

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA  
TECNOLOGIA CASING DRILLING APLICADO A UN POZO EN COLOMBIA

SAIREK JOHANA RICO CLAVIJO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA PETÓLEOS  
BUCARAMANGA

2014

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA  
TECNOLOGIA CASING DRILLING APLICADO A UN POZO EN COLOMBIA

SAIREK JOHANA RICO CLAVIJO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERA DE PETRÓLEOS

DIRECTOR  
JORGE ERNESTO CALVETE RINCÓN  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA PETÓLEOS  
BUCARAMANGA

2014

## DEDICATORIA

A Dios primeramente dedico este logro por todas las bendiciones y por las alegrías en mi vida te agradezco Señor. También por los desafíos que me hacen más fuerte y por la esperanza de que todo va estar mejor.

A mi padre Marcos A. Rico que desde mi nacimiento planto sus sueños en mi corazón y poco a poco han dado los frutos de una excelente persona con valores y principios. Gracias por ser el mejor modelo y ejemplo de padre. Te Amo.

A mi madre Claudia H. Clavijo mi amiga incondicional. Siempre me aconsejo y me mostro el mejor camino a seguir. Gracias por detenerme cuando debías y por empujarme cuando tenía miedo de seguir mis sueños.

A ti mi hijo Marco Samuel, agradezco a Dios porque llegaste en el mejor momento de mi vida, me llenaste de amor, confianza y fuerzas. Dios nos continúe bendiciendo mi precioso angelito.

A mis hermanitas Sara y Erika que son mis guías espirituales y mis confidentes, gracias el amor que me dan, el apoyo y la confianza en todo momento.

A mi Cuñado y pastor Jimmy Díaz por sus oraciones, cariño y mejores consejos.

A mi sobrina Keren Stephany, te amo princesa.

A toda mi familia Rico y Clavijo, tios, tías, abuelito, abuelitas, primos y primas, porque los consejos que me dieron fueron de ayuda para lograr mi objetivo. Agradezco por su amor sincero.

Y como olvidar mencionar a esas personitas especiales que conocí a lo largo de estos años, amigos de rumba, de estudio, de anécdotas inolvidables, espero seguir contando con su apoyo.

Para mis amigos Diego Cortes, David Castro y Rubén Osses, a mi amiga de colegio que a distancia nos dimos fuerza Diana Estupiñan. A mis angelitos: Hernán Álvarez, Cheribel Muegues, Jesús Plata, Michael lozano, Yenyfer Vallen, Carolina Cordoba y Jonathan, Diana Rojas, Chisfero, Stivenson Estrada, Dalgy Zapata, Ricardo Suarez, William Ruiz y a los que me conocen, Dios los bendiga. Gracias por estos años maravillosos.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi padre MARCOS ALONSO RICO Z. por colaborarme con la gestión de la información suministrada para el desarrollo del proyecto de grado.

A los ingenieros JORGE ERNESTO CALVETE y HERNAN A. ALVAREZ por la colaboración brindada en la dirección del presente proyecto de grado, por su tiempo y conocimientos compartidos.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y la ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. MARCO TEORICO .....	18
1.1 EVENTOS IMPORTANTES EN LA PERFORACION DE POZOS EN AMERICA Y COLOMBIA .....	18
1.2 EVOLUCION DE LA PERFORACION CONVENCIONAL DE POZO. ....	20
1.2.1 Convencional .....	20
1.2.2 Top Drive .....	21
1.2.3 Motor De Fondo.....	22
1.3 AVANCES TECNOLOGICOS .....	23
1.3.1 Perforación No Convencional .....	24
1.3.2 Perforación Con Revestimiento “CASING DRILLING” .....	24
2. COMPARACION ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON REVESTIMIENTO.....	26
2.1 PERFORACION CONVENCIONAL .....	27
2.2 PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO.....	29
2.2.1 Clasificación de la perforación con revestimiento.....	30
2.2.1.1 Método Con BHA Recuperable (Casing Drilling): .....	31
2.2.1.1.1 Herramientas Fundamentales CD. ....	32
2.2.1.2 Método BHA No Recuperable (Drilling with Casing):.....	36
2.2.2.1 Herramientas Fundamentales de DwC. ....	37
3. APLICACIÓN DE LA COMPARACION ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGIA CASING DRILLING EN COLOMBIA .....	42
3.1 ACTIVIDADES OPERACIONALES.....	43
3.1.1 Resumen operacional de la perforación convencional .....	43

3.1.2 Resumen operacional de la perforación con CASING.....	44
3.2 COMPARACIÓN DE TIEMPOS: PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON CASING .....	45
3.2.1 Análisis de resultados obtenidos con los tiempos de operación. ....	48
3.3 COMPARACION DE COSTOS: PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON CASING .....	50
3.3.1 Análisis de resultados obtenidos con los costos operativos. ....	52
3.4 ANALISIS DOFA PARA LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA PERFORACION CON CASING .....	54
4. CONCLUSIONES .....	56
5.RECOMENDACIONES.....	57
BIBLIOGRAFIA.....	58

## LISTA DE TABLAS.

<b>Tabla 1.</b> <i>Ventajas de la Perforación con Casing</i> .....	30
<b>Tabla 2.</b> <i>Ventajas y Desventajas de la Perforación con Casing con BHA recuperable</i> .....	33
<b>Tabla 3.</b> <i>Ventajas y Desventajas de la Perforación con Casing con BHA No Recuperable</i> .....	38
<b>Tabla 4.</b> <i>Equipos utilizados en los pozos perforados con DwC</i> .....	42
<b>Tabla 5.</b> <i>Tiempo perforación convencional</i> .....	46
<b>Tabla 6.</b> <i>Tiempos de la operación DwC pozo UIS2</i> .....	46
<b>Tabla 7.</b> <i>Tiempos de la operación DwC pozo UIS3</i> .....	47
<b>Tabla 8.</b> <i>Tiempos de la operación DwC pozo UIS4</i> .....	47
<b>Tabla 9.</b> <i>Costos Operacionales Pozo Convencional UIS1</i> .....	50
<b>Tabla 10.</b> <i>Costos de la operación DwC pozo UIS2</i> .....	51
<b>Tabla 11.</b> <i>Costos de la operación DwC pozo UIS3</i> .....	51
<b>Tabla 12.</b> <i>Costos de la operación DwC pozo UIS4</i> .....	51

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> <i>Sistema de perforación con rotación convencional</i> .....	21
<b>Figura 2.</b> <i>Sistema de perforación con Top Drive</i> .....	22
<b>Figura 3.</b> <i>Motor de Fondo y sus principales Componentes</i> .....	23
<b>Figura 4.</b> <i>Operaciones de perforación y entubación simultaneas con tubería de revestimiento cortas (liner) o sartas de revestimiento completas.</i> .....	31
<b>Figura 5.</b> <i>. Drill Lock Assembly (DLA)</i> .....	34
<b>Figura 6.</b> <i>Equipo de Superficie de Casing Drilling.</i> .....	35
<b>Figura 7.</b> <i>Top Drive y Casing Drive System de Tesco Corp.</i> .....	36
<b>Figura 8.</b> <i>Equipo Fundamental DwC por Weatherford.</i> .....	37
<b>Figura 9.</b> <i>DrillShoe De Diferentes Empresas.</i> .....	39
<b>Figura 10.</b> <i>Características de las Zapatas perforables de Weatherford Defyer...</i>	40
<b>Figura 11.</b> <i>Centralizadores y estabilizadores de Tesco y Weatherford</i> .....	41
<b>Figura 12.</b> <i>Perforación Convencional Vs Drilling with Casing</i> .....	43
<b>Figura 13.</b> <i>Comparación Del Tiempo Total De Las Operaciones</i> .....	48
<b>Figura 14.</b> <i>. Ahorro De Tiempo Para Los Pozos Convencional vs DwC</i> .....	49
<b>Figura 15.</b> <i>Comparación de los Costos Totales de las Operaciones</i> .....	52
<b>Figura 16.</b> <i>Ahorro De Costos Totales De Las Operaciones.</i> .....	53
<b>Figura 17.</b> <i>Distribución de la matriz inicial para un Análisis DOFA</i> .....	54
<b>Figura 18.</b> <i>Análisis DOFA Para La Comparación De La Perforación De Pozos Perforados Convencionalmente</i> .....	54
<b>Figura 19.</b> <i>Análisis DOFA Para La Comparación De La Perforación De Pozos Perforados Con Casing</i> .....	55

## GLOSARIO

**BROCA:** es la herramienta de corte localizada en la parte inferior de la sarta de tubería de perforación, se utiliza para triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria.

**BROCA PDC:** broca diseñada con una capa de diamante policristalino adherido a una capa de carburo de tungsteno, usando una técnica de adherencia de alta temperatura y alta presión. Son bastante costosas, sin embargo, cuando se usan apropiadamente, pueden perforar en formaciones blandas, medianamente duras o duras por varias horas y sin fallar.

**BROCA TRICÓNICA:** broca formada por tres conos cortadores que giran sobre su mismo eje.

**CEMENTACIÓN:** es un proceso que consiste en mezclar y desplazar un fluido a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre la formación y el diámetro externo del revestidor. Uno de sus propósitos es proteger y asegurar el casing en el hoyo.

**CENTRALIZADORES DEL CASING:** aseguran una distribución uniforme del cemento alrededor del revestimiento y se obtiene un completo sello entre la Sarta de revestimiento y la formación.

**CROSSOVER:** tubería corta de ensamblaje usada para permitir que dos componentes con diferentes tipos de roscas o diferentes tamaños de roscas se conecten.

**DRILL COLLAR:** (collares de perforación) tubo pesado de paredes gruesas, que se ubica entre la broca y la tubería de perforación para proporcionar peso a la broca de manera que ayude a perforar.

**DRILL PIPE:** (tubería de perforación) es un tubo de alto peso usado para rotar la broca y circular el fluido de perforación. Por lo general tienen medidas de 30pies de largo.

**ENSAMBLAJE DE FONDO:** (BHA) conjunto de herramientas ubicadas entre la broca y la tubería de perforación.

**ESTABILIZADORES:** herramientas que se utilizan para estabilizar el ensamblaje de fondo, reduciendo el contacto con las paredes del hoyo para controlar la desviación.

**GRAVEDAD API:** (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua.

**LINER:** es una sarta que no alcanza la superficie. Usualmente se cuelga de un casing intermedio usando un arreglo de empaques y deslizadores, y así alcanzar el fondo del pozo.

**LODO O FLUIDO DE PERFORACIÓN:** es cualquier fluido el cual es circulado a través del pozo para remover los cortes del hueco.

**POZO EXPLORATORIO:** se considera como el primer pozo perforado en un área inexplorada y en el lenguaje petrolero se clasifica A-3

**POZO PRODUCTOR:** tiene por objeto la extracción de hidrocarburos del yacimiento y en el lenguaje petrolero se clasifica B-3

**PRESION DE COLAPSO:** Esta presión se genera por la columna de lodo de perforación que llena el espacio anular y que actúa sobre el exterior del revestidor vacío.

**PRESION DE ESTALLIDO:** El criterio para el Estallido se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al tomar un influjo durante la perforación de la siguiente sección del agujero.

**SOMERO:** que se encuentra cerca de la superficie.

**TALADRO:** También llamado torre de perforación, es la maquinaria usada para perforar un pozo.

**TARGET:** es el objetivo usualmente especificado por el geólogo, quien no define un punto exacto sino una tolerancia aceptable de radio del objetivo.

**TASA DE PERFORACION (ROP):** relación de la profundidad perforada en pies por cada hora de rotación. Es un indicativo de la eficiencia y deficiencia de las operaciones de perforación de un pozo.

**TENSION:** Al diseñar el revestimiento se considera que el tramo superior de la sarta como el punto más débil a la tensión toda vez que tendrá que soportar el peso total de la misma.

**TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING):** es la protección del hueco, tubería usada para prevenir el hundimiento o los derrumbes del pozo, previene la

contaminación de las zonas perforadas entre sí y sirve de conducto para los fluidos productores.

**ZAPATA DE PERFORACIÓN:** es una herramienta especial perforarle. La cual cumple con las funciones de una broca PDC convencional y una zapata flotadora. Su longitud varia de 2 a 2,5 pies, presenta aletas y cortadores de carburo de tungsteno.

## RESUMEN

**TITULO:**

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGIA CASING DRILLING APLICADO A UN POZO EN COLOMBIA\*

**AUTOR:** Rico Clavijo Sairek Johana\*\*

**PALABRAS CLAVES:** casing drilling, perforación, convencional, BHA.

**CONTENIDO:**

La perforación de un pozo petrolero es una actividad compleja y de alto riesgo, por lo cual se debe contar con una planeación y supervisión de personal capacitado, apoyado en una tecnología de vanguardia y modernos sistemas de información durante todo el proceso para cumplir con el objetivo de calidad, eficiencia, rentabilidad y seguridad ambiental.

Es por ello que la implementación de la tecnología Casing Drilling permite perforar y revestir de manera simultánea. Es decir, elimina la necesidad de sacar la sarta de perforación convencional que luego de perforar debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además, mitiga los problemas de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías.

El objetivo de este proyecto es realizar un análisis comparativo entre la perforación convencional y la tecnología Casing Drilling aplicado a unos pozos perforados en Colombia, contemplando una evaluación técnico-financiera, con un paralelo entre las ventajas y desventajas encontradas durante el desarrollo de la perforación de los pozos logrando de esta manera orientar al lector a elegir un método de perforación que cumpla con sus requisitos. Demostrando que la tecnología de perforar con revestimiento es viable en los pozos Colombianos por los resultados obtenidos en términos de ahorro, tiempo y procedimientos que se siguieron para la aplicación.

---

\* Trabajo De Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director CALVETE Jorge E.

## ABSTRACT

**TITLE:**

COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN CONVENTIONAL DRILLING AND CASING DRILLING TECHNOLOGY APPLIED TO A WELL IN COLOMBIA\*

**AUTHOR:** RICO CLAVIJO Sairek Johana\*\*

**KEYWORDS:** Drilling casing, well, equipment, technology.

**DESCRIPTION:**

The drilling of an oil well is a complex and high-risk activity, which should have a planning and supervision of trained staff, supported by cutting edge technology and modern information systems throughout the process to accomplish the objective of quality, efficiency, economy, safety and environmental.

Is for this reason that implementation of Casing Drilling technology allows drilling and casing simultaneously. That is, eliminating the need to remove the conventional drilling string after drilling must be removed to install the permanent casing liner pipe. Also mitigates the problems of circulation, improves well control and reduces the time of drilling non-productive equipment, while reducing the risk of unprogrammed deviations or blockages of pipes occur.

The objective of this project is to conduct a comparative analysis between conventional drilling and Casing Drilling technology applied to some wells drilled in Colombia, contemplating a technical and financial evaluation, with a parallel of advantages and disadvantages encountered during development of the drilling of wells achieving in this way orient the reader to select a drilling method that accomplish with your requirements. Demonstrating that the casing drilling technology is feasible in the Colombian wells for the results obtained in terms of saving, time and procedures followed for the application.

---

\* Degree Project

\*\*Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: CALVETE Jorge E. Petroleum Engineer.- UIS.

## INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos de petróleo es la actividad por la cual se puede obtener el hidrocarburo para tratarlo y comercializarlo. Es tan importante esta área de la ingeniería de petróleo que con el paso del tiempo han surgido procesos hacia su mejoramiento cumpliendo con las ideologías de seguridad del personal y el medio ambiente, costos de operación y vida útil del pozo.

Es por ello que en la búsqueda permanente de la optimización de los procesos de perforación de pozos petroleros se ha visualizado la Tecnología “Casing Drilling” con el propósito de mejorar aspectos como: Tiempos de perforación, costos, calidad del hueco y exposición a riesgos.

El enfoque de este trabajo es mostrar la historia, los conceptos con ventajas y desventajas para las perforaciones con casing y la perforación convencional llegando a una evaluación de costos y tiempos de operación para unos pozos perforados en Colombia.

Finalmente se darán las conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del trabajo y progreso de este proyecto.

## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 EVENTOS IMPORTANTES EN LA PERFORACION DE POZOS EN AMERICA Y COLOMBIA

Dos eventos esenciales marcaron la historia de la industria petrolera e iniciaron la revolución energética, ellos son la perforación del pozo por el Coronel Drake en 1859 y el pozo Spindletop perforado por Lucas en 1901.

Fue en 1859 Coronel Edwin L. Drake quien con un equipo de perforación a percusión (la broca va sujeta a un cable que se sube y baja golpeando la roca y el suelo para avanzar en la perforación) perforó el primer pozo petrolero del mundo cerca de Titusville Pensilvania, Estados Unidos, logrando extraer petróleo de una profundidad de 69 pies (21 m). Por dicho pozo se dio inicio al nacimiento de la industria petrolera, que ha evolucionado y continuará su desarrollo tecnológico.

En 1901 Anthony Lucas perforó en Spindletop, Texas, empleando un taladro hidráulico rotatorio (la broca va sujeta a una tubería que rota y la hace girar y avanzar con mayor facilidad que la percusión). A una profundidad de 1100 pies y surge petróleo de forma repentina hasta una altura de 50 metros. Con la perforación exitosa de este pozo se popularizó la perforación rotatoria en todo el mundo en búsqueda del Oro Negro, técnica que hoy se emplea con los cambios tecnológicos propios de cada época en la búsqueda en condiciones exigentes del preciado y discutido fluido combustible, de igual manera es considerada como la técnica convencional de interés que será comparada.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Ariza Leon Emiliano. Libro Fundamentos En Perforación De Pozos. Bucaramanga. 2009. 1p

La presencia del petróleo en Colombia se remota para finales del siglo XIX, en 1883 el ingeniero francés de minas Mr. Canell, corrobora la existencia de petróleo cerca de barranquilla, y en 1884 el geólogo y naturalista Luis Striffler, ciudadano Alemán quien había hecho notables exploraciones en la Sierra Nevada y el rio San Jorge, se encargó de la dirección de la perforación del PRIMER POZO DE PETROLEO COLOMBIANO TUBARÁ, empleando una broca común para perforar pozos artesanos con el cual llego a una profundidad de 94 pies. Del pozo surgió una enorme cantidad de gas y un fino petróleo con 42 Grados API su producción era 50 barriles diarios.<sup>2</sup>

Durante la conquista, el Licenciado Gonzalo Jiménez de Quesada, Fundador de Santa Fé de Bogotá, fue el primero en reportar la presencia de “oro negro” en los afloramientos de petróleo del Valle Medio del Rio Magdalena, que llamaron Las Infantas en honor de las dos princesas de España.

Por la misma época, se construyó y se puso en marcha, en el año 1909, la primera refinería, Cartagena Oil Refining Co., para procesar crudo importado y con una capacidad de 400 barriles por día.<sup>3</sup>

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

Los más importantes descubrimientos hechos en Colombia son los de La Cira-Infantas, en Barrancabermeja; Chuchupa, en La Guajira; Caño Limón, en Arauca; y Cusiana-Cupiagua, en Casanare.

---

<sup>2</sup> ARQ. RAUL GONZALEZ RUBIO. HISTORIA, antecedentes. [En Línea] <<http://tubara.homestead.com/Historia.html>>

<sup>3</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS – ASOCIACIÓN LATINOAMERICANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Historia Del Petróleo En Colombia. [En Línea] <[http://www.alip.org/docs/Historias/breve\\_historia\\_petrolera\\_colombia.pdf.pdf](http://www.alip.org/docs/Historias/breve_historia_petrolera_colombia.pdf.pdf)>

## 1.2 EVOLUCION DE LA PERFORACION CONVENCIONAL DE POZO.

La perforación convencional es aquella que es considerada como la actividad tradicional, a lo largo de la historia se han utilizado dos métodos, perforación por percusión y la perforación rotatoria, que después de la perforación por percusión se ha actualizado con la incorporación de nuevas tecnologías.

**La perforación rotatoria** consiste en perforar un agujero mediante la aplicación de movimiento rotatorio y una fuerza de empuje a un elemento de corte denominado broca que agrede a la roca convirtiéndola en ripios (recortes).

La fuerza de empuje se genera con el peso mismo de la sarta de perforación. Los ripios son sacados del pozo mediante la circulación de un fluido el cual se inyecta por el interior de los tubos y se regresa por el espacio anular. En la superficie son separados del fluido. Existen tres métodos de aplicar rotación a la broca y son:

- a) Sistema rotatorio convencional
- b) Top drive
- c) Motor de fondo

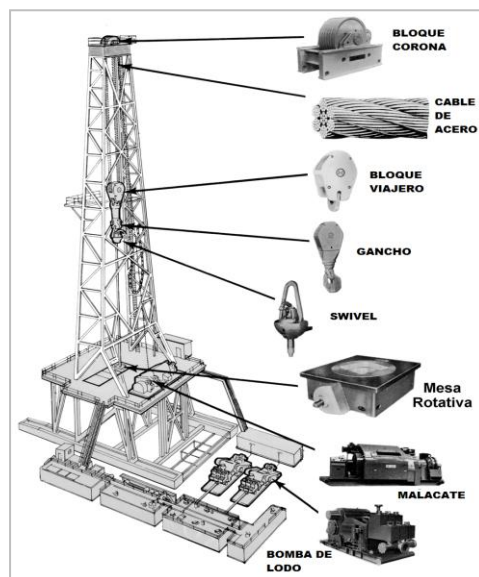
**1.2.1 Convencional.** Los equipos de rotatorios más antiguos usaron torres de madera, las cuales se armaban antes de iniciar el pozo y se desarmaban al terminar, la energía era proporcionada por máquinas de vapor. Con el equipo de rotación se inicia el uso de los fluidos de perforación; la cementación de las tuberías de revestimiento y la terminación con sartas de producción.

Más tarde surgió el uso de la mesa rotatoria, y de las plataformas portátiles, las cuales mejoraron la eficacia en las operaciones y denotaron la perforación convencional como la conocemos hoy en día. (Ver figura 1).

**1.2.2 Top Drive<sup>4</sup>.** Es un equipo superficial utilizado para enroscar y desenroscar las conexiones de los tubos en forma directa sin el empleo de la junta Kelly y la mesa rotatoria. Cumpliendo la función de un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier Torre de un equipo de perforación. Esta herramienta mejora la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos de la sarta, con esto se reduce los riesgos en el manejo de la tubería. Dentro de los beneficios de utilizar esta herramienta se encuentra: (ver figura 2).

- Su alto rendimiento y la facilidad de controlar la velocidad y par de torsión
- Requiere menos mantenimiento y aumenta la rentabilidad de los equipos.
- Mejora el control de la sarta en la perforación direccional, ya que permite rotar y circular mientras viaja por el pozo.
- Operaciones de viajes de tubería y conexiones más seguras y rápidas.

**Figura 1.** *Sistema de perforación con rotación convencional*



Fuente: [http://dc700.4shared.com/doc/\\_J5oUJqW/preview.html](http://dc700.4shared.com/doc/_J5oUJqW/preview.html)

<sup>4</sup> OSORIO RAFAEL. Sistema Top Drive En La Perforación De Pozos [En Línea]. <<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/01/sistema-top-drive-en-la-perforacion-de.html>> UNI PERU [Citado en 10 de enero de 2010]

**Figura 2.** Sistema de perforación con Top Drive



Fuente: <http://larocamadrehg.blogspot.com/2013/03/el-sistema-top-drive.html>

**1.2.3 Motor De Fondo.** Esta herramienta es utilizada para transmitir potencia necesaria a la broca de perforación u otras herramientas de fondo de pozo durante las aplicaciones de perforación direccional o perforación de alto rendimiento. Consta de dos partes principales, un rotor y un estator, (similar a una bomba de cavidades progresivas) movidos por el fluido de perforación que se inyecta por el espacio disponible y el rotor comienza a girar transmitiendo la energía a la broca. (Figura 3)

Comparada con la tecnología de perforación rotatoria, los motores de fondo ofrecen beneficios intangibles que pueden ser tomados en consideración en el costo final y análisis de beneficios. Estos beneficios incluyen: <sup>5</sup>

- Menor número de viajes para el cambio del ensamblaje de fondo.

---

<sup>5</sup> CAVO DRILLING MOTORS LTD. Manual de Operaciones Del Motor. Cuarta edición-(4.3). 2005. [En Línea]. <[http://www.cavodm.com/Manual\\_de\\_Operaciones.pdf](http://www.cavodm.com/Manual_de_Operaciones.pdf)>.

- Rapidez y suavidad en la instalación del revestimiento.
- Reducción del torque en la sarta de perforación.
- Mínimo desgaste, desgarre y fatiga de los componentes de la sarta de perforación, superficie de la tubería y revestimiento gracias a la reducción de las revoluciones por minuto de la sarta de perforación.
- Menor número de problemas durante la perforación como hinchamiento de la formación, patas de perro, ranuras, derrumbes los cuales son posibles con una rata de perforación más rápida y un menor tiempo en la apertura del pozo.

**Figura 3.** *Motor de Fondo y sus principales Componentes*



FUENTE: Tomado del video. Oil & Gas Mud Motor. <http://www.youtube.com/watch?v=-y3k7jcoY-M>

### 1.3 AVANCES TECNOLOGICOS

Para construir la columna de avances tecnológicos se debe tener en cuenta el objetivo principal que tiene la perforación de un pozo; que es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

**1.3.1 Perforación No Convencional.** La perforación no convencional evolucionó en aspectos como ahorrar tiempo, costos y la calidad del trabajo desarrollado en función de las condiciones operacionales. Esta técnica involucra el uso de conexiones tubulares de diseños innovadores, que satisfacen los requerimientos operativos. Dependiendo del tipo de actividad, profundidad y complejidad del pozo, se elegirá el sistema a utilizar. En el campo de la perforación hoy se cuenta con varias técnicas no convencionales, las más destacadas son Perforación con Casing, liner, tubing y colied tubing.

**1.3.2 Perforación Con Revestimiento “CASING DRILLING”.** La perforación con tubería de revestimiento no es un concepto nuevo; se ha utilizado en las industrias de minería y pozos de agua durante muchos años. Sin embargo, la modificación de las herramientas y materiales para el uso de campos petroleros y la ampliación de la profundidad de perforación más allá de un par de miles de pies es nuevo.<sup>6</sup>

Si bien varios intentos se han llevado a cabo hasta la fecha con el propósito de perforar utilizando el casing en pozos someros, todos han sido realizados de forma rudimentaria mediante el sólo empleo del casing y una broca enroscada en el lugar del zapato. En algunos casos se logró el objetivo mientras que en otros la vida de la broca utilizada no lo permitió.

En todos los casos el proceso siempre fue rudimentario y sin ningún tipo de control respecto a las variables de perforación que modifican el estado de tensiones al que se ve sometido el casing durante el proceso.

---

<sup>6</sup> Society of Petroleum Engineers (SPE International). Casing design. [En Línea]. <[http://petrowiki.org/Casing\\_drilling](http://petrowiki.org/Casing_drilling)>.

Esta técnica implica el uso de revestimiento de producción en lugar de los tubos de perforación para perforar el pozo, eliminando la necesidad de utilizar tubería de perforación y ensamblajes de fondo de pozo, una tarea necesaria en los escenarios de perforación convencionales. Los viajes de la tubería de perforación aumentan el riesgo de inestabilidad, generación de sobretensión y presiones de suaveo.

Existen varios proveedores de servicios comprometidos con el desarrollo de herramientas, técnicas y equipos para perforar pozos con tubería de revestimiento estos han permitido evolucionar en el área, para el próximo capítulo se tendrán en cuenta.

## **2. COMPARACION ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON REVESTIMIENTO.**

La perforación puede ser considerada como un proceso tan simple de realizar, sin embargo es una tarea delicada que necesita de una buena planeación para ser ejecutada de tal manera que se produzca un pozo económico y útil. Las prácticas y procedimientos empleados durante el diseño y la operación del pozo, son determinadas usualmente por prácticas comunes, experiencia y habilidad del personal y políticas de la empresa.

Todo esto debe ser revisado, estudiado y comprendido por todo el personal, a fin de cumplir con los objetivos esperados. La seguridad del pozo (personal, instalaciones y medio ambiente), es un factor de primordial importancia

Existe un número de consideraciones fundamentales para el diseño de un pozo y la selección del equipo de perforación a utilizar; entre las cuales se debe evaluar: el terreno donde van a operar, rango de profundidad, rango de velocidades de rotación y el torque requerido, peso y tamaño de los componentes de la sarta, sistemas de circulación, tanque, múltiples y equipo de control de sólidos, arreglo de los preventores, altura de la subestructura y un sin número de consideraciones que combinados forman una unidad capaz de construir un pozo.

Para la planeación del diseño de un pozo aplicando la tecnología de Casing Drilling es de alguna manera muy similar a diseñar un pozo convencional. Las consideraciones sobre estabilidad del pozo, control de surgencias, profundidades de asentamiento de los zapatos, el plan direccional y la selección de la broca, son tomadas de la misma manera que en la perforación convencional.

La implementación de esta tecnología se ha visto como una solución potencial a una variedad de aplicaciones comerciales. Para facilitar el uso de la tubería de revestimiento para perforación, TESO CORPORATION diseñó equipos de superficie y sistemas de fondo de pozo confiables que se fijan y se desenganchan de la tubería de revestimiento en forma eficaz y efectiva. Gracias a ella se logra reducir el tiempo en viajes de tubería, se disminuyen los eventos no programados y se genera así una disminución de costos.

## 2.1 PERFORACION CONVENCIONAL <sup>7</sup>

La unidad capaz de construir un pozo está compuesta por un taladro, un taladro moderno de perforación rotatoria, de cualquier tipo consiste de 5 componentes principales:

- 1) Broca de perforación y sarta de perforación.
- 2) Sistema de circulación del fluido de perforación.
- 3) Sistema de movimiento de la sarta de perforación.
- 4) Sistema de suministro de Energía.
- 5) Sistema de válvulas preventoras. (BOPs).

El término rotatoria proviene del movimiento físico de la *sarta de perforación y la broca* (1), el cual va aplicando una fuerza rotatoria de corte a la roca en el fondo del pozo. La rotación puede ser aplicada en superficie a toda la sarta o bien por un motor en fondo a una parte del ensamblaje de fondo (Bottom hole assembly, BHA). La sarta de perforación consiste en tubería de acero la cual conduce en su interior el fluido de perforación hasta la broca de perforación. Esta sarta de perforación es una combinación de tubería “estándar” de perforación, tubería de

---

<sup>7</sup> HAWER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. Manual De Operaciones En El Pozo. Datalog. Julio 2002. 19p.

perforación más pesada, de mayor diámetro y calibre, y aún más pesadas (Drill Collars).

Toda esta sarta está montada en la torre de perforación que tiene un sistema para el movimiento vertical (hacia dentro y hacia fuera) dicha sarta (3). Este sistema compuesto de: el malacate, el conjunto de poleas en la corona, el bloque viajero y la línea de perforación. La rotación de la sarta en superficie es aplicada a la sarta por una de dos maneras. Por medio de un sistema *Kelly*, o por medio de un *top drive*.

El fluido de perforación, comúnmente llamado lodo de perforación, se almacena en tanques o piscinas, y desde allí el lodo puede ser bombeado a través del standpipe a la swivel donde entra a la Kelly o al top Drive, luego por toda la sarta de perforación hasta la broca, antes de regresar a la superficie a través del anular (espacio entre la sarta de perforación y las paredes del hueco). Y al regresar a la superficie el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que le sean retirados los cortes de perforación, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo completo (2).

Las formaciones en la sección superficial de un pozo, generalmente aisladas por tubo conductor de acero de diámetro grande, llamado *revestimiento o casing*, el cual ha sido cementado en su sitio. El espacio anular por el cual el lodo regresa a la superficie es ahora el espacio entre el interior del revestimiento y el exterior de la sarta de perforación. A este revestimiento se conectan las valvular preventoras BOPs (Blow Out Preventors) (5), una serie de válvulas y sellos que pueden ser usados para cerrar el anular o la boca completa del pozo con el fin de controlar altas presiones de fondo cuando se presentan.

Todo el equipo descrito anteriormente se opera con un sistema central de energía (4), el cual también suministra la energía para el alumbrado eléctrico, para las

compañías de servicio, etcétera. Normalmente, esta fuente de energía es una eléctrica movida por un motor diésel.

## **2.2 PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO.**

La perforación con revestimiento integra los procesos perforar y revestir simultáneamente un pozo donde:

- El revestimiento es usado como tubería de perforación.
- El revestimiento es rotado como necesidad para perforar.
- El revestimiento es cementado después de alcanzar la profundidad total.

La importancia fundamental o más significativa de esta técnica es la posibilidad de reducir los problemas de la perforación relacionados con pérdidas de los fluidos al perforar, inestabilidad de paredes, tiempos muertos sin circular el pozo, etc. Por ejemplo los problemas de derrumbes atribuidos a vibración de la columna de perforación pueden ser minimizados debido a la eliminación de "viajes" con la columna y también debido a la posibilidad de contar con una sarta menos propensa a las vibraciones.

Estos problemas se suman a un estimado de 10 a 20 por ciento o más para el tiempo de perforación. Además, los métodos convencionales utilizados para controlar la pérdida de circulación, tales como aditivos del lodo, el bombeo de tapones de cemento, la cementación, y resinas pueden ser lento, costoso, y a menudo ineficaz.<sup>8</sup>

Las ventajas de la perforación con casing se muestran en la Tabla 1, estas se atribuyen al interés de disminuir costos y a solucionar problemas ya que son los parámetros más significativos de este proceso.

---

<sup>8</sup> WEATHERFORD. Drilling With Casing Applications. [En Línea]. <<http://www.weatherford.com/Products/Drilling/DrillingwCasing/DrillingWithCasingApplications/>>.

**Tabla 1.** Ventajas de la Perforación con Casing

REDUCCIÓN DE COSTOS	SOLUCIÓN DE PROBLEMAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elimina viajes</li> <li>• Reduce el lodo requerido a comparación a una perforación convencional al haber perdidas de circulación.</li> <li>• Menos Equipo en Renta</li> <li>• Mejor Calidad del Hueco</li> <li>• Trabajos de Cementación Inmediatos después de alcanzar la TD.</li> <li>• Producción Temprana.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduce riesgos y mitiga problemas</li> <li>• Minimizan problemas asociados a inestabilidades de pozos, asociados con las pérdidas de fluidos al perforar.</li> <li>• Mejora problemas en zonas inestables / problemáticas (derrumbes, pegas de tubería)</li> <li>• Problemas para sentar el Casing o liner en fondo</li> <li>• Minimizan Vibraciones</li> <li>• Mejora la eficiencia de limpieza del pozo</li> <li>• Puede alcanzar la TD en un solo viaje</li> </ul>

FUENTE: Autor

**2.2.1 Clasificación de la perforación con revestimiento.** La manera de perforar con este mecanismo se hace básicamente de dos formas diferentes:

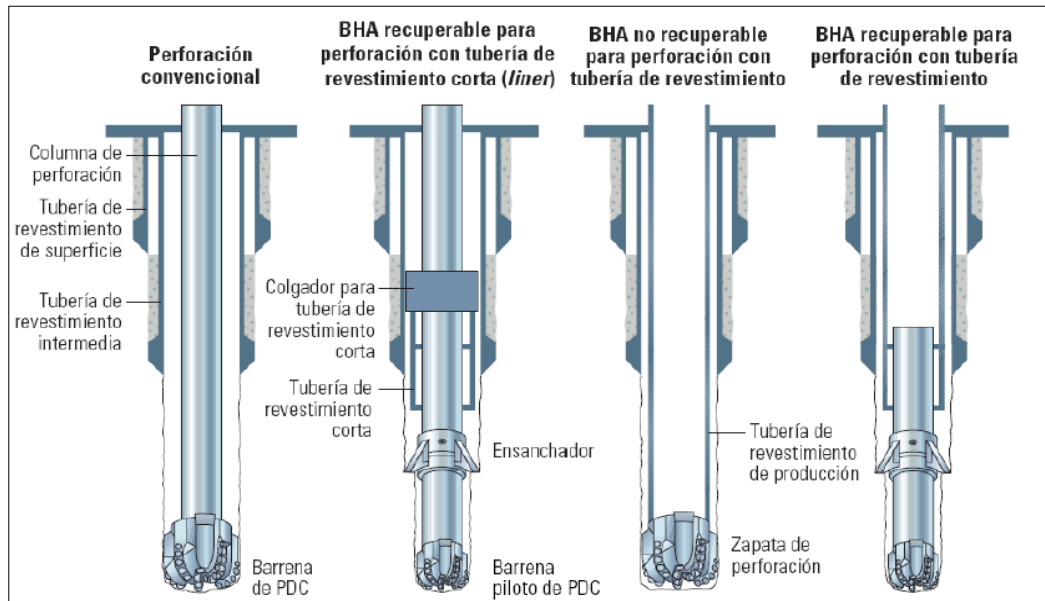
- 1). Utilizando un conjunto de fondo que es recuperable mediante maniobras con cable (wireline) que permiten acceder rápidamente a la broca, motor de fondo y demás componentes.
- 2). Sin conjunto de fondo, con broca perforable y accesorios de flotación directamente unidos al casing, los cuales quedarán cementados en el fondo con la tubería.

Se divide en tres tipos basados en la composición de la herramienta y la técnica de operación<sup>9</sup> (Figura 4):

- BHA Recuperable (Casing Drilling)
- BHA No Recuperable (Drilling with Casing).
- Perforación con Liner (Liner Drilling)

<sup>9</sup> ARIS BUNTORO. Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. IADC/SPE 115283-MS. 2008. 2p.

**Figura 4.** Operaciones de perforación y entubación simultáneas con tubería de revestimiento corta (liner) o sartas de revestimiento completas.



Fuente: Kyle R. Fontenot, ConocoPhillips, Venezuela, "Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento" 49p

2.2.1.1 Método Con BHA Recuperable (Casing Drilling): El sistema recuperable acepta que la broca y el BHA sean desplazados inicialmente y se puedan reemplazar, sin necesidad de bajar y extraer la tubería de revestimiento del pozo lo que permite un acceso rápido y eficaz.

Esta opción es la única alternativa práctica en lo que respecta a los pozos direccionales, porque puede recuperar los costosos componentes del BHA, tales como los motores de fondo (*Positive Displacement Motor*), los sistemas de rotativos direccionales (*Rotary Steerable System*) o las herramientas de adquisición de mediciones o registros durante la perforación (MWD y LWD).

El BHA de Casing Drilling utiliza un equipo que permite ensanchar el pozo para mejorar la cementación y la limpieza del mismo y poder llevar a cabo maniobras de cambio de broca o toma de muestras sin sacar el revestimiento del pozo manteniendo la circulación del fluido de perforación en todo momento.<sup>10</sup>

El ensanchador (*underreamer*) para esta técnica es ubicado de la siguiente forma:

- Para PDM el ensanchador tiene que ser instalado debajo del motor de lodo.
- Para RSS el ensanchador tiene que ser instalado arriba del sistema de rotación direccional.

En la tabla 2 se muestran los beneficios que se tienen al perforar con BHA recuperable y los contra, también se tiene el dibujo del equipo donde se identifica lo descrito anteriormente.

2.2.1.1.1 Herramientas Fundamentales CD. Los componentes de fondo y superficie más apreciables en esta técnica son:

- *DLA (Drill Lock Assembly)*
- *CASING DRIVE SISTEM*

***DLA (Drill Lock Assembly)***. La función principal del DLA es asegurar el BHA dentro del casing. Este puede ser recuperado ya sea con Drill Pipe o Wireline. Una vez se ubica el DLA es asegurado dentro del casing en el Casing Profile Nippe (CPN) por medio de bloqueadores axiales y de torsión los cuales permiten que la rotación desde superficie sea transmitida al BHA a través del casing. Los bloqueadores axiales permiten que se transfiera peso desde la sarta de casing hacia la broca piloto. (Figura 5).

---

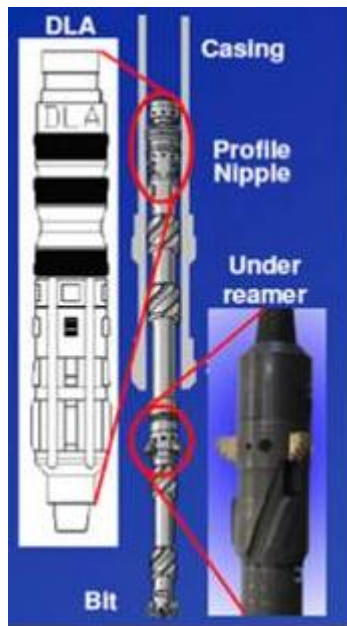
<sup>10</sup> TOMMY M. WARREN. Casing Drilling Application Design Considerations, En: IADC/SPE 59179. 25 de febrero de 2000.1p.

**Tabla 2.** Ventajas y Desventajas de la Perforación con Casing con BHA recuperable.

SISTEMA DE PERFORACIÓN CON CASING CON BHA RECUPERABLE		
	VENTAJA	DESVENTAJAS
	Capacidad para dirigir con PDM o RSS	Más complicado de operar y configurar, alto costo.
	Capacidad MWD/LWD	Requiere de modificación de la plataforma
	Variedad de selección de brocas	Riesgo de pega del BHA
		Incapacidad de cementar inmediatamente sobre el TD

Fuente: Modificación del Autor. Presentación DwC™ Systems de Weatherford

**Figura 5.** . Drill Lock Assembly (DLA)



Fuente. <http://dc398.4shared.com/doc/YWLgsJsR/preview.html>

**CASING DRIVE SYSTEM (CDS).** Una de las cosas más importantes de este equipo de perforación es el CDS, proporciona seguridad y es controlado automáticamente desde una cabina por los perforadores, PLC (programmable Logic Control). (Figura 6).

Es un equipo de superficie que se utiliza para entubar el pozo durante la perforación. El sistema Casing Drive de Tesco consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior o bien el interior de la tubería de revestimiento, dependiendo su tamaño.<sup>11</sup>

Y Por otro lado se fija la tubería de revestimiento en el sistema de impulsión superior (top drive) sin conexiones roscadas para evitar que se dañen las roscas. (Figura 7). El Casing Drive System se instala rápidamente y elimina lo siguiente:

---

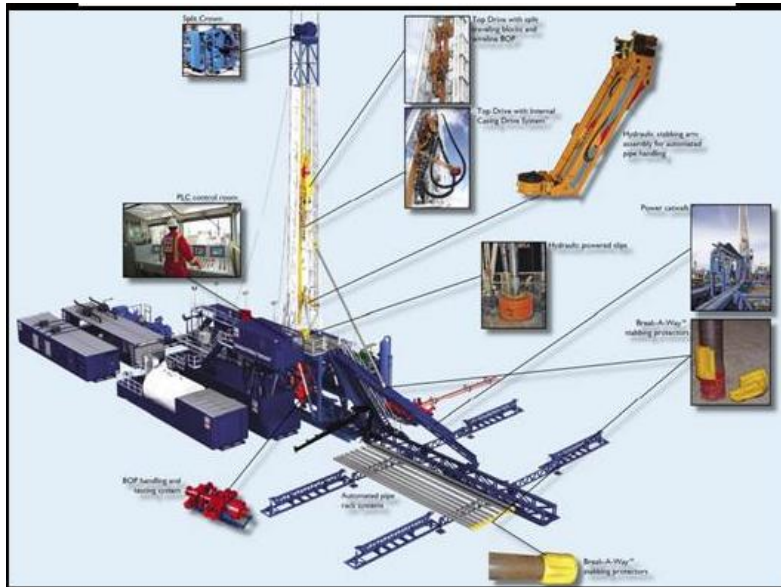
<sup>11</sup> KYLE R. Fontenot, BILL Lesso. Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento. 2005. 50p

- Llave hidráulica (y el operador de la misma)
- Elevadores de Casing de gran tamaño
- El piso de entubar (y el enganchador)
- Plataformas elevadas de trabajo
- Las herramientas de llenado de casing

El Casing Drive System incrementa la seguridad en el equipo de perforación, como ya se había dicho, debido a que reduce la cantidad de equipamiento y personal en la boca de pozo. Toda la maniobra está bajo el control del perforador y lo más importante, elimina el trabajo en altura.

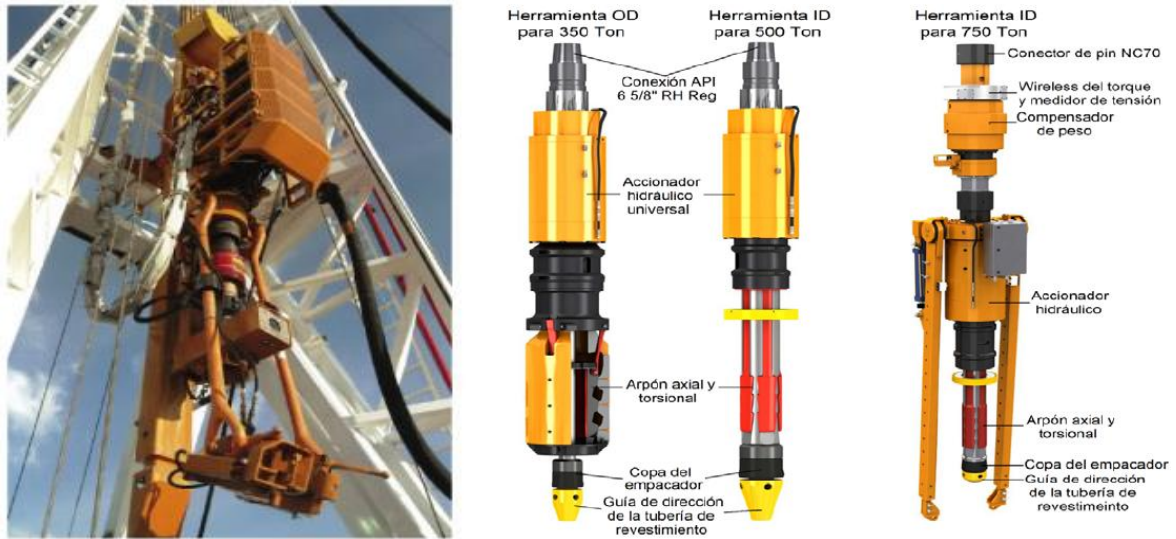
En resumen el Casing Drive System aumenta la seguridad del personal durante una de las más peligrosas operaciones que se llevan a cabo en un equipo de perforación

**Figura 6.** Equipo de Superficie de Casing Drilling.



Fuente. <http://dc398.4shared.com/doc/YWLgsJsR/preview.html>

**Figura 7.** Top Drive y Casing Drive System de Tesco Corp.



Fuente: <http://www.oilandgasonline.com/doc/casing-drive-system-0001>

2.2.1.2 Método BHA No Recuperable (Drilling with Casing)<sup>12</sup>: El método Drilling with casing utiliza una broca perforable que al momento de llegar a final del asentamiento permite inmediatamente comenzar el proceso de cementación, sin tener la necesidad de haber sacado la broca a superficie. Por lo tanto la broca de la siguiente sección es corrida y rompe a través de la zapata, como la perforación convencional.

Cuando se ha alcanzado la profundidad total de la instalación del casing, la función del zapato perforador es como zapato del casing y el trabajo de cementación se inicia por la activación de la válvula del Drill Shoe o Collar de flotación (Float Collar) en el revestimiento.

Hoy en día, este método se utiliza en formaciones suaves a medias. La broca perforadora es una broca especial conocida como Zapata perforadora (Drill Shoe).

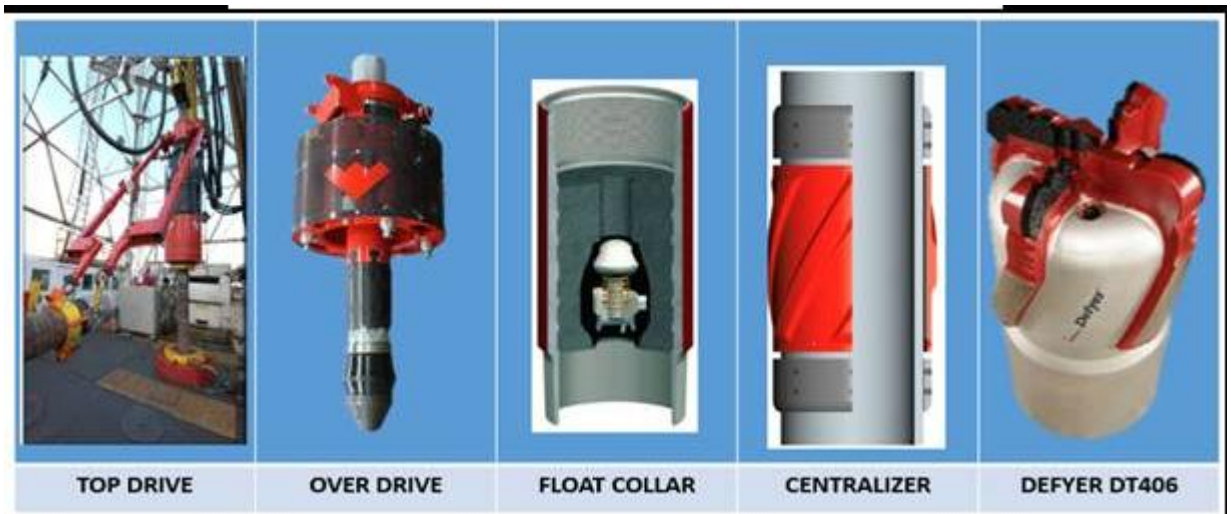
<sup>12</sup> ARIS, BUNTORO. Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. En: IADC/SPE 115283-MS. 2008. 4p.

Mientras el casing rota, la broca tritura la roca como el mecanismo cortante del PDC en la perforación convencional. Ver ventajas y desventajas de la perforación en la Tabla 3.

2.2.2.1 Herramientas Fundamentales de DwC. Según Weatherford los equipos de más importancia en esta técnica, con un orden de superficie a fondo de pozo estas herramientas son las que se utilizaron en la perforación de los pozos del siguiente capítulo y son: (Figura 8).

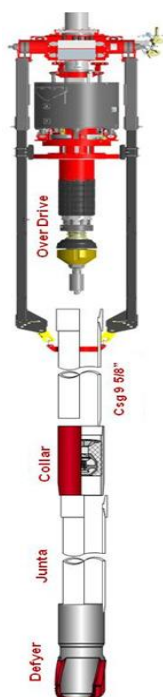
- ✓ TorkDrive
- ✓ Float Collar
- ✓ Centralizadores
- ✓ Zapata perforadora (DrillShoe).

**Figura 8.** Equipo Fundamental DwC por Weatherford.



Fuente: modificación del Autor. Presentación DwC™ Systems de Weatherford

**Tabla 3.** Ventajas y Desventajas de la Perforación con Casing con BHA No Recuperable.

SISTEMA DE PERFORACIÓN CON CASING CON BHA NO RECUPERABLE		
	VENTAJA	DESVENTAJAS
	Bajo costo	Limitado control direccional
	Operación simple	A través del casing solo registro (GR-, neutrón, resistividad, acústico)
	No requiere de modificaciones de la plataforma	Selección limitada de la zapata perforable
	Cero riesgos de herramientas irrecuperables de fondo	
	La cementación puede comenzar inmediatamente se llega a TD	

Fuente: Modificación del Autor. Presentación DwC™ Systems de Weatherford

**Tork drive (over drive system)<sup>13</sup>.** La nueva incorporación de Weatherford fue el sistema OverDrive, transmite torque desde el Top Drive a la zapata perforadora, este equipo surge como resultado de la búsqueda del incremento en los niveles de seguridad y eficiencia.

Beneficios:

- ✓ ODS proporciona seguridad a la Operación DwC.
- ✓ El Sistema Overdrive dinamiza la Operación de Corrida de revestimiento y perforación con Casing.

<sup>13</sup> WEATHERFORD. OverDrive™ Casing Running and Drilling System [En Línea] <<http://www.weatherford.com/dn/WFT034552>>. 2012.

- ✓ Facilita en todo momento la operación DwC, permitiendo Circular a los galonajes requeridos, altas RPM, con las exigencias en Backreaming y Reaming, que la operación lo requiera.

Weatherford ofrece una variedad de TorkDrive los cuales junto al Defyer ofrecen importantes ahorros de costos en comparación con los productos de la competencia, al tiempo que proporciona rápido arme y fácil operación en un paquete que es ideal para plataformas terrestres de más pequeñas a grandes.

**Zapata Perforable (DrillShoe):** En el Mercado existen zapatas perforadoras. Defyer, Ezcasa, XCD. (Figura 9)<sup>14</sup>. La serie de Defyer que ofrece Weatherford presenta un diseño innovador capaz de penetrar en cualquier entorno, en formaciones blandas, medianas y duras. Presenta tan buenas características y adaptabilidad que los métodos convencionales no pueden ofrecer. Los Defyer DV/DT/DPC/DPA, son perforables con brocas convencionales

**Figura 9.** *DrillShoe De Diferentes Empresas.*



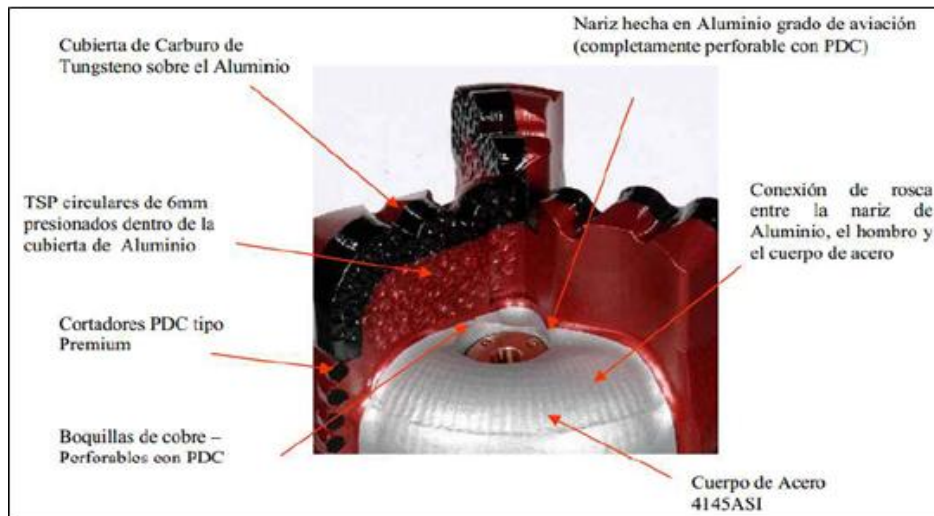
Fuente: Modificado por el Autor. <http://dc398.4shared.com/doc/YWLgsJsR/preview.html>

<sup>14</sup> KYLE R. Fontenot, BILL Lesso. Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento. 2005. 49p

Esta zapata perforable o Drill Shoe tiene su aparición como prototipo en el año 1990, poco después en Enero del 2000 se presenta la DV300 diseñada para perforar formaciones con compresibilidades hasta 3,000[PSI] y así surgieron hasta la tercera generación de la Drill Shoe se da por la necesidad de perforar con tubería de revestimiento formaciones que presentan mayor presión de sobrecarga en rangos de 7000 a 15000 [PSI].

Está adaptada para perforar como si se tratase de una broca convencional. Esta zapata perforadora está dada por una nariz maquinada en Aluminio. Partículas redondas de 6mm de TSP (Thermally Stable Polycrystalline Diamond) que son presionadas dentro de agujeros previos en la cara frontal de las aletas. Las aletas con insertos de carburo de tungsteno o diamante, para proteger y mantener el diámetro del agujero, evitando un hueco de bajo calibre en el pozo. El resultado es un sólido y duro escudo, no poroso el cual ofrece una alta fuerza de enlace con el material subyacente. (Figura 10).<sup>15</sup>

**Figura 10.** Características de las Zapatas perforables de Weatherford Defyer.



Fuente: Vía internet. <http://www.weatherford.com/dn/WFT168964>

<sup>15</sup> Weatherford. Defyer™ Series Drillable Casing Bits [En Línea]: <<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT119268.pdf>>. 2009.

- **Accesorios:**

**Centralizadores.** <sup>16</sup> Su diseño es mejorado para optimizar los desvíos de líquidos, poseen un peso ligero para una instalación segura y sencilla.

Los centralizadores cumplen la función de mantener estable el casing y proporcionan un mejor control del BHA durante la perforación, ya sea en pozos verticales o desviados. Es extremadamente duradero en toda la operación de perforación con casing y su costo mejora aun la eficiencia de las operación con DwC o Drilling with liner. (Ver Figura 11)

Es aplicable para trabajo Como: Drilling with casing, drilling with liner, Reaming with casing or liner, pozos verticales, inclinados, and horizontales.

**Figura 11.** Centralizadores y estabilizadores de Tesco y Weatherford



Fuente: Modificación del Autor. Presentación DwC™ Systems de Weatherford & Boletín Tesco Casing Drilling

<sup>16</sup> WEATHERFORD. Defyer™ Series Drillable Casing Bits. [En Línea]: <<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT119268.pdf>>. 2009.

### 3. APLICACIÓN DE LA COMPARACION ENTRE LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGIA CASING DRILLING EN COLOMBIA

Como datos de análisis para la comparación entre la perforación convencional y la perforación con casing se utilizan 4 pozos reales perforados por compañías operadoras de Colombia, los cuales serán llamados **UIS1, UIS2, UIS3, UIS4** perforando toda la formación guayabo.

El tipo de operación con Casing Drilling que se manejó para los pozos UIS2, pozoUIS3 y pozo UIS4 fue con **BHA no recuperable (DwC)**. Para dichas actividades se perfora un bolsillo, que permitir el asentamiento de las juntas de la tubería y su respectivo armado en superficie para luego continuar con las actividades de perforación.

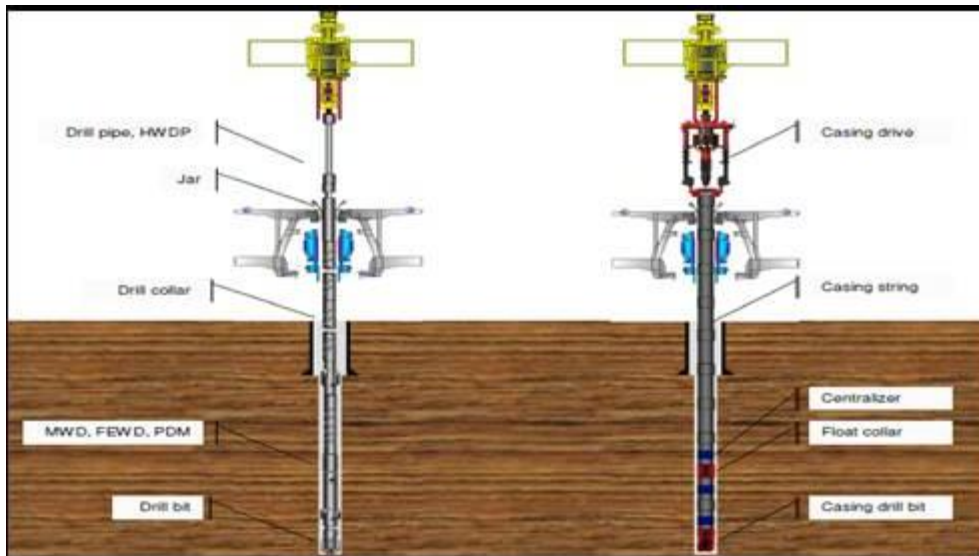
Con la perforación de los pozos que se implementaron Drilling with Casing se utilizó un OverDrive – Torkdrive DT-I 14-300.y un Defyer - DT406 9 5/8” CSS X 12 “OD. (Ver TABLA 4). No se tuvieron en cuenta el empleo en centralizadores ya que la formación no presenta problemas de colisión.

**Tabla 4.** Equipos utilizados en los pozos perforados con DwC.

<b>Job Type</b>	<b>Casing OD</b>	<b>Shoe/Bit OD</b>	<b>Product</b>	<b>OverDrive</b>
DwC	9 5/8	12	DT 406	TorkDrive DT-I 14-300

Fuente: Autor

**Figura 12.** Perforación Convencional Vs Drilling with Casing



Fuente: Modificación del Autor. Presentación DwC™ Systems de Weatherford

### 3.1 ACTIVIDADES OPERACIONALES.

**3.1.1 Resumen operacional de la perforación convencional POZO UIS1.** Las actividades de la perforación convencional para el pozo UIS1 se inician con el montaje de un BHA convencional con broca tricónica (TCN) de 12 ¼ de pulgada de diámetro + Drill Pipe de 5 pulg de diámetro externo, para perforar desde superficie a 55 pies. Después de media hora de actividad se decide sacar la broca para revisarla, encontrando como resultado un embotamiento de la broca, a la que se le realiza limpieza e instalación de 2 estabilizadores de 12 1/8 de pulgada permitiendo la finalización de la perforación del bolsillo desde 55 hasta 97 pies. Luego de ser extraída la sarta de perforación, es estabilizada para continuar perforando y tomando muestras geológicas cada 30 pies desde 97 hasta 1508 pies con una duración aproximada 30 horas y media.

Para realizar labores de instalación de casing se limpia el hueco hasta observar retornos limpios a superficie, después de haber sacado la tubería de perforación es adecuada la mesa rotatoria para la corrida del casing 9 5/8" 43,5# N-80 BTC. Previamente se realiza la reunión pre-operacional y de seguridad para efectuar labores de instalación del revestimiento las tuvieron una duración de 6 horas hasta llegar a los 1503 pies.

**3.1.2 Resumen operacional de la perforación con CASING. POZO UIS2.** La tecnología Drilling with casing me permite reducir actividades y minimizar costos que se demostrarán para el pozo UIS2. Para el acondicionamiento de los equipos se perfora un bolsillo desde superficie hasta 60 ft de fondo, seguidamente es retirada la tubería, los elevadores y los brazos del top drive los cuales son preparados en la mesa rotatoria para las operaciones, donde se levanta el panel de control y Tork Drive probando su sistema hidráulico, neumático y agarre con el sistema Over drive. La primera junta del casing de 9 5/8" 36#/ft, K-55, BTC + la broca 12" Defyer DT406 es parada y conectada a la segunda junta con float collar y bajada a fondo (60'), para instalación de anillos de torque en cada una de las juntas del casing, se evidencia el pase del fluido por todas las boquillas del Defyer comprobando el correcto funcionamiento también del Collar de flotación, se inicia de esta manera con la perforación desde 60 ft hasta una profundidad de 721 ft durante 10 horas dejando el pozo previamente revestido.

**POZO UIS3.** El pozo UIS3 inicia con un BHA No1 convencional con Broca triconica 12 1/4" de diámetro para perforar bolsillo desde superficie hasta 60 ft de fondo después de sacado el BHA y retirado top drive se inicia reunión de las operaciones con el personal involucrado para comenzar con el levantamiento del equipo a la mesa rotatoria e iniciar la perforación con el sistema CWD para Casing 9 5/8", 36#/ft, K-55 BTC + Broca 12" Defyer DT406 que alcanza una profundidad de 698' y una duración de 6,5 horas.

**POZO UIS4.** El pozo UIS4 realiza el mismos procedimientos los demás pozos de DwC sin ningún inconveniente, se perfora el bolsillo hasta 60ft con BHA No1 convencional con Broca tricónica 12 ¼” No1U, luego se saca BHA hasta superficie tardan 3 horas en acondicionar el casing para las posteriores actividades y comienza la perforación con revestimiento 9 5/8”, 36#/ft, K-55 BTC + Broca 12” Defyer DT406 desde 60 hasta 683 pies con *casing point* y una duración de 6,5 horas.

### **3.2 COMPARACIÓN DE TIEMPOS: PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON CASING**

La comparación de tiempos entre la perforación convencional y la perforación con casing se tendrá en cuenta desde la sección donde se fija el primer revestimiento, revestimiento de superficie de cada uno de los pozos, debido a que la empresa operadora que requería este servicio lo consideró ya que la primera fase de perforación en pozos vecinos se habían presentado pérdidas de circulación y una de las ventajas del Drilling with casing es mitigar este problema.

La TABLA 5 muestra los tiempos de la perforación convencional del pozo UIS1 perforado a una velocidad de 30 ft/h y revestido con casing de 9-5/8” hasta 1508 pies de profundidad. El tiempo de esta actividad duro 50,5 horas (2,1 días).

**Tabla 5.** Tiempo perforación convencional

<b>CONVENCIONAL UIS 1 ROP= 30 ft/h</b>			
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>TIEMPO (DIAS)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	97	3,50	0,15
SACÓ BHA A SUPERFICIE	97	0,50	0,02
PERFORÓ	1508	30,50	1,27
CIRCULO	1508	1,50	0,06
SACÓ BHA	1508	5,00	0,21
ACOND CSG	1508	3,00	0,13
<b>BAJÓ CSG 9-5/8"</b>	1508	6,00	0,25
<b>TOTAL</b>		<b>50,00</b>	<b>2,08</b>

Fuente: Autor

La TABLA 6 muestra los tiempos de perforación con la tecnología Casing Drilling del pozo UIS2. En una sección superficial perforado verticalmente a 68 ft/h con casing 9 5/8" hasta una profundidad de 721 pies.

**Tabla 6.** Tiempos de la operación DwC pozo UIS2

<b>CASING UIS 2 ROP= 68 ft/h</b>			
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>TIEMPO (DIAS)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	0,50	0,02
SACÓ BHA	60	1,00	0,04
ACOND CSG	60	2,50	0,10
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	721	10,00	0,42
<b>TOTAL</b>		<b>14,00</b>	<b>0,58</b>

Fuente: Autor

La TABLA 7 muestra los tiempos de perforación con la tecnología Casing Drilling del pozo UIS3. En una sección superficial perforado verticalmente a 98 ft/h con casing 9 5/8" hasta una profundidad de 698 pies.

**Tabla 7.** Tiempos de la operación DwC pozo UIS3

<b>CASING UIS 3</b>		<b>ROP= 98 ft/h</b>	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>TIEMPO (DIAS)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	1,50	0,06
SACÓ BHA	60	0,50	0,02
ACOND CSG	60	5,00	0,21
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	698	6,50	0,27
<b>TOTAL</b>		<b>13,50</b>	<b>0,56</b>

Fuente: Autor

La TABLA 8 muestra los tiempos de perforación con la tecnología Casing Drilling del pozo UIS3. En una sección superficial vertical perforado a 95,84 ft/h con casing 9 5/8" hasta una profundidad de 683 pies.

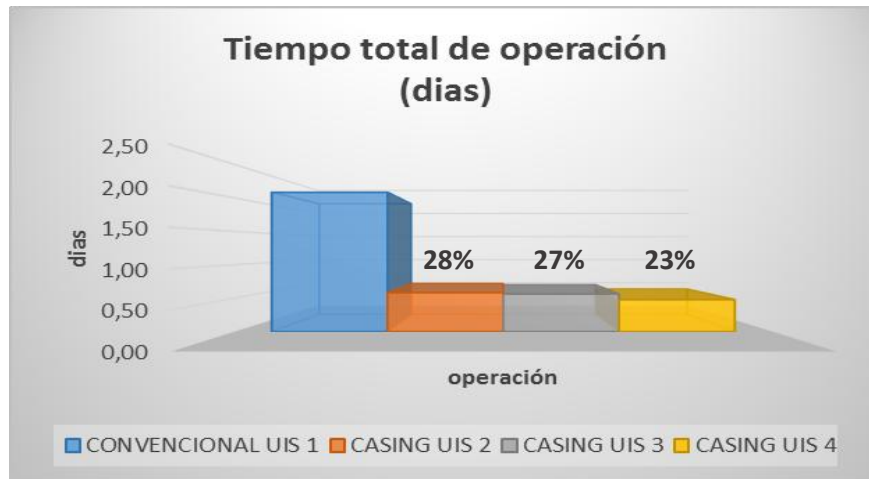
**Tabla 8.** Tiempos de la operación DwC pozo UIS4

<b>CASING UIS 4</b>		<b>ROP= 95,84 ft/h</b>	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>TIEMPO (DIAS)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	1,50	0,06
SACO BHA	60	0,50	0,02
ACOND CSG	60	3,00	0,13
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	683	6,50	0,27
<b>TOTAL</b>		<b>11,50</b>	<b>0,48</b>

Fuente: Autor

### 3.2.1 Análisis de resultados obtenidos con los tiempos de operación.

**Figura 13.** Comparación Del Tiempo Total De Las Operaciones



Fuente: Autor

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50%. Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con la tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.<sup>17</sup>

Observando las operaciones de la perforación convencional en la tabla 1, para manejar Drilling with casing se elimina aquel tiempo de manipulación de la tubería de perforación que sería de un tiempo aproximadamente de 37 horas lo que lleva a ser rentable a la perforación con casing.

Al observar la disminución del tiempo en el Figura 13, se concluye que en estas operaciones el parámetro afectado es la manipulación de los equipos

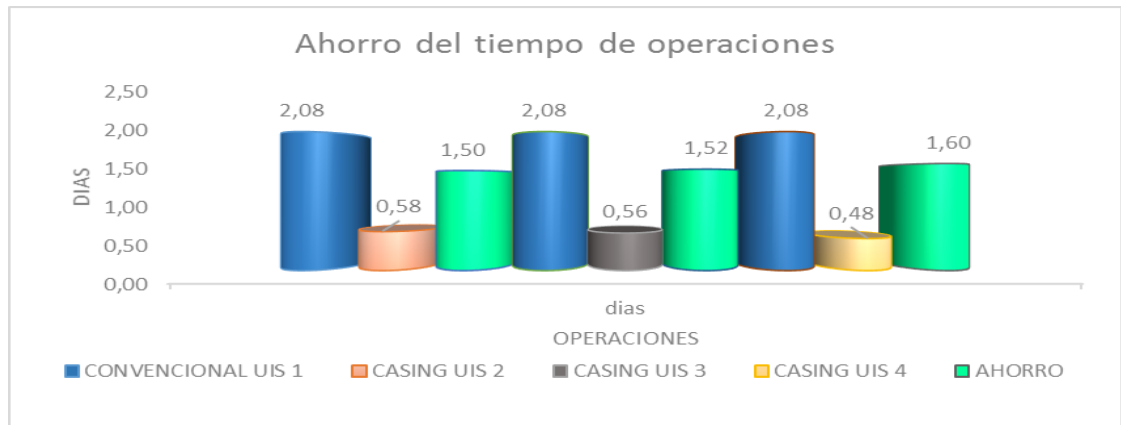
<sup>17</sup> KYLE R. Fontenot, BILL Lesso. Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento. 2005. 47p

convencionales (Drill pipe) y se nota el ahorro para cada perforación con casing aproximado de un 27% respecto a la perforación del pozo UIS1.

**Ahorro en tiempo (Figura 14):**

- Para el pozo UIS1 convencional el tiempo de perforación y revestimiento fue de 50 horas a una profundidad de 1508 ft.
- Para el pozo UIS2 es perforado y revestido hasta 721 ft durante 14,5 horas. El ahorro obtenido respecto a la perforación convencional es igual a 36 horas esto es 1,5 días equivalentes a un 28% de tiempo necesario para la perforación total.
- El pozo UIS3 es perforado y revestido hasta 698 ft durante 13,5 horas. El ahorro respecto a la perforación convencional es igual a 36,5 horas esto es 1,52 días equivalentes a un 27% de tiempo necesario para la perforación total.
- El pozo UIS4 es perforado y revestido hasta 683 ft durante 11,5 horas. El ahorro respecto a la perforación convencional igual a 38,5 horas esto es 1,6 días o 23% del tiempo necesario para la perforación total.

**Figura 14.** . Ahorro De Tiempo Para Los Pozos Convencional vs DwC



Fuente: Autor

### 3.3 COMPARACION DE COSTOS: PERFORACION CONVENCIONAL VS PERFORACION CON CASING.

El estudio económico realizado en este trabajo, se basa inicialmente en aquellas actividades que contribuyeron en la fijación del casing superficial vertical de los pozos UIS1, UIS2, UIS3, UIS4. Las actividades requirieron de un costo durante un tiempo que se muestra en las siguientes tablas.

La TABLA 9 muestra la actividad total del pozo UIS1 de 1508ft con duración de 50 horas a un costo de US\$ 211.907,97.

**Tabla 9.** Costos Operacionales Pozo Convencional UIS1

CONVENCIONAL POZO UIS 1		ROP:68 ft/h	
OPERACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	TIEMPO (HRS)	COSTOS (\$)
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	97	3,50	\$16.928,19
SACÓ BHA A SUPERFICIE	97	0,50	\$2.418,31
PERFORÓ	1508	30,50	\$ 80.665,15
CIRCULO	1508	1,50	\$ 5.720,93
SACÓ BHA	1508	5,00	\$ 19.069,78
ACOND CSG	1508	3,00	\$ 11.441,87
<b>BAJÓ CSG 9-5/8"</b>	1508	6,00	\$ 75.663,73
<b>TOTAL</b>		<b>50,00</b>	<b>\$211.907,97</b>

Fuente: Autor

La TABLA 10 muestra la actividad total del pozo UIS1 de 1508ft con duración de 14 horas a un costo de US\$ 84.349,13.

**Tabla 10.** Costos de la operación DwC pozo UIS2

<b>CASING UIS 2</b>			
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>COSTOS (\$)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	0,50	\$3.012,47
SACÓ BHA	60	1,00	\$6.024,94
ACOND CSG	60	2,50	\$15.062,34
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	<b>721</b>	<b>10,00</b>	<b>\$60.249,38</b>
<b>TOTAL</b>		<b>14,00</b>	<b>\$84.349,13</b>

Fuente: Autor

La TABLA 11 evalúa una actividad total del pozo UIS1 de 1508ft con duración de 13,5 horas a un costo de US\$ 92.975,83

**Tabla 41.** Costos de la operación DwC pozo UIS3

<b>CASING UIS 3</b>			
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>COSTOS (\$)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	1,50	\$7.990,01
SACÓ BHA	60	0,50	\$2.663,34
ACOND CSG	60	5,00	\$31.590,01
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	<b>698</b>	<b>6,50</b>	<b>\$50.732,47</b>
<b>TOTAL</b>		<b>13,50</b>	<b>\$92.975,83</b>

Fuente: Autor

La tabla 12 evalúa una actividad total del pozo UIS4 de 683 ft con duración de 11,5 horas a un costo de US\$ 78.109,8

**Tabla 52.** Costos de la operación DwC pozo UIS4

<b>CASING UIS 4</b>			
<b>OPERACIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>	<b>TIEMPO (HRS)</b>	<b>COSTOS (\$)</b>
	0		
PERFORÓ BOLSILLO	60	1,50	\$ 10.188,24
SACO BHA	60	0,50	\$ 3.396,08
ACOND CSG	60	3,00	\$ 20.376,47
<b>PERFORÓ CON CSG</b>	<b>683</b>	<b>6,50</b>	<b>\$ 44.149,02</b>
<b>TOTAL</b>		<b>11,50</b>	<b>\$ 78.109,80</b>

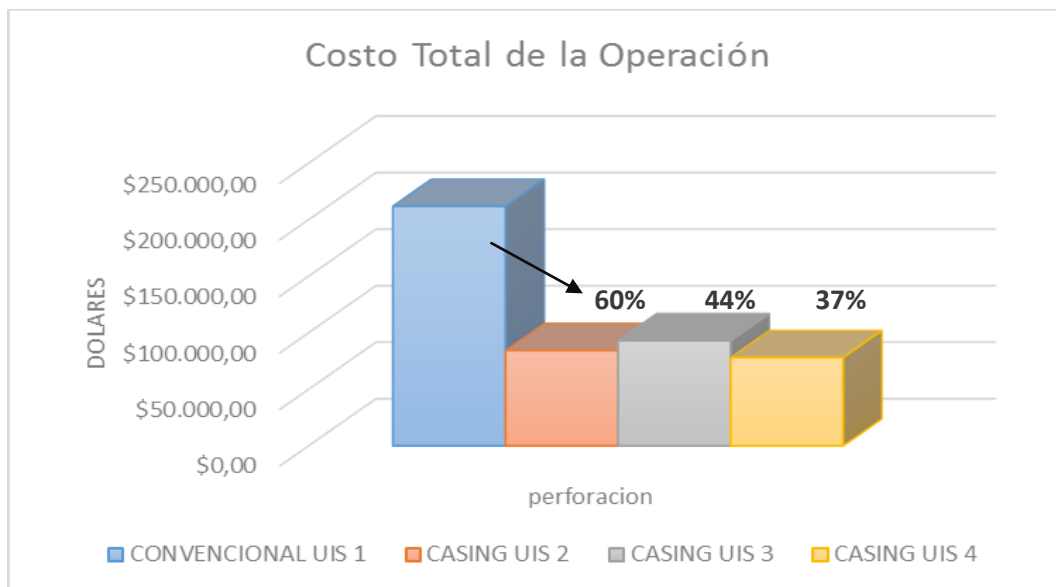
Fuente: Autor

**3.3.1 Análisis de resultados obtenidos con los costos operativos.** Los costos de operación dependen de las herramientas utilizadas, el personal y el tiempo de operación. Para evaluar los costos, casing drilling ha demostrado una eficiencia significativa de aproximadamente 47% de ahorros respecto a la perforación convencional en los pozos UIS2, UIS3 y UIS4.

Durante las operaciones se realizaron limpiezas del contrapozo y no presentaron inconvenientes de broca embotada y pérdidas de circulación, lo cual permite priorizar esta tecnología como una implementación óptima en sus procesos de perforación.

Los ahorros obtenidos en cada uno de los pozos se ven referenciados en las Figuras 15 y 16.

**Figura 15.** Comparación de los Costos Totales de las Operaciones



Fuente: Autor

### Ahorro en Costo:

- En la figura 15 Para el pozo UIS1 convencional el costo generado al perforar y revestir 1508 ft fue de US\$ 211.907,96
- Para el pozo UIS2 perforado y revestido hasta 721 ft presenta un ahorro respecto a la perforación convencional igual a US\$ 127.558,8
- El pozo UIS3 perforado y revestido hasta 698 ft presentó un ahorro respecto a la perforación convencional igual a US\$ 118.932,14.
- perforado y revestido hasta 683 ft presentó un ahorro respecto a la perforación convencional igual a US\$ 133.798,17.

**Figura 16.** Ahorro De Costos Totales De Las Operaciones.



Fuente: Autor

### 3.4 ANALISIS DOFA PARA LA PERFORACION CONVENCIONAL Y LA PERFORACION CON CASING.

El análisis DOFA<sup>18</sup> es una herramienta de diagnóstico y análisis para la generación creativa de posibles estrategias a partir de la identificación de los factores internos y externos de la organización dada su actual situación y contexto. Se identifican las áreas y actividades que tienen el mayor potencial para un mayor desarrollo y mejora que permiten minimizar los impactos negativos del contexto. El nombre es un acrónimo de las iniciales de los factores analizados: Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas. En primer lugar se identifican los cuatro componentes de la matriz, divididos en los aspectos internos que corresponden a las fortalezas y las debilidades, y los aspectos externos o del contexto en el que se desenvuelve la organización que corresponden a las oportunidades y las amenazas. En la tabla 12 se observa la distribución de la matriz inicial y se realiza el análisis para ambas perforaciones en las tablas 13 y 14:

**Figura 17.** Distribución de la matriz inicial para un Análisis DOFA

<b>Análisis Interno</b>	<b>D</b> ¿Cuáles son las debilidades y desventajas en su dependencia?
	<b>O</b> ¿Cuáles son las oportunidades de que su dependencia puede explotar?
<b>Análisis Externo</b>	<b>F</b> ¿Cuáles son las fortalezas y ventajas de su dependencia?
	<b>A</b> ¿Cuáles son las amenazas y los obstáculos que pueden afectar negativamente la evolución de su dependencia?

FUENTE: [www.bogota.unal.edu.co/anterior/objects/.../Guia\\_Analisis\\_DOFA.pdf](http://www.bogota.unal.edu.co/anterior/objects/.../Guia_Analisis_DOFA.pdf)>

<sup>18</sup> RUIZ Ballén Xiomara. Análisis DOFA. Universidad Nacional De Colombia. Sede Bogotá. 2012. [En Línea]: [www.bogota.unal.edu.co/anterior/objects/.../Guia\\_Analisis\\_DOFA.pdf](http://www.bogota.unal.edu.co/anterior/objects/.../Guia_Analisis_DOFA.pdf)

**Figura 18.** Análisis DOFA Para La Comparación De La Perforación De Pozos Perforados Convencionalmente.

<b>DEBILIDADES</b>	<b>OPORTUNIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses.</li> <li>La perforación se realiza por etapas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es una técnica altamente conocida y estudiada para perforar todo tipo de formaciones. Motivo por el cual resulta confiable para el operador.</li> </ul>
<b>FORTALEZAS</b>	<b>AMENAZAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipos accesibles para la perforación.</li> <li>Se perfora todo tipo de pozo ya sea vertical, horizontal, direccional. En costa afuera y onshore.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La manipulación de la tubería de perforación genera sobrepresión que puede romper débilmente las formaciones y producir pérdidas de circulación. la reducción en la presión de soaveo puede causar entrada de fluidos de formación o gas dentro del taladro.</li> </ul>

FUENTE: Autor

**Figura 19.** Análisis DOFA Para La Comparación De La Perforación De Pozos Perforados Con Casing.

<b>DEBILIDADES</b>	<b>OPORTUNIDADES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Es un método que tiene 2 formas de ser empleado y requieren de personal capacitado para una mejor manipulación del equipo.</li> <li>Costos altos en equipo y modificación de la plataforma.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Casing Drilling abarca hoy día su implementación en la perforación de pozos horizontales, direccionales, verticales. Pozos costa afuera y en tierra.</li> <li>Reduce costos asociados a la construcción y desarrollo del pozo, mejorando la eficiencia del mismo.</li> <li>Varias empresas prestan el servicio de Casing Drilling y DwC.</li> </ul>
<b>FORTALEZAS</b>	<b>AMENAZAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Su efectividad es comprobada en cuanto ahorro de tiempo y costos de operación.</li> <li>Reduce viajes de sarta de tubería y personal involucrado brindando seguridad a la cuadrilla,</li> <li>Minimiza problemas asociados a inestabilidad del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un mala planeación y diseño del pozo puede generar pérdidas significativas en costo y tiempo.</li> <li>Si el BHA se daña debe sacarse toda la sarta de revestimiento.</li> </ul>

FUENTE: Autor

## 4. CONCLUSIONES

Se pudo concluir que la tecnología Drilling with Casing es viable técnica y económicamente en los pozos Colombianos por los resultados demostrados en cuanto ahorros, tiempo y los procedimientos que se siguieron para su aplicación comparados con la perforación convencional.

Weatherford ha desarrollado equipos innovadores que permiten perforar con revestimiento bajo condiciones favorables de formaciones con baja, media y alta compresibilidad. Además existen otras empresas que se están interesando en esta tecnología.

La tecnología de casing drilling se ha venido implementando con éxito en Colombia, de igual forma la perforación con liner y Drilling with casing. Siempre que se pueda tener suficiente información sobre el pozo estas implementaciones se llevaran a cabo en condiciones operativas soportables para la tubería de revestimiento.

Nuevos estudios demuestran que esta técnica es igualmente efectiva al aplicarse en pozos costa afuera debido a que ofrece reducción en costos de operación, una mayor estabilidad al pozo y por tanto una reducción en riesgos laborales.

## **5. RECOMENDACIONES**

Existe un software de diseño para Casing Drilling (Casing Drilling Engineering) que es de gran utilidad para el ingeniero de perforación y es utilizado como herramienta de evaluación y monitoreo. Se recomienda realizar un estudio para poder determinar los beneficios por medio un análisis comparativo entre los software de pozos convencionales.

La experiencia ganada en trabajos de offshore para la tecnología Casing Drilling ha permitido ahorros alcanzados hasta de un 20% a nivel mundial, es recomendable realizar estudios en Colombia y de esta manera lograr implementar este procedimiento.

En materia de diseño y planeación es recomendable invertir el mayor tiempo posible para evaluar aspectos en costos del alquiler de los equipos y tratar de cubrir todos los aspectos de una perforación óptima realizando una comparación con casing o cualquier otra tecnología.

## BIBLIOGRAFIA

ARIS, BUNTORO. Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. En: IADC/SPE 115283-MS. 2008. 10p.

ARIZA LEON Emiliano. Fundamentos En Perforación De Pozos. Bucaramanga 2009. 35p.

CAVO DRILLING MOTORS LTD. Manual de Operaciones Del Motor. Cuarta edición. 2005. 132p.

FONTENOT Kyle R. LESSO Bill. Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento. 2005. 46-65p

GUPTA A.K. Drilling With Casing: Prospects and Limitations. SPE 99536. 2006. 6p.

HAWER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. Manual De Operaciones En El Pozo. Datalog. Julio 2002. 277p.

MING ZO TAN. Drilling with casing curbs costs and lowers risk. En: E&P. Enero. 2012. 2p

NEDILJKA Gaurina-Međimurec. CASING DRILLING TECHNOLOGY. 2005. 8p.

PIASCO Luis E. Experiencias En La Aplicación De Casing Drilling<sup>TM</sup> En La Perforación De Pozos De Petróleo Y Gas. 16p

RENGIFO Claudia M. ARROYAVE Juan Manuel. SIERRA Carlos Mario. Análisis De La Hidráulica De La Perforación De Pozos Con Tubería De Revestimiento. 2006.5-19p. ISSN 0012-7353

RUIZ Ballén Xiomara. Analisis DOFA. Universidad Nacional De Colombia. Sede Bogotá. 2012. 8p

STEVE ROSENBERG. Drilling With Casing Cuts Costs, Risks. En: The American Oil & Gas Reporter. Enero 2012. 3p

WARREN Tommy M., ANGMAN Per, HOUTCHENS Bruce. Casing Drilling Application Design Considerations. IADC/SPE 59179. 2000. 11p.