

**ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE  
CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA  
PERFORACIÓN**

**CAROL MELISSA JIMÉNEZ DE LA CRUZ**

**JOHN EDINSON DOMINGUEZ CARDONA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE  
POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN**

**CAROL MELISSA JIMÉNEZ DE LA CRUZ**

**JOHN EDINSON DOMINGUEZ CARDONA**

**Proyecto de grado presentado como Requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director (a)**

**ING. FERNANDO CALVETE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
1. PROBLEMAS Y SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.....	20
1.1. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO.....	20
1.1.1. Fracturas.....	20
1.1.2. Shales .....	23
1.1.3. Formaciones en Superficie .....	24
1.1.4. Secciones Salinas .....	25
1.1.5. Capas de carbón .....	25
1.1.6. Formaciones de Anhidrita / Yeso.....	25
1.2. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.....	26
1.3. PATADAS Y REVENTONES (KICKS Y BLOWOUTS) .....	33
1.4. PEGA DE TUBERÍA .....	34
1.4.1. Pega Mecánica.....	35
1.4.2. Pega de Tubería por Presión Diferencial .....	48
1.4.3. Situaciones Comunes de Pega de Tubería .....	50
1.5. VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN .....	52
1.6. FISURAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN (WASHOUTS) .....	57
1.7. TRABAJOS DE PESCA .....	58
2. PROCEDIMIENTOS PARA CONTROLAR LAS SITUACIONES ANORMALES .....	60
2.1. SURGENCIAS O INFLUJOS.....	60
2.2. DETECCIÓN DE LAS SURGENCIAS .....	62
2.3. ASPECTOS PARA DETERMINAR Y PROCEDER ANTE UNA SURGENCIA.....	62
2.4. REVENTONES .....	68
2.5. PROCEDIMIENTOS DE CIERRE .....	71
2.5.1. Procedimiento De Cierre Durante La Perforación - Con BOP En La Superficie 71	
2.5.2. Procedimiento De Cierre Durante La Sacada De Tubería - Con “Bop” En La Superficie.....	72
2.5.3. Procedimientos de los tipos de cierre de las BOP's:.....	73

2.5.4.	Procedimiento De Cierre Con Tubería Afuera.....	76
2.5.5.	Procedimiento De Cierre Durante Una Maniobra Con Rotor De Superficie (Top Drive) 76	76
2.5.6.	Procedimiento De Cierre Mientras Se Corre Tubería De Revestimiento .....	77
2.5.7.	Procedimiento De Cierre Sobre Cables De Perfilaje.....	78
2.6.	MANEJO DEL GAS EN SUPERFICIE.....	79
2.6.1.	Procedimientos De Desviación Mientras Se Perfora.....	80
2.6.2.	Procedimiento De Desviación Durante La Bajada O Sacada De Tubería .....	82
2.6.3.	Procedimiento de Desviación Con Cabeza O BOP Rotatoria.....	82
2.7.	MÉTODOS COMUNES PARA CONTROLAR Y MATAR UN POZOS.....	83
2.7.1.	El Método De Esperar Y Densificar.....	83
2.7.2.	El Método Del Perforador.....	85
2.7.3.	El Método Concurrente.....	86
2.7.4.	La Circulación Inversa .....	87
2.7.5.	Método De Control Por Forzamiento .....	87
2.7.6.	Método de Lubricar Y Purgar .....	88
2.7.7.	El Método Volumétrico .....	89
2.7.8.	El Método Del Control Dinámico.....	90
2.8.	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN.....	90
2.8.1.	Mecanismos de Pérdida de Circulación .....	91
2.8.2.	Clasificación de pérdidas según su severidad.....	92
2.8.2.1.	Pérdida de circulación (< 20 BBLS/HR) .....	92
2.8.2.2.	Pérdida de circulación parcial (> 20 BBLS/HR).....	92
2.8.2.3.	Pérdida de circulación total.....	94
2.8.3.	Pautas para solucionar pérdidas de circulación.....	95
2.9.	PEGA DE TUBERÍA .....	97
2.9.1.	Métodos y Procedimientos Para Liberar La Tubería Pegada .....	97
2.9.1.1.	Liberación de la pega de tubería por Medios mecánicos .....	97
2.9.1.2.	Liberación de la tubería pegada con fluidos de emplazamiento.....	98
2.9.2.	Técnicas y procedimientos de colocación.....	99

2.9.2.1. Procedimientos para liberar portamechas y tubería con Fluidos de Emplazamiento .....	99
2.9.2.2. Procedimiento para colocar un fluido ligero alrededor de la tubería de perforación. ....	102
2.9.2.3. Colocación de ácido clorhídrico para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato. ....	105
2.9.2.4. Liberación de la tubería pegada Mediante la reducción de la presión Diferencial	106
Fluidos de densidad reducida .....	107
2.9.2.5. Herramienta de prueba de Productividad potencial de la Formación .....	108
2.9.2.6. Técnica de tubo en u .....	109
2.9.2.7. Lavado de la tubería y desviación Del pozo .....	113
2.10. TRABAJO DE PESCA.....	113
2.10.1. Herramientas.....	115
2.10.2. Procedimiento General de pesca .....	172
3. FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	174
4. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS LLEVADOS ACABO POR LAS EMPRESAS BASE DURANTE UNA SITUACIÓN ANORMAL.....	186
5. INFORMES DE SITUACIONES ANORMALES EN CASOS REALES DE LA INDUSTRIA.....	218
5.1. Reporte del pozo A (perdida de circulación).....	219
5.2. Reporte del pozo B (perdida de circulación, pega diferencial e influjos).....	226
5.3. Reporte del pozo C (pega diferencial, pesca, influjos y abandono de pozo). ....	239
5.4. Reporte del pozo D (falla en el motor, taponamiento de la herramienta y falla eléctrica) .....	249
6. ENCUESTA Y RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.....	259
6.1. Definiciones.....	259
6.2. Encuesta.....	265
6.3. Análisis de Resultados .....	271
6.4. Reportes de Alertas de Seguridad en IADC .....	280

CONCLUSIONES..... 289  
RECOMENDACIÓN..... 292  
BIBLIOGRAFIA..... 293  
ANEXOS..... 298

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Secciones de pérdidas de circulación.....	29
Figura 2. Recortes depositados .....	36
Figura 3. Formaciones reactivas (Según Shell UK) .....	39
Figura 4. Formaciones presurizadas.....	39
Figura 5. Formaciones fracturadas y falladas (Según Shell UK).....	40
Figura 6. Bloques de cemento (Según Shell UK).....	41
Figura 7. Asentamiento de ojos de llave (Según Amoco TRUE).....	43
Figura 8. Pozo por debajo de calibre (según Amoco TRUE) .....	44
Figura 9. Conjunto rígido (según Amoco TRUE).....	45
Figura 10. Formación móvil .....	46
Figura 11. Bordos (según Amoco TRUE) .....	47
Figura 12. Mecanismo de pegadura por presión diferencial .....	49
Figura 13. Tipos de cierre mientras se saca y se mete tubería .....	75
Figura 14. Impresión block.....	115
Figura 15. Releasing spear.....	116
Figura 16. Taper tap .....	118
Figura 17. Series 160 side door overshot .....	121
Figura 18. Partes del bowen cable guide.....	122
Figura 19. Cable hunger .....	122
Figura 20. Plato c.....	123
Figura 21. Rope socked.....	123
Figura 22. Spiral grapple overshot.....	128
Figura 23. Basket grapple overshot .....	129
Figura 24. Die collars .....	130
Figura 25. Junk basket globe .....	135
Figura 26. Junk basket for reverse circulation .....	137
Figura 27. Fishing jar .....	139

Figura 28. Balanced bumper sub.....	143
Figura 29. Partes del balanced bumper sub .....	145
Figura 30. Herramientas demoledoras.....	147
Figura 31. Herramienta demoledora de empaque .....	148
Figura 32. Lebus anchor washpipe spear .....	151
Figura 33. Ensamblaje del bowen lebus anchor washpipe paso 1.....	154
Figura 34. Ensamblaje del bowen lebus anchor washpipe paso 2.....	155
Figura 35. Ensamblaje del bowen lebus anchor washpipe paso 3.....	155
Figura 36. Ensamblaje del bowen lebus anchor washpipe paso 4.....	156
Figura 37. Ensamblaje del bowen lebus anchor washpipe paso 5.....	157
Figura 38. Fishing magnet .....	164
Figura 39. Cortador externo.....	166
Figura 40. Cortador interno.....	169
Figura 41. Cortador hidráulico interno.....	171
Figura 42. Distribución del porcentaje operacional del pozo A .....	223
Figura 43. Estado mecánico del pozo A .....	224
Figura 44. Distribución de los porcentajes de costos del pozo A.....	226
Figura 45. Distribución del porcentaje operacional del pozo B .....	233
Figura 46. Estado mecánico del pozo B .....	234
Figura 47. Distribución de los porcentajes de costos del pozo B.....	238
Figura 48. Distribución del porcentaje operacional del pozo C .....	244
Figura 49. Estado mecánico del pozo C .....	245
Figura 50. Distribución de los porcentajes de costos del pozo C.....	248
Figura 51. Distribución del porcentaje operacional del pozo D .....	254
Figura 52. Estado mecánico del pozo D .....	255
Figura 53. Distribución de los porcentajes de costos del pozo D.....	258
Figura 54. Procedimiento metodológico de la investigación .....	262
Figura 55. Resultado de encuesta. Pregunta 1 .....	271
Figura 56. Resultado de encuesta. Pregunta 2.....	272
Figura 57. Resultado de encuesta. Pregunta 3.....	273

Figura 58. Resultado de encuesta. Pregunta 4.....	274
Figura 59. Resultado de encuesta. Pregunta 5.....	275
Figura 60. Resultado de encuesta. Pregunta 6.....	276
Figura 61. Resultado de encuesta. Pregunta 7.....	277
Figura 62. Resultado de encuesta. Pregunta 8.....	277
Figura 63. Resultado de encuesta. Pregunta 9.....	278
Figura 64. Resultado de encuesta. Pregunta 10.....	279
Figura 65. Resultado de encuesta. Pregunta 11.....	280
Figura 66. Alertas de seguridad reportados por la IADC .....	281
Figura 67. Porcentaje de fallas de herramientas o equipos y errores humanos reportados por la IADC .....	282
Figura 68. Herramientas que más fallaron durante la década del 2000 al 2010..	283
Figura 69. Porcentaje de fallas presentadas por cada sistema durante la década del 2000 al 2010 .....	284
Figura 70. Errores más presentados en la década de 2000 al 2010.....	285
Figura 71. Porcentaje de errores durante la década del 2000 al 2010. ....	286
Figura 72. Fatalidades en la década del 2000 al 2010. ....	287
Figura 73. Tendencia del número de fatalidades durante la década del 2000 al 2010.....	288

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Procedimientos de cierre de perforación.....	187
Tabla 2. Procedimientos de cierre durante la sacada de tubería.....	189
Tabla 3. Procedimientos de cierre con la tubería afuera.....	193
Tabla 4. Procedimientos de control de flujo: método de densificar y esperar .....	195
Tabla 5. Procedimientos de control de flujo: método del perforador .....	199
Tabla 6. Procedimientos de control de flujo: método volumétrico .....	203
Tabla 7. Procedimiento para liberar tubería.....	208
Tabla 8. Procedimientos para liberar tubería cuando hay pega mientras se saca	209
Tabla 9. Procedimientos para liberar tubería cuando hay pega mientras se baja	210
Tabla 10. Procedimiento para curar la pérdida de circulación: primeras acciones	211
Tabla 11. Procedimiento para curar la pérdida de circulación: pérdidas menores	212
Tabla 12. Procedimiento para curar la pérdida de circulación: pérdidas parciales	213
Tabla 13. Procedimiento para curar la pérdida de circulación: pérdidas severas	215
Tabla 14. Pozos y sus respectivas situaciones anormales .....	218
Tabla 15. Datos del pozo A .....	219
Tabla 16. Optimización del tiempo de perforación del pozo A .....	222
Tabla 17. Datos del pozo B.....	224
Tabla 18. Optimización del tiempo de perforación del pozo B .....	232
Tabla 19. Datos del pozo C .....	239
Tabla 20. Optimización del tiempo de perforación del pozo C .....	243
Tabla 21. Datos del pozo D .....	249
Tabla 22. Optimización del tiempo de perforación del pozo D .....	253
Tabla 23. Propiedades del lodo del pozo D: fase 12 1/4" .....	257
Tabla 24. Propiedades del lodo del pozo D: fase 9 7/8" .....	257

## **LISTA DE ANEXOS**

<b>ANEXO A. MUESTRA REPRESENTATIVA DE ENCUESTAS .....</b>	<b>298</b>
---	------------

## RESUMEN

**TITULO: ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN\*<sup>1</sup>**

**AUTORES:** Dominguez Cardona, John Edinson y Jiménez de la Cruz, Carol Melissa\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Situaciones anormales, fallas, errores, perforación y procedimientos de control.

La perforación es una operación sistemática y ordenada, en el cual su principal objetivo es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional de forma segura y al menor costo posible.

Durante este proceso es común encontrar situaciones anormales tales como las pegas de tubería, trabajos de pesca, pérdidas de circulación, derrumbes, influjos y reventones entre otros. Los cuales generan pérdidas de tiempo, actos inseguros y altos costos.

Por esta razón las operaciones de perforación han ido cambiando con el tiempo proporcionando procedimientos de control que se enfatizan en el desarrollo de las operaciones seguras, para mitigar fallas y errores que conllevan a los riesgos y accidentes de trabajo, lo cual genera seguridad a todos los obreros involucrados en las operaciones de perforación.

En este proyecto se lleva a cabo un análisis estadístico de las fallas y errores más comunes que se presentan en los procedimientos de control en situaciones anormales durante la perforación, tomando como fuente de información los resultados de una encuesta realizada a personal de gran experiencia y siguiendo paso a paso la metodología del método de estudio de casos que estuvo dirigido de manera cuantitativa con un propósito descriptivo, con el fin de proporcionarle al lector un análisis significativo de fallas y errores en los procedimientos de control de situaciones anormales durante una perforación, para la evaluación y prevención de riesgos de situaciones anormales, fallas y errores durante la operación de perforación.

---

\*Proyecto de grado

\*\*Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. TUTOR: CALVETE GONZALES, Fernando Enrique.

## ABSTRACT

**TITLE: ANALYSIS OF FAILURES AND ERRORS IN THE WELL CONTROL PROCEDURES IN UNUSUAL SITUATIONS DURING THE DRILLING<sup>\*2</sup>**

**AUTHORS:** Dominguez Cardona, John Edinson and Jiménez de la Cruz, Melissa Carol **\*\***.

**KEYWORDS:** abnormal situations, failures, errors, drilling and control procedures.

Drilling is a systematic and orderly operation in which his main goal is to build a well useful: a conduit from the reservoir to the surface allowing the rational exploitation safely and as cheaply as possible.

During this process it is common abnormal situations such as the stick of pipe, fishing jobs, loss of circulation, landslides, kicks and blowout among others. Which generate downtime, unsafe acts and high costs.

For this reasons drilling operations have changed over time providing control procedures that are emphasized in the development of safe operations to mitigate failures and errors that involve risks and accidents, which creates safety for all workers involved in drilling operations.

This project conducted a statistical analysis of failures and mistakes are more common than in the control procedures in abnormal situations during drilling using as a source of information the results of a survey of experienced staff, and following step by step methodology of case study method that was addressed quantitatively with a descriptive purpose, in order to provide the reader with a meaningful analysis of faults and errors control procedures for abnormal situations during drilling to assessment and risk prevention of abnormal situations, failures and errors during the drilling operation.

---

\*Project degree

\*\*Physicochemical Engineering college, Petroleum Engineering School. Director: CALVETE GONZALEZ, Fernando Enrique.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, en la industria petrolera se han presentado una serie de situaciones no favorables, debido a errores que son cometidos durante procedimientos de control de pozos en situaciones anormales en una perforación, los cuales implican problemas como: accidentes de trabajo, accidentes ambientales, pérdidas de dinero y hasta la pérdida completa del pozo, entre otros. Si se observa en cada área de interés, se puede ver que debido a estos errores se han perdido vidas.

Para una empresa petrolera, estas fallas y errores, significan grandes problemas y sumas de dinero, aún más cuando se pueden evitar. Es por esto, que la industria se ha dedicado a corregir estos errores y a aprender a disminuir estos eventos. Hoy en día este tema es muy importante, ya que se ha reforzado el conocimiento ambiental y se trabaja de la mano con los ingenieros respectivos de esta área y la comunidad involucrada. Cada vez que se va a perforar en una zona, se debe tener en cuenta a quien se afecta, de qué forma y que se puede hacer para evitar esto. Si una comunidad o casa familiar se encuentra muy cerca de la zona, se reubica durante la operación. Como estas dependencias son tan importantes, las empresas se han dedicado a planear trabajos donde se tenga el mínimo de errores y fallas.

En el día a día de una operación de perforación es difícil no tener problemas de control de pozo, si no se tiene pérdida de circulación, se tiene una pega y así con todos los problemas, los cuales pueden parecer sencillos de resolver, pero dado que se trabaja con presiones, las cuales en cualquier momento pueden aumentar significativamente, éstos se pueden volver bastantes peligrosos. Es por esto que se debe conocer el procedimiento adecuado para solucionarlos y una buena experiencia tanto del ingeniero como del operador.

Este trabajo consta de 6 componentes:

El primer componente hace referencia a la definición e identificación de los problemas y situaciones anormales durante una perforación.

El segundo componente explica los procedimientos más importantes que existen para controlar los problemas o situaciones anormales que se presentan durante la perforación.

El tercer componente presenta informes de casos reales a nivel mundial en donde se involucran, accidentes de trabajo, pérdida de dinero, pérdida de tiempo y pérdida de herramientas.

El cuarto componente realiza una comparación de los procedimientos que tienen las diferentes empresas para solucionar los problemas y situaciones anormales durante la perforación.

El quinto componente registra de manera general algunos reportes de la industria petrolera en los cuales sucedieron problemas y las respectivas soluciones que se llevaron a cabo para dichos problemas.

En el sexto y último componente, se realizó una encuesta y análisis estadístico a nivel nacional al personal capacitado, con el fin de determinar las fallas y los errores más comunes en los procedimientos de control en situaciones anormales durante la perforación.

El territorio colombiano posee extensas y ricas zonas de crudo y reservas de petróleo de excelente calidad, hoy en explotación. Se debe aprovechar y dar un adecuado uso a este recurso aún denominado como la más importante fuente de energía a nivel mundial, pero sin desperdiciar, ni derramar una gota.

# 1. PROBLEMAS Y SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

## 1.1. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN Y ESTABILIDAD DEL POZO.

### 1.1.1. 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>3</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 que caen al pozo dependen del tamaño del hueco, inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura. En

---

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

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:*

Las formaciones fracturadas pueden crear escalones (ledges) y dependiendo de la inclinación del hueco y la desviación también la formación de ojos de llave. Esto puede ocasionar problemas de alto arrastre y alto peso de levantamiento (pick-up Weight) y pega de tubería.

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 rápido 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.

### 1.1.2. 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 de la 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.

A medida que el shale se fractura y se rompe, se libera gas. Un incremento en el nivel de gas, la presencia de gas de conexión o corte de gas en el lodo puede ser entonces una indicación de shales sobre-presionados y la necesidad de un incremento en el peso del lodo. Incrementar el peso del lodo es el método más efectivo para controlar secciones de shales sobre-presionados e incompletamente compactados.

### **1.1.3. Formaciones en Superficie**

La perforación de formaciones superficiales puede resultar en diferentes problemas y en diversas consideraciones operacionales. Estas formaciones superficiales en general son sueltas e in-consolidadas, por lo tanto altamente susceptibles al derrumbe y al colapso. En formaciones de conglomerados la grava, los guijos y guijarros presentan fuertes obstáculos contra la perforación y frecuentemente puede deflectar la broca creando problemas de desviación.

Las formaciones superficiales que contengan gas también son un peligro en la perforación. Cuando aparece gas presionado en superficie hay muy poco tiempo disponible para reaccionar antes que el gas aparezca en superficie. Con patadas de pozo de origen más profundo hay algún tiempo en que se alcanza a ver el incremento de volumen en los tanques y en el flujo de salida lo cual permite cerrar el pozo oportunamente y controlar la patada.

Los yacimientos donde se encuentra agua dulce, presentan un problema de clase diferente. Con acuíferos sobre-presionados, tenemos el problema de las patadas

de pozo. Sin embargo los yacimientos pueden también estar sub- presionados y presentar el problema asociado de pérdida de circulación. Igualmente importante es el hecho que estos acuíferos pueden ser del suministro de agua para una comunidad particular y debe evitarse a toda costa la contaminación con las operaciones de perforación.

#### **1.1.4. 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.

#### **1.1.5. 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).

#### **1.1.6. Formaciones de Anhidrita / Yeso**

El yeso y especialmente la anhidrita presentan un grave reto para el ingeniero de lodos. Estos elementos incrementan la viscosidad y los valores de gel del lodo.

Esto altera las propiedades de flujo y la hidráulica del lodo, llevando a mayores presiones de circulación de suaveo (swab) y surgencia (surge) además crea el problema de manejo del lodo pues se empaca alrededor del equipo de superficie.

## **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>4</sup>.

- 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.

---

<sup>4</sup> *Ibíd.*, P. 16.

- 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>5</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).

### *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.

---

<sup>5</sup> Manual del Ingeniero de Petróleos: Perdida de circulación. 14 de Febrero 2001. Capitulo 14.

- 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.

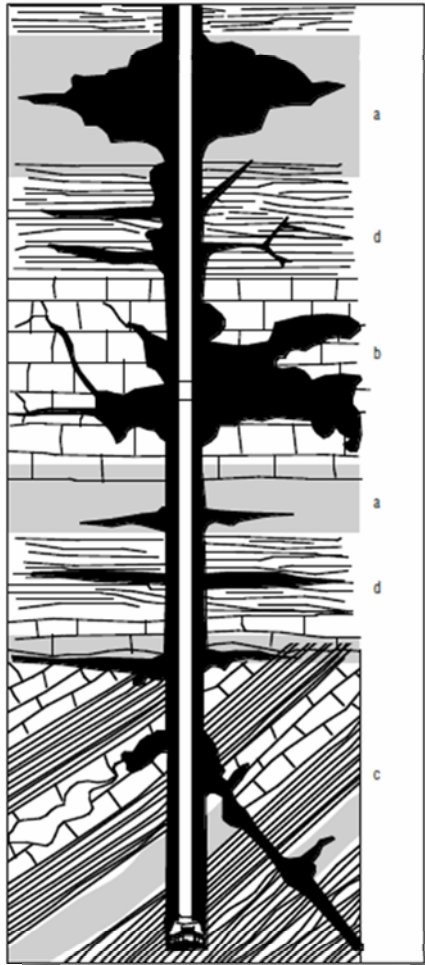
**Figura 1. Secciones de pérdida de circulación:**

A: Arenas no consolidadas y grava de alta permeabilidad.

B: Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita).

C: Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras.

D: Fracturas inducidas por el exceso de presión



**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 / pisoneó).

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>6</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 esta 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>6</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.

La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo. 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. Una evaluación de los sucesos que resultaron en la pegadura de la tubería indica frecuentemente la causa más probable y puede llevar a medidas correctivas apropiadas.

## **Causas**

En general, la tubería se pega *mecánicamente o por presión diferencial*<sup>7</sup>.

### **1.4.1. 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

---

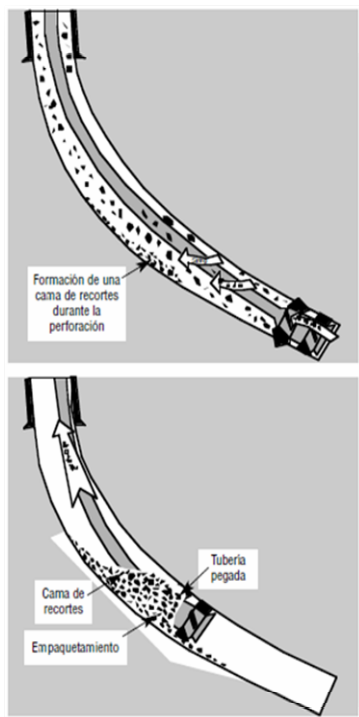
<sup>7</sup> Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

## 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

### **Empaquetamiento y Puenteo**

**Figura 2: Recortes depositados.**



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

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 empaçado, 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.
- Circulación insuficiente para limpiar el pozo antes de sacar la tubería o de realizar conexiones. Cuando se interrumpe la circulación, los recortes pueden depositarse alrededor del BHA y obturar el pozo, causando la pegadura de la tubería.
- Perforación ciega (sin retornos de lodo) y barrido periódico inadecuado del pozo con un lodo viscoso.
- Perforación involuntaria sin circulación.

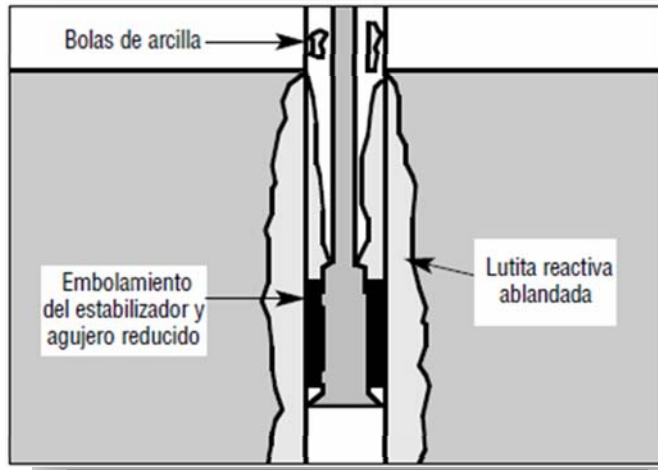
#### *Inestabilidad de la lutita*

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).

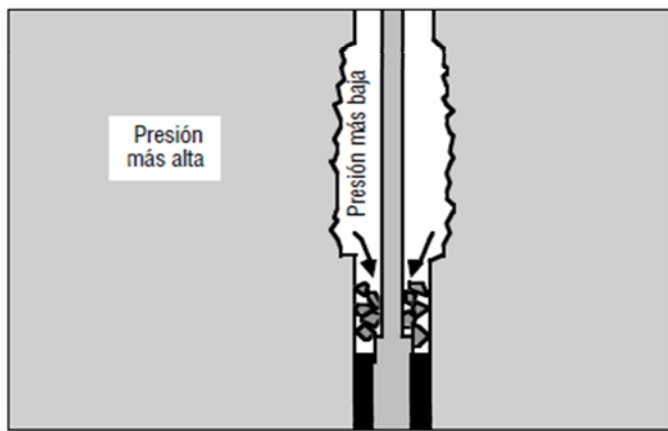
**Figura 3. Formación Reactiva (Según Shell UK).**



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

- Lutitas presurizadas

**Figura 4. Formaciones presurizadas.**



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

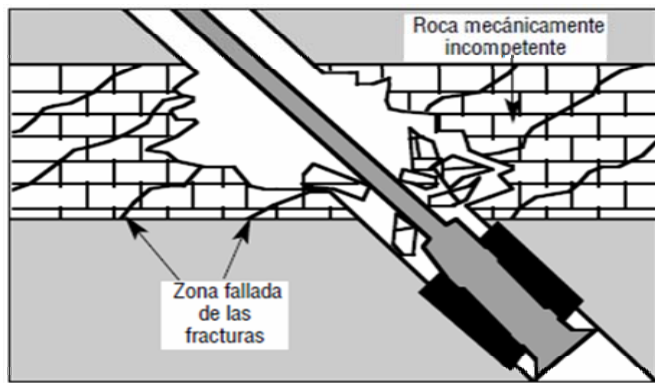
Estas lutitas están presurizadas y sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores, incluyendo el peso de la sobrecarga, los esfuerzos *in-situ*, el ángulo de los planos de estratificación y los esfuerzos tectónicos. Cuando son perforadas con un peso de lodo insuficiente, estas lutitas se desprenden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

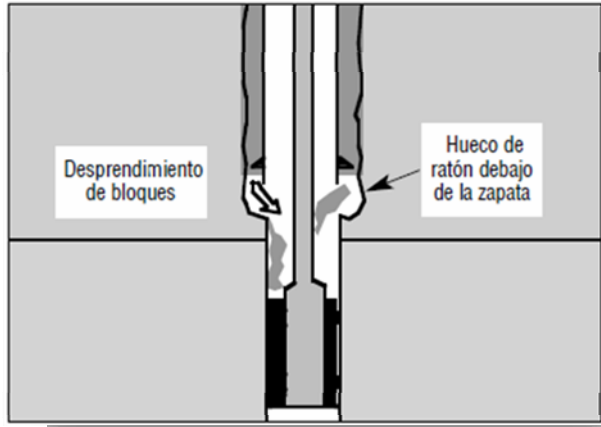
**Figura 5. Formaciones fracturadas y falladas (Según Shell UK).**



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

## *Formaciones no consolidadas*

**Figura 6. Bloques de cemento (según Shell UK).**



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

Este problema afecta las formaciones que no pueden ser soportadas por el sobrealance hidrostático solo. Por ejemplo, la arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obturan alrededor de la columna de perforación. Problemas también ocurren si el revoque depositado sobre la arena floja no consolidada no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y obture la columna de perforación.

En general, estos tipos de formaciones se encuentran en niveles poco profundos o durante la perforación de las zonas de producción. El torque, el arrastre y el relleno sobre las conexiones son indicios comunes de estos problemas.

### *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***

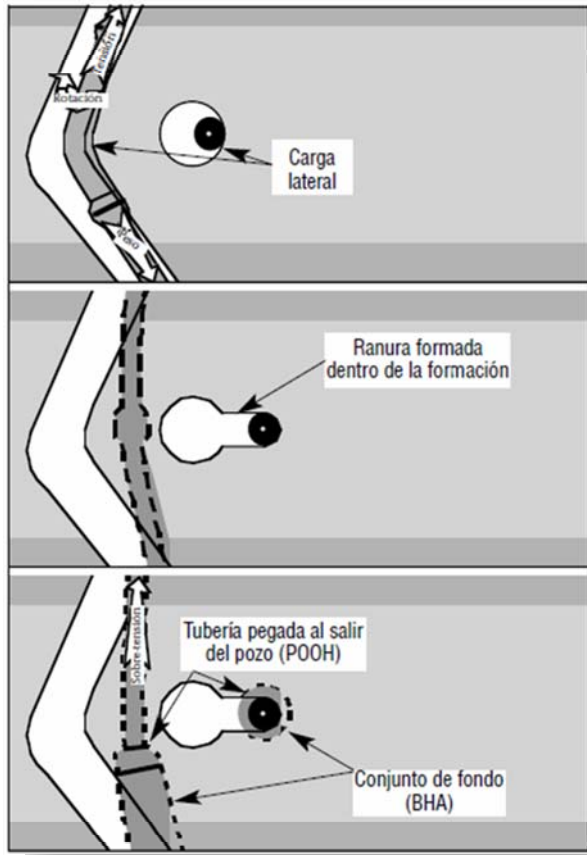
Otra categoría de pegadura mecánica de la tubería está relacionada con la geometría del pozo. El diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la geometría y rigidez del BHA no permitirán el paso de la columna de perforación. En general, cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, 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.

Los principales tipos de perturbación de la geometría del pozo son:

#### ***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 rápido el desarrollo de un asentamiento ojo de llave.

**Figura 7. Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE).**

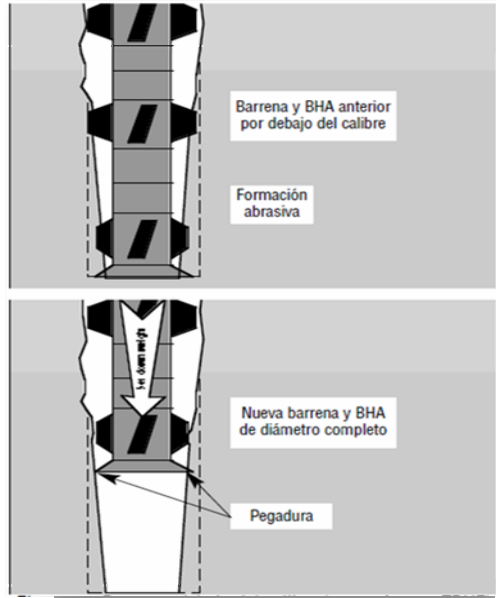


**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

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.

*Pozo por debajo del calibre.*

**Figura 8. Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE).**



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

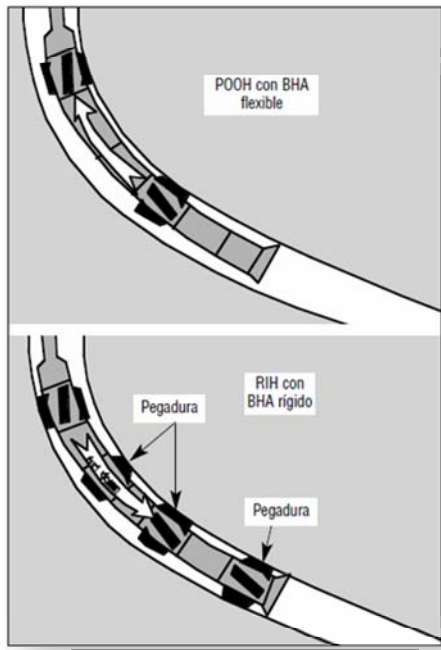
Las secciones abrasivas del pozo no sólo desafilan las barrenas, sino que también reducen el calibre del pozo y los estabilizadores. Una corrida de la barrena demasiado profunda dentro de las formaciones abrasivas resulta en un pozo por debajo del calibre. La introducción de un conjunto de diámetro completo dentro de un pozo. Por debajo del calibre puede atascar y pegar la columna de perforación.

*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 9: Conjunto rígido (según Amoco TRUE).**

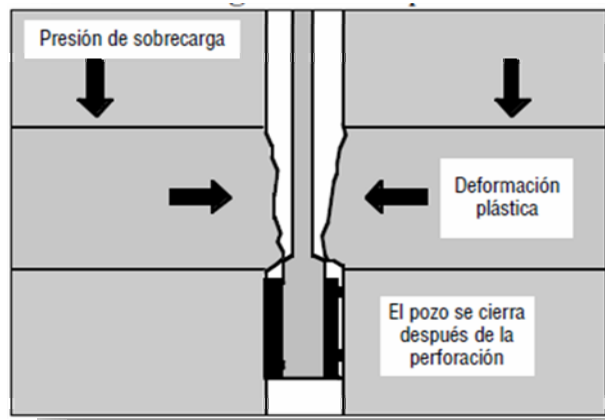


**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

### *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).

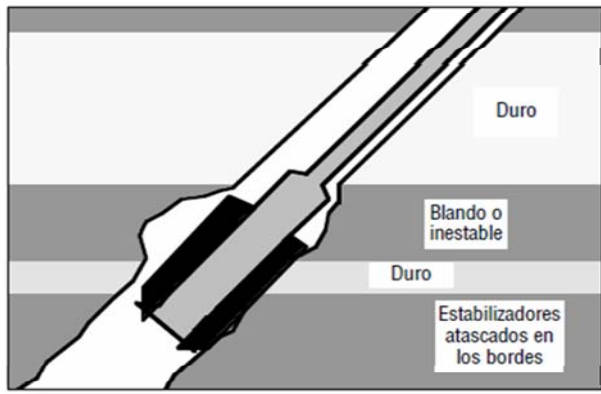
**Figura 10. Formación móvil.**



**Fuente.** Manual del Ingeniero de Petr6leos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capitulo 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.

**Figura 11. 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.

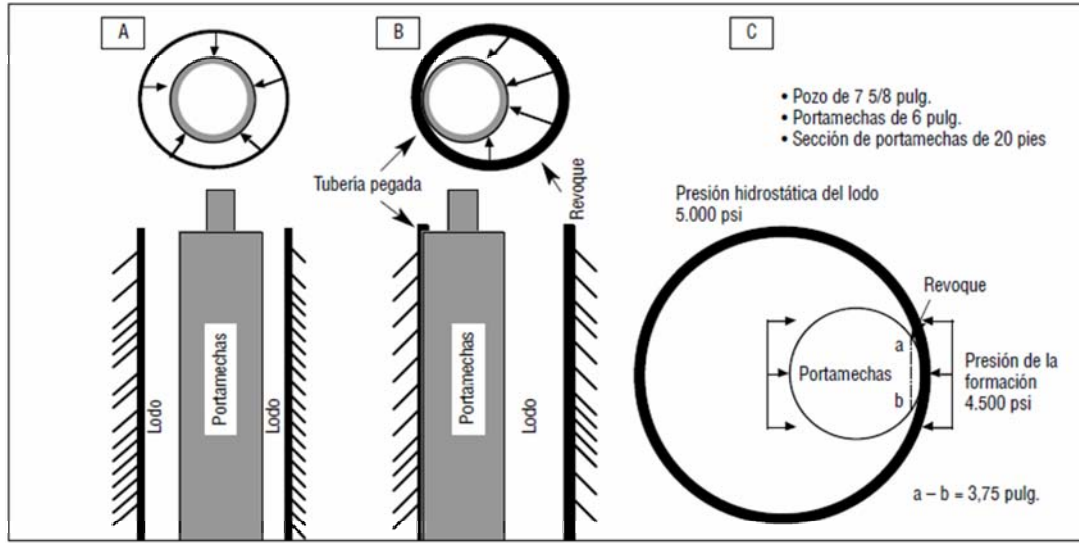
#### **1.4.2. Pega de Tubería por Presión Diferencial**

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”. Esta pegadura ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria durante una conexión o la realización de un registro, y está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería.

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 12. Mecanismo de la pegadura por presión diferencial.**



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

La figura 12 ilustra el mecanismo de pegadura por presión diferencial. En este ejemplo, la presión hidrostática del lodo es 500 psi más alta que la presión de la formación. En "A", los portamechas están centrados en el pozo y no están pegados. La presión hidrostática actúa igualmente en todas las direcciones. En "B" y "C", los portamechas hacen contacto con el revoque frente a una zona permeable y se pegan. Como se muestra en "C", la presión hidrostática ahora actúa a través de la zona de contacto entre el revoque y los portamechas. Esta presión mantiene firmemente a los portamechas contra la pared del pozo. El segmento sobre el cual actúa esta fuerza está indicado por la línea de puntos trazada frente al portamechas, de "a" a "b". La distancia de "a" a "b" depende de la profundidad enclavada del portamechas/tubería dentro del revoque, así como del tamaño del pozo y del DE (diámetro exterior) de la tubería. La profundidad enclavada depende del espesor del revoque, el cual determina el área de contacto entre la tubería y el revoque. El espesor del revoque es determinado por la concentración de sólidos en el lodo y el filtrado. En este ejemplo, para cada

pulgada cuadrada de área de contacto, hay una fuerza de confinamiento de 500 lb. Para una sección de 20 pies de portamechas de 6 pulgadas, dentro de un pozo de 7 5/8 pulgadas, que se ha empotrado 1/8 pulgada dentro del revoque (a – b = 3,75 pulg.), la fuerza diferencial calculada es:

$$500\text{pst} * 3,75\text{pulg.} * 20\text{pies} * 12\text{pulg/pies} = 450000\text{ lb}$$

Para calcular la fuerza vertical necesaria para liberar la tubería, se multiplica esta fuerza por el coeficiente de fricción. El coeficiente de fricción está generalmente comprendido entre 0,2 y 0,35 en los lodos base agua, y 0,1 y 0,2 en los lodos base aceite o sintético. En este caso, la fuerza vertical necesaria para liberar la tubería es 45.000 lb con un coeficiente de fricción de 0,1, y 135.000 lb con un coeficiente de fricción de 0,3.

Cuando la tubería se pega por presión diferencial, casi siempre hay una circulación libre alrededor de la zona pegada (es decir que no hay ninguna obturación). Cuando un revoque se forma sobre la formación, este revoque aumenta el área de contacto entre el pozo y la tubería de perforación. El exceso de sólidos perforados y el alto filtrado aumentan el espesor del revoque y el coeficiente de fricción, haciendo que sea más difícil golpear o tirar de la tubería de perforación para liberarla.

### **1.4.3. 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>8</sup>.

---

<sup>8</sup> *Ibíd.*, P. 16.

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 = 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.

Es inevitable que haya algún grado de vibración torsional cuando la sarta comienza a rotar. Cuando se está bajando el ensamblaje al fondo.

El sistema de rotación, sea por Kelly o por Top Drive, genera una onda torsional que se propaga hasta la broca. Dependiendo del tiempo en que la broca toma en llegar a fondo, la distorsión torsional se reflejará desde la broca hacia arriba, la cual está siendo sometida a una aceleración estable. Estos reflejos de la distorsión torsional crean pulsos de torque a lo largo de toda la sarta. Una vez la broca hace contacto con el fondo, la velocidad rotacional de la sarta disminuye y entonces un pulso de torque mucho más severo viaja hasta superficie, donde se puede ver un descenso en las RPM.

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.

Los incrementos en vibración axial comúnmente están acompañados de “stick-slip”, cambios repentinos en el WOB y en las RPM. Generalmente, entre más dura sea la formación, más alta será la frecuencia de vibración axial de la broca. Los impulsos enviados a través de la sarta generarán mayores amplitudes de energía de vibración axial.

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:

- **Vibración Rotacional de la broca (Bit Whirl)** Define la rotación excéntrica de la broca, lo cual es muy común en las brocas PDC.
- **Vibración excéntrica Rotacional del BHA (Forward BHA Whirl)** Describe la rotación excéntrica, cuyo eje gira en el mismo sentido de la sarta.(En sentido horario)
- **Vibración excéntrica Contrarotacional del BHA (Backward BHA Whirl)** Ocurre cuando la fricción contra la pared del pozo ocasiona una rotación en sentido anti horario, opuesto a la rotación de la sarta.

Cuando se trata de visualizar el mecanismo de vibración lateral, se puede hacer la analogía popular a una cuerda de saltar sostenida en posición vertical, pero esto obviamente da una impresión exagerada debido a la restricción que representa la pared del pozo.

La iniciación de la vibración lateral necesita de cargas y esfuerzos mayores de los que son necesarios para inducir vibraciones torsionales o axiales. Sin embargo se sabe que la vibración lateral es iniciada por la vibración torsional o por la vibración axial, y puede ser más destructiva que cualquiera de ellas, un hecho aún más grave por la dificultad en ser detectado.

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. FISURAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN (WASHOUTS)**

Una fisura o *washout* es cualquier rotura en la sarta de perforación ocasionada por la corrosión, por fatiga o por falla mecánica en dicha sarta<sup>9</sup>.

Entre las causas y los factores que inciden en general están; Manejo incorrecto del equipo, Patas de perro y huecos desviados, hacer trabajar a la tubería en

---

<sup>9</sup> *Ibíd.*, P. 16.

compresión, torque incorrecto en las conexiones, gases y lodos corrosivos, vibraciones o condiciones de perforación con "stick-slip", torque errático, altos esfuerzos mecánicos, uso de martillos (jars).

## **1.7. 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.
- Ante una pega de la tubería se hace necesario desconectar parte de ella y dejarla en el pozo para proceder a las actividades de lavado.
- Se quiere rescatar objetos temporales o permanentes usados en el pozo (tapones, empaques, revestimiento, etc.).

Otros casos de pescados en el pozo, son causados por fallas en los materiales, ya sea por mala calidad, desgaste natural o sometimiento a esfuerzos superiores a su diseño.

Por partidura de la tubería debido a:

- Sobrepasar el torque máximo.
- Agrandamiento de un hueco.
- Falla por demasiado desgaste.
- Cambio de esfuerzo (máximo a mínimo) en el mismo punto.
- Perforar con tubería en compresión.
- Tubería no adecuada al trabajo (mal diseñada).
- Tensión excesiva con los arietes cerrados.
- Por caída de tubería de las cuñas.
- Caída de chatarra al pozo (cuñas, rodamientos, conos, aletas de estabilizador, etc.).

## **2. PROCEDIMIENTOS PARA CONTROLAR LAS SITUACIONES ANORMALES**

Durante la perforación, se presentan situaciones que no son esperadas por el personal, pero que sin embargo, deben ser tomadas en cuenta durante la planeación de un proyecto.

Cuando ocurren complicaciones durante cualquier actividad, la experiencia y el sentido común usualmente resolverán el problema. Una vez que el problema ha sido identificado, se pueden tratar varias soluciones hasta que se lo resuelva. Es imperativo el llevar buenos apuntes de antecedentes. Sin registros de las tendencias que se desarrollan o sin la secuencia de los eventos, muchas complicaciones pueden no ser resueltas fácilmente.

Es por esto, que se necesita saber procedimientos en general para la solución de estas situaciones, y así tener una idea de cómo se debe proceder ante la presencia de una anomalía en el pozo durante su perforación.

### **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>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Manual Well Control School: Teoría de las Surgencias. 2003. Capítulo 4.

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, 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. DETECCIÓN DE LAS SURGENCIAS**

Con la finalidad de detectar una surgencia en sus primeras etapas, debemos estar atentos a los indicadores que nos pueden advertir que el pozo está fluyendo. Si uno o más indicadores o señales son observados, se debe asumir que el pozo está fluyendo. La acción apropiada a seguir en este caso es realizar una prueba de flujo<sup>11</sup>.

## **2.3. 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.

---

<sup>11</sup> Manual Well Control School: Detección de las Surgencias. 2003. Capítulo 3.

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.

El sistema totalizador de volumen de tanques (PVT) es requerido por las reglamentaciones y por los operadores para varias actividades en muchas áreas. Este sistema mantiene control de volumen total de lodo en el sistema de lodo

activo. Además, alarmas visuales y sonoras deben ser reguladas para activarse a valores de ganancia (para surgencias) o pérdidas (para pérdidas de circulación) determinados.

Cuando se hacen transferencias de volumen de fluidos el personal responsable debe ser notificado. También se debe usar cantidades medidas de material al hacer ajustes a la densidad del lodo o cuando se agregan productos químicos. De esta manera, aumentos adicionales pueden ser rastreados y excesos o ganancias de volumen inesperadas, ser reconocidos.

**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 la 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.

## **2.4. 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>12</sup>.

Los efectos y el comportamiento de las surgencias deben ser entendidos para evitar que estas se conviertan en descontroles. 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.

---

<sup>12</sup> Ibid., P. 56.

**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 ÷ 0.029  
= 517 pies

Surgencia (ppg) = Densidad Lodo (ppg) – ([SICP (psi) – SIDPP (psi)] ÷ [Longitud Ganancia (pies) × 0.052])  
= 11.8 - ([600 - 400] ÷ [517.24 × 0.052])  
= 11.8 - (200 ÷ 26.896)  
= 11.8 - 7.436  
= 4.36 ó 4.4 ppg

## **2.5. 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>13</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.

### **2.5.1. Procedimiento De Cierre Durante La Perforación - Con BOP En La Superficie**

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.
5. 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.
6. Notifique al personal correspondiente.

---

<sup>13</sup> Manual Well Control School: Procedimientos. 2003. Capítulo 5.

## **2.5.2. Procedimiento De Cierre Durante La Sacada De Tubería - Con “Bop” En La Superficie**

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.)

### **2.5.3. Procedimientos de los tipos de cierre de las BOP's:**

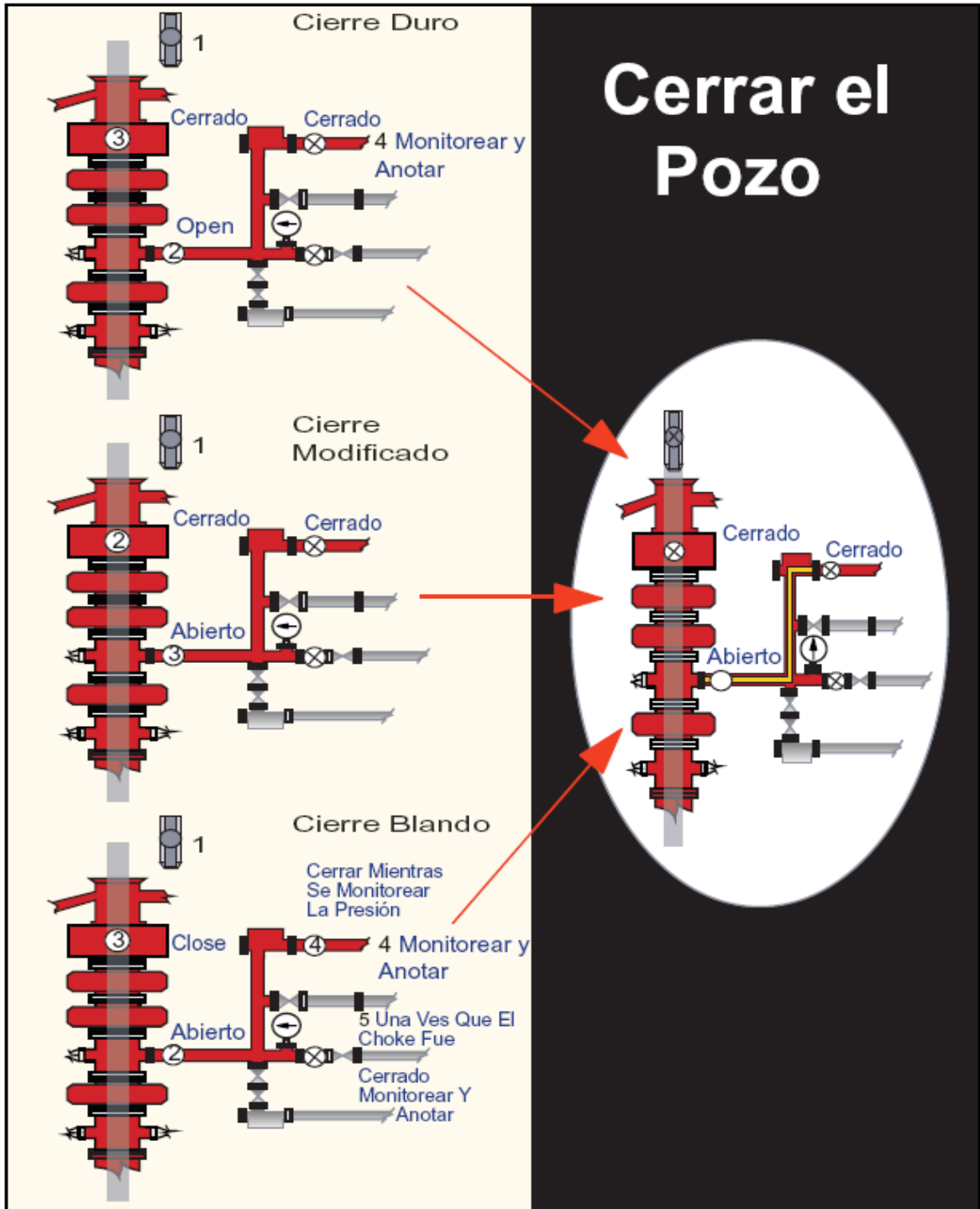
- Cierre Duro (Estrangulador Cerrado):
  1. Instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta, cerrar la válvula.
  2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC).
  3. Cerrar el preventor de reventones designado.
  4. Notificar el personal de la compañía operadora.
  5. 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 13. Tipos de cierres mientras se saca y se mete tubería.



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

#### **2.5.4. 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 instálelo 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.

#### **2.5.5. 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.

#### **2.5.6. 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.

### **2.5.7. Procedimiento De Cierre Sobre Cables De Perfilaje**

Las operaciones con línea de cable, emplean generalmente un lubricador, si es que hay la posibilidad de presión en la superficie durante esta operación. El arreglo típico del lubricador, consiste en una caja de engrasado, inyectores de grasa, uniones de lubricador o cuerpos de cañería, preventores de reventones y una válvula para purga o bombeo interno (alta presión / baja torsión.) El equipo puede ser conectado con niples de diferentes formas, dependiendo de la aplicación. El equipo puede ser:

- Sujeto por una brida a un preventor anular
- Asegurado dentro del preventor anular o los arietes
- Conectado o roscado a una brida de calibración (válvula de corona) sobre el árbol de producción.

Se requiere una estrecha colaboración entre los equipos de perforación y de manejo de línea de cable, para detectar los golpes de presión y su manejo apropiado. Se da a continuación, una sugerencia de secuencia de cierre:

1. Notifique al operador de línea de cable para que cese las operaciones.
2. El perforador cierra la válvula de purga o de bombeo interno.
3. Los preventores de reventones se cierran manualmente o mediante una bomba hidráulica manual. El perforador debe designar las personas que

4. Notifique a los supervisores que el pozo está cerrado.
  
5. Debe tenerse un medio de cortar la línea de cable si surgiera la necesidad de hacerlo. Esto puede lograrse con arietes de cizalla cortacables y una bomba hidráulica de mano (en la plataforma del equipo de perforación) o un juego de arietes de corte o arietes ciegos/de corte en los preventores contra reventones. No debe usarse válvulas de seguridad (las de apertura total (FOSV) ni Máster), puesto que no están diseñadas para este tipo de servicio.

## **2.6. 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, contrólense 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.

### **2.6.1. 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. Trabar 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.

### **2.6.2. 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.

### **2.6.3. Procedimiento de Desviación Con Cabeza O BOP Rotatoria**

A menudo se utiliza la cabeza rotatoria para la perforación con aire, y en zonas donde se tienen presentes grandes cantidades de gas asociado. La cabeza rotatoria nos permite perforar o circular mientras se está venteando gas (al quemador) y devolviendo el lodo a los tanques o fosas. Un procedimiento para desviar el pozo podría ser:

1. Incrementar la presión de cierre (dependiendo del tipo de pozo).
2. Acelere las bombas para aumentar la Densidad Equivalente de Circulación, aunque debe tenerse cuidado de no producir una contra-

## **2.7. 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>14</sup>:

### **2.7.1. 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. 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

---

<sup>14</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.

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.

### 2.7.2. 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.

### **2.7.3. 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.

#### **2.7.4. 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.

#### **2.7.5. 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 sustancia 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.

#### **2.7.6. 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.”

### **2.7.7. 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.

### **2.7.8. 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.

### **2.8. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN<sup>15</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
- Trazador radioactivo
- Registro con girador
- Registro de presión

---

<sup>15</sup> RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS. Prevención y Pega de Tubería: Problemas del hueco; Pérdida de circulación. P 97-115.

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.

### **2.8.1. 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

## **2.8.2. 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.

### **2.8.2.1. 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.

### **2.8.2.2. 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.

### **2.8.2.3. 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.

### **2.8.3. 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.

## **2.9. PEGA DE TUBERÍA<sup>16</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 pueden 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 perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la 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.

### **2.9.1. Métodos y Procedimientos Para Liberar La Tubería Pegada**

#### **2.9.1.1. 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

---

<sup>16</sup> PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.

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.*

#### **2.9.1.2. 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 tenso activos pueden ser usados para ubicar y liberar la tubería pegada, según la situación. Existen varios productos fabricados para estos fines, llamados detergentes fuertes, tales como la

línea de productos PIPE-LAX® de M-I está, Black Magic, Free Pipe y Mild Pipe; de los cuales, los más utilizados en la industria son la línea de Pipe - Lax. Se puede mezclar PIPE-LAX con aceite diesel, crudo o kerosene para preparar fluidos de emplazamiento no densificados. Para lodos densificados, se puede mezclar PIPE-LAX con lodos VERSADRIL® o VERSACLEAN® que corresponden al peso del lodo en el pozo. Esto impide que la columna de fluido de emplazamiento más ligero se desplace a través del fluido de perforación más pesado, y mantiene la presión hidrostática. El método de colocación consiste en colocar la solución de imbibición al lado de la zona pegada. Hasta la fecha, las soluciones de imbibición más exitosas han sido las soluciones de Pipe-Lax® con aceite diesel y las soluciones de Pipe- Lax® W EXPORT. La fórmula para mezclar es: un galón de detergente fuerte por cada barril de aceite o lodo base aceite. Esta mezcla funciona, de manera que genera un agrietamiento del revoque, y así la mezcla lubricante puede pasar a una velocidad alta.

## **2.9.2. Técnicas y procedimientos de colocación**

### **2.9.2.1. 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 portamechas. 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.

### **Fluidos de emplazamiento pipe-lax® w export.**

PIPE-LAX® W EXPORT puede ser mezclado como fluido de emplazamiento densificado. La formulación para los sistemas de aceite mineral/M-I Bar está indicada en la Tabla 2. La formulación para los si sistemas de aceite mineral/FER-OX está indicada en la Tabla 3. La secuencia de mezclado para PIPE-LAX® W EXPORT es (1) aceite, (2) PIPE-LAX® W EXPORT, (3) agua (agitar esta mezcla durante 30 minutos), y luego añadir (4) M-I BAR.

#### **Formulación:**

Las tablas de formulación están estructuradas de manera que se obtenga la viscosidad mínima requerida para soportar el material densificante. Si se requieren mayores viscosidades, aumentar la concentración de PIPE-LAX® W EXPORT de 4,36 a 4,8 gal/bbl.

#### **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.

#### **2.9.2.2. 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. Registrar

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.

### **2.9.2.3. 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 influjo 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.

#### **2.9.2.4. 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 =  $500 \text{ psi} = 1.173 \text{ pies}$   $0,4264$  psi/pies
  6. Volumen de aceite diesel requerido =  $1.173 \text{ pies} \times 0,05 \text{ bbl/pie} = 58,7 \text{ bbl}$
  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:  $(0,7800 - X) 7.000 = 500$   
 $5.460 - 7.000X = 500$   
 $-7.000X = 500 - 5.460 = -4.960$   
 $X = 0,7086 \text{ psi/pie}$
4. Peso de lodo reducido  $\frac{0,7086}{0,052} = 13,63 \text{ lb/gal}$
5. Volumen del fluido de emplazamiento con peso de lodo reducido:  $7.000 \text{ pies} \times 0,05 \text{ bbl/pie} = 350 \text{ bbl}$
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.

#### **2.9.2.5. Herramienta de prueba de Productividad potencial de la Formación**

Otro método usado para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en usar una herramienta de Prueba de la Productividad Potencial de la Formación (DST). Aunque no se use tanto como las técnicas descritas anteriormente, se considera que la herramienta de DST es de funcionamiento seguro ya que se mantiene el pozo bajo un control estricto mientras que se reduce la presión diferencial a través de la zona pegada. Los inconvenientes de esta técnica son el tiempo requerido para movilizar el equipo especial de DST y el personal, así como la necesidad de desenroscar la

tubería, realizar un registro de cable (i.e. seleccionar el asiento del empaque) y realizar un viaje de acondicionamiento antes que la operación pueda ser ejecutada.

Este procedimiento sólo debería ser ejecutado por un técnico experimentado que entienda todo el procedimiento, las herramientas apropiadas y los procedimientos de seguridad. Después de desenroscar la tubería encima de la zona pegada, se realiza un registro de cable para seleccionar una zona de calibre casi uniforme para colocar el empaque. Se introduce un conjunto de pesca apropiado por debajo del empaque y se llena el conjunto de DST con un fluido de densidad inferior, según la reducción de presión diferencial que se desea obtener. Se conecta el conjunto de pesca al pescado y se coloca el empaque para reducir la presión hidrostática. El pescado puede liberarse inmediatamente, dislocando el empaque y produciendo un aumento brusco de la carga del gancho. Si el empaque está dislocado, se vuelve a aplicar la presión hidrostática, causando otra situación de presión sobrebalanceada. Si el pescado queda libre, se debe soltar el empaque y desplazar inmediatamente la tubería hacia arriba y hacia abajo.

#### **2.9.2.6. 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. Es muy importante observar continuamente el espacio anular en caso de que sea necesario suspender las operaciones de flujo de retorno y poner en práctica los procedimientos de control de pozo.
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.

### **2.9.2.7. Lavado de la tubería y desviación Del pozo**

Si la tubería no queda libre después de tratar de mover y golpear la tubería por un plazo razonable (generalmente de 24 a 48 horas) con una solución de imbibición en el pozo, el operador debe decidir si se debe desenroscar la tubería encima del punto pegado y lavar la tubería pegada, o retrotaponar y desviar el pozo. En general esta decisión está basada en los aspectos económicos. El costo estimado de una operación de lavado exitosa debe ser comparado con el costo de reemplazo de la tubería pegada, más el costo estimado para perforar de nuevo hasta la misma profundidad. El tubo de lavado se compone de tubería de revestimiento y molino con un Diámetro Exterior (DE) inferior al del pozo perforado, y un Diámetro Interior (DI) superior al DE más grande del pescado. El tubo de lavado es introducido dentro del pozo a través de la tubería de perforación. La cantidad de tubo de lavado introducida en un momento determinado depende de la longitud del pescado que se debe lavar. Una vez que se ha establecido la circulación, se hace girar lentamente el tubo de lavado encima del pescado. Se debe aplicar un peso mínimo y observar la cantidad de acción ligante para evitar pegar el tubo de lavado.

### **2.10. 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>17</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

---

<sup>17</sup> Ibid., P. 93.

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

## 2.10.1. Herramientas

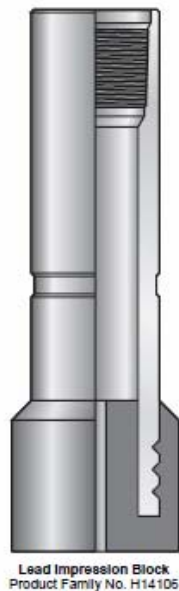
### 2.10.1.1. Impresión Block<sup>18</sup>

Es un bloque de plomo que permite verificar el estado del tope del pescado, 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 14. Impression Block**



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

---

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

## 2.10.1.2. Herramientas de agarre interno

### 2.10.1.2.1. Releasing Spear<sup>19</sup>

#### Figura 15. Releasing Spear



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

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).

---

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

- 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.

#### 2.10.1.2.2. Taper Tap<sup>20</sup>

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

Su uso no es muy frecuente debido a las dificultades que se puedan presentar en caso de no recuperar el pescado, usar con safety joint. Además puede deformar el tope del pescado.

---

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

**Figura 16. Taper Tap**



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

#### 2.10.1.2.3. Cable Guided and Side Door Fishing Methods<sup>21</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.

---

<sup>21</sup> National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

El método de pesca Side Door emplea el series 160 side door overshoot, 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 overshoots 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.

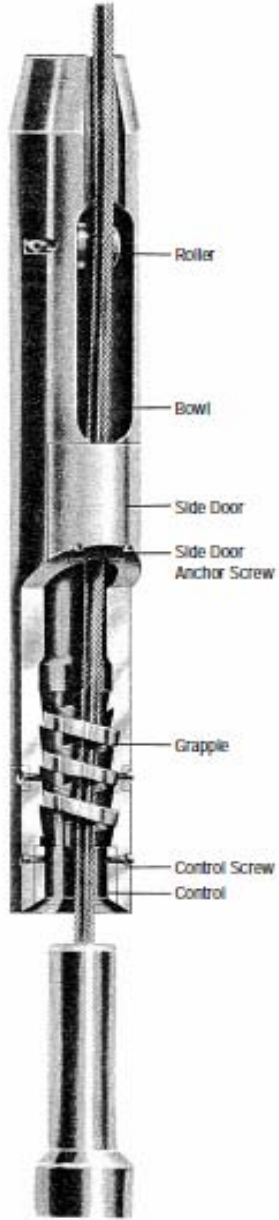
El Side Door Overshoot serie 160 es recomendado usar en la pesca de una línea o cable conductor en un hueco entubado. Ellos eliminan la necesidad de cortar la línea o el cable, y provee gran capacidad de jale y control que los wire line overshoots convencionales.

### Operación

- Desconectar el Spear Head Overshoot y jalarlo hacia el operador de la torre.
- El operador de la torre enroscará entonces el Spear Head Overshoot y el Sinker Bar entre el primer tramo de tubería a la que el Cable Head Overshoot 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.

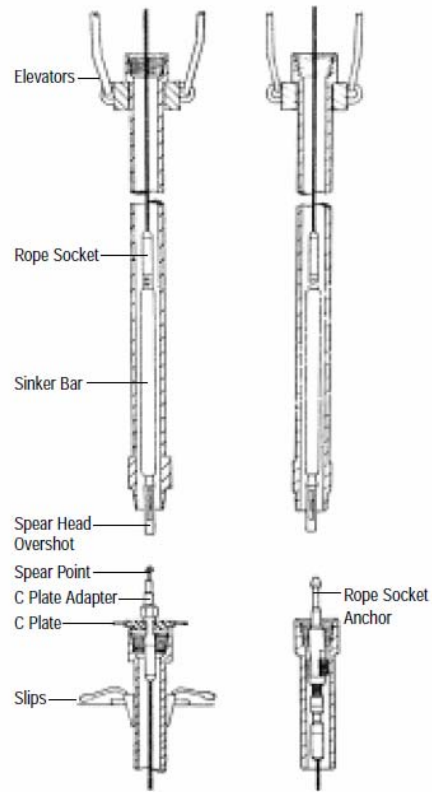
**Figura 17. Series 160 Side door Overshot**



Series 160 Side Door Overshot

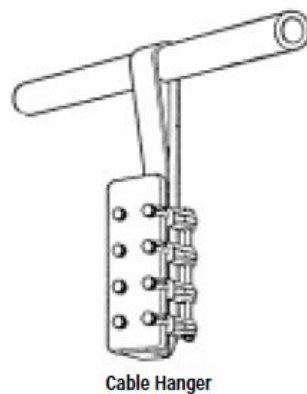
**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

**Figura 18. Partes del Bowen Cable Guide**



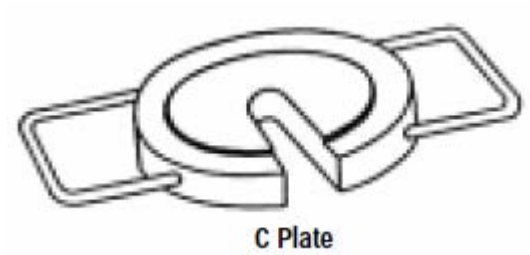
**Fuente.** National Oil Well. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.

**Figura 19. Cable Hunger**



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

**Figura 20. Plato C**



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

**Figura 21. 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.

#### 2.10.1.3. Herramientas de agarre externo

##### 2.10.1.3.1. Overshot<sup>22</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.

---

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

### 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.
- 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 6.000 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

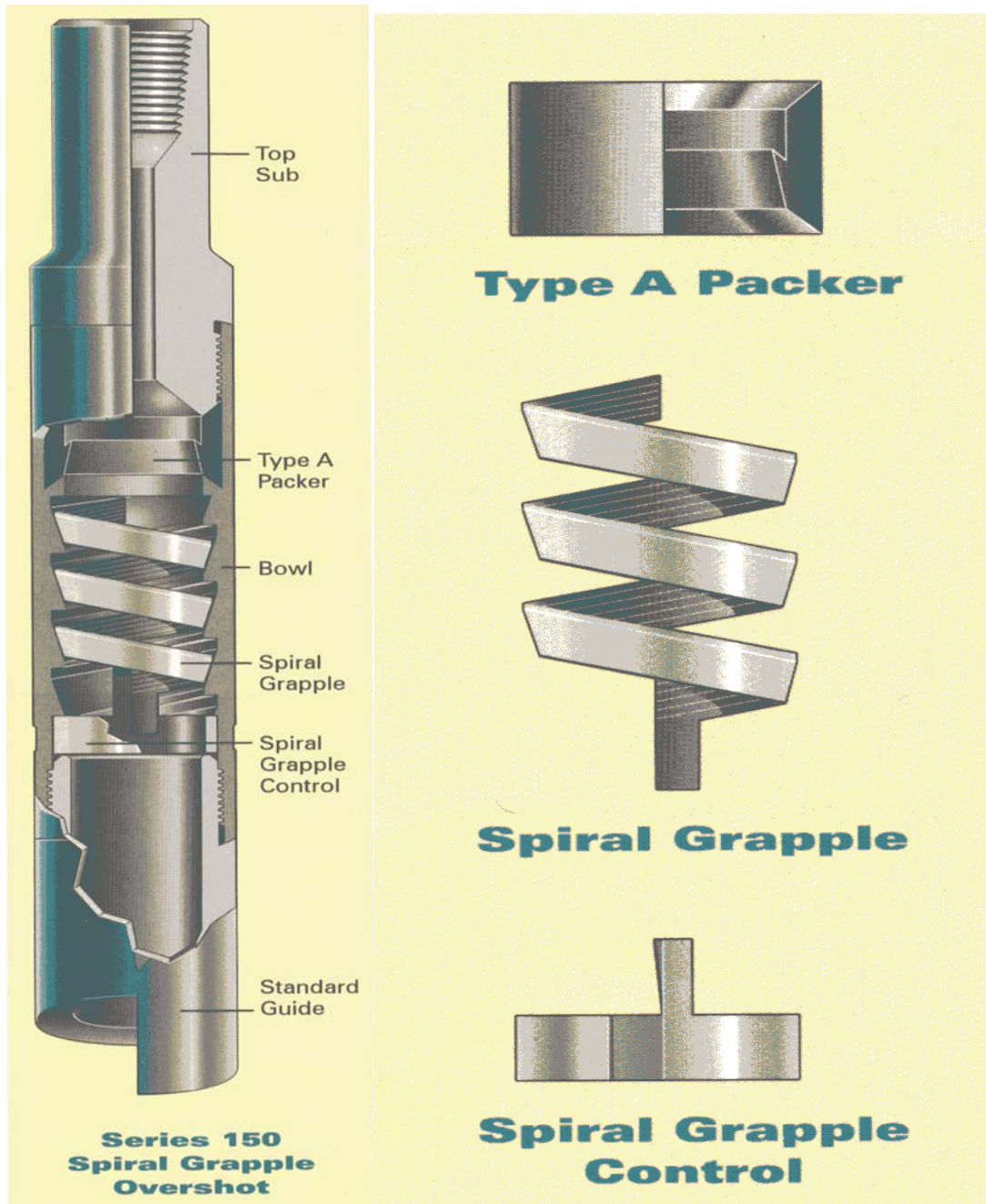
- Tipo de grapa
- Empaques
- Accesorios que puedan ser utilizados.

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 cath equipment.

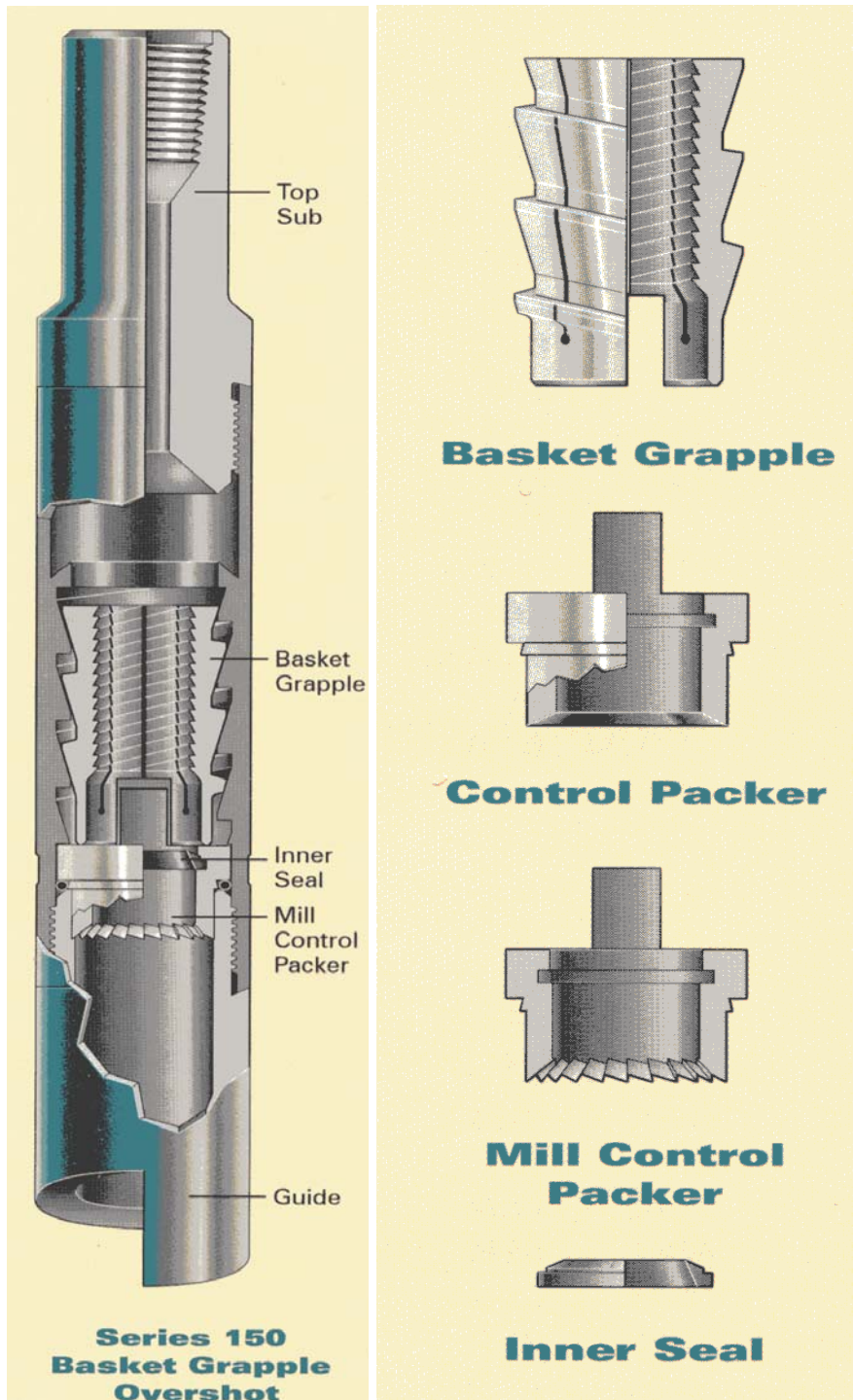
Estos dos tipos de equipos generan un agarre seguro para el levantamiento del pescado.

**Figura 22. Spiral grapple Overshot**



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

**Figura 23. Basket Grapple Overshot**



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

#### 2.10.1.3.2. Die Collar<sup>23</sup>

**Figura 24: Die Collar**



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

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.

---

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

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.

#### 2.10.1.3.3. Junk Basket Sub<sup>24</sup>

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.

---

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

#### 2.10.1.3.4. Junk Basket Globe<sup>25</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.

Los elementos de agarre pueden ser reemplazados por un imán que se instala en el mismo lugar.

##### Usos:

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.

---

<sup>25</sup> Ibid., P. 93.

- 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

Procurar no colocar llave en el cuerpo del barril para evitar que se colapse.

**Figura 25. Junk Basket Globe**



Globe Type Junk Basket  
Product Family No. H13022

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

#### 2.10.1.3.5. Junk Basket For Reverse Circulation<sup>26</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

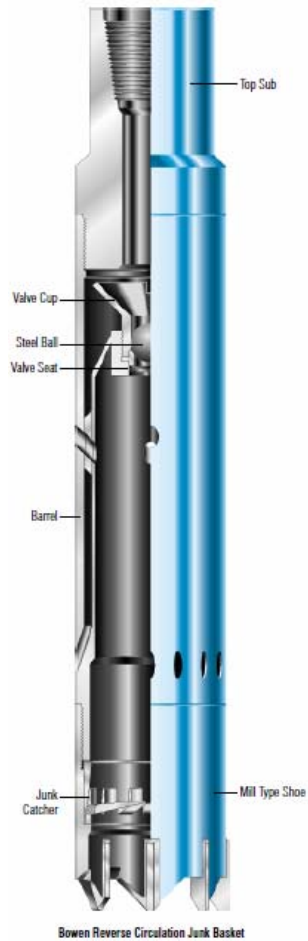
- Seleccionar el tipo de corona a usar y el diámetro de acuerdo al tamaño del hueco donde se va a correr.
- Estar seguros que se tienen los elementos de agarre y disponible la esfera de acero.
- Correr la herramienta en el hueco y antes de llegar al fondo establecer circulación en directa para limpiar el fondo, suspender la circulación.

---

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

- 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 26. Junk Basket for Reverse Circulation**



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

#### 2.10.1.4. Herramientas golpeadoras<sup>27</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 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.

##### 2.10.1.4.1. Fishing Jar<sup>28</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.

Ensamblaje:

Consta de una sección superior, un cuerpo o parte hidráulica y una sección o conector inferior.

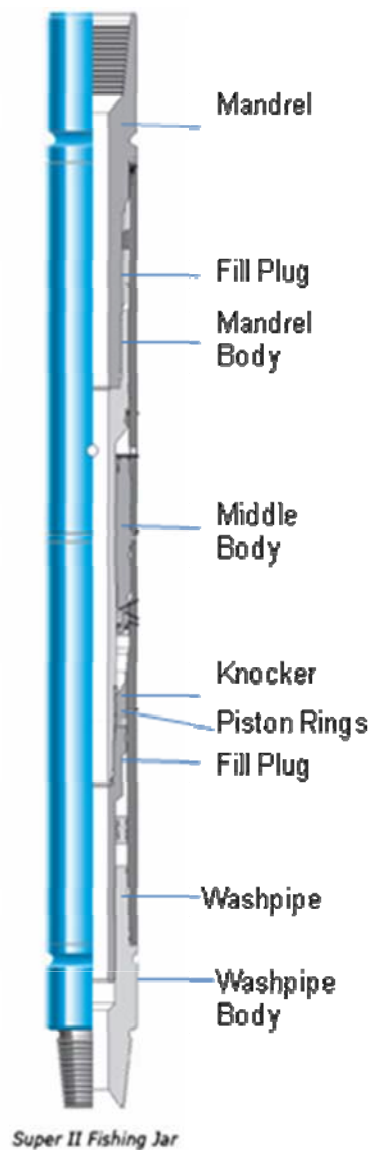
---

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

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

En la parte hidráulica al aplicar tensión, un pistón se desplaza dentro de un cilindro completamente lleno de aceite de manera restringida, hasta un punto de vacío. El pistón está conectado a la sarta a través de la sección superior y el cilindro a la herramienta de pesca por la sección inferior.

**Figura 27. 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.

- 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.

### Recomendaciones:

Si el martillo no dispara o el golpe no es fuerte esta anomalía puede deberse a:

- Martillo no alineado
- Martillo cerrado parcialmente /no engatillado

Si el martillo no está alineado se debe colocar más peso sobre el mismo o mantener la presión de la bomba cuando la herramienta está abierta, para forzar su carga hacia abajo y alinearla dentro del hueco. Esto sucede en huecos desviados en donde la carga de tracción no llega al martillo. Se debe esperar más tiempo para que el martillo dispare.

Si se está quedando parcialmente cerrado se debe colocar más peso sobre el mismo.

#### 2.10.1.4.2. Balanced Bumper Sub<sup>29</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.

---

<sup>29</sup> National Oil Well. Balanced Bumper Sub: Instruction Manual 4455.

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

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.

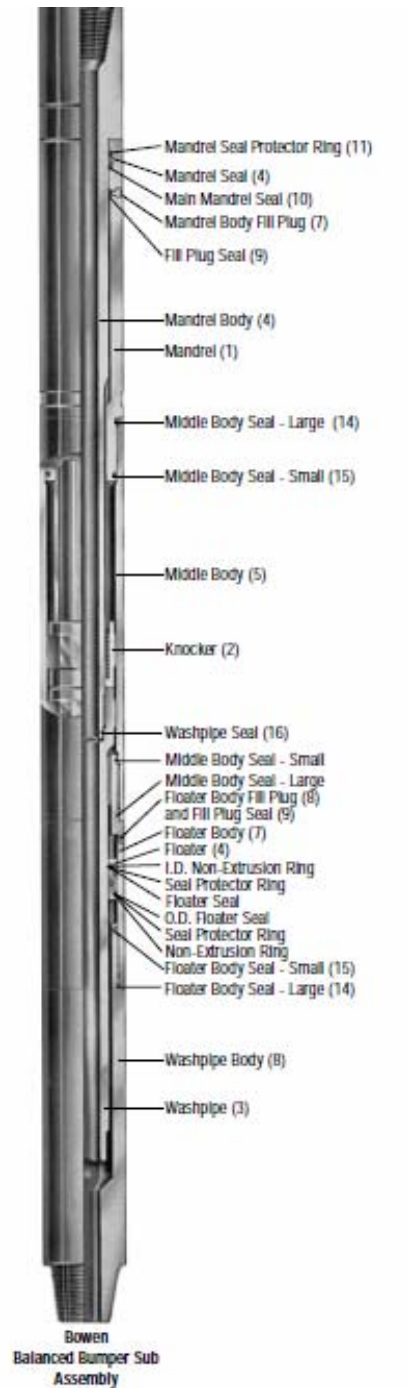
Bajo tales condiciones adversas el Bowen Balanced Bumper Sub se desempeñará donde las otras herramientas fallan.

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 esta 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 28. Balanced Bumper Sub**



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

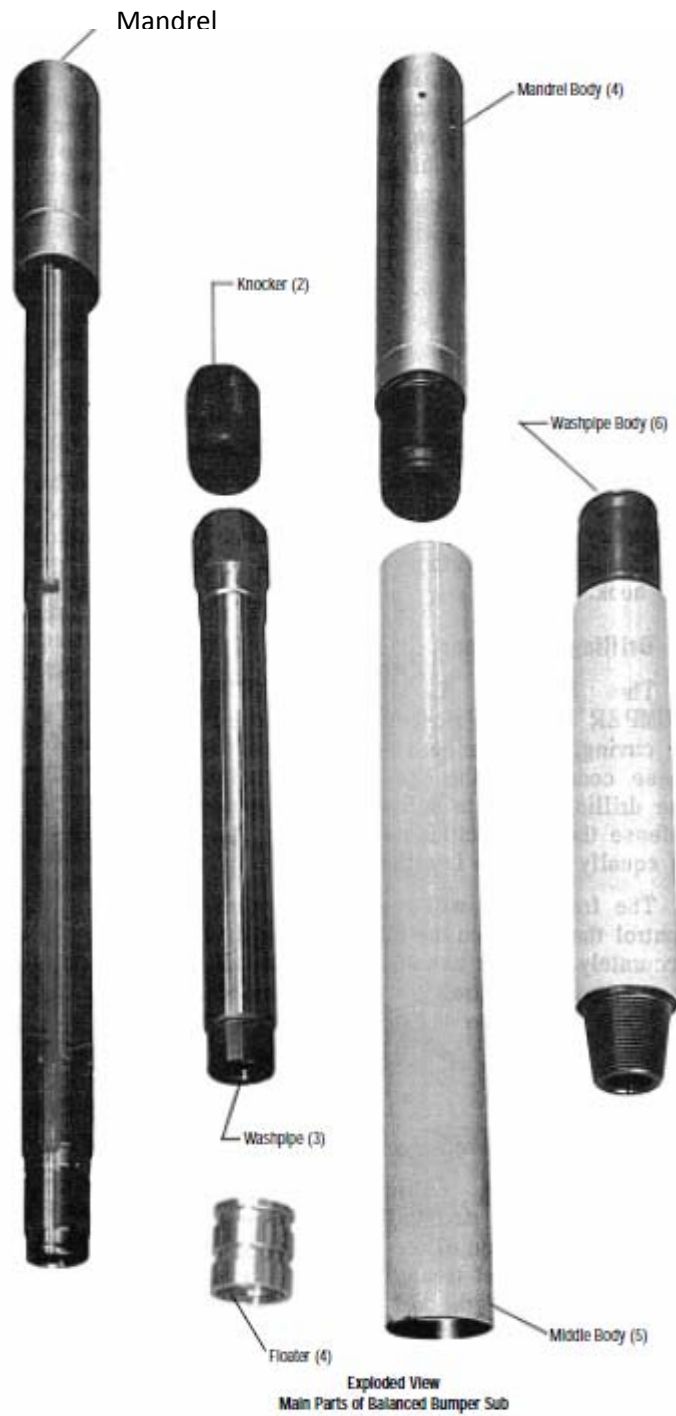
Esta herramienta liberará tubería de perforación y escariadores, drill collars, brocas y otras herramientas que se han pegado, encerrado o truncado. La herramienta puede fácilmente ser usada para golpear repetidamente en cualquier dirección o golpear alternadamente hacia arriba y hacia abajo.

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 29. Partes del Balanced Bumper Sub**



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

Para lograr golpes ascendentes, se alza la sarta y se deja caer a una distancia igual al estiramiento de la misma, se frena abruptamente, lo cual permite que la sarta baje como un resorte, el Bumper se cierra un poco, la sarta rebota y lo abrirá rápidamente con lo cual el cuerpo superior del mandril dará un golpe ascendente.

#### 2.10.1.4.3. Jar Accelerator/Intensifier<sup>30</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:

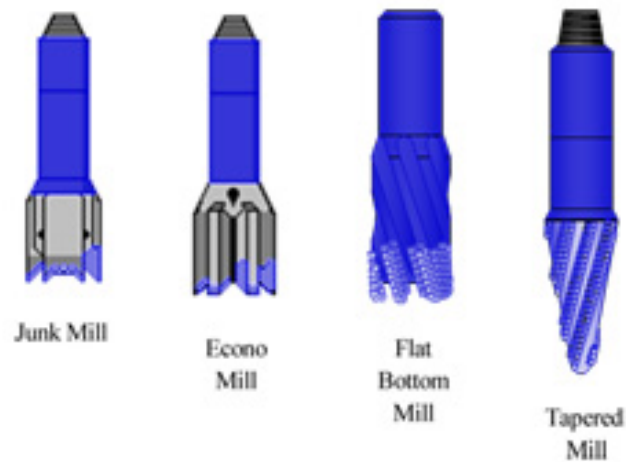
- Se corre en conjunto con el Fishing Jar, instalado encima de las botellas para intensificar el efecto del golpe.
- Actúa como un resorte (hidráulico) que almacena energía al comprimir una cámara almacenadora del fluido cuando se tensiona la sarta de tubería.
- Cuando el Fishing Jar dispara, la expansión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

---

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

### 2.10.1.5. Herramientas Demoledoras<sup>31</sup>

**Figura 30. 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:

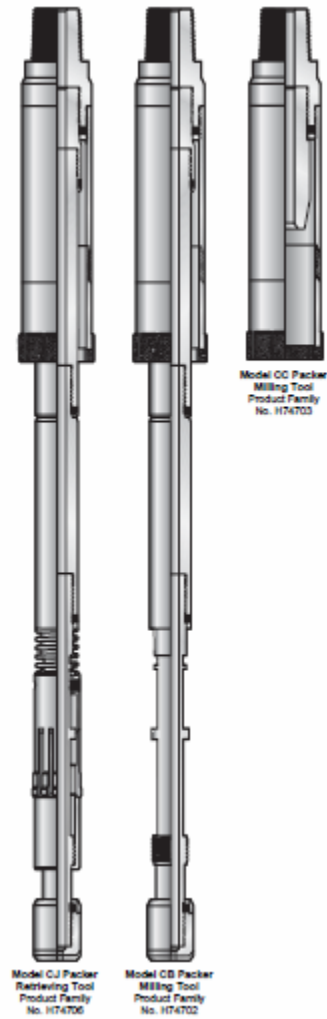
- Fondo Plano. (Flat Bottom Junk Mill)
- Fondo cóncavo. (Concave Junk Mill)
- Con piloto guía. (Pilot Mill)
- Cónico. (Taper Mill)
- Nariz redonda.
- De empaque (Packer Mill)

---

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

- Sección ensanchable

**Figura 31. 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.

#### 2.10.1.6. Herramientas lavadoras<sup>32</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.

---

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

#### 2.10.1.6.1. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear<sup>33</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.

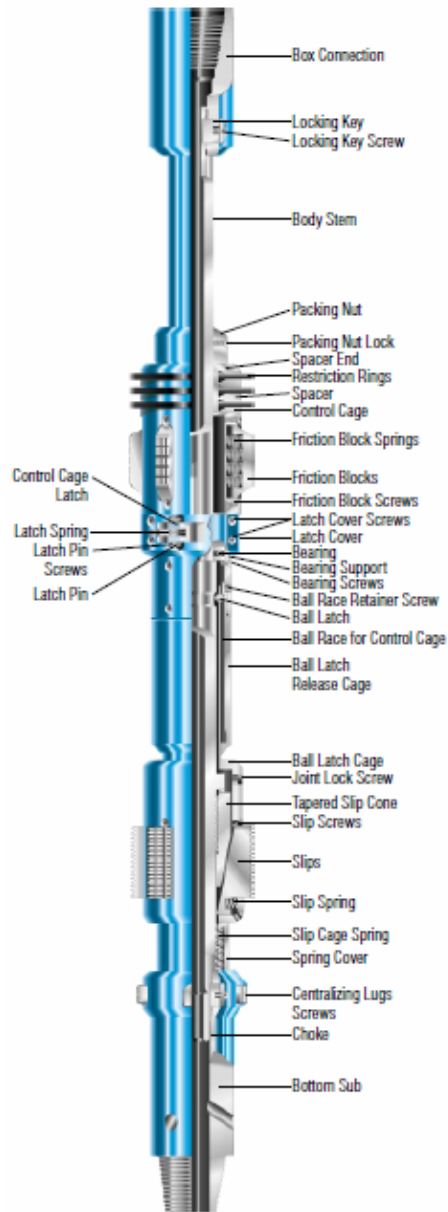
Es una de las herramientas más versátiles que se han diseñado para las operaciones de pesca. El método de anclaje del Spear dentro de la tubería es expandir los slips de captura con una rosca cónica estrecha y sin usar un collar de aterrizaje o nipple para hacer la conexión con el pescado.

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.

---

<sup>33</sup> National Oil Well: Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

**Figura 32. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear**



**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.

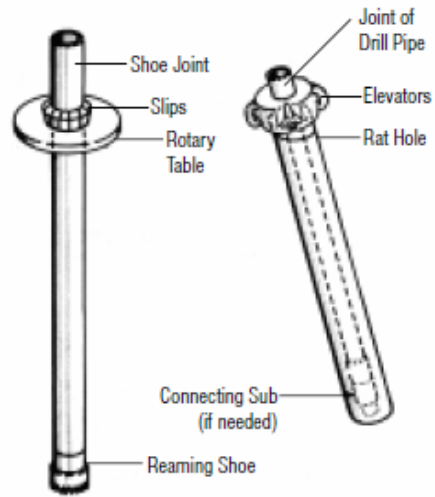
Ensamblar el Anchor Washpipe Spear en posición de corrida en la tubería de lavado como sigue:

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

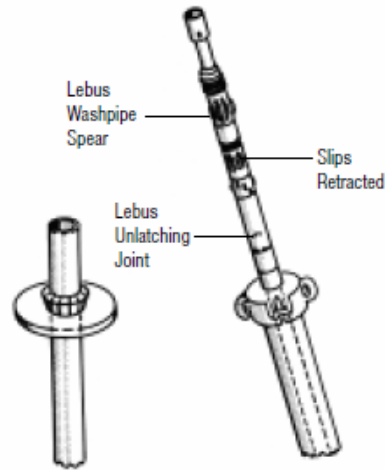


**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

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.

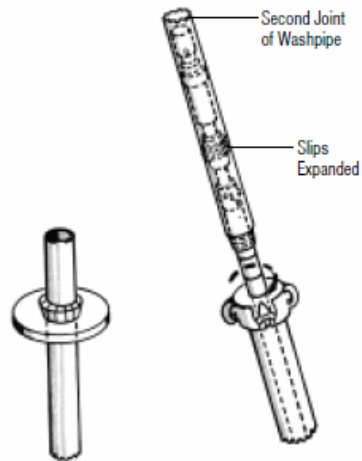
Paso 2 muestra el Spear (y la junta de desenganche) compuesta por pinzas herméticas para la junta de tubería de perforación.

**Figura 34. Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 2**



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

**Figura 35. Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 3**

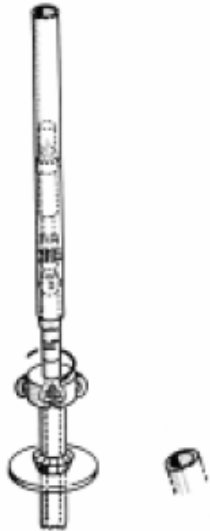


**Fuente.** National Oil Well. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.

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).

**Figura 36. Ensamblaje del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, Paso 4**



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

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



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

Después que el Anchor Washpipe Spear es ensamblado como se describió, los Slips mantendrán el Spear firmemente anclado a la tubería de lavado, hasta que el pescado esté conectado y enganchado para halar. Una vez el pescado esté firmemente enganchado, entonces la rotación se previene, la presión arriba y debajo del Washpipe spear no causará que los slips se liberen de la tubería de lavado. Sin embargo, la continua rotación liberará los slips. Rotando hacia la derecha adicionalmente limpiará los slips y los prevendrá del arrastre en la tubería. Los slips tendrán entonces la necesidad operacional de viajar libres, de manera que son fácilmente liberados en una posición de captura por un bajo movimiento de la tubería de lavado.

Lavado

Mientras la tubería de lavado es adicionada a la sarta de tubería de lavado y es bajada, el washpipe Spear se mantiene anclado a la tubería y rotará con la sarta. Una vez el Washpipe Spear es firmemente conectada al pescado, la sarta de tubería de lavado girará en torno y se moverá hacia abajo sobre el washpipe spear y el pez, el cual se mantiene estático. Sólo el ensamble de control girará con la tubería de lavado. El resto del washpipe spear se mantendrá firmemente conectado al pescado.

Durante la operación, cuando es necesario levantar el washpipe spear para hacer una conexión a la Kelly o liberar un zapato apretado de lavado, la presión de la bomba debe aumentar para prevenir el movimiento hacia arriba del ensamble control. El incremento de la presión de la bomba halará contra los anillos de restricción, manteniendo los bloques de fricción ajustando los Slips. Si el lavado comienza a pegar, aumentar la presión de la bomba y levantar la tubería de lavado por lo menos 36 pulgadas (3 pies). Luego bajar la tubería de 18 a 24 pulgadas antes de reanudar la rotación.

Una de las principales características del Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear, es que si el pescado se soltara mientras se realiza la conexión a la Kelly, o durante cualquier movimiento de subida o bajada de la tubería de lavado, la acción de suaveo de los anillos de restricción contra el fluido de la columna por debajo y los bloques de fricción, prevendrá los montajes de control y de Slips del movimiento hacia abajo. Ya que el ensamble del cuerpo principal y el cono afilado se moverán hacia abajo con el pez aflojado y cayéndose, los slips se expandirán para coger el interior de la tubería. La acción de expansión de los slips tomará lugar a pocas pulgadas de movimiento hacia abajo.

Donde se desea o es necesario recuperar el pescado en secciones, es recomendado que el método de "string shot" sea usado para aflojar la parte lavada y regresar. Un cuidado oportuno debe ser ejercido para asegurar que el "string shot" no es detonado dentro, o muy cerca incluso de la tubería de lavado u otras herramientas auxiliares como los jars o bumper subs, ya que resultaría en daños severos a estas herramientas.

Un trabajo de extracción se puede ahorrar mediante el establecimiento del Anchor Washpipe Spear en la parte más baja (o el zapato de la

tubería de lavado) de la junta de tubería de lavado, a la salida del hueco con el pescado después de un “back off”. Normalmente, el único momento que los slips necesitan ser soltados para hacerlos inoperativos es después que el pescado ha sido levantado a la mesa rotaria por el Spear.

Esto se hace mediante el establecimiento de la tubería de lavado en la rotaria, levantando la tubería de perforación con los elevadores y corriéndola dentro de la tubería de lavado. Ponerse en contacto con la parte superior del Spear, enroscarlo lo suficientemente fuerte para sostener el pescado. Levantar en la tubería de perforación unas pocas pulgadas y liberar el Spear. Luego, rotar la tubería de perforación a la derecha hasta que la caja de control de cierre esté afuera en la ranura del cuerpo principal. Será posible entonces bajar el pescado de manera que el spear pueda volver a ser situado en el fondo (zapato de la tubería de lavado) de la junta de tubería de lavado, previniendo tener que desnudar la tubería.

Alcanzar el punto de ajuste deseado, la tubería de perforación es rotada a la izquierda una vuelta y media para desenganchar el control de cierre y permitir que los slips se sitúen en la tubería de lavado. Después de situar los slips, una rotación a la izquierda adicional es hecha, para regresar la tubería de perforación fuera del Spear y llevar a cabo el balance de la tubería de lavado, con el pescado colgando de la parte inferior.

La tubería de perforación en funcionamiento es conectada con las pinzas apretadas, directamente encima del Anchor Washpipe spear. El tope de la junta de tubería de lavado se sitúa en la mesa rotaria. El cuerpo primario y el pescado soltado son alzados de 12 a 18 pulgadas, para liberar los slips. La tubería de perforación es entonces bajada 6

pulgadas y girada a la derecha, para asegurar el ensamblaje control. Esta operación mantiene atrapados los slips inoperativos, y permite el Spear y el pescado ser bajados a lo más bajo (zapato de la tubería de lavado) de la junta de tubería de lavado.

Los slips son mantenidos en posición levantada hasta que la última junta de tubería sea alcanzada. La rotación hacia la izquierda de la tubería de perforación libera el seguro. Además el movimiento hacia abajo causará que el ensamble control sitúe el Washpipe Spear Slips en la tubería de lavado. El balance de la tubería de lavado puede entonces ser removido sin un trabajo de extracción costoso.

El Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear puede ser reanclado al pescado sin la necesidad de remover la tubería de lavado del pozo.

Después de que una parte del pescado ha sido retirada, la tubería puede ser establecida en la mesa rotaria para permitir al spear y la porción de pescado ser removidos del pozo. Las herramientas pueden ser aseguradas y bajadas dentro de la tubería de lavado al final de una sarta de tubería de perforación.

Una junta de Bowen Safety puede ser corrida entre la tubería de perforación y el tope del Anchor Washpipe Spear. Después de que el Spear ha sido seguramente anclado en la junta del fondo de la tubería de lavado por la rotación hacia la derecha, la presencia de la junta de seguridad permite que la tubería de perforación sea removida del Washpipe Spear por la rotación hacia la izquierda. La tubería de lavado y el Washpipe Spear pueden ser corridos de vuelta al tope del pescado pegado, y el Washpipe Spear conectado al pescado.

Esta operación permite la remoción del pescado desprendido, sin sacar la tubería de lavado del pozo.

Antes de comenzar la operación, una nueva barra de complemento debe ser instalada en el Unlatching Joint cuando esta herramienta es usada en el fondo del Anchor Washpipe Spear.

Durante la operación, los cierres acoplan el ensamblaje control al cuerpo principal para mantener los slips retraídos. Los Slips estarán en una posición libre.

#### 2.10.1.7. Herramientas recuperadoras

##### 2.10.1.7.1. “ADT” Hydraulic Junk Retriever<sup>34</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.

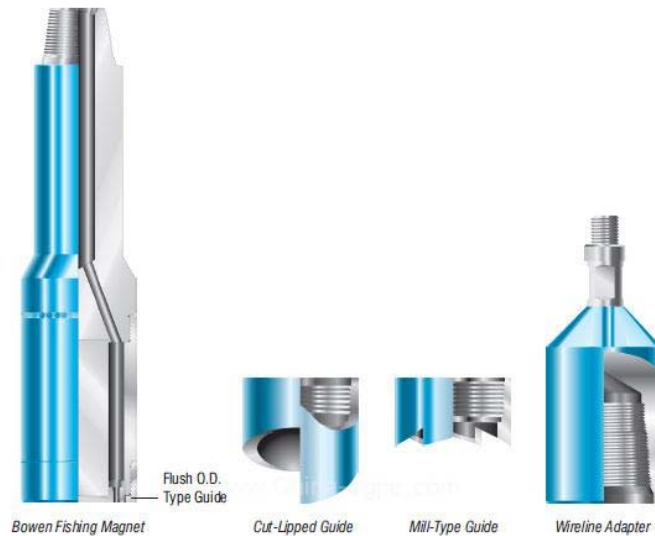
---

<sup>34</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.

### 2.10.1.7.2. Fishing Magnet<sup>35</sup>

**Figura 38. Fishing Magnet**



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

#### 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.

---

<sup>35</sup> Ibid., P. 93.

## 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

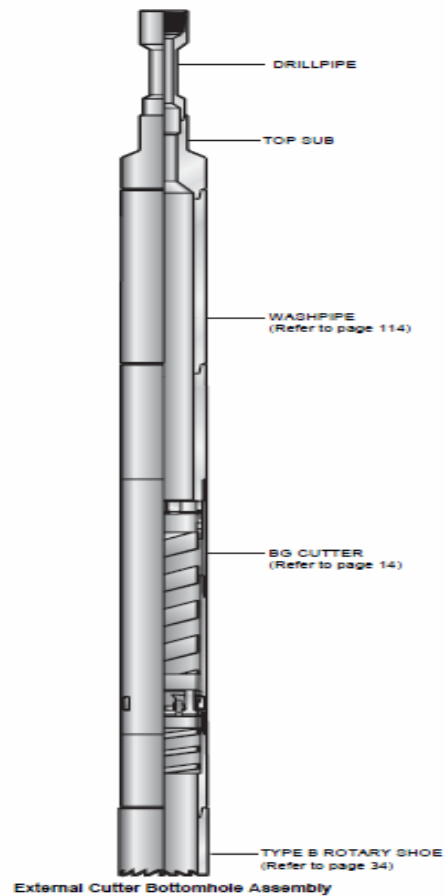
Se debe transportar siempre con protector.

#### 2.10.1.8. Herramientas cortadoras

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

##### 2.10.1.8.1. Cortador Externo<sup>36</sup>

**Figura 39. Cortador Externo**



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

---

<sup>36</sup> Ibid., P. 93.

## Descripción General

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.

- Suspende la rotación y levanta 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.

#### 2.10.1.8.2. Cortador interno<sup>37</sup>

##### Descripción General

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

##### Operación

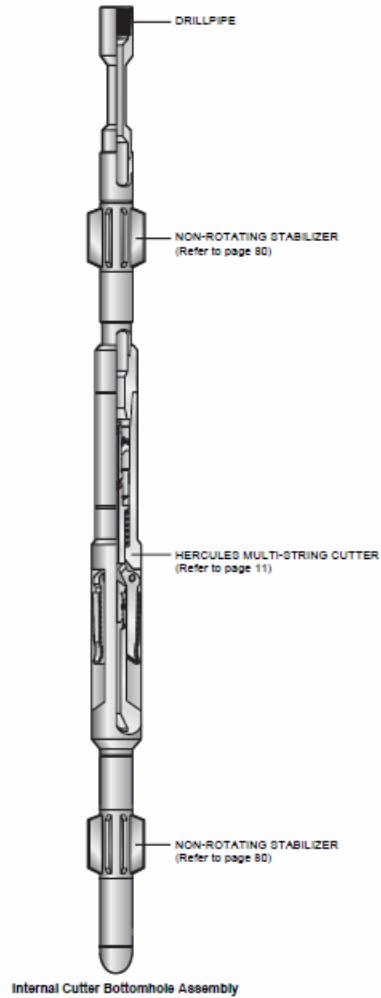
- Se baja con la sarta de trabajo con un bumper encima del cortador, se introduce lentamente dentro del pescado evitando que gire (aplicar candado a la rotaria).
- A la profundidad deseada se rota hacia la derecha aplicando peso de 2.000 a 4.000 lbs. para abrir las cuñas.
- Continuar girando lentamente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

---

<sup>37</sup> Ibid., P. 93.

- Al terminar la operación de corte, levantar la sarta evitando girarla, hasta liberar la herramienta y sacarla a superficie.

**Figura 40. Cortador Interno**



**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.

#### 2.10.1.8.3. Cortador Hidráulico Interno (Pressure Pipe Cutter)<sup>38</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:

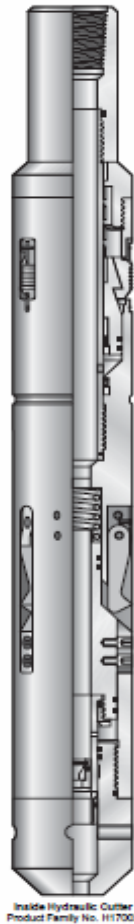
- Hacer una revisión exhaustiva de la herramienta, en su sistema hidráulico, y seleccionar el rango de cuchillas para la tubería que se va a cortar.
- Seleccionar la correcta velocidad de rotación que va a ser usada.

---

<sup>38</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 41. Cortador Hidráulico Interno**



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

#### 2.10.1.8.4. Cortadores químicos<sup>39</sup>

Usan compuestos químicos que son activados eléctricamente y su reacción corta el metal transversalmente, existe un tamaño de herramienta para cada tipo de tubería dependiendo del diámetro interno y la cantidad de compuesto, dependerá del espesor de pared a ser cortado. La superficie cortada resulta ser uniforme.

#### 2.10.1.8.5. Cortadores explosivos<sup>40</sup>

Al igual que los cortadores químicos usan cargas que se activan eléctricamente, y producen la falla del material del tubo, pero a diferencia del cortador químico, la superficie cortada se deforma o estalla.

### 2.10.2. 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.

---

<sup>39</sup> Ibid., P. 93.

<sup>40</sup> Ibid., P. 93.

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 que 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. FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL EN LA INDUSTRIA PETROLERA<sup>41</sup>**

Desde comienzos de la industria, se han venido presentando una serie de situaciones descontrolables durante una perforación, los cuales conllevan a graves situaciones y pérdidas. A continuación se presentaran varios casos presentados en los últimos años, señalando lo que sucedió, qué lo causó y cuáles fueron las acciones correctivas seguidas.

#### **ALERTA EN 2009**

#### **EXPLOSIÓN E INCENDIO EN PISO DE PERFORACIÓN LUEGO DE LIBERACIÓN DE GAS<sup>42</sup>**

##### **¿Qué Sucedió?**

Luego de una corrida de registros en el pozo con tubería de perforación, se realizó la operación de POOH (por las siglas del inglés para “sacada del pozo”). Durante el proceso de la remoción, el pozo no tomó la cantidad correcta de fluido mientras se sacaba tubería de la sección horizontal. En lugar de regresar la tubería al fondo, se tomó la decisión de continuar con la operación de POOH. Luego de acostar las herramientas de registro, la sarta de tubería de perforación se reinstaló en el pozo hasta la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés) con el objeto de limpiar el pozo. El perforador retrocedió hasta 4303 metros para recircular, momento en el cual observó un incremento en el flujo, razón por la cual cerró el pozo. Se tomó la decisión de extraer por circulación cualquier afluencia utilizando el Método del Perforador. Durante la recirculación se perdieron los retornos y se abrió el Preventor de Reventones (BOP, por sus siglas en inglés) para observar el pozo. Lodo y gas surgieron hasta la mesa rotatoria y se cerró nuevamente el BOP. Sonaron alarmas de gas y se reinició el bombeo. Luego de un intervalo de bombeo, los manómetros registraron presión “0”. El BOP se abrió nuevamente

---

<sup>41</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC)

<sup>42</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 09-04

para observar el pozo. Nuevamente surgieron lodo y gas por la mesa rotatoria y sonaron alarmas de gas. En este momento ocurrió una explosión y un incendio. Ocho personas fueron lesionadas. Todos fueron evacuados al hospital.

### **¿Qué Lo Causó?**

- El peso del lodo era insuficiente para controlar el pozo. El peso del lodo tenía aproximadamente 0,5 ppg (libras por galón) de insuficiencia de contrapeso.
- No se siguieron los Procedimientos Estándar para la Operación durante el viaje de ida y vuelta de la tubería. No se utilizaron el tanque auxiliar ni la planilla de control para la recuperación de la tubería para indicar las discrepancias en el volumen del lodo antes de comenzar la circulación. Aunque se reconoció que el pozo no tomaba el volumen correcto de fluido, no se inició acción correctiva alguna.
- Evaluación incorrecta de la situación crítica en el control del pozo a pesar de saber que había insuficiencia de contrapeso. Se supuso que la afluencia era “gas del viaje de tuberías”.
- No se siguieron los procedimientos para controlar el pozo. No se completó una planilla de control y no se contaron las emboladas de la bomba.
- Se abrió dos veces el BOP sin saber el estado del pozo.
- Las alarmas de gas no produjeron la respuesta adecuada. Las alarmas fueron desactivadas y luego restauradas. Llegó personal adicional al piso de perforación en lugar de reducirse el número de personas.

- Dirección del viento. Permitió que el gas fugado se acumulara en y por debajo del piso de perforación y en la caseta del perforador.

### **¿Qué Funcionó Correctamente?**

- El personal fuera de servicio se dirigió al punto de encuentro cuando las alarmas sonaron. El pozo fue cerrado rápida y completamente luego del incendio.
- El sistema de reducción catalítica selectiva (SCR, por sus siglas en inglés) del piso de perforación fue apagado después del incendio.
- Los fuegos en el piso de perforación fueron extinguidos rápidamente después de la explosión.
- El tratamiento médico en el equipo de perforación y la evacuación se llevaron a cabo correctamente y en buen tiempo.

### **ACCIÓN CORRECTIVA – Para Resolver Este Incidente, Esta Compañía Hizo Lo Siguiente:**

- Se instruyó a los supervisores de los equipos de perforación para que siempre verifiquen si hay flujo del pozo a través del estrangulador antes de abrir el BOP. Si no se han circulado las emboladas totales para controlar el pozo, nunca deberá abrirse el BOP para verificar el estado del pozo. Verificar si hay flujo abriendo el estrangulador con el BOP cerrado. Si han habido pérdidas, tratarlas hasta restaurar la circulación y continuar controlando el pozo.

- Es necesario un entrenamiento más efectivo sobre control de pozos para poder reconocer una situación crítica de control de pozo; cómo realizar los cálculos necesarios; procedimientos y métodos para manejar las pérdidas de retornos mientras el pozo está cerrado y circulando.
- Entrenamiento más eficaz para reconocer y responder a alarmas y a situaciones que no son estándar.
- Uso obligatorio del tanque auxiliar para viajes de tuberías (con la planilla para determinar pérdidas o ganancias).
- Instruyó a la gerencia de los equipos de perforación y al personal de mantenimiento para asegurar que todas las fuentes posibles de ignición en o alrededor del piso de perforación sean aisladas y que cumplan con los requisitos y normas para zonas de peligro.
- Mejorar la ventilación en y por debajo del piso de perforación y en la cabina del Perforador para evitar la acumulación de gas.
- Las auditorías del Sistema de Gestión de Seguridad deberán incluir una auditoría de procedimientos operacionales. Estas auditorías deben llevarse a cabo empleando personal de diferentes funciones, de operaciones, mantenimiento, ingeniería, etc.

## **ALERTA EN 2003**

### **PÉRDIDA DE CONTROL DEL POZO RESULTA EN INCENDIO EN EL EQUIPO DE PERFORACIÓN<sup>43</sup>**

#### **¿Qué Sucedió?**

Un pozo que se perforaba en una zona que previamente se hallaba en baja presión y agotada tuvo una surgencia de presión imprevista y se incendió. La cuadrilla de perforación se había detenido para tomar una lectura durante la perforación (MWD) cuando el perforador se percató de un incremento de nivel en la fosa y un incremento en el gas de fondo. El perforador llamó al representante de la empresa petrolera en el lugar y le informó de los hechos, esperó un minuto más y le llamó nuevamente para indicar que la situación había empeorado. Luego de no recibir órdenes durante la segunda llamada, regresó a los controles del malacate y comenzó a levantar el Kelly para cerrar el pozo. Durante este proceso, el pozo se descargó y explotó, prendiendo fuego a la espalda del perforador mientras éste corría hacia el control remoto del Preventor de Reventones (BOP). El perforador con ayuda de otro empleado en la caseta de los operadores rodó en el piso y pudo apagar el fuego en su espalda. Luego salió de la caseta. El Gerente del Equipo de Perforación intentó recuperar el control del pozo pero no tuvo éxito. Los resultados fueron quemaduras en la espalda de un empleado y la pérdida total de un equipo de perforación.

#### **¿Qué Lo Causó?**

- El fracaso en no iniciar a tiempo los procedimientos para controlar el pozo.
- Una zona de sobrepresión inesperada.

---

<sup>43</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 03-48.

### **Acción Correctiva**

Para resolver este incidente, esta compañía emitió la siguiente directiva al personal de perforación:

Se les recuerda a todos los Gerentes de los Equipos de Perforación y a los Perforadores que no importa cuáles sean las circunstancias, si se cree que se está en presencia de una surgencia inesperada en el pozo... ¡deberá cerrarse el pozo como primera medida! Luego debe informarse a los supervisores en el sitio acerca de la acción tomada.

La compañía también:

- Preparó carteles indicando con nuevo énfasis la política de la compañía y los hizo colocar en todos los equipos de perforación.
- Se llevaron a cabo reuniones en toda la compañía colocando nuevo énfasis en la política de “cuando en duda, cerrar el pozo; no esperar órdenes”.

### **ALERTA EN 2000**

#### **FALLA DE ELEMENTO ANULAR EN UN PREVENTOR DE REVENTONES<sup>44</sup>**

##### **¿Qué Sucedió?**

Un Preventor de Reventones (BOP), al cual se le había instalado un nuevo elemento, fue entregado en un equipo de perforación.

Cuando se efectuó la prueba del anular, el nuevo elemento se quebró y falló. El Preventor anular es un elemento crítico del equipo para controlar el pozo. Su falla puede llevar a condiciones extremadamente peligrosas.

---

<sup>44</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 00 -19.

### **¿Qué Lo Causó?**

Utilizando el número de serie del elemento, se determinó que éste tenía más de tres años de edad. Había pasado la inspección de Control de Calidad del Fabricante que incluía su instalación en un anular y su cierre sobre un tubo y en un pozo abierto, su reapertura y prueba a su presión nominal de trabajo (5000 psi). La investigación no pudo determinar cuánto tiempo se había almacenado en el anular antes de despacharlo al equipo de perforación. Puede haber sido almacenado a la intemperie dentro del anular, expuesto a los elementos sin su envoltura plástica de protección por un largo período de tiempo. También se descubrió que el elemento era de caucho tipo "CR" (neopreno) y puede no haber sido la mejor elección para la aplicación del caso.

### **Acción Correctiva:**

- Elegir el mejor elemento para las condiciones de operación esperadas.
- El NR - Caucho Natural - se formula para la perforación con lodos a base de agua en un ámbito de temperaturas que van desde 30F hasta 225F (-1C a 107C). Estos elementos llevan un parche rojo moldeado en el caucho para su identificación.
- El compuesto NBR - Caucho de Nitrilo - se emplea con lodos de perforación a base de aceite o con aditivos de aceites con un ámbito de temperaturas desde 32F hasta 190F (0C hasta 88C). Éstos tienen un parche azul moldeado en el elemento para su identificación.
- El compuesto CR - Caucho de Neoprene - se emplea con lodos a base de aceite o con aditivos de aceites con un ámbito de temperaturas desde 30F hasta 170F (-1C hasta 77C). Éstos tienen un parche amarillo moldeado en el elemento para su identificación.

- Todos los elementos anulares deben entregarse envueltos en material plástico negro para protegerlos del deterioro ocasionado por la luz solar y los elementos.
- Todos los elementos y sellos deben almacenarse en un lugar fresco, seco y oscuro hasta el momento de su empleo.
- Los elementos deben ser almacenados y enviados en posición parada vertical, nunca recostados.
- Cuando se encargan elementos, asegurar que se especifique en qué tipo de lodos y en qué temperatura de pozo se han de utilizar.
- Debe requerirse a los proveedores que proporcionen la fecha de fabricación y fecha de vencimiento para todos los elementos anulares.

#### **ALERTA EN 2004**

#### **FALLA DE EQUIPO – FALLA VÁLVULA DE BAJA PRESIÓN UTILIZADA PARA LLENAR TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO<sup>45</sup>**

##### **¿Qué Sucedió?**

La cuadrilla de perforación se hallaba en el proceso de instalar tubería de revestimiento en el pozo. Se estaba utilizando una línea de lodo con una válvula de baja presión para llenar la tubería de revestimiento. Mientras se llenaba la tubería de revestimiento con lodo y cuando la tubería de revestimiento se terminó de llenar, el operador del piso cerró la válvula de la línea de llenado. Cuando la válvula estaba cerrada, la presión fue subiendo en la línea y superó la presión de

---

<sup>45</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 04-31.

trabajo de la válvula. El operador del piso fue golpeado por material eyectado y su lesión precisó de atención médica, resultando en un incidente con pérdida de tiempo.

### **¿Qué Lo Causó?**

La bomba de lodo de alta presión del equipo de perforación se estaba utilizando para llenar la tubería de revestimiento. Los componentes de la línea de llenado no cumplían con la especificación de presión de la bomba de lodo.

### **Acción Correctiva**

Para resolver este incidente, esta compañía hizo lo siguiente:

- El sistema de tuberías para el llenado de la tubería de revestimiento fue modificado de manera que solamente se pueda utilizar con una bomba centrífuga en el sistema de lodos.
- Se instaló una válvula adecuada de tipo bola con una prolongación de llenado a 90 grados para llenar la tubería de revestimiento.
- Instruyó a su personal de operaciones que las bombas de lodo principales no deben ser utilizadas para llenar la tubería de revestimiento salvo en una emergencia. El empleo del sistema de mando superior (TDS) elimina este problema.

## **ALERTA EN 1998**

### **INCREMENTO EN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN<sup>46</sup>**

#### **¿QUÉ SUCEDIÓ?**

Un equipo de perforación experimentó una serie de eventos, los cuales resultaron en una pérdida del control del pozo. El equipo estaba perforando cuando experimentó un incremento en la velocidad de penetración. Ordenados por el Company Man, continuaron perforando. Unos minutos después, el equipo fue golpeado por un rayo, el cual dañó el sistema para medir el volumen de lodo en las cantinas (PVT) e hizo que una bomba de lodo pare de trabajar. Cuando la bomba empezó a trabajar, el toolpusher advirtió que la presión en la bomba era de “0” y pensó que se había formado una burbuja de gas en el hueco.

El protector del buje había volado del conjunto. Cuando el toolpusher cerró el anular, se cortó el paso del fluido a través de la goma. Después, él cerró los arietes superiores los cuales aparentemente no funcionaron. Entonces él cerró los arietes inferiores para cerrar el pozo. Luego el personal del equipo procedió apropiadamente a matar el pozo.

#### **Acciones Correctivas**

El empleador involucrado en el incidente recomendó lo siguiente:

- Los incrementos en la velocidad de penetración son cambios repentinos con parámetros constantes (por lo general, es rápido o despacio). Todos los incrementos en la rata de penetración deben ser tratados como golpes de gas potenciales, y como tales, uno no debe proceder sin antes revisar el flujo. Informar a las demás compañías involucradas que un incremento en la velocidad de penetración ha ocurrido. Levante la sarta y apague las bombas. Observe si hay flujo (aprox. 10 min.) Si el pozo está estable,

---

<sup>46</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 98-31.

proceda a seguir perforando 10' más o según instrucciones dadas y luego chequear por flujo nuevamente. Asegúrese que todas las compañías involucradas están al tanto así como que el equipo de seguridad requerido esté disponible. Si hay flujo, haga sonar la alarma, cierre el pozo y tome los pasos apropiados para asegurar el pozo.

- Los protectores de los bujes deben asegurarse en su posición al momento de ser instalados y bloqueados con pernos.
- Las pruebas al BOP se deben realizar por lo menos una vez cada dos semanas, antes de perforar en las conocidas formaciones de alta presión o cuando se solicite por la compañía operadora. La presión se debe mantener por 10 min. para asegurarse de que no hay fugas.
- Prueba de funcionamiento de los controles de la BOP se debe hacer cada viaje. No se debe cerrar el ariete en “U” en vacío, los elementos de la goma se podrían extrudir ocasionando un posible daño.

## **ALERTA EN 1998**

### **FALTA DE COMUNICACIÓN EN EL CAMBIO DE TURNO<sup>47</sup>**

#### **¿Qué Sucedió?**

Ocurrió un incidente en un equipo de perforación donde 128 metros (420 pies) de tubería cayeron dentro del pozo debido a que el ariete de corte fue activado. El equipo estaba viajando fuera del pozo al momento del cambio de turno. Se estaba haciendo un trabajo simultáneo en el contrapozo.

La tubería estaba en la mesa rotaria con una tapa protector para levantarla adjunto. El personal pensó que la tubería estaba libre a la altura de los arietes y lo

---

<sup>47</sup> Informes de International Association of Drilling Contractors (IADC). Alert 98 – 28.

cerró. Los arietes cortaron la tubería, la cual cayó hasta el fondo del pozo. La tubería se pescó perdiendo dos días de trabajo.

### **¿Que Lo Causo?**

Tal parece que información muy importante no fue comunicada claramente a la guardia que estaba ingresando al turno.

### **Acciones Correctivas**

- Perforadores, Sobrestantes y Toolpusher deben revisar la situación del equipo al momento del cambio de guardia. Cualquier cambio en el BHA, lodo, hueco, permiso de trabajo en ejecución, y cualquier otra información pertinente debe ser discutida.
- Se debe informar a toda la guardia entrante la situación en la que se está al momento del cambio de guardia para asegurarnos cada trabajador entiende las operaciones que se están realizando al momento del cambio de turno.
- Los Toolpusher necesitan incluir toda información importante en el Reporte Diario de Perforación y discutirla con su relevo. Los Perforadores también deben involucrarse en este reporte.
- Una rápida inspección visual del equipo debe ser conducida al inicio del turno. El toolpusher y el perforador deben revisar el volumen en los tanques de lodo, controles del BOP, choque manifold y todas las operaciones importantes al momento.
- El registro de tubería debe estar disponible al toolpusher, perforador, con toda la información necesaria en él.

#### **4. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS LLEVADOS ACABO POR LAS EMPRESAS BASE DURANTE UNA SITUACIÓN ANORMAL.**

Cada empresa tiene una forma de proceder ante una situación anormal presentada. En este capítulo se compararán y analizarán los procedimientos de diferentes empresas ante los problemas y situaciones anormales más relevantes de la industria petrolera.

Los procedimientos de las situaciones presentadas a continuación pertenecen a manuales de empresas como<sup>48</sup>: Well Control School, Ecopetrol, Schlumberger, Zigma, Universidad de Victoria-Houston, Amoco, Bp y Baker Hughes.

---

<sup>48</sup> Manuales Operacionales. Empresas: Well Control School, Ecopetrol, Schlumberger, Zigma, Universidad de Victoria-Houston, Amoco, Bp y Baker Hughes.

**Tabla 1: Procedimientos de cierre durante la perforación**

		Procedimiento de cierre durante una emergencia			
		Manuales de empresas			
Cierre Durante la perforación	Well Control School	Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston
	1. Alerte al personal.	1. Levantar el vástago de perforación y sentar la tubería en la cuñas.	1. Detener la rotación.	1. Levantar la Kelly por encima de la unión del ultimo tubo por encima de la mesa rotaria (3 ft aproximadamente).	1. Levantar la Kelly o Top drive hasta que la conexión quede por encima de la mesa rotaria.
	2. Levante la herramienta hasta que la unión de la cupla quede sobre el nivel del piso del equipo.	2. Iniciar la rotación de la tubería suavemente.	2. Elevar la sarta a posición de cierre.	2. detener las bombas.	2. Parar las bombas de lodo.
	3. Pare la mesa rotaria.	3. Parar las bombas.	3. Parar las bombas y revisar el flujo: si el pozo fluye, proceder sin demoras al siguiente paso.	3. Verificar flujo en el bolsillo de los Schakers y en el niple campana. Si hay flujo entonces:	3. Verificar flujo, si hay:
	4. Apague 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. Sino se observa flujo proceder de la siguiente manera:	4. Cerrar la preventora anular/abrir la válvula remota de la línea de estrangulamiento (HRC).	4. Abrir válvula hidráulica del choque. El choque debe estar abierto a la mitad (1/2).	4. Abra la válvula estranguladora "HRC", cierre el anular o los arietes de los tubos y cierre el estrangulador.
	5. Observar si el pozo esta fluyendo	5. Abrir válvula hidráulica de choque.	5. Notificar al personal encargado.	5. Cerrar el preventor anular o los arietes de la tubería.	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. Cerrar el preventor anular.	6. Verificar el espaciado y cerrar los arietes de la tubería y los seguros mismos.	6. Cerrar el estrangulador, cerrar el choque.	6. Notifique al personal correspondente.
		7. Cerrar el choque.	7. Purgar la presión entre los arietes de la tubería y el preventor anular.	7. Avisar al company man.	
		8. Registrar la presión de revestimiento y de tubería.	8. Registrar las presiones de cierre en la tubería y el anular y la ganancia de lodo en los tanques.	8. Registrar la presión en el anular y la tubería y la ganancia de lodo.	
		9. Proceder a matar el pozo por el método seleccionado.			

Fuente. *Ibíd.*, P. 182. Modificado por los autores.

Según lo observado en la tabla 1 es correcto decir que los procedimientos tomados por cada empresa no varían mucho, pero también cabe mencionar que los procedimientos de cierre pueden variar de pozo a pozo teniendo en cuenta de que las normas generales se fundamentan en proteger al personal, parar el flujo, ganar tiempo y leer las presiones.

Es necesario comentar que si la ganancia de volumen al detectar el amago es grande, 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.

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.

**Tabla 2: Procedimientos de Cierre Durante la Sacada de Tubería**

		Procedimiento de cierre durante una surgencia				
		Manuales de empresas				
		Well Control School	Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston
Cierre Durante la Sacada de Tubería	1. Instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta, cerrar la válvula.	1. Bajar el tubo hasta la unión y colocar las cuñas.	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)	1. Instalar las cuñas justamente debajo de la conexión del tubo de perforación.	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. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HRC).	2. Instalar la preventora interna de tubería o válvula de seguridad abierta.	2. Instalar una válvula de seguridad de apertura total y cerrar la misma.	2. Instalar en el tubo de perforación, una válvula de seguridad "de apertura completa" en la posición completamente abierta, y haga la conexión correctamente.	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. Cerrar el preventor de reventones designado.	3. Abrir la válvula hidráulica del choque. (El choque debe estar abierto).	3. Cerrar el preventor anular/abrir la válvula remota de la línea de estrangulamiento (HCR).	3. Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangular y proceda a cerrar el preventor anular o los arietes de tubería.	3. Abra la válvula hidráulica de la línea de estrangular. Cierre el preventor anular o los arietes del tubo.	
	4. notificar al personal de la compañía operadora.	4. Cerrar la válvula de seguridad (si fue colocada) y el preventor anular.	4. Notificar a la persona encargada.	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.	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. levante e instale el vástago kelly o una cabeza de circunación, abra la válvula de retención, asegurese que el equipo de superficie esté lleno antes de abrir la válvula de seguridad.	5. Cerrar el choque.	5. Enroscar la barra rotatoria (kelly) o la cabeza giratoria (top drive) (insertar un tubo corto entre la válvula de seguridad y la la cabeza giratoria) y abrir la válvula de seguridad.	5. Levantar el Kelly y realice la conexión al tubo de perforación.	5. Levantar el Kelly e instélelo en el tubo de perforación.	
	6. leer y registrar la presión de cierre de la tubería de perforación y revestimiento cada minuto.	6. Conectar el vástago de perforación.	6. Registrar las presiones de cierre en el anular y en la tubería y la ganancia de lodo en los tanques.	6. Abrir la válvula de seguridad: Cerciórese de que quede completamente abierta.	6. Abrir la válvula de seguridad.	
		7. Avisar inmediatamente al ingeniero de ECOPEPETROL y del equipo.		7. Tomar lectura y registre las presiones de cierre (PCTP y PCTR) y la ganancia en los tanques del lodo.	7. Tomar lectura y registre las presiones de cierre (PCTP y PCTR) y la ganancia en los tanques del lodo.	
		8. Registrar las presiones de cierre y el volumen ganado en el tanque de viaje.		8. Avisar al company man o al personal correspondiente.	8. Notificar al personal correspondiente.	
		9. Escoger el método para matar o la acción a tomar.				

Fuente. Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

Cuando no se 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.

---

<sup>49</sup> 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

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 influjo debido a la migración y al efecto de introducir la sarta en el mismo.

**Tabla 3: Procedimientos de cierre con tubería afuera**

		Procedimiento de cierre durante una surgencia				
		Manuales de empresas				
		Well Control School	Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston
Cierre con Tubería Afuera	1. Si los arietes ciegos están cerrados y el estrangulador abierto: controlar si hay flujo en el estrangulador.	1. Llenar el pozo y revisar el flujo.	1. Cerrar los arietes ciegos o los arietes de corte y abrir la válvula de operación remota en la línea del estrangulador.	1. Llenar el pozo y revisar el flujo.	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. 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.	2. Cerrar los arietes ciegos.	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.	2. Cerrar el preventor (Blind Rams): proceda a cerrar los arietes ciegos.	2. Instale un preventor interior de reventones en el tubo de perforación.	
	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.	Antes de abrir los arietes ciegos, revisar si hay presión acumulada en el pozo. Proceder así:	3. Monitorear el flujo del del pozo en la superficie a través del conductor submarino.	Antes de abrir los arietes ciegos, revisar si hay presión acumulada en el pozo. Proceder así:	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. Si los arietes de tubería están cerrados: controlar la línea de flujo para ver si hay flujo.	1. Cerrar el choque.		1. Cerrar el choque.	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.	
		2. Abrir la válvula hidráulica.		2. Abrir la válvula hidráulica.	5. Cierre el estrangulador ajustable.	
		3. Revisar si hay presión.		3. Revisar si hay presión.	6. Levante el Kelly e instálelo en el tubo de perforación.	
		Si hay presión, abrir el choque, observar flujo y cerrar nuevamente. Decidir si se puede bajar o forzar tubería o aplicar un método volumétrico.		Si hay presión, abrir el choque, observar flujo y cerrar nuevamente. Decidir si se puede bajar o forzar tubería o aplicar un método volumétrico.	7. Tome lectura y registro de las presiones del cierre (PCTP y PCTR) y la cantidad de ganancia en los tanques de lodo.	
		4. Si no hay presión, abrir los arietes ciegos.		4. Si no hay presión, abrir los arietes ciegos	8. Notifique el personal correspondiente.	
		5. Cerrar la válvula hidráulica.		5. Cerrar la válvula hidráulica.		
		6. Abrir el choque.		6. Abrir el choque.		

Fuente. Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

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. Esto detiene el influjo, permite determinar las presiones y permite un tiempo para decidir cuál será el próximo paso de acción a seguir. La mayor parte de los operadores usará técnicas de introducción de la tubería a presión como se describió en anteriormente y técnicas volumétricas para bajar la tubería al fondo, al tiempo que mantienen la presión de fondo de pozo controlada.

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.

**Tabla 4. Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar**

		Procedimiento de control de flujo durante una surgencia			
		Manuales de empresas			
		Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston
Método de Densificar y Esperar	1. Iniciar con los datos de presiones y volúmenes registrados.		1. Después de que se haya asegurado el pozo y estabilizado las presiones, calcular el peso del lodo de control.	1. Observar afluencia al orificio del pozo: Se observa una afluencia al orificio del pozo.	1. Diligenciar una tabla o gráfica de las presiones.
	2. Calcular el peso del lodo para matar el pozo como se indicó.		2. Calcular la presión de circulación inicial.	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 (CLE).	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. 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).		3. Calcular la presión de circulación final.	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).	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. Calcular las presiones inicial y final de circulación		4. Calcular las emboladas de la superficie a la broca.	4. Mantener la presión de circulación final: Mantenga la FCP hasta que el lodo de ahogo llegue a la superficie.	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" )

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 4. Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar**

Método de Densificar y Esperar	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.	5. Calcular el tiempo de bombeo desde la superficie a la broca.	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.	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 de
	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	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.		6. Verificar los cálculos en su hoja para control, cierre el pozo cuando el lodo de control alcance la broca.
	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	7. Localizar el punto de la presión de circulación inicial en la parte izquierda de la gráfica.		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.
	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)	8. Localiza el punto de la presión de circulación final en la parte derecha de la gráfica.		
	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.	9. Se conectan los dos puntos con una línea recta.		

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 4. Procedimientos de control de flujo: Método de Densificar y Esperar**

Método de Densificar y Esperar	10. En todo momento: Asegúrese 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.	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.		

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

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.

Nota: Para más información acerca de las ecuaciones y cálculos que se toman en el procedimiento, referirse a los manuales respectivos por las empresas pertinentes.

**Tabla 5. Procedimientos de control de flujo: Método del perforador**

		Procedimiento de control de flujo durante una surgencia			
		Manuales de empresas			
Método del Perforador		Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-Houston
		1. Cerrar el pozo, registrar presiones, volumen ganado y calcular el peso para matar.	1. Cuando las presiones se hayan estabilizado arrancar la bomba a velocidad seleccionada para el control mientras se mantiene constante la presión del revestidor.	1. Observar afluencia al orificio del pozo: Se observa una afluencia al orificio del pozo.	1. mantener 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.
		2. Abrir el choque e iniciar el bombeo con el lodo existente en las piscinas; manteniendo la presión en el revestimiento constante, acelerar la bomba hasta alcanzar la presión inicial de circulación. Prender el desgasificador para mantener el lodo en su peso original; cuando comience a salir la burbuja, pásela al quemadero.	2. Cuando se tenga la bomba a la velocidad de control, el operador del estrangulador debe observar el manómetro de la tubería de perforación y mantener dicha presión constante hasta que el influjo sea circulado totalmente afuera del pozo.	2. Llevar las bombas de lodo a velocidad de ahogo: La primera circulación lleva las bombas a velocidad de ahogo. Se abre 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).	2. La densidad del lodo que se este utilizando cuando se encuentre el influjo, es la densidad que se utiliza para esta circulación (ritmo lento).
		3. Una vez alcanzada la presión inicial de circulación Pic, mantenerla constante, manipulando con el choque hasta que la burbuja haya salido completamente del pozo. (La presión del revestimiento sólo se observa para control de la presión de fractura).	3. Se aumenta el peso del lodo en el sistema de lodo activo al pesorequerido para controlar la formación.	3. Observar que la presión de cierre de las barras de sondeo (SIDPP) y la SICP deben ser iguales a la SIDPP original.	3. Reportar en la hoja de control todos los datos pertinentes como la que se utiliza con el método de densificar y esperar.
		4. Cerrar el pozo; en este momento las presiones de cierre en la tubería y el revestimiento deben ser las mismas e iguales a la presión inicial de cierre en la tubería.	4. Se prepara un programa de bombeo tal como se hizo con el método de Esperar y Pesar, utilizando la presión indicada para la tubería de perforación como presión de circulación inicial.	4. Observar la presión en las barras de sondeo: Una vez alcanzado el caudal de ahogo, observar la presión de las barras de sondeo.	4. Para iniciar la circulación, se abre el estrangulador mientras que la bomba alcanza una velocidad predeterminada.

Fuente. Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 5: Procedimiento de control de flujo: Método del perforador**

Método del Perforador	5. Iniciar o continuar densificando el lodo hasta obtener el peso para matar el pozo.	5. Se arranca la bomba a velocidad de control mientras se mantiene constante la presión del revestidor.	5. Mantener la presión constante de las barras de sondeo: Mantener constante la presión de las barras de sondeo hasta eliminar la afluencia del orificio del pozo mediante circulación.	5. El manómetro en el tubo de perforación se mantiene constante a la Presión Inicial de Circulación.
	6. Abrir el choque y prender la bomba, manteniendo constante la presión de cierre en el revestimiento; aumentar la tasa de bombeo hasta alcanzar la presión inicial de circulación.	6. Cuando se establece la velocidad de control, el operador del estrangulador debe observar el manómetro de la tubería de perforación y seguir el programa de la tubería de perforación hasta que el lodo pesado llegue a la broca.	6. 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.	
	7. Continuar bombeando a la tasa para matar (con la que se alcanzó la PIC), manteniendo la presión del revestimiento constante, hasta que el lodo pesado llegue a la broca. (Olvidar la presión en la tubería).	7. De este punto en adelante se mantendrá constante la presión final de circulación en la tubería hasta que el lodo pesado regrese a la superficie.	7. Circulación secundaria: La circulación secundaria lleva las bombas de lodo a velocidad de ahogo, para ello Lleve el contador de estroques a cero, pasar la circulación a lodo de ahogo, lleve las bombas a velocidad de ahogo, permitir que la SICP (presión de cierre del casing) caiga en un valor igual a la CLF (fricción de la línea de estrangulación).	
	8. Cuando el lodo pesado llega a la broca, observar la presión en la tubería y continuar con ella constante hasta que el lodo pesado llegue a superficie.		8. Observar la presión en barras de sondeo: Establecer el caudal de ahogo, observar la presión en las barras de sondeo, seguir el programa a medida que se bombea lodo de ahogo hasta la broca, y cae la presión de las barras de sondeo desde la presión de circulación inicial (ICP) hasta la presión de circulación final (FCP).	

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 5. Procedimientos de control de flujo: Método del perforador**

Método del Perforador	9. Cuando el lodo pesado empiece a subir por el anular, la presión en el revestimiento debe comenzar a bajar hasta llegar a cero (0), cuando el lodo alcanza la superficie		9. 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	
	10. Circular 10 minutos más lodo pesado, parar las bombas, cerrar el choque, verificar que la presión en el revestimiento y la tubería sean cero (0)			
	11. Abrir el choque y el preventor anular, cerrar la válvula hidráulica, llenar el pozo y observar flujo.			

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

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.

**Tabla 6. Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico**

		Procedimiento de control de flujo durante una surgencia			
		Manuales de empresas			
		Ecopetrol	Schlumberger	Zigma	Instituto de capacitación petrolera de la universidad de Victoria-
Método Volumétrico	1. Registrar la presión de cierre en el revestimiento (del choque).		1. Si existe Comunicación con la Tubería de Perforación:	1. COMUNICACIÓN CON BARRAS DE SONDEO (ES DECIR, SIDPP UTILIZABLE)	1. se monitorea la tubería de revestimiento para mantener una presión constante sobre el fondo del pozo.
	2. Determinar la velocidad de migración		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.	1.1. 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.	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. Calcular la presión hidrostática de cada barril de lodo en el hueco.		1.2. Mantener constane 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 este influjo	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.	3. Registrar la presión del tubo cerrado de perforación ("PCTP") y la presión de la tubería cerrada de revestimiento ("PCTR").
	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).		2. Si No hay Comunicación con la Tubería de Perforación	2. SIN COMUNICACIÓN CON BARRAS DE SONDEO	4. Sangrar unas pequeñas cantidades a través del estrangulador.

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 6. Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico**

Método Volumétrico	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>5. Cierre el estrangulador y dejar estabilizarse las presiones.</p>
	<p>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.</p>	<p>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 de diámetro en calibre, o si no existe tubería, utilícese el hoyo con diámetro en calibre.</p>	<p>2.4. Permitir que la SICP aumente otros 100 psi. 2.5. Purgar el volumen de lodo calculado desde el espacio anular a través del estrangulador. Esta operación debe realizarse con lentitud, manteniendo constante la presión del casing. La presión del casing aumentará a medida que continúa la migración.</p>	<p>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").</p>
	<p>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.</p>	<p>2.1. 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.</p>	<p>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:</p>	<p>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.</p>
	<p>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.</p>	<p>2.2. 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.</p>	<p>Reducción de la presión del casing:</p>	<p>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.</p>

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 6. Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico**

Método Volumétrico	<p>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.</p>	<p>3. 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:</p>	<p>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).</p>	
	<p>10. Parar la bomba y esperar un período (30 min) para que el gas migre a través del lodo (o el lodo caiga).</p>	<p>3.1. Se bombea dentro del anular en forma lenta el volumen de lodo seleccionado.</p>	<p>4. Purgar una presión igual a la presión hidrostática del lodo bombeado (purgar gas únicamente).</p>	
	<p>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.</p>	<p>3.2. 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.</p>	<p>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.</p>	
	<p>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 percole a través del lodo. Los retornos deben ser pasados del separador del gas al tanque de viaje para control de cualquier volumen drenado.</p>	<p>3.3. 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.</p>		

Fuente. *Ibíd.*, P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 6. Procedimientos de control de flujo: Método Volumétrico**

Método Volumétrico	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).	3.4. Se repite hasta que el gas haya sido purgado, o hasta que se alcance la presión superficial deseada.		
	14. Abrir el pozo y bajar la tubería inmediatamente.			

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

Este método utiliza básicamente cuando el amago es de gas o fluidos altamente gasificados, ya que se necesita que haya expansión y migración. Los siguientes casos son los candidatos para aplicar este método: Bombas fuera de servicio, hueco en la tubería a una profundidad (superficial) que no permite ejercer control, tubería lejos del fondo, fuera del pozo o pegada, broca taponada y tubería caída al pozo. También es empleado en los pozos en los que se ha imposibilitado el uso del manómetro en la tubería de perforación para determinar la presión en el fondo del pozo.

Si, por algún motivo, no es posible circular un influjo de gas, puede ocurrir una migración de gas, lo que originaría altas presiones de fondo, superficiales y en la zapata del revestidor. Para minimizar esto, es necesario permitir que el influjo se expanda en forma controlada. Con el método volumétrico la presión de fondo se mantiene ligeramente por encima de la presión de la formación, mientras que se le permite al gas expandirse a medida que migra hacia la superficie.

**Tabla 7. Procedimiento para liberar la tubería de la geometría del hueco**

Procedimiento para liberar Tubería		
LIBERANDO DE LA GEOMETRÍA DEL HUECO	Manuales de Empresas	
	AMOCO	
	ECOPETROL	
	<b>Acción inicial</b>	<b>Por Hueco Estrecho</b>
	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.	si está bajando, lo primero es tensionar lo máximo permitido y martillar hacia arriba
	2. Pare o reduzca la circulación cuando se martille y cuando se sacuda hacia abajo.	no descargar peso
	Nota: La presión de la bomba incrementará el golpe del martillo hidráulico hacia arriba y disminuirá el golpe hacia abajo.	el trabajo debe hacerse aplicando y quitando la tensión extra máxima.
	3. Continúe martillando hasta que la sarta esta libre o una decisión alternativa sea tomada. Martillar por 10 horas puede ser necesario.	Si está sacando, trabaje hacia abajo primero
	<b>Acción secundaria</b>	si no tiene éxito, hágalo hacia arriba como en el caso anterior
	Un poco de ácido si hay pega en piedra caliza o en tiza. Un poco de agua fresca con sales móvil.	<b>Por caída del hueco</b>
	<b>Cuando la sarta esté libre</b>	Habrá incremento inmediato de la presión, por lo tanto pare la bomba e iníciela lentamente
	1. Incrementar la circulación a la tasa máxima, rotar y trabajar la tubería.	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
	2. Limpiar / relimpiar la sección del fondo del agujero.	MIENTRAS HAYA CIRCULACION NO PARAR EL BOMBEO
3. Circular el hueco limpio.	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).	

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

Como podemos observar, la pega por geometría del hueco es una de las más comunes que se presentan. El procedimiento es muy parecido entre estas dos empresas. Se puede mencionar, como vamos a observar en la siguiente tabla, que el procedimiento para liberar la tubería, va en sentido contrario a como ocurrió la pega.

**Tabla 8. Procedimientos para liberar la tubería cuando hay pega mientras se saca.**

Procedimiento para liberar Tubería		
Manuales de Empresas		
	AMOCO	ECOPETROL
<b>Pega mientras se sube o se tiene sarta estática</b>	<b>Acción para establecer circulación</b>	<b>DERRUMBE</b>
	1. Aplicar baja presión de bomba (200 a 400 psi). Mantener la presión si es posible la circulación restringida.	Empujar la tubería hacia abajo (martillándola si es necesario), colocar la bomba y tratar de establecer circulación moviendo siempre arriba y abajo.
	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)	no tense inmediatamente, mueva la tubería hacia abajo; si se logra, coloque la bomba y trate de circular, moviendo continuamente hacia arriba y hacia abajo
	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.	Si no tiene éxito o la pega no da margen de movimiento, inicie el trabajo martillando hacia abajo, evaluando el avance, intente rotar
	<b>Cuando la circulación es establecida:</b>	si hay éxito, coloque la bomba e intente circular, luego saque circulando y rotando con tensión
	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.	Si no hay éxito, tense hasta el límite permisible y martille observando el avance, evalúe los resultados y tome decisiones.
	2. Limpiar la sección hasta que el hueco esté limpio.	
	3. Si se sale del hoyo (POOH) para tomar registro y/o correr casing, retornar al fondo y circular el hueco limpio.	

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

Aquí observamos que debido a que la pega ocurrió mientras se subía la sarta, la liberación se hace martillando hacia abajo. Vemos que las dos empresas coinciden en este procedimiento.

**Tabla 9. Procedimiento para liberar la tubería cuando hay pega mientras se baja.**

Procedimiento para liberar Tubería		
Manuales de Empresas		
<b>Pega mientras se baja</b>	AMOCO	
	<b>Acción para establecer circulación</b>	
	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.	
	<b>Cuando la circulación es establecida:</b>	
	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.	

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

Como se puede ver, solo se encontró este tipo de procedimiento para liberar la tubería en esta empresa. Cabe destacar, que debido a que la pega ocurrió mientras se bajaba la tubería, se procede a liberarla martillando hacia arriba.

**Tabla 10. Procedimientos para curar la pérdida de circulación. Primeras Acciones**

<b>PERDIDA DE CIRCULACIÓN</b>	
<b>BP-LOST CIRCULATION MANUAL</b>	<b>ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)</b>
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.	1. Determinar la tasa de pérdida y registrar las características. (Si está asociada con el incremento de la viscosidad, incremento/decremento de la ROP, cambio de formación, cruzar una falla, si es la primera pérdida, o es una recurrente).
2. Verificar si es en superficie o en el fondo del hueco. Localización de la pérdida.	2. Determinar la causa más probable o el tipo de pérdida.
3. Establecer el tipo de pérdida y sus características	3. Determinar la locación más probable de la zona pérdida.
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:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marcha atrás a las ROP (Tasa de operación)</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la tasa de bombeo.</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parar de perforar y parar las bombas de lodos por un tiempo corto.</li> <li>• Lodo delgado.</li> </ul>	
4. Escoger el tratamiento adecuado de acuerdo a la tasa de 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.

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 11. Procedimientos para curar la pérdida de circulación. Pérdidas Menores.**

PERDIDA DE CIRCULACIÓN		
	ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)	BP-LOST CIRCULATION MANUAL
	PERDIDAS (< 25 bbl/hr WBM or 10 bbl/hr OBM)	Pérdidas (< 10 bbl/hr)
Pérdidas menores	<p>Note: Para pérdidas en un intervalo productivo, se recomienda una LCM de carbonato de calcio debido a su solubilidad ácida.</p> <p>1. Reducir el peso del lodo y la densidad de circulación equivalente (ECD por sus siglas en inglés), si es posible.</p>	<p>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.</p>
	<p>2. Mezclar la LCM y seguir perforando.</p> <p>Mezclar de 5 a 10 sacos por hora de LCM fino para 2 o más circulaciones. La mica es recomendada.</p> <p>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.</p> <p>Si el filtrado continua, 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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>
	<p>3. Desplazar la píldora, halar y esperar:</p> <p>Si el filtrado continua 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 &gt;20 lb/bbl de bentonita. También, desplazar las píldoras de LCM en hueco abierto antes de los viajes.</p> <p>Usar técnicas para pérdidas parciales</p>	<p>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.</p>
	<p>4. Si el filtrado continua y es inaceptable, continuar con tratamientos descritos para pérdidas parciales.</p>	<p>4. Si el filtrado continúa, incrementar el tamaño de la partícula de LCM y la cantidad, y considerer mezclas de materials. e.g. mezclar 10 sacos por hora de una combinación de fibra mediana y carbonato de calcio mediano.</p>
		<p>5. Verificar que el peso del lodo y las restricciones viscosas no han sido excedidas. Monitorear las pantallas de las shaker para el relleno.</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20ppb grado medio de carbonato calcio</li> <li>• 20ppb grado medio de fibra o plaquetas</li> <li>• 10ppb LCM fino (Carbonato de Calcio)</li> <li>• Realizarlo utilizando el lodo del sistema active.</li> </ul> <p>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.</p>
		<p>7. Si el filtrado continúa y es inaceptable, proceder para pérdidas parciales.</p>

**Fuente.** Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 12. Procedimientos para curar la pérdida de circulación. Pérdidas Parciales**

PERDIDA DE CIRCULACIÓN		
Pérdidas parciales	ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)	BP-LOST CIRCULATION MANUAL
	(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.	1. Considerar 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. Estas acciones pueden curar el sistema si las pérdidas son inducidas.
	2. Cambiar las pantallas de las shakers a una malla gruesa y tartar 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.	2. Seguir perforando pero considerar tratar el sistema entero con 15 a 25 lb/bbl de LCM media. Si el lodo contiene sólidos muy finos, adicionar 5ppb de LCM de grado fino así inicialmente, hasta que el LCM mayor comience a desgastar y producir partículas más pequeñas. Verificar las pantallas de las shaker para el relleno.
	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 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. Si las pérdidas continúan y la zona de pérdida es identificada, desplazar 50 a 100 bbl de píldora LCM gruesa, halar y esperar de 2 a 4 horas:  La píldora deberá ser hecha usando el lodo active conteniendo:  • 30 lb/bbl LCM grueso ( e.g. carbonato, fibra, o cascara de nuez); 20 lb/bbl LCM medio; 5 lb/bbl LCM fino  Note: Asegurar que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin tapar.
	4. Desplazar un tapon ajustable:  Seleccionar un tapon ajustable basado en la tasa de pérdida estática, resistencia del tapón requerida y presión diferencial, y el tipo de formación.	4. Si las pérdidas parciales continúan, repetir el procedimiento, desplazando un mayor volumen de píldora, Seguir perforando y adicionar de 5 a 10 sacos por hora de LCM medio para mantener la capacidad de sellado del lodo. Verificar que las boquillas de la broca MWD pueda tomar el LCM y las pantallas de la shaker no son rellenas.
	5. Usar técnicas para pérdidas severas: Si las pérdidas parciales siguen ocurriendo, continuar con los tratamientos descritos para pérdidas severas.	5. Si las pérdidas no son controladas proceder a tratar para pérdidas severas.
	<b>Zonas de pérdidas por fractura inducida</b>	
	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.	

	ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)	BP-LOST CIRCULATION MANUAL
	(25 to 100 bbl/hr WBM or 10 to 30 bbl/hr OBM)	(10 to 30 bbl/hr)
Pérdidas Parciales	<p>2. Desplazar la píldora LCM, halar y esperar:</p> <p>Desplazar la píldora LCM adyacente a la zona más probable de pérdida, halar la tubería y esperar de 4 a 6 horas.</p> <p><i>Note: Asegurarse que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin taparse.</i></p> <p>La píldora deberá contener 35 a 70 lb/bbl de cáscara de nuez media y gruesa o carbonato de calcio grueso - extragruoso. También, desplazar las píldoras de LCM antes de los viajes.</p> <p>Si las pérdidas parciales continúan, desplazar una cantidad mayor de píldora viscosa usando LCM. Desplazar en el fondo y halar y esperar de</p> <p><i>Note: Asegurar que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin tapar.</i></p> <p>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.</p>	
	<p>3. Desplazar y squeeze píldora de altas pérdidas de fluido:</p> <p>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.</p> <p>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 ¼ 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.</p>	
	<p>4. Desplazar el tapon ajustable:</p> <p>Seleccionar un tapon ajustable basado en la tasa de pérdida estática, resistencia del tapón requerida y presión diferencial, y el tipo de formación.</p>	
	<p>5. Usar técnicas para pérdidas de circulación severas:</p> <p>Si las pérdidas parciales continúan y son inaceptables, continuar con los tratamientos descritos para pérdidas severas.</p>	

Fuente. Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

**Tabla 13. Procedimientos para curar la pérdida de circulación. Pérdidas Severas.**

PERDIDA DE CIRCULACIÓN	
ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES)	BP-LOST CIRCULATION MANUAL
(>100 bbl/hr WBM or >30 bbl/hr OBM)	(30 to 100 bbls/hr)
<p>Note: Las técnicas usadas para combatir "pérdidas severas" no son efectivas a menos que sean situadas adyacentemente a la zona de pérdidas. Para esto, es especialmente importante evaluar correctamente la localización de la zona de pérdida, aún cuando esto signifique gasto de tiempo y dinero para levantar y correr un estudio de temperatura.</p> <p>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.</p>	<p>1. Considerar 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. Estas acciones pueden curar el sistema si las pérdidas son inducidas.</p>
<p>2. Desplazar la píldora LCM, halar y esperar:</p> <p>Desplazar un gran volumen de píldora viscosa usando la mezcla de LCM grueso. Desplazar en el fondo y halar y esperar de 2 a 4 horas.</p> <p>Note: Asegurarse que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin taparse. Para tamaños de brocas menores de 8 1/2", es recomendable viajar y desplazar píldoras LCM gruesa de composición abierta.</p> <p>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.</p>	<p>2. Identificar la zona de pérdida, desplazar de 50 a 100 bbl de píldora LCM, halar y esperar de 2 a 4 horas:</p> <p>La píldora deberá ser hecha usando el lodo activo conteniendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 30-50 lb/bbl LCM Extra pesado (un solo aditivo o mezcla, preferiblemente conteniendo fibra o cáscara de nuez)</li> <li>• 20 lb/bbl LCM pesado</li> <li>• 10 lb/bbl LCM medio</li> </ul> <p>Note: Asegurar que las boquillas de la broca son lo suficientemente grandes para permitir el paso de la LCM sin tapar. Ser preparadas para el relleno del shaker.</p>
<p>3. Desplazar píldora de pérdida de circulación especial:</p> <p>a. Zonas de Pérdida Natural</p> <p>Seleccionar un tapón ajustable basado en la tasa de pérdida estática, resistencia del tapón requerida y presión diferencial, y el tipo de formación.</p> <p>b. Fracturas Inducidas</p> <p>Desplazar y squeeze una mezcla de altas pérdidas de fluido como el Diaseal M o atapulguita adyacente a la zona más probable de pérdida. Usar el método de hesitation squeeze para desarrollar y mantener la presión. A menos que la pérdida ocurrió en conjunto con un cambio de ROP, identificar la zona de pérdida, no asumir que la zona de pérdida es en fondo.</p> <p>Si la píldora para altas pérdidas de fluido falla, proceder a seleccionar un tapón ajustable.</p>	<p>3. Si las pérdidas severas continúan, repetir la píldora. Si las pérdidas parciales ocurren ahora, referirse a los procedimientos anteriores, para establecer la nueva tasa de pérdida.</p>
<p>4. Desplazar la píldora "fuerte":</p> <p>Si las pérdidas severas continúan, desplazar la píldora fuerte como DOB2C, cemento de magnesio, arena cubierta con resina, latex, silicato/cemento, etc.</p>	<p>4. Si las pérdidas severas aún continúan, considerar tapones ajustables.</p>
<p>5. Usar una técnica de perforación alternativa:</p> <p>Si las pérdidas severas continúan y son inaceptables, usar técnicas alternativas las cuales toleren el problema y permitan que la perforación continúe.</p> <p>Estas técnicas alternativas incluyen: capa de lodo flotante, perforación ciega, lodo gaseoso, espuma, niebla, perforación aérea.</p>	
<p>6. Situar un casing o un liner una vez la zona de pérdida ha sido completamente perforada.</p>	

Fuente. Ibíd., P. 182. Modificado por los autores.

En las tablas de la 10 a la 13, se describen los procedimientos para curar las pérdidas de circulación, teniendo en cuenta el caudal de la pérdida.

En la tabla 10 se observan las acciones iniciales que se deben seguir cuando se ha identificado una posible pérdida de fluido. Se puede observar que los dos manuales tienen un procedimiento similar.

Cabe resaltar, que no solo estos dos manuales recomiendan estas acciones iniciales, sino que también es un procedimiento de rutina que los jefes de equipo y company man siguen. Esto último se confirmó con una visita a un taladro, donde el pozo que estaba siendo perforado pasaba por una zona de pérdidas ya identificada con anterioridad. A la profundidad de esta zona, la cuadrilla se concentró en los tanques para observar los retornos y así poder identificar a tiempo la pérdida de fluido. La zona fue curada con éxito a tiempo gracias al buen trabajo de la cuadrilla.

En la tabla 11 se encuentra el procedimiento cuando las pérdidas son menores, es decir, poca filtración. También se observa la similitud a manera general, de los procedimientos a seguir. Aunque son similares, el manual BP-LOST CIRCULATION MANUAL, es más específico que el ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES).

En la tabla 12 se describe el procedimiento para las pérdidas parciales. Aquí se observa que el manual ARCO-LOST CIRCULATION MANUAL (BAKER HUGHES), tiene un procedimiento más detallado, y lo divide dependiendo si la pérdida fue inducida, o fue por zonas naturales de pérdida.

En la tabla 13 se encuentra el procedimiento para pérdidas severas, en donde se puede observar de nuevo la similitud de los procedimientos descritos en los dos manuales.

Cabe notar que para una buena cura de pérdidas de fluido, inicialmente se debe establecer el caudal de la pérdida. Todos los procedimientos anteriores necesitan de una píldora LCM, la cual actúa creando una película en la formación que actúa como sello. Dependiendo si las pérdidas son menores, parciales, o severas se prepara la píldora, ya que el sello debe cumplir con las especificaciones necesarias para actuar de manera exitosa. Sólo si las pérdidas son aceptables, se puede trabajar sin necesidad de esta píldora, y ser controlada mediante la reducción del peso del lodo.

Los problemas derrumbe y lavado de hueco, no se tuvieron en cuenta para los cuadros comparativos, ya que pertenecen a pega de tubería por geometría del hueco, el cual se comenta en el cuadro perteneciente a este problema.

La pesca en el pozo tiene un procedimiento general, el cual es descrito en el capítulo 2. Todas las empresas coinciden en este procedimiento, por lo tanto tampoco se tuvo en cuenta para el cuadro comparativo. Cabe resaltar, que en la visita a taladro, se averiguó sobre este problema, donde se conoció que el procedimiento dependía de que se iba a pescar y la herramienta a utilizar. Cada herramienta tiene un procedimiento diferente, el cual es descrito por el fabricante. Estos procedimientos de cada herramienta, también están descritos en el capítulo 2.

Para estos cuadros se tuvieron en cuenta entonces, los problemas más frecuentes durante una perforación, donde se pierde la mayor parte del tiempo y que conllevan a situaciones más desfavorables, como lo es abandonar el hueco y/o pérdida del equipo (taladro o vidas).

## 5. INFORMES DE SITUACIONES ANORMALES EN CASOS REALES DE LA INDUSTRIA<sup>50</sup>

La teoría es fundamental para el desarrollo de problemas y situaciones anormales durante la perforación y por lo general es esta información la que encontramos plasmada en los libros. Por otra parte es poca la información que se tiene acerca de procedimientos o medidas a tomar en el manejo de una situación anormal en un caso real de perforación debido a que esta información es poco pública.

En este capítulo se hablara de manera general sobre los casos reales de pozos en los que se presentaron los problemas y situaciones anormales más representativas mencionadas en capítulos anteriores con el fin de; identificar el problema, observar los procedimientos de solución y observar los resultados debido a las implicaciones que representa dicho problema.

En la siguiente tabla se muestran los casos de pozos que se trabajaran en el transcurso del capítulo con una breve descripción del problema que se presento durante la operación de perforación.

**Tabla 14. Pozos y sus respectivas situaciones anormales.**

<b>POZO</b>	<b>SITUACIÓN ANORMAL</b>
A	Perdida de Circulación
B	Perdida de Circulación, Pega Diferencial e Influjos
C	Pega Diferencial, Pesca, Influjos y Abandono de Pozo
D	Fallas de Motor, Taponamiento de Herramientas y Fallas Eléctricas

**Fuente.** Confidencial.

---

<sup>50</sup> Reportes confidenciales de una empresa de perforación.

A continuación se darán a conocer los informes de pozos mencionados en la tabla anterior de manera más explícita, en donde se conocerán las generalidades de la situación anormal presentada, los procedimientos de solución y las implicaciones que estos problemas presentaron a nivel económico.

### 5.1. Reporte del pozo A (perdida de circulación)

**Tabla 15. Datos del pozo A**

<b>DATOS DEL POZO A</b>	
<b>Clasificación</b>	Inyector Desviado
<b>Campo</b>	Prueba 1
<b>Estructura</b>	Anticlinal Prueba 1
<b>Formaciones</b>	Primario - Arenitas de la zona C;
	Secundario – Arenitas A y B
<b>Estado Final del Pozo</b>	Inyector
<b>Perforación Iniciada</b>	29 de enero de 2010
<b>Perforación Concluida</b>	03 de Febrero de 2010
<b>Profundidad Total:</b>	3,491.0 pies
<b>Profundidad Vertical:</b>	3,336.8 pies
<b>Elevación mesa rotaria:</b>	338.83 pies
<b>Elevación terreno:</b>	322.83 pies

**Fuente.** Confidencial.

## **Generalidades**

El equipo se aceptó el 29 de enero de 2010 a las 22:00 hrs; para comenzar a perforar el hueco de superficie del pozo. Se armó y bajó broca PDC de 12-1/4", y se perforó desde superficie hasta 200'. Continúa perforando sección de 12-1/4" desde 200' hasta 336', se bombeó 30 bbl de píldora viscosa para la limpieza del hueco. Sacó BHA # 1 desde 336' hasta superficie, se quebró 1 x 8" SPDC.

Se bajo 8 juntas de casing de 9-5/8", desde superficie hasta 331', (Tope de zapato @ 329.5'). Se corrió cabezal sistema DTO (Drilling Time Optimization) el cual se bajó con el último casing que entró al pozo. Se probó líneas con 1500 psi por 5 minutos. Se procedió a cementar revestimiento de superficie, bombeando 33 bbl de lechada Lead acelerada de 15.6 ppg equivalentes a 190 sacos de cemento clase G más aditivos, finalmente desplazó con 26 bbl de agua fresca, un back flow de 0.5 bbl y retornaron 11 bbl de cemento.

Se liberó Landing Joint, se limpió y cello, se retiró flow line y válvulas laterales, se cortó y retiró tubo conductor de 13-3/8" e instaló casing head spool 9-5/8" x 11" - 3M. Montó y probó con 250 y 2100 psi set de preventoras. Se armó las herramientas direccionales.

Armó y bajó BHA # 2 direccional con broca 8.750" x 9-1/2", se encontró el tope de cemento @ 312'. Se realizó la prueba de casing a 1100 psi en cabeza las bombas del taladro. Se realizó drillout de cemento hasta el zapato flotador, se desplazó agua fresca por lodo de perforación de 8.8 ppg, se perforó 10 pies más de formación hasta 346'. Se realizó prueba de integridad de la formación (FIT) con bombas del taladro, el resultado fue 142 psi y peso equivalente de lodo (EMW) de 17.06ppg.

Se continuó perforando direccionalmente sección de 9-1/2" desde 346' hasta 3491', con los siguientes parámetros: ROP: 140 ft/hr, WOB 10-14 Kp; Q =368-700 gpm; P = 1300-3200 psi; RPM = 70/90; Torque = 9000 - 10000 lb-ft, se tomó el último survey @ 3433' Inc 18.87°, Azi: 355.31, se bombeó 30 bbl de píldora de

baja viscosidad y 30 bbl de píldora viscoso-pesada. Durante la perforación de hueco de 9-1/2" se presentaron **pérdidas totales de circulación** (475 bbls), se bombean 40 bbls de píldora de material de perdida, se perfora desde 1972' hasta 2025' observándose 250 bbls de perdida, se bombea nuevamente 40 barriles de píldora con material de perdida, se retira sarta hasta 1400'y se chequea flujo, se circula con 270 gpm, obteniendo pérdidas de 200 bbls, se bombean 40 bbls de material de perdida, se realiza el mismo procedimiento y se obtienen 300 bbls de pérdida de lodo, se bombean 40 BBLS N-SQUEEZE / N-PLEX y se espera hasta que la píldora haga sello, se circula y se observan retornos en superficie. Se continúa perforando hasta TD, con parámetros controlados y **pérdida constante de lodo**.

Se realizó viaje corto hasta 1165', rimando **puntos apretados**. Sacó BHA # 2 desde 3491' (TD) hasta superficie sin problemas. Se quebró broca, se armó y bajó herramientas de registros eléctricos resistivos y nucleares AIT, LDL, CNL, GR, SP, EMS, desde superficie hasta 3491'. Se tomaron registros eléctricos sin problemas.

Se procede a armar herramienta CRT, luego bajó 88 juntas de revestimiento de 7", 26 lb/pie, incluyendo shoe track hasta 3479', el tope del collar flotador @ 3437 ft y el tope del zapato flotador @ 3477.5 ft. Circuló casing el pozo hasta limpiar el hueco para cementación.

Se probó las líneas a 500 y 3000 psi. Se procedió a cementar revestimiento de 7", se descargó tapón de fondo, se bombeó como sigue 20 bbl de mud flush, 60 bbl de Superflush y finalmente 20 bbls de Tuned Spacer III, 50 barriles de Lead cement equivalentes a 113 sacos, bombeo 169 barriles de lechada a 12.8 ppg equivalentes a 445 Sacos de cemento. Se desplazó con y 169 bbl de salmuera y sentó tapón con 1398 psi, no retorno cemento y se obtuvo un back flow de 1 bbl. Se limpió contrapozo, sentó casing slips (Hanger) y cortó revestimiento de 7", se desmontó set de preventoras, dejando el pozo listo para el completamiento.

Se liberó el equipo a las 05:00 hrs del día 3 de febrero de 2010.

### **Distribución de porcentaje operacional y estado final del pozo**

La siguiente tabla incluye los porcentajes de las etapas parciales que conforman la operación de perforación.

Los tiempos programados inicialmente para las operaciones del pozo se proyectaron en 4.7 días y se emplearon 4.29 días (0.41 días menos de lo planeado).

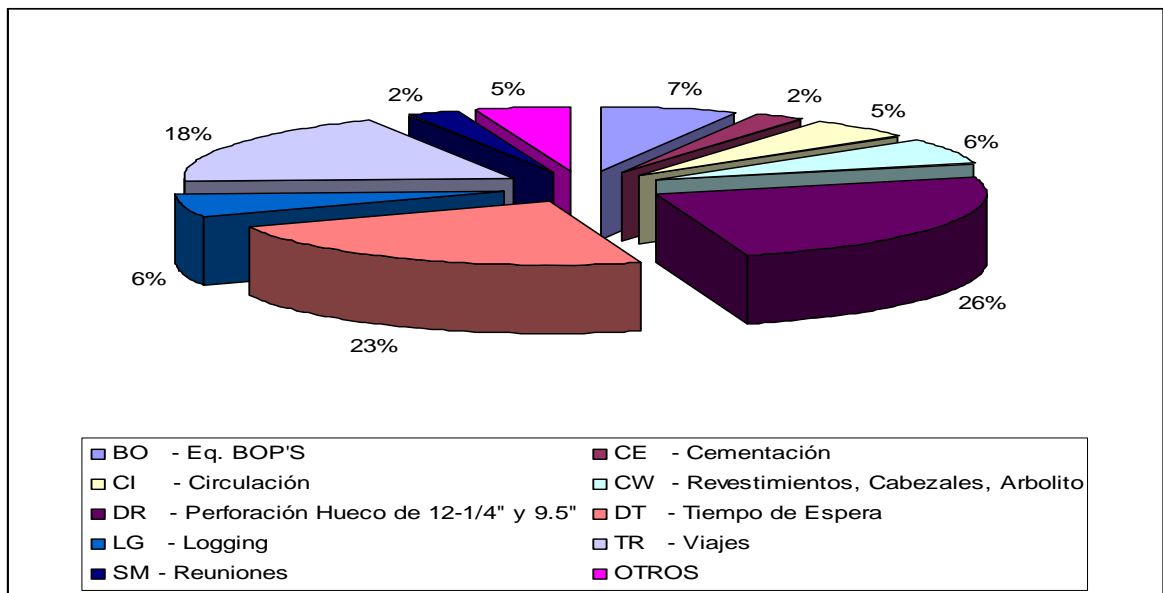
Se anexa la descripción gráfica del estado mecánico final del pozo una vez terminadas las operaciones de perforación, con los topes de los diferentes revestimientos.

**Tabla 16. Optimización del tiempo de perforación.**

<b>OPERACIÓN</b>	<b>HORAS</b>	<b>DIAS</b>	<b>%</b>
<b>BO - Eq. BOP'S</b>	7	0.29	6.8
<b>CE - Cementación</b>	2.5	0.1	2.43
<b>CI - Circulación</b>	5.5	0.23	5.34
<b>CW - Revestimientos, Cabezales, Arbolito</b>	6.5	0.27	6.31
<b>DR - Perforación Hueco de 12-1/4" y 9.5"</b>	25.5	1.06	24.76
<b>DT - Tiempo de Espera</b>	23.5	0.98	22.82
<b>LG - Logging</b>	6	0.25	5.83
<b>TR - Viajes</b>	19	0.79	18.45
<b>SM - Reuniones</b>	2.5	0.1	2.43
<b>OTROS</b>	5	0.21	4.85
<b>TOTALES</b>	<b>103</b>	<b>4.29</b>	<b>100</b>

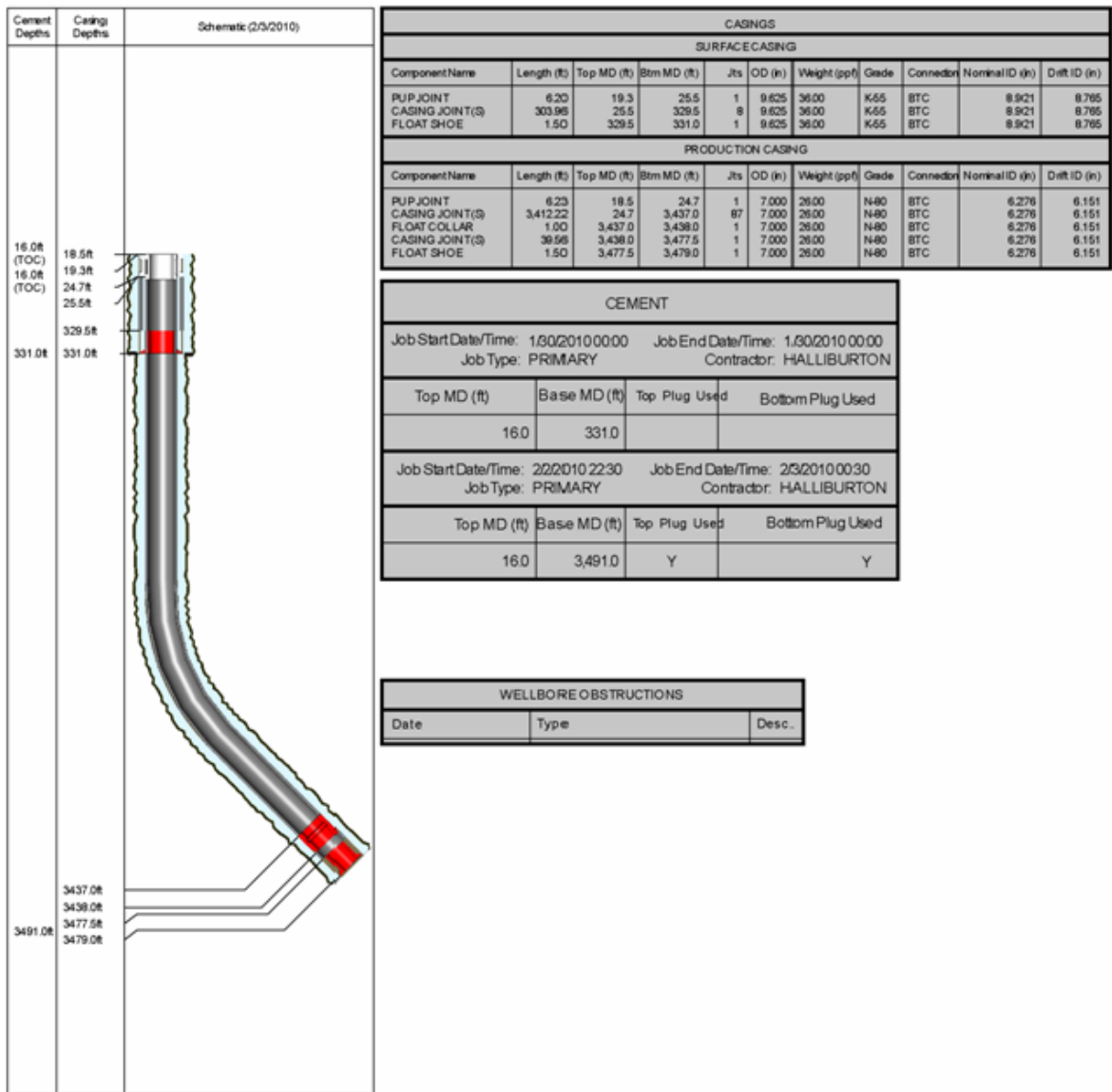
Fuente. Confidencial.

**Figura 42. Distribución de porcentaje operacional del pozo A**



**Fuente.** Confidencial.

**Figura 43. Estado mecánico del pozo A**



**Fuente.** Confidencial.

**Reporte de lodo y gráficas del pozo.**

A continuación se presenta el reporte final de fluidos de perforación para el pozo C-2639. Se consideraron las dos secciones: 12-1/4" y 9.5".

A continuación se muestran las propiedades del lodo en cada fase de perforación:

- **Fase de 12-1/4"**

Densidad (lpg):	8.9 - 9.1
Viscosidad (s/qt):	35 - 51
PH:	8.6 - 9.0
VP (cp.):	6 - 19
YP (lb/100ft <sup>2</sup> ):	9 - 19

**Fase de 9 – 1/2"**

Densidad (lpg):	8.9 – 9.3
Viscosidad (s/qt):	50 - 146
PH:	8.9 – 10
Filtrado (cc/30 min):	4.6 – 8.0
VP (cp.):	10 - 28
YP (lb/100ft <sup>2</sup> ):	19 - 23

Costo lodo: US\$ **151,744.58**

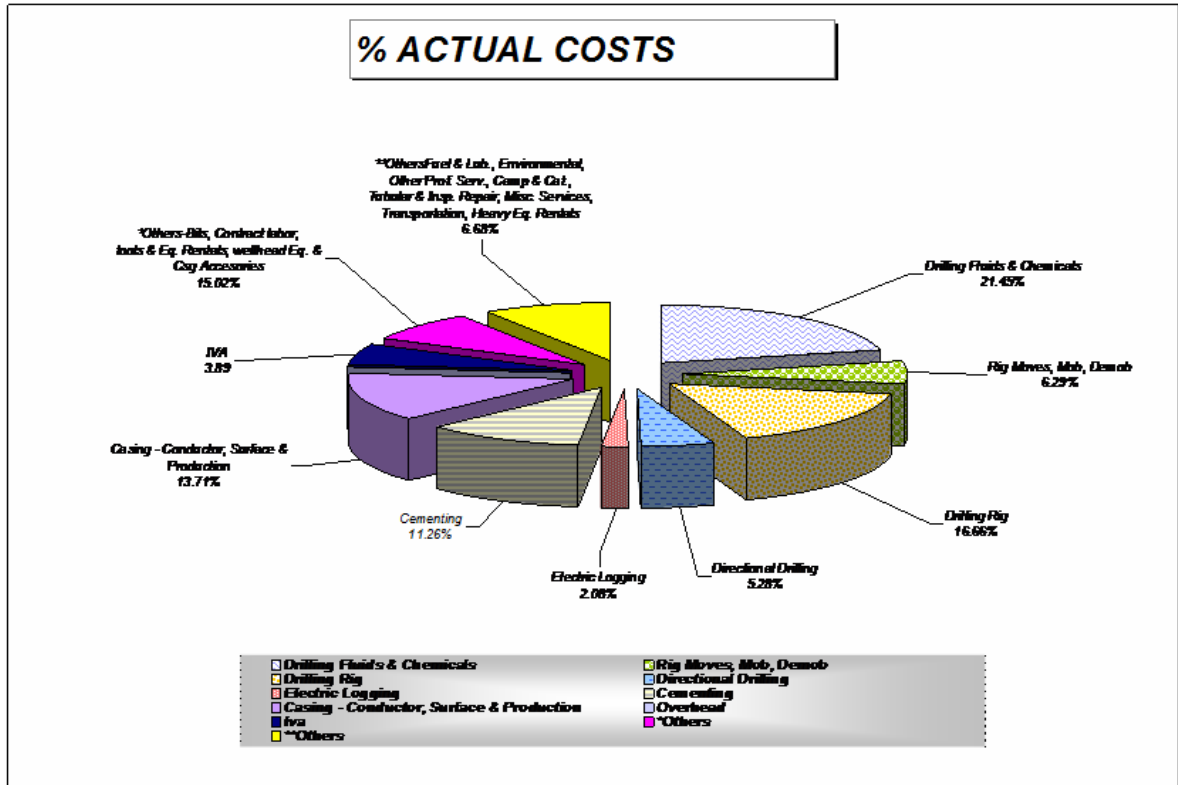
**Reporte de costos.**

Este reporte muestra los costos estimados en la operación de perforación contra los costos reales ocurridos durante la operación.

Para este pozo se estimó en US\$599,931 y los costos reales fueron de US\$744,823.72 lo que indica que el gasto fue mayor en US\$144,892, 24% más de lo estimado.

Lo anterior en razón a que costos como el de manejo de cortes, costo total del taladro, Fluido de perforación y cementación fueron más altos de lo planeado.

Figura 44. Distribución de los porcentajes de costos del pozo A



Fuente. Confidencial.

5.2. Reporte del pozo B (perdida de circulación, pega diferencial e influjos).

Tabla 17. Datos del pozo B

DATOS DEL POZO B	
Clasificación	Productor Desviado
Campo	Prueba 2
Estructura	Anticlinal Prueba 2
Formaciones	Primario - Arenitas de la zona C; Secundario Arena (Zona A y B).

<b>Estado Final del Pozo</b>	Productor
<b>Perforación Iniciada</b>	10 de Septiembre de 2010
<b>Perforación Concluida</b>	17 de Septiembre de 2010
<b>Profundidad Total:</b>	2,091.0 pies
<b>Profundidad Vertical:</b>	2,049.1 pies
<b>Elevación mesa rotaria:</b>	368.77 pies
<b>Elevación terreno:</b>	384.77 pies

**Fuente.** Confidencial.

### **Generalidades**

El día 10 de septiembre de 2010 a las 05:30 hrs. se da inicio a la perforación de la primera sección del pozo productor desviado, previa a esta operación se realiza inspección visual y reunión pre-operacional.

Se realizó la perforación del hueco de superficie en dos secciones, en la primera inició operación con armado de BHA # 1 con broca 12-1/4", perforando desde superficie hasta 95'. Sacó BHA # 1 compuesto por broca PDC 12¼", Bit sub, DC 8", STB 12-1/4", DC 8", X/O, DC 6-1/2".

En la segunda sección, se armó BHA # 2 con broca 12-1/4", perforando desde 95' hasta 526'. Bombeó 40 Bbls de píldora viscosa circulando hasta obtener retornos limpios en superficie con 400 gpm y 2220 psi; sacó BHA # 2 compuesto por broca PDC 12¼", Mud Motor 8", X/O 8", Float sub, Monnel 6- ¾", Index, Antenna, X/O, 2 DC 6-1/2" y 12 HW 4½"; desde 526' hasta superficie.

Se realizó una reunión pre-operacional y se armó herramientas para bajar revestimiento de 9-5/8". Se bajó 13 juntas de revestimiento más un pup joint de 9-5/8, desde superficie hasta 520' (Tope de zapato 519').

ITEM (TOP)	LENGTH	DEPTH (BOTTOM)	DEPTH
1 FLOAT SHOE	1.0 FT	520 FT	519 FT
13 JOINTS OF 9-5/8"	496.32 FT	519 FT	22.7 FT
1 PUP JOINT	6.71 FT	22.7 FT	16.0FT

Se realizó arme de líneas y se probó con 500 y 1500 psi por 5 minutos; se procede a cementar revestimiento de 9-5/8" como sigue:

- Bombeó 60 Bbls de lechada de principal de 15.6 lpg @ 4 BPM (285 sacos de cemento clase G + 1.5 CaCl<sub>2</sub> + 0.012 GAL /SX D-AIR 3000).
- Soltó tapón y desplazó con 40 Bbls de agua.
- Se realizó Back flow de 0.25 Bbls.
- Retornaron 17 Bbls de cemento en superficie

Se retiró R&R tool, Gumbo Buster y CRT. Instaló válvulas FMC, flowline y Gumbo Buster. Se instaló válvula de la sección A del cabezal y spacer spool (DTO), se probó con 250 y 3000 psi por espacio de 5 minutos. Se Montó y probó set de preventoras con 250 y 2100 Psi. Se realizó prueba de revestimiento con 1100 psi, presión en cabeza de 960 psi y presión final de 947 psi durante 30 minutos.

Se realizó reunión pre-operacional, se armó y bajó ensamblaje de fondo # 2, se bajó desde superficie hasta 517' (TOC). BHA #2 como sigue: 4X 4 1/2" HW 41#/FT + JAR + 15 JTS 4 1/2" HW 41#/FT + 2 DC 6 1/2" + XO+ M\WD + MONEL + STB + FLOAT SUB + 6 3/4" MUD MOTOR + BICENTER BIT #2U 8 1/2" X 9 7/8" SMITH TYPE: QDMI4219PX, S/N: JD5878,JD5621, NOZZLES: 6X14/32 TFA 0.703.

Se realizó Choke drill. Se Realizó Drillout de cemento, equipo de flotación y 10 pies de formación nueva, desde 526' hasta 536', circulando cambiando el agua por

lodo. Realizó prueba de integridad de formación (FIT), con peso de lodo equivalente de 16.84 lpg y 220 psi en superficie.

Perforó hueco de 9-7/8" desde 536' hasta 1617' WOB: 10 - 18 klbs, 350 – 600 gpm. A 1617' se bombeó 40 bbl de píldora viscosa. A 1437' se observó **pérdidas de circulación**. Bombeó @ 1417' 40 bbl de píldora con 80 lpb de lcm. Continua perforación desde 1617' hasta 1705'.

A 1705' observó **influjo de gas**, se realizó Well control incrementando peso de lodo desde 9.1 ppg hasta 9.8 ppg. Se continúa la perforación desde 1705' hasta 1932'. A 1842', 1926', se bombea 40 bbl de píldora con 80 ppb de lcm y 3.3 ppb de clay grabber. A 1932' se bombeó y colocó en fondo 80 bbl de píldora de 80 ppb de lcm con 3.3 ppb de clay grabber. Se sacó tubería desde 1932' hasta 1752' con **puntos apretados**, se esperó acción de píldora. Pérdidas acumuladas: 363 bbl. Se preparó y acondicionó 515 bbl de lodo en el sistema y reserva. Se observó **pozo fluyendo**, se realizó Well control incrementando peso de lodos desde 10.1 ppg hasta 10.8 ppg.

Se bajó tuberías desde 1752' hasta 1932' encontrando puntos apretados y rimándolos. Se bombeó y colocó en fondo 80 bbl de píldora con 80 ppb de lcm y 3.3 ppb de clay grabber. Se sacó tubería desde 1932' hasta 1253', se realizó back reaming desde 1932' hasta 1887'. Mientras se esperaba acción de píldora, se preparó 190 bbl de lodo en el sistema. Se bajó tuberías desde 1887' hasta 1932', se continuó la perforación hasta 1947'. Se bombeó y espoleó 80 bbl de píldora con 80 ppb de lcm y 3.3 ppb de clay grabber. Se saco tubería desde 1947' hasta 1842'. Se observó **influjo de gas**. Se realizó Well control incrementando el peso del lodo de 10.8 ppg a 11.4 ppg.

Se bajó tubería desde 1842' hasta 1947'. Se bombeó y se puso en fondo 60 bbl de píldora de 11.4 ppg, 80 ppb de lcm y 3.3 ppb de clay grabber. El tope de píldora 1314'. Se sacó tubería hasta 1256'. Se saco a superficie. Se cambio de BHA # 3 direccional por BHA # 4 de contingencia. Se bajo hasta 1947'. Se continuó la

perforación desde 1947' hasta 2091' (TD). Se circulo píldora a 2039' y 2070' de 40 bbl cada una. Se bombeo y puso en fondo 60 bbl de píldora con 120 ppb de lcm y 4.2 ppb de clay grabber. Se saco tubería hasta 1724'. Se observo **pozo fluyendo**. Se Realizó Well control incrementando peso e lodo a 12.5 ppg.

Se bajo tubería rimando dese 1769 hasta 1904', **intento de pega diferencial** a 1859' y 1904'. Se bombeo y espoleo 40 bbl de píldora con 120 ppb de lcm. Total bbl de lodo perdido: 2497 bbl. Se observo **pozo fluyendo**. Se realizó Well control, circulo hasta homogenizar peso en 12.5 ppg. Se bajo rimando hasta 2091' (TD) con 400 gpm y 120 rpm y circulo. Se saco tubería hasta superficie. Total pérdidas acumuladas: 2521 bbl.

Se realizó reunión pre-operacional de corrida de registros eléctricos. Se armó herramienta, se bajó herramienta desde superficie hasta 1788', se encontró restricción, se intentó bajar sin éxito. Se decidió sacar herramienta a superficie. Se armo BHA # 5 y bajo tubería hasta 2091', rimo desde 1658' hasta 2091'. Se observo **pozo fluyendo**. Se realizo Well control circulando y homogenizando peso a 12.5 ppg. Se saco a superficie BHA # 5. Se observo **pozo fluyendo**. Se circula por el kill line. Se bajó BHA # 6 desde superficie hasta 806'. Se monitoreó pozo con tanque de viaje. Se sacó BHA # 6. Se realizó reunión pre-operacional de corrida de registros eléctricos. Se armó herramienta y se bajó desde superficie hasta 1788', se encontró restricción y se intentó bajar sin éxito. Se decidió sacar herramienta a 520' registrando. Se sacó y desarmó herramienta.

Se realizó reunión con todo el personal para dar inicio corrida de revestimiento de 7". Se armó CRT. Se realizó corrida de revestimiento de 7", 26 #/ ft N80 BTC en hueco de 9-1/2", desde superficie hasta 444.72'

Se continuó bajando casing de 7" desde 444.72' hasta 1874.8' de la siguiente manera:

ITEM	LENGTH	DEPTH (BOTTOM)	DEPTH (TOP)
1 FLOAT SHOE	1.00 FT	1874.8 FT	1873.8 FT
1 SHOE TRACK	34.16 FT	1873.8 FT	1839.6 FT
1 FLOAT COLLAR	1.00 FT	1839.6 FT	1838.6 FT
49 JOINTS OF 7"CSG	1,822.63 FT	1838.6 FT	16.0 FT

Se corrió en total 50 juntas más un pup joint, el zapato flotador quedó a una profundidad de 1874.8' y el tope del collar flotador queda a 1838.8'. Se inició circulación con 300 gpm y 280 psi. Se realizó reunión pre-operacional, se instaló y probó líneas con 500 psi y 3000 psi. Se realizó la cementación del revestimiento de 7" como sigue:

- Bombeó 61 Bbls de Tuned Spacer como espaciador de 10.2 ppg.
- Bombeó 136 Bbls de lechada de principal de 13.8 lpg (450 sxs de cemento clase G) (0.012 gal/st + defoamer + 0.15 gal/sk low fluid loss control)
- Soltó tapón y desplazo con 10 Bbls de agua y 70 Bbls de salmuera.
- Retorno 17 Bbls (13.0 ppg) de cemento a superficie.

Se observó un back flow de 4.0 bbl. Se decidió cerrar línea y válvula de 2" de casing head. Se dejó presurizado el sistema para impedir el retorno de cemento a superficie por el efecto de balonamiento. Se esperó 6 horas y realizó de nuevo back flow 0.75 bbl.

Se probó sello del casing hanger con 2000 psi y desmontó líneas de cementación. Desarmó set de preventoras y se quitó CRT.

Se liberó equipo H&P-334 a las 01:00 hrs. del día 17 de septiembre de 2010.

### Distribución de porcentaje operacional y estado final del pozo

La siguiente tabla incluye los porcentajes de las etapas parciales que conforman la operación que fueron necesarias para la culminación de la construcción de este pozo.

**Tabla 18. Optimización del tiempo de perforación del pozo B**

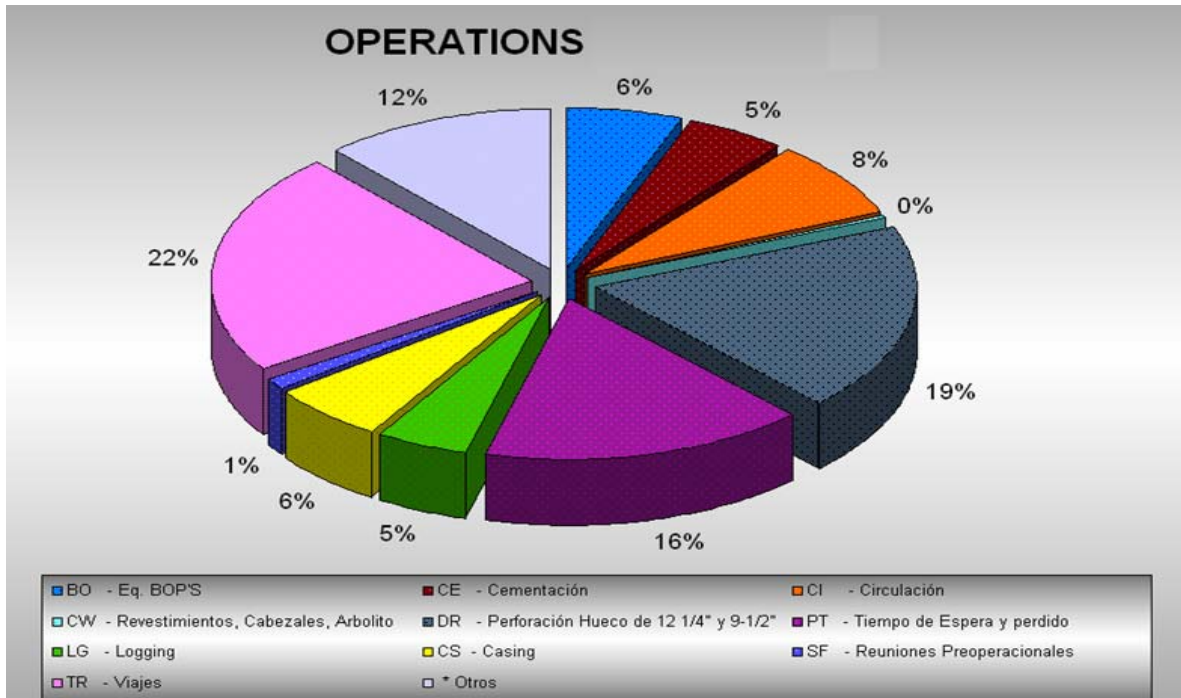
OPERACIÓN	Sum( TIEMPO en hrs)	Sum( Tiempo en días)	%
BO - Eq. BOP'S	10.5	0.44	5.74
CE - Cementación	9.5	0.40	5.19
CI - Circulación	14.0	0.58	7.65
CW - Revestimientos, Cabezales, Arbolito	0.5	0.02	0.27
DR - Perforación Hueco de 12 1/4" y 9-1/2"	34.5	1.44	18.85
PT - Tiempo de Espera y perdido	30.0	1.25	16.39
LG - Logging	9.0	0.38	4.92
CS - Casing	10.5	0.44	5.74
SF - Reuniones Preoperacionales	2.0	0.08	1.09
TR - Viajes	41.0	1.71	22.40
* Otros	21.5	0.90	11.75
<b>TOTALES</b>	<b>183.0</b>	<b>7.63</b>	<b>100.00</b>

**Fuente.** Confidencial.

El tiempo de perforación de este pozo fue de 183.0 horas (7.63 días). El tiempo estimado para este pozo fue de 4.90 días, se utilizaron 65.52 hr más de lo planeado. Esto causado por los imprevistos durante la perforación.

Se anexa la descripción gráfica del estado mecánico final del pozo una vez terminadas las operaciones de perforación, con los topes de los diferentes revestimientos.

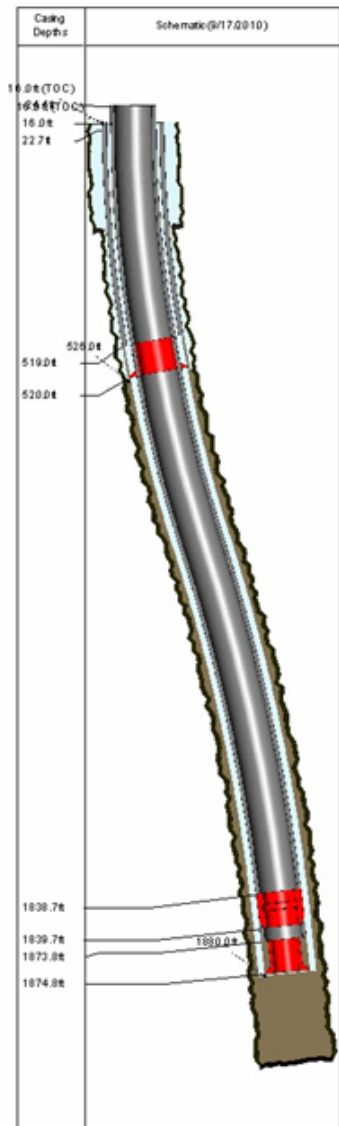
Figura 45. Distribución del porcentaje operacional del pozo B



Fuente. Confidencial.

Figura 46. Estado Mecánico del pozo B

HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
12.25" HOLE	16.0	256.0
9.875" HOLE	256.0	2091.0



CASINGS										
SURFACE CASING										
Component Name	Length (ft)	Top MD (ft)	Bot MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connector	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	6.71	16.0	22.7	1	9.625	36.00	K55	BT C	8.921	8.765
CASING JOINT(S)	496.32	22.7	519.0	13	9.625	36.00	K55	BT C	8.921	8.765
FLOAT SHOE	1.00	519.0	520.0	1	9.625	36.00	K55	BT C	8.921	8.765
PRODUCTION CASING										
Component Name	Length (ft)	Top MD (ft)	Bot MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connector	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	1,863.06	-24.4	1,838.7	50	7.000	26.00	N40	BT C	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	1.00	1,838.7	1,839.7	1	7.000	26.00	N40	BT C	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	34.16	1,839.7	1,873.8	1	7.000	26.00	N40	BT C	6.276	6.151
FLOAT SHOE	1.00	1,873.8	1,874.8	1	7.000	26.00	N40	BT C	6.276	6.151

CEMENT			
Job Start Date/Time: 9/10/2010 21:34		Job End Date/Time: 9/10/2010 22:10	
Job Type: PRIMARY Contractor: HALLIBURTON			
Top MD (ft)	Base MD (ft)	Top Plug Used	Bottom Plug Used
16.0	526.0	Y	
Job Start Date/Time: 9/16/2010 09:00		Job End Date/Time: 9/16/2010 12:00	
Job Type: PRIMARY Contractor: HALLIBURTON			
Top MD (ft)	Base MD (ft)	Top Plug Used	Bottom Plug Used
16.0	1860.0	Y	Y

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.

Fuente. Confidencial.

## **Resumen de brocas**

Para la perforación del pozo se utilizaron dos brocas:

### ***BHA No.1***

Broca de 12-1/4", usada, vestida (5x12/32" Jets). Con esta broca se perforó bajo los parámetros nombrados a continuación, el hueco de superficie hasta una profundidad total de 95'.

Parámetros de Perforación:

WOB = 7 – 9 klb

Q = 330 GPM

P = 470 psi

RPM = 40 - 90

TORQUE = 2000 - 5000 Lb-pie

Se perforaron 79' en alrededor de 1.5 horas, con lo cual se obtuvo la siguiente tasa de perforación: **ROP = 52.7 ft/h.**

### ***BHA No.2***

En una segunda corrida, esta misma broca perforó formación desde 95' hasta 526', bajo los parámetros nombrados a continuación.

Parámetros de Perforación:

WOB = 7 – 12 klb

Q = 700 GPM

P = 2150 psi

RPM = 90 - 100

TORQUE = 3000 - 8000 Lb-pie

Se perforaron 431' en alrededor de 4.5 horas, con lo cual se obtuvo la siguiente tasa de perforación: **ROP = 95.8 ft/h.**

***BHA No.3***

Broca de 9-7/8", usada. Con esta broca se perforó bajo los parámetros nombrados a continuación, el hueco de producción iniciando a 526' y alcanzando una profundidad total de 1947'.

**Parámetros de Perforación:**

WOB = 15 – 18 klb

Q = 400 GPM

P = 1350 – 2600 psi

RPM = 80 - 100

TORQUE = 6000 - 8000 Lb-pie

Se perforaron 1421' en alrededor de 19.5 horas, con lo cual se obtuvo la siguiente tasa de perforación: **ROP = 72.9 pph.**

***BHA No.4***

En una segunda corrida esta broca perforó formación desde 1947' hasta 2091', bajo los parámetros nombrados a continuación.

**Parámetros de Perforación:**

WOB = 12 – 20 klb

Q = 350 - 400 GPM

P = 1820 – 2300 psi

RPM = 90 - 150

TORQUE = 15000 - 16000 Lb-pie

Se perforaron 144' en alrededor de 7 horas, con lo cual se obtuvo la siguiente tasa de perforación: **ROP = 20.6 pph.**

### ***BHA No.5***

Con esta broca se rimó bajo los parámetros nombrados a continuación, el hueco de producción iniciando a superficie y alcanzando una profundidad total de 2091'.

### **Parámetros de Perforación:**

WOB = 5 – 20 klb

Q = 400 GPM

P = 1450 psi

RPM = 100

TORQUE = 15000 - 16000 Lb-pie

### **Reporte de lodo y gráficas del pozo**

A continuación se presenta el reporte final de fluidos de perforación para el pozo en el cual se consideraron las secciones: 12¼" y 9-7/8".

Para la perforación de ambas secciones se utilizó el sistema BOREMAX Y AQUAGEL. Durante la utilización de este sistema no se presentó ningún problema de hinchamiento de arcillas ni de inestabilidad de hueco.

Para la fase de 9-7/8" se utilizó lodo reciclado con las propiedades solicitadas para esta fase.

El costo del lodo para el hueco de superficie fue US\$15,976.76 y el costo total del lodo para el hueco de producción fue US\$152,877.87, obteniendo así un total de US\$168,854.63 de todo el fluido utilizado en las dos fases.

## Reporte de costos

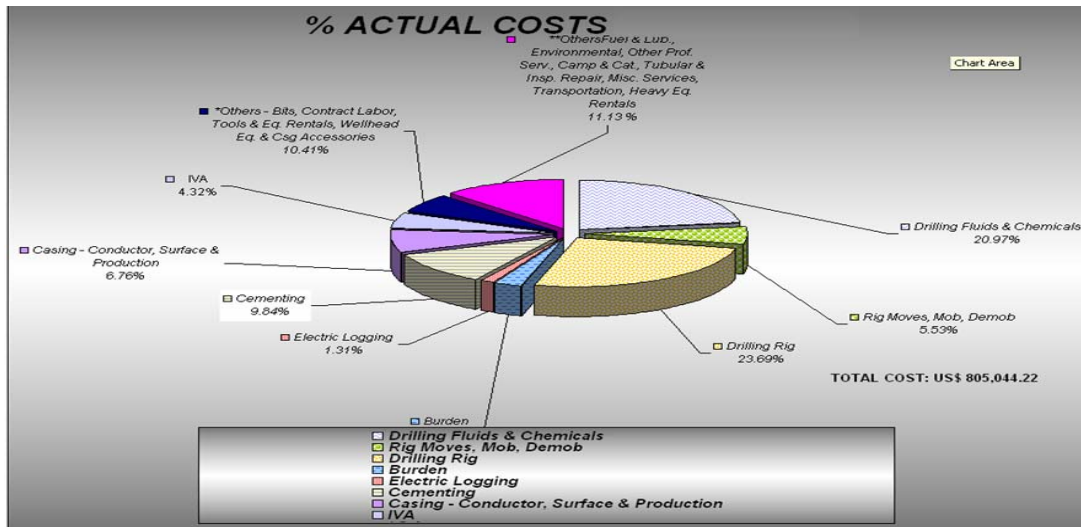
Este reporte muestra los costos estimados para cada código, en la operación de perforación contra los costos reales ocurridos durante la operación.

Para este pozo se estimó en US\$662,422 y los costos reales fueron de US\$805,044.22 (solo perforación).

Hubo un sobre costo de US\$142,622.23 que representa un 21.5 % de sobre costo total.

Lo anterior debido al tiempo durante las operaciones de perforación, además de los costos por compañía relacionados directamente, por inconvenientes presentados durante la perforación.

**Figura 47. Distribución de los porcentajes de costos del pozo B**



Fuente. Confidencial.

### 5.3. Reporte del pozo C (pega diferencial, pesca, influjos y abandono de pozo).

Tabla 19. Datos del pozo C

<b>DATOS DEL POZO C</b>	
<b>Clasificación</b>	Desarrollo
<b>Campo</b>	Prueba 3
<b>Estructura</b>	Flanco Occidental Anticlinal Prueba 3
<b>Formaciones</b>	Arenitas de la zona C
<b>Estado Final del Pozo</b>	Productor Desviado
<b>Perforación Iniciada</b>	16 de Junio de 2010
<b>Perforación Concluida</b>	26 de Junio de 2010
<b>Profundidad Total:</b>	3386.0 pies
<b>Profundidad Vertical:</b>	3252.9 pies
<b>Elevación mesa rotaria:</b>	306.03 pies
<b>Elevación terreno:</b>	290.03 pies

Fuente. Confidencial.

#### Generalidades

El pozo en el subsuelo se dirige hacia el noreste con un azimuth de 188°, teniendo como inclinación máxima 19°. Como principal objetivo se tiene alcanzar las arenas de la zona C, 643' MD; y como objetivo secundario las arenas de la zona B. Se pretende a la vez evaluar las condiciones actuales de la saturación de fluidos en este bloque del anticlinal en sus otras zonas productoras (Zonas A y B). Se propone el pozo productor desviado completar el patrón de inyección definido en la zona. Este pozo contará con soporte de presión de los pozos inyectoras, los cuales se encuentran contemplados en el plan de desarrollo definido para el área.

El equipo se aceptó el 16 de junio de 2010, a las 00:30 hrs para comenzar a perforar el hueco de superficie del pozo. Se armó y bajó broca PDC de 12-1/4" y perforó desde superficie hasta 344'. Se Circuló 30 bbl de píldora viscosa. Se Sacó y quebró BHA #1 desde 344' hasta superficie.

Se bajaron 8 juntas de casing de 9-5/8", desde superficie hasta 339', (Tope de zapato @ 337.5'). Se Probó líneas con 300 & 1500 psi por 5 minutos.

Se procedió a cementar revestimiento de superficie bombeando 45.1 bbl de lechada de 15.6 ppg (220 sacos de cemento clase G más aditivos), se desplazó con 27 bbl de agua fresca, back flow de 0.5 bbl y retornaron 15 bbl de cemento a superficie.

Se limpió y cello, se desarmó flow line, se liberó landing Joint y campana. Se armó set de preventoras 11" - 3000 psi. Se probó preventoras con 250 y 2100 psi. Se realizó prueba exitosa de casing de superficie de 9-5/8" con 1100 psi, durante 30 minutos.

Se armó y bajó BHA # 2 direccional con broca de 9-1/2", con boquillas 3 de 11/32", 4 de 10/32"; se encontró el tope de cemento @ 328'. Se perforó el cemento, equipo de flotación y 10 pies de formación nueva hasta 354 pies. Se realizó prueba de integridad de la formación FIT, con 130 psi en cabeza, con peso equivalente de lodo (EMW) de 17.38 ppg.

Se continuó perforando direccionalmente hueco de 9 1/2" desde 354' hasta 3386' (TD) ROP: 160.1 ft/hr, con los siguientes parámetros: WOB: 8 - 16 klbs; Q: 600 - 700 gpm; P: 3100 psi; RPM: 130-332; SPM: 130; Torque: 9000-7000 lb-ft. KOP: 420' y EOB @ 1041'. Circuló 30 Bbls de píldora visco-pesada con 600 gpm, 80 rpm y 2300 psi.

Se realizó un viaje corto desde 3386' (TD) hasta 3138', se chequeo flujo y observo incremento en el tanque de viaje. Se bajo sarta y BHA #2 desde 3178' hasta 3386'

(TD). Se circulo hasta homogenizar el sistema de de lodo incrementando el lodo de 10.2 ppg hasta 10.8 ppg y chequeo hasta nivel estático.

Se realizó de nuevo un viaje corto desde 3386' (TD) hasta 1990', rimando los puntos apretados sin problemas. Durante el viaje corto se observo incremento en el tanque de viaje.

Se regresó a fondo desde 1990' hasta 3386' (TD) repasando los intervalos apretados. Se chequeo el flujo y de nuevo se observo incremento en el tanque de viaje. Se circulo hasta incrementar el lodo desde 10.8 ppg hasta 11.8 ppg. Se cerro preventoras durante 15 minutos y observo SICP: 0 psi y SIDPP: 0 psi. Abrió preventoras y movió sarta sin éxito con libre circulación. **Se presentó pega diferencial de tubería.**

Se trabajó sarta martillando hacia arriba (200 kips) y hacia abajo (20 kips) sin éxito durante 4.5 hrs. Se bombeó 40 bbls de píldora black magic. Se esperó acción de la píldora con tensión de 80 lbs. y 20 klb-ft de torque. Se trabajó sarta y martillo hacia arriba y hacia abajo sin éxito. Se circuló con 700 gpm para remover píldora black magic. Se acondicionó el lodo de 11.2 ppg hasta 12.0 ppg. Se chequeó el flujo y se observó influjo. Se acondicionó el lodo de 12.0 ppg hasta 12.4 ppg.

De nuevo se bombeó 35 bbls de píldora black magic. Se Esperó la acción de píldora trabajando sarta y martillando hacia arriba (240 -270 kips) y hacia abajo (20 -80 kips) y torque de 20000 lb-ft sin éxito. Se circuló con 400 gpm para remover píldora black magic. Se acondicionó el lodo reduciendo de 12.4ppg hasta 9.5 ppg. Se chequeó flujo y observó **influjo de gas** (SICP: 20 psi, SIDPP: 70 psi). Se realizó Well control acondicionando el lodo de 9.5 ppg hasta 9.9 ppg.

Se continuó trabajo de sarta martillando hacia abajo con 20 kips y 20 klb-ft de torque mientras se circulaba a 400 gpm. Se bombeó por tercera vez 35 bbls de píldora black magic. Se esperó acción de píldora con tensión de 80 lbs. y 20 klb-ft

de torque. Se Martilló hacia arriba (240 -270 kips) y hacia abajo (20 -80 kips) y torque de 20000 lb-ft sin éxito. Se circuló con 400 gpm para remover píldora black magic.

Se armó poleas para correr herramienta. Se chequeó flujo y se observó pozo fluyendo, se cerró preventoras y se observó presiones en cero, se circuló lodo incrementando peso de 10.2 ppg a 10.8 ppg. Se chequeó flujo y observó nuevamente **fluyendo pozo**, se cerró preventoras y se observó presiones en cero, se circuló lodo y se acondicionó el lodo incrementando peso desde 10.8 ppg a 11.4 ppg, se chequeó flujo y se observó pozo estable. Se armó y bajó herramienta Free Point, se determinó puntos libres de sarta. Se desarmó herramienta y armó herramienta string shot para realizar Back off. Se realizaron tres intentos a 3240', 2778' y 2746' (último intento con éxito). Se retiró herramienta de hueco desde 2746' hasta superficie y se recuperaron 2746 pies de tubería de perforación incluyendo 4 HWDP del BHA # 2.

Se armó y bajó BHA # 3 de **pescas** hasta 2751', se enganchó el pescado y torqueó con la sarta. Se levantó y confirmó que el pescado estaba enganchado. Se mezcló y bombeó 30 bbls de píldora de alta viscosidad y circuló un fondo arriba. Se Martilló hacia abajo con máxima fuerza. Se Siguió trabajando sarta martillando hacia abajo (20 kips) y hacia arriba (280 kips) con 20 lb-ft de torque cambiando dirección cada hora sin éxito durante 19.5 horas.

Se mezcló 30 bbls de píldora de ácido HCl y 20 bbls de agua con surfactantes mientras circulaba con 600gpm y 2900 de presión. Se bombeó y balanceó 30 bbls de ácido HCl (Base de la píldora 3240'). Se esperó acción de la píldora. Se martilló hacia arriba (240 -270 kips) y hacia abajo (20 -30 kips) y torque de 20 klb-ft sin éxito.

De nuevo se armó poleas y bajó herramienta de (Free point). Se determinó puntos libres de sarta. Se desarmó herramienta free point y se armó herramienta string

shot para realizar Back off. Se realizaron tres intentos, uno a 2778' y otros dos a 2746' (último intento con éxito). Se sacó herramienta y desarmó poleas.

Se desconectó y sacó sarta desde 2746' hasta superficie. Se quebró BHA# 3 observando desconexión por el crossover encima del screw in sub. Se bajó drill pipe de 4-1/2" desde superficie hasta 2740', mientras se realizaba mezcla de Biozan. Se circuló @ 400 gpm y 290psi. Se balanceó tapón de cemento desde 2740' hasta 2646' con 11 bbls de cemento de 15 ppg (48 sx). Se sacó drill pipe de 4-1/2" desde 2740' hasta 2100'. Se bombeó y balanceó 15 bbls de píldora visco pesada como colchón. Se balanceó tapón de cemento para side track desde 2100' hasta 1564' con 63 bbls de cemento de 16.2 ppg (324.5 sx). Sacó drill pipe de 4-1/2" desde 2100' hasta superficie. Se esperó fragüe del cemento. **Se abandonó hueco original por BHA # 2 lost in hole.**

### Distribución de porcentaje operacional y estado final del pozo

La siguiente tabla incluye los porcentajes de las etapas parciales que conforman la operación de perforación. (Incluye hasta que finalizo las operaciones cuando se abandono por lost in hole).

**Tabla 20. Optimización del tiempo de perforación del pozo C**

OPERACIÓN	HORAS	DIAS	%
BO - Eq. BOP'S	3,5	0,15	1,38
CE - Cementación	1	0,04	0,39
CI - Circulación	3	0,13	1,18
CW - Revestimientos, Cabezales, Arbolito	1,5	0,06	0,59
DR - Perforación Hueco de 12-1/4" y 9-1/2"	20,5	0,85	8,09
DT - Tiempo de Espera	211	8,79	83,23
LG - Logging	0	0	0
TR - Viajes	4	0,17	1,58
OTROS	9	0,38	3,55

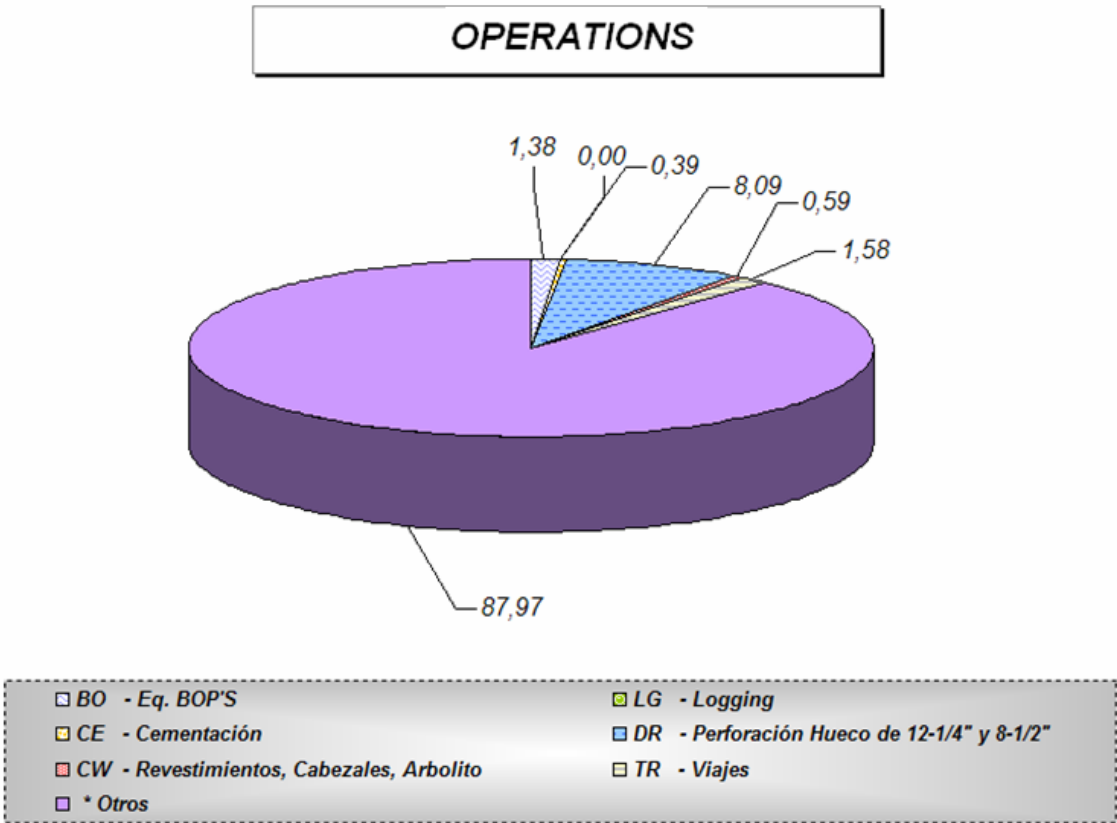
TOTALES	253,5	10,56	100
---------	-------	-------	-----

Fuente. Confidencial.

El tiempo neto de perforación neto, fue de 253.5 horas (10.56 días). El tiempo estimado para este pozo fue de 4.10 días (incluyendo movilización).

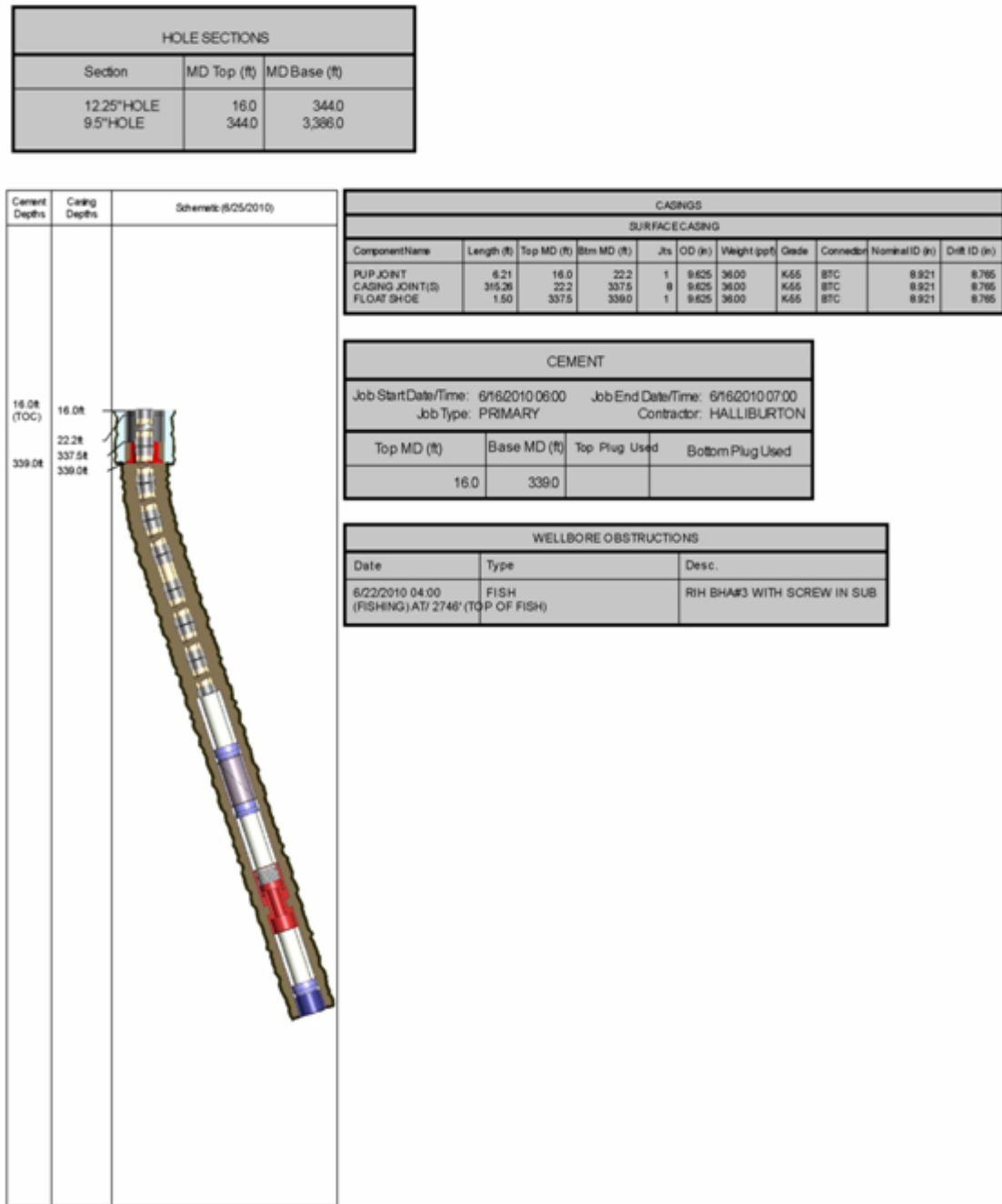
Se anexa la descripción gráfica del estado mecánico final del pozo una vez terminadas las operaciones de perforación, con los topes de los diferentes revestimientos.

**Figura 48. Distribución del porcentaje operacional del pozo C**



Fuente. Confidencial.

**Figura 49. Estado mecánico del pozo C**



**Fuente.** Confidencial.

## **Resumen de brocas**

Para la perforación del pozo CIRA-2916, se utilizaron dos brocas:

La Broca No.1 de 12-1/4" usada, vestida (5X12) perforó el hueco de superficie hasta 344' con una ROP 218.7 neta de pies/hora, utilizando los siguientes parámetros y saliendo con la siguiente calificación:

- 40 - 90 RPM
- 680 GPM
- 4 - 10 WOB

La Broca No. 2, de 9-1/2", vestida 3 de 11/32" y 4 de 10/32"; perforó formación desde 344' hasta 3386' (TD) con una ROP 160.1 neta de pies/hora. Los siguientes son los parámetros usados y la calificación otorgada:

- 130 - 332 RPM
- 600 - 700 GPM
- 8 - 16 WOB
- Lost in hole.

## **Reporte de lodo**

A continuación se presenta el reporte final de fluidos de perforación para el pozo CIRA-2916. Se consideraron las dos secciones: 12 ¼" y 9".

A continuación se muestran las propiedades del lodo en cada fase de perforación:

- **FASE DE 12-1/4”**

<b>Propiedad</b>	<b>Valores promedio</b>
Densidad [ppg]	8.9 – 9.0
Viscosidad Funnel [seg]	40- 48
VP [cp.]	14 – 15
YP [lb/100 ft <sup>2</sup> ]	15 – 17
pH	9.5 - 9.7
MBT [lb/bbl Eq.]	5

**FASE DE 9 1/2**

<b>Propiedad</b>	<b>Valores promedio</b>
Densidad	10.0 – 11.8
Viscosidad Funnel, seg	45 – 59
VP, Cp.	13 – 21
YP, lb/100 ft <sup>2</sup>	17 – 23
Filtrado API, cc/30 min.	4.5 – 4.7
PH	10.1– 10.2
MBT, lpb	5 – 12.5

El costo del lodo para el hueco de superficie fue US\$3,736.72. El costo total del lodo para el hueco de producción fue de US\$123,800.60, obteniendo así un total de US\$127,537.32 de todo el fluido utilizado en las dos fases. El costo del lodo por pie fue de US\$ 37.70 /ft.

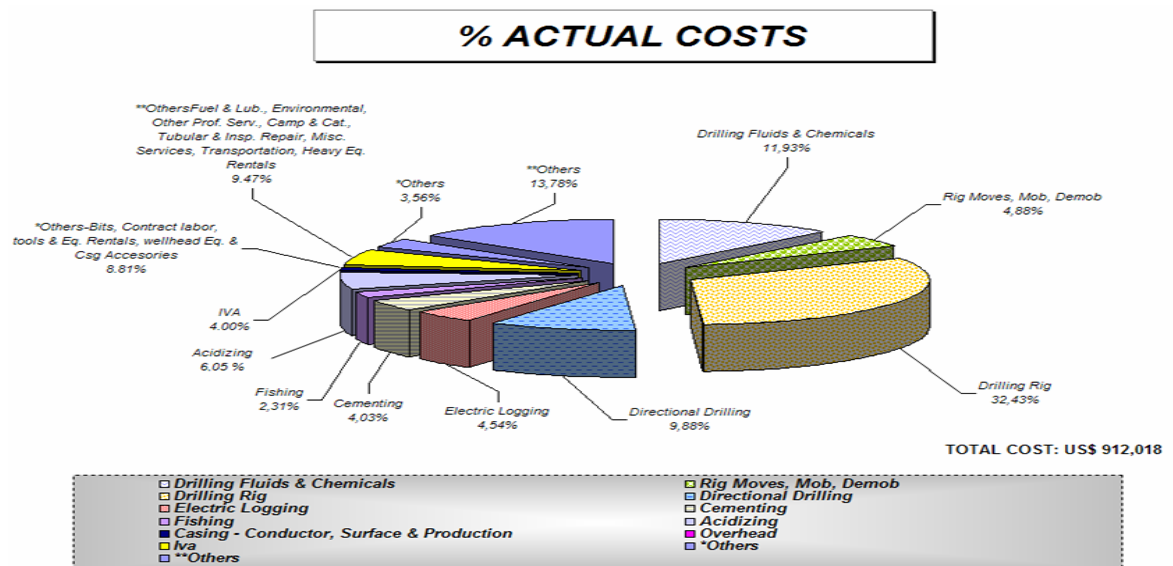
### Reporte de costos

Este reporte muestra los costos estimados en la operación de perforación contra los costos reales ocurridos durante la operación.

Para este pozo se estimó en US\$584,142 (solo perforación según) y los costos reales según fueron de US\$912,018 que indica que el gasto fue un 156.13% mayor respecto al valor presupuestado.

Esto debido a que se tomó más tiempo del planeado en las operaciones de perforación, donde se presentó problema de pega diferencial de tubería, y se realizaron trabajos adicionales, como bombeo de píldora black magic, bombeo de ácido, trabajo de pesca, trabajo de side track entre otros.

**Figura 50. Distribución de los porcentajes de costos del pozo C**



Fuente. Confidencial.

#### 5.4. Reporte del pozo D (falla en el motor, taponamiento de la herramienta y falla eléctrica)

**Tabla 21. Datos del pozo D**

DATOS DEL POZO D	
Clasificación	Productor Vertical
Campo	Prueba 4
Estructura	Anticlinal Prueba 4
Formaciones	Primario - Arenitas de la zona C y D; Secundario Arena (Zona A y B).
Perforación Iniciada	Agosto 22 de 2010
Perforación Concluida	Agosto 27 de 2010
Profundidad Total:	3813.0 pies
Profundidad Vertical:	3812.2 pies
Elevación mesa rotaria:	381.49 pies
Elevación terreno:	365.49 pies

**Fuente.** Confidencial.

#### **Generalidades**

Se propone el pozo 1 productor desviado, para reemplazar al pozo 2 productor inactivo que tiene abandono programado por incremento en el WOR y cuyos costos en un eventual trabajo de WO serían muy elevados. Además de esto, el pozo 2 no alcanzó las arenas de la zona C inferior y zona D donde se encuentra el potencial productivo de esta área del Campo. Se pretende con la perforación del pozo productor 1 completar los patrones de inyección definidos en la zona. Este pozo contará con soporte de presión un pozo inyector activo.

Geológicos: Cambios litológicos laterales. Según la interpretación sísmica se observa la presencia de una falla normal convergencia al sur y que afecta las unidades que atraviesan los pozos pronosticados. La presencia de esta estructura

puede generar pérdidas de fluidos importantes. Otras fallas menores no identificadas en sísmica dada la baja calidad de los datos, podrían ser alcanzadas.

Reservorio: El riesgo de encontrar zonas sobrepresionadas es muy bajo. La presencia de gas en la Zona C es esperada basados en la interpretación de los registros eléctricos de los pozos cercanos, ubicados estructuralmente en zona C en intervalos de profundidad similares a los de los pozos pronosticados. La diferencia de presión entre sub-unidades puede causar flujo cruzado entre ellas y afectar la producción del pozo.

Perforación: Altas y bajas presiones para la sección perforada son mostradas en la tabla de Topes y Presiones. Se debe considerar la presencia de gas en la zona C así como la presencia de una falla normal convergencia al sur, que pueden generar pérdidas de fluidos importantes durante la perforación.

El equipo se aceptó el 22 de agosto de 2010 a las 18:00 hrs. para comenzar a perforar el hueco de superficie del pozo. Se armó y se bajó broca PDC de 12-1/4", y se perforó desde superficie hasta 428', se bombearon 40 bbl de píldora de alta viscosidad para la limpieza del hueco. Se sacó BHA # 1 desde 428' hasta superficie, se quebró DC 8"; STB 12-1/4", X/O, 2 DC 6-1/2", 6 HW 4½"; BIT SUB & BIT # 1U 12-1/4".

Se bajaron 10 juntas de casing de 9-5/8", desde superficie hasta 422.1', (tope de zapato @ 421.1'). Probó líneas con 1500 psi por 5 minutos.

Se procedió a cementar revestimiento de superficie bombeando 48 bbl de lechada Lead acelerada de 15.6 ppg equivalentes a 230 sacos de cemento clase G más aditivos, finalmente se desplazó con 33 bbl de agua fresca, un back flow de 0.5 bbl y retornaron 10 bbl de cemento.

Se retiró Gumbo Buster y CRT. Se instaló válvulas FMC, flowline y Gumbo Buster. Se instaló válvula de la sección A del cabezal y spacer spool (DTO), se probó con 250 y 3000 psi por espacio de 5 minutos. Montó y probó set de

preventoras con 250 y 2100 Psi. Realizó prueba de revestimiento con 1100 psi, presión en cabeza de 916 psi y presión final de 870 psi durante 30 minutos.

Se armó y bajó BHA # 2 direccional con broca 8-1/2" x 9-7/8", se encontró tope de cemento @ 411'. Se realizó Choke drill. Se Realizó Drillout de cemento, equipo de flotación y 10 pies de formación nueva, desde 428' hasta 438', circulando cambiando el agua por lodo. Se intentó realizar prueba de integridad de formación (FIT), no se mantuvo la presión, se bombeo 15 bbl de píldora con 80 ppb de LCM, se realizó de nuevo, con peso de lodo equivalente de 15.76 lpg y 155 psi en superficie por seguridad.

Se perforó hueco de 9-7/8" desde 428' hasta 2317' WOB: 12 - 20 klbs, 400 – 600 gpm y presiones de circulación entre 1500 - 2000 psi, a 1315', 1811', 2317', se bombearon píldoras viscosas circulando hasta retornos limpios con galonajes entre 500 y 600 gpm.

A 2317' se presento **falla en el motor** , se realizo prueba de perforabilidad modificando los diferentes parámetros sin éxito y se decidió sacar el BHA # 2 4X 4 1/2" HW 41#/FT + JAR + 15 JTS 4 1/2" HW 41#/FT + 2 DC 6 1/2" + XO + STB + 6-3/4" MWD + INDEX + ANTENNA + STB + FLOAT SUB + 6 -3/4" MUD MOTOR + BICENTER BIT #2 8 1/2" X 9 7/8" SMITH: QDMI4219PX, S/N: JD5621, NOZZLES: 6x12/32 TFA 0.663, con calificación de 2 - 2 - BT- G - X - I - WT/PN – PR.

Se armó BHA # 3 desde superficie hasta 2317', con nuevo motor y broca de 8 1/2" X 9 7/8", se continuo perforando desde 2317' hasta 3813' (TD), con 15 - 18 klbs, 380 – 550 gpm y presiones de circulación entre 1500 - 2000 psi, se bombearon píldoras mientras se perforaba a 2532' y 2622' con 380 GPM.

Se bombeó a 3813' (TD): 40 Bbls de píldora visco pesada (9.3 PPG - 163 SEC/QT VISC) y se circuló hasta retornos limpios con 550 gpm, 120 rpm. Se realizó viaje corto desde 3813' (TD) hasta 2000' encontrando **puntos apretados**

en 712', 2757', 2937', 2983', 3613', 3658. Máximo overpull 30 KLBS, reciprocando sarta hasta salir libre. Regresó a fondo desde 2000' hasta 3813' (TD), rimando y lavando desde 3705' hasta 3794' con 900 psi y TQ: 3 LBf- FT.

Se sacó y quebró BHA # 3 desde 3813' (TD) hasta superficie sin problemas. 4X 4 1/2" HW 41#/FT + JAR + 15 JTS 4 1/2" HW 41#/FT + 2 DC 6 1/2" + XO + STB + 6-3/4" MWD + INDEX + ANTENNA + STB + FLOAT SUB + 6 -3/4" MUD MOTOR + BICENTER BIT #2 8 1/2" X 9 7/8" SMITH: QDMI4219PX, S/N: JD5878, NOZZLES: 6x12/32 TFA 0.663.

Se realizó reunión pre-operacional para proceder con la corrida de registros eléctricos, iniciando descenso de herramienta en hueco desde superficie hasta 3813' (TD) sin problemas, se tomó registros resistivos y nucleares (GR – CAL-LDT – CNL – SP - AIT) desde 3813' (TD) hasta 422' (profundidad del zapato), se sacó sonda para tomar registros eléctricos.

Se armó herramientas para tomar puntos de presión, obteniendo 10 puntos buenos, 6 puntos secos, 2 con pérdida de sello y 3 truncados de 21 tomados, durante la operación se presentó **taponamiento de la herramienta y falla eléctrica**, por lo tanto se sacó a superficie para destapar y se cambió herramienta por back up. Se sacó y desarmó herramientas.

Se armó CRT (Casing Running Tool). Se realizó corrida de revestimiento de 7", 26 #/ ft N80 BTC en hueco de 9-7/8", desde superficie hasta 3798', se bajó en total 101 juntas más un pup joint, el zapato flotador quedó a una profundidad de 3798' y el tope del collar flotador queda a 3758.6'.

Probó las líneas a 500 y 3000 psi. Se procedió a cementar revestimiento de 7", se descargó tapón de fondo, se bombeó como sigue: 20 bbls de Mud Flush de 8.4 ppg, 30 bbls de Superflush de 10.2 ppg, 20 bbls de Tuned Spacer III de 11.0 ppg, 200 bbl de lechada principal de 12.8 ppg equivalentes a 580 Sacos de cemento.

Se desplazó con 10 bbl de agua fresca y 135 bbl de salmuera y sentó tapón con 1620 psi, retornaron 20 bbl de cemento y se obtuvo un back flow de 1.25 bbl.

Se probó sello del casing hanger con 3000 psi y desmontó líneas de cementación. Desarmó set de preventoras, quitó CRT, dejando el pozo listo para el completamiento.

Se liberó equipo a las 21:00 hrs. del día 27 de agosto de 2010.

### **Distribución de porcentaje operacional y estado final del pozo**

La siguiente tabla incluye los porcentajes de las etapas parciales que conforman la operación de perforación.

**Tabla 22. Optimización del tiempo de perforación del pozo D**

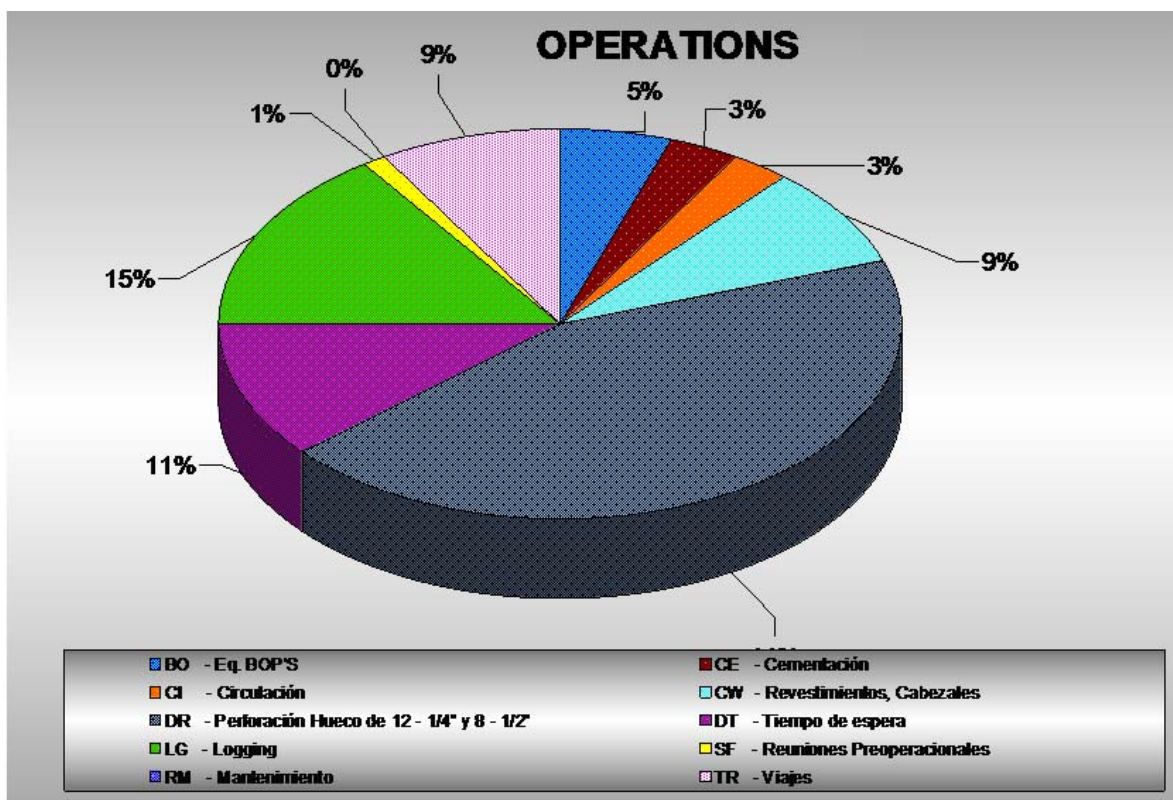
<b>OPERACIÓN</b>	<b>Sum( Tiempo en hrs)</b>	<b>Sum( Tiempo en días)</b>	<b>%</b>
BO - Eq. BOP'S	6.5	0.27	0.04
CE - Cementación	4	0.17	0.02
CI - Circulación	3.5	0.15	0.02
CW - Revestimientos, Cabezales	10.5	0.44	0.06
DR - Perforación Hueco de 12 - 1/4" y 8 - 1/2"	54	2.25	0.31
DT - Tiempo de espera	14	0.58	0.08
LG - Logging	19	0.79	0.11
SF - Reuniones Preoperacionales	1.5	0.06	0.01
RM - Mantenimiento		0.00	0.00
TR - Viajes	10.5	0.44	0.06
<b>TOTALES</b>	<b>123.5</b>	<b>5.15</b>	<b>1.00</b>

**Fuente.** Confidencial.

LM= 21.5 hrs (0.89 días). El tiempo neto de perforación neto (sin LM) fue de 123.5 horas (5.15 días). El tiempo estimado para este pozo fue de 5.12 días.

Se anexa la descripción gráfica del estado mecánico final del pozo una vez terminadas las operaciones de perforación, con los toques de los diferentes revestimientos.

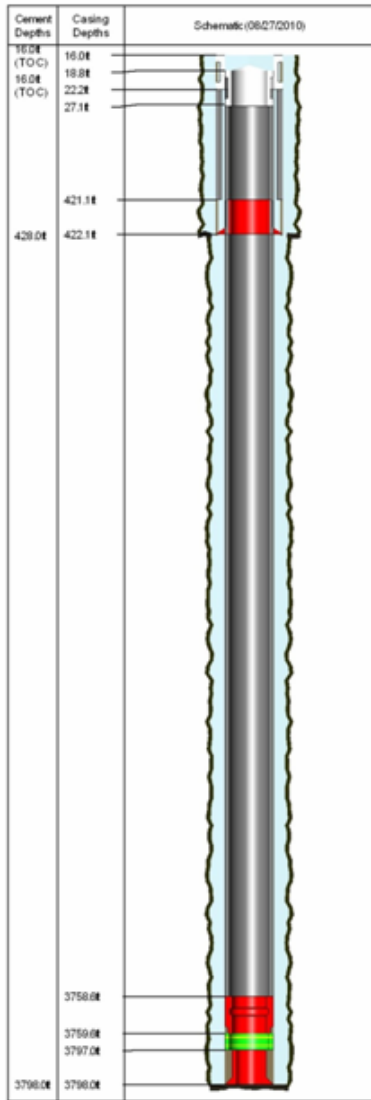
**Figura 51. Distribución del porcentaje operacional del pozo D**



Fuente. Confidencial.

Figura 52. Estado mecánico del pozo D

HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
12.25" HOLE	16.0	428.0
9.875" HOLE	428.0	3,813.0



CASINGS										
SURFACE CASING										
ComponentName	Length (ft)	Top MD (ft)	Btn MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight(ppf)	Grade	Connecdo	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	6.23	16.0	22.2	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
CASING JOINT(S)	398.90	22.2	421.1	10	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
FLOAT SHOE	1.00	421.1	422.1	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
PRODUCTION CASING										
ComponentName	Length (ft)	Top MD (ft)	Btn MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight(ppf)	Grade	Connecdo	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	8.25	18.8	27.1	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	3,731.55	27.1	3,758.6	100	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	1.00	3,758.6	3,759.6	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING SHOE	37.37	3,759.6	3,797.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT SHOE	1.00	3,797.0	3,798.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151

CEMENT			
Job Start Date/Time: 08/23/2010 00:17		Job End Date/Time: 08/23/2010 00:50	
Job Type: PRIMARY		Contractor: HALLIBURTON	
Top MD (ft)	Base MD (ft)	Top Plug Used	Bottom Plug Used
16.0	428.0	Y	
Job Start Date/Time: 08/26/2010 16:00		Job End Date/Time: 08/26/2010 18:00	
Job Type: PRIMARY		Contractor: HALLIBURTON	
Top MD (ft)	Base MD (ft)	Top Plug Used	Bottom Plug Used
16.0	3,798.0	Y	Y

Fuente. Confidencial.

## **Resumen de brocas**

Para la perforación del pozo, se utilizaron tres brocas:

La Broca No.1 de 12-1/4" PDC, usada, vestida (5x12") perforó el hueco de superficie hasta 428' con una ROP 164.8 neta de pies/hora, utilizando los siguientes parámetros y saliendo con la siguiente calificación:

- 120 - 140 RPM
- 680 GPM
- 10 - 12 WOB

La Broca No. 2, de 8-1/2" x 9-7/8", vestida 6 x 12 perforó formación desde 428' hasta 2323', en un tiempo de 24.5 hrs., con una ROP de 77.34 ft/hr y con galonajes entre 420 - 600 GPM.

La Broca No. 3, de 8-1/2" x 9-7/8", vestida 6 x 12 perforó formación desde 2323' hasta 3813', en un tiempo de 20 hrs., con una ROP de 97.8 ft/hr y con galonajes entre 380 - 550 GPM.

## **Reporte de lodo**

A continuación se presenta el reporte final de fluidos de perforación para el pozo INFA-2496. Se consideraron las dos secciones: 12 ¼" y 9-7/8".

A continuación se muestran las propiedades del lodo en cada fase de perforación:

- Fase de 12 -1/4"

**Tabla 23. Propiedad del lodo del pozo D, fase 12-1/4"**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALORES MÍNIMOS</b>	<b>VALORES MÁXIMOS</b>
Densidad	8.7	9.1
Viscosidad Funnel, seg	43	52
VP, Cp.	11	16
YP, lb/100 ft <sup>2</sup>	17	18
PH	9.5	9.6
MBT, lpb	3.0	7.5

**Fuente.** Confidencial.

- Fase de 9 - 7/8"

**Tabla 24. Propiedades del lodo del pozo D, fase 9-7/8"**

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALORES MÍNIMO</b>	<b>VALORES MÁXIMO</b>
Densidad	8.8	9.6
Viscosidad Funnel, seg	48	62
VP, cp.	17	22
YP, lb. /100 ft <sup>2</sup>	15	20
Filtrado API, CC/30 min.	5.0	5.0
PH	9.6	10.4
MBT, lpb	5	17.5

**Fuente.** Confidencial.

El costo del lodo para el hueco de superficie fue US\$ 5,898.40 El costo total del lodo para el hueco de producción fue US\$70,950.90, obteniendo así un total de US\$76,849.30 de todo el fluido utilizado en las dos fases. El costo del lodo por pie fue de US\$ 20.15 /ft.

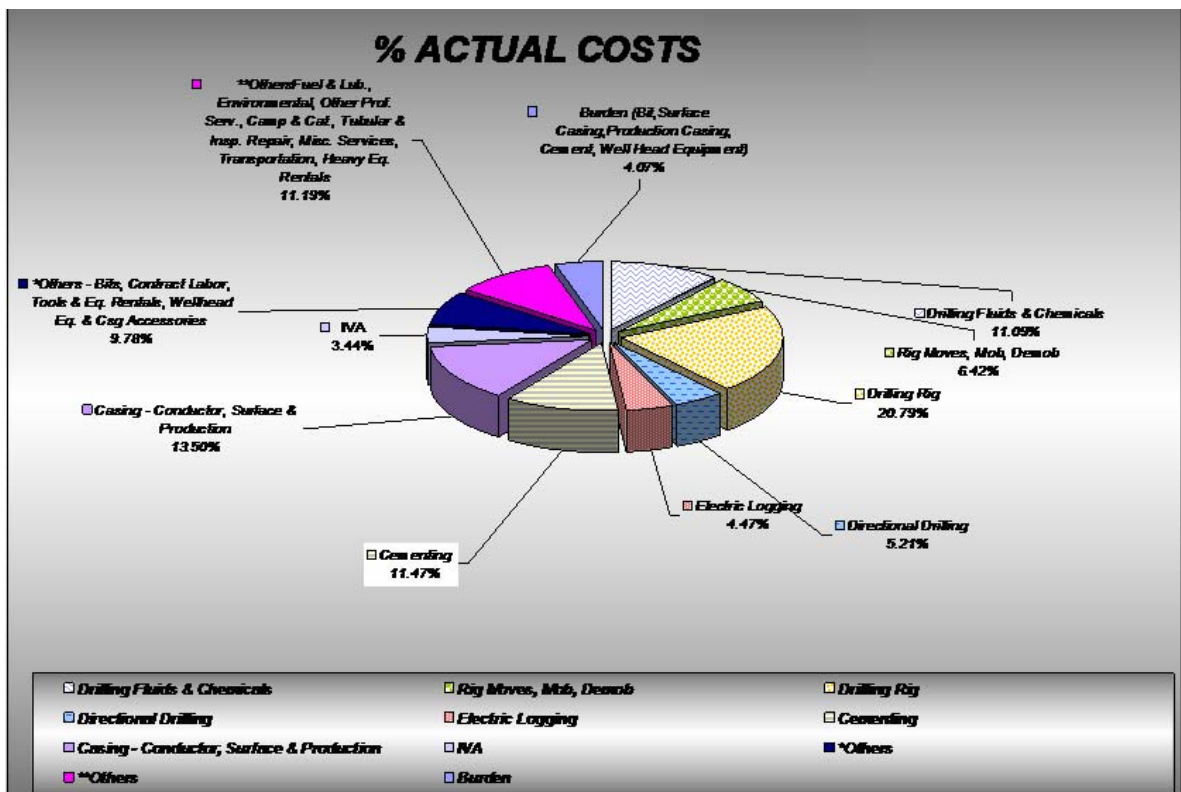
## Reporte de costos

Este reporte muestra los costos estimados en la operación de perforación contra los costos reales ocurridos durante la operación.

Para este pozo se estimó en US\$665,882.00 (solo perforación) y los costos reales fueron de US\$692,962.93, lo que indica que el gasto fue un 4% mayor respecto al valor presupuestado.

Esto debido a que se presentaron problemas con el motor y se tuvo que sacar el BHA hasta superficie para cambiarlo, también se presentó taponamiento de la herramienta de MDT con arcilla, al igual que problemas eléctricos debidos a humedad.

**Figura 53. Distribución de los porcentajes de costos del pozo D**



Fuente. Confidencial.

## **6. ENCUESTA Y RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.**

### **6.1. Definiciones:**

- Situaciones anormales durante la perforación:

Son situaciones causadas por problemas presentados durante la perforación como lo son pega de tubería, pérdida por circulación, pescados, entre otros, debido a errores o fallas en los equipos.

- Error:

Acción equivocada, realizada por la/las personas involucradas en la perforación del pozo.

- Falla:

Defecto que se pueda presentar en algún equipo o herramienta, que conlleve a un problema y por tanto a una situación anormal durante la perforación.

- Estudio de casos<sup>51</sup>:

Es una herramienta valiosa de investigación, en el cual su mayor fortaleza radica en que a través del mismo se mide y registra la conducta de las personas involucradas en el fenómeno estudiado.

En el método de estudio de caso los datos pueden ser obtenidos desde una variedad de fuentes, tanto cualitativas como cuantitativas; esto es, documentos, registros de archivos, entrevistas directas, observación

---

<sup>51</sup> Martínez Carazo, Piedad Cristina. El método de estudio de casos: Estrategia metodológica de la investigación científica. 2006.

directa, observación de los participantes e instalaciones u objetos físicos.

### **Descripción del Estudio de Casos.**

Específicamente, el estudio de casos pretende demostrar tanto las características claves como el valor, el beneficio y la utilidad práctica que ofrece a los investigadores, de cualquier área del conocimiento, como estrategia metodológica de la investigación científica.

Las investigaciones científicas pueden ser realizadas a partir de metodologías cuantitativas o cualitativas. La primera consiste en el contraste de teoría(s) ya existente(s) a partir de una serie de hipótesis surgidas de la misma, siendo necesario obtener una muestra, ya sea en forma aleatoria o discriminada, pero representativa de una población o fenómeno objeto de estudio. Por lo tanto, para realizar estudios cuantitativos es indispensable contar con una teoría ya construida, dado que el método científico utilizado en la misma es el deductivo; mientras que la segunda (metodología cualitativa) consiste en la construcción o generación de una teoría a partir de una serie de proposiciones extraídas de un cuerpo teórico que servirá de punto de partida al investigador, para lo cual no es necesario extraer una muestra representativa, sino una muestra teórica conformada por uno o más casos. Por ende, a partir de las explicaciones anteriores se puede deducir que la finalidad de la tesis propuesta esta inclinada hacia el método de estudio de casos de manera cuantitativa.

Sin embargo, aunque ésta sea la tendencia dominante en la tesis, no significa que la metodología cuantitativa sea la única alternativa válida

para investigar. De allí que Eisenhardt (1989)<sup>52</sup> conciba un estudio de caso contemporáneo como “*una estrategia de investigación dirigida a comprender las dinámicas presentes en contextos singulares*”, la cual podría tratarse del estudio de un único caso o de varios casos, combinando distintos métodos para la recogida de evidencia cualitativa y/o cuantitativa con el fin de describir, verificar o generar teoría.

De este modo, según el propósito de la investigación, el estudio puede ser descriptivo (si se pretende identificar los elementos clave o variables que inciden en un fenómeno); explicativo (si se busca descubrir los vínculos entre las variables y el fenómeno a la vez que dotar a las relaciones observadas de suficiente racionalidad teórica) y predictivo (si se examinan las condiciones límites de una teoría).

En la presente tesis, con respecto a su propósito, las investigaciones realizadas a través del método de estudio de casos son descriptivas, ya que lo que se pretende es identificar y describir los distintos factores que ejercen influencia en el fenómeno de los problemas y situaciones anormales durante la perforación. Sin embargo, también presenta un ámbito exploratorio ya que a través de las mismas se pretende conseguir un acercamiento entre las teorías inscritas en el marco teórico y la realidad de nuestro objeto de estudio.

Así, el objetivo principal de los estudios de naturaleza cuantitativa en esta tesis, están basados en un número elevado de observaciones, que determinan cuánto(s) o con qué frecuencia ocurre un determinado suceso.

---

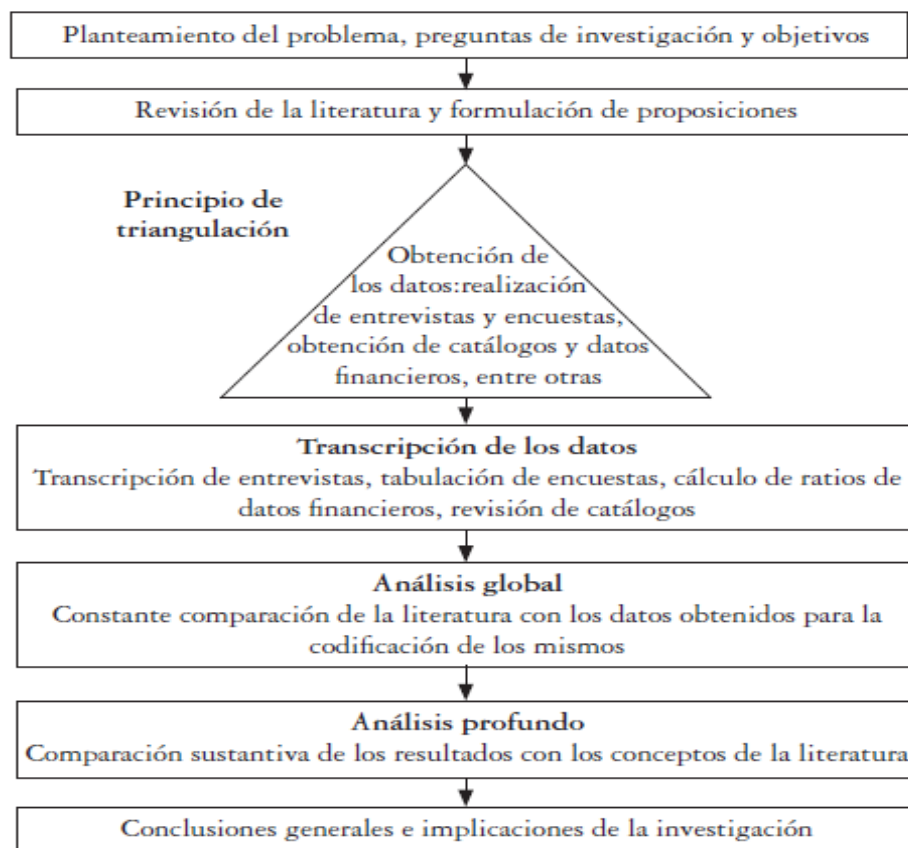
<sup>52</sup> Eisenhardt, K. M. (1989). Building Theories from Case Study Research, *Academy of Management Review*.  
En: El método de estudio de caso: Estrategia Metodológica de la investigación científica. Marzo 2006, P. 176.

De aquí la importancia de diseñar el estudio de caso de una forma apropiada introduciendo una serie de tácticas a lo largo del proceso en que éste se desarrolla.

## DISEÑO DEL ESTUDIO DE CASO

Antes de iniciar la fase de obtención empírica de datos se deben especificar las principales tareas a realizarse como lo describe la figura 54,

**Figura 54.** Procedimiento metodológico de la investigación



**Fuente:** Basada en Shaw (1999:65). En: El método de estudio de caso: Estrategia Metodológica de la investigación científica. Marzo 2006, P. 182.

Yin (1989:29-36)<sup>53</sup> propone una manera de pensamiento de diseño de la investigación refiriéndose a cinco componentes especialmente importantes:

- Las preguntas de investigación
- Las proposiciones teóricas
- La(s) unidad(es) de análisis
- La vinculación lógica de los datos a las proposiciones
- Los criterios para la interpretación de los datos

Las preguntas de investigación y las proposiciones teóricas servirán de referencia o punto de partida para la recolección de los datos desde los distintos niveles de análisis del caso(s), y para el análisis posterior de los mismos. Tanto las preguntas de investigación como las proposiciones teóricas contienen los constructos (conceptos, dimensiones, factores o variables) de los cuales es necesario obtener información.

Por lo tanto, se debe proceder a presentar la forma como se recolectará la información relacionada con los constructos que en este caso será por medio de la formulación de una encuesta y posteriormente derivar la vinculación lógica de los datos obtenidos de dicha propuesta. Finalmente se presentarán los resultados de la investigación a través de una serie de conclusiones que conducirían al fortalecimiento de las teorías o de los enfoques insertos en el marco teórico de la tesis en desarrollo.

---

<sup>53</sup> Yin, R. K. (1984/1989). *Case Study Research: Design and Methods, Applied social research Methods Series*. En: El método de estudio de caso: Estrategia Metodológica de la investigación científica. Marzo 2006, P. 179.

Siendo en este sentido, las preguntas formuladas en la encuesta desarrollada para este estudio de caso presenta una metodología rigurosa que:

- Es adecuada para investigar fenómenos en los que se busca dar respuesta a cómo y por qué ocurren.
- Permite estudiar un tema determinado.
- Es ideal para el estudio de temas de investigación en los que las teorías existentes son inadecuadas.
- Permite estudiar los fenómenos desde múltiples perspectivas y no desde la influencia de una sola variable.
- Permite explorar en forma más profunda y obtener un conocimiento más amplio sobre cada fenómeno, lo cual permite la aparición de nuevas señales sobre los temas que emergen.
- Juega un papel importante en la investigación, por lo que no debería ser utilizado meramente como la exploración inicial de un fenómeno determinado.

Esta metodología fue propuesta por Chetty (1996)<sup>54</sup>.

---

<sup>54</sup> Chetty S. (1996). The case study method for research in small- and médium – sized firms. En: El método de estudio de caso: Estrategia Metodológica de la investigación científica. Marzo 2006, P. 175.

## 6.2. Encuesta



### **ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.**

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre      \_\_\_\_\_casi siempre      \_\_\_\_\_nunca

Con el fin de obtener una idea a lo que se enfrenta el personal de perforación en un pozo petrolero, es necesario saber que tan frecuente puede llegar a ser los inconvenientes o situaciones anormales que se presentan durante su labor.

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_\_\_Pega de tubería \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_Pesca \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_Perdida de Circulación \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_Derrumbes \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_Influjos \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

Ante los diferentes problemas que existen en una perforación petrolera, es necesario proporcionar un índice de repetitividad de las situaciones anormales; con el fin de proporcionar al lector una idea de los problemas en los cuales debe fortalecer su conocimiento y practica para poder enfrentarse ante estas situaciones anormales o problemas en un pozo petrolero.

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

\_\_\_\_\_Según los procedimientos estipulados por el programa.

\_\_\_\_\_Según la experiencia.

Existen situaciones en las cuales los pozos necesitan soluciones inmediatas y otras en la cuales no lo requieren. En muchos casos, el personal se siente con la suficiente experiencia para tomar una decisión individual ante ciertos inconvenientes para luego alertar al personal, esto simboliza un riesgo alto y más donde se tiene vidas a cargo, aun así, no siempre es una decisión equivocada.

La finalidad de la pregunta anterior es saber cómo está actuando el personal ante los inconvenientes que se están presentando durante la labor de perforación, para así conocer si son tomados en cuenta los procedimientos propios de las empresas por el personal y tener un conocimiento más amplio a la hora de sacar una conclusión, comparando el resultado de esta pregunta, con la fuente que ocasiona los problemas que se presentan.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

\_\_\_\_\_Tiempo

\_\_\_\_\_Equipo o herramientas

\_\_\_\_\_Factor humano

Los tres pilares importantes en una operación de perforación son; el tiempo, los equipos y el recurso humano. La pregunta se formula con el fin de observar la representatividad o fallo tanto de los equipos como decisiones erradas en diferentes procedimientos, las cuales conllevan a la pérdida de alguno de estos tres pilares y obtener una idea de qué es lo que más se pierde en una operación de perforación.

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Los equipos de perforación están sometidos a esfuerzos constantes que llegan a un punto en donde estos fallan, independientemente que estos sean nuevos o usados. La objetividad de la pregunta va dirigida hacia el conocimiento de las principales herramientas o equipos que fallan en un taladro de perforación, y comparar y analizar el resultado con los reportes de la IADC.

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

\_\_\_\_\_Alto    \_\_\_\_\_medio    \_\_\_\_\_bajo

Con el pasar del tiempo el personal de perforación ha sido instruido y capacitado con el fin de preservar una integridad física para sí mismo y para los demás, enseñándolos a operar de tal manera que se generen cero accidentes. Es por esto que se desea saber si hoy en día la industria petrolera considera que los índices de accidentalidad son bajos o altos teniendo en cuenta los riesgos que se corren durante una perforación, con el conocimiento brindado en las capacitaciones.

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

\_\_\_\_\_Con tiempo prudente de planeación.

\_\_\_\_\_Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

Lo importante de las situaciones anormales que no se solucionaron de la mejor manera en algunos casos, es aprender de éstas, evaluar que pasó, que lo causó, como se actuó y que acciones correctivas se deben tener en cuenta para que en próximas ocasiones en donde se presente el mismo problema su solución sea óptima e inmediata. Es por esto que se genera la pregunta, para saber si se toma el tiempo necesario para analizar los problemas ya ocurridos, aprender de éstos, generar un alerta para el conocimiento de todos, o si se sigue procediendo según la experiencia.

8. Cuando se tiene un problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

\_\_\_\_\_ Toma la decisión de solucionar el problema.

\_\_\_\_\_ Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

\_\_\_\_\_ Deja el problema a personal superior.

Al igual que la pregunta tres, la experiencia es un punto de vista que tiene gran importancia y valor en una perforación petrolera. Aun así, no se puede actuar de manera individual a menos que sea la única opción y no se corran riesgos para el factor humano. Es por esto que el personal encuestado deberá responder si solucionan los problema dándole prioridad a su experiencia y gran capacidad para desarrollar un problema, ó informando al personal superior para seguir indicaciones que pueden llegar a ser diferentes y de pronto más seguras en lo que respecta a su experiencia, y conocer qué tan conscientes son los trabajadores.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

\_\_\_\_\_ Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

\_\_\_\_\_ Manual de la empresa.

\_\_\_\_\_ Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

Por lo general los programas de perforación tienen procedimientos estipulados por cada empresa, los cuales sigue para su mejor rendimiento. No todas la empresas

de perforación tienen un manual propio, que indique las pautas de cómo se procede ante las situaciones anormales y problemas durante la perforación, pero tienen a su disposición una capacitación para sus empleados con respecto al control de pozos (Well Control School) donde se presentan los cuidados y procedimientos de reacción ante situaciones anormales.

En una situación anormal, estos procedimientos pueden ser relevantes para conocer el motivo o la causa de ésta. Por esto, es necesario conocer que procedimientos siguen las empresas.

10. ¿Los procedimientos estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

\_\_\_\_\_ Siempre                      \_\_\_\_\_ casi siempre                      \_\_\_\_\_ nunca

La experiencia es una característica que puede ser ventajosa en momentos donde el programa de perforación no llega al objetivo deseado debido a que su puesta en acción puede conllevar a problemas mucho más graves. Es por esto que se hace la anterior pregunta con la objetividad de saber la frecuencia con la cual el programa puede llegar a fallar.

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

\_\_\_\_\_ Mitigar riesgos económicos

\_\_\_\_\_ Evitar pérdidas humanas

\_\_\_\_\_ Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

Como se dijo anteriormente los pilares más importantes en la industria son; el tiempo, los equipos y el factor humano. De lo anterior podemos rescatar que el tiempo y equipo pertenecen al recurso económico. La pregunta se hace con el fin

de saber si la objetividad de la empresa con respecto a los planes de acción durante la perforación y sus problemas, va dirigida hacia algún pilar en particular.

### 6.3. Análisis de Resultados

A continuación se hará un análisis a cada respuesta obtenida como resultado de la encuesta realizada a personal especializado.

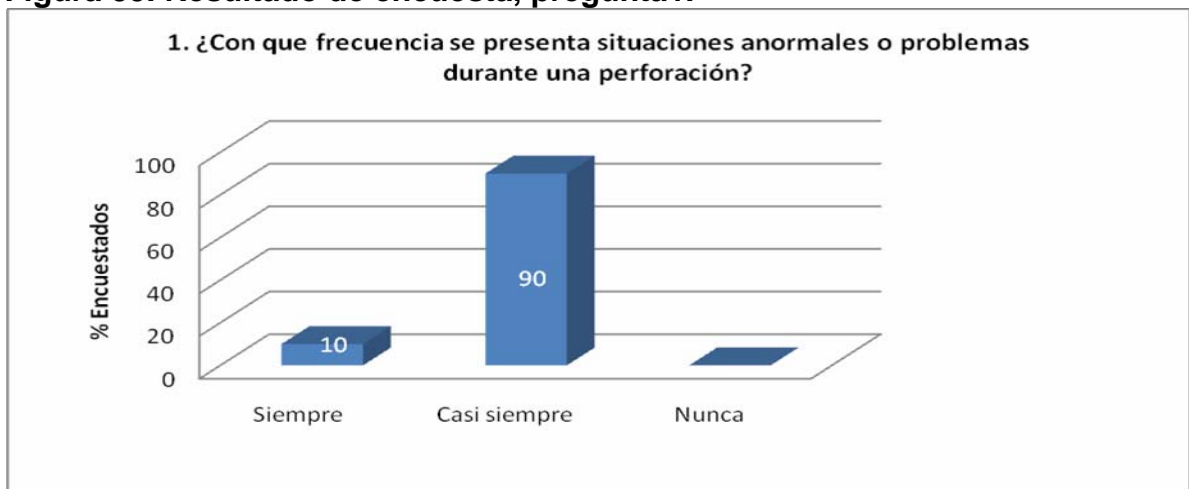
Información general de la encuesta.

Número total de encuestados: 60

Personal encuestado: Superintendentes de Operaciones, Company man, Tool Pushers, Supervisores, Perforadores y QHSE.

A continuación se realizará el análisis de cada una de las respuestas realizadas a las personas mencionadas anteriormente.

**Figura 55. Resultado de encuesta, pregunta1.**

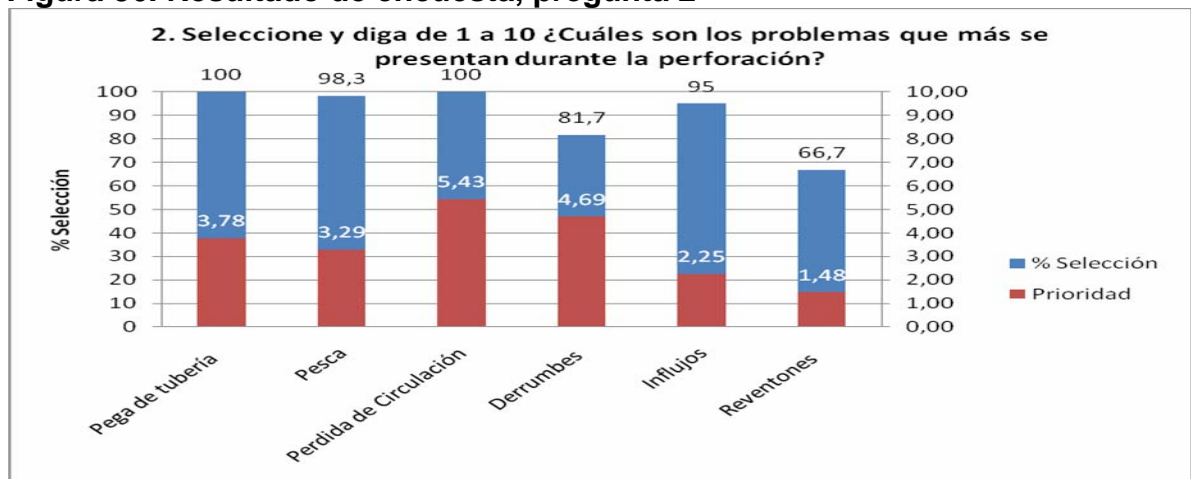


**Fuente.** Autores.

La **figura 55.** Muestra un resultado de un 90% (54 de 60) de personal capacitado que respondió que 'casi siempre' se presentan problemas o situaciones anormales durante una perforación y un 10% (6 de 60) que respondió que 'siempre' existirán problemas de perforación; lo que conlleva a deducir que en las perforaciones

petroleras la probabilidad de no encontrar problemas y situaciones anormales es casi nula. Es por esto que el personal que labora en una perforación petrolera debe tener el conocimiento necesario para poder estar preparado a cualquier evento no esperado para así poder encontrar su solución.

**Figura 56. Resultado de encuesta, pregunta 2**



**Fuente.** Autores.

El objetivo principal de ésta pregunta ha sido encontrar la prioridad o repetitividad (barras rojas) de los problemas presentados de 1 a 10 casos de perforación, para así poder relacionarlo con el porcentaje de selección (barras azules).

La repetitividad de los problemas presentados, fue obtenido sacando un promedio aritmético de las respuestas de los encuestados con una propuesta de 1 a 10 pozos perforados, observando; que el caso que más se presenta es la pérdida de circulación con una repetitividad de 5,43 casos de 10. Seguido de los derrumbes con un promedio de 4,69 casos de 10. Luego le sigue la pega de tubería con 3,78, pesca con 3,29, influjos con 2,25 y por último los reventones con una repetitividad de 1,48 casos de 10.

Ahora comparando el porcentaje de selección con la repetitividad, se puede observar que la relación que hay en los resultados son compatibles, en donde el mayor porcentaje de selección se presentó en los casos de pérdida de circulación

y pega de tubería (60 de 60), donde sus índices son relativamente altos, 5,43 y 3,78 respectivamente. Pero si se analiza más detalladamente, es preciso atribuirle a los derrumbes, el problemas más frecuente debido a que la relación que hay entre la cantidad de personas que selecciono esta situación 81,7 % (49) y la repetitividad que esta tiene en el caso de 1 de 10 pozos perforados es de 4,69.

**Figura 57. Resultado de encuesta, pregunta 3**



**Fuente.** Autores.

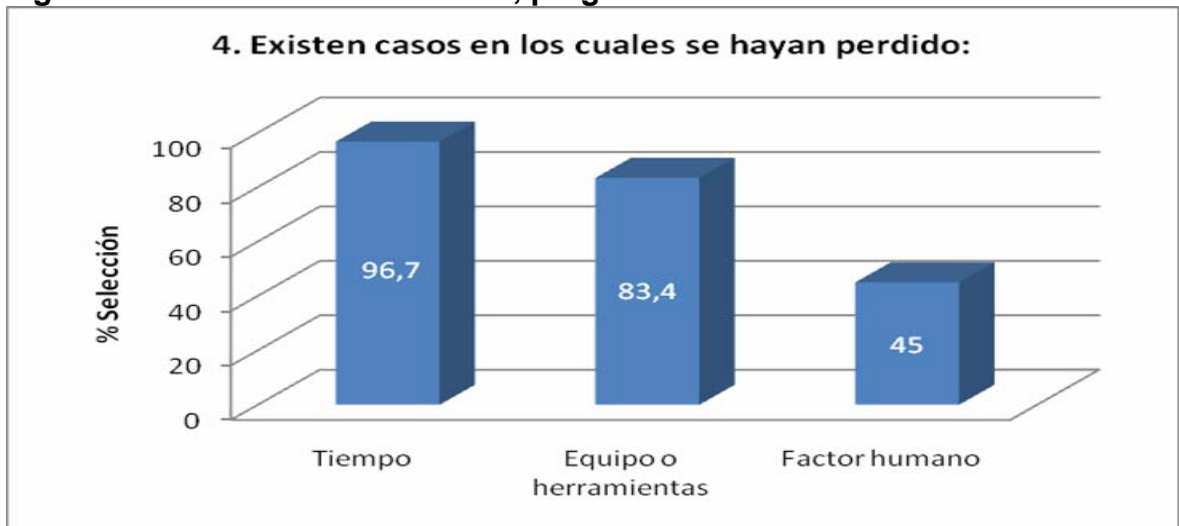
Después de un largo análisis económico, es necesario planear un procedimiento operativo para garantizar un óptimo rendimiento de la operación de perforación. Durante ésta pueden ocurrir ciertas situaciones o problemas los cuales no fueron previstos detalladamente y que probablemente se necesiten hacer procedimientos que la empresa sugiere cuando se presenta o en algunos casos proceder debido a cierto conocimiento por practica.

En la **figura 57**. Se observa que un 95% (57de 60 encuestados) respondieron que lo mejor es proceder con el programa de la empresa debido a que los riesgos económicos que se corren son demasiado grandes para tomar decisiones individuales.

El 26,7% (16 de 60 encuestados) que respondieron que proceden según la experiencia, y también por el programa hacen hincapié en que se actúa según la experiencia siempre y cuando se apruebe como última opción.

Nota: algunos encuestados seleccionaron todas las opciones.

**Figura 58. Resultado de encuesta, pregunta 4**



**Fuente.** Autores.

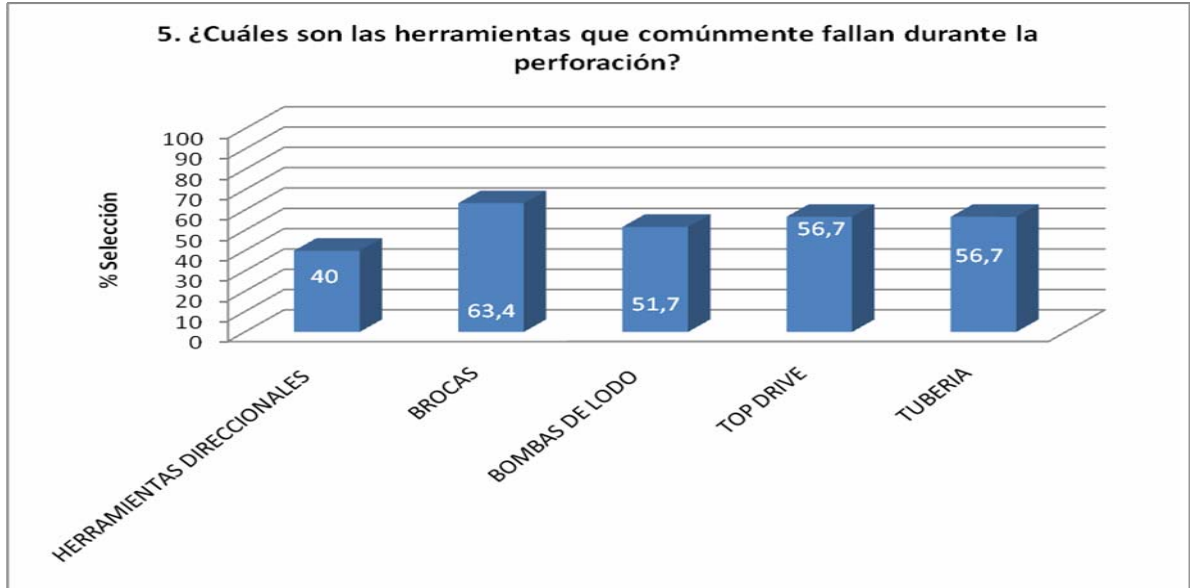
Los tres factores que intervienen de manera directa en una perforación son; dinero, el cual se divide en tiempo y equipos, y el último pero más importante de todos el factor humano.

La **figura 58**. Representa el porcentaje de personas que han tenido experiencias en donde la pérdida de tiempo es de un 96,7% (58 de 60 encuestados), equipos 83,4%(50 de 60) y factor humano 45% (27 de 60).

Las observaciones que son necesarias hacer ante tales resultados es que los incidentes mortales ocurren mayormente por errores humanos y por fallas de equipos llevando así a las pérdidas de tiempo.

Nota: los encuestados eligieron más de una respuesta.

**Figura 59. Resultado de encuesta, pregunta 5**



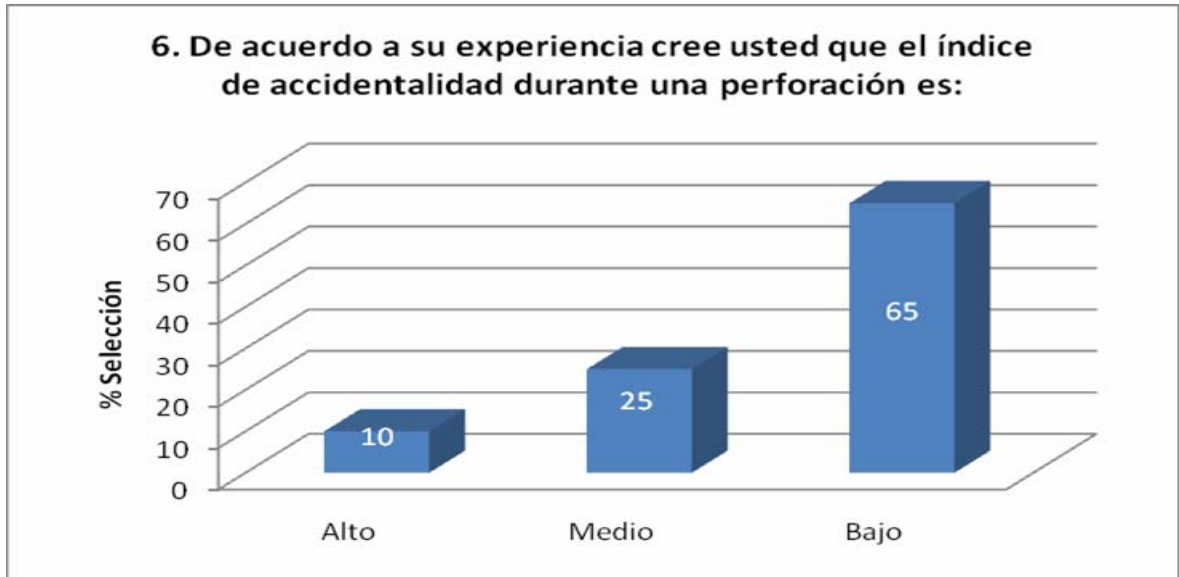
**Fuente.** Autores.

En esta pregunta la opción que tiene el encuestado, es seleccionar las herramientas que comúnmente fallan, que son muchas. Sin embargo, se tomaron en cuenta aquellas herramientas que se repetían constantemente en las respuestas.

Las brocas con un 63,4 % (38 de 60 encuestados) se consideran las herramientas que mas tienden a fallar, aclarando, que se debe al constante esfuerzo a la que es sometida y al desgaste.

Siguiendo a las brocas, están el topo drive y la tubería con 56,7% (34 de 60 encuestados), debido a las fallas eléctricas que presenta el top drive y el desgaste, altas temperaturas y esfuerzos se le atribuyen a la tubería. Siguiendo la lista, las bombas de lodo tienen un porcentaje de 51,7% (31 de 60 encuestados) debido a la contaminación del lodo y mal manejo de estos debido a la presencia de sólidos.

**Figura 60. Resultado de encuesta, pregunta 6**

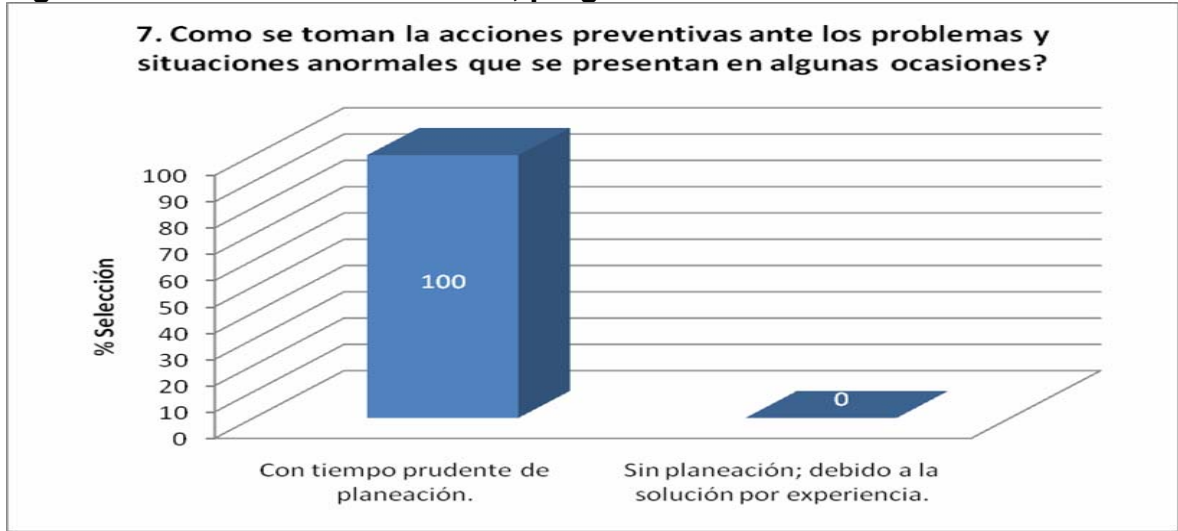


**Fuente.** Autores.

La figura anterior muestra que el porcentaje de accidentalidad en una perforación es bajo en un 65% (39 de 60 encuestados), medio en un 25% (15 de 60 encuestados) y alto en un 10% (6 de 60 encuestados).

En relación con la pregunta 4 en donde las pérdidas humanas representaron un 45% (27 de 60 encuestados) con la pregunta 6 en donde se dice que la accidentalidad durante una perforación es baja, la explicación que se da a tal contrariedad, es que con el transcurrir del tiempo la seguridad empresarial y operacional por parte de los HSE a aumentado, reduciendo los daños y pérdidas humanas y medio ambientales, aun así es de notar que aun hay un alto índice en de accidentalidad.

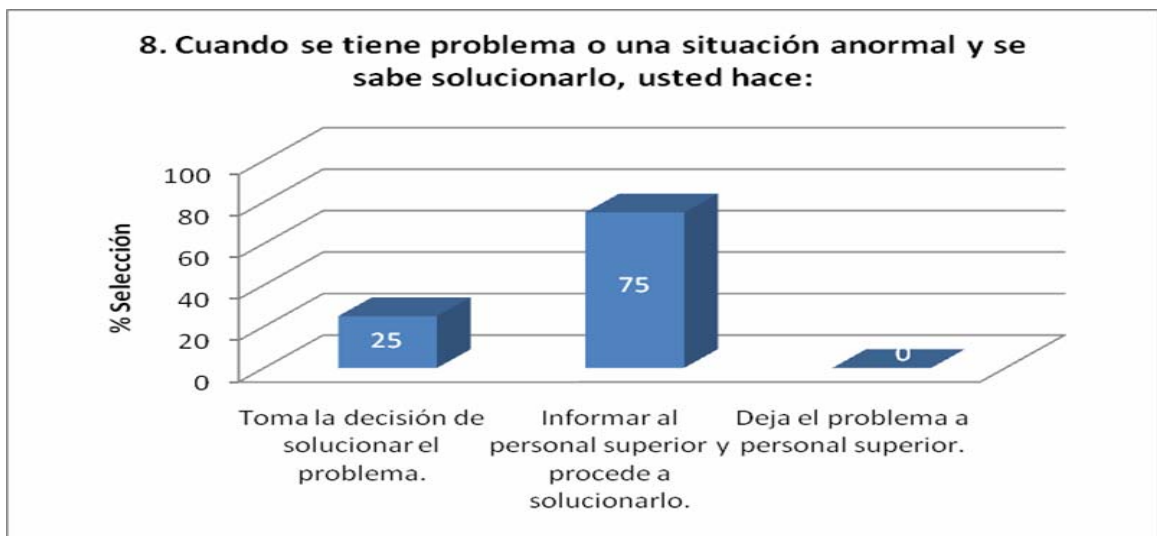
**Figura 61. Resultado de encuesta, pregunta 7**



Fuente. Autores.

La **figura 61**. Muestra que un 100% (60 de 60 encuestados) de las acciones preventivas se toman con tiempo prudente de planeación, en el que consiste en saber lo que sucedió, que lo causó y por último las acciones correctivas para que este no vuelva a ocurrir.

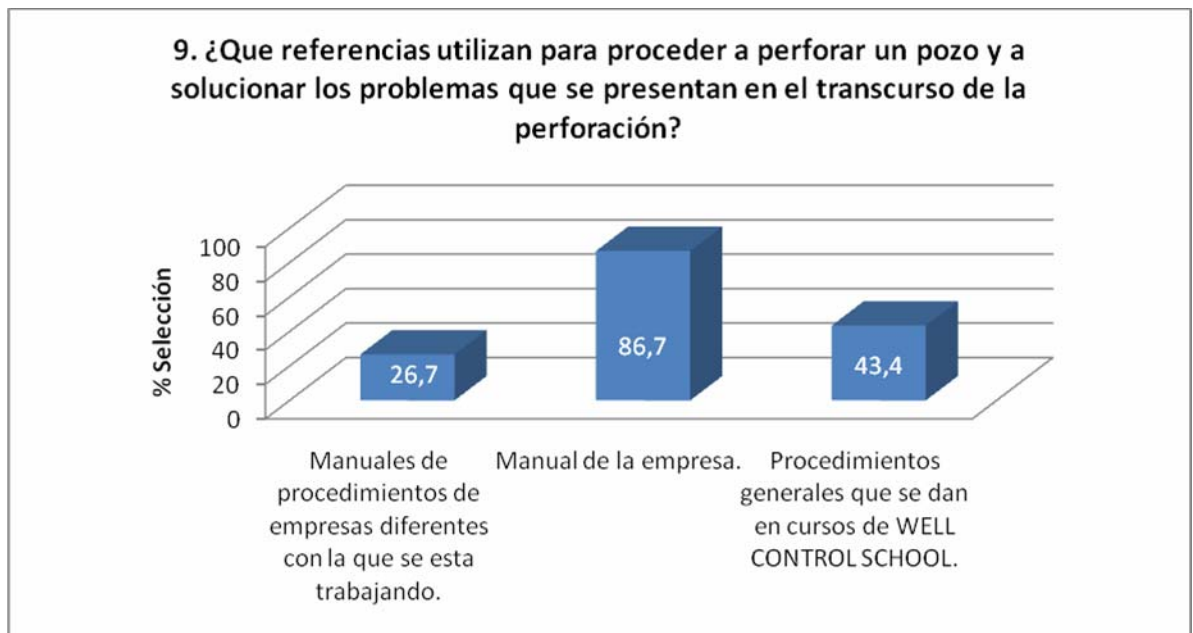
**Figura 62. Resultado de encuesta, pregunta 8**



Fuente. Autores.

En la mayoría de casos en donde se presentan problemas operacionales, lo indicado y lo mejor es avisar al personal superior y proceder a solucionarlo, tal y como lo muestra la **figura 62**. Con un 75% (46 de 60 encuestados). Sin embargo existen algunas situaciones donde no se puede tomar el tiempo necesario de avisar al personal superior para tomar una decisión y reaccionar a tal situación como lo es un influjo o reventón. Es por esto que el 25 % (14 de 60 encuestados) respondieron que toman la decisión de solucionar el problema, aclarando que luego de tomar esa decisión con fin de evitar una catástrofe avisan al personal superior para tomar las medidas respectivas a seguir.

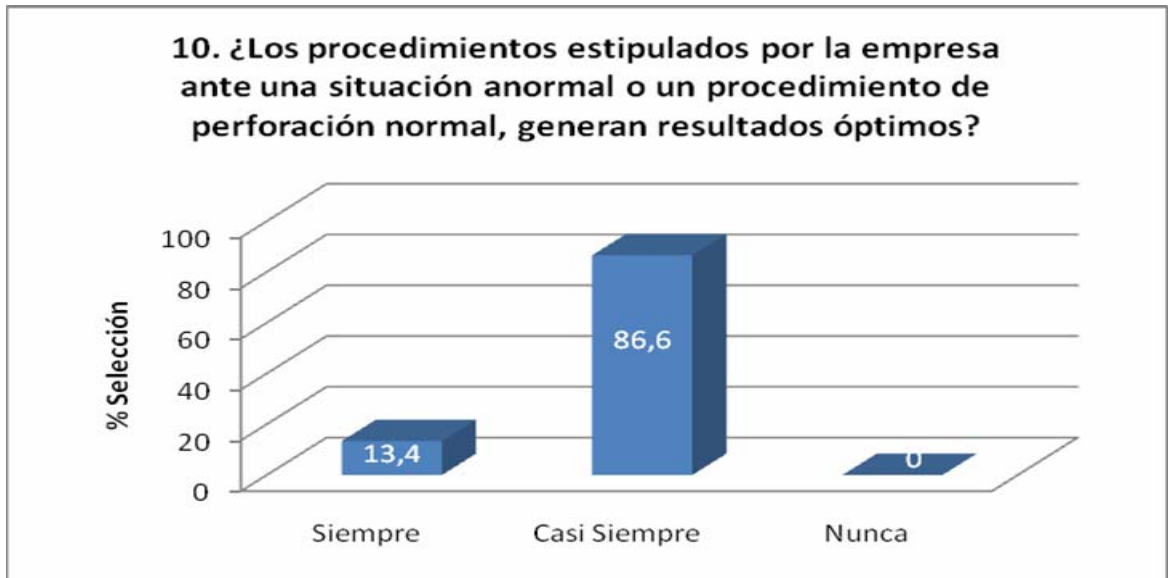
**Figura 63. Resultado de encuesta, pregunta 9**



**Fuente.** Autores.

Las capacitaciones que hacen las empresas hoy en día. Son los cursos de Well Control School, es por esto que un 43% (26 de 60 encuestados) responden que los procedimientos que sigue la empresa en la cual laboran son los estipulados por Well Control School y que de ahí se desprenden los manuales que cada empresa tiene. Que representan un 86,7% (52 de 60 personas).

**Figura 64. Resultado de encuesta, pregunta 10**



**Fuente.** Autores.

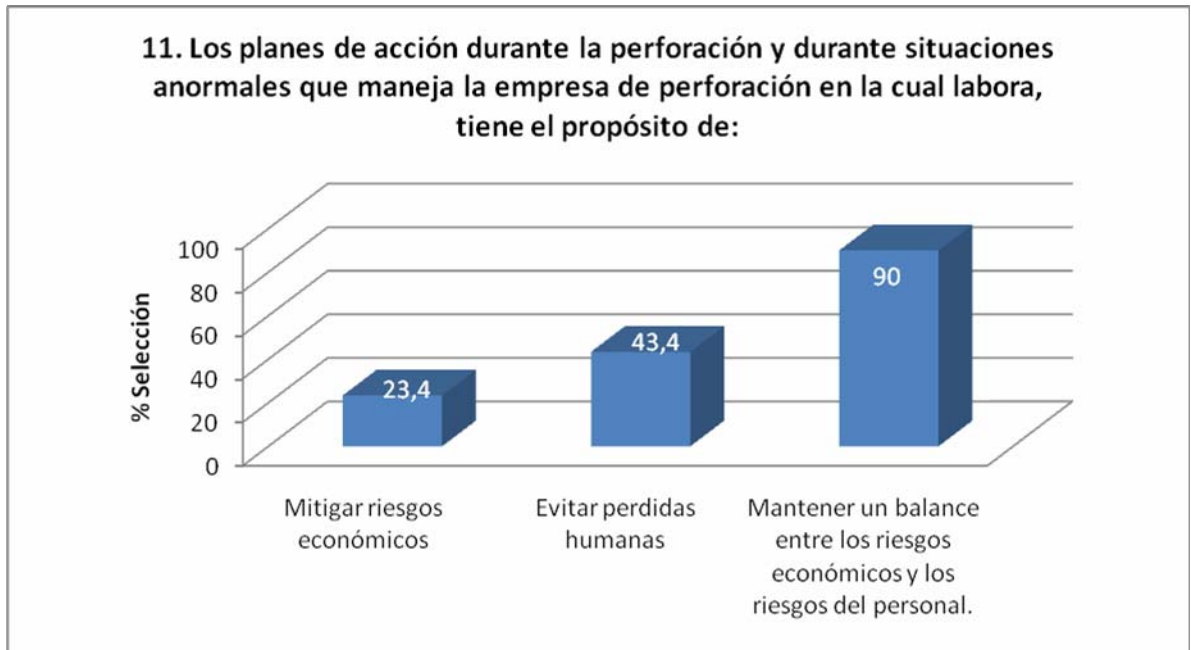
Tomar decisiones individuales puede tener consecuencias graves como pérdidas de vidas, equipos y tiempo, pero en muchas ocasiones donde no se tiene otra opción es el mejor de los casos, por eso el mayor porcentaje 86,6% (52 de 60 encuestados) de "casi siempre" no es un 100% y por eso es que los que dicen que siempre es el resultado más óptimo es de 16,6% (8 personas de 60).

### **Pregunta 11.**

El objetivo principal de toda operación petrolera siempre estará inclinado hacia la seguridad del personal y en pro de reducir los riesgos que se corren en ellas, para obtener excelentes ganancias económicas y fructíferas para la empresa.

Por esta razón el mayor porcentaje se inclina hacia la parte del equilibrio de los riesgos económicos y personales con un 90% (54 de 60 encuestados).

**Figura 65. Resultado de encuesta, pregunta 11**



**Fuente.** Autores.

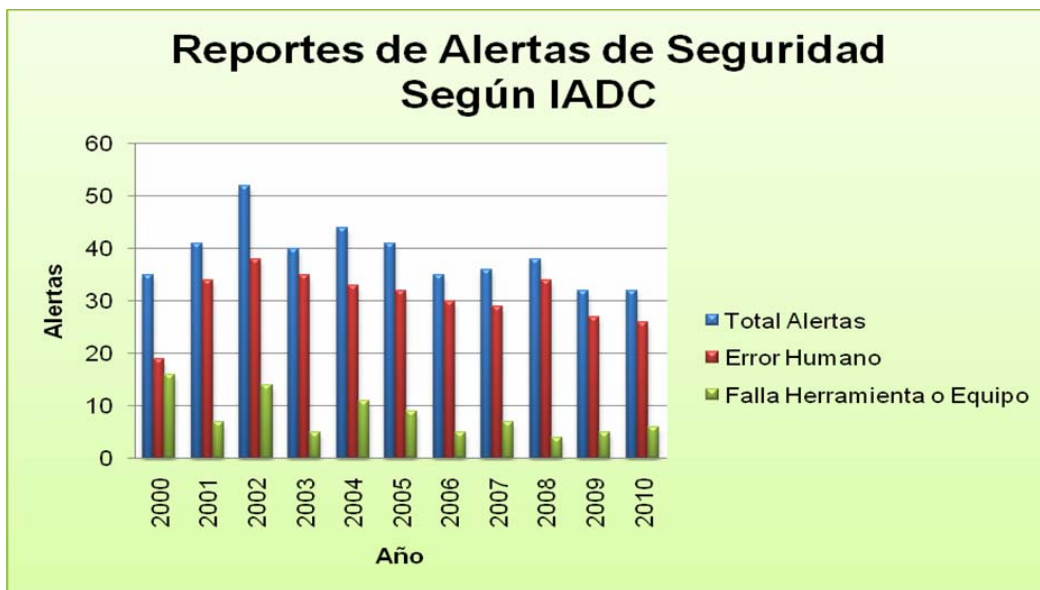
#### **6.4. Reportes de Alertas de Seguridad en IADC**

Además de las situaciones anormales presentadas en el pozo, también se presentan problemas; ya sea durante una perforación, como también al preparar el equipo o después de la operación mientras se desarma el equipo. La IADC, presenta reportes de anomalías, antes, durante y después de una perforación, acerca de los trabajos rutinarios a los que se presentan diariamente los trabajadores de un taladro, únicamente trabajos de superficie como sacada o metida de tubería, movilizaciones etc. Estos reportes tienen como finalidad alertar sobre el cuidado que debe tener la cuadrilla de perforación para minimizar riesgos, errores y fallas en los equipos utilizados en una operación.

En la gráfica presentada en la **figura 66**. Se muestra el total de alertas reportados cada año, iniciando en el año 2000, hasta el 2010; situaciones que sucedieron por errores humanos, fallas de herramientas y equipos.

Se tomaron únicamente las alertas pertenecientes a una operación de perforación, ya que además de estas, la IADC presenta situaciones fuera de la industria, en donde se alerta a los trabajadores de posibles incidentes que se pueden presentar en un taladro sin necesidad de que este se encuentre perforando.

**Figura 66. Alertas de Seguridad reportados en la IADC**



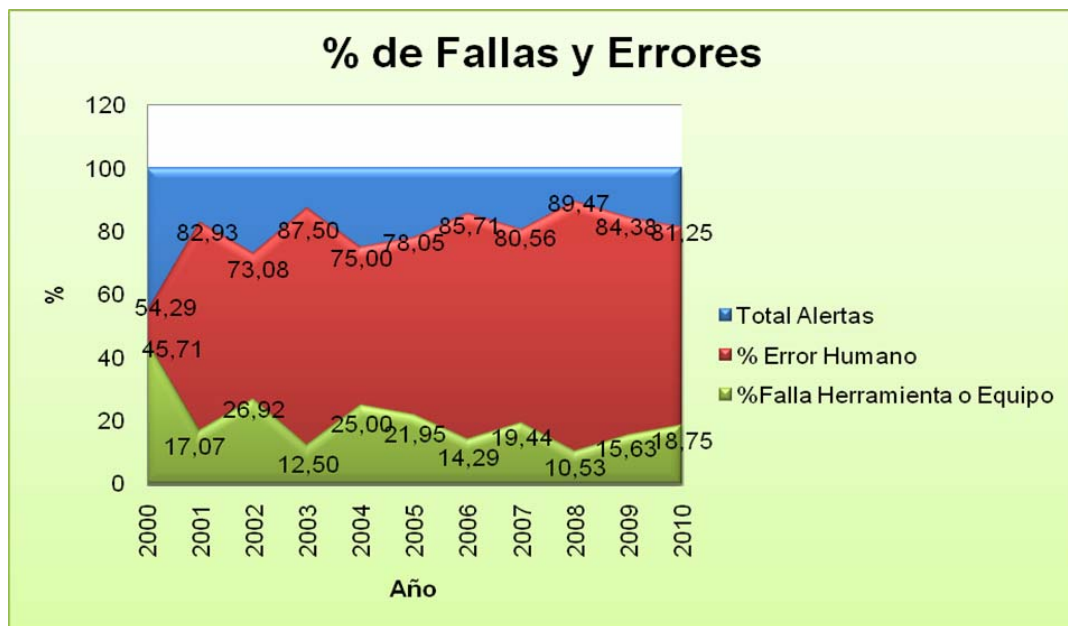
**Fuente.** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

Claramente se puede observar, que los errores humanos son los más presentados con el transcurrir del tiempo, estos ocurrieron por trabajos de rutina, malos procedimientos, falta de comunicación, falta de observar ante posibles riesgos y a la falta de análisis para desarrollar un trabajo seguro (ATS). Este último, hoy en día es muy importante, porque allí se analiza los posibles riesgos que conlleva una operación, por mínima que sea.

En la **figura 67** se puede observar a nivel de porcentaje dichos errores y fallas, tomando como 100% el total de las alertas por año, para poder hacer la estadística.

Se puede decir, que a pesar de que se ha avanzado con los años, en cuanto a la seguridad, aún siguen habiendo falencias por parte de la cuadrilla, quienes en varias ocasiones, no parecían tomar las operaciones más peligrosas, con el debido cuidado.

**Figura 67. Porcentaje de fallas de herramientas o equipos y errores humanos reportados en la IADC.**

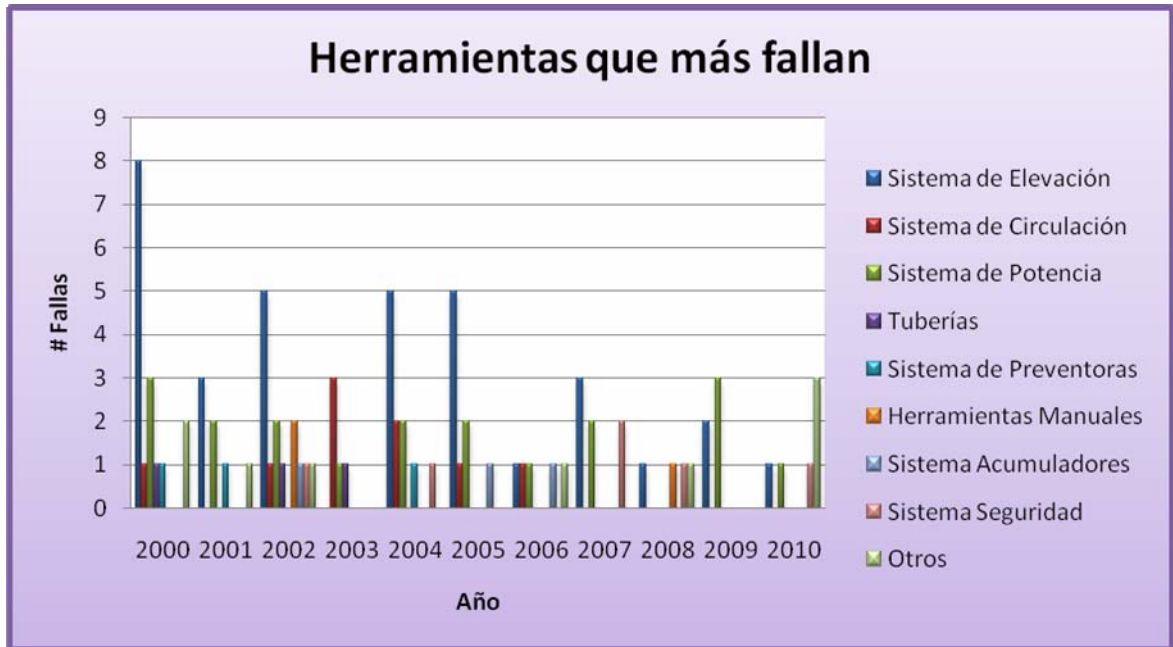


**Fuente.** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

Haciendo un análisis más detallado acerca de dichas fallas y errores, la **figura 68** muestra las herramientas y equipos que más tenían fallas, de donde se puede

decir que la corrosión, el deterioro de la herramienta, o el mal tiempo eran los principales causantes.

**Figura 68. Herramientas que más fallaron durante la década del 2000 al 2010**

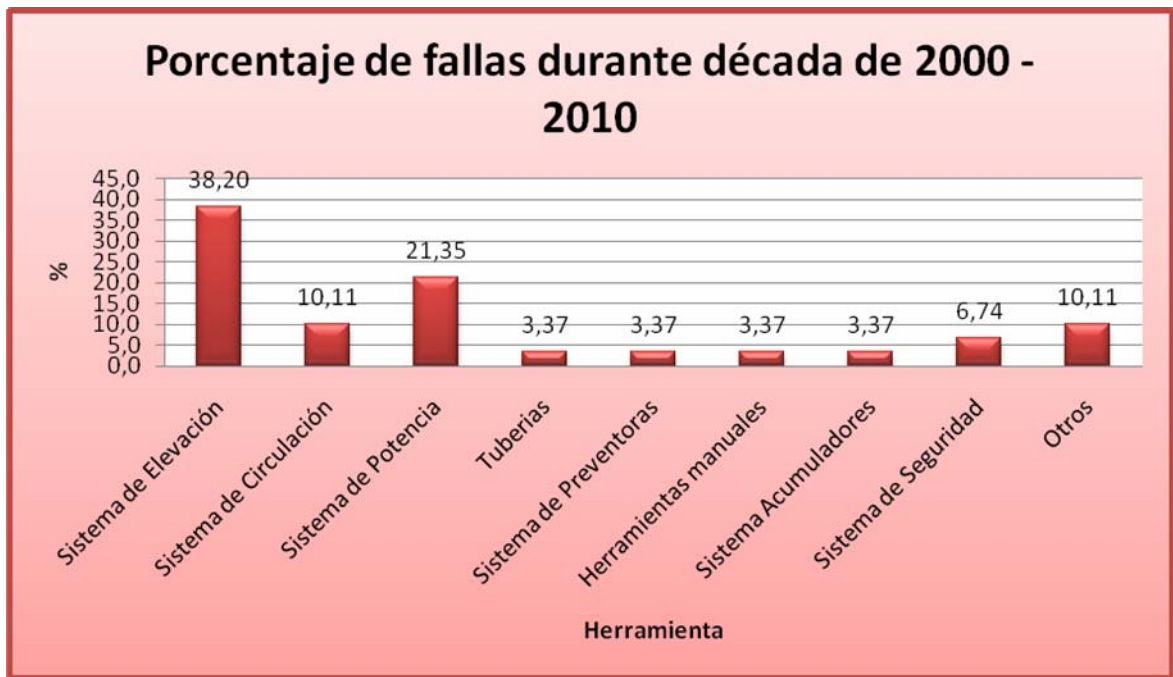


**Fuente:** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

Según la grafica de la **figura 68**, se puede decir que las herramientas que más fallan en una operación de perforación, son las que pertenecen al sistema de levantamiento, entre este grupo se encuentran grapas, anclajes para elevación de personal, elevadores de tubería, eslingas, ganchos de seguridad de tubería, poleas de grúa, grúas, entre otros. A pesar que este sistema fue el que más fallo, se puede ver que a medida que pasaron los años, fue disminuyendo el número de fallas.

En la **figura 69**. Se observa el porcentaje de fallas de las herramientas por año en la década del 2000 al 2010.

**Figura 69. Porcentaje de fallas presentadas por cada sistema durante la década del 2000 al 2010**



**Fuente:** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

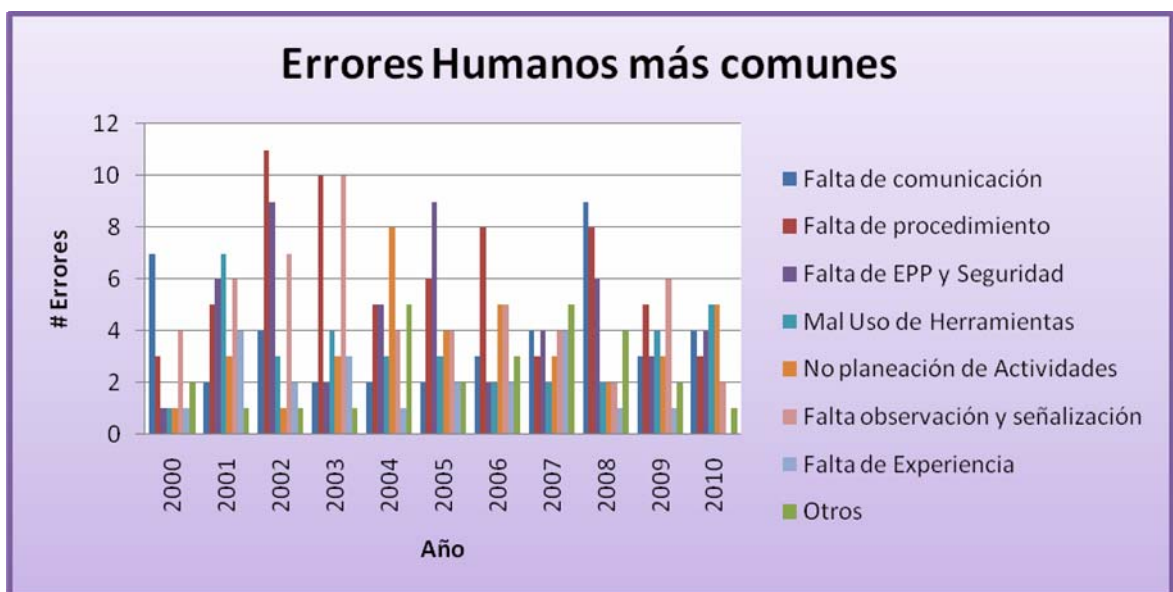
Como se observa en la **figura 69**. El sistema de levantamiento y el sistema de potencia fueron los que presentaron más fallas con un total de 38,2% (34 fallas) y 21,35% (19 fallas) respectivamente sobre un 100% (89 fallas) durante toda la década. Entre las herramientas que pertenecen al sistema de potencia se encuentran el malacate principalmente y todas sus partes como pernos, y todo el conjunto eléctrico del equipo de perforación. El malacate fue el equipo que más presentó fallas con casi el 78,9% (15 fallas) del 21,35% del sistema de potencia.

En el sistema de levantamiento la herramienta que más falló fueron los elevadores y todas sus partes, con el 50% (17 fallas) del total de 38,2%.

Comparando con la pregunta número 5 de las encuestas, se puede confirmar que la tubería y sus herramientas de manipulación son las que más presentan fallas durante la perforación.

A continuación se muestran las gráficas con los errores más comunes cometidos durante una operación de perforación.

**Figura 70. Errores más presentados en la década de 2000 al 2010 según la IADC.**

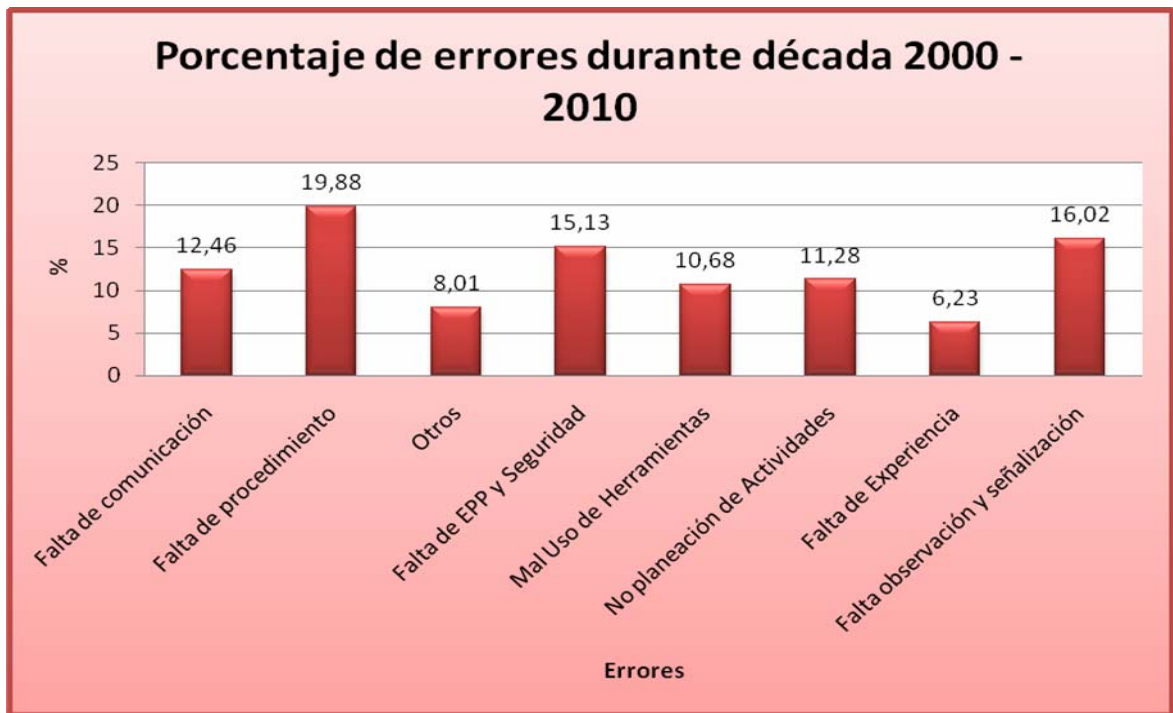


**Fuente.** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

De la **figura 70**. Cabe decir que no hay un error humano marcado en cada año, sin embargo, se puede observar que el punto más alto pertenece a la falta de procedimiento, donde no solo hace referencia a esto, sino también a que tenían el procedimiento, pero no lo seguían.

En la **figura 71** se puede ver más claramente cuáles son los errores más cometidos.

**Figura 71. Porcentaje de errores durante la década del 2000 al 2010**



**Fuente:** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

Como se había dicho, en la **figura 71**. Se puede ver que el error más cometido es por falta de procedimiento o seguimiento del mismo, con un 19,88% (67 errores) de un total del 100% (337 errores). Le sigue la falta de observación, atención y señalización en el área de trabajo, inspección de herramientas, con un total de 16,02% (54). Muchas veces las operaciones más rutinarias o sencillas se convertían en incidentes, debido a la falta de observación o atención generada por el exceso de confianza.

Con respecto a las fallas y errores presentados en procedimientos específicos, no se puede dar un dato exacto, debido a que en los reportes de alertas de la IADC no son muy claros con los procedimientos que estaban realizando cuando ocurrieron los eventos.

A manera de tomar conciencia, la **figura 72** muestra las fatalidades reportadas a la IADC durante la década del 2000 al 2010.

**Figura 72. Fatalidades en la década del 2000 al 2010**

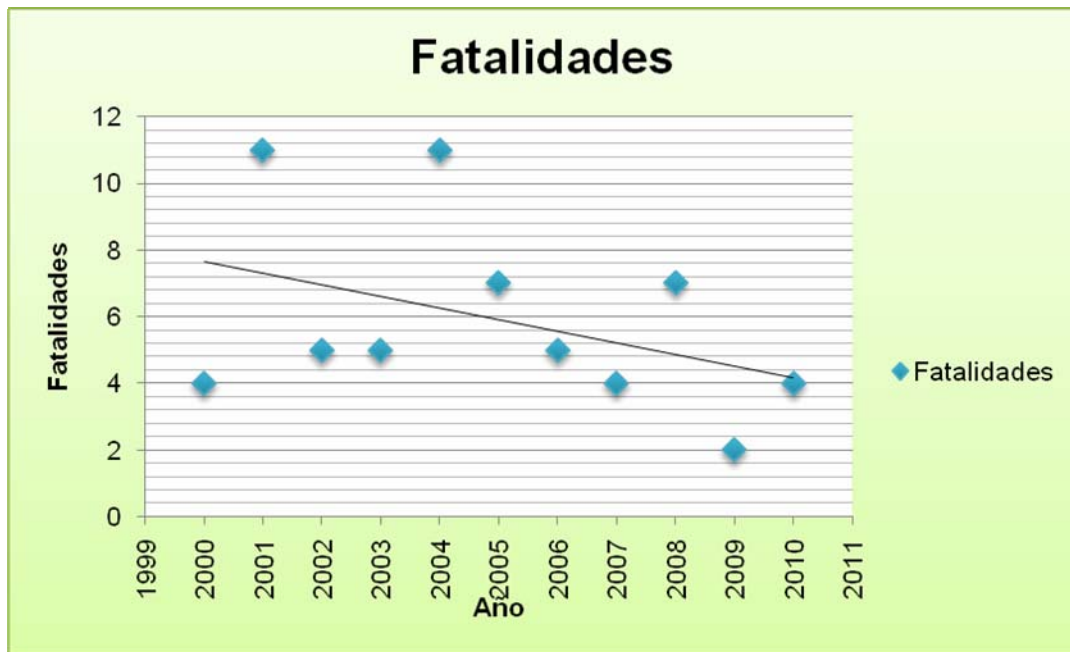


**Fuente.** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

Se puede observar que con el transcurrir del tiempo, se siguen presentando fatalidades, su mayoría debido a errores humanos. En esta década, se contó un total de 65 muertes.

A pesar de esto, en la **figura 73** se observa que la tendencia es a disminuir estos números. Cada empresa se ha propuesto crear una serie de estrategias para lograr esto.

**Figura 73. Tendencia del número de fatalidades durante la década del 2000 al 2010.**



**Fuente.** Tomada de la IADC; alertas de seguridad (2000-2010). Modificada por Autores.

## CONCLUSIONES

- Los procedimientos de las perforaciones, control de pozos, problemas y situaciones anormales que comúnmente se encuentra en la literatura de cada empresa, no tienen diferencias notorias 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 estas 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).
- Encontrar problemas o situaciones anormales, es un diario vivir del personal en un equipo de perforación, 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 (capítulo 3 y 5). Sin embargo, con el transcurrir del tiempo las empresas perforadoras han desarrollado programas en donde indican los procedimientos a seguir ante eventos no esperados, con el fin de solucionarlos de la mejor manera para luego hacer un balance de los porcentajes operacionales y porcentajes de costos que se estimaban antes de que pasaran estos eventos indeseados.
- La mayoría de los pozos a perforar, poseen características diferentes, sin embargo es clave tener en cuenta los principios fundamentales que se manejan en un descontrol de pozo, que son: controlar las presiones, proteger al personal y reducir el tiempo de operación.
- Los riesgos económicos y responsabilidad del manejo del recurso humano son tal vez los factores más importantes que se manejan durante una perforación, es por esto que el actuar de una manera individual y diferente al estipulado por el programa de perforación y procedimiento de la empresa es la opción errónea que generan los accidentes de mayor significado en la industria petrolera. Es por esta razón que las empresas perforadoras hacen

mayor énfasis en los aspectos de calidad, salud, seguridad y medio ambiente. Con el fin de capacitar a sus trabajadores y mitigar los riesgos operacionales que conlleven a condiciones no deseadas.

- Todos los equipos utilizados en una perforación están expuestos en todo momento a esfuerzos y trabajos constantes los cuales conllevan a fallas y accidentes de trabajo, es por esto que siempre se realizan las inspecciones y certificaciones de las herramientas y equipos de trabajos a utilizar en una perforación.
- La mayoría de los problemas o situaciones anormales presentadas en una operación de perforación, se debe a errores cometidos por el personal capacitado, más que por falla de herramientas, ya que el personal tiende a confiarse principalmente de su experiencia e ignora los procedimientos estipulados por el programa de perforación de su compañía.
- A pesar de los procedimientos que tiene cada empresa para realizar operaciones en un taladro para evitar problemas o situaciones anormales, siguen existiendo un alto índice de casos fatales en donde la falta de control del taladro conlleva pérdidas de vidas humanas. Es por esto que las compañías se han centrado en fortalecer su seguridad para reducir este índice de fatalidades que reporta la IADC (65 muertos en los últimos 10 años).
- El estudio realizado, es una muestra de operaciones que se han llevado a cabo en el país y el mundo. Las comparaciones de los resultados de la encuestas (nivel nacional) con los reportes de la IADC (nivel mundial) no difieren mucho en sus resultados, debido a que se observó que existen similitudes representativas en los porcentajes de las herramientas que comúnmente fallan como; las tuberías, brocas, bombas de lodo y top drive a consecuencia de su desgaste fatiga y en algunos casos mal uso.

- No fue posible establecer concordancia en los resultados referentes a los errores humanos, debido a que las respuestas de las encuestas nacionales se fundamentaron en que los problemas y situaciones anormales se atienen estrictamente a los procedimientos del programa más que a la experiencia. Pero por otra parte los reportes de la IADC se basan en que los porcentajes que representan los errores se basan en la falta de procedimientos o seguimientos de los mismos durante las operaciones.
- En la comparación de resultados de las encuestas y los casos reales de las empresas referente a los problemas más presentados durante una operación de perforación; se observa que existe una similitud de éstos últimos en los cuales se indica que la pérdida de circulación y pega de tubería son unos de los problemas más repetitivos y que son los causantes de presencia de otras situaciones anormales como la pesca y los derrumbes.

## **RECOMENDACIÓN**

Para obtener un análisis más significativo en cuanto a los resultados, es necesario hacer un estudio a empresas de manera individual, en donde se puedan definir parámetros como el número total de pozos perforados por la empresa de estudio, logrando así un análisis de fallas y errores en los procedimientos de control de situaciones anormales durante una perforación, proporcionándole información a la empresa de estudio para la evaluación y prevención de riesgos de situaciones anormales, fallas y errores durante la operación de perforación.

## BIBLIOGRAFIA

1. AMOCO. Training to Reduce Unsheduled Events. 3 ed. 1996.
2. ABERDEEN DRILLING SCHOOL and WELL CONTROL TRAINING CENTRE. High pressure High Bottom Hole Temperature. 50 Union Glen, Aberdeen AB11 6RE. Scotland. U.K.
3. Alertas de Seguridad [En Línea]. Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC). Actualizada hasta el 2010. Consultado el 20 de abril de 2011. Disponible en: <http://www.iadc.org/espanol/alertas.htm>
4. ATLANTIC RICHFIELD COMPANY & BAKER HUGHER INTEQ. Prevention and Control of Lost Circulation: Best Practices. Plano, Texas; Houston, Texas. Febrero 1999. Págs. 19-25.
5. BAKER HUGHES. Baker Oil Tools: Fishing services. Bossier City, Lousiana.
6. BP. Lost Circulation Manual: Curing Losses. Julio de 2002. Pags 34-39.
7. 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)
8. CHEVRON PETROLEUM TECHNOLOGY COMPANY. Workover Well Control and Blowout Prevention Guide. Chevron Drilling Reference Series. Vol 15. Diciembre. 1994.
9. DONALD, J. Timko. Mud Draulic: Practical applications of log calculated pressures as an aid to solving Drilling problems. Continental Oil Company, Houston Texas.

10. ECOPETROL, Manual de Operaciones de Perforación, Departamento de Perforación, 1 ed. 1994.
11. GRACE, D. Robert. CUDD, Bob. CARDEN, S. Richard and SHURSEN, Jerald L. Advanced Blowout and Well Control. Houston, Texas. 1994.
12. Gráfica Die Collar [En Línea]. Consultado el 26/04/2011. Disponible en:  
[http://www.chinaogpe.com/showroom/606/html/product\\_Die\\_Collar\\_188491.html](http://www.chinaogpe.com/showroom/606/html/product_Die_Collar_188491.html)
13. Gráfica Fishing Jar [En línea]. Consultado el 26/04/2011. Disponible en:  
<http://alakdharoman.com/Super%20II%20Fishing%20Jar.html>
14. Gráfica Fishing Magnet Tool. [En línea]. Consultado el 26/04/2011.  
Disponible en:  
[http://image.chinaogpe.com/pimage/1834/image/Fishing\\_Magnet\\_Product1834.jpg](http://image.chinaogpe.com/pimage/1834/image/Fishing_Magnet_Product1834.jpg)
15. Gráfica Releasing Spear [En línea]. Consultado el 26/04/2011. Disponible en: [http://www.chinaogpe.com/showroom/573/html/offer\\_Releasing\\_Spear\\_1366.html](http://www.chinaogpe.com/showroom/573/html/offer_Releasing_Spear_1366.html)
16. HAWKER, David. VOGT, Karen and ROBINSON, Allan: Procedimientos y operaciones en el pozo. En: Manual Datalog, versión 3.0. 3 ed. P 130-160.

17. LINARES, Omar. Análisis de causa raíz: una herramienta invaluable para el diagnóstico de fallas.
18. Manual del Ingeniero de Petróleos: Perdida de circulación. 14 de Febrero 2001. Capitulo 14.
19. Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capitulo 15.
20. MARTINEZ CARAZO, Piedad Cristina. El método de estudio de casos: Estrategia metodológica de la investigación científica. 2006.
21. NATIONAL OIL WELL. Cable Guided And Side Door Fishing Methods: Instruction Manual 8890.
22. NATIONAL OIL WELL. Balanced bumper sub: instruction manual 4455.
23. NATIONAL OIL WELL. Bowen Lebus Anchor Washpipe Spear: Instruction Manual 2900.
24. PM&F Fishing Oil Services S.A. Serrano, Marco A. Curso de Herramientas de pesca. Bucaramanga. 2010.
25. RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS. Prevención y Pega de Tubería: Problemas del hueco; Pérdida de circulación. P 97-115.

- 26.SAUDI ARAMCO. Well Control Manual: Drilling and Workover. 3 ed. Octubre 2002.
- 27.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. Capitulo 2. P 46
- 28.TARTAN CONTROL: Fishing Services. External Catch Fishing Tools [En línea]. Consultado 26/04/2011. Disponible en:  
<http://www.tartancontrols.com/fishing-services.htm>
- 29.UNIVERSIDAD DE HOUSTON EN VICTORIA. Instituto de capacitación Petrolera. Algunos Métodos Comunes Para el Control de Pozos. Parte 1 Capitulo 7. P 63-71.
- 30.WILD WELL CONTROL. Technical Data Book: A Quick Reference Book of Formulas, Charts and Tables. 2007.
- 31.WELL CONTROL SCHOOL. Detección de las Surgencias. 2003. Capitulo 3.
- 32.WELL CONTROL SCHOOL. Teoría de las Surgencias. 2003. Capitulo 4.
- 33.WELL CONTROL SCHOOL. Procedimientos. 2003. Capitulo 5.

34.ZIGMA COLUMBIA PETROLEUM SERVICES S.A. Manual de operaciones para cierre de pozo durante un descontrol de pozo y control de pozos durante un influjo, 1 ed. 2008.

## ANEXOS

### ANEXO A. MUESTRA REPRESENTATIVA DE ENCUESTAS



#### ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, infuljos e infuljos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_ Siempre       casi siempre      \_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_ Pega de tubería 3

\_\_\_ Pesca 1

\_\_\_ Pérdida de Circulación 5

\_\_\_ Derrumbes 6

\_\_\_ Infuljos 1

\_\_\_ Infuljos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

\* Herramientas direccionales.

\* MARTILLOS HIDRAULICOS.

\* Broca.

\* Registros electricos.

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre       casi siempre       nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.



## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_ Siempre       casi siempre      \_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_ Pega de tubería 4

\_\_\_ Pesca 3

\_\_\_ Pérdida de Circulación 5

\_\_\_ Derrumbes 7

\_\_\_ Influjos 1

\_\_\_ Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

*Cúñas.  
Bombos de lodo.  
Hoces de patencio.*

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?
- Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.
- Manual de la empresa.
- Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.
10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?
- Siempre       casi siempre       nunca
11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:
- Mitigar riesgos económicos
- Evitar perdidas humanas
- Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

**Objetivo:** Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, infuljos e infuljos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_ Siempre      X casi siempre      \_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_ Pega de tubería 5

\_\_\_ Pesca 3

\_\_\_ Pérdida de Circulación 7

\_\_\_ Derrumbes 8

\_\_\_ Infuljos 2

\_\_\_ Infuljos descontrolados (reventones) 1

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Cinchas llaves neumáticas Motores Top Drive  
Bombas de lodo

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre       casi siempre       nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar perdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.



**ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.**

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, infuljos e infuljos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

X Siempre      \_\_\_\_ casi siempre      \_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

1 Pega de tubería \_\_\_\_

6 Pesca \_\_\_\_

2 Pérdida de Circulación \_\_\_\_

3 Derrumbes \_\_\_\_

4 Infuljos \_\_\_\_

5 Infuljos descontrolados (reventones) \_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?

según lo estipule el Programa de Perforación

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

- Top Drive
- Shaker
- equipo de flotación
- Herrtas para corrida de revestimientos

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?
- Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.
- Manual de la empresa.
- Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.
10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?
- Siempre       casi siempre       nunca
11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:
- Mitigar riesgos económicos
- Evitar pérdidas humanas
- Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.



## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_ Siempre      X casi siempre      \_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

4 Pega de tubería \_\_\_\_\_

2 Pesca \_\_\_\_\_

8 Pérdida de Circulación \_\_\_\_\_

3 Derrumbes \_\_\_\_\_

3 Influjos \_\_\_\_\_

1 Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Sistema Eléctrico  
Bombas de lodo (Pistones, camisas, asientos)  
Motores de energía

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto  medio  bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre       casi siempre       nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar perdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.



**ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.**

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

Siempre       casi siempre       nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

Pega de tubería 4

Pesca 2

Pérdida de Circulación 4

Derrumbes 7

Influjos 1

Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

HERRAMIENTAS DIRECCIONALES (MOTOR)

BRODA

CUPA

LLAVES POTENCIA

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se esta trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre       casi siempre       nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar perdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre                      \_\_\_es\_\_\_ casi siempre                      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_1\_\_ Pega de tubería \_\_\_\_\_

\_\_3\_\_ Pesca \_\_\_\_\_

\_\_4\_\_ Pérdida de Circulación \_\_\_\_\_

\_\_5\_\_ Derrumbes \_\_\_\_\_

\_\_2\_\_ Influjos \_\_\_\_\_

\_\_6\_\_ Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

50% Según los procedimientos estipulados por el programa.

50% Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

si Tiempo

si Equipo o herramientas

si Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Martillo, drill pipe

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre       casi siempre      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

Pega de tubería     3

\_\_\_\_\_ Pesca \_\_\_\_\_

Pérdida de Circulación     6

\_\_\_\_\_ Derrumbes \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Influjos \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Jar, Motor, MWD.

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.



5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?  
Brocas, drill collar, Martillos, Sub de sacrificio, Top drive, Bombas de Lodo, Shale shakers.
6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:  
\_\_\_\_Alto            \_\_\_\_medio            \_\_x\_\_bajo
7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones  
\_x\_\_\_Con tiempo prudente de planeación.  
\_\_\_\_Sin planeación; debido a la solución por experiencia.
8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:  
\_\_\_\_Toma la decisión de solucionar el problema.  
\_\_x\_\_Informar al personal superior y procede a solucionarlo.  
\_\_\_\_Deja el problema a personal superior.
9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?  
\_\_\_\_Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.  
\_\_\_\_Manual de la empresa.  
\_\_x\_\_Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, infuljos e infuljos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre                      \_\_\_x\_\_\_ casi siempre                      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_\_\_ Pega de tubería \_\_\_2\_\_\_

\_\_\_\_\_ Pesca \_\_\_1\_\_\_

\_\_\_\_\_ Pérdida de Circulación \_\_\_7\_\_\_

\_\_\_\_\_ Derrumbes \_\_\_4\_\_\_

\_\_\_\_\_ Infuljos \_\_\_6\_\_\_

\_\_\_\_\_ Infuljos descontrolados (reventones) \_\_\_1\_\_\_

3. ¿De qué **me** manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?  
\_\_\_x\_\_\_ Según los procedimientos estipulados por el programa. **BASADO EN LAS PRACTICAS Y STANDARDS APROBADAS POR LA CIA**  
\_\_\_\_ Según la experiencia.
4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:  
\_\_\_x\_\_\_ Tiempo  
\_\_\_x\_\_\_ Equipo o herramientas  
\_\_\_x\_\_\_ Factor humano
5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?  
Herramientas direccionales, Top Drive, Bombas de lodo, y condiciones del hueco que hacen que se pierda tiempo causando viajes adicionales.
6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:  
\_\_\_\_ Alto                      \_\_\_\_ medio                      \_\_\_x\_\_\_ bajo
7. Como se toman la acciones preventivas ante **los** problemas **y** situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones  
\_\_\_x\_\_\_ Con tiempo prudente de planeación.  
\_\_\_\_ Sin planeación; debido a la solución por experiencia.
8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:  
\_\_\_x\_\_\_ Toma la decisión de solucionar el problema. **Y POSTERIORMENTE SE INFORMA AL SUPERIOR**

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos **que** estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre                      \_\_\_\_\_ casi siempre                      \_X\_ Algunas veces                      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_\_\_ Pega de tubería \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Pesca \_\_\_\_\_

\_X\_ Pérdida de Circulación \_7\_

\_\_\_\_\_ Derrumbes \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Influjos \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Influjos descontrolados (reventones) \_\_\_\_\_

3. ¿De qué **me** manera intervienen ante un problema a o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Direccionales.

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman la acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa. **Estándares**

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, influjos e influjos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre       casi siempre      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_\_\_ Pega de tubería    7

\_\_\_\_\_ Pesca    6

\_\_\_\_\_ Pérdida de Circulación    7

\_\_\_\_\_ Derrumbes    5

\_\_\_\_\_ Influjos    4

\_\_\_\_\_ Influjos descontrolados (reventones)    2

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?

Herramientas direccionales

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.

## ENCUESTA DE ANÁLISIS DE FALLAS Y ERRORES EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN SITUACIONES ANORMALES DURANTE LA PERFORACIÓN.

Objetivo: Desarrollar un análisis que permita evaluar las principales fallas y errores en los procedimientos de control de pozos llevados a cabo en situaciones anormales durante la perforación.

**Problemas o situaciones anormales:** hace referencia a pegas, pesca, derrumbes, pérdida de circulación, infuljos e infuljos descontrolados.

1. ¿Con que frecuencia se presenta situaciones anormales o problemas durante una perforación?

\_\_\_\_\_ Siempre                      \_\_\_X\_\_\_ casi siempre                      \_\_\_\_\_ nunca

2. Seleccione y diga de 1 a 10 ¿Cuáles son los problemas que más se presentan durante la perforación?

\_\_\_X\_\_\_ Pega de tubería     \_\_\_4\_\_\_

\_\_\_X\_\_\_ Pesca     \_\_\_4\_\_\_

\_\_\_X\_\_\_ Pérdida de Circulación     \_\_\_6\_\_\_

\_\_\_\_\_ Derrumbes     \_\_\_\_\_

\_\_\_X\_\_\_ Infuljos     \_\_\_4\_\_\_

\_\_\_\_\_ Infuljos descontrolados (reventones)     \_\_\_\_\_

3. ¿De qué manera intervienen ante un problema o situación anormal durante la perforación?

Según los procedimientos estipulados por el programa.

Según la experiencia.

4. Existen casos en los cuales se hayan perdido:

Tiempo

Equipo o herramientas

Factor humano

5. ¿Cuáles son las herramientas que comúnmente fallan durante la perforación?  
MWD, BROCA.

6. De acuerdo a su experiencia cree usted que el índice de accidentalidad durante una perforación es:

Alto

medio

bajo

7. Como se toman las acciones preventivas ante los problemas y situaciones anormales que se presentan en algunas ocasiones

Con tiempo prudente de planeación.

Sin planeación; debido a la solución por experiencia.

8. Cuando se tiene problema o una situación anormal y se sabe solucionarlo, usted hace:

Toma la decisión de solucionar el problema.

Informar al personal superior y procede a solucionarlo.

Deja el problema a personal superior.

9. ¿Que referencias utilizan para proceder a perforar un pozo y a solucionar los problemas que se presentan en el transcurso de la perforación?

Manuales de procedimientos de empresas diferentes con la que se está trabajando.

Manual de la empresa.

Procedimientos generales que se dan en cursos de WELL CONTROL SCHOOL.

10. ¿Los procedimientos que estipulados por la empresa ante una situación anormal o un procedimiento de perforación normal, generan resultados óptimos?

Siempre

casi siempre

nunca

11. Los planes de acción durante la perforación y durante situaciones anormales que maneja la empresa de perforación en la cual labora, tiene el propósito de:

Mitigar riesgos económicos

Evitar pérdidas humanas

Mantener un balance entre los riesgos económicos y los riesgos del personal.