

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS
DIRIGIDAS A LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE
CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA.**

JULIÁN ANDRÉS OLARTE SÁNCHEZ

CINDY LORENA VILORIA RAMÍREZ

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

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS
DIRIGIDAS A LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE
CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA.**

JULIÁN ANDRÉS OLARTE SÁNCHEZ

CINDY LORENA VILORIA RAMÍREZ

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

WILSON RAÚL CARREÑO VELASCO

Ingeniero de Petróleos

Codirector

LUIS RINCÓN CORTES

Ingeniero de Petróleos.

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

2016

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen, por brindarme la vida, paciencia, fortaleza y sabiduría necesaria para afrontar cada reto que se me presenta.

Además por permitirme gozar de la compañía y apoyo de mi maravillosa familia.

A mis padres, Norberto Olarte y Esther Sánchez, por ser mi motivación constante en cada etapa de mi vida, además por brindarme su amor y apoyo incondicional en todo momento.

A mis hermanos, Mateo y Sebastián, por hacer de mi vida una vida más alegre y valiosa. Gracias por colmar de risas mis días con sus locuras y ocurrencias.

A mi novia, porque sin su compañía nada de esto hubiese sido igual. Gracias porque con su amor me llena de alegría los días y me da tranquilidad en los momentos más difíciles.

A mi familia, por siempre apoyarme y brindarme una voz de aliento en cada etapa de mi carrera.

A mis amigos de universidad, Dayro, Jessica, Paola, Vanessa, Haminton y Carlos por hacer de mis estudios universitarios una gran experiencia. Gracias por todas sus enseñanzas, historias y ocurrencias.

Julían O.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por ser mi luz en cada etapa y por todas sus bendiciones. Sin Él nada hubiese sido posible.

A toda mi familia, mis papás y mis hermanos, son la pieza fundamental de mi vida y el principal motivo para lograr todas mis metas.

A mi novio por apoyarme, ayudarme y entenderme. Compartir contigo de principio a fin esta experiencia fue maravilloso y lo mejor que pudo pasar.

A mis amigos, Jessica, Paola, Vanessa y Dayro, fueron una excelente compañía durante las largas jornadas de estudio bajo presión y las de tertulia.

Cindy V.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darnos la fortaleza y sabiduría necesaria para culminar exitosamente nuestros estudios.

A la empresa Equion Energía y a todo el personal del departamento DC&I por darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto de grado y brindarnos su amabilidad y apoyo.

A los ingenieros Wilson Carreño y Luis Rincón por brindarnos su tiempo y conocimientos durante estos meses de trabajo.

A los ingenieros Josué Higuera, William Gonzales, Carlos Parra, Paula Silva y Luis Abaunza quienes con su profesionalismo y colaboración hicieron posible la realización del presente proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a todo su personal docente, por nuestra formación profesional y personal.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	18
1. PERFORACIÓN DE POZOS	20
1.1. PERFORACIÓN CONVENCIONAL	20
1.1.1. Sistemas del equipo de perforación	21
1.1.2. Descripción del proceso de perforación convencional	26
1.2. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL	28
1.2.1. Perforación bajo balance.....	29
1.2.2. Perforación con tubería de revestimiento.....	30
1.2.3. Perforación con liner	32
1.2.4. Perforación slim hole.....	33
1.2.5. Otras	35
2. OPERACIONES DE HINCADO DE TUBERIA	36
2.1. HINCADO DE CASING CONDUCTOR.....	37
2.1.1. Casing conductor	37
2.1.2. Funciones del revestimiento conductor	38
2.1.3. Operación de hincado de casing conductor	39
2.1.4. Ventajas del hincado.....	42
2.1.5. Desventajas del hincado	42
2.2. HINCADO DE MOUSE HOLE	42
2.2.1. Mouse hole.....	43
2.2.2. Construcción convencional del mouse hole	44
2.2.3. Hincado de mouse hole.....	45
2.2.4. Ventajas y desventajas	47
2.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO	48
2.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	60

2.4.1.	Alistamiento para la operación (día previo)	60
2.4.2.	Armado del equipo (rig –up) (día previo).....	63
2.4.3.	Ejecución del trabajo (día del hincado).	65
2.4.4.	Desarme del equipo de hincado (rig down).....	71
2.5.	EQUIPOS REQUERIDOS.....	72
2.5.1.	Martillo.....	72
2.5.2.	Unidad de potencia	74
2.5.3.	Plataforma de trabajo.....	75
2.5.4.	Consola manual.	75
2.5.5.	Equipos de soldadura eléctrica.	76
2.5.6.	Equipo de corte	77
2.5.7.	Grúa	77
2.5.8.	Man lift.....	79
2.5.9.	Compresor	79
2.5.10.	Caja de herramientas.....	80
2.6.	PERSONAL INVOLUCRADO	80
2.7.	ANALISIS DE RIESGOS.....	80
3.	COILED TUBING DRILLING.....	86
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	87
3.1.1.	Trabajos previos CTD	88
3.1.2.	Preparación de la operación de re-entrada.....	89
3.1.3.	Instalación del whipstock.....	90
3.1.4.	Apertura de la ventana.....	91
3.1.5.	Perforación openhole	93
3.1.6.	Completamiento	95
3.2.	CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	96
3.3.	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	97
3.3.1.	Peso sobre la broca	98
3.3.2.	Velocidad anular	99
3.3.3.	Presión y velocidades de bombeo	99

3.3.4.	Torque y tensión	99
3.3.5.	Tiempo de vida y fatiga	100
3.3.6.	Manipulación del carrete	100
3.4.	VENTAJAS.....	100
3.5.	DESVENTAJAS	101
3.6.	COMPONENTES	103
3.6.1.	Equipo de control de presión.....	103
3.6.2.	Unidad de potencia	108
3.6.3.	Carrete	109
3.6.4.	Cabina de control	110
3.6.5.	Cabezal inyector	111
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	113
4.1.	CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE CASING CONDUCTOR	114
4.1.1.	Construcción convencional	114
4.1.2.	Hincado de casing conductor	117
4.1.3.	Análisis de resultados	118
4.2.	CONSTRUCCIÓN DEL MOUSE HOLE	120
4.2.1.	Construcción convencional	120
4.2.2.	Hincado de mouse hole.....	121
4.2.3.	Análisis de resultados	122
4.3.	PERFORACIÓN DE POZOS LATERALES.....	124
4.3.1.	Perforación convencional de pozos laterales	125
4.3.2.	Perforación de pozos laterales con CTD.....	125
4.3.3.	Análisis de resultados	126
5.	CONCLUSIONES	129
6.	RECOMENDACIONES	130
	BIBLIOGRAFÍA.....	131

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Torre de Perforación.....	21
Figura 2. Componentes del sistema de levantamiento.	21
Figura 3. Sistema de circulación.....	22
Figura 4. Mesa Rotaria.....	23
Figura 5. Top Drive.	24
Figura 6. Blow Out Preventers (BOP).....	25
Figura 7. Sistema de potencia.	26
Figura 8. Under Balance Vs Convencional.	30
Figura 9. Casing Drilling.....	31
Figura 10. Liner Drilling.....	33
Figura 11. Convencional Vs slim hole.....	34
Figura 12. Casing Conductor.	37
Figura 13. Operación de Hincado de Casing Conductor.....	40
Figura 14. Estructura de alineación.	41
Figura 15. Mouse Hole.....	43
Figura 16. Tubería en forma de punta de lápiz.	45
Figura 17. Operación de Hincado de Mouse Hole.	46
Figura 18. Trabajos de soldadura.	55
Figura 19. Aseguramiento de la verticalidad de la tubería.	56
Figura 20. Plataforma de trabajo para las operaciones de Hincado.	57
Figura 21. Tipos de Zapatas de penetración.....	58
Figura 22. Pérdida de verticalidad ocasionada por presencia de conglomerados.	59
Figura 23. Reunión pre-operacional a la operación de Hincado.	61
Figura 24. Marcación ft a ft de la tubería a hincar.....	62
Figura 25. Ubicación e inspección del martillo previo al hincado.....	63

Figura 26. Instalación de la sub-estructura en el contrapozo.....	64
Figura 27. Izaje del primer tubo a ser Hincado.	65
Figura 28. Ubicación y penetración del primer tubo en la formación.	66
Figura 29. Centralización de la tubería.	67
Figura 30. Posicionamiento del martillo sobre el primer tubo.....	67
Figura 31. Hincado del primer tubo.	68
Figura 32. Guías de centralización soldadas en el primer tubo hincado.	69
Figura 33. Soldadura del segundo tubo a hincar.	70
Figura 34. Hincado del segundo tubo.	70
Figura 35. Corte del tubo de acuerdo a los requerimientos de ingeniería.....	71
Figura 36. Consola manual del martillo.....	75
Figura 37. Equipos de soldadura eléctrica.	76
Figura 38. Equipos de corte en caliente.....	77
Figura 39. Grúa para operaciones de hincado (100 Ton).	78
Figura 40. Man lift para operaciones de hincado.	79
Figura 41. Pozos laterales.	88
Figura 42. Estructura para las operaciones de CTD.	89
Figura 43. Asentamiento del Whipstock.....	91
Figura 44. Apertura de la ventana con el CT.	92
Figura 45. Perforación Open Hole con CT.	93
Figura 46. BHA convencional para la perforación de pozos laterales con CT.	94
Figura 47. Completamiento para pozos laterales perforados con CT.	95
Figura 48. Configuración típica de un equipo de control de presión.	103
Figura 49. Stripper tipo ventana.....	104
Figura 50. BOP tipo Quad.....	106
Figura 51. Quick latch.	106
Figura 52. Lubricador.....	107
Figura 53. Unidad de potencia para trabajos de CTD.....	108
Figura 54. Carrete de CT.	110
Figura 55. Cabina de control de CTD.	111

Figura 56. Cabeza inyectora.....	112
Figura 57. Costos de Perforación Convencional vs. Hincado de Casing	119
Figura 58. Tiempos de Perforación Convencional vs. Hincado de Casing	119
Figura 59. Costos de Construcción Convencional vs. Hincado de Mouse Hole...	123
Figura 60. Tiempos de Construcción Convencional vs. Hincado de Mouse Hole	124
Figura 61. Costos de Perforación con Taladro vs CTD.....	127
Figura 62. Tiempos de Perforación con Taladro vs CTD	128

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Tamaño de martillo recomendado para cada tamaño de tubería.....	49
Tabla 2. Golpes por pie para distintos tipos de tubería.....	51
Tabla 3. Características de principales martillos.....	73
Tabla 4. Especificaciones de una Unidad de Poder.....	74
Tabla 5. Análisis de trabajo seguro en las operaciones de hincado.	81
Tabla 6. Tiempos y Costos de Hueco de 36” y Casing de 30”.....	115
Tabla 7. Tiempo y Costo de Hincado de Casing Conductor.....	117
Tabla 8. Hincado de Conductor vs. Perforación Convencional.....	118
Tabla 9. Tiempo y Costo de Mouse Hole Convencional.....	120
Tabla 10. Hincado de Mouse Hole.....	121
Tabla 11. Hincado de Mouse Hole en Simultáneo con Conductor.....	122
Tabla 12. Hincado de Mouse Hole Solo vs Construcción Convencional.....	122
Tabla 13. Hincado de Mouse Hole en Simultáneo vs Convencional.....	123
Tabla 14. Costo y Tiempo de Laterales con taladro.....	125
Tabla 15. Costo y Tiempo de Laterales con CTD.....	126
Tabla 16. Perforación con Taladro vs. CTD.....	126

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DIRIGIDAS A LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA *

AUTORES: JULIÁN ANDRÉS OLARTE SÁNCHEZ
CINDY LORENA VILORIA RAMÍREZ**

PALABRAS CLAVES: Hincado, perforación con tubería flexible, revestimiento conductor, hueco de ratón, pozos laterales.

CONTENIDO: En la industria petrolera es de vital importancia la optimización y el ahorro en cada una de las operaciones que se realizan. Hoy en día existen técnicas que permiten disminuir costos, aumentar la eficiencia y mantener la integridad del pozo sin poner en riesgo la vida de las personas involucradas en la práctica; como es el caso de la técnica de Hincado y de la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling.

Estas operaciones han sido implementadas en Colombia sobre todo en los pozos ubicados en el Piedemonte Llanero, caracterizados por tener grandes tiempos y costos asociados. La aplicación bien sea de la técnica de hincado o de la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling puede asegurar la viabilidad de las actividades de perforación a desarrollarse en un futuro en este sector de la geografía colombiana, que como bien se sabe aporta un gran porcentaje de la producción hidrocarburífera del país.

En el siguiente libro se encontraran las principales características de la técnica de Hincado y de la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling, tales como: principios, ventajas, limitantes, consideraciones de diseño, procedimiento, entre otras; además de un análisis económico presentando los costos en que incurren dichas técnicas, comparándolos con los costos de las técnicas convencionales; para finalmente determinar cuál es la opción más favorable a implementar teniendo en cuenta tanto el ámbito técnico como el económico.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Wilson Raúl Carreño Velasco. Codirector: Ing. Luis Rincón Cortes.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION FOR APPLICATION OF TECHNIQUES AIMED TO OPTIMIZATION OF THE CONSTRUCTION OPERATIONS OF OIL WELLS IN COLOMBIA*

AUTHORS: JULIÁN ANDRÉS OLARTE SÁNCHEZ
CINDY LORENA VILORIA RAMÍREZ**

KEYWORDS: Hammering, coiled tubing drilling, conductor casing, mouse hole, lateral wells.

CONTENT: In the petroleum industry is vital optimizing and saving in the operations performed. Nowadays there are techniques to reduce costs, increase efficiency and maintain well integrity without risking the people's life involved in the practice; such as the case of the Hammering technique and unconventional Coiled Tubing Drilling technology.

These operations have been implemented in Colombia mainly in the wells located in the Llanos foothills, characterized by high times and associated costs. The application either Hammering technique or unconventional Coiled Tubing Drilling technology can ensure the viability of drilling activities to develop in the future on that sector of the Colombian geography, as it is known contributes a large percentage of hydrocarbon production of the country.

In the next book will find the main features of hammering technique and unconventional Coiled Tubing Drilling technology, such as: principles, advantages, limitations, design considerations, procedure, etc.; as well as an economic al analysis showing the costs incurred by such techniques, compared with the costs of the conventional techniques, to finally determine the most favorable option to implement considering both the technical and financial factor.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Wilson Raúl Carreño Velazco. Codirector: Ing. Luis Rincón Cortes.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se ajusta a las necesidades y restablece sus principales objetivos según la condición; en la actualidad uno de estos objetivos es construir pozos de la manera más eficiente posible y económicamente viable para alcanzar mayores ganancias con cada uno de los proyectos. Actualmente, las compañías operadoras han venido aplicando nuevas maneras de llevar a cabo la perforación y construcción de sus pozos, entre las cuales destacan la técnica de hincado de tubería y la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling. Durante los últimos años, la construcción de pozos mediante dichas técnicas ha contribuido ampliamente en la disminución de costos operacionales, por tal motivo desempeñan un rol clave en la industria petrolera; donde las técnicas ineficientes y no rentables son eliminadas o simplemente no aplicadas.

El presente proyecto está basado en la técnica de hincado de tubería y la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling las cuales están dirigidas a la optimización tanto de tiempos como de costos de las operaciones de construcción y perforación de pozos petroleros. Mediante un análisis de los parámetros técnicos y financieros se evaluarán la técnica de hincado y la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling con el fin de determinar las ventajas operacionales y económicas que estas ofrecen para posteriormente compararlas con las técnicas convencionales y determinar cuál sería el mejor candidato a seleccionar para ejecutar la operación.

En el primer capítulo se describen las principales características tanto de la perforación convencional como de la perforación no convencional; con el fin de aclarar y unificar conceptos que permitan guiar y motivar al lector a continuar con la lectura del libro. Los capítulos dos y tres contienen la técnica de hincado y la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling respectivamente, y en cada

uno se presentan sus ventajas, desventajas y una descripción detallada de sus procedimientos y equipos. Por último, en el capítulo cuatro mediante un análisis financiero se especifican los gastos que acarrearán cada una de las operaciones, así como el ahorro que podrían brindar al ser implementadas.

1. PERFORACIÓN DE POZOS

1.1. PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Desde sus inicios hasta el día de hoy, la perforación de pozos ha sufrido múltiples cambios y evoluciona en pro del ahorro y la eficiencia. En los primeros años el sistema de percusión que operaba con un punzón, mantuvo gran auge en la industria. En la actualidad se avanza en los métodos automatizados y accionados con simples botones. A pesar de la gran variedad de métodos el icono más distinguido en las operaciones de perforación es una torre alta en la localización del pozo, ésta permite validar el proceso de exploración porque es la única manera de saber si realmente existe un yacimiento de hidrocarburos.

El método de perforación convencional consiste en un sistema rotatorio el cual fue aprobado principalmente por su fácil y rápida penetración en los estratos del subsuelo. Esta práctica lleva más de un siglo siendo aplicada pues su primer uso se remonta a los años de 1880 y logró ser hasta el día de hoy el método más usado en el mundo. Por ende, se lleva el título “convencional”.

Como su nombre lo indica, la perforación rotatoria opera gracias a la rotación, es decir, se crea un agujero haciendo rotar la sarta de perforación que posee una broca en su extremo y a la cual se le aplica peso. La broca es la herramienta principal en esta tecnología, se encarga de demoler la roca y permitir el avance de la perforación. Para alcanzar la profundidad deseada y lograr obtener hidrocarburos es necesaria una sarta de tuberías de perforación, las cuales se van añadiendo o extrayendo según sea necesario y permiten dirigir la broca para lograr una mayor o menor profundidad.

1.1.1. Sistemas del equipo de perforación

En la perforación de pozos es primordial la seguridad en la operación, por esta razón se necesita un sistema de equipos que garanticen la ejecución durante todo el proceso. En un taladro de perforación se dirige y realiza gran parte del trabajo; un taladro está básicamente conformado por los siguientes cinco sistemas¹:

- **Sistema de levantamiento**

Este sistema consta de una torre de perforación que soporta el gancho, los elevadores, el malacate, el bloque corona, el bloque viajero y la línea de perforación. La altura de la torre afecta las secciones de tubería que pueden ser manejadas (paradas sencillas, dobles o triples) mas no la carga que puede soportar.

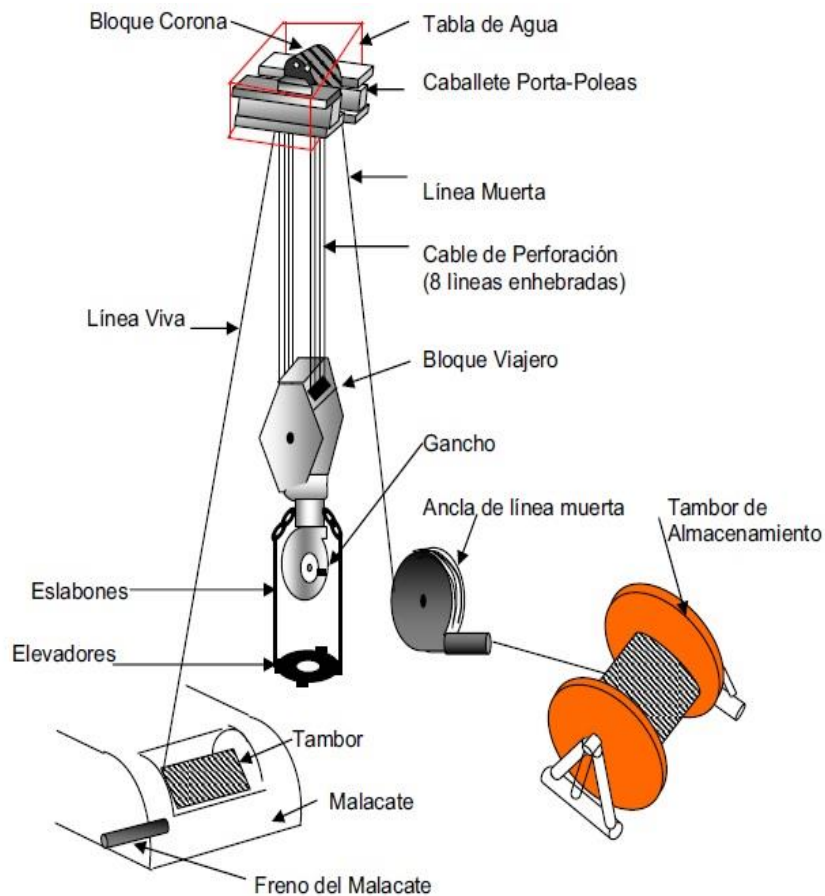
Figura 1. Torre de Perforación.



*Fuente: Tomado de ZYZJ Petroleum Equipment Co., Ltd [En línea] Disponible en:
<http://www.zpebmach.com/sp/product.jsp?id=78>*

Figura 2. Componentes del sistema de levantamiento.

¹ R. Simon. Comparing the Rotary with Potential Drilling Methods. Society of Petroleum Engineers. Ohio. Noviembre, 1958.

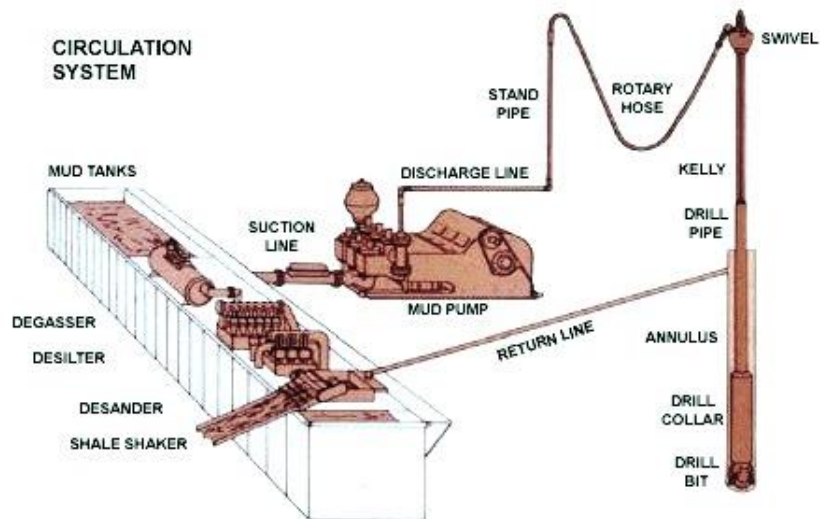


Fuente: Tomado y modificado de SCHLUMBERGER. Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. p 10.

- **Sistema de circulación**

Los recortes o rípios generados por la broca al perforar las formaciones deben ser removidos para poder continuar la operación. El sistema de circulación tiene como principales componentes los tanques de lodo, la swivel, líneas, shakers y las bombas de lodo, estas últimas se encargan de circular el lodo de perforación por la tubería para lograr elevar todos los rípios a superficie.

Figura 3. Sistema de circulación.



Fuente: Tomado y modificado de BAKER, Ron. *A Primer of Oilwell Drilling*. Sexta edición. Texas. 2001. p. 116.

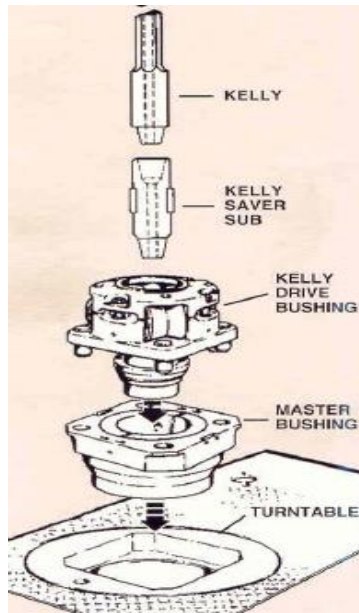
- **Sistema de rotación**

Es importante describir los dos tipos de sistema de rotación que se conocen:

- MESA ROTARIA: también conocido como sistema de rotación bajo o Kelly Drive Bushing, se compone de un Master Bushing que transmite torque a la Kelly Bushing y ésta a su vez a la sarta de perforación y a la broca. La mesa rotaria cumple dos funciones importantes, las cuales son: rotar la sarta de perforación y sostenerla cuando no está suspendida en el elevador o el gancho.
- TOP DRIVE: en este tipo de sistema de rotación la mesa rotaria no ejerce ninguna rotación y sólo sirve como conducto por el cual pasa la sarta de perforación. Acá la rotación es impartida por un motor ubicado junto al swivel desde el tope de la sarta².

Figura 4. Mesa Rotaria.

² HUGUES, Howard. *A Modern Rotary Drill*. Society of Petroleum Engineers. Houston Texas. Febrero, 1915.



Fuente: Tomado y modificado de BAKER, Ron. *A Primer of Oilwell Drilling*. Sexta edición. Texas. 2001. p. 94.

Figura 5. Top Drive.

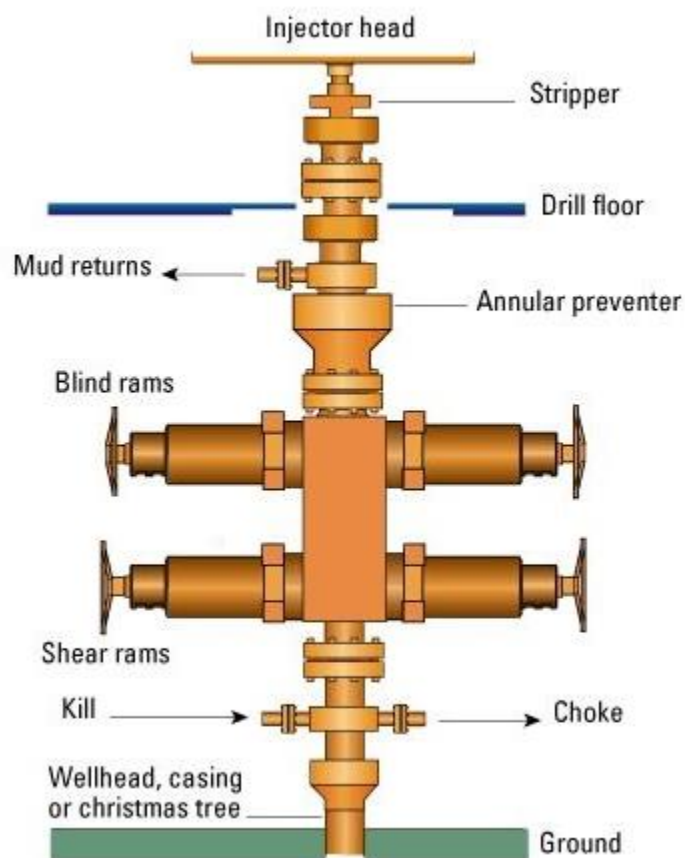


Fuente: Tomado y modificado de BAKER, Ron. *A Primer of Oilwell Drilling*. Sexta edición. Texas. 2001. p. 101.

- **Sistema de control de pozo**

El sistema de control de pozo se encarga de proporcionar la seguridad en casos de emergencia en los cuales se presenten aportes de fluidos de la formación a la superficie de manera incontrolada, una serie de equipos como BOP, estrangulador y líneas de flujo deben cerrar el pozo en caso de un influjo imprevisto, colocar suficiente contra-presión sobre la formación y recuperar el control primario del pozo.

Figura 6. Blow Out Preventers (BOP).



Fuente: Tomado y modificado de JAMAL, Azar; ROBELLO, Samuel. *Drilling Engineering*. USA. 2007. p. 26.

- **Sistema de potencia**

Ciertos equipos necesitan de una fuente primaria de potencia para ejecutar su función, por ejemplo, el sistema de rotación. El sistema de potencia se encarga de dos asuntos, el primero es generar la energía necesaria al equipo, la forma más común es mediante el uso de motores de combustión interna; y el segundo asunto es transmitir la potencia al equipo, esto se logra ya sea mecánicamente con una serie de poleas, piñones y engranajes o eléctricamente con cables eléctricos, siendo éste último el más utilizado.

Figura 7. Sistema de potencia.



Fuente: Tomado de BAKER, Ron. *A Primer of Oilwell Drilling*. Sexta edición. Texas. 2001. p.82.

1.1.2. Descripción del proceso de perforación convencional. La tendencia en perforación ha evolucionado, desde los pozos verticales hasta los pozos direccionales son muy comunes, todo esto gracias a los sistemas rotarios direccionales. Los avances registrados en los sistemas direccionales y LWD están ayudando a los perforadores a modificar las trayectorias de los pozos y mantenerse en la zona para alcanzar múltiples objetivos sin importar que tan complejos sean. A continuación, se explicará de forma sencilla el proceso de perforación de un pozo petrolero de manera convencional:

En el inicio, el equipo de ingeniería de perforación se encarga de planificar una trayectoria que maximice la exposición del pozo a las zonas productivas y diseñar los ensamblajes de fondo de pozo. Los ingenieros preparan un plan detallado para cada etapa del proceso de perforación. Esta prognosis de perforación designa una localización en la superficie y la profundidad total (TD) del pozo, y especifica el tamaño de la broca, las densidades anticipadas del lodo y los programas de revestimiento necesarios para alcanzar la profundidad total.³

Posteriormente, el contratista de perforación se desplaza e instala el equipo de perforación en la localización del pozo. En el piso de perforación, la cuadrilla de perforación arma el BHA, que consta de una broca de perforación, drill collars, estabilizadores, etc. Al BHA se le pueden incorporar sensores de toma de registros durante la perforación (LWD), un motor de lodo y un sistema para direccionar la broca.

La mesa rotaria o el top drive hacen girar la sarta de perforación, a medida que la broca penetra más profundamente en el subsuelo, cada tramo adicional de la columna de perforación se conecta al tramo de tubería anterior, de esta manera la sarta de perforación se vuelve cada vez más larga.

Debido a la fricción entre la broca y la formación se aumenta la temperatura en la misma; con el fin de enfriarla y lubricarla se bombea fluido de perforación en el fondo del pozo. El lodo además cumple con la función de transportar los recortes de roca generados por la broca y es vital para mantener el control del pozo. El proceso de perforación normalmente continúa hasta que incrementos adicionales de la densidad del lodo fracturarían la formación, punto en el cual se debe correr, asentar y cementar la tubería de revestimiento con el fin de estabilizar la pared del pozo.

³ VARHAUG, Matt. Un Giro a la Derecha-. Una Visión General de las Operaciones de Perforación. Oilfield Review. Kuala Lumpur, Malasia. Otoño, 2011. p. 1-3.

La tubería de revestimiento, cuyo diámetro es menor que la broca, es bajada en el pozo en un proceso similar al de la ejecución de conexiones con la columna de perforación. Luego se bombea una lechada de cemento a través del revestimiento hacia el fondo, y de regreso por el espacio anular existente entre el revestimiento y la formación.

La integridad de la operación de cementación y de la formación que se encuentra por debajo de la tubería de revestimiento se evalúa mediante la ejecución de una prueba de pérdida de fluido (LOT). Los resultados de esta prueba dictaminan el valor máximo de presión o densidad del lodo que puede aplicarse en el fondo del pozo durante la perforación de la siguiente sección antes de colocar la tubería de revestimiento una vez más. El ciclo de perforación, viajes de entrada y salida, y revestimiento del pozo continúa hasta que el pozo alcanza la TD.

1.2. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL

Anteriormente, para desarrollar un campo se requerían numerosos pozos verticales. Cada uno de estos pozos cumplía un papel fundamental y único, ya sea para la exploración, la evaluación o para el desarrollo; en ese contexto no era necesario que los geólogos, ingenieros de yacimiento y/o perforadores trabajaran en conjunta colaboración. Cada uno de ellos tenía una función en la cadena técnica y, el vínculo más estrecho entre la perforación y producción de pozos era el control de daño a la formación.

En ese ámbito, la ingeniería de perforación no generaba gran impacto en la reducción de gastos. Pero la situación cambió con la proliferación de pozos desviados y horizontales, permitiendo así que la perforación aumentara su impacto en la industria, innovara con nuevas técnicas, representara un eslabón fundamental

en la vida del pozo y demostrara ser una operación que afecta en gran proporción los gastos y/o ahorros del pozo.

Las tecnologías no convencionales de perforación y construcción de pozos han alcanzado una etapa de madurez. Se han alcanzado máximos picos de producción con menos gastos generados y pies perforados. El ingeniero de perforación hoy en día puede ser considerado un “arquitecto de yacimiento” por su capacidad de lograr resolver pozos altamente complejos sin aumentar el CAPEX por barril producido. El diseño de un pozo puede mejorar la productividad, es por ello que la tecnología escogida para construir el pozo debe ser una sabia decisión. Entre las técnicas de perforación no convencional se encuentran⁴:

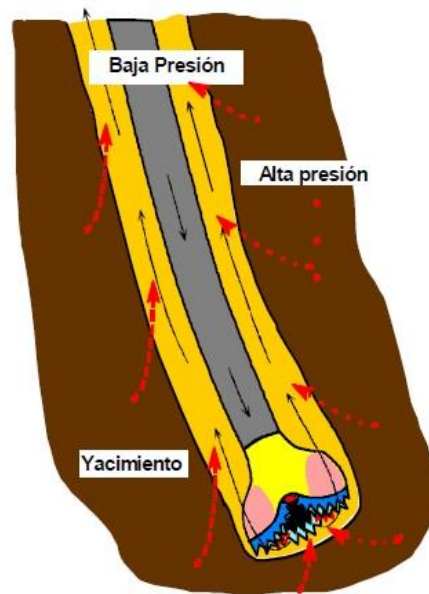
1.2.1. Perforación bajo balance. Es un procedimiento en el que se perfora intencionalmente con una densidad equivalente de circulación del fluido de perforación menor que la presión de poro de la formación. Se utiliza con frecuencia para disminuir los problemas asociados como daño a la formación y minimizar la invasión de partículas que podrían reducir la productividad del yacimiento, también se usa comúnmente en zonas con altos problemas de pérdidas de lodo. Muchas de las operaciones realizadas bajo balance disminuyen el tiempo de perforación e incrementa la rata de penetración.

Al realizar operaciones de perforación bajo balance es necesario un equipo altamente competente para controlar el influjo de fluidos de formación hacia el pozo y evitar problemas y riesgos comunes presentes en esta tecnología, entre los cuales están: inestabilidad de las paredes del pozo, riesgo de explosiones, retornos de fluidos a alta velocidad y presencia de sulfuro de hidrógeno y gases corrosivos en superficie.

⁴ CHARLES, A. BREANT, P. The Multiple Roles of Unconventional Drilling Technologies. From Well Design to Well Productivity. Society of Petroleum Engineers. The Netherlands. Mayo – Junio, 1999.

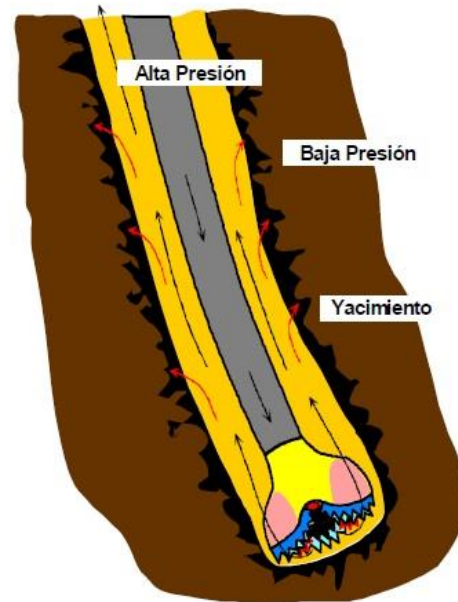
Figura 8. Under Balance Vs Convencional.

Perforación *Under Balance*



El retorno de fluidos de
al sistema de circulación

Perforación Convencional



El retorno de fluidos de
al sistema de circulación

Fuente: Tomado de AFANADOR, Carlos; DELGADO, Luis. Viabilidad técnica y económica de la perforación Under Balance aplicada al campo escuela Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008. p.27.

1.2.2. Perforación con tubería de revestimiento. Es una nueva tecnología usada para perforar y revestir el pozo de manera simultánea, el casing es usado para transmitir energía mecánica e hidráulica a la broca, en lugar la tubería de perforación.

El beneficio fundamental de esta técnica es el aumento de la eficiencia en la construcción del pozo y la reducción de viajes de tubería que podrían significar problemas imprevistos como pegas, pescas de herramientas o presiones difíciles de controlar. Además, se tiene la posibilidad de alcanzar mayores profundidades de asentamiento con diámetros más pequeños.

Al perforar con revestimiento no se puede operar con altos torques y tampoco se recomienda aplicar mucho peso sobre la broca, la razón es que las conexiones de los revestimientos no están diseñadas para soportar esas cargas altas y para lograr minimizar al máximo la torsión.

Al aplicar esta tecnología de perforación se recomienda tomar registros del hueco mientras se está perforando con el uso de sistemas MWD o LWD porque luego no será posible tomar registros en hueco abierto ya que el pozo queda revestido inmediatamente.

En la **Figura 9** se observa que una vez se ha llegado a la profundidad deseada perforando con el casing, se procede a realizar la cementación del mismo para posteriormente continuar con la perforación con un tamaño de diámetro de casing menor al anterior. De igual manera se observa una de las características principales de las brocas usadas en las operaciones de CD, la cual es, su capacidad de perforar y ser perforable.

Figura 9. Casing Drilling.



Fuente: Tomado de SCHLUMBERGER. *TDDirect. Casing-Drilling and Liner-Drilling technology.* 2013. p.8.

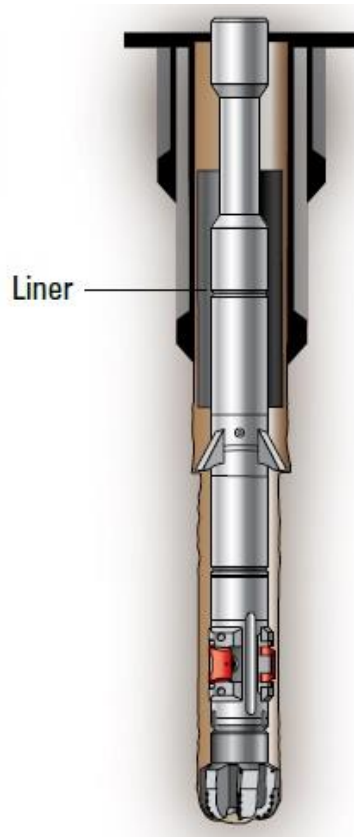
1.2.3. Perforación con liner. La tecnología de Liner Drilling es ideal para perforar intervalos que no requieren correr revestimiento hasta superficie; en otras palabras, las secciones finales de los pozos. Liner Drilling presenta una solución eficaz a los peligros inherentes a la perforación como las pérdidas de circulación, depleción y estabilidad del hueco; esto es gracias principalmente a la proximidad existente entre el liner y la formación; lo que propicia⁵:

- El efecto de plasticidad; que es el fenómeno por el cual los cortes de perforación se adhieren a la formación creando una pared impermeable.
- Mayores velocidades anulares, lo cual genera un hueco más limpio y estable.

Tal vez la característica más sobresaliente de la tecnología de Liner Drilling es el hecho de que no se requiere realizar ningún tipo de modificación al taladro; el mismo equipo de superficie que es usado para las corridas convencionales de Liner es usado para las operaciones de Liner Drilling.

⁵ ROSENBERG, Steven. GALA, Deepak. Liner Drilling Technology as a Tool to Reduce Non-productive Time: An Update on Field Experiences in the Gulf of Mexico. American Association of Drilling Engineers. Houston, Texas, Abril, 2011

Figura 10. Liner Drilling.

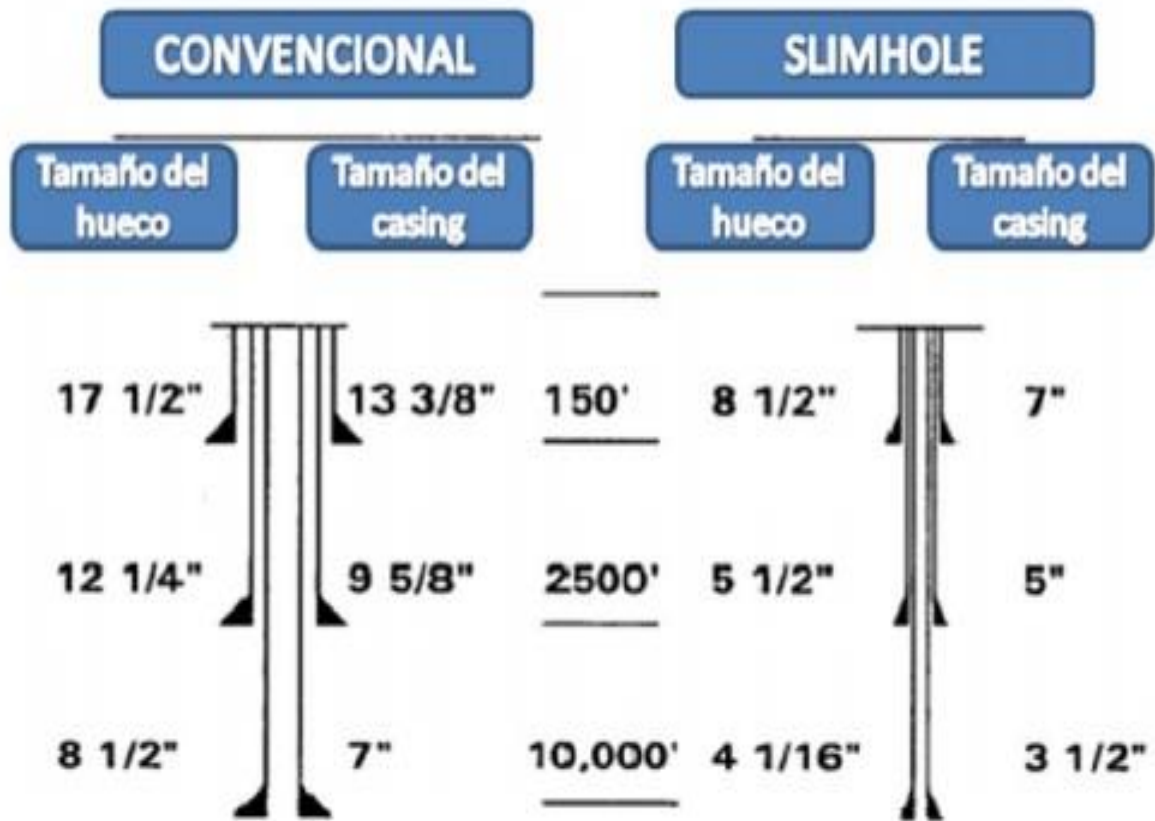


Fuente: Tomado de SCHLUMBERGER. TDDirect. Casing-Drilling and Liner-Drilling technology. 2013. p.6.

1.2.4. Perforación slim hole. Es similar a la perforación de pozos convencional, pero con tamaño de hueco reducido y mínimo el 90% de su longitud total perforada debió ser ejecutada con una broca menor a 7 pulgadas.

Su atractivo se refleja en ahorro de costos a partir de reducción de diámetros que contribuyen a menor cantidad de fluido de perforación, menor cantidad de cemento y menor tiempo para completar las operaciones del pozo. Esta nueva tecnología posee la desventaja de no tener fácil acceso a herramientas con tamaño reducido para su ejecución.

Figura 11. Convencional Vs slim hole.



Fuente: Tomado de LOPEZ, Cesar; SUA, Holman. Análisis comparativo de la tecnología "Slim Hole" con la perforación convencional de pozos. Tesis de grado. UIS. 2011. p.25.

Una de las principales dificultades que se presenta durante la perforación de pozos de diámetro reducido es el aumento de fallas en la sarta debido a la disminución del peso, esto genera una tubería de perforación más débil. Ocurre algo similar con los joints, los cuales tienden a hincharse o a torcerse por ser más delgados. Esto se evidencia con mayor frecuencia en pozos de alta profundidad.

1.2.5. Otras. Además de las anteriores tecnologías de perforación no convencionales, existen técnicas como el hincado de tubería y la perforación con Coiled Tubing que brindan innumerables beneficios tanto económicos como operacionales. A estas técnicas se les prestara especial atención durante el desarrollo del presente trabajo investigativo; es por ello que se explicarán con mayor detenimiento y detalle en los siguientes capítulos.

2. OPERACIONES DE HINCADO DE TUBERIA

El hincado de tubería es una técnica que usa un martillo hidráulico el cual transfiere su energía de impacto sobre el tope de la tubería en una fuerza de compresión, el contacto directo permite que la energía transferida sea la mayor posible, es decir, menor pérdida de energía. Esta técnica ubica la tubería sobre la superficie y ajusta el martillo hidráulico para iniciar el hincado hasta encontrar un total rechazo del suelo o alcanzar la profundidad requerida. La ejecución de esta práctica es segura y permite obtener alto rendimiento y profundidad en comparación con métodos tradicionales, gracias a la energía disponible de los martillos.

La técnica de hincado es una alternativa ideal para casos en los que se requiere un alto agarre de la tubería al suelo, ya que el contacto tubería - formación y la alta penetración lograda por efecto del martillo propicia que el tubo quede firme y sea autoestable. Es importante que todas las operaciones de hincado sean planeadas y diseñadas detalladamente con el fin de disminuir el personal involucrado o requerido en el área de trabajo, al igual que el tiempo utilizado para llevar a cabo el proyecto; esto con el objetivo de minimizar al máximo los problemas⁶.

Las operaciones de hincado brindan diversos beneficios como la disminución de tiempos y costos de taladro y la eliminación de gran cantidad de riesgos asociados a la perforación convencional como lo son el manejo de herramientas de gran peso y tamaño, operaciones no rutinarias y perforación con riesgos de lavado del contrapozo y/o pérdidas o influjos superficiales.

⁶ JONGGEUM, Choe. HANS, Juvkam-Wold. Unconventional Method of Conductor Installation to Solve Shallow Water Flow Problems. Society of Petroleum Engineers. San Antonio, Texas. Octubre, 1997.

2.1. HINCADO DE CASING CONDUCTOR

2.1.1. Casing conductor. El revestimiento conductor es una tubería relativamente corta, y se caracteriza por ser la de mayor diámetro. Esta sección de tubería es el soporte inicial de un pozo y cumple múltiples funciones que serán descritas en forma detallada más adelante. El casing conductor se emplea en todas las operaciones de perforación ya sea en tierra o en costa-fuera.

Figura 12. Casing Conductor.



Fuente: Tomado de OCCUPATIONAL SAFETY & HEALTH ADMINISTRATION (OSHA). *Oil and Gas Well Drilling and Servicing eTool* [En línea] Disponible en: <https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/casing.html>

La sección de superficie de cualquier pozo generalmente es propensa a fallas de derrumbe porque los estratos iniciales son material sedimentario no consolidado. Colapsos y problemas durante la etapa inicial no solo generan periodos prolongados de inactividad, sino que también representa un riesgo de seguridad significativo para el pozo. El revestimiento conductor evita el colapso de esas capas inestables y es

indispensable para la seguridad en las operaciones siguientes. La instalación del revestimiento conductor se puede realizar de tres maneras.

- La tubería se puede correr en un hueco previamente perforado por un taladro y luego ser cementada según lo planeado.
- El segundo método es el hincado de tubería, en el cual el revestimiento se clava en el suelo mediante golpes de un martillo.
- Combinación de los dos procedimientos anteriores, se utiliza cuando el método de hincado de casing conductor falla y el revestimiento no alcanza la profundidad deseada. En este caso, se extiende un hueco mediante perforación para permitir que la tubería se asiente en la profundidad deseada⁷.

2.1.2. Funciones del revestimiento conductor. Para garantizar una buena perforación, las tuberías de revestimiento cumplen con las siguientes funciones:

- Actuar como soporte para la instalación del equipo de control del pozo, así como el cabezal y el conjunto de preventoras.
- Proteger las zonas perforadas evitando derrumbes y aísla zonas problemáticas que se presentan durante la perforación.
- Confinar la producción del petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- Contrarrestar la pérdida de circulación del fluido de perforación.
- Controlar las presiones durante la vida productiva del pozo.
- Aislar los fluidos de las formaciones productoras.

⁷ NOGUEIRA, E.F. BORGES, A.T. JUNIOR.C.J. MACHADO, R.D. Torpedo Base – A New Conductor Installation Process. Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas. Mayo, 2005.

El revestimiento conductor además de esas funciones cumple los siguientes objetivos:

- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un B.O.P. anular.
- Protege las formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Evita que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del pozo.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del pozo.
- Proporciona una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.

2.1.3. Operación de hincado de casing conductor. La innovación y optimización en las operaciones petroleras es una actividad permanente; el desarrollo del hincado del conductor representa un costo-beneficio enorme para la industria comparado con la técnica convencional de instalación del revestimiento conductor.

En esta técnica se emplea un martillo hidráulico para introducir la tubería conductora, dependiendo del espesor de ésta se le aplica una fuerza o energía controlada y ajustable que permite introducir el revestimiento conductor de manera completamente vertical y asegurando que no se sufrirán riesgos de colapso.

Figura 13. Operación de Hincado de Casing Conductor.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

La perpendicularidad durante el proceso es fundamental y la inclinación de la primera junta debe ser mínima o preferiblemente nula, pues ésta marca el rumbo del resto de la tubería, y a medida que aumenta la profundidad es más tedioso controlar la dirección. Para lograr lo anterior se cuenta con una estructura de alineación que se fija al contrapozo y permanece instalada durante toda la operación.

Figura 14. Estructura de alineación.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

Para alcanzar la profundidad deseada con esta tecnología es necesario ir soldando las tuberías y el martillo debe golpear la tubería hasta alcanzar el punto de rechazo, es decir, hasta alcanzar el número máximo de golpes por pie hincado que se le puede aplicar. Es importante destacar que solo se debe detener la operación de hincado hasta obtener el punto de rechazo, porque en ocasiones la formación comprime el revestimiento y provoca mayor fricción al reiniciar la operación, siendo entonces más difícil lograr el objetivo de profundidad⁸.

⁸ HEEREMA, Edward. An Evaluation of Hydraulic vs. Steam Pile Driving Hammers. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. Mayo, 1980.

2.1.4. Ventajas del hincado. Entre los múltiples beneficios que se presentan al aplicar esta técnica sobresalen los siguientes⁹:

- Reducción de personal involucrado en la operación, por lo cual se minimizan riesgos en HSE.
- No requiere el equipo de perforación convencional.
- Menor tiempo requerido para revestir.
- No requiere cementación del casing Conductor.
- Produce menos erosión en el hueco de superficie y por lo tanto disminuye o elimina la inestabilidad del terreno para soportar el taladro.
- Eliminación de problemas de presiones de suabeo y surgencia.
- No requiere el uso de equipos y fluidos de perforación.
- No genera contaminación, dado que no se utiliza ningún tipo de fluido o químico para ejecutar la operación.

2.1.5. Desventajas del hincado. Esta operación como todas en la industria del petróleo trae consigo asociadas desventajas operacionales y de HSE:

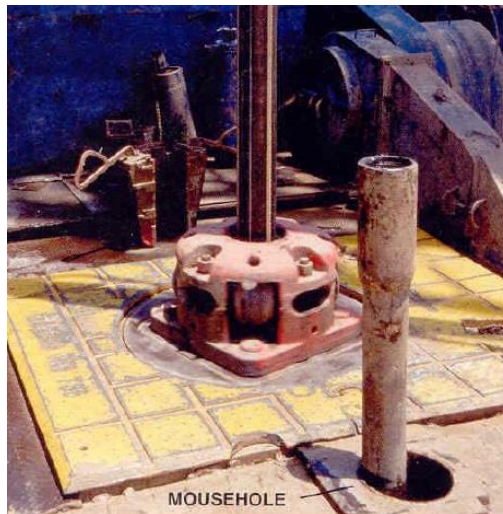
- Riesgos HSE asociados a trabajos de soldadura y ruido propios de la operación.
- Dificultad de hincar casing en áreas con conglomerados de gran tamaño.
- Imposibilidad de realizar hincado durante horas nocturnas.
- Dificultad para hincar en terrenos conglomeráticos y de relleno.
- Imposibilidad de hincar en presencia de gas superficial.

2.2. HINCADO DE MOUSE HOLE

⁹ FRANK'S INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA. HINCADO DE TUBERÍA CONDUCTORA.

2.2.1. Mouse hole. El mouse hole es una abertura en el piso de perforación, cercana a la mesa rotaria; que permite realizar conexiones de tubería rápidas mientras se está perforando. Una vez la tubería de perforación se encuentra cercana a la mesa rotaria durante la perforación, se hace necesario adicionar otro tramo de tubería para continuar, es ahí donde el mouse hole juega un papel importante, ya que en este se encuentra alojado el siguiente tramo de tubería, lo que hace facilita el proceso de conexión. Una vez se enrosca el nuevo tubo, se levanta y saca del mouse hole; quedando la conexión macho expuesta para conectarse a la tubería que se encuentra en el pozo y de esta manera poder continuar la operación¹⁰.

Figura 15. Mouse Hole.



Fuente: Tomado de BAKER, Ron. *A Primer of Oilwell Drilling*. Sexta edición. Texas. 2001. p. 64.

La construcción del mouse hole se puede realizar de manera convencional con taladro de perforación o mediante la técnica de hincado, siendo esta última de la cual se hablará con mayor énfasis.

¹⁰ BOYADJIEFF, George. An Overview of Top Drive Drilling System Applications and Experiences. Society of Petroleum Engineers. Diciembre, 1986.

2.2.2. Construcción convencional del mouse hole. La construcción convencional del mouse hole se realiza con taladro de perforación, esta operación consiste en perforar con un BHA convencional (Broca, estabilizadores, Drill Collar, etc.) un hueco de aproximadamente 90 Ft de profundidad cercano al hueco donde va a quedar del pozo como tal, esta perforación al igual que la perforación de cualquier sección de un pozo se realiza con lodo de perforación, el cual ayuda a que los cortes de perforación sean evacuados hacia el contrapozo y posteriormente bombeados hacia los canales del taladro.

Luego de alcanzar la profundidad deseada (+/- 90 Ft) se saca tubería y se introduce una tubería de un tamaño menor al diámetro del hueco para que esta actúe como revestimiento; asegurando la integridad del hueco y protegiendo a la tubería que va a ser alojada allí del contacto con el suelo. En cuanto al tamaño del mouse hole, este puede variar y depende directamente del tamaño de la tubería de perforación con la que se va a hacer el pozo, ya que al final de cuentas esta va a ser la tubería que se va a alojar allí. Por ejemplo, si el máximo tamaño de tubería con el que se va a perforar el pozo es de 5 7/8", el mouse hole puede ser perforado con una broca de 12 1/4" y ser revestido por una tubería de 10 3/4".

Por otra parte, la longitud final del mouse hole depende en gran parte del criterio del grupo encargado de la perforación del pozo y de cómo ellos vayan a realizar las paradas de tubería. Una vez se ha terminado la perforación del mouse hole es necesario realizar el skidding de la torre de perforación hasta la posición final desde donde va a empezar a ser perforado el pozo como tal.

2.2.3. Hincado de mouse hole. En comparación con la técnica convencional la operación de hincado de mouse hole se realiza con la ayuda de un martillo hidráulico que trasmite un impulso (golpe mecánico) a la tubería de trabajo, la cual tiene en su parte inferior tiene forma de punta de lápiz hecha mediante soldadura, con el fin de permitir una mayor penetración y evitar que entre formación al interior del tubo.

Lo que hace que hincar el mouse hole se considere realmente importante es el hecho de poder hincar suficiente tubo para que desde la mesa del taladro hasta el fondo del tubo hincado quepan dos juntas de drill pipe, para que de esta forma sea posible armar paradas completas (tres juntas) en el mouse hole; mientras se realizan operaciones de perforación simultáneas.

El proceso del armado de la parada completa de tubería en el mouse hole se realiza bajando la primera junta de drill pipe en el mouse hole y sosteniéndola con una cuña a la altura de la mesa, luego con ayuda de un winche y de llaves se realiza la conexión del segundo tubo al tubo que se encontraba en el mouse hole. Luego de que están los 2 tramos juntos se retira la cuña y se bajan en el mouse hole quedando a la altura de la mesa del taladro; finalmente se conecta la tercera junta armando así la parada completa, la que con ayuda de un winche se levanta hacia la torre.

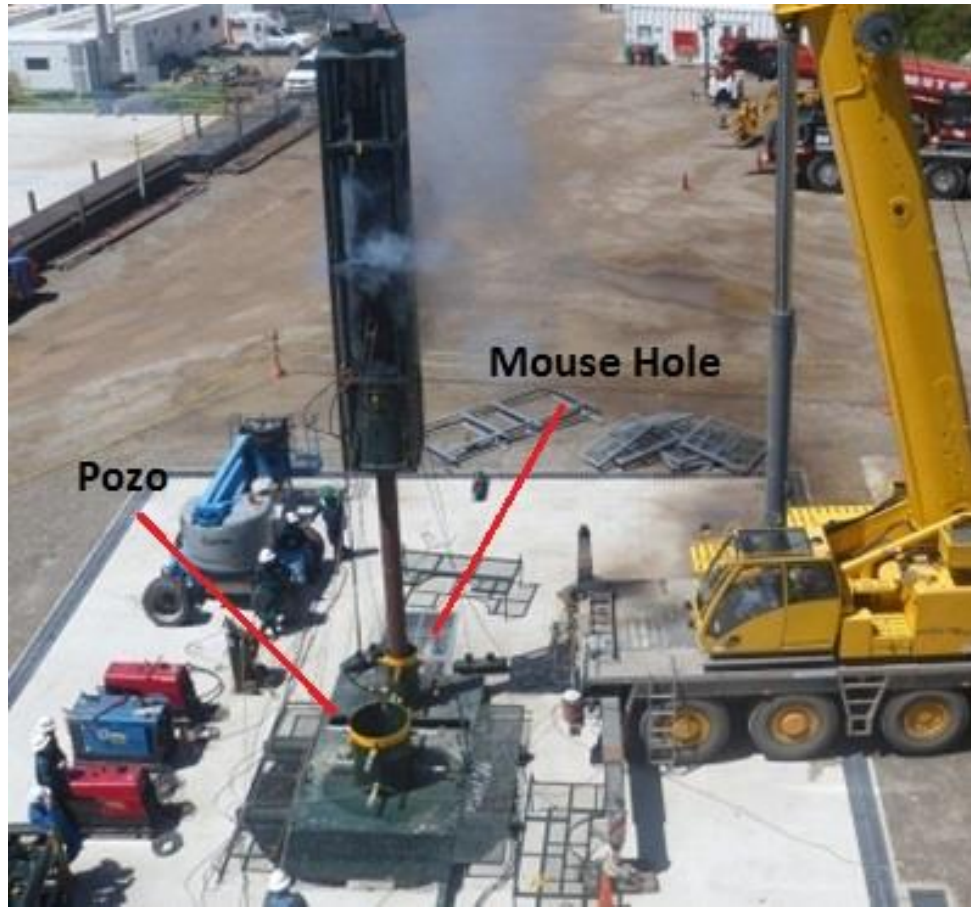
Figura 16. Tubería en forma de punta de lápiz.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

La operación de hincado del mouse hole se da por terminada una vez la tubería de trabajo llega a la profundidad deseada o simplemente cuando ya no se observa penetración de la tubería por la acción del golpe del martillo. Cabe destacar que una vez se ha terminado con el hincado, se deja la tubería de trabajo como revestimiento de la tubería de perforación que se va a poner en el mouse hole.

Figura 17. Operación de Hincado de Mouse Hole.



Fuente: Tomado y modificado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

Con las operaciones de hincado se han logrado obtener significativos ahorros en tiempo y dinero, debido a que no es necesario el taladro y a que se reducen tiempos de conexiones.

2.2.4. Ventajas y desventajas. Las operaciones de hincado de mouse hole pueden ser beneficiosas en múltiples ocasiones, pero también pueden representar riesgos o pérdidas. A continuación, se describirán las ventajas más destacadas:

- Esta operación se puede realizar durante la movilización y/o Rig up del taladro.

- No hay necesidad de realizar conexiones de tubería mientras se construye el mouse hole.
- No hay que ensamblar e inspeccionar BHAs.
- Mayor estabilidad del mouse hole, ya que se obtiene un mayor agarre entre la tubería de trabajo y la formación.
- Reducción de personal involucrado en la operación.
- No usa lodo de perforación ni cemento.

Y en cuanto a desventajas se evidencian las siguientes:

- Imposibilidad de hincar en horario nocturno.
- Dificultad para hincar en terrenos conglomeráticos y de relleno.
- Imposibilidad de hincar en presencia de gas superficial.
- Riesgos HSE durante las operaciones de soldadura.

2.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Las operaciones de hincado como toda operación en la industria petrolera tienen asociados unas consideraciones de diseño que tienen como fin brindar un mayor aseguramiento y éxito de la operación. Las principales consideraciones de diseño a tener en cuenta en una operación de hincado de tubería son:

- **Tamaño de martillo:**

El tamaño del martillo juega un papel relevante en la operación de hincado ya que de éste depende en gran parte el éxito o fracaso del trabajo, la elección del mismo depende del tipo y tamaño de tubería a hincar. Es una variable de mucho cuidado ya que, si se escoge un martillo de menor tamaño al requerido, no se lograría la penetración deseada. Por el contrario, si se sobredimensiona el mismo, puede poner en riesgo la integridad de la tubería y por ende del personal involucrado.

A continuación, se mostrará una tabla donde se presenta el tamaño de martillo recomendado para cada tipo de tubería a hincar:

Tabla 1. Tamaño de martillo recomendado para cada tamaño de tubería.

O.D del tubo [Pulg]	D12	D15	D22	D30	D36	D46	D62	D80
14	✓	✓	x	x	x	x	x	x
16	x	x	✓	✓	x	x	x	x
20	x	x	x	✓	✓	✓	x	x
24	x	x	x	x	✓	✓	x	x
26	x	x	x	x	x	✓	✓	x
30	x	x	x	x	x	x	✓	x
36	x	x	x	x	x	x	✓	x
42	x	x	x	x	x	x	✓	✓

Fuente: Autores del proyecto

- **Golpes por pie / punto de rechazo:**

La cantidad de golpes por cada pie hincado al igual que el tamaño del martillo depende principalmente del tamaño y espesor del tubo a hincar. Una cantidad superior de golpes por pie a la recomendada podría ocasionar fisuras en el cuerpo del tubo y provocar una afectación a las uniones de los tubos (soldaduras). En cuanto al punto de rechazo es el punto en el cual la tubería no penetra más en la

tierra por la acción del martillo. El punto de rechazo es diferente para cada tipo de tubería y está directamente ligado a los golpes por pie admitidos por el mismo.

A continuación, se presenta la cantidad de golpes por pie admisibles para cada tipo de tubería dependiendo del tamaño del martillo a usar:

Tabla 2. Golpes por pie para distintos tipos de tubería.

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA				MARTILLOS DIESEL								
O.D [pulg]	Espesor [pulg]	Sec transv [pulg ²]	Cap resist [ton]	D12	D15	D22	D30	D30-02 D30-13	D36-02/13 D36-23/22	D46-02/13 D46-23/32	D62 D62-12/22	D80-12
14	0.250	10.70	278.33	***	233.08	108	64	48	35	26	17	11
14	0.312	13.30	345.79	***	***	172	91	66	47	34	22	14
14	0.375	15.91	413.70	***	***	286	128	88	61	44	27	17
16	0.250	12.26	318.81	***	372.12	142	79	58	42	31	20	13
16	0.312	15.24	396.31	***	***	249	117	82	57	41	26	16
16	0.375	18.25	474.42	***	***	***	173	113	75	53	32	20
16	0.500	24.13	627.50	***	***	***	***	215	125	81	46	28
20	0.250	15.38	399.78	***	***	255	119	83	58	42	26	16
20	0.312	19.13	497.36	***	***	***	195	124	81	56	34	21
20	0.375	22.92	596.87	***	***	***	345	187	113	75	43	26
20	0.500	30.36	789.44	***	***	***	***	***	215	124	65	37
20	0.625	37.71	980.47	***	***	***	***	***	***	205	92	50
20	0.750	44.96	1168.98	***	***	***	***	***	***	364	129	65
20	0.875	52.11	1354.95	***	***	***	***	***	***	***	180	82

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA				MARTILLOS DIESEL								
O.D [pulg]	Espesor [pulg]	Sec transv [pulg ²]	Cap resist [ton]	D12	D15	D22	D30	D30-02 D30-13	D36-02/13 D36-23/22	D46-02/13 D46-23/32	D62 D62-12/22	D80-12
20	1.000	59.17	1538.39	***	***	***	***	***	***	***	257	183
24	0.500	36.59	951.37	***	***	***	***	***	***	189	87	48
24	0.625	45.50	1182.89	***	***	***	***	***	***	382	132	66
24	0.750	54.30	1411.88	***	***	***	***	***	***	***	200	88
24	0.875	63.01	1638.34	***	***	***	***	***	***	***	317	116
24	1.000	71.63	1862.27	***	***	***	***	***	***	***	***	152
26	0.500	39.71	1032.34	***	***	***	***	***	***	237	101	54
26	0.625	49.39	1284.10	***	***	***	***	***	***	***	158	75
26	0.750	58.97	1533.33	***	***	***	***	***	***	***	254	102
26	0.875	68.46	1780.03	***	***	***	***	***	***	***	***	138
26	1.000	77.85	2024.20	***	***	***	***	***	***	***	***	186
26	1.250	96.34	2504.95	***	***	***	***	***	***	***	***	364
26	1.500	114.45	2975.58	***	***	***	***	***	***	***	180	82
30	0.500	45.93	1194.28	***	***	***	***	***	***	***	70	36
30	0.750	68.32	1776.24	***	***	***	***	***	***	189	87	48

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA				MARTILLOS DIESEL								
O.D [pulg]	Espesor [pulg]	Sec transv [pulg ²]	Cap resist [ton]	D12	D15	D22	D30	D30-02 D30-13	D36-02/13 D36-23/22	D46-02/13 D46-23/32	D62 D62-12/22	D80-12
30	1.000	90.31	2348.07	***	***	***	***	***	***	382	200	66
30	1.250	111.91	2909.79	***	***	***	***	***	***	***	220	88
30	1.500	133.13	3461.38	***	***	***	***	***	***	***	317	116
36	0.500	55.28	1437.18	***	***	***	***	***	***	***	***	152
36	0.750	82.33	2148.59	***	***	***	***	***	***	237	101	54
36	1.000	109.00	2833.88	***	***	***	***	***	***	***	158	75
36	1.250	135.27	3517.05	***	***	***	***	***	***	***	254	102
36	1.500	161.16	4190.10	***	***	***	***	***	***	***	***	138
42	0.500	64.62	1680.09	***	***	***	***	***	***	***	***	186
42	0.750	96.34	2504.95	***	***	***	***	***	***	***	***	364
42	1.000	127.68	3319.69	***	***	***	***	***	***	***	180	82
42	1.250	158.63	4124.31	***	***	***	***	***	***	***	257	183
42	1.500	189.18	4918.81	***	***	***	***	***	***	189	87	48
42	1.750	219.35	5703.19	***	***	***	***	***	***	382	132	66
42	2.000	249.13	6477.44	***	***	***	***	***	***	***	200	88

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA				MARTILLOS DIESEL								
O.D [pulg]	Espesor [pulg]	Sec transv [pulg ²]	Cap resist [ton]	D12	D15	D22	D30	D30-02 D30-13	D36-02/13 D36-23/22	D46-02/13 D46-23/32	D62 D62-12/22	D80-12
42	1.500	189.18	4918.81	***	***	***	***	***	***	***	317	116
42	1.750	219.35	5703.19	***	***	***	***	***	***	***	***	152
42	2.000	249.13	6477.44	***	***	***	***	***	***	237	101	54

Fuente: Tomado de FRANKS INTERNATIONAL. Tabla de resistencia de la tubería API 5L GRADO X-52 (52000 KSI) para el hincado.

ACLARACIONES

- 1) *** Indica que se requieren más de 400 golpes por pie para romper el tubo.
- 2) Los martillos están diseñados para un máximo de 250 golpes por pie. Para cualquier situación que requiera más golpes, se deberá usar el próximo martillo de tamaño más grande

- **Soldadura:**

Los trabajos de soldadura son los responsables de la integridad del trabajo, ya que en los trabajos de hincado la tubería se une mediante soldadura a diferencia de la corrida de tubería convencional. Los trabajos de soldadura se deben realizar por personal especializado y en el menor tiempo posible para disminuir la deformación del tubo por el calor.

Una vez realizado los trabajos de soldadura es indispensable realizar pruebas de tintas penetrantes y partículas magnéticas para asegurar la calidad del trabajo y por consiguiente la integridad de la unión.

Figura 18. Trabajos de soldadura.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- **Centralización / verticalidad:**

La verticalidad de la tubería es uno de los objetivos más importantes, pero a la vez más difíciles de lograr en las operaciones de hincado; debido a que esta se ve afectada por diversos factores como la dureza del terreno y la estabilidad de la plataforma de trabajo.

Para lograr este objetivo se dispone una guía ubicada sobre la plataforma de trabajo a través de la cual pasa la tubería, esta guía cuenta con 4 pernos equidistantes los cuales se abren o cierran según se necesite, estos pernos se apoyan sobre la tubería asegurando la centralización del tubo.

Figura 19. Aseguramiento de la verticalidad de la tubería.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- **Plataforma:**

La plataforma de trabajo se diseña de acuerdo a los requerimientos específicos de cada operación, esta se ubica sobre el contrapozo y brinda el soporte necesario durante toda la operación. Esta estructura se fija al contrapozo en diversos puntos (8 mínimos) los cuales dependen en gran medida de la geometría del mismo.

Figura 20. Plataforma de trabajo para las operaciones de Hincado.

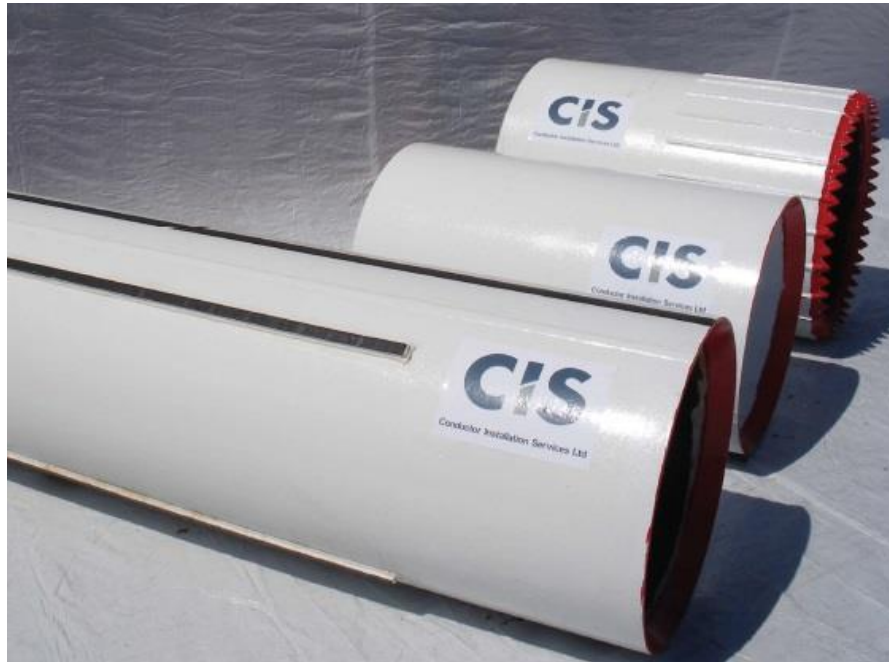


Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- **Zapata de penetración:**

El diseño de la zapata de fabricación esta dictado por el tipo de terreno sobre el cual se va a hincar; para terrenos duros y consolidados se recomienda usar zapatas biseladas mientras que para terrenos blandos es mejor usar zapatas dentadas debido a que si estas entraran en contacto con alguna roca los dientes podrían doblarse generando mayor restricción a la penetración. Para casos donde no se desea formación dentro del tubo como en el hincado de mouse hole, se recomienda fabricar una punta de lápiz sobre el extremo inferior del primer tubo hincar.

Figura 21. Tipos de Zapatas de penetración.



Fuente: Tomado de CONDUCTOR INSTALLATION SERVICES Ltd (CIS). Conductor Drive Shoes.
p.2.

Además de las anteriores consideraciones de diseño, existen variables externas que ponen en riesgo la viabilidad de un trabajo de hincado de tubería y que deben ser tenidas en cuenta por parte tanto de la compañía operadora como la contratista, entre ellas están:

- **Terreno conglomerático:**

La presencia de grandes conglomerados en el terreno puede generar el fracaso de la operación. Aunque la tubería se diseña con zapatas de penetración especializadas para este tipo de terrenos; siempre existe la posibilidad de encontrar rocas de exorbitante tamaño y dureza, ante estas circunstancias es prácticamente

imposible que por acción del martilleo se fracture la roca y así poder continuar con la penetración.

Figura 22. Pérdida de verticalidad ocasionada por presencia de conglomerados.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- **Presencia de gas superficial:**

Como bien se sabe al ingresar tubería en la tierra por acción del golpe de un martillo esta pueda hacer contacto con rocas; lo cual producirá chispas, estas en presencia de gas pueden acarrear problemas como incendios y/o explosiones lo que pone en riesgo de todo el personal involucrado en la operación.

- **Terrenos de relleno:**

Los terrenos de relleno traen consigo asociado gran cantidad basura y materia orgánica como árboles los cuales tiene una propiedad de resistencia al golpe más alta que las rocas lo que genera un efecto de revote sobre la tubería imposibilitando prácticamente la penetración.

2.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Esta operación es especial y requiere de personal con competencias muy definidas. Este trabajo está estimado para ser realizado en un día durante el tiempo que se tenga luz de día, para ello se requiere que todos los materiales y equipos estén disponibles en la localización del pozo el día anterior. Una visita previa a la localización con el personal involucrado en la ejecución de la operación debe ser hecha por lo menos con 10 a 15 días de anticipación para determinar los posibles riesgos o cambios necesarios para facilitar la ejecución. Se recomienda que al momento de la visita por lo menos dos pozos pilotos de referencia deberían haber sido hechos y evaluados por geología de superficie para determinar la factibilidad de éxito del hincado del revestimiento de superficie.

El personal tanto de la compañía Operadora, como de las Compañías Contratistas deberá arribar a la localización en lo posible hacia las 5:30 a.m. del día de la operación con el fin de aprovechar al máximo la luz del día teniendo en cuenta que todas las medidas de seguridad física requeridas deben estar implementadas. Una descripción más detallada de la operación de hincado de tubería será mostrada a continuación:

2.4.1. Alistamiento para la operación (día previo).

- a. Asegurarse de que la locación y sitio son los correctos con los representantes de la compañía Operadora. El contratista de Hincado será responsable por delimitar el área de operación con la aprobación respectiva del Company Man.

- b. Confirmar con el SDE del pozo el tamaño, grado y peso de la tubería a hincar y la profundidad mínima y máxima requerida; además se debe ubicar el sitio donde se va a realizar la operación de acuerdo la marca que el personal de la compañía contratista deja de acuerdo a los requerimientos de la compañía operadora.
- c. Una vez el personal involucrado en la operación de hincado este completo en la localización se procederá a efectuar la explicación y distribución de roles y responsabilidades, la reunión de Seguridad, presentación de JSA de la operación a realizar (Job Safety Análisis), y discusión con el personal.

Figura 23. Reunión pre-operacional a la operación de Hincado.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado

- d. Verificar el estado del equipo, que no falte nada y que no haya sido dañado en el transporte. El martillo requerido para el trabajo debe estar de acuerdo con el tamaño y espesor de tubería a hincar y debe ser definido en la reunión inicial con el contratista. El Company Man será responsable por verificar que la tubería a hincar este biselada, inspeccionada y medida, incluyendo el tubo inicial que

deberá tener soldado el zapato perforador y guía para el caso del Casing Conductor y la punta en forma de lápiz para el caso del Mouse Hole.

- e. Colocar la tubería cerca del contrapozo y accesible para la grúa. Soldar orejas en los extremos de los tubos y medir los tubos a hincar y marcarlos usando cinta métrica cada pie (Cada 25 cm.) desde 1 pie y consecutivamente hasta el último pie de la parte superior del último tubo a hincar. Medir la profundidad del contrapozo.

Figura 24. Marcación ft a ft de la tubería a hincar.



Fuente: Tomado y modificado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- f. Coordinar el movimiento de Grúa y verificar que esta cumpla con la capacidad mínima necesaria de acuerdo al tamaño del tubo a hincar, además que tenga su operador y señalero certificado. La grúa y todos los elementos deben estar certificados y verificar su estado de funcionamiento antes de iniciar.
- g. Descargar equipos y ubicar el cajón de herramientas del contratista de hincado en un lugar accesible. Hacer la revisión y organizar las herramientas de trabajo. Preparar y colocar equipo de soldadura.

- h.** Ubicar el Martillo cerca del contrapozo y accesible para la Grúa. El company man verificara que los documentos y reportes de mantenimiento del Martillo, las máquinas de soldadura, grúas, man lift, los accesorios de izaje, y todos los equipos necesarios para realizar y asegurar la integridad de la operación y el hincado de tubería cumplan con los requerimientos de seguridad, operación e integridad de la compañía operadora. También se deberá asegurar la vigencia de las certificaciones requeridas al personal que interviene en la operación.

Figura 25. Ubicación e inspección del martillo previo al hincado.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- i.** El Company Man es el responsable de asegurar que el Cellar o contrapozo este limpio y seco, además debe supervisar y asegurar el sitio marcado dentro del contrapozo donde se va a colocar el primer tubo a hincar.

2.4.2. Armado del equipo (rig –up) (día previo)

- a.** Colocar el marco o sub-estructura en el contrapozo y realizar aseguramiento de acuerdo con el procedimiento del contratista de hincado, teniendo en cuenta los

requerimientos de la compañía operadora en HSE y seguridad de procesos para trabajos en espacios confinados.

Figura 26. Instalación de la sub-estructura en el contrapozo.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- b.** El ingeniero de HSE debe verificar que todo el equipo de seguridad se encuentra en los sitios correspondientes y disponibles para su uso como: extinguidores, protectores auditivos, guantes, arneses, escaleras para acceder al fondo del contra pozo, etc.

- c.** Supervisor del contratista y Company Man deben verificar que los equipos de soldadura y el panel de control del martillo han sido colocados en el sitio adecuado para la seguridad de la operación y de los ejecutantes. Verificar que los comandos del marco están bien ajustados (sin movimiento de tolerancia por

desgaste de roscas o tornillos) y que el nivel está bien calibrado en todo sentido (horizontal y vertical).

2.4.3. Ejecución del trabajo (día del hincado).

- a. Levantar el primer tubo utilizando eslingas de Nylon para asegurar no dañar el sistema eléctrico de la grúa durante la tarea de soldar.

Figura 27. Izaje del primer tubo a ser Hincado.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- b. Descender el tubo a través del marco o sub-estructura. Centrar el tubo en el marco o sub-estructura.
- c. Liberar el tubo para su primer contacto con la formación. Dejar que el primer tubo penetre en la formación por si solo por aproximadamente 25 cm (1 Ft).

Figura 28. Ubicación y penetración del primer tubo en la formación.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- d. Centrar el tubo usando los comandos, tornillos de ajuste del marco (ver **Figura 29**) y nivelar el mismo. Dejar que el primer tubo siga penetrando por propio peso. Una vez que el tubo no penetre más por propio peso soltar las eslingas de Nylon. Anotar máxima penetración alcanzada.
- e. Levantar el martillo, conectar el encendido del mismo y bajar el martillo sobre el tubo. Dejar que el tubo siga penetrando la formación con el peso del martillo. Tomar registro de penetración. Ver **Figura 30**.

Figura 29. Centralización de la tubería.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

Figura 30. Posicionamiento del martillo sobre el primer tubo.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- f. Una vez que el tubo no penetre más por el solo peso del martillo, disparar el mismo sin inyectar combustible. Seguir con esta operación hasta que el avance disminuya por resistencia de la formación y verificar el nivel del tubo.
- g. Poner a funcionar el martillo con combustible y asegurarse que todo el personal involucrado use la doble protección auditiva.
- h. Iniciar el proceso de hincado del tubo contando y registrando la cantidad de golpes por cada pie. Hasta alcanzar la altura correcta en la sub-estructura de trabajo para poder efectuar los trabajos de soldadura del siguiente tubo.

Figura 31. Hincado del primer tubo.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- i. Detener el martillo, retirarlo y colocarlo en posición horizontal en el suelo para evitar incidentes o daños.
- j. Soldar cuatro guías cada 90° en el tubo ya hincado, levantar y alinear el tubo siguiente.

Figura 32. Guías de centralización soldadas en el primer tubo hincado.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- k. Soldar los tubos perfectamente centrados y alineados utilizando los 4 soldadores para tubos de 30" y 20" o 2 soldadores para tubos menores a 20". Cortar los soportes de izaje inferior antes de proceder a levantar el martillo. Ver **Figura 33.**
- l. Levantar el martillo, conectar el encendido del mismo y bajar el martillo sobre el tubo. Poner a funcionar el martillo con combustible.

Figura 33. Soldadura del segundo tubo a hincar.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

Figura 34. Hincado del segundo tubo.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- m.** Repetir los pasos del H al L para los siguientes tubos que se puedan hincar hasta alcanzar el punto de rechazo de acuerdo a los máximos golpes permitidos

de la tubería que se esté hincando para evitar cualquier daño a la integridad de esta.

- n. Este será el punto de terminación de la operación del hincado y deberá reportar los pies penetrados por debajo del nivel del suelo y debajo del nivel del piso del contrapozo con el fin de determinar posteriormente la altura de corte del tubo, de acuerdo a los requerimientos de la compañía operadora.

2.4.4. Desarme del equipo de hincado (rig down).

- a. Retirar el martillo del último tubo hincado una vez alcanzado el punto de rechazo y colocarlo en posición horizontal en el piso o de una vez sobre el camión y asegurarlo para el transporte.
- b. Asegurar y retirar todas las partes móviles o sueltas de la subestructura y removerla del área del contrapozo. En lo posible cargarla y asegurarla para su transporte.

Figura 35. Corte del tubo de acuerdo a los requerimientos de ingeniería.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

- c. Cortar el último tubo de acuerdo a los requerimientos de ingeniería del grupo encargado de la perforación del pozo y colocar una tapa de seguridad en el tope del último tubo punteada con soldadura. Ver **Figura 35**.
- d. Desarmar, guardar y asegurar para el transporte todo el equipo de soldadura y oxicorte.
- e. Asear y ordenar toda el área recibida para la realización del trabajo y entregarla al ingeniero de HSE y/o Company Man de la compañía Operadora. El contratista debe entregar todos los reportes y gráficos registrados durante la operación de hincado y cerrar debidamente el permiso de trabajo.

2.5. EQUIPOS REQUERIDOS

2.5.1. Martillo. El martillo es el encargado de generar e imprimir la energía en forma impacto sobre el revestimiento, es el equipo más importante en la operación, ya que sin éste no se lograría la penetración del revestimiento en la formación. Los martillos utilizados en operaciones onshore en Colombia por lo general son martillos Diesel; pero también existen martillos hidráulicos los cuales son comunes en operaciones offshore.

Existen gran variedad de martillos en el mercado los cuales imprimen distintos rangos de energía sobre la tubería; la elección de cada uno de ellos depende de principalmente del tamaño y espesor de la tubería a hincar. A continuación, se mostrará una tabla donde se presenta las principales especificaciones de los diversos martillos usados en las operaciones de hincado:

Tabla 3. Características de principales martillos.

HAMMER	ENERGY [ft/lb]	HAMMER WEIGHT [lb]	LEAD WEIGHT [lb]	TOTAL WEIGHT [lb]	LENGTH WITH LEAD [ft]	SLING LENGTH [ft]	BLOWS PER MIN
D12	22.500	6.050	3.450	9.500	18,4	15	42-60
D15	27.100	6.600	4.200	10.800	18,4	15	40-60
D22-02	24.000 - 48.500	11.400	6.050	17.450	22	13	38-54
D30-02	33.700 - 66.100	13.150	8.000	21.150	23	13	38-54
D36-02	38.800 - 83.100	17.750	8.000	25.750	23	15	37-53
D46-02	48.400 - 105.000	19.900	8.000	27.900	23	15	37-53
D55	62.500 - 117.000	26.300	11.000	37.300	23	15	36-47
D62-02	78.000 - 162.000	27.900	11.000	38.900	23	15	35-50
D80	98.000 - 225.000	44.000	14.000	54.800	28	15	35-50

Fuente: Tomado de FRANKS INTERNATIONAL. Frank's Casing Crew & Rental Tools. Diesel Hammer. LA. 2003. p. 2.

Entre las principales características de los martillos para hincar tubería se encuentra:

- No requiere suministro de corriente externo.
- Enfriado por aire.
- Adaptable y eficaz en todos los climas.

- Controles de energía ajustables
- Fácil de operar, requiere solo dos operadores (1 de BackUp)
- De fácil transporte.

2.5.2. Unidad de potencia

La unidad de potencia es el equipo encargado de proveer el poder hidráulico para levantar el pistón del martillo mecánicamente. La unidad de potencia usada en las operaciones de hincado trabaja regularmente mediante Diesel y se fabrica teniendo en cuenta los requerimientos de energía del martillo con el que se va a realizar el hincado. A continuación, se mostrarán las principales especificaciones de una unidad de poder convencional usada para el hincado:

Tabla 4. Especificaciones de una Unidad de Poder.

Dimensiones Aproximadas		Desempeño	
Longitud	7' - 1/8"	Flujo Máximo	252 l/min @1800rpm
Amplitud	4' - 3 3/16"	Presión Máxima	3000 psi
Altura	6' - 3/4"		
Peso	7.100 lb Operando	Nivel máximo de ruido @ 1800 rpm	95 dB

Fuente: Tomado de FRANKS INTERNATIONAL. 60 HP Diesel Power Unit. LA. 2015. p. 1.

2.5.3. Plataforma de trabajo. La plataforma de trabajo es una estructura que se fija a las paredes del contrapozo en ocho (8) puntos y que tiene como función principal brindar un soporte rígido durante la operación de hincado. La plataforma de trabajo posee una guía la cual se usa para garantizar que el tubo descienda con 0° de inclinación; verticalidad que es controlada permanentemente. Esta estructura permanece en el sitio durante todo el proceso de hincado.

2.5.4. Consola manual. La consola manual es aquel equipo donde se encuentran alojados cada uno de los mandos necesarios para el accionamiento y operación del martillo. Esta consola es accionada por 1 operador experto y de la experticia del mismo depende gran parte del éxito de la operación. Desde la consola de mando se puede manejar parámetros del martillo como los golpes por minuto y la energía transferida.

Figura 36. Consola manual del martillo.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

2.5.5. Equipos de soldadura eléctrica. Como su nombre lo indica son aquellos equipos usados para las operaciones de soldadura durante el hincado. Estos equipos junto con el personal soldador juegan un papel muy importante en el éxito de la operación, ya que una buena soldadura asegura la integridad del trabajo. La cantidad de equipos de soldadura depende en gran parte del tamaño de tubería a hincar; siendo comúnmente usados 4, 3 y 2 equipos para tubos de 30", 20" y 11 7/8" respectivamente.

Figura 37. Equipos de soldadura eléctrica.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado

2.5.6. Equipo de corte. El equipo de corte como su nombre lo indica es aquel que permite realizar las operaciones de corte de tubería cada vez que sea necesario. Por lo general esta herramienta actúa gracias a la acción del calor, generando cortes rápidos de una manera muy fácil en tubos de diferentes diámetros. Este tipo de herramienta de corte tiene como ventaja que permite hacer cortes limpios y perpendiculares a cualquier nivel de la tubería, lo que reduce significativamente la necesidad de pulir la tubería.

Figura 38. Equipos de corte en caliente.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

2.5.7. Grúa. La grúa es el equipo utilizado para realizar los izajes de cargas como el martillo y la tubería, generalmente está formada por una estructura metálica con un brazo móvil horizontal del que cuelga un cable con un gancho. En las operaciones de hincado el brazo de la grúa tiene que desplegarse totalmente con el mayor grado de inclinación posible, con el fin brindar un amplio rango de trabajo.

Existe gran variedad de grúas con sus respectivas capacidades de izaje; su selección depende principalmente del tamaño y peso del martillo; ya que este es el elemento más pesado involucrado en las operaciones de hincado. En Colombia por lo general son usadas grúas de 100 toneladas de capacidad para martillos D-62 y D-80 (los de mayor tamaño).

Figura 39. Grúa para operaciones de hincado (100 Ton).



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

2.5.8. Man lift. El man lift es un dispositivo mecánico que proporciona a las personas el acceso que necesitan para llegar a lugares que de otro modo serían inaccesibles. En las operaciones de hincado son usados principalmente para que el personal pueda soltar las eslingas con las cuales se encuentra izada la tubería una vez ésta se encuentra apoyada sobre el suelo, esto con el fin de permitir la ubicación del martillo sobre la tubería y comenzar el hincado de la misma.

Figura 40. Man lift para operaciones de hincado.



Fuente: Tomado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

2.5.9. Compresor. Los compresores son máquinas especialmente diseñadas y construidas para aumentar la presión en los gases. Lo más común es que se comprima aire, pero en la industria es frecuente la necesidad de comprimir otros gases. En las operaciones de hincado tiene como función dar arranque a la unidad de potencia del martillo. Se recomienda tener en locación 2 compresores (1 Back Up) con el fin de evitar pérdida de tiempo en caso de que uno falle.

2.5.10. Caja de herramientas. Como su nombre lo indica en ella se almacenan y transportan herramientas de menor tamaño a las anteriormente mencionadas, pero igualmente importantes para la operación como lo son llaves, roscas, destornilladores, taladro manual, etc. Es recomendado tener un check list de esta caja con el fin de evitar confusiones y tener un control estricto sobre las herramientas que allí se almacenan. Por lo general en operaciones de hincado son llevadas dos cajas de herramientas.

2.6. PERSONAL INVOLUCRADO

- 1 Ing. Supervisor.
- 2 Técnicos especialistas.
- 2 ayudantes.
- 4 soldadores certificados.
- 1 operador de grúa certificado.
- 1 Señalero.
- 1 operador de Man Lift certificado.
- 1 Company Man.
- 1 Asistente.

2.7. ANALISIS DE RIESGOS

Tabla 5. Análisis de trabajo seguro en las operaciones de hincado.

1. REVISIÓN DE HERRAMIENTAS							
Actividad	Peligro	Consecuencia	Controles	Daño			Recomendación
				H	S	E	
Inspección del área de trabajo y equipos.	Obstáculo en el área. Piso defectuoso y resbaloso.	Golpes. Heridas. Laceraciones. Fracturas. Daños a las herramientas y equipos.	Revisar el área para detectar condiciones inseguras que impidan ejecutar actividades. Usar todos los EPP. Implementar señalización informativa y/o preventiva en el sitio de trabajo.	X			Conocer manuales de la herramienta y equipos. Elaboración de permiso de trabajo. Demarcación correcta de áreas.
	Contacto eléctrico.	Shock eléctrico. Quemaduras. Daños a los equipos.	Inspeccionar las redes eléctricas, así como los puntos de conexión. Verificar voltaje requerido para los equipos. Señalizar los cables o aquellos que generen riesgos de caídas.	X	X		Disponer el tester. Revisión de sistema polo a tierra de los equipos. Mantenimiento de las líneas eléctricas.
Manipulación de herramientas.	Manejo de herramientas o equipos.	Atrapado entre herramientas y equipo. Lesión muscular. Daño a equipos.	Coordinar movimientos con el supervisor de la cuadrilla. Pedir ayuda cuando la carga exceda 20Kg. Levantar cargas posicionando el cuerpo adecuadamente.	X	X		Charla pre-operacional de manipulación de cargas. Uso de EPP. Descanso entre jornadas

Tabla 5. Continuación

2. ARMADO (RIG UP)							
Actividad	Peligro	Consecuencia	Controles	Daño			Recomendación
				H	S	E	
Levantamiento y movimiento de cargas suspendidas.	Trabajo de alturas. Manejo de objetos pesados. Atrapamiento con martillo.	Daño a los equipos. Pérdida de tiempo en la operación. Traumas y lesiones por caídas. Ser golpeado por objetos que caen. Laceraciones de tejido blando. Fracturas de miembros superiores e inferiores. Amputaciones.	Verificar permiso de trabajo. Chequear el estado de las eslingas, cables y grilletes. Verificar y discutir plan de izaje, coordinar el movimiento de las herramientas. Señalizar el área de trabajo. Guiar cargas con manilla. Buena señalización e iluminación. Movimiento individual de cargas. No ubicarse bajo cargas en movimiento. Asegurar herramientas y partes sueltas. Verificar condiciones del sitio de trabajo.	X	X		Capacitación al personal competente. Verificar antes los amarres y materiales a utilizar. Inspeccionar periódicamente las herramientas. Mantener ordenada y limpia el área de trabajo.
Instalación e izaje de martillo.	Espacio reducido.	Atrapamientos. Golpeado por objetos. Sobre esfuerzo - lesión muscular.	No realizar operaciones simultáneas. Tomar el tiempo necesario. Verificar las líneas de tensión (correas y pines de seguridad). Verificar las conexiones.	X	X		Comunicación asertiva entre todo el personal. Evitar ingreso de personal externo al área.

Tabla 5. Continuación

3. DURANTE LA EJECUCIÓN DEL TRABAJO.							
Actividad	Peligro	Consecuencia	Controles	Daño			Recomendación
				H	S	E	
Movimiento de tubería.	Izaje de la tubería.	Atrapamiento con tubería. Rotura de eslingas, golpeado por la tubería. Lesión muscular. Caída del personal a diferentes niveles.	Supervisión permanente del personal de patio en los racks. Estar atentos a los movimientos de tubería. No ubicarse bajo la carga en movimiento. Utilizar los EPP. Coordinación y comunicación entre el operador de grúa. Aguantar la entrada de la junta con manilla. No dar la espalda a los movimientos de la junta.	X	X		Charla pre-operacional actualizada. Verificar uso de EPP, los permisos de trabajo y los AST. Adaptar el puesto de trabajo de acuerdo a la altura del trabajador.
Hincado de tubería.	Manipulación del martillo.	Golpeado por objetos. Daño al equipo. Pérdida de tiempo. Quemaduras con hidráulico a alta presión.	Sujetarla por las manijas indicadas. Concentración de operador de grúa. Despejar el área durante el hincado. No machacar, ni golpear líneas hidráulicas de la unidad de potencia.	X	X		La operación de martillo es exclusiva del personal de la compañía contratista. Mantenimiento preventivo de la herramienta.
	Ruido.	Cefaleas, irritabilidad. Desconcentración, fatiga auditiva.	Solo personal requerido a la operación. Uso de elementos de protección auditiva según el nivel de ruido.	X	X		Capacitación del personal.

Tabla 5. Continuación

		Hipoacusia.	Charla sobre la importancia del uso y conservación de los EPP.				Difundir y mantener el uso de los protectores auditivos.
Soldadura.	Radiaciones no ionizantes.	Deshidratación del personal.	Hidratar al personal con bebidas refrescantes. Realizar pausas activas.	X			Brindar hidratación antes, durante y después de la jornada.
		Quemaduras de primer grado.	Suministrar y usar bloqueador solar. Disponer de agua potable.	X			Asegurar la protección y realizar pausas activas. Usar filtros de protección.
	Humos y material particulado.	Inhalación de humo y material particulado. Cuerpo extraño en ojos.	Uso de los EPP, mascarilla contra humos. Instalación de extractor permanente.	X			Garantizar la calidad del extractor. Revisión continua de las guardas de protección de herramientas como pulidoras o esmeriles.
	Uso de sustancias inflamables.	Chispa, incendio. Quemadura.	Disponer de extintor. Supervisión permanente.	X	X	X	Extintor adecuado debidamente revisado.
Corte	Manipulación de equipo de corte.	Laceraciones y fracturas. Golpes y cuerpo extraño en ojos. Quemaduras por chispas y/o roces con tubos calientes. Daños a equipos.	Optar posición correcta para aplicación de fuerzas. Usar los EPP requeridos, viseras, lentes, mangas, peto. Revisar el estado de las herramientas.	X	X		Capacitación de uso y manejo correcto de herramientas manuales. Inspeccionar los equipos y cargas.
Pulir.		Golpes y heridas. Daños a instalaciones.	Personal competente para realizar la operación.	X	X		Capacitación del personal.

Tabla 5. Continuación

	Manipulación de herramientas pulidoras.		Conocimiento de los peligros de la actividad. Realizar pausas activas. Identificar puntos de agarre y atrapamiento en la llave.				Usar guantes de carnaza, caretas y gafas de acuerdo a la norma.
4. DESARME (RIG DOWN).							
Actividad	Peligro	Consecuencia	Controles	Daño			Recomendación
				H	S	E	
Descenso de equipos.	Manipulación de herramientas o equipos.	Golpes con partes en movimiento. Rotura de eslingas. Golpeado por objetos que caen. Lesión muscular	Verificar el estado de las eslingas, cables y grilletes (chequear la carga límite). Verificar y discutir plan de izaje y plan de trabajo (orden de herramientas). Verificar permisos de trabajo para levantamiento de cargas. Señalizar área de movilización. Movimiento individual de cargas. No ubicarse bajo cargas en movimiento.	X	X		Organización del embalaje de los equipos. Señalización de equipos. Actualización de manuales de procedimientos.

Fuente: Tomado y modificado de EQUION ENERGÍA Ltda. Operaciones de Hincado.

3. COILED TUBING DRILLING

En el mundo existen muchos campos con reservas económicamente no explotables usando métodos de perforación convencional. Con la disminución en el precio del barril de petróleo durante los últimos años la perforación de pozos petroleros ha evolucionado en pro del ahorro de gastos y ha modificado varios conceptos concernientes a éste proceso. Es allí donde la perforación con Coiled Tubing aparece, esta tecnología permite cumplir a cabalidad los objetivos del programa de perforación en la búsqueda de explotación de hidrocarburos con menor tiempo, mayor seguridad y menor costo que la técnica convencional.

Es importante destacar que esta técnica no siempre fue vista con buenos ojos, la tubería flexible fue patentada en 1944 y solo 30 años después logro ser verdaderamente aceptada en la industria¹¹. En la etapa inicial, durante la década de los 60 su participación en operaciones petroleras aumentó, y también mejoró sus características para lograr una mayor eficiencia operacional. Esta técnica demostró ser candidata ideal no solo para la perforación total de un pozo sino también para llevar a cabo operaciones de re-entrada como lo es la perforación de pozos laterales, esto gracias a que no necesita conexiones, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías comunes.

La construcción de pozos multilaterales mediante tubería flexible brinda un gran beneficio en materia económica pues permite optimizar la producción de hidrocarburos, incrementar la recuperación de reservas de los yacimientos y mejorar sustancialmente la rentabilidad de los campos petroleros maduros o en etapa de depleción. Además de los beneficios económicos, esta técnica trae consigo

¹¹ COURVILLE, P. MADDOX, S. Rigless Slimhole Drilling. Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas. Mayo, 1993

asociadas ventajas operacionales como la reducción del daño a la formación gracias a que puede trabajar en pozos presurizados o “activos” a diferencia de la técnica convencional donde es necesario controlar o matar el pozo, extraer sartas de producción y roscar nuevas tuberías para ejecutar la operación de fondo.

Teniendo en cuenta el trabajo direccional asociado a la perforación de pozos laterales con CT, existen diferencias fundamentales comparadas con las técnicas de perforación rotatoria convencional. Una de estas diferencias básicas es la necesidad de un dispositivo de orientación para controlar la trayectoria del pozo, ya que la tubería no puede rotar. Los dispositivos de orientación controlan la dirección del hueco girando un codo desviado en una orientación particular (en la pared del pozo) o controlando la carga lateral en la broca para empujar el conjunto en esa dirección en particular.

Existen dos tipos básicos de herramientas orientadoras para la perforación direccional con CT. El primer tipo son las herramientas de orientación eléctricas que se utilizan conjuntamente con un cable al interior de la CT para transmitir la información a la superficie. El segundo tipo es el de herramientas de dirección accionadas por pulsos a través del lodo. Adicionalmente a los dispositivos de orientación y dirección, algunos BHA utilizados en CTD están equipados con herramientas de medida que incluyen rayos gama, localizadores de uniones en revestimientos, medidores de aceleración (medidores de cargas de choque), presiones (internas y anulares) y peso sobre la broca.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La construcción de pozos laterales con la tecnología CTD presenta grandes beneficios tanto económicos como operativos. Estas operaciones de re-entrada con CTD como todas las operaciones de nuestra industria deben ser planeadas y

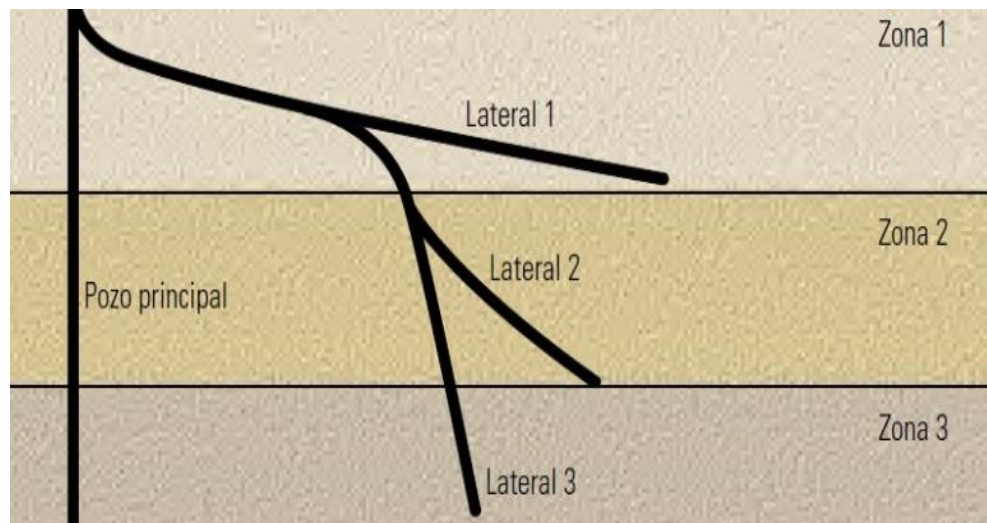
ejecutadas siguiendo ciertas etapas; las cuales pueden varían de acuerdo al diseño y objetivos de cada proyecto en específico. A continuación, se explicará brevemente un paso a paso estándar usado para la perforación de un pozo lateral colombiano con la tecnología CTD:

Antes de empezar la descripción del proceso vale la pena aclarar que el pozo sobre el cual se va a realizar esta operación de re-entrada se encuentra terminado con un revestimiento de 5" o 5^{1/2}" el cual hace las veces de tubing de producción y finaliza con un liner de producción del mismo tamaño, sobre el cual se va a sentar el Whipstock.

3.1.1. Trabajos previos CTD. El objetivo de esta primera etapa es llevar a cabo el proceso de selección de los pozos candidatos y realizar los cálculos y diseños tanto del pozo como de la sarta y aparejos involucrados en la operación de CTD. En el proceso de selección de pozos se tienen en cuenta factores como la longitud del lateral, el KOP (Kick off point), formación objetivo, trayectoria del pozo y tamaño del hueco, además se realiza un diseño de sarta estándar igual para todos los pozos candidatos y se corren simulaciones.

De acuerdo a los resultados operativos y de producción obtenidos en las simulaciones se lleva a cabo la elección de los pozos definitivos. Este proceso de selección y diseño también debe ir de la mano de un análisis económico; ya que no solo se debe tener en cuenta la producción incremental a obtener sino también el costo de la operación, porque finalmente es la relación Costo-Beneficio la que nos va a dictar la viabilidad del proyecto.

Figura 41. Pozos laterales.



Fuente: Tomado de SCHLUMBERGER. *Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. Oilfield Review. 2006. p.35.*

3.1.2. Preparación de la operación de re-entrada. Una vez se tiene definido el plan de trabajo, se proceden a realizar las operaciones de instalación y montaje de las estructuras y equipos de superficie necesarios para la operación. Posteriormente se debe realizar un proceso de acondicionamiento del pozo sobre el cual se va a realizar el trabajo de re-entrada, este consiste en realizar un viaje con Wireline o Slickline para verificar el drift del tubing que se encontraba en el pozo desde el momento en que se inició la producción del mismo; es recomendado correr conjuntamente registros CBL (Cement Bond Log), CCL (Casing Collar Log) y Gamma Ray con el fin de determinar la mejor profundidad posible para sentar el Whipstock. En caso de encontrar impurezas o restricciones se debe realizar un proceso de acondicionamiento o una corrida de limpieza del tubing de producción.

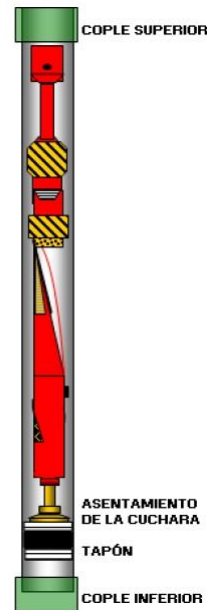
Figura 42. Estructura para las operaciones de CTD.



Fuente: Tomado de WRIGHT, H.J; ARISTIANTO, B; GAN, R.G; JENIE, J.R; KYAW, H.J. *Coiled-Tubing Drilling Reentry: Case History from East Kalimantan. SPE. Houston. Marzo 2004. p.6.*

3.1.3. Instalación del whipstock. Una vez se ha asegurado la limpieza del tubing y la profundidad de asentamiento del Whipstock se realiza el trabajo de introducción al pozo del CT ($2\frac{7}{8}$ "") con el respectivo ensamblaje del Whipstock, el cual no puede exceder el mínimo diámetro interno sobre el cual se va a pasar (por lo general el drift del tubing). La corrida del Whipstock se debe realizar en conjunto con registros CCL y gamma ray con el fin de correlacionar profundidades. Si el pozo se encuentra activo debe ser cerrado mientras se realiza la corrida del Whipstock. Luego de que el Whipstock llega a la profundidad deseada y es sentado en el liner de producción, la herramienta de asentamiento debe ser sacada del hueco. Cabe aclarar que el Whipstock puede ser recuperable, en este caso la recuperación se realiza una vez se ha terminado el pozo lateral.

Figura 43. Asentamiento del Whipstock.



Fuente: Tomado de PRIETO, Karen. *Análisis técnico sobre la realización de registros eléctricos a hueco abierto con tecnología asistida en tiempo real y modo memoria aplicando los métodos THRU DRILL PIPE LOGGING (TDL), COMPACT DROP OFF (CDO) y COMPACT WELL SHUTTLE (CWS) en pozos con restricciones, altos ángulos y re-entry.* Tesis de grado. Quito. Octubre 2013. p.40.

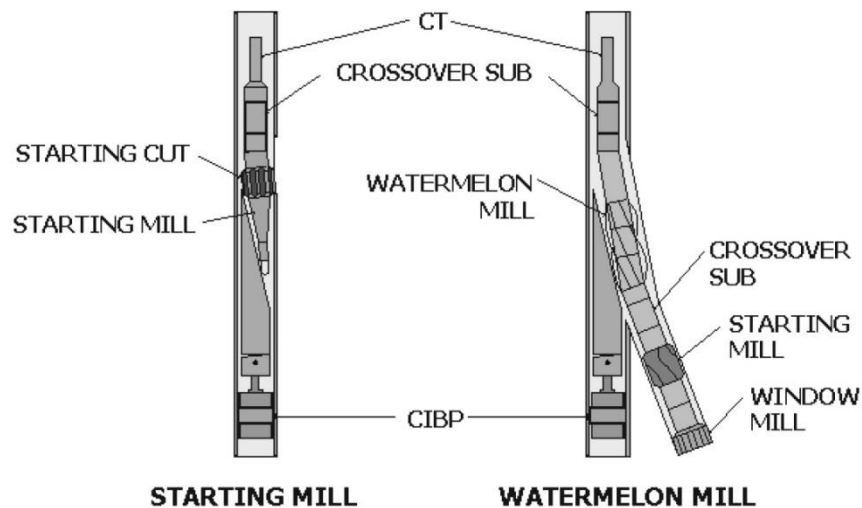
Aun en casos donde la sarta de producción es de menor diámetro que el liner de producción, el Whipstock puede ser corrido y sentado sin ningún problema, ya que las cuñas pueden expandirse y sentarse en diámetros más grandes.

3.1.4. Apertura de la ventana. La apertura de la ventana puede ser realizada con fluido multifásico, sin embargo, es bueno usar un fluido monofásico (WBM) para minimizar los efectos de vibración lateral en el BHA y tener un mejor control de los parámetros del Coiled Tubing.

Si se desea esta operación puede ser realizada bajo la condición bajo balance con el fin de no perder producción; en algunos casos durante la apertura de la ventana

la condición bajo balance puede comenzar a perderse, para contrarrestar esto se puede crear un fluido multifásico inyectando nitrógeno dentro del fluido monofásico (WBM) y de esta manera disminuir el peso del lodo, propiciando de nuevo que la condición bajo balance sea alcanzada y el fluido de formación comience a ser circulado fuera del pozo a través del paquete de separación de la perforación bajo balance.

Figura 44. Apertura de la ventana con el CT.

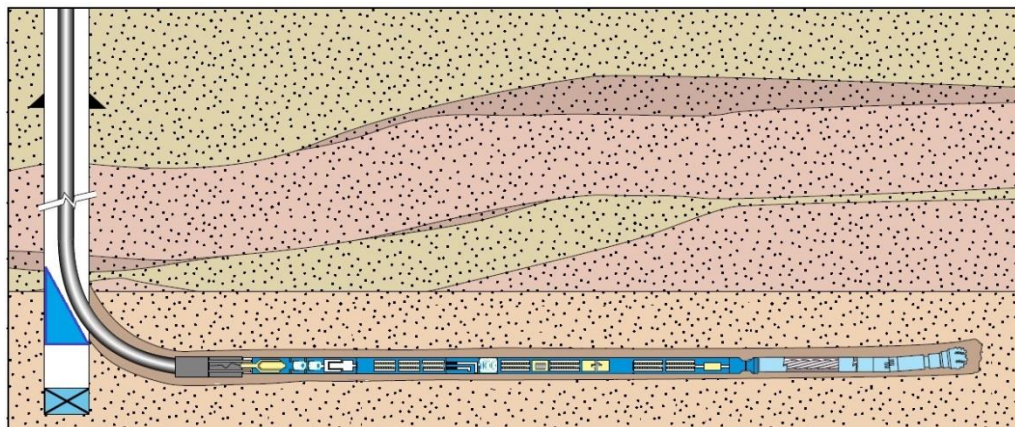


Fuente: Tomado de WILLIAMS, Thomas; DESKINS, Greg; WARD, Stephen; HIGHTOWER, Mel. *Sound Coiled-Tubing Drilling Practices*. U.S. Department of Energy. U.S.A. Septiembre 2011. p.35.

Es recomendado realizar la molienda de la ventana con el CT con que se va a realizar la perforación del pozo y usando una Diamond Speed Mill (DSM) o una Diamond String Mill de 4^{1/8}" para el caso del tubing y liner de 5" o 5^{1/2}"; ya que este tipo de herramientas generan cortes de tamaño muy fino lo que facilita su evacuación y permiten perforar fácilmente el liner de producción y el cemento. Una vez se realiza la apertura de la ventana y la perforación de unos cuantos pies de formación, es recomendado realizar reaming hacia arriba y hacia abajo una dos o tres veces con el fin de asegurar la integridad y homogeneidad de la misma.

3.1.5. Perforación openhole. En esta etapa se da por iniciada la perforación open hole del pozo lateral, para ello por lo general son requeridos dos BHAs. El primero es corrido para perforar la sección direccional (Build Up Section) hasta el inicio de la sección horizontal. El segundo es corrido para realizar la sección horizontal hasta la profundidad final (TD). Cada vez que se saca un BHA se debe cortar cierta cantidad del CT, esta cantidad depende de la fatiga a que haya estado expuesta la tubería.

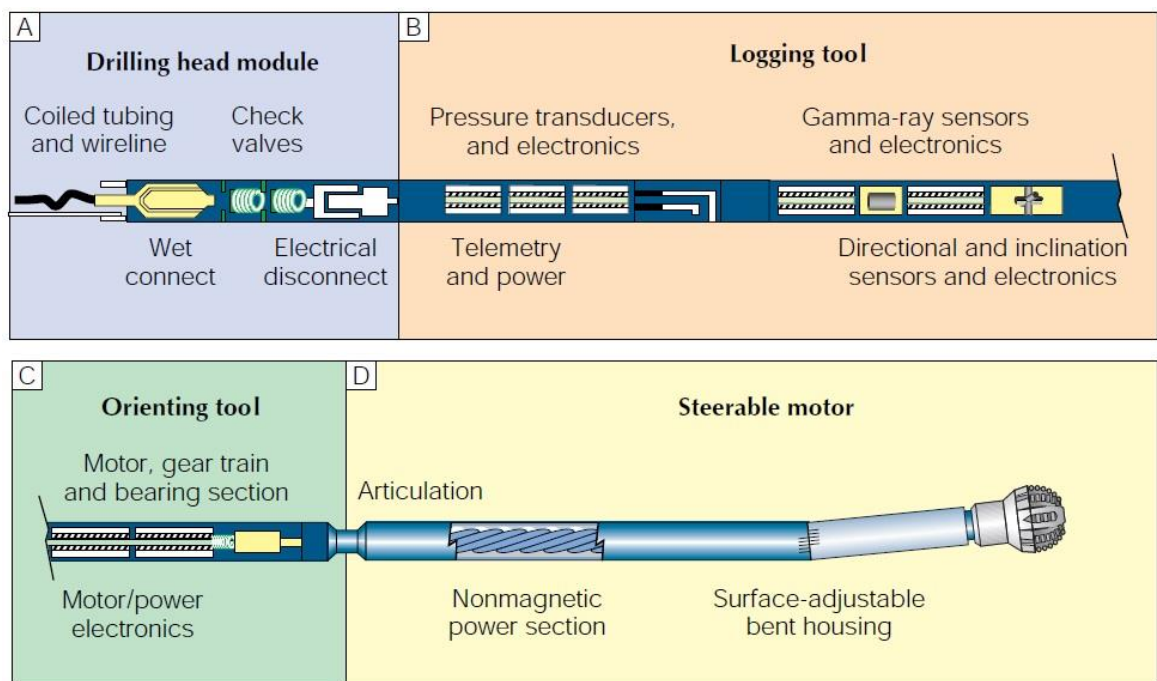
Figura 45. Perforación Open Hole con CT.



Fuente: Tomado y modificado de SCHLUMBERGER. *Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields.* Oilfield Review. U.S.A. 1996. p.15.

Cabe aclarar que si el pozo no presenta sección horizontal el trabajo de perforación se puede realizar perfectamente con un solo BHA direccional. Para la perforación open Hole se recomienda usar la tecnología de CTD underbalance ya que esta disminuye el daño a la formación y permite que el pozo continúe produciendo. Un BHA convencional para la perforación de pozos laterales con CTD está conformado por:

Figura 46. BHA convencional para la perforación de pozos laterales con CT.



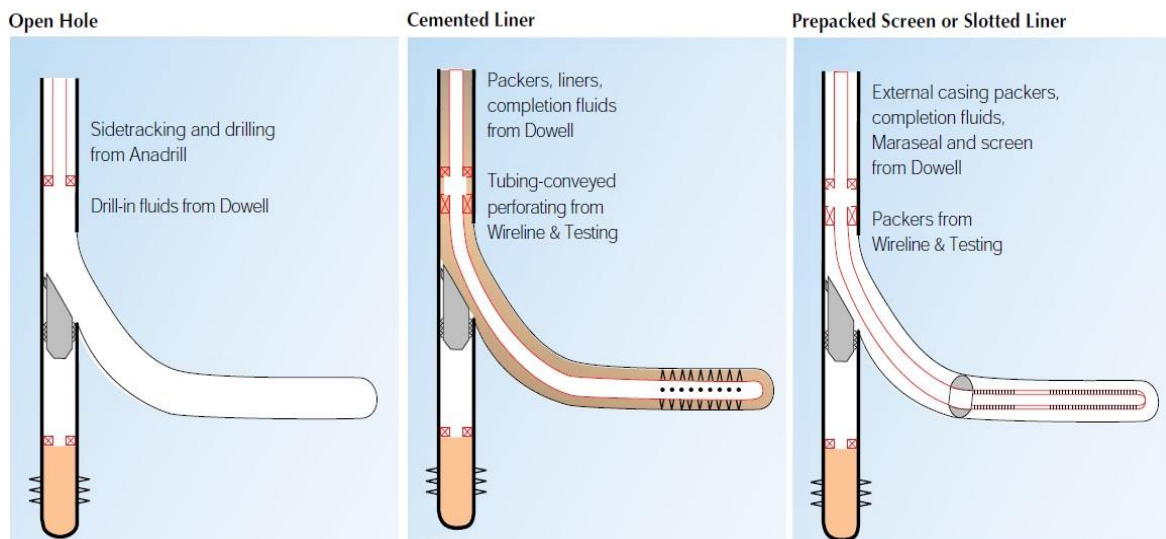
Fuente: Tomado de SCHLUMBERGER. *Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields. Oilfield Review. U.S.A. 1996. p.15.*

- Broca.
- Motor de fondo.

- Herramientas Direccionales.
- Herramientas de Registros.
- Cabeza de Perforación.
 - ✓ Válvula cheque.
 - ✓ Junta de liberación.
 - ✓ Circulating Sub.
 - ✓ Conector.

3.1.6. Completamiento. Luego de la Perforación del pozo lateral, el hueco se puede completar o dejar la sección a hueco abierto. Para el primer caso, este completamiento por lo general se realiza con un Liner el cual puede ser ranurado o empaquetado con el fin de eliminar la necesidad de cañonear. Aunque hay ocasiones en el que se puede correr un Liner convencional y posteriormente cementarlo y cañonearlo. La corrida del completamiento se puede realizar con Wireline o directamente con el CT. Luego del completamiento se realiza un viaje de limpieza para comenzar la producción del pozo como tal.

Figura 47. Completamiento para pozos laterales perforados con CT.



Fuente: Tomado y modificado de SCHLUMBERGER. *Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields*. Oilfield Review. U.S.A. 1996. p.17.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Las operaciones realizadas con el coiled tubing contribuyen a mejorar la productividad del pozo durante todo el ciclo de vida del yacimiento, esta tecnología facilita la ejecución de la operación siempre que la planeación y combinación de técnicas y herramientas sea la adecuada. La tubería flexible tiene múltiples aplicaciones, la clave del éxito de este nuevo sistema se basa en la innovación y viabilidad de uso. A continuación, se describen ciertas características que distinguen a esta tubería.

La tubería flexible se caracteriza por ser una tubería continua de acero al carbono de baja aleación y de diámetro pequeño, normalmente posee un diámetro de 1 a 4 pulgadas, siendo el de 2 pulgadas el más usado. La longitud oscila según la operación a realizar entre 2000 y más de 30000 pies, se debe tener precaución de esta medida porque puede causar carretes de grandes dimensiones en la localización del pozo y dificultad de transporte y manejo.

El acero al carbón del que está fabricada la tubería proporciona alta resistencia mecánica al ser sometido a esfuerzos de tracción y compresión, la sarta debe ser suficientemente fuerte para resistir con seguridad la combinación de fuerzas que impone la perforación, así como la presión interna o el colapso. Es importante recalcar que el aumento de contenido de carbón en el acero eleva su resistencia a la tracción, aunque disminuye su ductilidad y resistencia al H₂S¹².

Adicionalmente, la tubería flexible debe tener buena resistencia a la fatiga causada por los ciclos y la deformación plástica. La fatiga es el principal fenómeno que determina la vida útil de la tubería y está directamente relacionada a las operaciones a las que es expuesta la tubería y a los ciclos de doblado al introducir y sacar la sarta del hoyo. Es un factor acumulativo.

3.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para evaluar la factibilidad de aplicación de las operaciones con Coiled Tubing Drilling es necesario tener en cuenta los siguientes criterios:

¹² CARABALLO, Katheryne. ALEN, Graciela. Estudio de la Factibilidad Técnico Económica del Uso del Coiled Tubing para la Perforación de Pozos Someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco. Universidad de Oriente. Anzoátegui. Marzo, 2011.

3.3.1. Peso sobre la broca. La fuerza necesaria sobre la broca o WOB requerido para garantizar la penetración mientras se perfora se puede obtener de 2 formas. La primera de éstas se usa cuando el pozo es vertical o ligeramente desviado, consiste en usar los Drill Collars para proveer el peso sobre la broca; mientras que la segunda forma se utiliza en pozos altamente desviados, en este caso toda la tubería flexible se encarga de dar la máxima carga compresiva y el WOB. Esta carga no se calcula como en el método de perforación convencional, sino que evalúa en dos posiciones críticas:

- El inicio de la sección build up: la máxima carga de compresión de la tubería flexible debe ser suficiente para superar la fuerza de fricción de bending del BHA mientras brinda suficiente WOB para perforar a una rata aceptable.
- A la profundidad total de la sección desviada: la máxima carga de compresión es el máximo peso sobre la broca en la profundidad total.

Cabe aclarar que el indicador de peso en superficie puede que no refleje las condiciones de fondo, es allí donde el término de peso sobre la broca en fondo (DWOB) aparece; este término se refiere al peso real que está siendo aplicado en fondo a la broca. Actualmente existen herramientas en fondo encargadas de enviar información en tiempo real de la DWOB.

3.3.2. Velocidad anular. Es necesario determinar si la velocidad anular garantiza la limpieza adecuada del pozo, tanto en la parte vertical como en la horizontal. La geometría, el tamaño de los cortes y el tipo de fluido de perforación influyen en la limpieza, sin embargo, debido a las altas velocidades de los motores y brocas usadas en las operaciones de perforación con Coiled Tubing, el tamaño de los ripsos es generalmente muy pequeño (<50 micras), lo cual facilita la remoción. Recientemente se han desarrollado lodos y fluidos de perforación que contribuyen a mejorar la limpieza del pozo, un ejemplo son los polímeros, que además disminuyen las caídas de presión y pueden ayudar a la eficiencia de la operación.

3.3.3. Presión y velocidades de bombeo. La fricción producida por la tubería flexible puede ser un factor limitante para seleccionar brocas y motores. Se debe hacer uso de modelos hidráulicos para asegurar la compatibilidad de los equipos y calcular las pérdidas de presión dentro de la tubería y por el anular, además es necesario considerar las pérdidas posibles en el BHA. El valor total de pérdidas de presión se debe comparar con la presión admisible de los equipos de bombeo disponibles, sin embargo, aunque el equipo de bombeo admita el valor total de pérdidas por fricción es recomendable evaluar el uso de una tubería de mayor diámetro con el fin de disminuir el efecto de fatiga en la tubería provocado por altas presiones y velocidades de bombeo.

3.3.4. Torque y tensión. El máximo torque permitido para perforar con Coiled Tubing debe ser menor que el doble del torque del motor. Para asegurar la tensión requerida durante la perforación y lograr adaptarse a las condiciones del pozo, se debe adicionar un margen de seguridad (generalmente 15000 lb) al valor de tensión máximo calculado.

3.3.5. Tiempo de vida y fatiga. El tiempo de vida útil de la tubería flexible y la fatiga que sufre durante las jornadas de uso son dos criterios fundamentales e influyentes para la ejecución de la operación. Se debe estudiar cuidadosamente los ciclos anteriores que ha experimentado la tubería para determinar su expectativa de vida y posibles limitaciones que hay que asumir para sus siguientes corridas. Una vez iniciada la nueva operación, se debe mantener una revisión permanente de la sarta para asegurar su aceptable condición y lograr una óptima operación. Estimar con seguridad el tiempo de vida útil de la tubería es muy complejo; como guía se poseen los modelos matemáticos proporcionados por cada empresa fabricante y las lecciones aprendidas y/o experiencias obtenidas de trabajos anteriores.

3.3.6. Manipulación del carrete. Una de las principales limitaciones y criterios de diseño que se deben evaluar para trabajar con tubería flexible es el tamaño del carrete. Su longitud y peso puede afectar y llegar a impedir la operación, ya que las condiciones de transporte tanto en tierra como en costa-afuera regulan las cargas y tienen un peso máximo permitido ya establecido.

3.4. VENTAJAS

La perforación de pozos con Coiled tubing es una solución que ofrece una alternativa a la perforación convencional con taladro. Las ventajas de la perforación con tubería flexible incluyen¹³:

- Gran capacidad de soportar dogleg severos, de hasta 45°/100ft, lo cual permite desviarlo de su trayectoria y conducir directamente hacia la zona productora, evitando la perforación sobre capas problemáticas.

¹³ ABDUL RAHMAN, Abdul; HAMZAH, N; RAZAK, A. AHMAD FAUZI; N. JENIE, J; HARIRY, H; CHAARI, Y. Peninsular Malaysia Coiled-Tubing Drilling Case Study: Atypical Approach to an Unconventional Drilling Technique. Society of Petroleum Engineers. Tianjin, China. Julio, 2012

- Uso de tubería continúa durante el proceso genera viajes más rápidos hacia dentro y fuera del hueco, debido a que no se requiere parar la operación para realizar conexiones de tubería.
- Requiere menos manipulación de tubería y menos exposición de problemas HSE para el personal.
- Flexibilidad de trabajar bajo balance sin tener que matar el pozo y la capacidad de bombear fluidos en cualquier momento sin importar la posición dentro del pozo o la dirección de viaje.
- Significativa reducción de potencial de daño a la formación y un incremento de la tasa de penetración ROP. Beneficio fundamental para proteger el yacimiento.
- Menor espacio requerido, debido principalmente a un equipo y tamaño de hueco más pequeño; por lo tanto, la capacidad requerida en los tanques de lodo se reduce significativamente.
- Rápida transferencia de datos hacia la superficie gracias a la incorporación de líneas eléctricas, cables de alimentación o de suministro de energía en el interior de la tubería flexible. Esto facilita la adquisición de registros de pozos, la vigilancia de bombas o el control de fondo.
- Operaciones de re-entrada y perforación de nuevos pozos a partir de los ya existentes, lo que permite mejorar la productividad y revelar reservas adicionales.

3.5. DESVENTAJAS

A pesar de sus numerosos beneficios, la tecnología de perforación con tubería flexible posee ciertas limitaciones que producen desventajas en su técnica de operación. A continuación, se describirán los principales problemas:

- **No tiene habilidad de rotar:**

Es la principal limitación que caracteriza a la perforación con CT. Al no rotar la tubería es más complejo que el fluido de perforación logre manejar los sólidos. En algunos trabajos se ha experimentado con tubería flexible que puede rotar, pero debido al incremento de fricción al que es expuesta por el movimiento y el ambiente abrasivo, se observa un desgaste mayor y más rápido de la herramienta.

- **Vida útil corta:**

Una tubería de perforación convencional puede mantener una vida útil relativamente larga, porque ofrece la posibilidad de reemplazar las juntas dañadas o desgastadas por otras completamente nuevas. Pero, la tubería flexible va cediendo plásticamente a medida que realiza sus viajes hacia dentro y fuera del pozo. Después de cierta cantidad de viajes, se hace necesario desechar toda la tubería o se puede usar en operaciones menos severas.

- **Grandes carretes:**

Ciertos pozos son diseñados a altas profundidades y por ende para alcanzar los objetivos deseados es obligatoriamente necesario cargar con un carrete pesado y grande cualquiera que sea el lugar de trabajo. Esto restringe el espacio disponible y a menudo representa una gran desventaja para su aplicación en costa-afuera.

- **Tensión limitada:**

La tubería continua normalmente tiene un espesor de pared menor comparado con la tubería por tramos, lo cual limita la resistencia a la carga de tensión. Esto se

convierte en una gran limitante cuando se presentan pegas de tubería propias de las actividades de perforación.

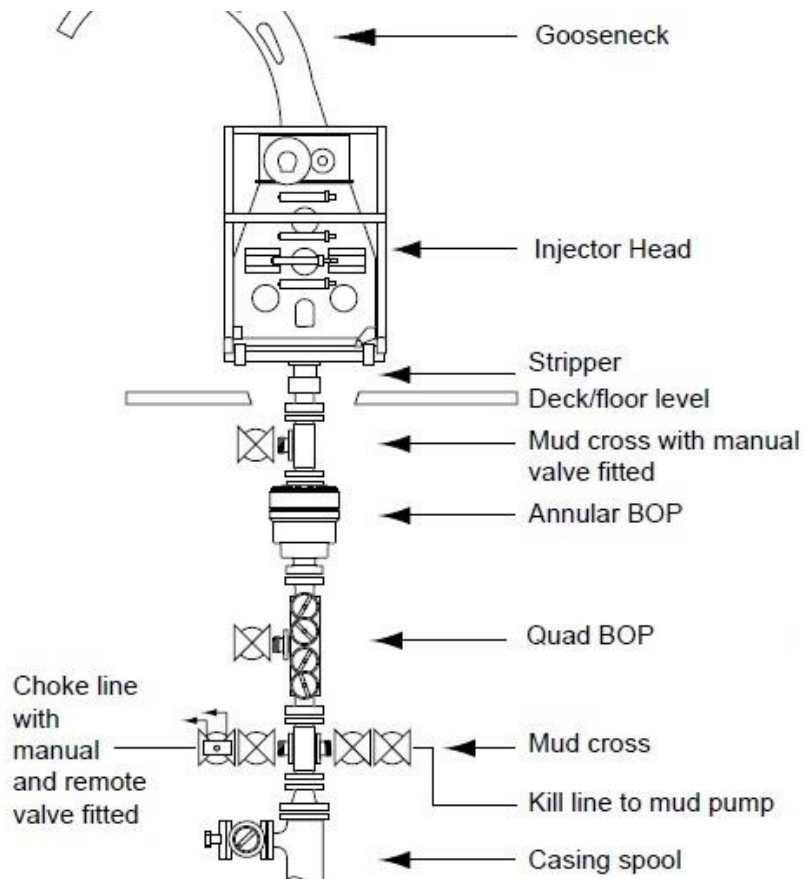
3.6. COMPONENTES

El conjunto de equipos necesarios para CTD se describen a continuación¹⁴:

3.6.1. Equipo de control de presión. Es uno de los componentes claves para el éxito de las operaciones de CTD, dado que la gran mayoría se realizan con el pozo vivo, es decir, en presencia de fluidos y presión en cabeza de pozo.

Figura 48. Configuración típica de un equipo de control de presión.

¹⁴ CHAREUF, Ali; AMARAVADI, Sridhar; BOUMALI, Abderrahmane; NEVES, Joao; LIMA, J; LOVELL, J; TINKHAM, S; ZEMLAK, K; STAAL, T. Tubería Flexible: La Próxima Generación. Oilfield Review, 2004.

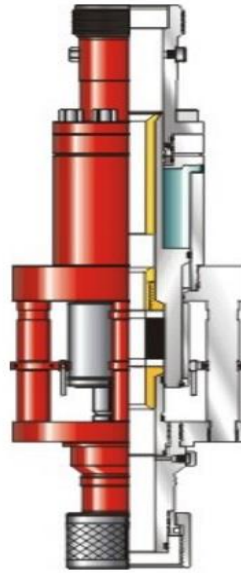


Fuente: Tomado y modificado de SCHLUMBERGER. *Coiled tubing client school manual. Coiled Tubing Drilling. 1996. p.154.*

El equipo de control de presión está compuesto por:

- STRIPPER: Dispositivo que actúa como control primario de presión en el Coiled Tubing. Permite trabajar en pozos fluyendo ya que está diseñado para proveer sello de presión firme o empaque alrededor del Coiled Tubing, cuando se corre o saca del pozo. El mecanismo de operación es hidráulico y se realiza desde la cabina de control.

Figura 49. Stripper tipo ventana.



Fuente: Tomado de DIAZ, Raúl; CAMPOS, Edier. *Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible. Tesis de grado. UIS. 2011. p.39.*

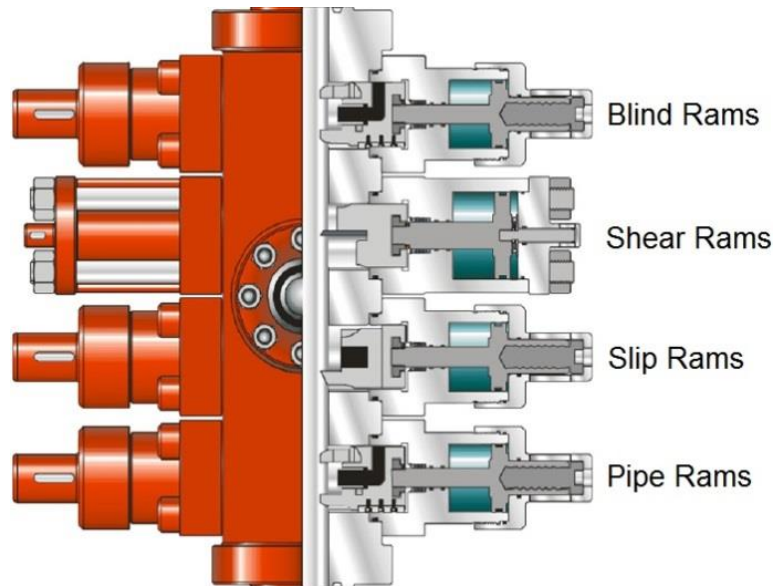
Este dispositivo que se encuentra ubicado en la base de la cabeza inyectora y sobre las preventoras, posee rangos de trabajo que van desde 10.000 hasta 15.000 psi. Entre sus principales funciones se encuentran:

- ✓ Mantener la barrera primaria contra la presión del pozo y sus fluidos.
 - ✓ Fijar y alinear el cabezal inyector a los controles de presión y los equipos del cabezal del pozo.
 - ✓ Soportar la Tubería Flexible entre la cadena del cabezal inyector y el sello de stripper.
- BOP: Proporcionan un control eficiente de las presiones del pozo durante todas las operaciones del pozo, incluyendo situaciones de emergencia. Esta herramienta es fundamental en cualquier trabajo a desarrollar y se encuentra equipado con varios tipos de arietes: ciegos, de corte, de cuñas y anulares; los

cuales se operan de manera hidráulica. Se organizan de arriba hacia abajo de la siguiente manera:

- ✓ ARIETES CIEGOS: Sellan el hueco abierto después de que la tubería ha sido cortada.
- ✓ ARIETES DE CORTE: Cortan la tubería flexible en caso de emergencia.
- ✓ ARIETES DE CUÑAS: Sostienen la tubería en tensión por medio de cuñas.
- ✓ ARIETES ANULARES: Sellan hidráulicamente alrededor de la tubería.

Figura 50. BOP tipo Quad.



Fuente: Tomado y modificado de DIAZ, Raúl; CAMPOS, Edier. Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible. Tesis de grado. UIS. 2011. p.42.

- QUICK LATCH: Permite una conexión segura entre las BOP y los lubricadores.

Figura 51. Quick latch.



Fuente: Tomado de NATIONAL OILWELL VARCO (NOV). Quick latches. [En línea] Disponible en: https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Intervention_and_Stimulation_Equipment/TOT/Coiled_Tubing_Pressure_Control/Quick_Latches.aspx

- LUBRICADORES: En algunas ocasiones el ensamblaje de fondo de la tubería flexible no posee la longitud suficiente, en esos casos se requiere lubricadores, los cuales son, extensiones de tubería que se conectan al BHA.

Figura 52. Lubricador.



Fuente: Tomado y modificado de DIAZ, Raúl; CAMPOS, Edier. Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible. Tesis de grado. UIS. 2011. p.43.

3.6.2. Unidad de potencia. Genera la potencia hidráulica y neumática necesaria para la ejecución de la operación de la tubería flexible. Está compuesta por un motor de combustión interna y un sistema de control encargado de controlar las bombas hidráulicas y monitorear su potencia y limitación.

Las bombas hidráulicas suministran la potencia a la tubería flexible mediante mangueras de alta presión y el poder hidráulico requerido por el fluido. Por otra parte, los compresores suministran aire a los sistemas neumáticos, por ejemplo: el sistema de arranque del motor o la lubricación de las cadenas del cabezal inyector. Cuenta con válvulas de control de presión que regulan la presión de cada uno de los componentes involucrados, también posee filtros, intercambiadores de calor y botones de emergencia en caso de que falle el motor.

Figura 53. Unidad de potencia para trabajos de CTD.



Fuente: Tomado de *INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION. Una Introducción a la tubería enrollada. 2007. p.7.*

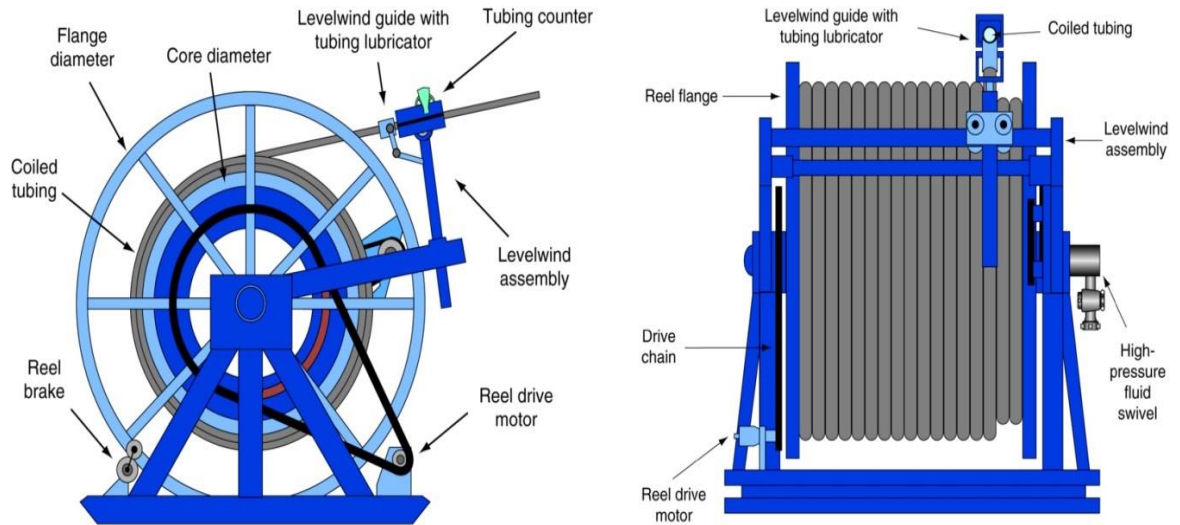
3.6.3. Carrete. Es la herramienta más distintiva de la unidad de tubería flexible y logra transportar hasta 30000 pies de tubería según sus dimensiones. Este dispositivo se encarga de permitir el bombeo de fluidos a través de la sarta, también garantiza que esté bien enrollada y facilita la aplicación de inhibidores o recubrimientos protectores. Las funciones del carrete se dirigen desde la cabina de control¹⁵.

Es el medio de almacenamiento de la tubería y la asegura en movimientos fuertes o no deseados durante la operación. Los carretes existen en variados modelos y tamaños. Los componentes que integran un carrete son:

- Tambor
- Sistema de manejo
- Level wind
- Sistema de lubricación
- Medidor de profundidad
- Swivel Connection

¹⁵ CHRISTIE, Rich; LAND, S; VARHAUG, Matt. Carretes de Grandes Dimensiones en la localización del Pozo. Oilfield Review. Texas, 2014.

Figura 54. Carrete de CT.



Fuente: Tomado de PETROWIKI. Service reel for CT unit. [En línea] Disponible en: http://petrowiki.org/Service_reel_for_CT_unit

3.6.4. Cabina de control. También llamada control console, es manejada por un operador y permite controlar la tubería flexible, todos sus equipos y cualquier operación que se esté ejecutando. Se encuentra ubicada en superficie, pero está equipada para elevarse y permitir una mayor visibilidad de las actividades. Posee todos los controles e indicadores necesarios para dirigir la perforación, desde esta consola se controla el carrete, el cabezal inyector y las cadenas de transporte, entre otras herramientas.

Figura 55. Cabina de control de CTD.



Fuente: Tomado de NATIONAL OILWELL VARCO (NOV). Coiled Tubing Handbook. Coiled Tubing Equipment. p.81.

Está integrada con sistemas electrónicos y computacionales para registrar y almacenar en tiempo real parámetros como las presiones, los esfuerzos, la profundidad, la velocidad y condiciones en fondo de pozo.

3.6.5. Cabezal inyector. El cabezal inyector remueve la tubería del carrete y la introduce al pozo. Esta operación debe ser coordinada por un operador porque su accionamiento es hidráulico y cumple funciones muy importantes como:

- Brindar el esfuerzo de tracción necesario para recuperar la tubería.
- Soportar todo el peso de la sarta y sujetarla.
- Regular el movimiento y la profundidad de la tubería.

- Proveer la fuerza y estabilidad para insertar la sarta.

Figura 56. Cabeza inyectora.



Fuente: Tomado de NATIONAL OILWELL VARCO (NOV). *Coiled Tubing Handbook. Coiled Tubing Equipment. p.60.*

Los principales componentes de la cabeza inyectora son:

- Cuello de ganso.
- Cadenas.
- Motores hidráulicos.
- Indicador de peso.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

La implementación de una nueva forma de operar o el desarrollo de cualquier proyecto en la industria petrolera deben ir de la mano de un análisis de viabilidad el cual tiene que considerar el impacto que dicho proyecto genera principalmente en los ámbitos técnicos y económicos.

A lo largo de los años han surgido diversas tecnologías con miras a optimizar las operaciones inherentes a la industria del petróleo, sin embargo, muchas de estas tecnologías al momento de ser implementadas no representan un ahorro de dinero suficiente como para justificar su utilización, aun cuando si representan mejoras técnicas evidentes a la operación; es por esto que es la relación beneficio-costo quien en la gran mayoría de casos termina dictaminando el éxito o no de una nueva tecnología.

Técnicas como el hincado y la perforación con Coiled Tubing han mostrado al pasar de los años un perfecto equilibrio entre el ámbito técnico y el económico. En este capítulo se presentará de forma clara y detallada los costos y tiempos incurridos en cada una de estas dos técnicas, haciendo a su vez una comparación con los costos y tiempos incurridos cuando se realizan las mismas operaciones de manera convencional. Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos se realizarán las recomendaciones pertinentes acerca de cuál técnica es la mejor opción con miras a futuras operaciones.

Cabe aclarar que los valores tanto de tiempo como de costo presentados en este capítulo están basados en resultados obtenidos durante la implementación de cada una de las técnicas en pozos petroleros ubicados en el Piedemonte Llanero a cargo de la compañía Equion Energía.

4.1. CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE CASING CONDUCTOR

Optimizar las operaciones en pro del ahorro es vital para el aseguramiento de la actividad en días de austeridad como los que vive la industria actualmente, es por ello que operaciones tan sencillas y rutinarias como la construcción de la sección de casing conductor de un pozo han venido siendo optimizadas últimamente, ya que estas operaciones, aunque sean pequeñas pueden terminar asegurando la viabilidad del proyecto. La construcción de la sección de casing conductor se puede realizar ya sea con la técnica de hincado o con la técnica convencional con taladro. A continuación, se analizarán los tiempos y costos de cada una de dichas técnicas con el fin de determinar cuál de las dos es la más adecuada a la hora de elegir.

Aclaraciones:

- Para efectos de este análisis se tomó como sección de casing conductor aquella compuesta por un diámetro de hueco de 36” con un revestimiento de 30” que son características propias de los pozos del campo Pauto.
- La profundidad de asentamiento de revestimiento conductor es de aproximadamente 120 ft.

4.1.1. Construcción convencional. La construcción convencional de la sección del casing conductor se realiza en dos fases, la primera consiste en la perforación del hueco con un BHA convencional y la segunda abarca la corrida y cementación del casing conductor. A continuación, se presentan cada uno de los costos y tiempos de la sección de casing conductor de los pozos perforados en el campo Pauto, ubicado en el departamento del Casanare.

Tabla 6. Tiempos y Costos de Hueco de 36" y Casing de 30".

	Hueco de 36"	Casing de 30"
Días Totales	2.00	1.50
Descripción	Costo Total	Costo Total
TALADRO	\$ 79,369.47	\$ 59,527.10
Operación del taladro	\$ 63,415.47	\$ 47,561.60
Personal adicional	\$ 2,994.00	\$ 2,245.50
Catering	\$ 9,400.00	\$ 7,050.00
Rembolsables	\$ 3,200.00	\$ 2,400.00
Otros	\$ 360.00	\$ 270.00
CASING Y TUBERÍA DE COMPLETAMIENTO	\$ 0.00	\$ 53,600.00
Casing de 30"	\$ 0.00	\$ 33,600.00
Machine shop	\$ 0.00	\$ 20,000.00
FLUIDOS DE PERFORACIÓN	\$ 47,093.00	\$ 2,397.00
Fluidos de perforación y lodo	\$ 33,510.00	\$ 0.00
Personal de fluidos	\$ 13,583.00	\$ 2,397.00
MANEJO DE RESIDUOS	\$ 76,826.00	\$ 9,393.06
Tratamiento del agua	\$ 7,454.00	\$ 2,110.04
Personal	\$ 13,018.00	\$ 0.00
Equipo de control de sólidos	\$ 13,943.00	\$ 4,588.02
Unidad de deshidratación	\$ 1,209.00	\$ 0.00
Manejo de residuos químicos	\$ 3,846.00	\$ 0.00
Equipo adicional	\$ 21,013.00	\$ 0.00
Lavado frac tanks y mantenimiento	\$ 4,240.00	\$ 0.00
Tratamiento de cortes tcc	\$ 6,843.00	\$ 0.00
Renta de carrotanque	\$ 5,000.00	\$ 2,500.00
Tanques ltt	\$ 260.00	\$ 195.00
SERVICIOS DE CORRIDA DE TUBERÍA	\$ 3,000.00	\$ 12,782.00
Trs	\$ 0.00	\$ 10,532.00
Máquina pick up & lay down	\$ 3,000.00	\$ 2,250.00
PERFORACIÓN	\$ 3,200.00	\$ 2,400.00
Optimización de la perforación	\$ 3,200.00	\$ 2,400.00
SERVICIOS DE CEMENTACIÓN	\$ 7,431.11	\$ 39,283.33
Cargo base	\$ 0.00	\$ 11,770.00
Adicionales	\$ 0.00	\$ 19,540.00
Mixer	\$ 3,525.56	\$ 2,644.17

Personal	Tabla 6. Continuación \$ 0.00	\$ 2,400.00
Renta de unidad de cementación	\$ 3,905.56	\$ 2,929.17
	Hueco de 36"	Casing de 30"
Días Totales	2.00	1.50
Descripción	Costo Total	Costo Total
HERRAMIENTAS DE FONDO	\$ 111,311.00	\$ 25,250.00
Equipo de flotación y tuberías	\$ 104,311.00	\$ 0.00
Renta drill pipe 5.7/8"	\$ 7,000.00	\$ 5,250.00
Machine shop	\$ 0.00	\$ 20,000.00
BROCAS	\$ 65,800.00	\$ 0.00
Broca de 36"	\$ 65,800.00	\$ 0.00
DRILLING JARS	\$ 3,726.00	\$ 2,794.50
Jars	\$ 3,726.00	\$ 2,794.50
INSPECCIÓN DE TUBERÍA	\$ 0.00	\$ 15,000.00
Inspección de tubería	\$ 0.00	\$ 15,000.00
WELLSITE GEOLOGIST	\$ 3,200.00	\$ 2,400.00
Geólogo	\$ 3,200.00	\$ 2,400.00
CABINS	\$ 400.00	\$ 300.00
Alquiler de gimnasio	\$ 400.00	\$ 300.00
SEGURIDAD	\$ 3,500.00	\$ 2,625.00
Guardias de seguridad	\$ 1,400.00	\$ 1,050.00
Seguridad electrónica	\$ 1,200.00	\$ 900.00
Isvi	\$ 900.00	\$ 675.00
TRANSPORTE	\$ 3,000.00	\$ 2,250.00
Transporte diario	\$ 2,000.00	\$ 1,500.00
Carrotanque	\$ 1,000.00	\$ 750.00
TRABAJOS CIVILES Y AMBIENTALES	\$ 41,000.00	\$ 750.00
Trabajo civil	\$ 1,000.00	\$ 750.00
Equipo captación de agua	\$ 40,000.00	\$ 0.00
AMBULANCIA	\$ 777.78	\$ 583.33
Servicio de ambulancia	\$ 777.78	\$ 583.33
MUD LOGGING	\$ 8,581.00	\$ 8,581.00
Servicio de mudd logging	\$ 6,480.00	\$ 6,480.00
Unidad stand by	\$ 2,101.00	\$ 2,101.00
PESCA Y MOLIENDA	\$ 3,000.00	\$ 2,250.00
Herramientas de pesca	\$ 3,000.00	\$ 2,250.00
DIESEL	\$ 9,072.00	\$ 6,804.00
10 Viajes de 7560 Gal al mes	\$ 9,072.00	\$ 6,804.00
P&O DIRECT	\$ 9,000.00	\$ 6,000.00

Asistentes	\$ 1,000.00	\$ 0.00
P&O direct	\$ 8,000.00	\$ 6,000.00
	Hueco de 36"	Casing de 30"
Descripción	Costo Total	Costo Total
ALLOCATIONS	\$ 57,514.48	\$ 30,596.43
SERVICIOS VARIOS	\$ 57,514.48	\$ 30,596.43
TOTAL OPERACIÓN	\$ 479,287.36	\$ 254,970.32
TOTAL OPERACIÓN CON ALLOCATIONS	\$ 536,801.84	\$ 285,566.75
TOTAL POR FASE CON ALLOCATIONS	\$ 822,368.59	

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.1.2. Hincado de casing conductor. Las operaciones de hincado representan una nueva forma de realizar la sección de casing conductor, ya que en esta operación no es necesario la presencia del taladro como en la técnica convencional. En el hincado se realiza la instalación del casing conductor mediante la acción de un martillo el cual por acción del golpe sobre la tubería clava el casing en el subsuelo. A continuación, se presentan los costos y tiempos de una operación común de hincado de casing conductor en los pozos del campo Pauto del Piedemonte Llanero.

Tabla 7. Tiempo y Costo de Hincado de Casing Conductor

HINCADO DE CONDUCTOR			
Días Totales	1		
DESCRIPCIÓN ITEM	V/Unit US\$	Cant.	Subtotal
Hincado de conductor a punto de rechazo	\$ 50,750.00	1	\$ 50,750.00
Fabricación de Zapata de Penetración	\$ 5,947.00	1	\$ 5,947.00
Kit de tintas penetrantes	\$ 948.00	2	\$ 1,896.00
Corte de caja y pin o biselado en Tubos	\$ 900.00	5	\$ 4,500.00
Grúa de 100T	\$ 11,010.00	1	\$ 11,010.00
Grúa de 100T - Día adicional operativo	\$ 3,670.00	1	\$ 3,670.00
Man Lift	\$ 3,210.00	1	\$ 3,210.00
Cama Alta y Cama Baja especial para grúa	\$ 12,381.00	1	\$ 12,381.00

Tabla 7. Continuación			
Cama Baja especial para Man Lift	\$ 4,952.00	1	\$ 4,952.00
Cama Alta para Martillo	\$ 1,857.00	1	\$ 1,857.00
Camión para estructura de alineación	\$ 743.00	1	\$ 743.00
Camión tipo Turbo para equipos de soldadura	\$ 681.00	1	\$ 681.00
Camioneta C-100 para personal	\$ 1,040.00	2	\$ 2,080.00
Alimentación y alojamiento personal hincado	\$ 100.00	15	\$ 1,500.00
Casing 30 Inches	\$ 11,200.00	3	\$ 33,600.00
Cellar Plate	\$ 15,000.00	1	\$ 15,000.00
Personal para evaluar uso del diverter.	\$ 757.00	1	\$ 757.00
Movilización instalación diverter 30"	\$ 757.00	1	\$ 757.00
Total Operación			\$ 155,291.00

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.1.3. Análisis de resultados

Tabla 8. Hincado de Conductor vs. Perforación Convencional

RESUMEN		
Operación	Total (USD)	Tiempo (días)
Hincado de Casing Conductor	\$ 155,291.00	1
Perforación convencional	\$ 822,368.59	3.5
Ganancias Operacionales	\$ 667,077.59	2.5

El ahorro obtenido por las operaciones de hincado de Casing Conductor se encuentra alrededor de los 650 Mil dólares (**Figura 57**) y dos y medio días operacionales por pozo (**Figura 58**). Es por esto, que la opción de hincar el Casing conductor representa una gran oportunidad para disminuir costos en la construcción de pozos del piedemonte llanero; sin embargo, la elección y/o implementación de la técnica de hincado de casing debe ir de la mano con un análisis técnico específico para cada proyecto.

Figura 57. Costos de Perforación Convencional vs. Hincado de Casing

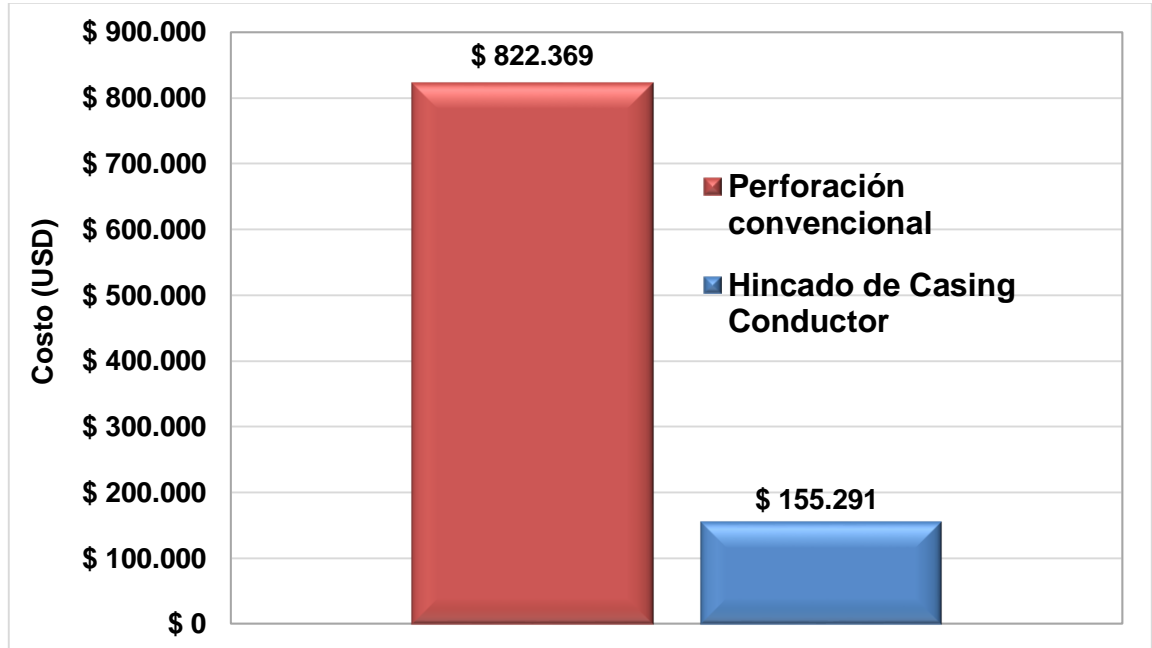
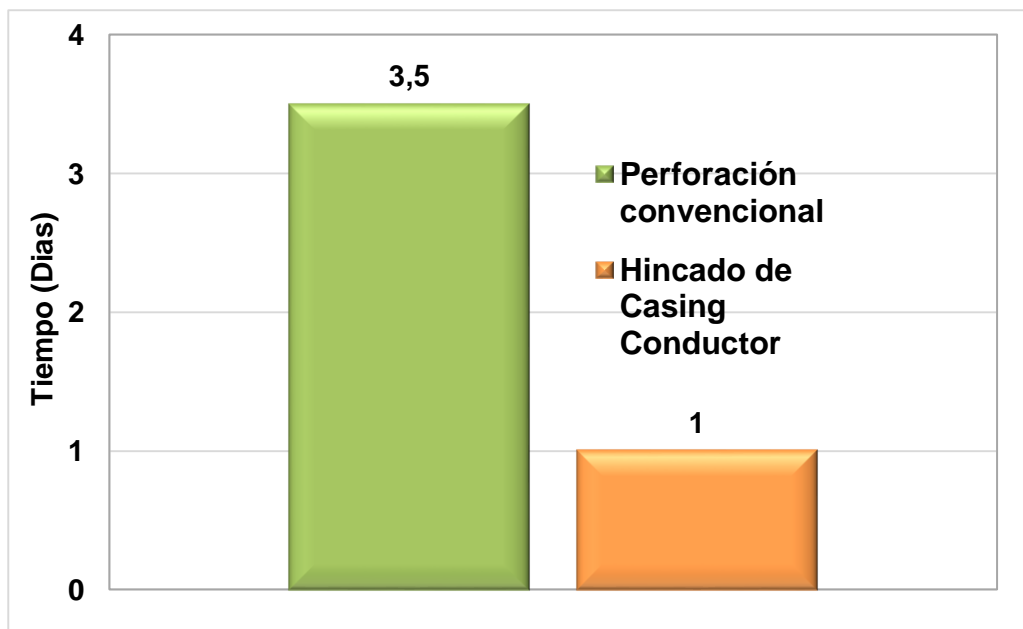


Figura 58. Tiempos de Perforación Convencional vs. Hincado de Casing



4.2. CONSTRUCCIÓN DEL MOUSE HOLE

La construcción del mouse hole es una operación relativamente sencilla pero que puede acarrear ahorros significativos al proyecto de perforación, ésta se puede realizar mediante 2 maneras: perforación convencional con taladro o hincado. A continuación se presentaran tiempos y costos de cada una de estas 2 técnicas a manera de comparación.

4.2.1. Construcción convencional. La construcción convencional del mouse hole se realiza en 3 fases, la primera consiste en la perforación del hueco, la segunda abarca el revestimiento, y la tercera es la operación de skidding del taladro. Seguidamente se mostrarán tiempos y costos de la perforación del mouse hole en un pozo del campo floreña, ubicado en el departamento de Casanare.

Aclaraciones:

- El diámetro del mouse hole es 11-7/8"
- La profundidad es de 45 ft

Tabla 9. Tiempo y Costo de Mouse Hole Convencional

Instalación Mouse Hole	Tiempo (Horas)	Costos
Perforación del Hueco de 12 1/4"	21	\$ 96,200.00
Skidding del taladro	4	\$ 18,300.00
Total	25	\$114,500.00

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.2.2. Hincado de mouse hole. El hincado de mouse hole será analizado bajo dos escenarios posibles, el primero tiene en cuenta la operación de hincado solo para el mouse hole y el segundo considera la realización en simultaneo del hincado del mouse hole y el hincado del casing conductor. Cada uno de estos dos escenarios será presentado a continuación:

- **Escenario 1:** Realizar la operación de Hincado solo para el Mouse Hole:

Tabla 10. Hincado de Mouse Hole

HINCADO PARA MOUSEHOLE			
DESCRIPCIÓN ITEM	V/Unit US\$	Cant	Subtotal
Hincado de Rotary Mouse Hole de 20" a 11"	\$ 10,750.00	1	\$ 10,750.00
Pie Adicional para el Rotary Mouse hole	\$ 279.00	45	\$ 12,555.00
Fabricación punta de lápiz en junta de 20" a 11"	\$ 5,705.00	1	\$ 5,705.00
Kit de tintas penetrantes	\$ 948.00	2	\$ 1,896.00
Corte de caja y pin o biselado en Tubos	\$ 900.00	5	\$ 4,500.00
Grúa de 100T	\$ 11,010.00	1	\$ 11,010.00
Man Lift	\$ 3,210.00	1	\$ 3,210.00
Cama Alta y Cama Baja especial para grúa	\$ 12,381.00	1	\$ 12,381.00
Cama Baja especial para Man Lift	\$ 4,952.00	1	\$ 4,952.00
Cama Alta para Martillo	\$ 1,857.00	1	\$ 1,857.00
Camión tipo para estructura de alineación	\$ 743.00	1	\$ 743.00
Camión tipo Turbo para equipos de soldadura	\$ 681.00	1	\$ 681.00
Camioneta C-100 para personal	\$ 1,040.00	2	\$ 2,080.00
Alimentación y alojamiento personal hincado	\$ 100.00	15	\$ 1,500.00
Tubo de 13 3/8 Inches	\$ 5,000.00	3	\$ 15,000.00
Total Operación			\$ 88,820.00

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

- **Escenario 2:** Hincado de Mouse Hole en simultáneo con el hincado de casing conductor:

Tabla 11. Hincado de Mouse Hole en Simultáneo con Conductor

HINCADO EN SIMULTÁNEO			
DESCRIPCIÓN ITEM	V/Unit US\$	Cant	Subtotal
Hincado de Rotary Mouse Hole de 20" a 11"	\$ 10,750.00	1	\$ 10,750.00
Pie Adicional para el Rotary Mouse hole	\$ 279.00	45	\$ 12,555.00
Fabricación punta de lápiz en junta de 20" a 11"	\$ 5,705.00	1	\$ 5,705.00
Cama Alta para Martillo	\$ 1,857.00	1	\$ 1,857.00
Tubo de 13 3/8 Inches	\$ 5,000.00	3	\$ 15,000.00
Total Operación			\$ 45,867.00

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.2.3. Análisis de resultados

- **Escenario 1:** Realizar la operación de Hincado solo para el Mouse Hole:

Tabla 12. Hincado de Mouse Hole Solo vs Construcción Convencional

RESUMEN		
Operación	Total (USD)	Tiempo (Horas)
Hincado Mouse Hole (Solo)	\$ 88,820.00	12
Construcción convencional	\$ 114,500.00	25
Ganancias Operacionales	\$ 25,680.00	13

- **Escenario 2:** Hincado de Mouse Hole en simultáneo con el hincado de casing conductor:

Tabla 13. Hincado de Mouse Hole en Simultáneo vs Convencional

RESUMEN		
Operación	Total (USD)	Tiempo (Horas)
Hincado Mouse Hole (Simult)	\$ 45,867.00	12
Construcción convencional	\$ 114,500.00	25
Ganancias Operacionales	\$ 68,633.00	13

El hincado de Mouse Hole bajo los dos escenarios presentados representa un ahorro considerable comparado con la construcción convencional, el segundo escenario es el más favorable ya que se logra un ahorro en el costo de aproximadamente del 60% (**Figura 59**) y una reducción en el tiempo que esta alrededor del 50% (**Figura 60**). Las operaciones de hincado muestran un plus para las operaciones y son evidencia de que hasta lo más mínimo puede ser optimizado, generando un alto impacto positivo en los costos y tiempos.

Figura 59. Costos de Construcción Convencional vs. Hincado de Mouse Hole

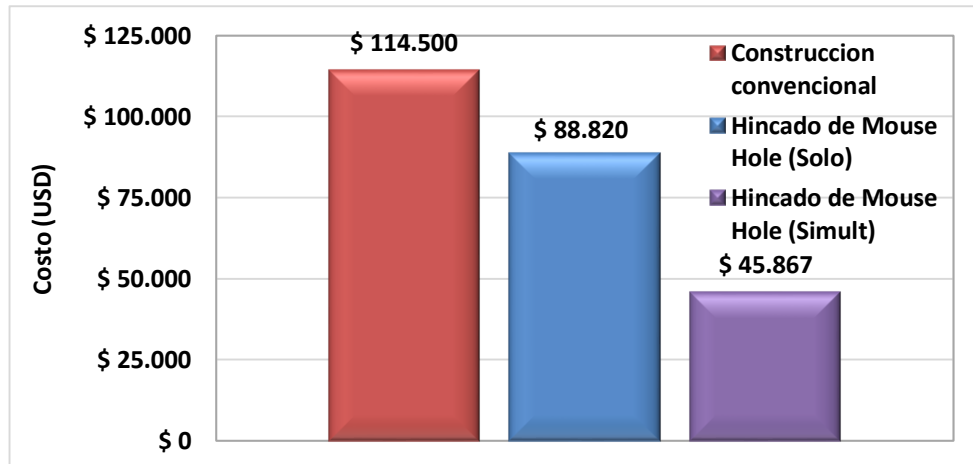
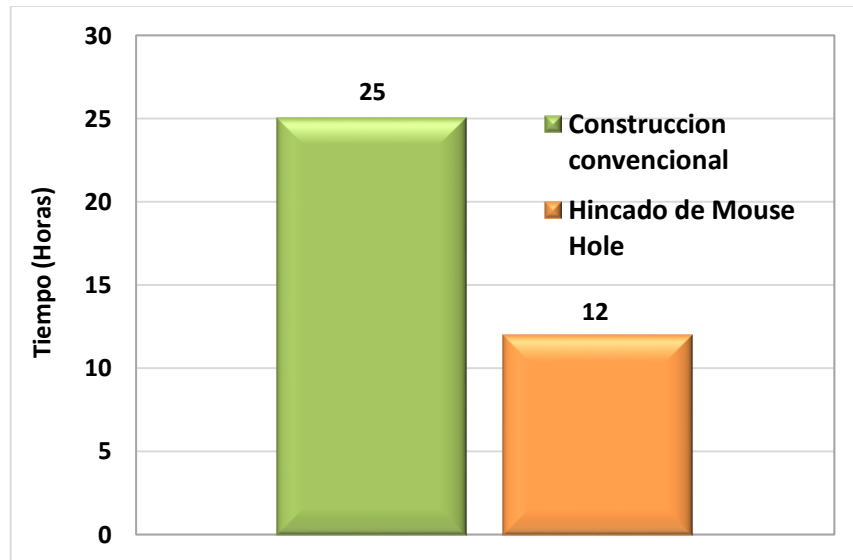


Figura 60. Tiempos de Construcción Convencional vs. Hincado de Mouse Hole



4.3. PERFORACIÓN DE POZOS LATERALES

Los pozos laterales brindan una nueva forma de recuperar mayor cantidad de reservas a un menor costo. La perforación de estos pozos se puede realizar bien sea mediante la técnica convencional con taladro de perforación o mediante la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling.

Aclaraciones:

- Para efectos del análisis económico se tomó como base la perforación de 2 pozos laterales.
- El tamaño de hueco y la longitud de los laterales son similares en ambos escenarios.

4.3.1. Perforación convencional de pozos laterales. A continuación, se presentarán de manera resumida los costos y tiempos involucrados en cada una de las operaciones de perforación de dos pozos laterales con taladro.

Tabla 14. Costo y Tiempo de Laterales con taladro

Construcción de Pozos Laterales con taladro	
Días Totales	67
Descripción	Total (USD)
Trabajos Civiles	\$ 508,000.00
Movilización	\$ 1,716,000.00
Perforación	\$ 4,042,000.00
Completamiento	\$ 1,306,000.00
WIT	\$ 1,134,000.00
P&O Allocations	\$ 682,630.00
P&O Direct	\$ 270,480.00
Field Support Allocations	\$ 682,630.00
Subtotal	\$ 10,341,740.00
Impuestos	\$ 783,540.00
Total	\$ 11,125,280.00

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.3.2. Perforación de pozos laterales con CTD. Seguidamente se describirán de manera resumida cada uno de los tiempos y costos en los que se incurren durante la construcción de dos pozos laterales con Coiled Tubing Drilling:

Tabla 15. Costo y Tiempo de Laterales con CTD

CONSTRUCCIÓN DE POZOS LATERALES CON CTD			
DÍAS TOTALES		25	
SERVICIO	DESCRIPCIÓN	1 Lateral	2 Laterales
Coiled Tubing	Operación Coiled Tubing	\$ 761,331.50	\$ 1,522,663.00
	Movilización	\$ 125,000.00	\$ 250,000.00
	Software	\$ 3,687.50	\$ 7,375.00
Carretes	Movilización	\$ 20,000.00	\$ 40,000.00
	Precio Carrete	\$ 198,750.00	\$ 397,500.00
Equipos de Sup	Separador, etc.	\$ 84,155.50	\$ 168,311.00
Aseguramiento	Estudios	\$ 16,250.00	\$ 32,500.00
	Ingeniera	\$ 33,750.00	\$ 67,500.00
	Aseguramiento	\$ 60,000.00	\$ 120,000.00
Herramientas	Herramientas de fondo	\$ 967,733.50	\$ 1,935,467.00
	Disponibilidad de htas	\$ 628,750.00	\$ 1,257,500.00
Fluidos	Fluidos	\$ 75,000.00	\$ 150,000.00
Logística	Logística	\$ 288,000.00	\$ 576,000.00
Intervenciones	Preparación del pozo	\$ 75,000.00	\$ 150,000.00
TOTAL		\$ 3,337,408.00	\$ 6,674,816.00
TOTAL (Con Allocation 12%)		\$ 3,737,896.96	\$ 7,475,793.92

Fuente: Tomado y Modificado de Equion Energía.

4.3.3. Análisis de resultados

Tabla 16. Perforación con Taladro vs. CTD

RESUMEN		
Operación	Total (USD)	Tiempo (Días)
Perf de pozos laterales con taladro	\$ 11,125,280.00	67
Perf de pozos laterales con CTD	\$ 7,475,793.92	25
Ganancias Operacionales	\$ 3,649,486.08	42

La tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling presenta una reducción bastante apreciable tanto en tiempo como en costo de la operación de perforación de pozos laterales. Se aprecian ganancias operacionales de 3,6 Millones de dólares (**Figura 61**) y una disminución en el tiempo de la operación de 42 días (**Figura 62**). Es por esto que la perforación de pozos laterales con la tecnología no convencional de Coiled Tubing Drilling es una excelente opción para los proyectos de perforación a realizarse en un futuro.

Figura 61. Costos de Perforación con Taladro vs CTD

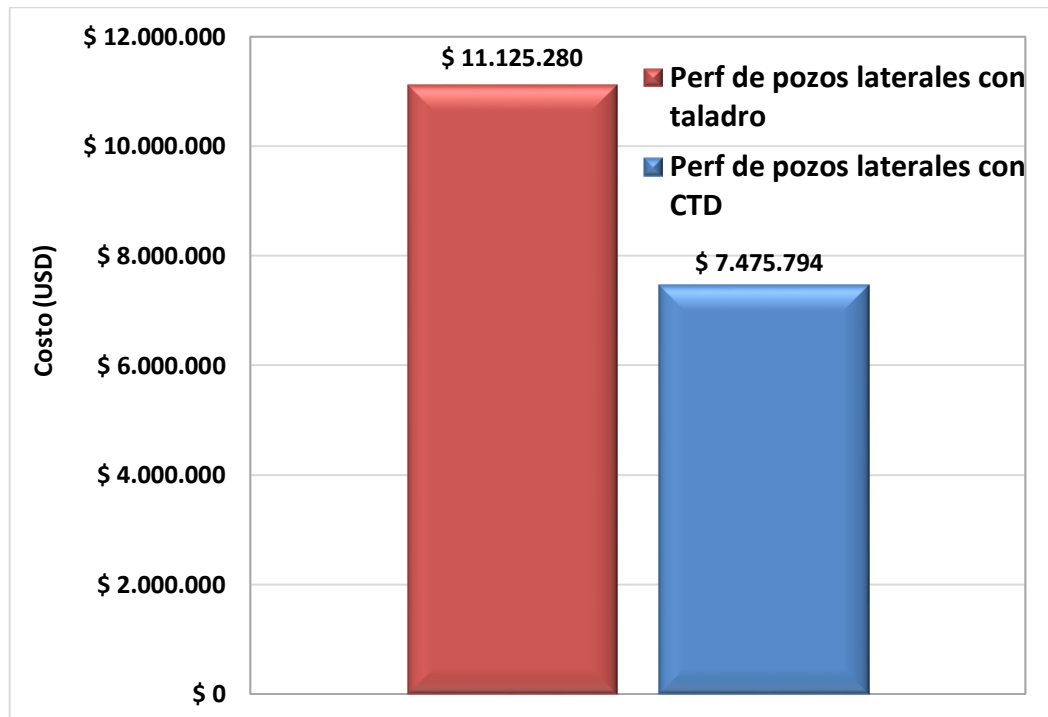
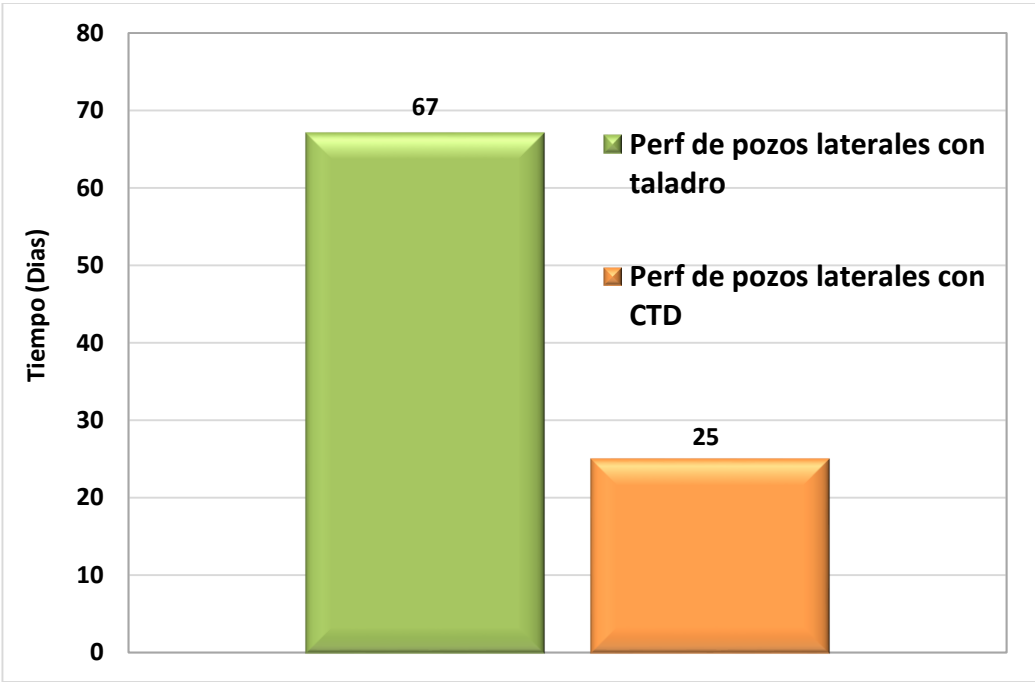


Figura 62. Tiempos de Perforación con Taladro vs CTD



5. CONCLUSIONES

En las técnicas de perforación dirigidas a la optimización se presentan riesgos debido a la falta de experiencia; a su vez existen limitaciones que conllevan a enfrentarse a nuevos retos. Para el caso del hincado el personal involucrado en la operación se expone a equipos de gran peso y tamaño, y por parte de la tecnología de CTD existe como principal reto la inhabilidad de rotar la tubería y la corta vida útil de ésta.

Las operaciones de hincado brindan una oportunidad de mejora de las operaciones de construcción de la sección de casing conductor y el mouse hole; ya que en estas no es necesario el taladro y se evitan los trabajos de cementación. Además, el análisis económico presentó ahorros significativos de dinero de hasta el 80% y en tiempo de hasta 50% comparado con la técnica convencional.

La tecnología no convencional de CTD presenta una alternativa económica y técnicamente viable para las actividades de perforación de pozos laterales en Colombia, ya que esta proporciona beneficios económicos de hasta 35% y ahorros en tiempo de aproximadamente 60%; además de que brinda ventajas operacionales como la no necesidad de realizar conexiones y de poder trabajar con el pozo produciendo.

6. RECOMENDACIONES

Realizar el proceso de selección de la técnica de hincado y/o la tecnología de CTD teniendo en cuenta factores propios de cada una, tales como: experiencias previas, principios, consideraciones de diseño, ventajas, limitaciones, procedimiento, entre otras; con el fin de tomar una decisión acertada y asegurar el éxito y seguridad de la operación.

Tomar como base los datos económicos aquí presentados tanto para la técnica de hincado como para la tecnología de CTD, con el fin de que sirvan como guía para analizar la aplicación de una nueva técnica de construcción y perforación de pozos petroleros en Colombia.

Realizar las operaciones de hincado de Casing Conductor y Mouse Hole en simultaneo siempre que sea posible, esto con el fin de obtener mayores ahorros en la operación.

BIBLIOGRAFÍA

AFANADOR, Carlos; DELGADO, Luis. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008. p. 18-20.

AFGHOUL, A; AMARAVADI, S; BOUMALI, A; CALMETO, J; LIMA, J; LOVELL, J; TINKHAM, S; ZEMLAK, K; STAAL, T. Coiled Tubing: The Next Generation. Oilfield Review. Verano de 2004. p. 40-61.

ALDRIDGE, T; HALAND, G. Assessment of Conductor Setting Depth. Offshore Technology Conference. Houston, U.S.A. Mayo, 1991. p. 1-4.

BAKER, Ron. A Primer of Oilwell Drilling. Petroleum Extension Service. Houston, U.S.A. 2001.

BOUMALI, Abderrahmane; BRADY, Mark; FERDIANSYAH, Erik; KUMAR, Santhana; ORTIZ, Avel; WILSON, Stuart; PANDEY, Arun. Tubería Flexible: Métodos Innovadores de Intervención de Pozos. Oilfield Review. Primavera de 2006.

CARABALLO, Katheryne; ALEN, Graciela. Estudio de Factibilidad Técnico Económica del Uso del Coiled Tubing para la Perforación de Pozos Someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Puerto de la Cruz, Venezuela. Marzo, 2011. p. 49-80.

CHARLEZ, A; BREANT, P. The Multiple Role of Unconventional Drilling Technologies. From Well Design to Well Productivity. Society of Petroleum Engineers. The Hague, The Netherlands. Mayo, 1999. p. 1-2.

CHOE, Jonggeun; HANS, C. Unconventional Method of Conductor Installation to Solve Shallow Water Flow Problems. Society of Petroleum Engineers. San Antonio, U.S.A. Octubre, 1997. p. 1-5.

COURVILLE, P; MADDOX, S. Rigless Slimhole Drilling. Offshore Technology Conference. Houston, U.S.A. Mayo, 1993. p. 2-6.

EQUION. DC&I Standard Operating Procedures 30" Conductor. Pro-0572. Rev. 2. Colombia. Julio, 2015. p. 4-9.

FRANK'S INTERNATIONAL. Diesel Hammer. Los Angeles, U.S.A. 2003.

FRANK'S INTERNATIONAL. Procedimiento de Hincado de Conductores de 30 con Martillo D62. Sucursal Colombia.

GELERO, Martin; SOROLDONI, Thiago; BARRETO, Diogo. Sao Francisco Basin Tight Reservoir Play: Defining Benefits of Hammer Bit/Percussion Drilling, Onshore Brazil. Society of Petroleum Engineers. Forth Worth, U.S.A. Marzo, 2014. p. 1-4.

HARRIS, David; ADAMS, Paul. New Onshore Rigless Intervention System. Society of Petroleum Engineers. Amsterdam, The Netherlands. Febrero, 2007. p. 1-2.

HEEREMA, Edward. An Evaluation of Hydraulic vs. Steam Pile Driving Hammers. Offshore Technology Conference. Houston, U.S.A. Mayo, 1980. p. 1-6.

HILL, David; NEME, Eric; MOLLINEDO, Miguel. Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields. Oilfield Review. Otoño, 1996.

HOGAN, S. Drilling Efficiency Study Reduces Drilling Cost in Colombia. Society of Petroleum Engineers. New Orleans, U.S.A. Marzo, 1989. p. 1-4.

KAVANAGH, T; PRUITT, R; REYNOLDS, M; ORTIZ, R; SHOTENSKI, M; COE, R; DAVIS, P; BERGUM, R. Underbalance Coiled Tubing Drilling Practices in a Deep, Low-Pressure Gas Reservoir. Society of Petroleum Engineers. Dallas, U.S.A. Octubre, 2005.

KINSLOW, J; BOUMALI, A; AMINE, D. Creative Combination of New Coiled Tubing Technologies for Stimulation Treatments. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, U.S.A. Abril, 2005.

LOPEZ, Cesar; SUA, Holman. Análisis Comparativo de la Tecnología “Slim Hole” con la Perforación Convencional de Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2011.

NATIONAL OILWELL VARCO. Coiled Tubing Handbook – Coiled Tubing Equipment. Rev 2.

NIEDERMAYR, Michael; PEARSE, Jack; ZO, Ming; UTAMA, Budi. First Australasian Batch Conductor Drilling - World Record Size – Ahead of Time Estimate. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. Diciembre, 2009. p. 1-9.

NOGUEIRA, E; BORGES, A; JUNIOR, C; MACHADO, R. Torpedo Base – A New Conductor Installation Process. Society of Petroleum Engineers. Houston, U.S.A. Mayo, 2005. p. 1-3.

RAHMAN, Abdul; HAMZAH, N; RAZAK, A; FAUZI, Ahmad; JENIE, J; HARIRY, E; CHAARI, Y. Peninsular Malaysia Coiled-Tubing Drilling Case Study: Atypical Approach to an Unconventional Drilling Technique. Society of Petroleum Engineers. Tianjin, China. Julio, 2012. p. 1-6.

RODRIGUEZ, Edward; RUSINQUE, Javier; RINCON, Luis. Reporte sobre Operación de Hincado en Pozo Canatua 1. EQUION. Colombia. Junio, 2012.

RUSINQUE, Javier. Programa de Hincado de Casing. Equion. Colombia. Octubre, 2012.

SCHLUMBERGER. Coiled Tubing Client School Manual. Noviembre, 1996. p. 125-172.

SCHLUMBERGER. Introducción al Equipo de Perforación. Rev. 0.0. Abril, 2004.

VARHAUG, Matt. Un Giro a la Derecha-. Una Visión General de las Operaciones de Perforación. Oilfield Review. Kuala Lumpur, Malaysia. Otoño, 2011. p. 1-3.

WARREN, Tommy; ANGMAN, Per; HOUTCHENS, Bruce. Casing Drilling Application Design Considerations. Society of Petroleum Engineers. New Orleans, U.S.A. Febrero, 2000.

WILLIAMS, Thomas; DESKINS, Greg; WARD, Stephen; HIGHTOWER, Mel. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. Final Report. Houston, U.S.A. Septiembre, 2001.

WRIGHT, H; ARISTIANTO, B; GAN, G; JENIE, J; HYAW, H. Coiled-Tubing Drilling Reentry: Case History from East Kalimantan. Society of Petroleum Engineers. Houston, U.S.A. Marzo, 2004. p. 1-4.

WRIGHT, T; SAS-JAWORSKY, A. World Oil's Coiled Tubing Handbook. Gulf Publishing Co. Houston, U.S.A. 1998.