento en la velocidad de penetración sino también cuando hay un quiebre reverso de la penetración.

**Aumento del caudal de retorno:** Cuando la bomba está funcionando a una velocidad, desplaza una cantidad fija de fluido dentro del pozo a cada minuto. Como la razón del caudal de inyección de fluido inyectado al pozo es constante, el caudal del fluido de retorno debe también ser constante. La tasa o razón de flujo en superficie es medida. La formación podría estar alimentando el pozo si se observa un aumento en el caudal de retorno (más cantidad de fluido saliendo que el que se está bombeando) mientras la velocidad de la bomba no ha cambiado.

Indicaciones falsas de aumento del caudal de retorno pueden suceder si pedazos grandes de formación se juntan en la paleta del sensor de flujo en la línea de retorno. Indiferentemente la prueba de flujo debe ser hecha hasta que se compruebe que el pozo no está fluyendo.

**Aumento en el volumen de tanques:** El fluido de formación que entra en el pozo desplazará o hará surgir fluido fuera del pozo, resultando en un aumento de volumen

en los tanques. El aumento del volumen en tanques advertirá a los equipos y al personal, que ha ocurrido una surgencia. Todos los tanques del sistema de circulación deben ser medidos y marcados de tal manera que se pueda advertir rápidamente que hay un aumento de volumen.

**Flujo con bomba detenida:** La prueba de flujo se realiza parando la rotación, levantando la columna hasta tener la última unión a la vista, deteniendo la bomba y verificando si hay flujo a través del anular hasta que se detenga el impulso de la circulación. Si el flujo persiste después del tiempo usual del impulso de la circulación, entonces se debe asumir que la formación está en surgencia y el pozo debe ser cerrado.

**Cambio de la presión/velocidad de la bomba:** Un influjo de fluido de formación generalmente provocará un descenso de la densidad de la columna de fluido. En el momento que esto ocurre, la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido disminuye, el lodo en la columna de perforación tratará de igualar su hidrostático por efecto de tubo en U con el anular. Cuando esto suceda, la presión de la bomba bajará y se notará que su velocidad aumentó. Este efecto será ayudado por la expansión del gas hacia arriba, que levantará algo de fluido reduciendo luego la presión total de la columna de fluido.

Esta misma caída en la presión de la bomba y aumento en la velocidad de la bomba es también característico al bombear un colchón pesado o, cuando hay un agujero en la columna, comúnmente llamado de lavado. En cualquiera de los dos casos, es necesario realizar una prueba de flujo para asegurarse si se trata de una surgencia en progreso.

**Muestras de gas/petróleo circulando:** En muchas áreas y actividades, se requiere de detectores de gas para monitorear el fluido que retorna del pozo y como ayuda para la detección de la tendencia de las presiones anormales.

Cuando se detecta un aumento de gas y petróleo podrían estar alimentando el pozo debido a la presión insuficiente impuesta. Aun cuando es verdad que el lodo cortado por gas rara vez inicia una surgencia, si el aumento fuera severo o lo suficientemente superficial, puede causar una caída posterior de la columna hidrostática. Cuanto más gas entra al pozo y se expande, la presión hidrostática continuará cayendo hasta que el pozo entre en surgencia.

Es inteligente circular a través del estrangulador para alejar en forma segura el gas o petróleo lejos del área de trabajo. Además de los medios mecánicos para observar el retorno, en el equipo se puede utilizar una persona en la zaranda. La persona en la zaranda debe ser capaz de observar el lodo y determinar si está cortado por gas, o si hay rastros de petróleo de la formación en el fluido de retorno.

**Llenado impropio en las maniobras:** Cuando se extraen tubos del pozo, debe ser el momento de mayor riesgo en el equipo y una de las causas de surgencia más comunes. Los factores que contribuyen que así sea son: las pérdidas de presión por circulación, efecto de pistoneo al extraer los tubos, llenado impropio que reduce la columna hidrostática.

Comúnmente los reglamentos requieren el uso de medios mecánicos para medir con exactitud el volumen a llenar el pozo en las maniobras. También, la cantidad de fluido que toma para llenar el pozo para longitudes específicas (por ejemplo: cinco tiros de tubos de perforación) o tanto tubos llenos como tubos vacíos así como la longitud de tubos que se puede extraer antes de alcanzar una reducción en presión hidrostática.

**La columna no sale seca:** Cuando se hace una maniobra de sacada, es posible que el fluido de formación entre en el pozo a un caudal lo suficientemente grande para evitar que el fluido que está dentro de los tubos pueda caer. También, cuando se inicia el flujo podría ser más fácil para el fluido entrar en la columna, cuando se

sacan herramientas de gran diámetro y empaques, que fluir alrededor de ellos. Si la columna fuese extraída seca primero, después comienza a salir llena, la maniobra debe ser suspendida. Una válvula de seguridad de apertura plena debe ser instalada en la columna y las condiciones deben ser evaluadas.

**Surgencia con la columna fuera del pozo:** Las surgencias ocurridas cuando se tiene la columna fuera del pozo, generalmente comienzan durante la maniobra de extracción pero que no fueron notadas.

El indicador de una surgencia cuando la columna está fuera del pozo, es flujo. Una buena práctica cuando se está con la columna fuera del pozo es cerrar las esclusas ciegas y monitorear las presiones en el estrangulador. Al cerrar las esclusas ciegas también se previene que caigan objetos dentro del pozo y prevendrá también que haya flujo si el estrangulador está cerrado. Si el estrangulador está cerrado, es una buena idea tener una alarma de presión sensitiva para monitorear el aumento de presión en el sistema de cierre. Si el estrangulador se deja abierto, se debe observar si hay flujo a través del múltiple del estrangulador. La alarma de volumen de los tanques debe ser regulada en su valor mínimo. Independientemente del procedimiento, nunca se debe abrir la BOP hasta no estar seguros que el área haya sido ventilada hasta quedar segura.

**Desplazamiento – maniobra de bajada:** Cuando se baja tubería dentro del pozo, se debe desplazar del pozo un volumen de fluido igual al desplazamiento de la tubería, si es que no se está utilizando un collar flotador. Si la columna se baja muy rápido, el fluido puede ser forzado hacia la formación debajo de la columna debido a la presión de compresión. Esto puede traer como resultado el descenso de la columna de fluido resultando en una reducción de la presión hidrostática. Si esta reducción trae como consecuencia que la presión hidrostática ejercida por el fluido sea menor que la presión de formación, el pozo comenzará a fluir. El pozo debe ser monitoreado continuamente.

**Cambio en el peso de la columna:** El fluido dentro del pozo provee un medio de flotación. Cuanto más pesado el fluido (o mayor su densidad), mayor la flotación que el fluido le proporcionará a la columna de tubos.

Si se observa un aumento en el peso de la columna, este aumento podría ser debido a un influjo de fluido de formación que ha disminuido la densidad del fluido alrededor de los tubos. A medida que la densidad del fluido disminuye, su capacidad de proveer de flotación se reduce, resultando en un incremento en el peso que se notará en superficie.

Si se produce una disminución en el peso de la columna, la disminución podría ser por el efecto de los fluidos de formación empujando hacia arriba a la columna. El pozo deberá ser cerrado sin demora y evaluados los procedimientos de control del pozo.

**Surgencia mientras se perfila con unidades de cable:** Las surgencias de pozos que ocurren mientras se perfila y durante las operaciones con unidades a cable son el resultado de:

La acción de pistoneo de las herramientas que están siendo extraídas en las secciones hinchadas del pozo.

El efecto de pistoneo de las herramientas que son extraídas con mucha velocidad.

Descuido al no mantener el pozo lleno durante tales actividades.

La mayor preocupación es que se haya dejado crecer la surgencia. Podría llegar a ser muy grande antes de que alguien se dé cuenta o que tome la decisión de cerrar el pozo. Siempre monitorear el pozo y mantenerlo lleno.

Debe considerarse siempre la posibilidad de utilizar un lubricador para cable. Un lubricador lo suficientemente largo para abarcar todas las herramientas que han

sido bajadas con el cable, permitirá que este conjunto sea sacado del pozo en caso de una surgencia, sin tener que cortar el cable para cerrar el pozo.

**Surgencia mientras se cementa:** Las surgencias que ocurren mientras se cementa el casing son el resultado de la disminución de la presión de la columna de fluido durante la operación. Esta reducción de la presión de la columna de lodo, puede ser el resultado de mezclas de cemento de baja densidad, pérdidas de circulación, espaciadores o colchones con densidad inadecuada, o el mecanismo del fraguado del cemento.

Una complicación es que una vez que el tapón superior se ha asentado, los procedimientos de desarmado del conjunto de BOP podrían haber comenzado y se nota flujo; Normalmente este flujo se atribuye a la expansión por el aumento de temperatura. Los reglamentos podrían indicar ciertos requerimientos de tiempo de espera que permitan el fraguado del cemento antes del desarmado del conjunto. Bajo ninguna circunstancia el conjunto debe ser desarmado mientras no se tenga certeza que la posibilidad de una surgencia ha sido eliminada.

### **2.3 REVENTONES**

Un reventón, es una surgencia descontrolada, una surgencia que no es reconocida, o que se permite continuar y descargará fluido del pozo. Se producirá un flujo descontrolado del fluido del pozo, de aquí este nombre. Si el pozo descarga de una zona hacia otra formación, se denomina descontrol subterráneo. Cuando se produce una surgencia, la cuadrilla debe tomar las acciones correspondientes para retomar el control del pozo<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> *Ibíd.*, P. 56.

Los efectos y el comportamiento de las surgencias deben ser entendidos para evitar que estas se conviertan en descontrol. Se debe permitir la expansión de una surgencia de gas a medida que se desplaza, con la máxima expansión casi en la superficie. Una surgencia no controlada o sin expansión pueden crear problemas que la conviertan en un descontrol.

Si el pozo se deja cerrado, el gas puede migrar y aumentar la presión del pozo.

Por este motivo las presiones deben ser controladas. Cuando se cierra un pozo, se deben utilizar procedimientos de alivio de presión para permitir la expansión del gas, hasta iniciar los procedimientos de control del pozo.

Para poder evitar un reventón y controlar el influjo o surgencia, es necesario determinar la naturaleza del fluido invasor, en resumidas cuentas saber si el fluido invasor es gas o líquido (petróleo / agua). Se puede determinar aproximadamente calculando la densidad del fluido invasor, asumiendo que la diferencia entre las presiones de cierre (cierre en tubos y cierre en casing) se debe a la diferencia de densidad de la columna de la surgencia.

Para determinar el tipo de fluido en el pozo, se debe medir con la mayor exactitud posible la ganancia de volumen en los tanques. Este es un indicador del tamaño de la surgencia. (Excluyendo el volumen en circulación del equipo de control de sólidos en superficie, si el pozo es cerrado antes de medir la ganancia.) La longitud de la surgencia se calcula dividiendo los barriles ganados por la capacidad anular entre el pozo y el conjunto de fondo y por su longitud; la densidad se puede calcular usando los cálculos mostrados a seguir.

**Longitud estimada** = Ganancia ÷ Capacidad Anular (en la posición de la surgencia)

**Densidad Surgencia** = Densidad Lodo – ([SICP – SIDPP] ÷ [Longitud de la surgencia × 0.052])

## EJEMPLO

Calcule la densidad estimada de un influjo dada la siguiente información.

SIDPP = 400 psi (27.58 bar)

SICP = 600 psi (41.37 bar)

Diámetro de pozo = 8 1/2" (215.9 mm)

Diámetro Portamechas = 6 1/2" (165.1 mm)

O.D. Densidad Lodo = 11.8 ppg (1414 kg/m<sup>3</sup>)

Ganancia = 15 bbls (2.38 m<sup>3</sup>)

Capacidad Anular Frente A Portamechas = 0.029 bbls/pies (0.01513 m<sup>3</sup>/m)

## SOLUCIÓN

Longitud Estimada (pies) = Ganancia (bbls) ÷ Capacidad Anular (bbls/pies)

$$= 15 \div 0.029$$

$$= 517 \text{ pies}$$

Surgencia (ppg) = Densidad Lodo (ppg) - ([SICP (psi) - SIDPP (psi)] ÷ [Longitud Ganancia (pies) × 0.052])

$$= 11.8 - ([600 - 400] \div [517.24 \times 0.052])$$

$$= 11.8 - (200 \div 26.896)$$

$$= 11.8 - 7.436$$

$$= 4.36 \text{ ó } 4.4 \text{ ppg}$$

## 2.4 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE

Cuando se haya detectado un influjo, la consideración más importante es mitigar la afluencia de los fluidos de la formación. Mientras menor sea la afluencia, menores serán los problemas en el control del pozo. Después de que el pozo esté cerrado y las presiones hayan sido estabilizadas, no habrá mayor afluencia<sup>9</sup>.

Los casos más comunes que requieren el cierre son la perforación hacia adelante, o la sacada de tubería. Cada caso requiere un procedimiento diferente, según los equipos de superficie o de uso submarino que se empleen.

### ➤ **Procedimiento De Cierre Durante La Perforación.**

Cuando se detecte o sospeche un influjo, proceda inmediatamente como sigue:

1. Levante el Kelly o Top Drive hasta que la conexión al tubo este más arriba de la mesa rotatoria.
2. Pare las bombas de lodo. Si deja encendidas las bombas para lodo al alzar el Kelly sirve para mantener presión adicional en el lodo por la densidad equivalente de circulación (ECD), y disminuye la posibilidad de influjo adicional.
3. Verifique el flujo.  
Si hay flujo, entonces:
4. Abra la válvula en el tubo estrangulador ("HRC"). Cierre el anular o los arietes de los tubos. Cierre el estrangulador.
  1. Tome lectura y registro de las presiones del cierre de la tubería (PCTP y PCTR) y la cantidad de ganancia en los tanques de lodo; anote la hora.
  2. Notifique al personal correspondiente.

---

<sup>9</sup> Manual Well Control School: Procedimientos. 2003. Capítulo 5.

➤ **Procedimiento De Cierre Durante La Sacada De Tubería.**

Al detectar un influjo, proceda inmediatamente como sigue:

1. Instale las cuñas justamente debajo de la articulación más arriba para herramientas, justamente al nivel de trabajo sobre el piso de la plataforma.
2. Instale en el tubo de perforación, una válvula de seguridad “de apertura completa” en la posición completamente abierta, y haga la conexión correctamente. Cierre la válvula. (En aguas federales, el código MMS requiere que se mantenga en el piso de la plataforma, en todo momento, una o más válvulas con conexiones para cualquier rosca en el juego de tubería de conexión.

Si se determina que la operación es segura, regrese al pozo y meta la mayor cantidad de tubería que le sea posible. La introducción de la tubería hasta el fondo después, es un método más seguro de introducir la tubería al pozo posteriormente.

3. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangular. Cierre el preventor anular o los arietes del tubo.
4. Cierre el estrangulador lentamente; monitoree la presión en la tubería de revestimiento, procurando que jamás alcance la máxima presión para la tubería de revestimiento que fracturara el zapato.
5. Levante el Kelly e instálelo en el tubo de perforación.
6. Abra la válvula de seguridad.
7. Tome lectura y registre las presiones de cierre (PCTP y PCTR) y la ganancia en los tanques del lodo.
8. Notifique al personal correspondiente.

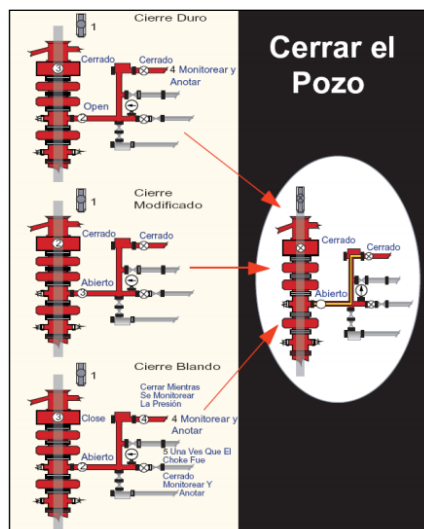
(Se puede instalar un BOP interior entre los pasos 3 y 4 anteriores, y se puede abrir después del paso 6, elevando lentamente la presión en el tubo de perforación o de la columna reguladora.)

➤ **Procedimientos de los tipos de cierre de las BOP's:**

- Cierre Duro (Estrangulador Cerrado):
  1. Instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta, cerrar la válvula.
  2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC).
  3. Cerrar el preventor de reventones designado.
  4. Notificar el personal de la compañía operadora.
  5. Levante e instale el vástago Kelly o una cabeza de circulación, abra la válvula de seguridad. Si no está usando una válvula de retención, asegurarse que el equipo de superficie este lleno antes de abrir la válvula de seguridad.
  6. Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto.
- Cierre Modificado (Estrangulador Cerrado):
  1. Instalar la válvula de seguridad (FSOV) en posición abierta, cerrar válvula.
  2. Cerrar el preventor de reventones designado.
  3. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC).
  4. Notificar al personal de la compañía operadora.
  5. Levante e instale el vástago Kelly o una cabeza de circulación, abra la válvula de seguridad. Si no está usando una válvula de retención.
  6. Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre en la tubería de revestimiento (SICP) cada minuto.
- Cierre Blando (Estrangulador Abierto):
  1. Instalar la válvula de seguridad (FOSV) en posición abierta, cerrar la válvula.
  2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC).

3. Cerrar el preventor de reventones designado.
4. Cerrar el estrangulador mientras se observa la presión de la tubería de revestimiento para asegurarse que no se excedan los límites de presión que soporta el casing o la formación.
5. Notificar al personal de la compañía.
6. Recoger e instalar el vástago Kelly o la cabeza de circulación, abrir la válvula de seguridad (FOSV). Si no está usando flotador, asegurarse que el equipo de superficie este lleno antes de abrir la válvula de seguridad.
7. Leer y registrar la presión de cierre de tubería de perforación (SIDPP) y la presión de cierre total (SICP) cada minuto.

**Figura 12.** Tipos de cierres mientras se saca y se mete tubería.



**Fuente.** Manual Well Control School: Procedimientos. 2003. Capítulo 5.

➤ **Procedimiento De Cierre Con Tubería Afuera**

1. Si se determina que la operación es segura, regrese al pozo y meta la mayor cantidad de tubería que sea posible. La introducción de la tubería hasta el fondo después, es un método más seguro de introducir la tubería al pozo posteriormente.
2. Instale un preventor interior de reventones en el tubo de perforación.
3. Instale las cuñas justamente debajo de la articulación más arriba para herramientas, justamente al nivel del trabajo sobre el piso de la plataforma.
4. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación. (El estrangulador ajustable está abierto). Cierre el preventor anular o los arietes del tubo de perforación. Cierre el estrangulador ajustable.
5. Levante el Kelly e instálolo en el tubo de perforación.
6. Tome lectura y registro de las presiones del cierre (PCTP y PCTR) y la cantidad de ganancia en los tanques de lodo.
7. Notifique el personal correspondiente.

➤ **Procedimiento De Cierre Durante Una Maniobra Con Rotor De Superficie (Top Drive).**

No se usa el vástago (Kelly) en los equipos de perforación que tienen montado rotadores de superficie (Top Drive). Una vez que se ha cerrado el pozo, se recomienda que se instale un tramo corto de cañería (pup joint) o una barra, entre el equipo top drive y la válvula de seguridad de apertura plena (FOSV) conectada en la columna. Ábrase luego la válvula. Si el flujo a través de la sarta impide la instalación de la válvula de seguridad, puede conectarse el equipo motor del top drive y enroscarse directamente en la tubería de perforación.

Los sistemas con equipo rotor de superficie, emplean una válvula de seguridad de apertura plena a control remoto (hidráulica) que siempre está en roscada en el equipo motor. Si se sospecha de una surgencia, la cañería puede fijarse en las cuñas, bajarse el equipo motor y hacerlo girar en la sarta.

Se cierra luego la válvula de seguridad de pasaje pleno (FOSV). A poca profundidad, en los casos en que el tiempo resulta crítico, esta técnica ofrece gran ventaja sobre los sistemas convencionales de rotación con vástagos o Kelly.

➤ **Procedimiento De Cierre Mientras Se Corre Tubería De Revestimiento**

El principal objetivo de una secuencia de cierre, es el de cerrar primero el más pequeño y vulnerable paso del flujo. El diámetro interior de la tubería de la sarta, es generalmente el menor diámetro comparado con el espacio anular y usualmente es el que se cierra primero. La situación opuesta ocurre cuando se está bajando la tubería de revestimiento, en cuyo caso el espacio anular debe cerrarse primero.

Antes de bajar la tubería de revestimiento, las preventores deben ser equipadas con esclusas para casing y luego someterse a una prueba de presión. Deberá disponerse de una cabeza de circulación enroscada a una válvula de alta presión

bajo torque en el piso del equipo. Este conjunto deberá instalarse de inmediato luego de cerrar las BOP en caso que falle el collar flotador. Los equipos montados en unidades flotantes deberán contar con un adaptador desde el casing a la barra de sondeo para permitir que la columna de entubación pueda quedar suspendida en las BOP de ser necesario.

Deberá verificarse la presión de cierre en los BOP anulares respecto de la presión de aplastamiento del casing y realizar los ajustes que sean necesarios. Una alternativa a esto último en equipos de BOP de superficie es posicionar un caño frente al anular, purgar toda la presión con el regulador de presión del anular e ir incrementando, en forma gradual, de a 100 psi (6.89 bar) por vez hasta lograr el cierre alrededor del caño. A partir de ese momento, 100-200 psi (6.9 - 13.8 bar) adicionales serían suficientes para formar un sello. Una vez más, antes de agregar presión de sellado, verificar que no ocurra aplastamiento. Si se necesitara presión adicional para obtener un sellado, ajustar una vez cerrado.

## **2.5 MANEJO DEL GAS EN SUPERFICIE**

Hasta que se haya determinado la naturaleza de la surgencia, todo el personal del pozo debe ser alertado de la posibilidad de la presencia de gases tóxicos y/o explosivos. Todo el personal asignado deberá probar los equipos de detección de gases, respiradores y dispositivos de alarma, para verificar su buen funcionamiento. Una vez que se haya cerrado el pozo, el personal responsable, deberá revisar inmediatamente el cabezal de pozo, los preventores contra reventones, los múltiples, los estranguladores, las líneas para ahogar el pozo, etc., para detectar posibles fugas.

En la operación de cierre, debe alinearse el estrangulador con el separador de gas. Asegúrese que el separador esté funcionando apropiadamente. Durante la

circulación, contrólese el separador para verificar que no aumente la presión y haya un escape de gas. Asegurarse que el desgasificador esté operando correctamente y las fosas o tanques estén alineados correctamente. Confírmese que las líneas de venteo y del quemador estén abiertas y que el encendedor esté en condiciones de funcionamiento. Si es que tiene que usarse una línea de quemado en la propia torre, debe tenerse la precaución de asegurarse que ningún líquido ni gases pesados, que pudieran ser tóxicos se asienten en la torre o el equipo.

Elimínense todas las posibles fuentes de ignición, incluyendo actividades de soldadura, motores y equipos que no sean necesarios en la operación.

➤ **Procedimientos De Desviación Mientras Se Perfora.**

Los dispositivos de desviación son preventores de reventones (usualmente del tipo anular) que están diseñados para proteger el equipo de perforación de reventones superficiales, puesto que cierran el pozo debajo del equipo, al mismo tiempo que permiten que la surgencia sea evacuada bajo condiciones de seguridad a través de líneas de desalojo, debajo del preventor.

Los signos de aviso de una surgencia de gas superficial, podrían incluir los siguientes:

- Un aumento de flujo (a menudo con bastante caudal)
- Lodo que sale por encima del niple campana y/o el piso de la plataforma del equipo.
- Pérdida de presión en el stand pipe y aumento de las emboladas.

Recuerde que todos los signos se presentarán rápidamente, de manera que los procedimientos de desvío deben ser conocidos y efectuarlos con celeridad.

**Procedimiento**

1. No detener las bombas. (La pérdida de volumen de lodo a medida que el pozo se descarga, provocará una disminución de la densidad equivalente de circulación (ECD) y reducirá la presión de fondo de pozo, provocando que el pozo se descargue a una velocidad mayor.)
2. Trabrar o encadenar el freno.
3. Abrir la línea de desvío a favor del viento.
4. Cierre el empaque del desviador. En muchos equipos, la línea del desviador y el empaque de desvío, se tienen acopladas en una sola unidad, para asegurarse una correcta secuencia de desvío.
5. Bombéese a máxima capacidad con el fluido de perforación, agua de mar o lodo pesado de los tanques o fosas de reserva. Si se decidiera seguir usando fluido de perforación, recuérdese que podría agotarse rápidamente, forzando a que se empiece a usar agua de mar u otra fuente de fluido.
6. Establézcase un vigilante para observar el sistema de desvío, para detectar síntomas de falla. Póngase un vigilante para que observe señales de canalizaciones de fuga en los alrededores del equipo.

En la reunión previa a la inicio de la perforación del pozo, deberán discutirse cuidadosamente el procedimiento de desviación, el que debe ser bien entendido por los perforadores, ayudantes y enganchadores, para asegurarse que todos conocen el procedimiento, así como sus deberes y responsabilidades. Deberán hacerse prácticas de simulación, hasta que todo el personal esté diestro en el procedimiento.

➤ **Procedimiento De Desviación Durante La Bajada O Sacada De Tubería**

1. Abrir la línea desviadora a favor del viento.
2. Instalar la válvula de seguridad de apertura plena (FOSV) en posición de abierta, luego cerrarla.

3. Cerrar el preventor. (Puede usarse una esclusa en lugar del anular para evitar que la tubería se desplace hacia arriba.)
4. Instalar el vástago o Kelly, uniones articuladas (Chicksan) o rotor de superficie (top drive).
5. Abrir la válvula de seguridad.
6. Bombear con lodo a máxima potencia, o cámbiese a agua de mar, lodo pesado o con lodo de los tanques o fosas de reserva.

Nota: Los pasos 1, 2 y 3 deben efectuarse lo más rápidamente posible. Apenas el personal haya asentado las cuñas y el perforador haya asegurado las cadenas del freno, la válvula de seguridad de apertura plena deberá conectarse y el personal debe cerrarla, al mismo tiempo que el perforador cierra el ariete.

## **2.6 MÉTODOS COMUNES PARA CONTROLAR Y MATAR UN POZOS**

Hay varios métodos para controlar los pozos que se utilizan cada día. En cada caso, los principios son los mismos. El propósito común es mantener una presión constante en el fondo del pozo, en un nivel igual o levemente mayor que la presión de la formación, mientras que se circulan lodos más pesados dentro del pozo. Puesto que la presión del tubo de perforación es un indicador directo de la presión en el fondo del pozo, se puede manipular sistemáticamente la presión del tubo de perforación, y se puede controlar la presión en el fondo del pozo. Los métodos comunes para el control de pozos son<sup>10</sup>:

### **➤ El Método De Esperar Y Densificar**

Cuando se cierre el pozo, se agrega barita al sistema de lodos en la superficie hasta que la densidad de los fluidos de perforación sea suficiente para controlar el pozo.

---

<sup>10</sup> Universidad de Houston en Victoria. Instituto de capacitación Petrolera. Algunos Métodos Comunes Para el Control de Pozos. Parte 1 Capítulo 7. P 63- 71.

El lodo con densidad para control es bombeado dentro del pozo al mismo tiempo que se circula el influjo fuera del estrangulador. Por lo que, el pozo es controlado en una sola circulación completa. Este método también se conoce como “el método del ingeniero,” o “el método de circulación sencilla.”

En el momento del influjo, es necesario diligenciar una tabla o gráfica de las presiones. Conforme que el lodo de control esté bombeado por el tubo de perforación, la presión en el tubo de perforación debe disminuirse de acuerdo con la gráfica. Dicha gráfica se conoce como el “Programa para la disminución de la presión,” y se puede ver al final de la Hoja de Datos para el Control. Dicho programa de declive circula hacia la broca el lodo con densidad de control a ritmo lento de control que corresponde a una bomba a baja presión. Cuando el lodo con densidad de control alcance la broca, es necesario mantener constante la presión final de circulación hasta que el lodo de control alcance la superficie (es decir, hasta que el lodo de control “haya dado una vuelta completa”.) La presión final de circulación es la nueva presión de bomba lenta que se necesita para superar las pérdidas de fricción en la circulación dentro del pozo, causadas por el lodo pesado de control. Para verificar los cálculos en su hoja para control, cierre el pozo cuando el lodo de control alcance la broca. A esta altura, la presión del cierre en el tubo de perforación debe ser cero si el lodo está lo suficientemente pesado para equilibrar la presión en la formación. El método de densificar y esperar requiere una sola circulación para controlar el pozo.

Algunas ventajas de este método son las siguientes:

- El pozo puede ser controlado con una sola circulación.
- Se pueden esperar presiones mínimas en la tubería de revestimiento.
- Son menores las presiones en el zapato, ya que se circula lodo con densidad para control. Esto reduce las presiones en la superficie que se necesitan para

equilibrar las presiones en la formación. Una menor presión en la superficie se traduce en una menor densidad equivalente del lodo en el zapata.

- Se facilitan los cálculos y ajustes para mantener constante la presión en el fondo del pozo.
- Hay menos probabilidad de una circulación perdida si la densidad del lodo no es de “control excesivo.”

Un inconveniente es que:

- El influjo no es circulado fuera del pozo inmediatamente.

#### ➤ **El Método Del Perforador**

Cuando el pozo haya sido cerrado y después de tomadas las lecturas, se inicia el bombeo inmediatamente. La afluencia es expulsada del pozo sin aumentar previamente la densidad del lodo. Cuando se haya sacado la afluencia, el pozo se cierra y se añade barita al sistema de lodos en la superficie hasta alcanzar la densidad del lodo para control. Este lodo para control, de densidad mayor, luego es circulado a través del pozo en una segunda circulación para equilibrar la presión dentro de la formación.

El método del perforador requiere dos circulaciones para controlar el pozo, la primera circulación elimina el fluido que haya invadido el pozo. Se mantiene una presión constante en el fondo del pozo (“BHP”) para evitar una mayor introducción de los fluidos de la formación, mientras se circula con la bomba a ritmo lento. La densidad del lodo que se estuviera utilizando cuando se encontró el influjo, es la densidad que se utiliza para esta circulación. La hoja de control que se utiliza es idéntica a la que se utiliza con el método de densificar y esperar. Para iniciar la circulación, se abre el estrangulador mientras que la bomba alcanza una velocidad predeterminada. El manómetro en el tubo de perforación se mantiene constante a la presión Inicial de Circulación.

Algunas ventajas de este método incluyen las siguientes:

- Se requiere un menor número de cálculos.
- Se requiere un mínimo de tiempo para que se inicie la circulación.
- No es necesario aumentar densidad del lodo hasta después de circular el influjo fuera del pozo.

Las desventajas de este método son:

- Para equilibrar la formación al fondo del pozo, se requieren las presiones más altas en la superficie en comparación con el método de densificar y esperar.
- Por haber lodo en su densidad original dentro del pozo mientras que se circula para eliminar el influjo, las presiones altas en la superficie significan que en el zapata, hay lodos con una densidad equivalente proporcionalmente mayor.
- Se requiere una segunda circulación.

#### ➤ **El Método Concurrente**

Después de cerrado el pozo, se inicia el bombeo inmediatamente y se aumenta la densidad del lodo mientras que se circula para eliminar el influjo. Este nuevo densidad del lodo podría no ser la densidad de control que se necesita; sin embargo, su densidad es mayor que la densidad del lodo original. Dicho fluido es circulado, y luego el lodo nuevamente es aumentado en incrementos. Dicho lodo nuevo es circulado por el pozo. Como alternativa, se puede añadir barita en forma continuamente. Puede ser que este método requiera varias circulaciones para controlar el pozo completamente. Además, es difícil mantenerse al corriente de la presión hidrostática en el tubo de perforación y por consiguiente, de la presión en el fondo del pozo.

Algunas ventajas de este método incluyen las siguientes:

- Hay un mínimo de tiempo sin circulación.
- Es el método preferido cuando se requieran grandes aumentos en la densidad del lodo.
- Se puede mantener la condición del lodo (la viscosidad y lo gelatinoso) junto con la densidad del lodo.
- Hay menos presión en la tubería de revestimiento en comparación con el Método del Perforador.
- Se puede cambiar fácilmente al método de densificar y esperar.

Las desventajas incluyen:

- Son más complicados los cálculos necesarios para mantener una presión constante en el fondo del pozo, en comparación con el método de densificar y esperar.
- Requiere mayor tiempo de circulación “con estrangulador”. Puede ser necesario hacer varias circulaciones.
- En comparación con el método de densificar y esperar, son mayores las presiones a la superficie en la tubería de revestimiento y los densidades del lodo que se observan en el zapata.

#### ➤ **La Circulación Inversa**

Durante las operaciones de conversión o terminación de un pozo, frecuentemente se emplea una circulación inversa en el pozo en que se trabaje. Después del cierre del pozo, las bombas son conectadas al lado tubería del pozo, y el fluido es circulado hacia abajo por la tubería de revestimiento y hacia arriba por el tubo de perforación. Esto a veces se conoce como circulación de “camino corto.” Por el bajo diámetro interior en el juego de tubería de perforación, los gases u otros contaminantes en el fondo ascienden a la superficie más rápidamente por el tubo de perforación.

Aunque este método no altere el total de presión necesaria para circular los fluidos, a fin de superar la fricción en el pozo, la cantidad de presión observada en el fondo del pozo, debajo del tubo de perforación, se vuelve mayor al circular a la inversa.

➤ **Método De Control Por Forzamiento**

En ocasiones, se ha empleado exitosamente el bombeo por el lado posterior del pozo (dentro del anular), para tratar de impulsar los fluidos del influjo, de regreso dentro de una formación. El control con tapón ciego no es limitado al bombeo por el anular. Sin embargo, la fricción por el anular es mucho menos que en el tubo de perforación. Esto dispone de una mayor presión de la bomba para su utilización en las operaciones con tapón ciego por el anular. Es necesario considerar los siguientes factores:

- El influjo debe estar más arriba de la zona más débil del pozo, y
- El lodo debe ser bombeado con un ritmo mayor que el ritmo del ascenso del gas por el pozo.
- Debe haber una permeabilidad suficiente, o fracturas provocadas o naturales, para impulsar los fluidos de regreso hacia la formación.
- Si hay una permeabilidad suficiente y no se desea provocar fracturas adicionales, no deben de excederse las presiones limitadoras de la superficie, calculadas como función de las presiones en las fracturas.
- El gas es una substancia más “permeante” que el petróleo o el agua salina. Por lo que, será menos necesario hacer fracturas si el fluido del influjo es el gas.
- En un escenario de perforación, el control por forzamiento es una técnica común de control cuando el pozo haya sido perforado a lo horizontal, en una formación con un carbonato sencillo (es decir, yeso “Austin”). Este método no es recomendado en los pozos verticales en los que varias formaciones estén expuestas a lo largo del pozo.

- En un escenario de conversión, en un pozo horizontal o vertical, donde haya pozo con tubería de revestimiento, la mayoría de las formaciones están segregadas por la tubería, y hay mayor control en la selección de la formación para la introducción de los fluidos del influjo.

➤ **Método de Lubricar Y Purgar**

Cuando haya gas en la superficie, se puede bombear una pequeña cantidad del lodo dentro del pozo; se puede esperar unos minutos para que el gas infiltre el nuevo lodo para drenar una pequeña cantidad del gas. Repita este procedimiento hasta que se haya sustituido con lodo el gas de la superficie. La mayoría de los influjos no pueden ser completamente controlados con este método; sin embargo, las presiones en la superficie pueden ser reducidas mientras que esperan que llegue una unidad de empaquetadura u otra operación.

Este método deriva su nombre del procedimiento en el que la introducción del tubo para que llegue al fondo del pozo o hasta donde posible (para lubricar, tender tubería o introducir equipos en un pozo), causa un aumento en las presiones en la superficie, causado por el lodo desplazado por el tubo introducido. La cantidad de lodo que deba ser liberado (drenado) del estrangulador se calcula como aquella cantidad que disminuyera las presiones superficiales para que quedaran en sus valores originales. Se calculan los valores de desplazamiento y esta es la cantidad del lodo que “se sangra.”

➤ **El Método Volumétrico**

Este método se emplea en los pozos en los que se ha imposibilitado el uso del manómetro del tubo de perforación para determinar la presión en el fondo del pozo. Por ejemplo, en el caso de un chorro taponado o “broca enredada.” Luego se monitorea la tubería de revestimiento para mantener una presión constante sobre el fondo del pozo. Si el medidor de la tubería de revestimiento indica aumentos de la presión en la superficie - por ejemplo, por la migración del gas, entonces se

sangra cierto volumen del lodo, correspondiente a aquella cantidad que disminuya a su valor original la lectura del medidor de la tubería de revestimiento en la superficie. Los cálculos que explican esta técnica se encuentran en un capítulo posterior acerca de las operaciones de conversión.

➤ **El Método Del Control Dinámico**

Este método utiliza el incremento percibido en la presión del fondo del pozo, causada por la presión remanente de la bomba que se necesita para superar la fricción en el anular de circulación, a fin de equilibrar la presión de la formación en el fondo del pozo. Al circular el lodo (sea o no abultado) a la mayor velocidad posible, ocurre la máxima fricción entre el lodo y el pozo. Dicha fricción mayor, en relación con la que se encuentra en la circulación, ocurre a la presión de bomba lenta, arrojando “densidades equivalentes de circulación” proporcionalmente mayores. Por lo que, dichas densidades de circulación requerirán menores presiones superficiales, o añadidura de barita en el lodo para equilibrar la presión en la formación al fondo del pozo. El uso de este método requiere muchos cálculos. Esto se debe a que la presión en el fondo del pozo se vuelve muy difícil de pronosticar. Solo un personal altamente experimentado, familiarizado con este método y las limitaciones de su pozo específico, debe tratar de utilizar este método exitosamente.

## **2.7 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN<sup>11</sup>**

Al iniciar una operación para solucionar el problema de pérdidas, se debe saber la profundidad donde se ubica. Existen varios métodos:

➤ **Métodos con registros:**

- Registro de temperatura
- Registro acústico

---

<sup>11</sup> RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS. Prevención y Pega de Tubería: Problemas del hueco; Pérdida de circulación. P 97- 115.

- Trazador radioactivo
- Registro con girador
- Registro de presión

Se debe tener en cuenta, que las herramientas de registros no están siempre disponibles, que se necesita mucho tiempo para correr un registro, se requieren grandes volúmenes de lodo, los resultados son difíciles de interpretar y es posible perder la herramienta de registros en el hueco.

➤ **Métodos Prácticos:**

- Información de pozos aledaños.
- El geólogo “logger” identifica una zona potencial de pérdidas de circulación.
- Monitoreo de las tendencias del nivel de fluidos durante la perforación.

➤ **Mecanismos de Pérdida de Circulación**

El siguiente paso, es saber el mecanismo de pérdida, para evitar malos procedimientos.

Fracturas inducidas por presión:

Indicios:

- ✓ Puede comenzar con pérdidas por extracción. Posiblemente pérdida total de retornos.
- ✓ Pérdida de volumen en los tanques
- ✓ Excesivo relleno del hueco
- ✓ Si hay cierre de pozo, pérdida repentina de presión.

Se debe evitar las presiones impuestas/ atrapadas.

Fracturas naturales / alta permeabilidad

Indicios:

- ✓ Puede comenzar con pérdidas por extracción. Posiblemente pérdida total de retornos.
- ✓ Pérdidas de circulación durante las conexiones restringidas.
- ✓ Pérdida del volumen en los tanques

➤ **Clasificación de pérdidas según su severidad**

Por último, se debe conocer la clasificación según la severidad de la pérdida, para conocer el procedimiento a usar y así remediar el problema.

✓ **Pérdida de circulación (< 20 BBL/HR)**

Son pérdidas graduales, no se para la operación y es una posible advertencia de pérdidas más severas.

Primera acción:

- Reducir la tasa de penetración para limitar la carga de los cortes.
- Minimizar la reología del lodo
- Minimizar los galones por minuto (EPM)
- Minimizar las presiones de surgencia en el hueco
- Minimizar el peso del lodo
- Considere sacar hasta el revestimiento y esperar de 6 a 8 horas.

✓ **Pérdida de circulación parcial (> 20 BBL/HR)**

Se presenta caída inmediata en el nivel del fluido cuando se para la bomba, se obtienen retornos lentamente después de comenzar a circular, generalmente se deben interrumpir las operaciones y se requiere acción remedial.

- El pozo circulará, pero el nivel de las piletas estará cayendo, debido a las pérdidas parciales, varias técnicas pueden ser aplicadas.

- No se debe mantener ningún margen de presión de seguridad si se sospechan pérdidas de circulación.
- Si el volumen del fluido puede ser mantenido mezclándolo, continúe.
- La presión en la zona de pérdida se reduce a partir de que el brote es circulado sobre ella, así el problema puede resolverse solo.
- Elija una velocidad de circulación menor y establezca una nueva presión de circulación. La presión de bombeo más baja reducirá las pérdidas de presión por fricción que ocurren en el espacio anular.
- Con el pozo cerrado, el procedimiento para establecer una nueva presión de circulación es esencialmente la misma que poner a la bomba en línea:
  1. Abra el estrangulador
  2. Implemente la nueva velocidad más lenta de la bomba
  3. Ajuste el estrangulador hasta que la presión tubería de revestimiento sea la misma que en el cierre. La presión en la tubería de perforación o en el manómetro de la tubería es la nueva presión de circulación.

Si el pozo aún está siendo circulado:

1. Disminuya la velocidad de la bomba
  2. Mientras que la velocidad de la bomba este siendo reducida, mantenga la presión tubería de revestimiento en su valor presente
  3. Cuando este en la velocidad deseada y manteniendo la presión tubería de revestimiento, la presión en la tubería de perforación o en el manómetro de la tubería es la nueva presión de circulación.
- Cuando esté circulando con pérdidas parciales en los retornos, reduzca la presión del fondo del pozo (a través de ajustes al estrangulador) en 100 psi (6.89 bar), o preferentemente por el valor calculado de la fricción anular, y espere a ver si la pérdida de circulación se reduce. Una caída en la presión puede hacer caer la presión de fondo del hoyo lo suficiente como para dejar

ingresar más fluido de formación, haciendo que la situación empeore. No es una buena idea reducir la presión del fondo del pozo, bombee de esta manera a niveles mayores a 200 psi (13.79 bar) o al valor de la fricción anular, si se conoce. Si esto no resuelve el problema de pérdida de circulación, entonces pare y cierre el pozo y trate con otra técnica.

- Cierre el pozo. Deje que el pozo tenga tiempo de restablecerse. Mantenga la presión de la sarta de cierre constante, liberando presión desde el estrangulador y utilizando técnicas volumétricas.
- Mezcle una lechada de fluido pesado a colocar en el fondo para cerrar el pozo. Esto puede funcionar con un pequeño amago de reventón si la zona de pérdida está por encima de la zona de amago de reventón. Entonces solucione el problema de pérdida de circulación.

#### ✓ **Pérdida de circulación total**

Se pierde inmediatamente los retornos, disminuye la presión de bombeo, incrementa el peso de la sarta, se suspende la operación y se requiere acción remedial.

Primera acción:

- Reducir la velocidad de bombeo a la mitad
- Levantar la sarta del fondo. Parar la circulación, mantenga la sarta en movimiento
- Llene el anular con agua o lodo liviano
- Colocar el contador de estroques en cero
- Registre los estroques totales cuando se llene el anular
- Considere sacar hasta el revestimiento
- Minimizar las presiones de surgencia en el hueco.
- Monitorear si el pozo fluye.

➤ **Pautas para solucionar pérdidas de circulación**

Las siguientes son posibles acciones que se pueden realizar para solucionar las pérdidas de circulación.

**Minimizar el peso del lodo**

Se reduce la presión en el hueco (la fuerza que empuja el lodo hacia la zona pérdida).

Esta acción, tiene mayor éxito en fracturas inducidas por presión. Es muy posible tener un evento de control de pozos o problemas de inestabilidad del Hueco.

**Tiempo para “sanar” la formación**

Las arcillas reactivas de la zona de pérdidas se hinchan con el agua del lodo produciendo un efecto de taponamiento. Las lutitas blandas se deforman con el esfuerzo de la formación ayudando a “sanar” la fractura.

Mayor éxito con el lodo base agua, perdido en las formaciones de lutita.

Mejores resultados con material de pérdida de circulación. Espera normal de 6- 8 horas con la sarta en el revestimiento.

**Material de pérdida de circulación**

Puentea y sella efectivamente fracturas pequeñas a medianas en cuanto a la permeabilidad.

Es menos efectivo con fracturas grandes, fallas. Ineficaz en zonas cavernosas.

Se debe incrementar la concentración del material de pérdida de circulación con la severidad de la pérdida.

**Técnica especializada**

Se bombea un tapón base en la zona de pérdida seguido por un activador químico, los dos materiales forman un tapón suave.

Se puede usar en las zonas productoras. Se corre mayor riesgo de taponar el equipo y con el tiempo el tapón se rompe.

### **Cemento**

La lechada de cemento se fuerza en la zona de pérdida bajo presión de inyección. La lechada se fragua en un tapón sólido.

El cemento suministra un tapón sólido “adecuado a la forma” o cerca de la formación de pérdidas.

### **Perforando Ciego (Sin retornos)**

En algunos casos, la única solución práctica es perforar sin retornos.

No se debe considerar cuando existe un problema potencial de control de pozo. Sentar revestimiento en la siguiente formación competente.

## **2.8 PEGA DE TUBERÍA<sup>12</sup>**

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que puede tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfora de nuevo el intervalo. La prevención y la

---

<sup>12</sup> PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema, los cuales fueron nombrados arriba.

Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. Es crítico que la causa más probable de un problema de pegadura sea identificada rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. Un problema de pegadura podría ser agravado fácilmente por una reacción inapropiada. A continuación se describirán los métodos y procedimientos para liberar la tubería pegada.

### **2.8.1 Métodos y Procedimientos Para Liberar La Tubería Pegada**

#### **Liberación de la pega de tubería por Medios mecánicos**

Cuando se ha determinado que la tubería está pegada por presión diferencial o asentada en un ojo de llave, el mejor método para liberar la tubería consiste en golpear hacia abajo con martillos de perforación, mientras que se aplica torsión a la tubería. Este proceso debería ser comenzado inmediatamente después de que se pegue la tubería. Esto suele liberar la tubería sin necesitar fluidos de emplazamiento. El tiempo es crítico, ya que la probabilidad de que se pueda liberar la tubería disminuye con el tiempo. Cualquier demora en el comienzo de los golpes aumentará la cantidad de tubería pegada.

*OBSERVACIÓN: Si la tubería se pega al ser introducida en el pozo, debido a la presencia de un pozo por debajo del calibre o a cambios del BHA, no se debe golpear hacia abajo*

#### **Liberación de la tubería pegada con fluidos de emplazamiento**

Una vez que se ha determinado que la columna de perforación está pegada por presión diferencial, el espacio anular debería ser desplazado con un fluido de

emplazamiento, desde la barrena hasta el punto libre. Los estudios pueden determinar la ubicación precisa del punto libre, pero la realización de estos estudios suele requerir mucho tiempo. El método de estiramiento de la tubería descrito más abajo constituye una manera rápida para estimar la profundidad de la zona pegada. Para aumentar las probabilidades de éxito, el fluido de emplazamiento debería ser aplicado lo antes posible. Se recomienda hacer planes para mezclar y colocar una solución de imbibición lo antes posible después de que ocurra la pegadura por presión diferencial. Se debería seguir golpeando durante este proceso. La solución de imbibición a usar depende de varios factores.

Cuando se perfora con lodos base agua, se prefiere el uso de fluidos de emplazamiento base aceite. Si los fluidos base aceite plantean un problema de contaminación o eliminación, será necesario usar otros fluidos de emplazamiento que sean aceptables desde el punto de vista ambiental. En general, aceites, lodo base aceite, agua salada saturada, ácidos o agentes tensoactivos pueden ser usados para ubicar y liberar la tubería pegada, según la situación. de manera que genera un agrietamiento del revoque, y así la mezcla lubricante puede pasar a una velocidad alta.

## **2.8.2 Técnicas y procedimientos de colocación**

### **➤ Procedimientos para liberar portamechas y tubería con Fluidos de Emplazamiento**

#### **Fluidos de emplazamiento PIPE-LAX.**

Los fluidos de emplazamiento se colocarán generalmente alrededor de los porta mechas. La preparación y colocación de una solución de PIPELAX/ aceite alrededor del espacio anular del portamechas es relativamente simple (la colocación de la solución de imbibición cuando la tubería de perforación está pegada antes del fondo

está descrita más adelante). Dondequiera que esté pegada la columna de perforación, el volumen de solución de imbibición usado debería ser suficiente para cubrir toda la sección de pega de tubería más un volumen de reserva para bombear periódicamente un volumen adicional de solución de emplazamiento. La mayoría de las fallas ocurren porque toda la sección de pega de tubería no está completamente cubierta.

Cuando lodos base aceite o de emulsión inversa de aceite premezclados están disponibles y el peso del lodo es extremadamente alto, PIPE-LAX puede ser añadido a estos lodos portadores y colocado. La colocación de esta solución debe ser realizada en base a los volúmenes, ya que el peso de la solución de PIPE-LAX sería el mismo que el peso del fluido de perforación. La ventaja de este tipo de solución es que no se desplazará durante la imbibición.

#### **Portamechas:**

Debido a su mayor área de contacto, los portamechas se pegan por presión diferencial con mayor frecuencia que el resto de la columna de perforación. A menos que haya alguna indicación – de un estudio del punto libre o de los cálculos de estiramiento de la tubería – que la tubería está pegada encima de los portamechas.

*Se recomienda el siguiente procedimiento para liberar los portamechas pegados:*

1. Determinar el volumen de solución de imbibición requerido para llenar el espacio anular alrededor de los portamechas. El volumen anular frente a los portamechas puede ser calculado multiplicando el volumen anular (bbl/pie) por la longitud de los portamechas (pies). Ejemplo: 500 pies de portamechas de 6 pulg. en un pozo de 9 7/8 pulg. (0,06 bbl/pie) (500 pies) = 30 bbl.
2. Este volumen debería ser aumentado lo suficientemente para compensar el ensanchamiento del pozo y dejar suficiente solución dentro de la tubería para que se pueda bombear periódicamente un volumen adicional para

compensar la migración del fluido colocado. El volumen adicional está generalmente comprendido entre 50 y 200% del volumen de desplazamiento anular, según las condiciones del pozo.

3. La solución de PIPE-LAX/aceite se mezcla añadiendo 1 gal de PIPE-LAX por cada barril de aceite en el fluido de emplazamiento. La solución debería ser mezclada completamente antes de ser colocada.
4. Determinar las carreras de bomba y los barriles de fluido de emplazamiento y lodo a bombear para desplazar todo el espacio anular del portamechas con la solución de imbibición, dejando el volumen de reserva dentro de la tubería. Colocar la lechada, luego apagar la bomba.
5. Después de colocar la solución de PIPE-LAX/aceite, la tubería debería ser sometida a un esfuerzo de compresión para tratar de moverla. Liberar 10.000 lb por debajo del peso de la tubería y aplicar 1/2 vuelta de torque.
6. Bombear periódicamente 1 a 2 bbl de solución de imbibición para mantener los portamechas cubiertos. Seguir moviendo la tubería de la manera indicada anteriormente.

➤ **Procedimiento para colocar un fluido ligero alrededor de la tubería de perforación**

Ocasionalmente, la tubería de perforación (en vez de los portamechas) puede pegarse. Es más difícil colocar la solución de imbibición alrededor de la tubería de perforación que alrededor de los portamechas, debido al ensanchamiento del pozo. Como el ensanchamiento del pozo en general no es uniforme, es difícil calcular el volumen de solución de imbibición requerido para desplazar el espacio anular hasta el punto correcto. El siguiente procedimiento puede ser usado para colocar una solución de imbibición más ligera dentro de un pozo socavado. Este procedimiento consiste en alternar el bombeo de un volumen determinado y la medición de una presión diferencial anular para calcular la profundidad del frente del fluido (ver la

Figura 16). Cualquier tipo de fluido que tenga un peso diferente del peso del fluido que se está usando puede ser colocado dentro del espacio anular siguiendo los pasos enumerados a continuación:

1. Verificar el peso del fluido a colocar y determinar su gradiente (psi/pie). Una vez que se conoce el peso del lodo dentro del pozo, se puede establecer la diferencia entre los gradientes de los dos líquidos (a los efectos de esta descripción, se supone que el aceite diesel será usado como fluido de emplazamiento). Determinar un volumen de fluido apropiado para cubrir la zona pegada.
2. Bombear el aceite diesel dentro de la tubería de perforación. Parar la bomba y leer la presión sobre la tubería de perforación. Se supone que el volumen total de aceite diesel no excederá la capacidad de la tubería de perforación. La longitud de la columna de aceite diesel puede ser determinada de la siguiente manera: Longitud de la columna = (presión de la tubería de perforación/diferencia de gradiente). El propósito de este paso es determinar con mayor precisión el volumen de aceite diesel dentro de la tubería de perforación, en vez de usar el valor medido dentro del tanque en la superficie. No es raro que haya una diferencia de 5 a 10 bbl porque las bombas no pueden extraer todo el líquido contenido en el tanque o debido a que no se ha tomado en cuenta todo el volumen de relleno de la línea. Si el volumen de aceite diesel es mayor que la capacidad de la tubería de perforación, ignorar el Paso 2 y confiar solamente en las mediciones del tanque.
3. Verificar y marcar el nivel de todos los tanques de lodo antes de comenzar el desplazamiento con lodo y el procedimiento de medición de la presión anular.
4. Usando el mejor cálculo aproximado del volumen de aceite diesel dentro de la tubería de perforación, calcular el volumen de lodo a bombear para que el frente posterior del aceite diesel pase apenas más allá de la barrena. Parar

la bomba y cerrar los preventores anulares para medir la presión diferencial anular. Verificar también el nivel del tanque de lodo.

5. Bombear un volumen de lodo igual al volumen de fluido de emplazamiento original menos cualquier pérdida de lodo observada en los tanques. (Esto supone que todas las pérdidas de los tanques son aceite diesel perdido en el pozo abierto.)
6. Parar la bomba y cerrar los preventores anulares para medir la presión diferencial anular y verificar el nivel del tanque de lodo. Calcular de nuevo la longitud de la columna. Registrar estos valores. La profundidad del frente del fluido se calcula restando cada longitud calculada de la columna de fluido de emplazamiento de la profundidad anterior del frente del fluido. Mantener un registro preciso de todas las mediciones (volúmenes bombeados, presiones, cambios de volumen de los tanques) y cálculos. Se puede desplazar el aceite diesel hacia arriba dentro del espacio anular, hasta llegar a cualquier junta de tubería pegada posible, repitiendo los pasos 5 y 6 tantas veces como sea necesario.

Las siguientes precauciones deben ser observadas cuando se usa este método:

- Realizar las correcciones requeridas para la altura vertical de la columna cuando se trabaja en un pozo direccional.
- Los volúmenes de desplazamiento deben ser medidos con precisión, usando una cuenta emboladas y/o tanques de medición.
- El peso del lodo debe ser uniforme a través de todo el sistema.

➤ **Colocación de ácido clorhídrico para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato.**

Una técnica usada para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato consiste en colocar ácido clorhídrico (HCl) frente a la zona pegada. El HCl reaccionará con la formación y causará su degradación/descomposición. El área de

contacto entre la tubería y la formación disminuye y se puede golpear la tubería para liberarla.

*OBSERVACIÓN: La tubería muy resistente está sujeta a la ruptura por absorción de hidrógeno y a una rotura catastrófica en los ambientes ácidos. Si se usa este procedimiento, los inhibidores de ácido apropiados deben ser usados.*

1. Bombear un fluido espaciador predeterminado de aproximadamente 10 a 30 bbl (generalmente agua o aceite diesel).
2. Colocar 20 a 50 bbl de HCl 15% alrededor de la posible zona pegada. Dejar por lo menos 2 horas para que el ácido reaccione antes de golpear la tubería. Es crítico que no se mueva la tubería durante este periodo de imbibición. Si se mueve la tubería, ésta podría empotrarse en el pozo debido a la erosión de la pared.
3. Un volumen adecuado de HCl debería quedar dentro de la columna de perforación para que se pueda realizar otra imbibición.
4. Después la píldora de HCl, bombear el mismo espaciador que fue usado en el paso 1.
5. Después de ser desplazada del pozo, la píldora puede ser incorporada al sistema de lodo. El HCl estará probablemente agotado y el pH resultante puede ser ajustado con carbonato de sodio, soda cáustica o cal.

Ciertas precauciones deben ser tomadas al colocar ácido para liberar la tubería pegada:

1. Por razones de seguridad, el HCl concentrado siempre debe ser diluido mediante la adición del ácido al agua. Nunca añadir agua al ácido.
2. La píldora debería ser circulada fuera del pozo a través del estrangulador usando una baja velocidad de bombeo, ya que gas carbónico (CO<sub>2</sub>) será

generado cuando el ácido reacciona con la formación de carbonato y puede actuar como un flujo de gas.

3. Usar el equipo de seguridad apropiado al manejar el HCl.
4. Mantener cantidades suficientes de soda cáustica, carbonato de sodio o cal en la ubicación para neutralizar la píldora cuando es circulada fuera del pozo.

➤ **Liberación de la tubería pegada Mediante la reducción de la presión Diferencial**

La reducción de la presión diferencial también libera la tubería pegada por presión diferencial. Esto puede ser realizado de varias maneras. Un método consiste en colocar un fluido más ligero que el fluido de perforación dentro del pozo, encima del punto pegado. El agua y el aceite son los fluidos más usados para este procedimiento.

**Fluidos de densidad reducida**

- Si se coloca aceite diesel, el siguiente procedimiento puede ser usado:
  1. Suponer una reducción de la presión diferencial de 500 psi, un peso de lodo de 15,0 lb/gal y un volumen anular de 0,05 bbl/pie.
  2. Convertir el peso de lodo a un gradiente de presión mediante:  $15,0 \times 0,052 = 0,7800$  psi/pie
  3. Convertir el peso del aceite diesel a un gradiente de presión mediante:  $6,8 \times 0,052 = 0,3536$  psi/pie.
  4. Gradiente de presión diferencial =  $0,7800 - 0,3536 = 0,4264$  psi/pie
  5. Longitud anular de aceite diesel requerida =  $500 \text{ psi} = 1.173 \text{ pies} \times 0,4264 \text{ psi/pies}$
  6. Volumen de aceite diesel requerido =  $1.173 \text{ pies} \times 0,05 \text{ bbl/pie} = 58,7$  bbl
  7. Colocar el aceite diesel en el espacio anular, encima de la zona pegada.

- Para reducir la presión diferencial reduciendo el peso del lodo encima del punto pegado:
  1. Suponer una reducción de la presión diferencial de 500 psi, un peso de lodo de 15,0 lb/gal, un volumen anular de 0,05 bbl/pie y el punto pegado a 7.000 pies.
  2. Convertir el peso del lodo (lb/gal) a psi/pie mediante:  $15 \times 0,052 = 0,7800$  psi/pie
  3. Resolver para el gradiente de presión (X) del peso de lodo reducido mediante:  $(0,7800 - X) 7.000 = 500$   
 $1.460 - 7.000X = 500$   
 $-7.000X = 500 - 5.460 = -4.960$   
 $X = 0,7086$  psi/pie
  4. Peso de lodo reducido  $\frac{0,7006}{0,052} = 13,63$  lb/gal
  5. Volumen del fluido de emplazamiento con peso de lodo reducido:  $7.000$  pies  $\times$   $0,05$  bbl/pie =  $350$  bbl
  6. Colocar el fluido más ligero en el espacio anular, encima de la zona pegada.

Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial. Si se reduce demasiado la presión diferencial, el pozo puede sufrir un amago. Planes de emergencia deberían ser establecidos antes de tratar de ejecutar estos procedimientos.

➤ **Técnica de tubo en u**

Otro método para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en reducir la altura de la columna de lodo en el espacio anular hasta por debajo del niple de campana. Este procedimiento se llama “Técnica de Tubo en U”. De acuerdo con este

procedimiento, se desplaza el lodo del espacio anular mediante el bombeo de un fluido ligero (como aceite diesel, agua o nitrógeno) dentro de la columna de perforación. Después de bombear el volumen requerido de fluido de baja densidad, se purga la presión (y algún líquido) del tubo vertical. Luego se deja que el lodo más pesado dentro del espacio anular regrese a la columna de perforación pasando por el “Tubo en U”, produciendo una reducción de la altura de lodo dentro del espacio anular. Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial.

En este caso, cálculos precisos deben ser realizados para determinar el volumen de fluido ligero a bombear antes de permitir que el lodo dentro del espacio anular regrese a la columna de perforación después de pasar por el Tubo en U. No se debe usar este procedimiento cuando la barrena en el pozo tiene toberas de pequeño tamaño, debido a la posibilidad de taponamiento de la barrena. La técnica puede ser aplicada de manera segura en la mayoría de las situaciones, a condición de que haya sido analizada y planeada minuciosamente. Será necesario tomar en cuenta las presiones de la formación y las posibles zonas productivas (gas/petróleo) encima del punto pegado, así como las presiones de la formación estimadas o conocidas en el punto pegado. Si no se conoce el gradiente de presión de la formación, se puede determinar una presión aproximada multiplicando un gradiente de formación normal (0,47 psi/pie) por la profundidad pegada. Esta presión, restada de la presión hidrostática del lodo, proporcionará un valor aproximado de la reducción máxima de presión necesaria para liberar la tubería pegada. El objetivo de esta técnica es liberar la tubería pegada de una manera prudente y segura, sin perder el control del pozo. Se recomienda el siguiente procedimiento para liberar la tubería pegada por presión diferencial si se ha determinado que la técnica de Tubo en U puede ser aplicada de manera segura y que no hay ninguna obstrucción dentro o fuera de la columna de perforación que pueda impedir el movimiento del fluido en cualquier sentido:

1. Circular y acondicionar el lodo en el pozo.
2. Determinar una reducción máxima segura de la presión hidrostática.
3. Calcular los siguientes valores:
  - a) Barriles totales de fluido ligero que será desplazado inicialmente dentro de la columna de perforación y que terminará reduciendo la presión hidrostática en el espacio anular y la columna de perforación mediante la compensación del flujo de retorno.
  - b) Contrapresión máxima esperada en el manómetro de la tubería de perforación después de desplazar este volumen, debido a la presión diferencial entre el espacio anular y la tubería de perforación.
  - c) Barriles de fluido ligero que deben regresar a los tanques durante la compensación.
  - d) Barriles de fluido ligero que deben quedar dentro de la columna de perforación después de la compensación.
  - e) Caída del nivel de fluido (pies) en el espacio anular después de compensar los volúmenes de fluido ligero y lodo en la columna de perforación y el volumen de lodo en el espacio anular.
4. Instalar líneas entre la tubería de perforación y el múltiple del piso del equipo de perforación para que el fluido ligero pueda ser desplazado con la unidad de cementación. Además, hacer los preparativos o instalar los equipos necesarios para controlar el flujo de retorno de fluido ligero a través de un estrangulador o una válvula durante la compensación.
5. Desplazar lentamente el fluido ligero dentro de la tubería de perforación hasta que se haya desplazado todo el volumen calculado. Tomar nota de la contrapresión en el calibre de la tubería de perforación a este punto.
6. Instalar los equipos para el flujo de retorno del fluido ligero.
7. Sacar la tubería hasta alcanzar la tensión máxima segura para la tubería de perforación y realizar el flujo de retorno del fluido a partir de la tubería de

perforación, a una velocidad controlada a través del estrangulador o de la válvula. Parar periódicamente el flujo de retorno para observar la contrapresión sobre la tubería de perforación y examinar el espacio anular para detectar cualquier señal de movimiento ascendente del fluido. Si el pozo está estático (i.e. ningún flujo de fluido de la formación), la presión de la tubería de perforación debería disminuir con el flujo de retorno. Si el pozo intenta hacer un amago, la presión de la tubería de perforación se estabilizará o aumentará con el flujo de retorno. En la situación deseada, el nivel de fluido anular seguirá cayendo, simulando un vacío durante los periodos de flujo de retorno.

8. Intentar de mover la tubería y golpear la tubería pegada, si es posible.
9. Si la columna de perforación no queda libre, entonces:
  - a) Llenar el espacio anular con lodo hasta la superficie, invertir lentamente la circulación de fluido ligero a partir de la tubería de perforación, y hacer circular un volumen total del pozo. Observar los retornos para determinar si algún fluido de la formación (gas/petróleo) ha entrado en el pozo.
  - b) Considerar la posibilidad de reducir aún más la presión hidrostática si es posible hacerlo de manera segura, y repetir los Pasos 1 a 8.
10. Si la columna de perforación queda libre, tratar de mover la tubería y acondicionar el pozo antes de realizar los viajes y/o continuar la perforación.

## **2.9 TRABAJO DE PESCA**

El pez puede estar en el hoyo abierto, en la tubería de revestimiento, tubería o sarta de perforación. La mayor parte de los trabajos de pesca dentro de la tubería de revestimiento son hechos con tubería o tubería de perforación, mientras que la

mayor parte de trabajos de pesca dentro de la tubería o tubería de perforación son hechos con una línea de acero<sup>13</sup>.

Lo primero que debe hacerse es un diagrama detallado del pez. Es por esto que es necesario que se mida y se conozcan los diámetros de cualquier elemento que sea introducido en el hoyo. El diagrama debe incluir una configuración completa del hoyo. Las herramientas de pesca son elegidas o fabricadas a partir del diagrama y de la ubicación del pez. Todas las herramientas de pesca ingresadas al hoyo deben ser calibradas y medidas. Un trabajo simple como es el bajar un pescador del tipo zapato abierto (overshot) para atrapar la conexión o el cuerpo de un tubería, es hecha a menudo por el mismo equipo de trabajadores de la torre.

Sin embargo, el operador debe analizar la situación antes de tomar una acción apresurada. Si el operador carece de herramientas o de habilidad, se debe llamar a un especialista. Algunas herramientas utilizadas para capturar al pez, incluyen lo siguiente:

- Agarre interno - cangrejos (spear) o machos cónicos.
- Agarre externo - pescadores de tubería (agarre tipo espiral o canasta) (overshot)
- Levante o agarre - imanes, canastas de pesca o cangrejos (spear)
- Perforar, fresar y cortar, zapatos lavadores, fresas, cortadores y trépanos.
- Rolado y raspado - rodillos desabolladores y rascadores de cañería.

Algunos accesorios también son utilizados para facilitar el trabajo de pesca. Tales como bloques de impresión, tijeras golpeadoras (jar), tijeras destrabadoras (bumper subs) o tijeras de doble acción, juntas de seguridad, aceleradores de golpes,

---

<sup>13</sup> Ibid., P. 93.

uniones articuladas y caños lavadores. Las herramientas de pesca pueden ser bajadas en tuberías o en líneas de acero, dependiendo de la aplicación específica.

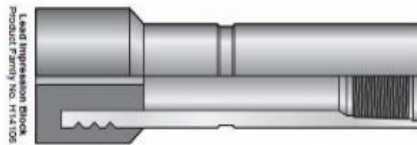
### 2.9.1 Herramientas

- **Impresión Block**<sup>14</sup>

Es un bloque de plomo que permite verificar el estado del tope del pescador, suministrando una evidencia visual. Consta de un cuerpo o mandril que hace las veces de contenedor, lleva en el tope la conexión y un cuerpo de plomo obtenido por vaciado. Para ordenar una impresión block se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Tamaño del hueco
- Tipo de conexión

**Figura 13.** Impression Block



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Accessory tools. P 87

---

<sup>14</sup> Ibid., P. 93.

## Herramientas de agarre interno

### ➤ Releasing Spear<sup>15</sup>

Útil en la recuperación de camisas, tuberías de revestimiento o similares, proporcionando un afianzamiento efectivo que permite aplicar esfuerzos máximos de tensión.

#### **Operación:**

- Seleccionar la herramienta de acuerdo al tipo de tubería a recuperar y las condiciones de la misma.
- Bajar la herramienta hasta 2 o 3 pies por encima del tope del pescado y establecer circulación para remover los ripios y limpiar.
- Suspender circulación, verificar el peso de la sarta
- Descender lentamente hasta tocar el tope (tomar este punto de referencia).
- Introducir la herramienta dentro del pescado, girar la sarta a la izquierda en una proporción de una vuelta por cada 3.000 pies de longitud para anclarla.
- Verificar el anclaje aplicando tensión moderada e incrementando gradualmente hasta 8.000 o 10.000 lbs.
- Una vez verificado el anclaje proceder a trabajar la sarta para recuperar el pescado, siempre en tensión.
- En caso necesario, para liberar la herramienta se debe aplicar un golpe brusco hacia abajo y girar lentamente la sarta a la derecha sin aplicar tensión ni peso (localizando el punto neutro en la herramienta).
- Levantar lentamente manteniendo el giro, si no hay éxito repita la operación.

---

<sup>15</sup> Ibid., P. 93.

**Figura 14.** Releasing Spear

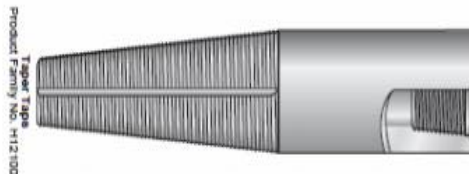


**Fuente.** PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

➤ **Taper Tap**<sup>16</sup>

Herramienta utilizada para pescar toda clase de tuberías o herramientas donde la boca del pescador se encuentre en buenas condiciones y no haya restricciones internamente.

**Figura 15.** Taper Tap



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Internal/ external engagement tools. Pag. 29.

---

<sup>16</sup> Ibid., P. 93.

## ➤ **Cable Guided and Side Door Fishing Methods**<sup>17</sup>

### **Descripción General**

El método de pesca con bowen cable guide emplea especialmente herramientas y accesorios para asegurar el enganche seguro con herramientas de subsuelo pegadas por el rebasamiento antes de que el cable sea alzado de la cabeza del cable. Con el método de pesca del bowen cable guided, importantes herramientas pueden ser recuperadas, cables multiconductores costoso pueden ser salvados y los poro del hueco pueden ser despejados con un mínimo de tiempo de inactividad.

El método de pesca Side Door emplea el series 160 side door overshot, el cual es corrido en el tubing o la tubería de perforación, cuando se pesca con wireline en un pozo entubado. El uso de estos overshots elimina la necesidad de cortar la línea o el cable.

### **Uso**

El método de pesca del bowen cable guided es el usado más frecuentemente en la toma de registros eléctricos al pozo en hueco abierto y servicios relacionados conducidos en huecos sin entubar.

Frecuentemente, las condiciones del pozo son de tal manera que la herramienta usada en esos servicios se pega, se crea puente o la línea se trunca por ojo de llave en las paredes del pozo. El método de pesca por cable guided provee no solo el procedimiento sino que también un conjunto de herramientas completamente personalizadas para recuperar dichas herramientas atascadas y limpiar el pozo.

El Side Door Overshot serie 160 es recomendado usar en la pesca de una línea o cable conductor en un hueco entubado. Ellos eliminan la necesidad de cortar la línea

---

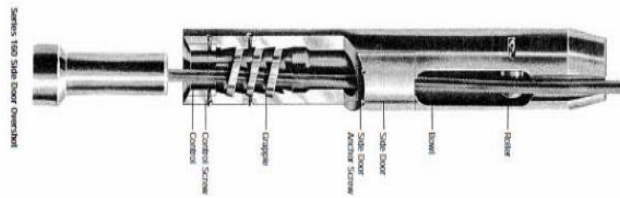
<sup>17</sup> National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890

o el cable, y provee gran capacidad de jale y control que los wire line overshots convencionales.

### Operación

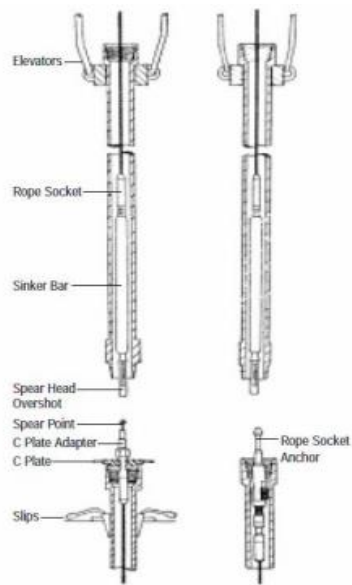
- Desconectar el Spear Head Overshot y jalarlo hacia el operador de la torre.
- El operador de la torre enroscará entonces el Spear Head Overshot y el Sinker Bar entre el primer tramo de tubería a la que el Cable Head Overshot ha sido unido.
- El perforador Recogerá entonces el primer tramo de tubería y la suspenderá encima de la cabeza del pozo.
- El Spear Head Overshot Deberá ser conectado al spear Head, una leve tensión hecha en el cable y el plato "C" removido.
- El primer tramo de tubería es entonces corrido dentro y los slips son ubicados.
- Después que el plato "C" es reemplazado y el ensamble situado en el resto de la junta de herramientas, el Spear Head Overshot esta desconectado y jalado de regreso al operador de la torre.
- El operador de la torre enroscará el Spear Head Overshot entre el siguiente tramo de tubería, que a su vez es recogida por el perforador y suspendida sobre la cabeza del pozo.
- El Spear Head Overshot es conectado al Spear Head Rope Socked, el plato "C" es removido y este tramo es llevado al primer tramo y corrido dentro.

**Figura 16.** Series 160 Side door Overshot



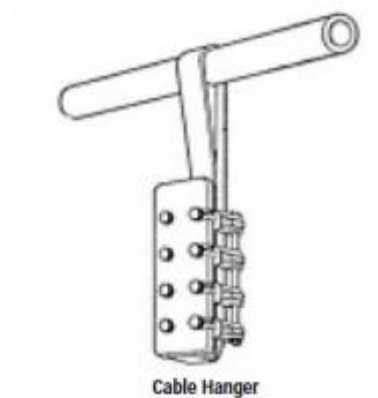
**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

**Figura 17.** Partes del Bowen Cable Guide



**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

**Figura 18.** Cable Hunger



**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

**Figura 19.** Rope Socked



**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

- El plato "C" es reemplazado, El Spear Head Overshot es otra vez desconectado y jalado hacia el operador de torre y este procedimiento es repetido hasta que la suficiente tubería ha sido corrida dentro para contactar y liberar el pescado.

- Después que el pescado ha sido contactado y liberado, el Cable Hanger está de nuevo situado en el cable, los Rope sockets son removidos y el cable atado con un nudo cuadrado.
- Con el elevador trabado alrededor de la barra “T” en el Hanger, se hace una tensión suficiente para jalar el cable fuera del pescado.
- Remover el Cable Hanger y embobinar el cable libre en el carrete del camión en servicio. La tubería de pesca debe ser entonces sacada del hueco en la manera convencional.

➤ **Overshot<sup>18</sup>**

Herramienta más común y efectiva (pescante universal).

Se utiliza para enganchar en su interior y recuperar: varillas, tuberías y otros tipos de pescados similares o herramientas tubulares de diferentes tamaños.

Su versatilidad se debe a que generalmente es más fácil bajar deslizándose por la parte exterior del pescado. Puede prepararse de acuerdo al diámetro y condiciones del pescado.

Se utiliza con una variedad de accesorios que hacen posible enderezar, guiar, y así enganchar el pescado donde otras herramientas fallarían.

**Tipos:**

- Para grandes esfuerzos (F.S.): tensión, torsión, percusión, diámetro interno menor.
- Para esfuerzos menores (S.H.): diámetro interno mayor.

**Operación:**

- Correr el pescante hasta unos pocos pies por encima del tope del pescado.

---

<sup>18</sup> Ibid., P. 93.

- Verificar el peso de la sarta de pesca, para tomarlo como referencia.
- Circular por encima del tope para limpiarlo.
- Girar la sarta a la derecha y a su vez bajarla lentamente hasta aplicar a 8.000 lbs. de peso. En ocasiones no es necesario rotar la sarta pero en algunos casos es importante combinar la rotación con el descenso para entrar y enganchar el pescado.
- Al entrar el pescado dentro de la herramienta la grapa se expande, se hace sello con el empaque y el pescado se detiene al hacer contacto con el sustituto de tope.
- Eliminar la rotación de la sarta y tensionarla de 10.000 a 12.000 lbs. para comprobar que la grapa está agarrada al pescado.
- En caso de no efectuar el enganche en la primera ocasión, se debe repetir la operación las veces que se considere necesario hasta lograrlo.
- Una vez logrado el enganche se establece circulación para facilitar la extracción del pescado.
- Si después de enganchar el pescado y su recuperación no es posible hay que desenganchar el pescante.
- Aplicar peso moderado y colocar en punto neutro, girar la sarta a la derecha. Comenzar a tensionar lentamente.
- Si no se desengancha de la manera anterior, descender rápidamente la sarta aplicando un peso de 4.000 a 6.000 lbs., colocar en punto neutro y simultáneamente girar la sarta a la derecha y luego levantarla lentamente.
- Repetir la operación hasta que la grapa quede libre totalmente.

Al ordenar un Overshot se debe tener en cuenta la siguiente información:

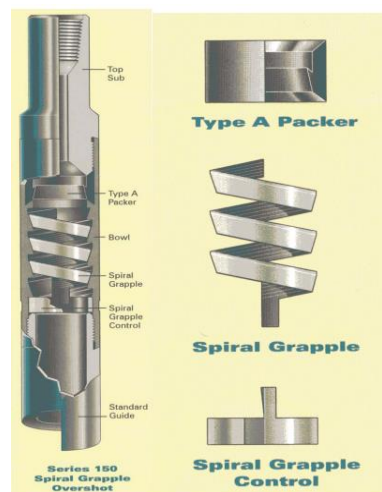
- Pescado a recuperar.
- Condiciones del pescado.
- O.D.

- Numero de ensamble.
- Tipo
- Tipo de grapa
- Empaques
- Accesorios que puedan ser utilizados.

Existen varios equipos, de ganchos o grapas en el momento de ensamblar el overshot, de los cuales los más comunes o más prácticos son:

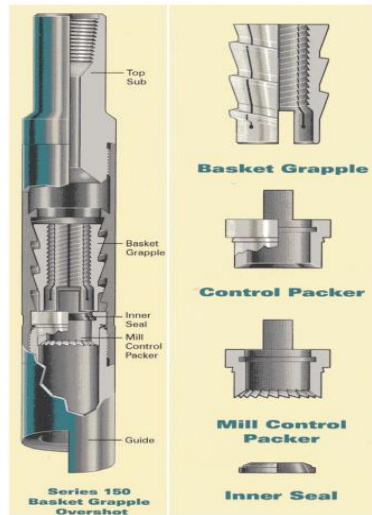
- Spiral catch equipment
- Basket catch equipment.

**Figura 20.** Spiral grapple Overshot



**Fuente.** GOTCO International. External catch series 150 releasing and circulation Overshot

**Figura 21.** Basket Grapple Overshot



**Fuente.** GOTCO International. External catch series 150 releasing and circulation Overshot.

➤ **Die Collar**<sup>19</sup>

**Figura 22.** Die Collar



**Fuente.** PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

---

<sup>19</sup> Ibid., P. 93.

Se utiliza para conectar exteriormente cualquier tipo de tubería y/o herramienta hasta donde las condiciones lo permitan.

Su uso es muy limitado debido a la dificultad que se puede presentar al desenganchar la herramienta cuando no se puede recuperar el pescado.

Se recomienda correrse con la junta de seguridad (safety joint). Su configuración interior es cónica y tiene una rosca especial (caja) en forma de garra con canales de flujo en caso de requerir circulación. Tratada térmicamente para una alta resistencia.

El extremo inferior puede ser plano, con labio o dentado.

Operación:

- Verificar el diámetro interno para estar seguros que se puede tener un buen agarre, examinar la parte de pescado recuperado (diámetro, longitud).
- Bajar la herramienta hasta 3 o 4 pies por encima del tope del pescado y establecer circulación para remover ripios.
- Verificar el peso de la sarta.
- Suspender circulación y bajar lentamente con poca rotación hasta tocar el tope del pescado.
- Continuar la rotación y aplicar poco peso (1.000 lbs.) verificando la torsión.
- Continuar la operación haciendo incrementos de peso de 1.000 lbs. hasta un total de 6.000 lbs., verificando en cada etapa la torsión.
- Tensionar la sarta y comprobar el resultado de la operación.
- Si no se tuvo éxito, repetir la operación anterior.

➤ **Junk Basket Sub<sup>20</sup>**

---

<sup>20</sup> Ibid., P. 93.

**Usos:**

Para recoger trozos metálicos que se desprenden de algún elemento durante la perforación; y los cortes de la herramienta demoledora en operaciones de pesca.

Las partículas metálicas se sacan del fondo del pozo por la corriente del lodo siempre y cuando la velocidad y la viscosidad de éste sean suficientes.

En el tope de la canasta-camisa el espacio libre entre el diámetro de la tubería y la pared del pozo aumenta repentinamente, reduciendo la velocidad del lodo, haciendo que las partículas se precipiten y se queden en la camisa.

Al ordenar un Junk Basket Sub se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Tamaño del hueco
- Diámetro externo de la camisa-canasta
- Longitud de la herramienta
- I.D.
- Conexión.

Procurar no colocar llave en el cuerpo de camisa-canasta para evitar que se colapse.

➤ **Junk Basket Globe<sup>21</sup>**

**Descripción General**

Está conformada de: un barril, un substituto superior, un elemento de agarre superior e inferior, una corona moledora generalmente revestida con carburo de tungsteno.

**Usos:**

---

<sup>21</sup> Ibid., P. 93.

Para recuperar herramientas o partes metálicas mediante el corte de un corazón de 1 a 2 pies.

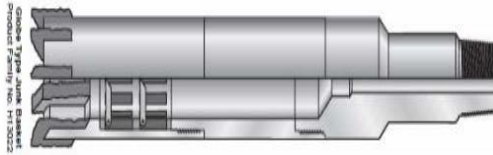
**Operación:**

- Seleccionar el tipo de corona a usar y el diámetro de acuerdo al tamaño del hueco donde se va a correr.
- Estar seguros de que se tienen los elementos de agarre.
- Correr la herramienta en el hueco y antes de alcanzar el fondo comenzar a circular con baja presión.
- Iniciar la rotación de la sarta al mismo tiempo que se desciende hacia el fondo.
- Mantener 2.000 lbs. de peso (si es necesario 4.000 lbs.); 50 a 150 RPM (ideal 80 RPM) hasta penetrar en la formación 1 a 2 pies.
- Al suspender la rotación y la circulación el corazón se secciona y los elementos de agarre evitarán que se salga.

Al ordenar un Junk Basket Globe se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Tamaño del hueco
- Tipo y diámetro externo de la corona
- Definir si lleva un solo elemento de agarre o ambos
- I.D.
- Conexión

**Figura 23.** Junk Basket Globe



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Wellbore Cleaning tools. Pag. 52

### ➤ **Junk Basket For Reverse Circulation<sup>22</sup>**

#### **Descripción General**

Está conformada de: un sub de levante y a la vez un contenedor de la esfera de acero, un sub Superior de unión, un cilindro o barril con la preparación interna para recibir la esfera y permitir el desvío del flujo, conjunto de válvula, elemento de agarre y corona demoledora, generalmente revestida con carburo de tungsteno.

#### **Uso:**

Para recuperar herramientas o partes metálicas mediante el corte de un corazón de 1 a 2 pies pero aprovechando el efecto de circulación inversa para dirigir todos los objetos hacia el interior del barril.

#### **Operación:**

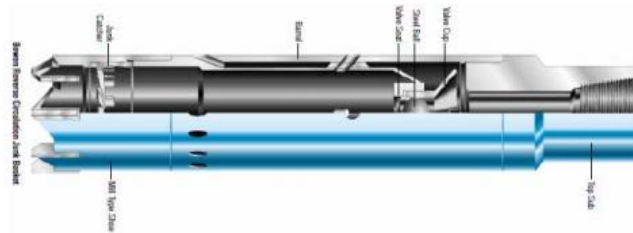
- Seleccionar el tipo de corona a usar y el diámetro de acuerdo al tamaño del hueco donde se va a correr.

---

<sup>22</sup> Ibid., P. 93.

- Estar seguros que se tienen los elementos de agarre y disponible la esfera de acero.
- Correr la herramienta en el hueco y antes de llegar al fondo establecer circulación en directa para limpiar el fondo, suspender la circulación.
- Enviar la esfera de acero a través de la tubería de trabajo para poder desviar el flujo a través de la herramienta.
- Comenzar a rotar la tubería y descargarla en el fondo aplicando 2.000 lbs. de peso, estableciendo al mismo tiempo circulación.

**Figura 24.** Junk Basket for Reverse Circulation



**Fuente.** National Oil Well. Reverse Circulation Junk Basket: Instruction Manual 3100.

## **HERRAMIENTAS GOLPEADORAS<sup>23</sup>**

Se utilizan cuando el pescado se encuentra atascado y de difícil recuperación. Estas herramientas se convierten en multiplicadoras de fuerza. Operan bajo el principio de que la energía puede incrementarse tensionando la sarta hasta los límites de

---

<sup>23</sup> Ibid., P. 93.

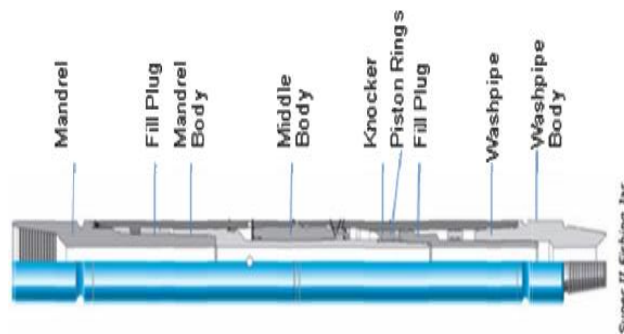
cedencia del acero y repentinamente se suelta la energía por medio de un mecanismo de disparo. La energía liberada produce un impacto en el pescado y por percusión es posible recuperarlo.

➤ **Fishing Jar**<sup>24</sup>

Es un martillo hidráulico y la energía potencial de la herramienta se convierte en energía cinética al someterlo al esfuerzo de tensión.

La energía cinética se convierte en trabajo al producirse el impacto, el cual será mayor o menor dependiendo del desplazamiento que se tenga.

**Figura 25.** Fishing Jar



**Fuente.** PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

**Operación:** Las variables que influyen en la efectividad del trabajo del martillo son: la profundidad de operación, el estiramiento de la sarta, la temperatura y condiciones del pozo.

---

<sup>24</sup> Ibid., P. 93.

- Colocar el martillo debajo de las botellas.
- Para golpear subir la sarta lo suficiente como para lograr el estiramiento necesario y el impacto deseado.
- Frenar y esperar el impacto. El primer golpe puede durar de unos pocos segundos a varios minutos.
- Después de generar el golpe, cerrar el martillo y repetir la operación anterior.

➤ **Balanced Bumper Sub**<sup>25</sup>

Herramienta utilizada en todas las operaciones de pesca. Su presencia en la sarta facilita el desenganche de la herramienta de agarre cuando es imposible sacar el pescado, descargando un fuerte golpe hacia abajo.

**Descripción General:**

Está diseñado para soportar una acción sostenida de golpes en la pesca, fresado ligero, y operaciones de workover. La herramienta está diseñada para permitir de 10 a 18 pulgadas de stroke vertical, hacia arriba y hacia abajo.

Este stroke está siempre disponible para el operador, así gire o no. Los strokes más grandes de 18 pulgadas pueden ser suministrados bajo pedido especial. El Bowen Balanced Bumper Sub transmitirá un máximo torque todo el tiempo durante la rotación y operaciones de golpeado.

Superficies adecuadas y llamativas son provistas en los límites del movimiento libre para producir el gran impacto tan necesario para obtener la mejor calidad, acción positiva de golpes en cualquier dirección.

Especialmente diseñado con estrías resistentes que proveen una fuente de continua transmisión de torque. Estas estrías están siempre en contacto, haya o no golpe.

---

<sup>25</sup> National Oil Well. Balanced Bumper Sub: Instruction Manual 4455.

Los agujeros permiten máxima circulación todo el tiempo. La función de balance la cual es compuesta por el flotador en un cuerpo adecuado rodeando la tubería de lavado, sirve para un doble propósito.

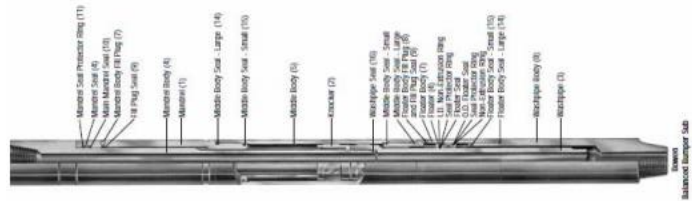
Este balancea la presión externa con la presión de circulación del fluido; y sirve para permitir la expansión volumétrica de la herramienta que trabaja con fluido, gracias a la temperatura. Esto resulta en una operación más libre bajo condiciones extremas de presión diferencial o de temperatura, o ambas. Esto también resulta en una herramienta de vida más larga. Bajo tales condiciones adversas el Bowen Balanced Bumper Sub se desempeñará donde las otras herramientas fallan.

Uso:

Consta de un substituto superior, un mandril, un cuerpo intermedio, un golpeador y un conjunto de cierre. El golpeador va conectado a la parte superior del mandril y con una serie de anillos se hace cierre hermético entre el cuerpo intermedio y el mandril.

El Bowen Balanced Bumper Sub está especialmente adaptado para el uso en la profundidad, graves operaciones de pesca, o para ligeros fresados u operaciones de extracción de muestras. Esto permite una acción de golpe inmediata para prevenir cortes y derrumbes de sedimentos y acuñamiento de la sarta de pesca o perforación.

**Figura 26.** Balanced Bumper Sub



**Fuente.** National Oil Well. Balanced Bumper Sub: Instruction Manual 4455

Esta herramienta liberará tubería de perforación y escariadores, dril collars, brocas y otras herramientas que se han pegado, encerrado o truncado. La herramienta puede fácilmente ser usada para golpear repetidamente en cualquier dirección o golpear alternadamente hacia arriba y hacia abajo.

Es una herramienta ideal para ser usada en las operaciones de extracción de muestras. La acción de golpear es una manera efectiva de romper núcleos fuertemente y limpiamente para permitir la remoción fácil cuando se desea.

Operación:

- Instalarlo encima de la herramienta de agarre y/o la junta de seguridad.
- Para lograr golpes descendentes se alza la sarta lo suficiente para abrir la herramienta.
- Dejar caer súbitamente la sarta y frenar abruptamente. Esto cerrará el Bumper y por la elasticidad, la sarta dará una serie de golpes descendentes.

**Figura 27.** Partes del Balanced Bumper Sub



**Fuente.** National Oil Well. Balanced Bumper Sub: Instruction Manual 4455.

➤ **Jar Accelerator/Intensifier**<sup>26</sup>

Se constituyen en un medio para almacenar la energía requerida encima del Fishing Jar durante las operaciones de pesca, es un resorte hidráulico.

**Operación:**

- Se corre en conjunto con el Fishing Jar, instalado encima de las botellas para intensificar el efecto del golpe.
- Actúa como un resorte (hidráulico) que almacena energía al comprimir una cámara almacenadora del fluido cuando se tensiona la sarta de tubería.

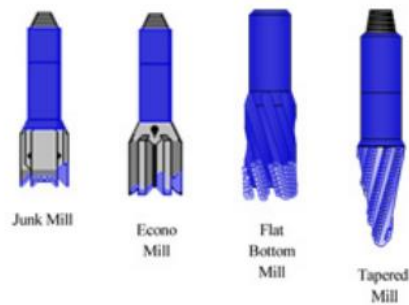
---

<sup>26</sup> Ibid., P. 93.

- Cuando el Fishing Jar dispara, la expansión del fluido en el intensifier amplifica el golpe acelerando las botellas en tal forma que se puede obtener un impacto equivalente a varias veces el peso de las botellas.

### Herramientas Demoledoras<sup>27</sup>

**Figura 28.** Herramientas Demoledoras



**Fuente.** PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

Existe una amplia gama de herramientas moledoras de acuerdo a su configuración, utilizadas para moler partes metálicas dejadas dentro del pozo, o para rectificar el tope de un pescado.

#### **Tipos:**

- Fondo Plano. (Flat Bottom Junk Mill)
- Fondo cóncavo. (Concave Junk Mill)
- Con piloto guía. (Pilot Mill)
- Cónico. (Taper Mill)

---

<sup>27</sup> Ibid., P. 93.

- Nariz redonda.
- De empaque (Packer Mill)
- Sección ensanchable

**Figura 29.** Herramienta Demoledora de Empaques



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Packer Milling and Retriever tools. P 42

Al ordenar un Demoledor se debe tener en cuenta la siguiente información:

- O.D. Máximo
- Tipo
- O.D. por longitud del Fishing neck
- Canales de circulación.
- No. Tungsteno externamente en huecos revestidos
- Alertas estabilizadoras.

**Recomendaciones:**

- Velocidad de rotación y peso controlados

- Mantener altos volúmenes de circulación para remover los cortes y enfriar el moledor
- Usar una canasta pesca ripios
- Para lograr un mayor avance es necesario probar con diferentes velocidades de rotación, pesos y presión de bombeo. Siempre que la rata decline se hace necesario cambiar uno o todos los factores anteriores.

## **HERRAMIENTAS LAVADORAS<sup>28</sup>**

Cuando en el pozo en hueco revestido o en hueco abierto, se tiene tubería atascada, pegada diferencialmente, empaquetada con arena o cortes de perforación, se hace necesario remover el material atascante, usando tuberías de diámetro y conexiones especiales con coronas revestidas con carburos de tungsteno, que se trabajan a velocidades de rotación y peso controlado.

### ➤ **Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear<sup>29</sup>**

#### **Descripción General**

El Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, es específicamente diseñado para el propósito de ayudar en el lavado y recuperación de la tubería pegada, cuando se pega en el fondo, con seguridad para prevenir el goteo del lavado y la liberación de la pesca. Esto puede ser realizado en un solo viaje, lo que se considera un ahorro considerable de tiempo.

Es una de las herramientas más versátiles que se han diseñado para las operaciones de pesca. El método de anclaje del Spear dentro de la tubería es expandir los slips de captura con una rosca cónica estrecha y sin usar un collar de aterrizaje o nipple para hacer la conexión con el pescado.

---

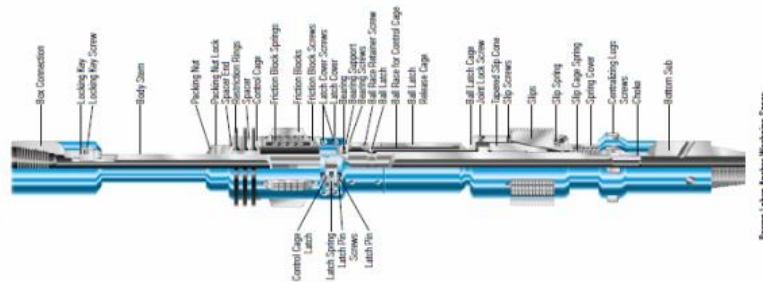
<sup>28</sup> Ibid., P. 93.

<sup>29</sup> National Oil Well: Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

Cuando la herramienta está anclada correctamente dentro, esta no se liberará por la rotación del washpipe y el spear. Tampoco se liberará por la aplicación de cualquier cantidad de peso contra el slip del spear mientras es bajado en el pozo, pero solo después que el operador lo ha conectado al pez por rotación hacia la derecha lo cual es requerido.

Después de conectar el pescado por rotación hacia la derecha, el slip del washpipe spear puede ser liberado por la continua rotación hacia la derecha y tensión de carga en la tubería. Si el lavado comienza tan pronto como el washpipe girará el spear, el slip se arrastrará, causando un excesivo desgaste en el slip.

**Figura 30.** Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear



**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900

**Uso:**

Está diseñado para ser corrido dentro de la tubería de lavado. Este se engancha al pescado por la parte de abajo, normalmente por una conexión de rosca, previniendo al pez de la caída cuando este es lavado. El ancla Washpipe Spear recuperará

tubería de perforación, collares, empaques, tapones de puente, etc., que se van a lavar, ya sea por encima o por debajo del fondo, y trae el pescado fuera del pozo, dentro de la tubería de lavado, después que este ha sido lavado. Esto ahorra viajes adicionales con la tubería de pesca.

Spear para pesca, taper taps u otras herramientas aplicables pueden ser corridas en el Anchor Washpipe Spear para enganchar el pescado.

Cuando esta herramienta no está disponible, varios métodos son probados para la liberación de una pega de tubería. Entre éstos están: mezclar aceite en el lodo de perforación, jarras insertas y bumper subs en la sarta, usando explosivos en la sarta y como último recurso, el lavado.

Mediante el uso de esta herramienta, el lavado no necesita considerarse como un último recurso.

### **Operación:**

#### Ensamble del Washpipe Spear

El Anchor Washpipe Spear debe ser ensamblado y completamente comprobado, asegurándose de que el choke apropiado está dentro del Spear, para que coincida con el tamaño de la bomba en la torre de perforación. Preparar la apropiada herramienta de pesca al fondo del Washpipe Spear. Esto es recomendado ya que un Bowen Lebus Unlatching Joint es corrido entre el Anchor Washpipe Spear y la herramienta de pesca primaria en el fondo.

Ensamblar el Anchor Washpipe Spear en posición de corrida en la tubería de lavado como sigue:

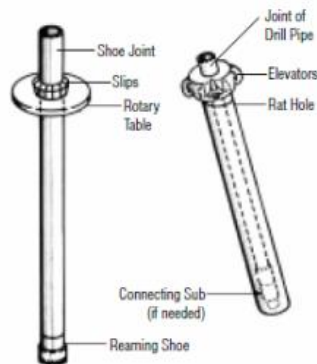
Bajar la tubería de lavado sobre el Washpipe Spear, luego levantar la tubería de lavado de manera que el peso del washpipe Spear fijará los Slips. Mientras se sostiene la tubería de lavado, rotar el bottom sub a la derecha (con las manecillas

del reloj). Esto atornillará slip cónico abajo y acuñará los slips entre el slip cónico y la tubería de lavado. Pinzas grandes pueden ser usadas para establecer los slips, tan fuerte como sea deseado para hacer la conexión subsecuente entre el washpipe Spear y el pescado.

Si se desea anclar el washpipe spear relativamente alto, por encima del zapato de la tubería de lavado, una junta de tubería de perforación puede ser conectada entre el washpipe spear y las herramientas de pesca primarias; y una junta de tubería de lavado adicionada abajo, antes de conectar el zapato a ésta.

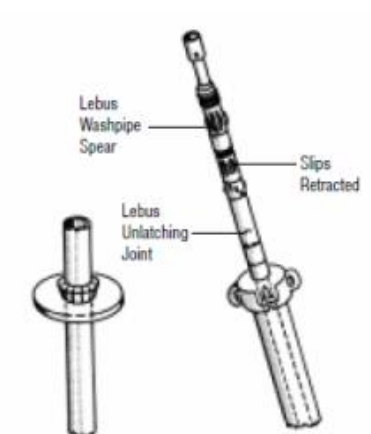
El procedimiento mejor recomendado para ensamblar el Bowen-Lebus Anchor Washpipe Spear, y anclarlo en el extremo inferior de la segunda junta de la tubería de lavado está descrito abajo, e ilustrado en la secuencia de gráficas etiquetadas del paso 1 al paso 5.

**Figura 31.** Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 1



**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

**Figura 32.** Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 2

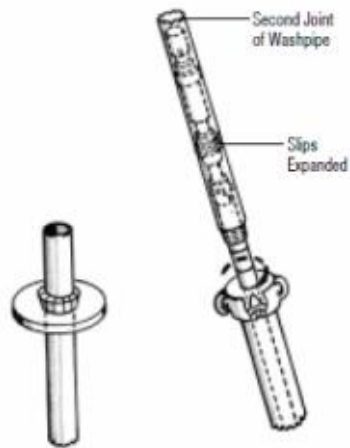


**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

Paso 1 ilustra la junta del zapato de la tubería de lavado, con el zapato de la tubería de lavado ya lista para correr, y situarla en la mesa rotaria. Una junta de tubería de perforación con un Conector Sub (si es requerido) con una longitud total de dos o tres pies más corto que la longitud combinada del zapato de la junta y el zapato, es deseada.

Paso 2 muestra el Spear (y la junta de desenganche) compuesta por pinzas herméticas para la junta de tubería de perforación.

**Figura 33.** Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 3



**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

**Figura 34.** Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 4



**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

Paso 3 ilustra la segunda junta de la tubería de lavado siendo ubicada encima del ensamble del Spear, y levantada para establecer los Spear Slips a la pared interna

de la tubería de lavado. La junta de la tubería de lavado es tenia inoperante mientras el pin inferior de conexión del Spear y la junta de la tubería de perforación son girados las suficientes vueltas para anclar los Spear Slips, usando grandes tenazas (como es mostrado por la flecha).

Paso 4 muestra la misma operación del paso 3, excepto que la junta de tubería de perforación está situada en los elevadores de la junta zapato en el pozo sin revestir, en lugar de estar en la distancia que hay entre el cañoneo y el fondo del pozo.

Paso 5 ilustra que la junta zapato y la segunda junta de tubería de lavado estarán sujetas. Suficiente tubería de lavado ha sido adicionada para completar la operación de lavado o cualquier parte del mismo.

**Figura 35.** Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 5



**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instrucción Manual 2900.

Para usar una junta de tubería de perforación bajo el Spear, la Kelly puede ser usada para hacer una conexión al pescado; también después de que el lavado comienza, la siguiente junta y todas las juntas adicionales de tubería de perforación pueden ser sumadas bajo la Kelly sin tirar el zapato del tope del pescado.

La junta tendrá flexibilidad lateral, para facilidad en la conexión del tope del pescado.

El Bowen-Lebus Unlatching Joint puede ser corrido en el fondo de la junta de tubería de perforación, en lugar de en la parte superior si se desea.

Advertencia:

*Siempre usar la sarta más corta posible de tubería de lavado requerida para completar la operación de lavado. En pozos profundos, es mejor planear varios viajes para lavar y sacar la pega en secciones, en lugar de lavar en un solo viaje, con el riesgo de pegar una sarta larga de tubería de lavado.*

## **HERRAMIENTAS RECUPERADORAS**

### ➤ **“ADT” Hydraulic Junk Retriever<sup>30</sup>**

#### Descripción General

Herramienta recuperadora de elementos metálicos sueltos dentro del pozo. A diferencia de otras canastas recuperadoras, no se requiere corazonar para recuperar el pescado.

#### Operación

- Revisar previamente la herramienta y estado de los anillos del pistón.
- Correr la herramienta en el pozo y colocar la Kelly al estar cerca al fondo del pozo.

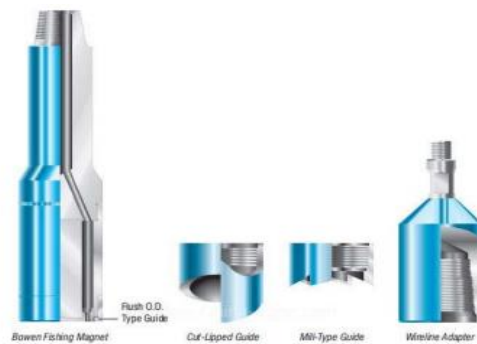
---

<sup>30</sup> Ibid., P. 93.

- Establecer circulación para limpiar el pescado utilizando ratas hasta 600 GPM.
- Reducir la circulación de 200 a 300 GPM, colocar poco peso y poca rotación para hacer que el pescado se acomode y entre a la herramienta.
- Introducir la bola tratando de mantener la herramienta sobre el pescado, establecer circulación con bajos G.P.M.
- Si es posible rotar suavemente y esperar el incremento de presión (cuando la bola llega al asiento). La camisa por acción del pistón y de esta manera asegurando el pescado cuando la presión es de 2.500 psi.
- Se continúa incrementando la presión de bombeo hasta 3.100 psi para lograr la ruptura del disco y poder circular a través de dicho orificio (9/16")
- Levantar y sacar la sarta de tubería.

➤ **Fishing Magnet**<sup>31</sup>

**Figura 36.** Fishing Magnet



**Fuente.** PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

<sup>31</sup> Ibid., P. 93.

## **Descripción General**

Consta de un cuerpo de acero con Roscapin en la parte superior para conectar con la sarta de trabajo, unido en la parte inferior con el elemento contenedor no magnético, un imán permanente, un plato de polo magnético y una guía de fondo plano.

El elemento contenedor no magnético permite que la herramienta se pueda correr en huecos revestidos.

### **Uso:**

Para remover piezas metálicas del fondo localizadas en el fondo del pozo.

### **Operación:**

- Se pueden correr con tubería o con cable.
- Cuando se corre con tubería se coloca a  $\pm 1$  pie sobre el tope del pescado y se establece circulación para remover los cortes que puedan estar sobre el mismo.
- Reducir al mínimo la circulación y descender con el imán hasta hacer contacto con el pescado.
- Rotar lentamente la tubería con un poco de peso para lograr un buen contacto.
- Suspender totalmente la circulación y sacar la tubería.

Al ordenar un Imán de Pesca se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Tamaño del hueco
- Conexión
- Tamaño o peso del material a recuperar

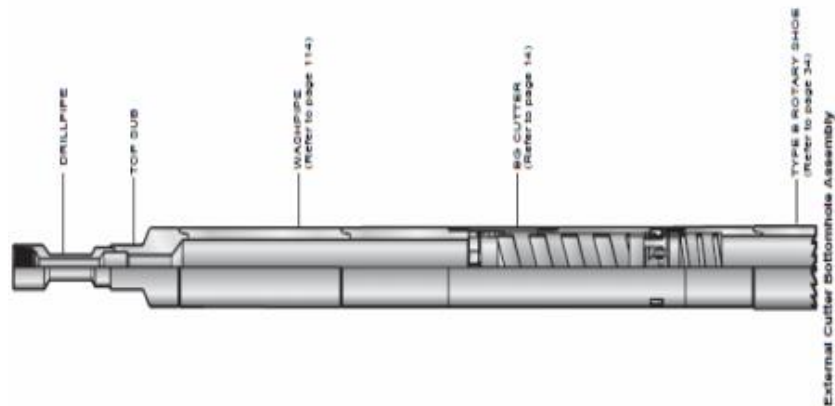
Se debe transportar siempre con protector.

## HERRAMIENTAS CORTADORAS

En algunos casos se hace necesario cortar la tubería interna o externamente para poder recuperarla.

### ➤ Cortador Externo<sup>32</sup>

**Figura 37.** Cortador Extern



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Internal/External Cutter tools. P 10.

### Descripción General:

---

<sup>32</sup> Ibid., P. 93.

Esta herramienta permite recuperar tubería con obstrucción interior o topes deformados que no permiten un buen agarre exterior, facilitando operaciones de pesca posteriores.

Consta de un substituto superior, cuerpo, guía, camisa de precarga, anillo de fricción, resorte y cortadores.

**Operación:**

- Se corre dentro del hueco con una junta de tubería de lavado para permitir la entrada de la tubería que va a ser recuperada.
- Antes de correr el cortador si la tubería a recuperar está pegada, es necesario efectuar una operación de lavado.
- Al entrar al pescado, descender lentamente y si se hace necesario girar la tubería a la derecha para lograr que la herramienta baje a la profundidad deseada, siempre y cuando haya sido localizada una unión.
- Se levanta la sarta hasta apoyar los fuelles de la camisa contra la unión.
- Tensionar de 2.000 a 4.000 lbs. para accionar el resorte y este la camisa que cierra los cortadores.
- Proceder a efectuar el corte rotando la sarta de 40 a 50 RPM y mantener constante durante la operación y así poder observar el incremento que nos indica la terminación del corte.
- Suspender la rotación y levantar lentamente. Si se observa incremento de peso y manifestación de tensión la operación ha sido satisfactoria.
- Antes de efectuar la operación de corte se debe determinar el peso de la sarta y el torque cuando las cuchillas no están en contacto con el pescado.

### ➤ Cortador interno<sup>33</sup>

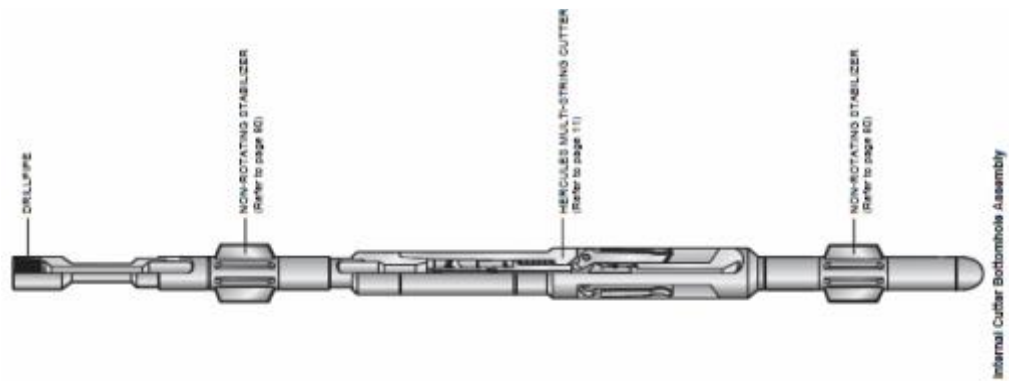
#### Descripción General:

Esta herramienta permite recuperar tubería que presente dificultades de agarre exterior, facilitando operaciones de pesca posteriores.

#### Operación:

- Se baja con la sarta de trabajo con un bumper encima del cortador, se introduce lentamente dentro del pescado evitando que gire (aplicar candado a la rotaria).
- A la profundidad deseada se rota hacia la derecha aplicando peso de 2.000 a 4.000 lbs. para abrir las cuñas.
- Continuar girando lentamente la sarta de tubería hacia la derecha, hasta tener una velocidad constante.
- Al terminar la operación de corte, levantar la sarta evitando girarla, hasta liberar la herramienta y sacarla a superficie.

**Figura 38.** Cortador Interno



<sup>33</sup> Ibid., P. 93.

**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Internal/External Cutter tools. Pag. 10

### **Recomendaciones**

- Medir cuidadosamente la tubería para asegurar el corte en la profundidad deseada.
- Colocar encima del cortador un bumper y más aún, en huecos torcidos – de alta inclinación
- Hay ocasiones en que es necesario colocar un estabilizador una junta arriba del cortador.

### ➤ **Cortador Hidráulico Interno (Pressure Pipe Cutter)<sup>34</sup>**

#### **Descripción General:**

Herramienta diseñada para cortar tuberías de revestimiento entre 4 1/2” y 30” O.D. utilizando presión del sistema de lodo para accionar tres brazos cortadores.

Un sustituto superior, un cuerpo principal con reparación interna para un sistema de pistón resortado que se acciona mediante una restricción con boquilla y a su vez accionar las cuchillas.

#### **Operación:**

- Hacer una revisión exhaustiva de la herramienta, en su sistema hidráulico, y seleccionar el rango de cuchillas para la tubería que se va a cortar.
- Seleccionar la correcta velocidad de rotación que va a ser usada.

---

<sup>34</sup> Ibid., P. 93.

- Seleccionar la presión necesaria para operar el pistón según la boquilla seleccionada y la presión diferencial requerida
- Seleccionar la profundidad donde se va a realizar el corte teniendo cuidado de no hacerlo a la altura de un acople.
- Antes de iniciar el corte, determinar el peso de la sarta y velocidad de rotación.

**Figura 39.** Cortador Hidráulico Interno



**Fuente.** Baker Hughes: Fishing Services. Baker Oil Tools: Internal/External Cutter tools. P 14

### 2.9.2 Procedimiento General de pesca

Para un buen procedimiento, lo primero que se debe hacer es:

- Se debe tomar una decisión económica, si es rentable o no este trabajo; un conocimiento completo de las herramientas de pesca; experiencia adecuada

en las técnicas de pesca; y buen entendimiento de los esfuerzos que se pueden aplicar a las herramientas de pesca y a la misma sarta.

- Conocer y disponer de la información relacionada con las operaciones realizadas en el pozo, y especialmente al momento del incidente que genera la pesca.
- Analizar las opciones de trabajo, con su aporte a la solución del problema, sus riesgos, consecuencias y opciones de contingencia operacional.

Teniendo estos puntos claros, el siguiente procedimiento debe ser realizado:

- Se debe tener un conocimiento detallado de lo que se cae, si esto no es posible, se debe bajar una herramienta denominada Impression Block, la cual se encarga de tomar una impresión de lo que se cayó. Esta herramienta suministra evidencia visual.
- Al tener un conocimiento del objeto que se cae, se podría saber qué tipo de herramienta bajar para pescar, las cuales fueron nombradas más arriba.
- Luego de tener la herramienta adecuada, esta se debe bajar la herramienta hasta 2 o 3 pies por encima del tope del pescado y establecer circulación para remover los ripios y limpiar.
- Suspender circulación, verificar el peso de la sarta. Esto se hace debido al arrastre que genera la tubería.
- Descender lentamente hasta tocar el tope (tomar este punto de referencia).
- Enganchar el pescado, esto se hace dependiendo del tipo de herramienta que se esté utilizando. Si no hay enganche, repetir la operación hasta obtener el objeto.
- Estas operaciones se deben realizar con hueco lleno.

### 3 EQUIPO DE CONTROL DE POZO

#### 3.1 PREVENTORAS DE REVENTONES (B.O.P's)

Equipo utilizado para controlar el pozo cuando se presenta insuficiente presión hidrostática para equilibrar la presión de formación.

##### 3.1.1 Preventora Anular (Blowout Preventer):

Es una válvula de gran tamaño, instalada sobre la cabeza del pozo y sobre las preventoras de ariete, que forma un sello en el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo o en caso de no haber tubería presente, sella el pozo.

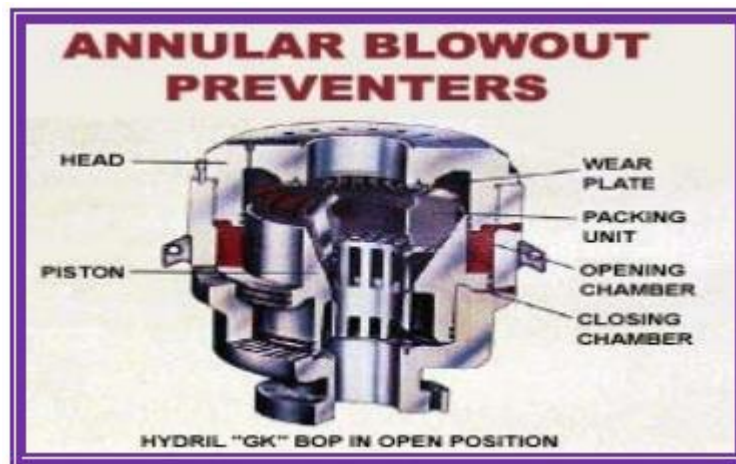
##### **Ventajas**

Se enuncian algunas de las ventajas del uso de un preventora anular:

1. Aunque la preventora esté cerrado, la sarta de tubería de producción podrá operar en vaivén de todas maneras.
2. Se puede cerrar sobre el vástago cuadrado.
3. Se puede cerrar sobre los collares de la tubería.
4. Puesto que el tiempo es esencial en el cierre de un pozo que se esté descargando, se puede cerrar más rápidamente si se cierra sobre el vástago cuadrado.
5. La preventora anular podrá funcionar como compuerta maestra mediante el cierre completo.
6. Se puede cerrar sobre cualquier miembro de una cadena ahusillada de perforación.

7. Se puede cerrar sobre las líneas de achique, las herramientas de registro o de perforación, inclusive en los 80 ó 90 pies de envoltura directamente arriba de las herramientas eléctricas de registro.
8. La cadena de perforación podrá ser introducida y retirada de la barrena.

**Figura 40.** Preventora Anular



**Fuente.** Instituto de capacitación petrolera. Universidad de Houston en Victoria.

### 3.1.2 Preventora de Arietes (HYDRILL)

Los arietes para tubería son elementos de sello, diseñados a cerrar la barrena de acero con bloques de acero que tienen integrados unos sellos de goma. Las preventoras tipo ariete derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador.

La unidad más vieja fue operada manualmente, con largos tornillos sinfín; a veces se conocieron como “compuertas” por parecerse a una gran válvula de compuerta.

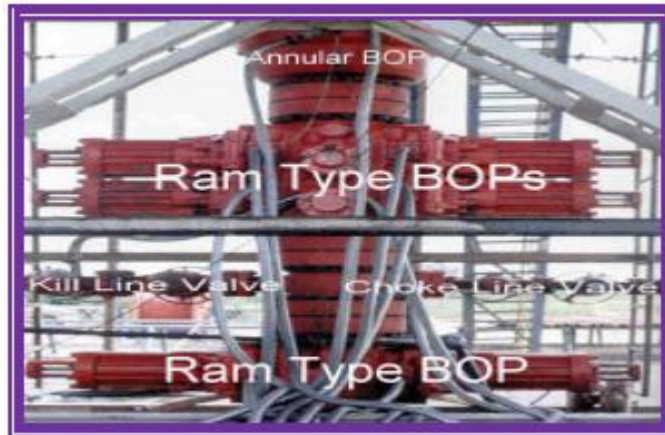
Los arietes hidráulicos son controlados por un pistón de doble accionamiento, operado por la presión del fluido hidráulico dentro de los acumuladores. La relación de la presión en la barrena del pozo a la presión necesaria para el cierre se conoce como “la presión de cierre”, mientras que la relación de la presión en el barreno del pozo a la presión de abertura se conoce como “relación de abertura.” Los diseños del ariete permiten que la presión de la barrena del pozo alcance el lado posterior de los pistones. Esto ayuda a mantener cerrados los arietes. En la mayoría de los diseños, esta presión mantiene cerrados los arietes sin la necesidad de aplicar una presión continua en la línea de cierre.

También existen mecanismos de cierre del ariete que traban los arietes en la posición cerrada para el caso que se perdiera la presión hidráulica.

➤ **Ventajas de la BOP's arietes de Hydril:**

1. Se surte en una amplia gama de tamaños y presiones nominales.
2. Se surte con sistemas manuales o automáticos de “Traba de Posición Múltiple” (MPL<sup>MR</sup>).
3. El revestimiento del cilindro y el asiento superior del sello se pueden sustituir o reparar en el campo.
4. Sistema de sello en la varilla secundaria.
5. Los arietes se pueden sustituir o reparar en el campo.
6. El mecanismo de puerta bisagrada de abertura requiere un espacio lateral adicional, pero deja menos espacio libre en cada extremo.
7. La cavidad inclinada del ariete se drena a sí mismo, evitando acumulaciones de lodo y de arena.
8. Los arietes han sido diseñados para que se “cuelgue” el tubo.

**Figura 41.** Preventora Doble Ariete



**Fuente.** Instituto de capacitación petrolera. Universidad de Houston en Victoria.

➤ **FUNCIÓN DE LA PREVENTORA ( B.O.P's)**

- Cerrar el pozo.
- Permitir escape de los fluidos del espacio anular.
- Permitir bombeo de fluidos al pozo.
- Permitir el movimiento de la tubería hacia adentro o hacia afuera del pozo.

### **3.2 SISTEMAS DE CIERRE/ ACUMULADORES**

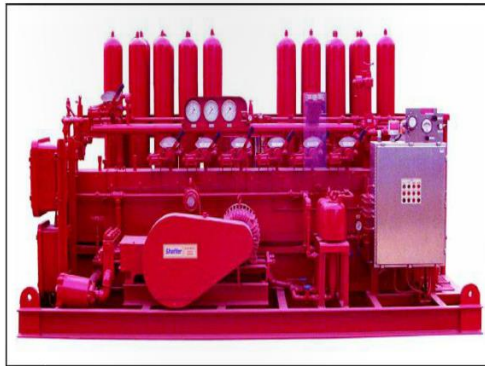
Los acumuladores hidráulicos son los primeros sistemas que han resultado ser satisfactorios. El acumulador provee una manera rápida, confiable, y práctica para cerrar los preventores cuando ocurre una surgencia.

Debido a la importancia de la confiabilidad, los sistemas de cierre tienen bombas adicionales y un volumen excesivo de fluido además de los sistemas de apoyo.

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

Los equipos utilizan un fluido de control de aceite hidráulico o una mezcla de productos químicos y aguas guardados en botellas de acumuladores de 3.000 psi (206,84 bar).

**Figura 42.** Unidad de acumulador



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### **3.2.1 La precarga de Nitrógeno**

Un elemento importante del acumulador es la precarga de nitrógeno de 1000 psi (68,95 bar) en el botellón.

Si los botellones pierden su carga por completo, no se puede guardar ningún fluido adicional bajo presión.

El nitrógeno tiene la tendencia de fugarse o perderse con el tiempo. La pérdida varía con cada botellón pero se debe inspeccionar cada botellón en el banco y registrar

su precarga cada 30 días calculada para el agua de mar más 1000 psi, más un margen de seguridad para filtraciones y temperatura.

Las botellas de alta presión evitan su ruptura cuando se precargan en la superficie.

### **3.2.2 Fluidos de carga del acumulador**

El fluido que se usa en el acumulador debería ser un lubricante que no sea corrosivo, ni que forme espuma, que no deba ablandar los elementos de sellado de goma, ni hacer que se vuelvan quebradizos.

El sistema del acumulador debería tener suficiente capacidad para proveer el volumen necesario para cumplir con sobrepasar los requerimientos mínimos de los sistemas de cierre.

## **3.3 ESTRANGULADORES**

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

Los estranguladores para controlar pozos tienen un diseño diferente que los estranguladores para la producción de gas y petróleo la mayoría de las operaciones a presión usan estranguladores ajustables a distancia.

### **3.3.1 Estranguladores Fijos**

Estos estranguladores generalmente tienen un cuerpo de estrangulador en línea para permitir la instalación del tubo reductor del estrangulador con un orificio de cierto tamaño.

### **3.3.2 Estranguladores Ajustables**

Estos estranguladores se pueden operar los estranguladores manual o remotamente para ajustar el tamaño del orificio.

Los estranguladores ajustables manuales son el tipo básico de estrangulador, tiene una barra a medida que se acerca más al área de ajuste, hay menos distancia libre y más restricciones para el fluido que pasa por ella, produciendo más contrapresión en el pozo.

Los estranguladores ajustables remotos son los estranguladores preferidos en las operaciones de perforación y para trabajos relacionados con presión.

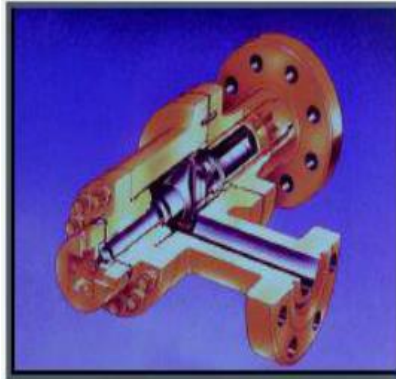
#### **➤ Ventajas**

Proveen la capacidad de supervisar las presiones, las embolas y controlar la posición del estrangulador, todo desde una sola consola. El estrangulador utiliza una barra que entra y sale del asiento de estrangulación.

#### **➤ Limitaciones**

Las limitaciones básicas comunes que rara vez se utilizan y tienden a congelarse. Se puede resolver todos estos problemas por medio de operar el estrangulador en cada turno y correr una verificación semanal del funcionamiento y operación del panel del estrangulador.

**Figura 43.** Estrangulador ajustable a control remoto



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### **3.4 EQUIPOS PARA MANEJAR EL GAS**

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

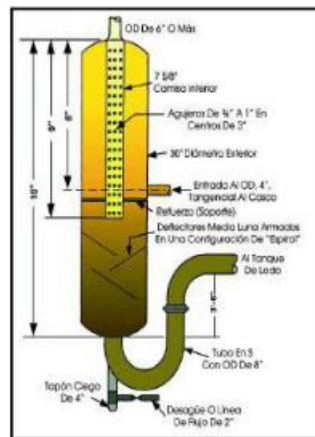
#### **3.4.1 Separadores de gas del lodo**

Un separador de gas es un recipiente sencillo y abierto que está conectado a la punta de la línea del manifold o estrangulador, justo antes del que fluido entre en la línea de retorno al tanque.

La mayor cantidad de gas que sube con una surgencia se separará del fluido luego del estrangulador.

El separador de gas permite que el gas libre que sale del fluido salga del sistema y sea empujado hacia la línea del quemador.

**Figura 44.** Separador de lodo/gas



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### 3.4.2 Desgasificadores

El desgasificador tiene una capacidad limitada para manejar volúmenes de gas, pueden separar el gas arrastrado en el fluido por medio de una cámara de vacío, una cámara presurizada. El desgasificador más común es un tanque al vacío o una bomba de rocío.

En general, los desgasificadores al vacío son más eficaces para trabajar con lodos viscosos pesados donde es difícil extraer el gas.

**Figura 45.** Desgasificador común



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

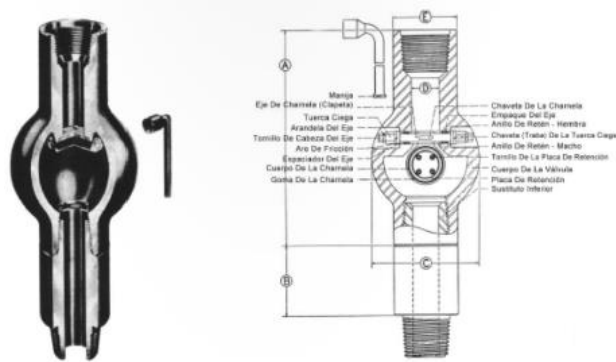
### **3.5 VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y FLOTADORAS**

Los equipos para cerrar la tubería de perforación incluyen las válvulas de seguridad, las flotadoras y los preventores de reventones interiores. Estos equipos los maneja la cuadrilla de la plataforma. Es esencial que el perforador y el jefe de equipo se aseguren que la cuadrilla entiende las reglas para la operación y el mantenimiento de estos equipos esenciales.

#### **3.5.1 Válvula superior del vástago o barra cuadrada giratoria**

También llamada *Kelly cock* superior, es una parte principal de conjunto. El propósito básico de la válvula superior es el de proteger a la manguera de perforación, la cabeza giratoria y el equipamiento de superficie de las altas presiones del pozo. Generalmente se prueba con presión cuando se prueba la columna.

**Figura 46.** Válvula superior



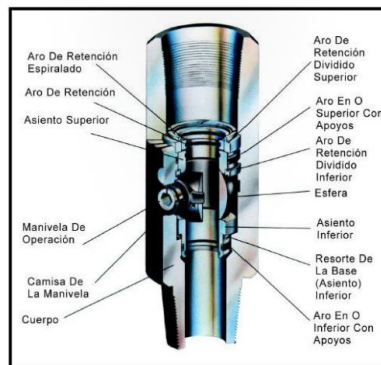
**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### 3.5.2 Válvula inferior del vástago o barra cuadrada giratoria

Es una válvula que abre completamente, apoyando la válvula superior. Una práctica común es la válvula inferior como una válvula para ahorrar lodo.

La válvula se opera en cada conexión entonces se mantiene libre y en condiciones de operación.

**Figura 47.** Válvula de seguridad de paso apertura plena tipo *Kelly*



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### **3.5.3 Válvulas de seguridad de apertura completa**

La válvula de seguridad o de conexión, comúnmente llamada una válvula de piso o TIW, es una válvula de esfera de apertura plena.

La válvula de conexión debe ser lo suficientemente liviana como para que la cuadrilla la pueda levantar, o se deben tomar las provisiones para que se puedan levantar con un elevador neumático o sistema de contrapeso.

### **3.5.4 Válvulas de contrapresión**

Muchos dispositivos pueden ser clasificados como válvulas de contrapresión. Las flotadoras, BOP interiores, y las válvulas anti retorno actúan de manera similar para evitar que el flujo suba por la sarta.

La válvula flotadora estándar, se coloca por encima de la broca, para así proteger la sarta de contraflujos o de reventones interiores.

**Figura 48.** Válvulas contrapresión



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### **3.6 SISTEMA DE CIRCULACIÓN**

Está compuesto por muchos componentes individuales. Éstos incluyen bombas, líneas en la superficie, cabezas giratorias, sargas de trabajos, tubos verticales, mangueras de perforación, espacio anular del pozo generalmente la tubería de revestimiento, zarandas, tanques para fluidos y manifolds de circulación afines.

#### **3.6.1 Bombas**

Es normal que las bombas de los equipos de perforación vengan con uno o más contadores de golpes o emboladas, que son necesarios para el desplazamiento exacto del volumen.

Las bombas dobles tienen dos cilindros y las bombas triples tienen tres. Debido al desplazamiento uniforme a volúmenes altos, el uso de las bombas triples es más común.

**Figura 49.** Bombas de lodos de perforación



**Fuente.** Manual básico de Well Control. Escuela de Perforación COINSPETROL.

### **3.6.2 Indicador de retorno de lodo**

El indicador de retorno es el equipamiento más importante que se usa. Por lo general este indicador es el medidor en la línea de flujo.

El medidor que está en la línea de flujo informa el flujo del fluido que va en la línea. Esta señal se envía a la consola del perforador, donde es comunicada como un porcentaje de flujo o galones por minuto. Es sumamente importante que se detecte cualquier cambio en el flujo. Si ocurre una surgencia del pozo, se empujará el fluido por fuera de la línea de flujo.

### **3.6.3 Piletas o Tanques**

La función de un sistema de piletas o tanques es la de guardar, mezclar los fluidos para su circulación o mantenimiento.

El primer tanque desde la línea de flujo es generalmente una trampa de arena o tanque de asentamiento para evitar que la arena o partículas sólidas no deseadas entren en los principales tanques de mezcla, circulación y succión.

## **4 ANÁLISIS DE PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS POR ALGUNAS EMPRESAS A LA HORA DE PRESENTARSE ACTIVIDADES NO PLANEADAS EN PROCESOS DE PERFORACIÓN**

A la hora de presentarse problemas operacionales en procesos de perforación cada empresa utilizan diferentes formas de proceder ante estas situaciones. En este capítulo se presentan algunos procedimientos planteados por manuales de distintas empresas para las actividades no planeadas más relevantes en la industria petrolera

Los procedimientos de las situaciones presentadas a continuación pertenecen a manuales de empresas como<sup>35</sup>: Well Control School, Ecopetrol, Schlumberger, Zigma, Universidad de Victoria-Houston, Amoco, Bp y Baker Hughes.

### **4.1 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DURANTE LA PERFORACIÓN**

#### **4.1.1 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Well Control School**

- 1) Alerta al personal
- 2) Levante la herramienta hasta que la unión de la cupla quede sobre el nivel del piso del equipo.
- 3) Pare la mesa rotaria
- 4) Apague las bombas

---

<sup>35</sup> Manuales Operacionales. Empresas: Well Control School, Ecopetrol, Schlumberger, Zigma, Universidad de Victoria-Houston, Amoco, Bp y Baker Hughes.

5) Observar si el pozo está fluyendo

#### **4.1.2 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Ecopetrol**

1) Levantar el vástago de perforación y sentar la tubería en la cuñas.

2) Iniciar la rotación de la tubería suavemente

3) Parar las bombas

4) Observar el flujo de bolsillo en la Zaranda y en el niple campana durante 5 minutos: si el fluido permanece quieto entonces: sacar cuñas, colocar bombas hasta obtener el retorno, bajar el vástago de perforación y continuar perforando. Si no se observa flujo proceder de la siguiente manera:

5) Abrir válvula hidráulica de choque

6) Cerrar el preventor anular

7) Cerrar el choque

8) Registrar la presión de revestimiento y de tubería

9) Proceder a matar el pozo por el método seleccionado

#### **4.1.3 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Schlumberger**

1) Detener la rotación

2) Elevar la sarta a la posición de cierre

3) Parar las bombas y revisar el flujo: si el pozo fluye, proceder sin demoras al siguiente paso.

- 4) Cerrar la preventora anular/abrir la válvula remota de la línea de estrangulamiento (HRC)
- 5) Notificar al personal encargado
- 6) Verificar el espaciado y cerrar los arietes de la tubería y los seguros mismos
- 7) Purgar la presión entre los arietes de la tubería y el preventor anular
- 8) Registrar las presiones de cierre en la tubería y el anular y la ganancia de lodo en los tanques.

#### **4.1.4 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual de Zigma**

- 1) Levantar la Kelly por encima de la unión del último tubo por encima de la mesa rotaria (3 ft aproximadamente).
- 2) Detener las bombas
- 3) Verificar flujo en el bolsillo de los Schakers y en el niple campana. Si hay flujo entonces:
- 4) Abrir válvula hidráulica del choque. El choque debe estar abierto a la mitad (1/2)
- 5) Cerrar el preventor anular o los arietes de la tubería
- 6) Cerrar el estrangulador, cerrar el choque
- 7) Avisar al company man
- 8) Registrar la presión en el anular y la tubería y la ganancia de lodo

#### **4.1.5 Procedimiento de cierre durante una surgencia según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston**

- 1) Levantar la Kelly o Top drive hasta que la conexión quede por encima de la mesa rotaria
- 2) Parar las bombas de lodo
- 3) Verificar flujo si hay:
- 4) Abra la válvula estranguladora "HRC", cierre el anular o los arietes de los tubos y cierre el estrangulador
- 5) Tomar lectura y registro de las presiones de cierre de tubería (perforación y revestimiento) y cantidad de ganancia en los tanques de lodo
- 6) Notifique al personal correspondiente

#### **4.1.6 Procedimiento de cierre durante una surgencia cuando la ganancia de volumen al detectar el amago es grande**

1. Se debe proceder a cerrar el pozo lo más rápido posible (cierre duro), y cuando el tiempo de cierre del preventor anular es relativamente largo (15-20 seg.), el efecto de golpe de ariete sobre el hueco se disminuye considerablemente o es despreciable.
2. Después del paso de detener las bombas y proceder al cierre duro:
3. Cerrar el preventor anular: Cerrar el preventor anular, (inmediatamente el pozo quedará cerrado).

4. Cerrar el estrangulador: Cerrar el choque

5. Abrir la válvula hidráulica: Abrir la válvula hidráulica del choque.

Continuar con el paso 6 como lo designa Zigma y Ecopetrol específicamente.

## **4.2 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DURANTE LA SACADA DE TUBERÍA**

### **4.2.1 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Well Control School**

- 1) Instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta, cerrar la válvula
- 2) Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC)
- 3) Cerrar el preventor reventones designado
- 4) Notificar al personal de la compañía operadora.
- 5) Levante e instale el vástago Kelly o una cabeza de circulación, abra la válvula de retención, asegúrese que el equipo de superficie esté lleno antes de abrir la válvula de seguridad
- 6) Leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación y revestimiento cada minuto.

### **4.2.2 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Ecopetrol**

- 1) Bajar el tubo hasta la unión y colocar las cuñas

- 2) Instalar la preventora interna de tubería o válvula de seguridad abierta
- 3) Abrir la válvula hidráulica del choque. (El choque debe estar abierto)
- 4) Cerrar la válvula de seguridad (si fue colocada) y el preventor anular
- 5) Cerrar el choque
- 6) Conectar el vástago de perforación
- 7) Avisar inmediatamente al ingeniero de ECOPETROL y del equipo
- 8) Registrar las presiones de cierre y el volumen ganado en el tanque de viaje
- 9) Escoger el método para matar o la acción a tomar

#### **4.2.3 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Schlumberger**

- 1) Instalar cuñas debajo de la unión del tubo superior de la sarta posicionado en la mesa rotaria (Verificar que no quede una unión frente a los arietes de corte de la BOP)
- 2) Instalar una válvula de seguridad de apertura total y cerrar la misma
- 3) Cerrar el preventor anular/abrir la válvula remota de la línea de estrangulamiento (HCR)
- 4) Notificar a la persona encargada
- 5) Enroscar la barra rotatoria (Kelly) o la cabeza giratoria (top drive) (insertar un tubo corto entre la válvula de seguridad y la cabeza giratoria) y abrir la válvula de seguridad

6) Registrar las presiones de cierre en el anular y en la tubería y la ganancia de lodo en los tanques

#### **4.2.4 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Zigma**

- 1) Instalar las cuñas justamente debajo de la conexión del tubo de perforación
- 2) Instalar en el tubo de perforación, una válvula de seguridad “de apertura completa” en la posición completamente abierta, y haga la conexión correctamente
- 3) Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangular y proceda a cerrar el preventor anular o los arietes de tubería
- 4) Cerrar la válvula (choque): Cierre el estrangulador lentamente; monitoree la presión en la tubería de revestimiento, procurando que jamás alcance la máxima presión para la tubería de revestimiento que fracturara el zapato
- 5) Levantar el Kelly y realice la conexión al tubo de perforación
- 6) Abrir la válvula de seguridad: Cerciórese de que quede completamente abierta
- 7) Tomar lectura y registre las presiones de cierre (PCTP y PCTR) y la ganancia en los tanques del lodo
- 8) Avisar al company man o al personal correspondiente.

#### **4.2.5 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston**

- 1) Instalar las cuñas justamente debajo de la articulación más arriba para herramientas, justamente al nivel de trabajo sobre el piso de la plataforma
- 2) Instalar en el tubo de perforación, una válvula de seguridad “de apertura completa” en la posición completamente abierta, y haga la conexión correctamente. Cierre la válvula
- 3) Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangular. Cierre el preventor anular o los arietes del tubo
- 4) Cerrar el estrangulador lentamente; monitoree la presión en la tubería de revestimiento, procurando que jamás alcance la máxima presión para la tubería de revestimiento que fracturara el zapato
- 5) Levantar el Kelly e instálelo en el tubo de perforación
- 6) Abrir la válvula de seguridad
- 7) Tomar lectura y registre las presión es de cierre (PCTP y PCTR) y la ganancia en los tanques del lodo
- 8) Notificar al personal correspondiente

**4.2.6 Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería cuando no es posible cerrar la sarta de perforación.** Se debe proceder a cerrar los RAMS de corte o dejar caer la sarta. Después de cerrar el pozo debido a un influjo ocurrido durante los viajes, se debe regresar la tubería al hoyo, tan cerca del fondo como sea posible. Si se ha decidido forzar la tubería con presión en el hoyo, sígase el procedimiento descrito a continuación<sup>49</sup>:

1) Instalar un BOP interno sobre la válvula de seguridad completamente abierta, o lanzar y bombear una válvula de contrapresión a través de la sarta. Abrir la válvula de seguridad de apertura plena antes de iniciar el forzamiento de la sarta en el pozo para verificar que el BOP interno no presente fugas.

2) Contar con una válvula de seguridad de apertura plena adicional antes de iniciar las operaciones de forzamiento.

3) Retirar todos los protectores de desgaste del revestimiento instalados en la tubería de perforación.

4) Lubricar la sarta con grasa y/o verter aceite en el tope del preventor anular cerrado. Asegurarse de que los acoples de la tubería tenga superficie lisa, sin rugosidades o marcas y talladuras desgarrantes.

5) Aplicar la menor presión de cierre posible al preventor anular sin permitir fugas.

Observar la línea de flujo en busca de fugas. Cualquier retorno debe entrar al tanque de viajes.

6) Medir y registrar con precisión los volúmenes de lodo purgado utilizando el tanque de viajes. De ser posible, es preferible utilizar un tanque independiente para el lodo desplazado en el forzamiento.

7) Mantener la sarta llena. La sarta debe llenarse desde el tanque de viajes. Medir y registrar los volúmenes de lodo utilizados en el llenado de la sarta.

8) Monitorear el tubo conductor submarino en busca de ganancias de lodo y tomar en cuenta los efectos de la oscilación vertical y de los cambios de marea cuando se realice la operación de forzamiento.

9) Graficar las presiones del revestidor versus los tramos de tubería introducidos en el pozo y observar cuando ocurre un cambio significativo en la pendiente de forma que se identifique el momento en que la sarta ha entrado en el influjo o el momento en que el influjo ha entrado en la línea de estrangulamiento del conjunto preventor de reventones marino.

10) Es esencial que se permita que el elemento empaquetador de la preventora anular fugue ligeramente cuando se fuercen a través de ella los acoples de la tubería. Se debe ajustar la válvula del regulador de presión de la unidad de control del BOP para que provea y mantenga un control de presión apropiado. En los manuales de operación del fabricante de los BOPs se indica las presiones de cierre recomendadas. Se puede conectar una botella acumuladora a la línea de cierre del preventor anular para mejorar el control del BOP mientras se pasan forzadas las uniones de la tubería a través del preventor cerrado. El forzamiento de las uniones a través del preventor anular debe hacerse a baja velocidad para evitar la inducción de presiones y para prolongar la vida útil de la unidad empaquetadora. Las velocidades de forzamiento no deben sobrepasar los 0.6 m/seg (2 pies/seg). Así mismo, se recomienda ventear la línea de control de la cámara de apertura del preventor anular (Cameron Tipo D) para mejorar la él forzamiento de las uniones de tubería través del preventor.

Es importante implementar los procedimientos correctos a utilizar en caso de que surja un influjo mientras se está haciendo un viaje. Cada taladro debe contar con

una "lista de verificación de la operación de forzamiento" que ayudará a los supervisores antes y durante esta operación de control del pozo.

Durante las operaciones de forzamiento de la tubería a través de la preventora cerrada, es necesario tener en cuenta la posible expansión del volumen de flujo debido a la migración y al efecto de introducir la sarta en el mismo.

### **4.3 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE CON TUBERÍA AFUERA**

#### **4.3.1 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Well Control School**

- 1) Si los arietes ciegos están cerrados y el estrangulador abierto: controlar si hay flujo en el estrangulador
- 2) Si los arietes ciegos y el estrangulador están cerrados: controlar el manómetro de presión de la cañería de revestimiento (espacio anular) para ver si es que sube la presión
- 3) Algunos operadores, tienen la política de que cuando el trépano pasa la mesa rotaria, se abre la válvula hidráulicamente controlada (HCR), se cierra el estrangulador remoto, se llena el pozo y se cierran los arietes ciegos
- 4) Si los arietes de tubería están cerrados: controlar la línea de flujo para ver si hay flujo.

#### **4.3.2 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual de Ecopetrol**

- 1) Llenar el pozo y revisar el flujo
- 2) Cerrar los arietes ciegos

Antes de abrir los arietes ciegos, revisar si hay presión acumulada en el pozo. Proceder así:

- 1) Cerrar el choque
- 2) Abrir la válvula hidráulica
- 3) Revisar si hay presión

Si hay presión, abrir el choque, observar flujo y cerrar nuevamente. Decidir si se puede bajar o forzar tubería o aplicar un método volumétrico.

- 4) Si no hay presión, abrir los arietes ciegos
- 5) Cerrar la válvula hidráulica
- 6) Abrir el choque.

#### **4.3.3 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Schlumberger**

- 1) Cerrar los arietes ciegos o los arietes de corte y abrir la válvula de operación remota en la línea del estrangulador
- 2) Permitir que la presión se estabilice y registrar las presiones de cierre en la tubería y en el anular, así como la ganancia de lodo en los tanques
- 3) Monitorear el flujo del pozo en la superficie a través del conductor submarino.

#### **4.3.4 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Zigma**

1) Llenar el pozo y revisar el flujo

2) Cerrar el preventor (Blind Rams): proceda a cerrar los arietes ciegos

Antes de abrir los arietes ciegos, revisar si hay presión acumulada en el pozo.

Proceder así:

- 1) Cerrar el choque
- 2) Abrir la válvula hidráulica
- 3) Revisar si hay presión

Si hay presión, abrir el choque, observar flujo y cerrar nuevamente. Decidir si se puede bajar o forzar tubería o aplicar un método volumétrico.

- 4) Si no hay presión, abrir los arietes ciegos
- 5) Cerrar la válvula hidráulica
- 6) Abrir el choque

#### **4.3.5 Procedimientos de cierre con tubería afuera según el manual Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston**

1) Si se determina que la operación es segura, regrese al pozo y meta la mayor cantidad de tubería que sea posible. La introducción de la tubería hasta el fondo después, es un método más seguro de introducir la tubería al pozo posteriormente.

2) Instale un preventor interior de reventones en el tubo de perforación

3) Instale las cuñas justamente debajo de la articulación más arriba para herramientas, justamente al nivel del trabajo sobre el piso de la plataforma

- 4) Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangulación. (El estrangulador ajustable está abierto). Cierre el preventor anular o los arietes del tubo de perforación
- 5) Cierre el estrangulador ajustable
- 6) Levante el Kelly e instálelo en el tubo de perforación
- 7) Tome lectura y registro de las presiones del cierre (PCTP y PCTR) y la cantidad de ganancia en los tanques de lodo
- 8) Notifique el personal correspondiente

#### **4.3.6 Procedimientos de cierre con tubería afuera otra recomendación**

Una observación pertinente por hacer, es la del hecho de que si no se tiene flujo por el pozo, no significa que no se tenga una surgencia en el pozo, Si se utiliza la técnica 2 descrita por el procedimiento del manual de Well control en la tabla anterior, en zonas donde la temperatura ambiente cae por debajo de la del congelamiento del agua, el alineamiento de un estrangulador podrá congelar el lodo y obturar el estrangulador, dando una lectura falsa.

Antes de abrir los arietes ciegos con las técnicas 1 y 2 anteriormente descrita, asegúrese que el estrangulador esté abierto para ventear la columna y revise que el personal no esté muy cerca de la boca del pozo.

Si se usa la técnica 3, el cerrado de los arietes de tubería en un pozo abierto, podría evitar que caigan piezas grandes y desperdicios dentro del pozo y le permitirá ver si es que el pozo está fluyendo, aunque también podría dañar los sellos del empaque frontal del ariete o reducir la vida útil de los arietes de tubería. Cuando se detecta flujo mientras se tiene el conjunto fuera del pozo, deberá cerrarse el pozo. .

Debe entenderse que bajar de nuevo la tubería a un pozo abierto y activo, es una acción peligrosa y ha llevado a varios desastres. Puede dar por resultado presiones de superficie significativamente más altas que las que se tendrían si es que el pozo se hubiera cerrado originalmente. Si existe una situación de des balance, el flujo interno continuará ingresando y acelerará la velocidad o aumentará el caudal de flujo y se desplazará más lodo. También la migración de gas y el desplazamiento hacia arriba de la surgencia, al fijar la tubería dentro del flujo entrante, podrían reducir la presión hidrostática efectiva, acelerando por lo tanto el influjo o permitiendo que ingrese un volumen adicional del mismo.

#### **4.4 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE FLUJO: MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR**

Son tres los métodos de uso común para matar o controlar un pozo, en todos los casos los principios de operación son los mismos: "Mantener la presión del fondo del pozo constante en un valor igual o ligeramente superior a la presión de la formación". Después de haber cerrado el pozo, el sistema de lodo en superficie se densifica hasta el peso requerido para matar y se bombea al pozo en una circulación completa.

El método de densificar y esperar se usa cuando tenemos suficiente material densificante, personal y buen sistema de mezcla, de tal forma que el tiempo empleado para densificar el lodo al peso requerido para matar no sea muy alto.

Este método es el que expone el anular a los más bajos esfuerzos, debido a que el lodo pesado entra al anular cuando la burbuja aún no ha salido completamente, lo cual compensa pérdidas de hidrostática haciendo que la presión del choque sea menor. Pero hay que tener en cuenta algo muy importante y es que si el tiempo para densificar resulta demasiado alto y la burbuja migra lo suficiente sin expansión, la

alta presión generada en el pozo compromete la resistencia en el zapato o en el punto débil y puede incluso inducir una fractura.

La base del método es desplazar el amago con el lodo pesado, por lo tanto el control es en una sola circulación.

#### **4.4.1 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Ecopetrol**

- 1) Iniciar con los datos de presiones y volúmenes registrados
- 2) Calcular el peso del lodo para matar el pozo como se indicó
- 3) Calcular el número de golpes de bomba para desplazar el fluido de la tubería desde la superficie hasta la broca y desde la broca hasta la superficie (anular)
- 4) Calcular las presiones inicial y final de circulación
- 5) Grafique o tabule la cantidad de lodo bombeando (No. de golpes) desde superficie hasta la broca, en la horizontal, contra la presión de la bomba para cada volumen bombeando, en la vertical
- 6) Cuando el peso del lodo para matar esté listo, accionar las bombas y abrir el choque simultáneamente, para mantener la presión de revestimiento constante hasta obtener la presión inicial de circulación
- 7) Una vez alcanzada la presión inicial de circulación siga el comportamiento de la presión en la tubería de acuerdo con la tabla o la gráfica, abriendo o cerrando el choque para ajustarse al programa
- 8) Cuando se obtiene la presión final de circulación, (lodo pesado en el fondo), manténgala constante hasta que el lodo pesado llegue a superficie. (Cuando la

burbuja comienza a salir puede ocurrir una caída de presión rápida en la tubería, por lo tanto se debe accionar el choque para compensar).

9) Parar la circulación, cerrar el pozo, registrar las presiones, tienen que ser cero (0) en la tubería y el revestimiento. Abrir el pozo y observar flujo

10) En todo momento: Asegurarse que el lodo que entra al pozo sea de la densidad adecuada, pasar el lodo a través del separador pobre de gas, prender el desgasificador, y cuando salga la burbuja enviarla al quemadero.

#### **4.4.2 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Schlumberger**

1) Después de que se haya asegurado el pozo y estabilizado las presiones, calcular el peso del lodo de control

2) Calcular la presión de circulación inicial

3) Calcular la presión de circulación final

4) Calcular las emboladas de la superficie a la broca

5) Calcular el tiempo de bombeo desde la superficie a la broca

6) Preparar una gráfica de la presión de la bomba versus las emboladas de la misma y versus el tiempo en el gráfico del programa de bombeo por la tubería

7) Localizar el punto de la presión de circulación inicial en la parte izquierda de la gráfica

8) Localiza el punto de la presión de circulación final en la parte derecha de la gráfica

9) Se conectan los dos puntos con una línea recta

10) Para el tiempo, colocar "0" en la parte izquierda de la gráfica y en la parte derecha, el tiempo total para bombear hasta la barrena. Se divide el tiempo total entre "10" para calcular los minutos por incremento

11) Para las emboladas, se coloca "0" en la parte izquierda de la gráfica y el total de emboladas para llevar el lodo pesado hasta la broca en la parte derecha de la gráfica. Se divide el tiempo total entre "10" para calcular los minutos por incremento.

#### **4.4.3 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual de Zigma**

1) Observar afluencia al orificio del pozo: Se observa una afluencia al orificio del pozo

2) Llevar las bombas de lodo a velocidad de ahogo: El perforador deberá llevar las bombas de lodo a velocidad de ahogo, un cuñero abrirá el estrangulador, Permitir que la presión de cierre del casing (SICP) caiga en un valor igual al de la fricción de línea de estrangulador (CLF)

3) Observar la presión en las barras de sondeo: Una vez alcanzado el caudal de ahogo, observar la presión de las barras de sondeo, seguir el programa; permitir que la presión de las barras de sondeo caiga desde la presión de circulación inicial (ICP) hasta la presión de circulación final (FCP)

4) Mantener la presión de circulación final: Mantenga la FCP hasta que el lodo de ahogo llegue a la superficie

5) Apagar las bombas: Apagar las bombas de lodo, Permitir que la presión de cierre del casing aumente en un valor igual al de la fricción de línea de estrangulador y monitorear las presiones.

#### **4.4.4 Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar según el manual del Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston**

- 1) Diligenciar una tabla o gráfica de las presiones
- 2) Observar que el lodo de control esté bombeado por el tubo de perforación, la presión en el tubo de perforación debe disminuirse de acuerdo con la gráfica
- 3) Observar que el programa para la disminución de la presión de declive circula hacia la broca, el lodo con densidad de control a ritmo lento de control que corresponde a una bomba a baja presión
- 4) .Cuando el lodo con densidad de control alcance la broca, es necesario mantener constante la presión final de circulación hasta que el lodo de control alcance la superficie (es decir, hasta que el lodo de control “haya dado una vuelta completa”.)
- 5) Observar que la presión final de circulación es la nueva presión de bomba lenta que se necesita para superar las pérdidas de fricción en la circulación dentro del pozo, causadas por el lodo pesado
- 6) Verificar los cálculos en su hoja para control, cierre el pozo cuando el lodo de control alcance la broca
- 7) Observar que la presión del cierre en el tubo de perforación debe ser cero si el lodo está lo suficientemente pesado para equilibrar la presión en la formación.

#### **4.5 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE FLUJO: MÉTODO DEL PERFORADOR**

A este método también se le conoce con el nombre de método de la doble circulación, ya que una vez cerrado el pozo y registradas las presiones y volúmenes, se procede a sacar los fluidos que entraron al pozo, durante la primera circulación, con el lodo de perforación existente en las piscinas. El mantenimiento de la presión sobre el fondo se hace a través de la tubería hasta que la burbuja sale posteriormente por el anular, con la burbuja fuera del pozo, se cierra nuevamente y se continúa con la densificación del lodo, hasta alcanzar la densidad para matar el pozo, una vez obtenida se inicia circulación con el lodo pesado, con la presión inicial de circulación y manteniendo la presión de cierre del revestimiento constante. Al final de la segunda circulación el pozo debe quedar controlado, hay que observar flujo para comprobarlo. Este método se usa cuando no disponemos de suficiente material pesante, mano de obra ni buen sistema de mezcla para densificar rápidamente el lodo y cuando la presión de fractura en el zapato es muy baja, y el pozo debe permanecer cerrado por mucho tiempo con la presión de formación atrapada en el anular, porque aunque este método expone el anular a mayores esfuerzos que los otros, la presión generada por la migración de la burbuja sin expansión es mucho mayor.

##### **4.5.1 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico Según el manual de Ecopetrol**

- 1) Registrar la presión de cierre en el revestimiento (del choque)
- 2) Determinar la velocidad de migración
- 3) Calcular la presión hidrostática de cada barril de lodo en el hueco

- 4) Dejar elevar la presión en el choque de 50 a 200 lppc para tener un sobrebalance en el fondo. (Esta presión no se compensa drenando lodo, se toma como factor de seguridad)
- 5) Dejar elevar la presión de 50 a 150 lppc; ésta será la presión de trabajo. El margen de operación total dependerá de las presiones resultantes en el pozo en cada etapa de la operación
- 6) Drenar el volumen de lodo equivalente a la presión que se dejó incrementar en el paso anterior, manteniendo la presión del choque constante mientras se drena
- 7) Dejar elevar la presión del choque en otro incremento de trabajo (MT) y drene el volumen equivalente. (La presión en el choque debe ir aumentando en incrementos de MT hasta que la burbuja salga). Continuar este proceso hasta que el influjo esté en superficie. De aquí en adelante la presión en el choque no deberá aumentar más
- 8) Inyectar lodo al pozo en la misma cantidad drenada equivalente a el MT. El lodo puede ser del mismo peso o el calculado para matar. Si se usa otro peso hay que calcular el nuevo volumen que causa la misma caída de presión
- 9) Conservando el margen de sobrepresión (overbalance), arrancar la bomba suavemente e inyectar al pozo la cantidad calculada o hasta donde la presión predeterminada en la bomba lo permita
- 10) Parar la bomba y esperar un período (30 min) para que el gas migre a través del lodo (o el lodo caiga)
- 11) Drenar gas del pozo permitiendo que la presión del choque caiga en un valor equivalente a la hidrostática del lodo inyectado. Si la presión del choque aumentó mientras se inyectó el lodo, la presión adicional también debe drenarse
- 12) Asegurarse de no drenar lodo en esta operación y si aparece lodo en el choque antes de reducirse la presión al nivel deseado, cierre el pozo y deje que el gas

percollé a través del lodo. Los retornos deben ser pasados del separador del gas al tanque de viaje para control de cualquier volumen drenado

13) Repetir el procedimiento hasta que el influjo haya salido del pozo totalmente. Se recomienda ir reduciendo gradualmente el volumen inyectado al pozo, debido a la menor capacidad disponible. Si el influjo ha sido retirado del pozo y el peso del lodo es suficiente para balancear la presión de formación, la presión del choque debe ser cero (0)

14) Abrir el pozo y bajar la tubería inmediatamente

#### **4.5.2 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual de Schlumberger**

1. Si existe Comunicación con la Tubería de Perforación:

1.1. Monitorear el manómetro de la tubería de perforación hasta que registre un aumento de 700-1400 kPa (7-14 kg/cm<sup>2</sup>, 100-200 psi) sobre la presión inicial de cierre para que obtener un factor de seguridad por sobre balance

1.2. Mantener constante la nueva presión de la tubería purgando el lodo del anular a través del estrangulador hasta que el tope del influjo de gas llegue hasta la superficie. Si en este punto se purga el gas del anular sin bombear lodo en el pozo, el valor de la presión de fondo disminuirá por debajo del valor de la presión de la formación y se presentará otro influjo

2. Si No hay Comunicación con la Tubería de Perforación

Monitorear la presión del revestidor, permitiendo que aumente aproximadamente 700 - 1400 kPa (7-14 kg/cm<sup>2</sup>, 100-200 psi) por encima de la presión de cierre original para que se obtenga un factor de seguridad por sobre balance.

Calcular la presión hidrostática ejercida por cada litro (barril) de lodo en el anular. Calcular la capacidad del anular basada en la tubería de perforación en un diámetro en calibre, o si no existe tubería, utilícese el hoyo con diámetro en calibre.

- 6.1. Se mantiene ahora constante la presión del revestidor hasta que se purgue la cantidad calculada de lodo hacia el tanque de viajes o hacia un tanque calibrado. Se debe mantener un registro de tiempo, presiones y volúmenes purgados
- 6.2. Se repite esta secuencia de permitir aumentos de la presión del revestidor y luego purgar del anular el volumen calculado de lodo, durante el tiempo que sea necesario, o hasta que el gas llegue a la superficie
7. Una vez que el gas llegue a la superficie, se debe detener el proceso de purga. Si se purga el gas del anular en este momento, la presión de fondo disminuirá por debajo del valor de la presión de la formación y se presentará otro influjo. Con el gas en la superficie, y por medio de lubricación, es posible reducir la presión del revestidor como se indica a continuación:
  - 7.1. Se bombea dentro del anular en forma lenta el volumen de lodo seleccionado
  - 7.2. Se permite que el lodo caiga a través del gas. Pudiera presentarse un pequeño aumento de presión debido a que el gas se comprime con el lodo que se bombea, y se da tiempo suficiente para que ocurra la segregación
  - 7.3. Se purga el gas del hoyo solamente, permitiendo que la presión del revestidor disminuya en una proporción igual a la presión hidrostática del lodo bombeado en el pozo. Si la presión anular aumenta durante el bombeo, púrguese este aumento además del aumento de presión hidrostático ya purgado. Si el lodo comienza a regresarse, se cierra el estrangulador y se espera que el gas llegue a la superficie antes de proceder con la operación de purga

7.4. Se repite hasta que el gas haya sido purgado, o hasta que se alcance la presión superficial deseada.

#### **4.5.3 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual de Zigma**

##### **1. COMUNICACIÓN CON BARRAS DE SONDEO (ES DECIR, SIDPP UTILIZABLE)**

1.1. Observar la SIDPP

1.2. Permitir que aumente en alrededor de 100 psi para establecer un factor de seguridad

1.3. Permitir que la SIDPP aumente otros 100 psi

1.4. Purgar el lodo del estrangulador, permitiendo que la SIDPP caiga 100 psi

1.5. Repetir hasta que sea posible circular o hasta que el gas llegue a la superficie.  
No purgar gas del pozo con este método

##### **2. SIN COMUNICACIÓN CON BARRAS DE SONDEO**

2.1. Observar la SICP.

2.2. Permitir que la SICP aumente en alrededor de 100 psi para establecer un factor de seguridad.

2.3. Calcular la cantidad de lodo a purgar del espacio anular de modo de reducir la presión hidrostática en 100 psi

2.4. Permitir que la SICP aumente otros 100 psi.

2.5. Purgar el volumen de lodo calculado desde el espacio anular através del estrangulador. Esta operación debe realizarse con lentitud, manteniendo constante

la presión del casing. La presión del casing aumentará a medida que continúe la migración

2.6. Repetir hasta que el gas alcance la superficie. Una vez que el gas llega a la superficie, se podrá reducir la presión del casing del siguiente modo:

Reducción de la presión del casing:

1. Bombear lentamente un volumen de fluido al interior del espacio anular, lo que aumentará la presión hidrostática en 100 psi. Se producirá un leve aumento de la presión en el casing debido a que se está bombeando al interior de un sistema cerrado.
2. Permitir que el lodo se asiente a través del gas.
3. Purgar el aumento de presión provocado por el bombeo (purgar gas únicamente).
4. Purgar una presión igual a la presión hidrostática del lodo bombeado (purgar gas únicamente)
5. Si vuelve lodo, detenerse y esperar a que el gas llegue a la superficie. Repetir hasta que se haya purgado todo el gas o hasta que la SICP haya caído hasta el nivel deseado.

#### **4.5.4 Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico según el manual del Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria Houston**

1. se monitorea la tubería de revestimiento para mantener una presión constante sobre el fondo del pozo
2. Si el medidor de la tubería de revestimiento indica aumentos de la presión en la superficie por la migración del gas, entonces se sangra cierto volumen del lodo,

correspondiente a aquella cantidad que disminuya a su valor original la lectura del medidor de la tubería de revestimiento en la superficie

3. Registrar la presión del tubo cerrado de perforación (“PCTP”) y la presión de la tubería cerrada de revestimiento (“PCTR”)

4. Sangrar unas pequeñas cantidades a través del estrangulador

5. Cierre el estrangulador y dejar estabilizarse las presiones

6. Tomar la lectura de la nueva presión del tubo cerrado de perforación (“PCTP”) y de la nueva presión de la tubería cerrada de revestimiento (“PCTR”)

7. Si las nuevas presiones de cierre son menores que las originales, ud. habrá sangrado una parte de la presión arrastrada. Repita el procedimiento del sangrado

8. Si las nuevas presiones de cierre son idénticas o levemente mayores que las originales, DEJE de sangrar. Habrá sangrado toda la presión excedente y ya debe continuar con las operaciones de un control convencional.

## **4.6 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA DE LA GEOMETRÍA DEL HUECO**

### **4.6.1 Procedimiento para liberar la tubería de la geometría del hueco según el manual de AMOCO**

#### **➤ Acción inicial**

1. Si la pega ocurrió mientras se subía, aplicar torque y martillar con la carga máxima de viaje. Si la pega ocurrió mientras se bajaba no se debe aplicar torque y el martillo con la carga máxima de viaje

2. Pare o reduzca la circulación cuando se martille y cuando se sacuda hacia abajo

Nota: La presión de la bomba incrementará el golpe del martillo hidráulico hacia arriba y disminuirá el golpe hacia abajo

3. Continúe martillando hasta que la sarta esté libre o una decisión alternativa sea tomada. Martillar por 10 horas puede ser necesario.

➤ **Acción secundaria**

Un poco de ácido si hay pega en piedra caliza o en tiza. Un poco de agua fresca con sales móvil.

**Cuando la sarta esté libre**

1. Incrementar la circulación a la tasa máxima, rotar y trabajar la tubería
2. Limpiar / relimpiar la sección del fondo del agujero
3. Circular el hueco limpio.

**4.6.2 Procedimiento para liberar la tubería de la geometría del hueco según el manual de Ecopetrol**

➤ **Por hueco estrecho**

Si está bajando, lo primero es tensionar lo máximo permitido y martillar hacia arriba, no descargar peso, el trabajo debe hacerse aplicando y quitando la tensión extra máxima.

Si está sacando, trabaje hacia abajo primero, si no tiene éxito, hágalo hacia arriba como en el caso anterior

➤ **Por caída del hueco**

Habrá incremento inmediato de la presión, por lo tanto pare la bomba e in ciela lentamente, si mantiene circulación, use el galonaje mínimo o un poco más para evitar empaquetar fuertemente el anular aumente a medida que la obstrucción se vaya despejando.

Levante la tubería observando siempre el indicador de peso, si la tensión aumenta gradualmente y permite subir y bajar la tubería, repita la operación sacando cada vez más la tubería desconecte y continúe con la operación hasta lograr salir del problema Si la tensión incrementa instantáneamente, tense hasta lo máximo permitido, accione el martillo, intente rotar (sin tensión).

#### **4.7 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA CUANDO HAY PEGA MIENTRAS SE SACA**

##### **4.7.1 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se saca según el manual de AMOCO**

###### **➤ Acción para establecer circulación**

1. Aplicar baja presión de bomba (200 a 400 psi). Mantener la presión si es posible la circulación restringida.
2. No subir el martillo. Aplicar torque, aflojar al máximo establecido por el peso. Permitir el tiempo suficiente para viajar el martillo hidráulico (4 – 6 minutos para el ciclo largo, ver el manual del martillo)

3. Si la tubería no se libera, no subir el martillo!! martillar hasta que la tubería se libere o una decisión alternativa sea tomada. Martillar por 10 o más horas puede ser necesario.

➤ **Cuando la circulación es establecida:**

1. Incrementar suavemente la velocidad de la bomba a la tasa máxima. Cuando es posible, trabajar la tubería y circular el hueco limpio a profundidad
2. Limpiar la sección hasta que el hueco esté limpio3. Si se sale del hoyo (POOH) para tomar registro y/o correr casing, retornar al fondo y circular el hueco limpio.

**4.7.2 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se saca según el manual de Ecopetrol**

➤ **Derrumbe**

Empujar la tubería hacia abajo (martillándola si es necesario), colocar la bomba y tratar de establecer circulación moviendo siempre arriba y abajo, no tensione inmediatamente, mueva la tubería hacia abajo; si se logra, coloque la bomba y trate de circular, moviendo continuamente hacia arriba y hacia abajo.

Si no tiene éxito o la pega no da margen de movimiento, inicie el trabajo martillando hacia abajo, evaluando el avance, intente rotar.

Si hay éxito, coloque la bomba e intente circular, luego saque circulando y rotando con tensión. Si no hay éxito, tensione hasta el límite permisible y martille observando el avance, evalúe los resultados y tome decisiones.

**4.8 PROCEDIMIENTO PARA LIBERAR LA TUBERÍA CUANDO HAY PEGA MIENTRAS SE BAJA**

#### **4.8.1 Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se baja según el manual de AMOCO**

##### **➤ Acción para establecer circulación**

1. Aplicar baja presión de bomba (200 a 400 psi). Mantener la presión si es posible la circulación restringida
2. No subir el martillo!!! Aplicar torque!!! Aplicar la máxima presión para martillar. Permitir el tiempo suficiente para viajar el martillo hidráulico (4 – 8 minutos para el ciclo largo, ver el manual del martillo)
3. Si la tubería no se libera, no bajar el martillo!! Subir el martillo hasta que la tubería se libere o una decisión alternativa sea tomada. Martillar hacia arriba por 10 o más horas puede ser necesario.

##### **➤ Cuando la circulación es establecida**

1. Incrementar suavemente la velocidad de la bomba a la tasa máxima. Cuando es posible, trabajar la tubería y circular el hueco limpio a profundidad
2. Limpiar la sección hasta que el hueco esté limpio
3. Continúe entrando la herramienta (RIH) hasta que el peso excesivo establecido sea observado, circular el hueco limpio.

#### **4.9 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PRIMERAS ACCIONES**

##### **4.9.1 BP-LOST CIRCULATION MANUAL**

1. Establecer la tasa de pérdida. A manera de rutina, el monitoreo de los niveles de los tanques y los retornos deberá dar indicaciones tempranas de pérdidas. Una vez

las pérdidas son observadas, la tasa de pérdida deberá ser monitoreada cuidadosamente, ya que podría cambiar rápidamente

2. Verificar si es en superficie o en el fondo del hueco. Localización de la pérdida

3. Establecer el tipo de pérdida y sus características.

Revisar el programa de perforación con el personal, si es una zona de pérdidas naturales. Si esto es así, tratamientos de píldoras de material de pérdidas (LCM por sus siglas en inglés) deberán ser necesarios para curar las pérdidas. También hay posibilidad que la pérdida haya sido inducida, si es así, verificar considerando las siguientes opciones:

- Marcha atrás a las ROP (Tasa de operación)
- Reducción de la tasa de bombeo.
- Parar de perforar y parar las bombas de lodos por un tiempo corto.
- Lodo delgado

4. Escoger el tratamiento adecuado de acuerdo a la tasa de pérdida.

#### **4.9.2 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)**

1. Determinar la tasa de pérdida y registrar las características. (Si está asociada con el incremento de la viscosidad, incremento/decrecimiento de la ROP, cambio de formación, cruzar una falla, si es la primera pérdida, o es una recurrente)

2. Determinar la causa más probable o el tipo de pérdida

3. Determinar la locación más probable de la zona pérdida

4. Escoger un tratamiento y volumen relacionado al tipo y tasa de la pérdida

5. Aplicar el tratamiento adyacente a la zona de pérdida usando la mejor técnica posible de desplazamiento.

#### **4.10 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PÉRDIDAS MENORES**

##### **4.10.1 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES) PERDIDAS (< 25 bbl/hr WBM or 10 bbl/hr OBM)**

Note: Para pérdidas en un intervalo productivo, se recomienda una LCM de carbonato de calcio debido a su solubilidad ácida.

1. Reducir el peso del lodo y la densidad de circulación equivalente (ECD por sus siglas en inglés), si es posible
2. Mezclar la LCM y seguir perforando. Mezclar de 5 a 10 sacos por hora de LCM fino para 2 o más circulaciones. La mica es recomendada. Nota: Si el fluido de perforación es bajado de peso y/o contiene poca bentonita o fluidos aditivos de control de pérdidas, mezclar de 4 a 8 sacos por hora de carbonato de calcio fino y 1 o 2 sacos por hora de bentonita. Si el filtrado continúa, incrementar el tamaño de partículas de LCM y la cantidad, y usar una mezcla de materiales. Mezclar de 10 a 20 sacos por hora de una combinación de cáscara de nuez media, celulosa fina y mica fina para 2 o más circulaciones. Si el filtrado continúa, cambiar las pantallas de las shakers a malla gruesa y tratar el sistema entero con 15 a 25 lb/bbl de mezcla de LCM fina – mica, cáscara de nuez y celulosa
3. Desplazar la píldora, halar y esperar: Si el filtrado continúa y es inaceptable, desplazar píldora en el fondo, levantar tubería y esperar de 2 a 4 horas. La píldora

deberá contener 25 a 50 lb/bbl de LCM medio – mica, cáscara de nuez y celulosa; con WBM, usar >20 lb/bbl de bentonita. También, desplazar las píldoras de LCM en hueco abierto antes de los viajes. Usar técnicas para pérdidas parciales

4. Si el filtrado continúa y es inaceptable, continuar con tratamientos descritos para pérdidas parciales

#### **4.10.2 BP-LOST CIRCULATION MANUAL**

Pérdidas (< 10 bbl/hr)

1. Primeramente, decidir si la tasa de pérdida es aceptable. A bajas tasas de pérdidas y con lodo de bajo costo puede ser bien seguir perforando sin tratamiento

2. Si las pérdidas son consideradas inducidas, reducir el ECD (Tasa de flujo/viscosidad, ROP) y considerar la reducción del peso del lodo. Asegurar que el hueco se mantenga limpio. Si estos métodos son exitosos, esto confirma que las pérdidas fueron inducidas. Continuar perforando el tratamiento con LCM puede no ser requerido

3. Si las pérdidas continúan, Seguir perforando y adicionar de 5 a 10 sacos por hora de LCM media para succionar el tanque. El Carbonato de calcio es recomendado, o puede ser sustituido con otro LCM de grado medio. Si el lodo no contiene finos, adicionar 2 sacos por hora de LCM fino, junto con el de grado medio hasta que los finos construyan el sistema

4. Si el filtrado continúa, incrementar el tamaño de la partícula de LCM y la cantidad, y considerar mezclas de material. e.g. mezclar 10 sacos por hora de una combinación de fibra mediana y carbonato de calcio mediano

5. Verificar que el peso del lodo y las restricciones viscosas no han sido excedidas. Monitorear las pantallas de las shaker para el relleno

6. Si el filtrado continúa y es inaceptable, localizar la zona de pérdida y desplazar mínimo 50 bbl de píldora, halar la tubería y esperar de 2 a 4 horas. La píldora deberá contener de 30 a 50 ppb de mezcla de LCM, e.g:

- 20ppb grado medio de carbonato calcio
- 20ppb grado medio de fibra o plaquetas
- 10ppb LCM fino (Carbonato de Calcio)
- Realizarlo utilizando el lodo del sistema active. Si la zona de pérdida no puede ser localizada cambiar las pantallas de las shakers a una malla de mayor tamaño y tratar el sistema entero con 15 a 25 lb/bbl de LCM medio/fino en relación 2:1 medio a fino

8. Si el filtrado continúa y es inaceptable, proceder para pérdidas parciales.

#### **4.11 PROCEDIMIENTOS PARA CURAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. PÉRDIDAS PARCIALES**

##### **4.11.1 ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)**

➤ **(25 to 100 bbl/hr WBM or 10 to 30 bbl/hr OBM) (10 to 30 bbl/hr)**

1. Reducir el peso del lodo y la ECD, si es posible. Perforar suavemente, reducir la tasa de circulación y reología, viajar en hueco suavemente, romper circulación mientras se rota y trabajar la tubería, etc. Evaluar y eliminar cualquier restricción en

el anular los cuales pueden causar una presión en el anular impuesta, tales como balines de broca/BHA, anillos de lodo, recortes, etc.

2. Cambiar las pantallas de las shakers a una malla gruesa y tratar el sistema entero con 15 a 25 lb/bbl de mezcla de LCM fina – mica, cáscara de nuez y celulosa. Note: Si el fluido de perforación es bajado de peso y/o contiene poca bentonita o fluidos aditivos de control de pérdidas, mezclar de 4 a 8 sacos por hora de carbonato de calcio fino y 1 o 2 sacos por hora de bentonita

3. Desplazar la píldora LCM, halar y esperar:

- Si las pérdidas parciales continúan, desplazar píldora en el fondo, levantar tubería y esperar de 2 a 4 horas. La píldora deberá contener 25 a 50 lb/bbl de LCM medio (para WBM, usar >20 lb/bbl de bentonita); de 10 a 30 lb/bbl de cáscara de nuez media y gruesa, 5 a 15 lb/bbl de mica fina, y 3 a 10 lb/bbl de celulosa fina. También, desplazar las píldoras de LCM en hueco abierto antes de los viajes.
- Si las pérdidas parciales continúan, desplazar una cantidad mayor de píldora viscosa usando LCM con tamaños de partículas más grandes. Desplazar en el fondo y halar y esperar de 2 a 4 horas.  
Note: Asegurarse que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso del LCM sin tapa.
- La píldora deberá contener 35 a 70 lb/bbl de LCM medio y grueso, 20 a 40 lb/bbl de cáscara de nuez gruesa, de 10 a 20 lb/bbl de mica gruesa, y 5 a 10 lb/bbl de celulosa media. También, Desplazar la píldora LCM en hueco abierto antes de los viajes.

4. Desplazar un tapón ajustable: Seleccionar un tapón ajustable basado en la tasa de pérdida estática, resistencia del tapón requerida y presión diferencial, y el tipo de formación

5. Usar técnicas para pérdidas severas: Si las pérdidas parciales siguen ocurriendo, continuar con los tratamientos descritos para pérdidas severas.

➤ **Zonas de pérdidas por fractura inducida**

1. Reducir el peso del lodo y la ECD, si es posible. Perforar suavemente, reducir la tasa de circulación y reología, viajar en hueco suavemente, romper circulación mientras se rota y trabajar la tubería, etc. Evaluar y eliminar cualquier restricción en el anular los cuales pueden causar una presión en el anular impuesta, tales como balines de broca/BHA, anillos de lodo, recortes, etc.

2. Desplazar la píldora LCM, halar y esperar: Desplazar la píldora LCM adyacente a la zona más probable de pérdida, halar la tubería y esperar de 4 a 6 horas. Note: Asegurarse que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin taparse. La píldora deberá contener 35 a 70 lb/bbl de cáscara de nuez media y gruesa o carbonato de calcio grueso - extragrueso. También, desplazar las píldoras de LCM antes de los viajes. Si las pérdidas parciales continúan, desplazar una cantidad mayor de píldora viscosa usando LCM. Desplazar en el fondo y halar y esperar de 4 a 6 Note: Asegurar que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin tapar. La píldora deberá contener 35 a 70 lb/bbl de LCM medio y grueso, 20 a 40 lb/bbl de cáscara de nuez gruesa, de 10 a 20 lb/bbl de mica gruesa, y 5 a 10 lb/bbl de celulosa media. También, Desplazar la píldora LCM en hueco abierto antes de los viajes

3. Desplazar y squeeze píldora de altas pérdidas de fluido: Si las pérdidas parciales continúan y son inaceptables, usar Diaseal M, atapulgita, u otro fluido de altas pérdidas desplazado adyacentemente a la zona de pérdida más probable, y usar el

método de hesitation squeeze para desarrollar y mantener la presión. Si las altas pérdidas de fluido se mantienen por un periodo de tiempo entonces romper, usar la píldora de altas pérdidas, como Diaseal M, formulada con cemento y LCM desplazado en la zona más probable de pérdidas y usar el método de hesitation squeeze para desarrollar y mantener la presión. Cuando se adiciona cemento usar solo  $\frac{3}{4}$  de la cantidad normal de Diaseal M y usar de 1 a 1.4 sacos de cemento y 20 lb/bbl de LCM convencional como cáscara de nuez media

4. Desplazar el tapón ajustable: Seleccionar un tapón ajustable basado en la tasa de pérdida estática, resistencia del tapón requerida y presión diferencial, y el tipo de formación

5. Usar técnicas para pérdidas de circulación severas: Si las pérdidas parciales continúan y son inaceptables, continuar con los tratamientos descritos para pérdidas severas.

## 5. CONCLUSIONES.

- La investigación bibliográfica permitió definir e identificar los problemas operacionales que se presentan durante los procesos de perforación de pozos; además de los métodos de prevención, control y de solución.
- Los pozos con geometrías complejas tenderán a ser más propensos a colgamientos de la sarta, atascamientos de las tuberías de revestimiento o a una pega mecánica.
- Un ineficaz control de operaciones como: lodo con densidad insuficiente, pérdidas de circulación, tendrán como consecuencia el descontrol del pozo y por ende el riesgo inminente de que los equipos se dañen, así como también, la seguridad del personal de operación.
- Los procedimientos de control de pozos y problemas operacionales que frecuentemente se encuentran estipulados en los manuales de cada empresa, no tienen gran diferencias en las cuales se pueda inferir una estrategia que pueda llevar a un mejor rendimiento de la perforación y control del pozo, debido a que éstas empresas toman como punto de referencia los procedimientos estipulados por compañías o escuelas de control de pozo como lo son: Well Control School (WCS) y Wild Well Control (WWC).
- Se deberá acudir al método más efectivo de control del pozo ya sea el Método del Perforador o el Método del Ingeniero, en la brevedad posible, así como con la mayor eficacia que cada uno de los métodos aportan, y también

seleccionar al personal involucrado en el proceso de control de acuerdo a la experiencia que se tenga para dichas actividades.

- La falta de una supervisión adecuada durante operaciones o trabajos críticos en la perforación de un pozo hace difícil la determinación del problema operacional que se pueda presentar en dicho pozo.
- Encontrar problemas operacionales es muy frecuente a la hora de perforar un pozo, en donde cualquier problema por mínimo que sea, lleva a consecuencias de pérdidas de; tiempo, dinero y en el peor de los casos pérdidas del recurso humano. Sin embargo, con el pasar de los tiempos, las empresas perforadoras han desarrollado programas en donde indican los procedimientos a seguir ante situaciones no esperadas, con el fin de solucionarlos de la mejor manera posible para luego hacer un balance de los porcentajes operacionales y porcentajes de costos que se estimaban antes de que pasaran estas situaciones inesperadas.
- Un grave error que se presenta comúnmente a la hora de perforar un pozo, es el de aumentar la densidad del fluido de perforación sin tener en cuenta el riesgo en el que se puede presentar una pega diferencial
- El martillar durante una pega diferencial también es un error muy común, ya que esto provoca desestabilizar la formación y causar derrumbes los cuales atascarían aún más la sarta.

## 6. RECOMENDACIONES.

- Se debe supervisar de manera adecuada las operaciones y trabajos críticos de las empresas prestadoras de servicio durante la perforación de un pozo.
- El perforador debe tener siempre un preciso registro de las presiones de operación, así como también, de los volúmenes de tuberías desplazados, para así evitar que la presión hidrostática varíe con respecto a la presión de formación, produciendo el descontrol el pozo, que desembocaría en pérdidas innecesarias.
- Se debe tener el hoyo descubierto en el menor tiempo posible para evitar problemas de derrumbe o atascamiento en la tubería.
- Durante las pegas diferenciales no se debe utilizar el martillo, debido a que su utilización empeora la situación de la sarta atascándola más dentro del hoyo.
- La densidad del fluido de perforación se debe bajar paulatinamente para no afectar la estabilidad de las paredes del hueco.
- La densidad del fluido no debe ser tan alta para que no se produzcan problemas de pega diferencial, ni tan baja debido a que esto puede conducir a un reventón o arremetida del pozo.

## BIBLIOGRAFIA

ABERDEEN DRILLING SCHOOL and WELL CONTROL TRAINING CENTRE. High pressure High Bottom Hole Temperature. 50 Union Glen, Aberdeen AB11 6RE. Scotland. U.K.

ATLANTIC RICHFIELD COMPANY & BAKER HUGHER INTEQ. Prevention and Control of Lost Circulation: Best Practices. Plano, Houston: Texas: . Febrero 1999. Págs. 19-25.

Catalog Impression Block: Big Hole Fishing [En línea]. Consultado el 26/04/2011. Disponible en: [http://petrobe.com/catalog/BHF\\_14.pdf](http://petrobe.com/catalog/BHF_14.pdf).

CHEVRON PETROLEUM TECHNOLOGY COMPANY. Workover Well Control and Blowout Prevention Guide. Chevron Drilling Reference Series. Vol 15. Diciembre. 1994.

DONALD, J. Timko. Mud Draulic: Practical applications of log calculated pressures as an aid to solving Drilling problems. Continental Oil Company, Houston Texas.

ECOPETROL, Manual de Operaciones de Perforación, Departamento de Perforación, 1 ed. 1994.

GRACE, D. Robert. CUDD, Bob. CARDEN, S. Richard and SHURSEN, Jerald L. Advanced Blowout and Well Control. Houston, Texas. 1994.

HAWKER, David. VOGT, Karen and ROBINSON, Allan: Procedimientos y operaciones en el pozo. En: Manual Datalog, versión 3.0. 3 ed. P 130-160.

MARTINEZ CARAZO, Piedad Cristina. El método de estudio de casos: Estrategia metodológica de la investigación científica. 2006.

NATIONAL OIL WELL. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS. Prevención y Pega de Tubería: Problemas del hueco; Pérdida de circulación. P 97-115.

SCHLUMBERGER. Manual de control de pozos: Teoría y procedimiento de control de pozos; operaciones de forzamiento de la sarta en el pozo con presión. 2001. Capítulo 2. P 46

UNIVERSIDAD DE HOUSTON EN VICTORIA. Instituto de capacitación Petrolera. Algunos Métodos Comunes Para el Control de Pozos. Parte 1 Capítulo 7. P 63-71.